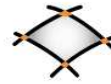




Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
International Institute for Water and Environmental Engineering



UPVD
Université de Perpignan Via Domitia

**Laboratoire Energie Solaire et
Economie d'Energie (LESEE-2iE)**

et

**Laboratoire Procédés, Matériaux et
Energie Solaire (PROMES –CNRS)**

THESE

Présentée en vue d'obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE PERPIGNAN

en Sciences pour l'Ingénieur

Spécialité : Systèmes énergétiques

et de

DOCTEUR DE 2iE

en Sciences et Techniques de l'Eau, de l'Energie et l'Environnement

Spécialité : Energie

par

Daniel YAMEGUEU NGUEWO

EXPERIMENTATION ET OPTIMISATION D'UN PROTOTYPE DE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE PV/DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE: VALIDATION DU CONCEPT « FLEXY ENERGY »

Soutenue publiquement le .19. octobre 2012 devant le jury composé de :

C. CRISTOFARI	Professeur, Univ. de Corse,	Rapporteur
A. FOUCARAN	Professeur, Univ. de Montpellier 2,	Examineur
B. DAKYO	Professeur, Univ. du Havre,	Rapporteur
P.A. NDIAYE	Professeur, Univ. Cheikh Anta Diop de Dakar,	Examineur
X. PY	Professeur, CNRS-PROMES, Univ. de Perpignan,	Directeur de thèse
Y. AZOUMAH	Maître de conférences, 2iE-Burkina Faso,	Co-directeur de thèse

*« Si tu veux avoir connaissance des choses, commence par leur détail et ne passe d'un détail à l'autre qu'après avoir bien fixé le premier dans ta mémoire », **L.D. Vinci.***

DEDICACES

A celui qui était, qui est et qui vient...

A mes parents pour leur soutien inconditionnel tout au long de cette aventure.

A ma tendre épouse pour son amour et son dévouement.

A mes frères Roger, Carlos, Fernand, Thierry, William, Gabriel et Achille pour leurs soutiens multiformes et leurs encouragements.

REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'une cotutelle entre l'université de Perpignan Via Domitia (UPVD) au sein du laboratoire Procédés, Matériaux et Energie Solaire (PROMES-CNRS, UPR 8521) et l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE).

Tout d'abord, je tiens à remercier le Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS) de France pour la bourse dont j'ai bénéficié ainsi que la fondation 2iE à travers son directeur général M. Paul Ginies pour les soutiens multiformes qui m'ont permis de mener à bien ce travail.

Mes sincères remerciements vont à M. Yao Azoumah et M. Xavier Py, mes directeurs de thèse qui m'ont permis de travailler sur ce sujet passionnant. Vous avez été des modèles pour moi dans la recherche et avez fait grandir en moi la rigueur dans le travail. Au delà de vos qualités scientifiques, vos qualités humaines m'ont aidé à garder le cap pendant ces trois années de dur labeur. Merci Xavier, Merci Yao.

Je remercie messieurs les rapporteurs et tous les membres de mon jury qui ont bien voulu accepté d'examiner ce travail.

Enorme reconnaissance à M. Brayima DAKYO qui m'a reçu au laboratoire GREAH de l'université du Havre. Vos réflexions ont été très enrichissantes pour ce travail.

Je remercie aussi MM. Didier Aussel et Pierre Neveu avec qui nous avons eu des discussions très constructives sur ce travail.

J'aimerais témoigner ma profonde gratitude au corps professoral et l'ensemble du personnel de 2iE. C'est grâce à eux que cette aventure s'est bien déroulée jusqu'à son terme.

Un merci spécial à mes collègues et ami(e)s du LESEE pour leur soutien et leur amitié : MM. Henri Kottin, Justin Bassolé, Ahmed Bagré, Madieumbe Gaye, Gildas Tapsoba, Hamed Sankara, David Tsuanyo, Ulrich Compaoré, Léandre Onadja et Patrice Dangang ; et Milles Mintou Sidibé et Pauline Kankala. Merci aussi à Mme Ouattara Bernadette Sanou pour son écoute et ses conseils.

Grand merci au professeur Yezouma Coulibaly pour ses remarques pertinentes sur mon travail chaque fois qu'il avait l'occasion.

Je voudrais aussi remercier mes ami(e)s doctorants de 2iE pour tous les moments inoubliables que nous avons passé ensemble : pascal, Ramdé, Malick, Ibrahim, Mounirou, Stéphanie et Noélie.

Merci à l'animatrice de l'école doctorale du 2iE, Mlle Reine Dagbo pour sa disponibilité dans toutes les démarches administratives effectuées pour moi dans le cadre cette thèse.

Je remercie aussi toute l'équipe de PROMES-CNRS de l'université de Perpignan qui m'a très bien accueilli pendant mes séjours. J'aimerais exprimer ma reconnaissance envers MM. Xavier Py, Pierre Neveu, Mme Jocelyne Pla et Mlle Sylvie Payré. Je pense aussi à mes ami(e)s doctorants : Antoine, Anaïs, Guillaume, Benoit et Amélie.

Je remercie mes amis de tous les jours pour leur assistance et leur soutien: Fowé, Fernande, Tadjoua et Victoire. Je n'oublie pas Patrick et Herbert.

Enfin, je terminerai par les familles Ngandeu, Fassu et Tameghe. Un coucou spécial à mon oncle Djigueu Gabriel, mon tonton Tiagueu Daniel et ma tata Tiague Odette.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	1
<i>REFERENCES</i>	<i>7</i>
CHAPITRE I : LES ENJEUX ENERGETIQUES ACTUELS, LES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL ET LE CONCEPT « FLEXY ENERGY »	9
I.1 INTRODUCTION	10
I.2 ENJEUX ENERGETIQUES ACTUELS	10
I.2.1 Lien entre énergie et développement	11
I.2.2 Les préoccupations environnementales	13
I.2.3 Les Energies Renouvelables	14
I.3 L'ELECTRIFICATION RURALE	15
I.3.1 Etat des lieux	15
I.3.2 Les différentes technologies de production utilisées dans l'électrification rurale	16
I.4 LE STOCKAGE DE L'ENERGIE	17
I.5 LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES TECHNOLOGIES HYBRIDES PV/DIESEL DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	19
I.5.1. La configuration série ou single master fixe	20
I.5.2 La configuration PV/diesel commutée ou single master changeant	21
I.5.3. Configuration parallèle ou multi master	22
I.6 LE CONCEPT « FLEXY ENERGY »	24
I.6.1 Description du CFE	24
I.6.2 Les objectifs visés par le CFE	25
I.6.3 La pertinence technologique du CFE	26
I.6.4 Les populations cibles du CFE et impacts escomptés	26
I.7 CONCLUSION	27
<i>REFERENCES</i>	<i>28</i>
CHAPITRE II : ETUDE EXPERIMENTALE DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY »	30
PREAMBULE	31
II.1 ETUDE EXPERIMENTALE DES PERFORMANCES DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY » EN FONCTIONNEMENT AU GASOIL	33
II.1.1 INTRODUCTION	33
II.1.2 PRESENTATION DU PROTOTYPE EXPERIMENTAL	33
II.1.2.1 Présentation générale du prototype	33
II.1.2.2 Les principaux composants du prototype	34
II.1.3 PROTOCOLE EXPERIMENTAL	38
II.1.3.1 Paramètres opératoires et de production nécessaires à l'étude	38
II.1.3.2 Etalonnage des bancs de charges	40
II.1.3.3 Profils de charges	42
II.1.4 RESULTATS EXPERIMENTAUX ET DISCUSSIONS	43
II.1.4.1 Tests sur le groupe électrogène en fonctionnement seul	43

II.1.4.2 Tests avec les charges constantes	47
II.1.4.3 Tests avec des profils de charges variables	55
II.1.4.4 Comparaison entre le générateur diesel seul et le système hybride PV/Diesel fonctionnant au gasoil	59
II.1.5 CONCLUSION SUR LES TESTS AVEC LE GASOIL.....	62
II.2 ETUDE EXPERIMENTALE DES PERFORMANCES DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY » EN FONCTIONNEMENT A L’HUILE VEGETALE DE COTON.....	64
II.2.1 INTRODUCTION	64
II.2.2 PROTOCOLE EXPERIMENTAL.....	64
II.2.2.1 Adaptation du prototype « Flexy Energy » à l’utilisation d’huile végétale pure (HVP).....	65
II.2.2.2 Les profils de charges.....	67
II.2.3 RESULTATS ET DISCUSSIONS	68
II.2.3.1 Tests sur le groupe électrogène en fonctionnement seul.....	68
II.2.3.2 Tests avec les charges constantes.....	69
II.2.3.3 Tests avec profils de charges variables	74
II.2.4 CONCLUSION SUR LES TESTS AVEC L’HUILE DE COTON.....	76
II.2.5 CONFRONTATION DES TESTS AVEC GASOIL ET BIOCARBURANT... 	76
II.2.6 CONCLUSION	78
<i>REFERENCES</i>	<i>80</i>
CHAPITRE III	83
DYNAMIQUE DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY », IMPACTS SUR LES PARAMETRES ELECTRIQUES DU RESEAU LOCAL.....	83
III.1 INTRODUCTION	84
III.2 EXPERIMENTATIONS.....	86
III.2.1 Protocole d’expérimentation.....	86
III.2.2.1 Etude du taux de pénétration PV sur le réseau.....	88
III.2.2.2 Etude de la tension du réseau	90
III.2.2.3 Courants du réseau	92
III.2.2.4 Les harmoniques	95
III.3 CONCLUSION	97
<i>REFERENCES</i>	<i>99</i>
CHAPITRE IV :	101
MODELISATION ET OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL SANS STOCKAGE	101
IV.1 INTRODUCTION	102
IV.2 METHODOLOGIE DE CONCEPTION	103
IV.2.1 Analyse du cahier des charges.....	103
IV.2.2 Formalisation du problème.....	103
IV.2.2.1 La fonction objectif.....	104
IV.2.2.2 Les paramètres de conception.....	104

IV.2.2.3 Les contraintes	104
IV.2.2.4 Les techniques de modélisation	104
IV.2.3 Résolution du problème d'optimisation	105
IV.2.3.1 Les méthodes déterministes	105
IV.2.3.2 Les méthodes stochastiques	106
IV.3 MODELISATION ET OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES	
PV/DIESEL SANS STOCKAGE	106
IV.3.1 Définition du cahier de charges	106
IV.3.2 Formulation du modèle	107
IV.3.2.1 Définition de la fonction objectif	107
IV.3.2.2 Le coût d'investissement du système.....	109
IV.3.2.3 Le coût de maintenance du système	111
IV.3.2.4 Le coût opératoire du système	113
IV.3.2.5 Coût de remplacement du système	115
IV.3.2.6 Valeur résiduelle du système	115
IV.3.2.7 Formulation du problème d'optimisation	116
IV.3.3 Résolution du problème.....	118
IV. 4 APPLICATION : CAS DE LA VILLE DE SIBY AU MALI	119
IV.4.1 Caractéristiques de la ville de Siby	119
IV.4.2 Résultats et discussions	121
IV.4.2.1 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 10%	123
IV.4.2.2 : Valeur minimale de taux de pénétration PV fixée à 20%.....	124
IV.4.2.3 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 30%	125
IV.4.2.4 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 40%	126
IV.4.2.5 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 50%	128
IV.4.3 Confrontation du « Flexy Design » avec HOMER	130
IV.4.3.1 Présentation de HOMER	130
IV.4.3.2 Résultats avec le logiciel HOMER	131
IV.5 CONCLUSION	132
<i>REFERENCES</i>	<i>134</i>
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	136
ANNEXES:	168
<i>REFERENCES</i> :	168

LISTE DES FIGURES

Figure i : Prix du baril de pétrole entre 2003 et 2012 en Dollar US	3
Figure ii: Prototype « Flexy Energy » sur le site de 2iE à Kamboinsé	5
Figure I.1: croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (taux moyen de croissance annuel entre 2000 et 2010).....	11
Figure I.2 : structure de la production d'électricité dans le monde en 2010	14
Figure I. 3 : Configuration PV/diesel série	20
Figure I.4 : configuration commutée.....	21
Figure I.5 : Configuration PV/Diesel parallèle	23
Figure I.6 : Différentes architectures de la configuration PV/Diesel parallèle (a) architecture« Multi-master » avec générateurs Diesel, (b) architecture « multi-master » avec onduleurs	24
Figure I.7 : Architecture général des centrales « Flexy Energy »	25
Figure II.1-1 : Prototype expérimental « Flexy Energy », (a) : photo du prototype, (b) : schéma du prototype.....	34
Figure II.1-2 : champ PV de 2,85 kWc	35
Figure II.1-3 : Groupe électrogène SDMP 11,5 kVA	35
Figure II.1-4: onduleur Sunny Boy 3300, SMA.....	36
Figure II.1-5 : La Sunny WebBox.....	37
Figure II.1-6 : Bancs de charges résistives utilisés dans les tests	37
Figure II.1-7 : disposition conventionnelle des dipôles triphasés.....	40
Figure II.1-8 : câblage d'un dipôle triphasé	40
Figure II.1-9 : profils de charges étudiés avec le gasoil	42
Figure II.1-10 : Courbes de consommation du GD ; (a) consommation spécifique, (b) consommation horaire.....	44
Figure II.1-11 : courbe de rendement de notre moteur en fonctionnement au gasoil	46
Figure II.1-12 : Courbe de rendement de l'onduleur du prototype expérimental	47
Figure II.1-13 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD	48
Figure II.1-14 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD	48
Figure II.1-15 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 105% de la puissance nominale du GD.....	49
Figure II.1-16 : puissance PV injectée sur le réseau en fonction de l'ensoleillement et de la charge	49
Figure II.1-17 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD.....	50
Figure II.1-18 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD.....	51
Figure II.1-19 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 105% de la puissance nominale du GD.....	51
Figure II.1-20 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD	53

Figure II.1-21 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD	53
Figure II.1-22 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 105% de la puissance nominale du GD	54
Figure II.1-23 : puissance générée par le système pour le profil de charge 1	55
Figure II.1-24 : puissance générée par le système pour le profil de charge 2.....	56
Figure II.1-25 : consommation spécifique du GD dans le système hybride pour le profil de charge1	57
Figure II.1-26 : consommation spécifique du GD dans le système hybride pour le profil de charge 2	57
Figure II.1-27: Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour le profil 1.....	58
Figure II.1-28 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour le profil 2	59
Figure II.1-29 : Comparaison des consommations spécifiques du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride.....	60
Figure II.1-30: Comparaison des consommations horaire du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride.....	60
Figure II.1-31 : courbes de consommation du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride.....	61
Figure II.2-1 : Schéma de bicarburation du moteur Diesel.....	66
Figure II.2-2: Éléments du Kit de bicarburation ; (a) Réservoir HVP, (b) Pompe de pré-gavage, (c) Filtre de HVP, (d) électrovannes.....	66
Figure II.2-3 : profil de charge utilisé avec le biocarburant.....	67
Figure II.2-4 : courbe de consommation du GD ; (a) consommation spécifique, (b) consommation horaire	68
Figure II.2-5 : rendement du moteur diesel en fonctionnement à l'huile coton.....	69
Figure II.2-6 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du générateur Diesel.....	70
Figure II.2-7: Puissance générée par le système pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du générateur Diesel.....	70
Figure II.2-8 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du générateur Diesel.....	71
Figure II.2-9 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du générateur Diesel.....	72
Figure II.2-10 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD	73
Figure II.2-11: Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD.....	73
Figure II.2-12 : Puissance générée par le système	74
Figure II.2-13 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour le profil de charge variable.....	75
Figure II.2-14 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour le profil de charge variable.	75

Figure II.2-15 : Courbes de consommation horaire du GD en fonctionnement au gasoil et à l'HVP	77
Figure II.2- 16 : Courbes de consommation spécifique du GD en fonctionnement au gasoil et à l'HVP.....	77
Figure II.2-17 : Courbes de rendement du GD en fonctionnement au gasoil et à l'HVP	78
Figure III.1 : principaux éléments du prototype « Flexy Energy »	87
Figure III.2 : Analyseur de réseau C.A 8310 et connectiques de câblage au réseau et sur le PC	88
Figure III.3 : Taux de pénétration PV enregistrés sur le prototype « Flexy Energy »	89
Figure III.4 : Tensions du réseau pour l'injection du générateur PV sur la phase 1 du générateur Diesel.....	90
Figure III.5 : Tensions du réseau pour l'injection du générateur PV sur la phase 2 du générateur Diesel.....	90
Figure III.6 : Tensions du réseau pour l'injection du générateur PV sur la phase 3 du générateur Diesel.....	91
Figure III.7 : courants du réseau pour le système PV connecté à la phase 1 du groupe diesel	93
Figure III.8: courants du réseau pour le système PV connecté à la phase 2 du groupe diesel.	93
Figure III.9: courants du réseau pour le système PV connecté à la phase 3 du groupe diesel.	94
Figure III. 10: les harmoniques de tension sur le réseau.....	95
Figure III. 11 : les harmoniques en courant sur le réseau.....	96
Figure IV.1: démarche de résolution d'un problème de conception	103
Figure IV.5 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=10\%$ *charge maximale..	123
Figure IV.6 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=20\%$ *charge maximale..	124
Figure IV.7 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=30\%$ *charge maximale..	126
Figure IV.8 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=40\%$ *charge maximale..	127
Figure IV.9 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=50\%$ *charge maximale..	128
Figure IV.10 : Coût de production du kWh en fonction du taux de pénétration.....	130
Figure IV.11 : Synoptique du système simulé avec HOMER.....	131

LISTE DES TABLEAUX

Tableau i : Taux d'accès à l'électricité dans le monde	2
Tableau I.1 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage	18
Tableau I.2 : Caractéristiques des principaux accumulateurs chimiques	19
Tableau II.1.1 : caractéristiques d'un module PV	35
Tableau II.1-2 : principales caractéristiques du groupe Diesel	35
Tableau II.1-3 : Caractéristiques de l'onduleur.....	36
Tableau II.1-4 : caractéristiques de la Sunny WebBox	37
Tableau II.1.5 : paramètres à acquérir pendant les tests.....	38
Tableau II.1-6 : puissances des bancs de charges après étalonnage.....	41
Tableau II.1-7 : caractéristiques du carburant gasoil	43
Tableau III.1 : Différents taux de pénétration PV maximal sur un réseau de distribution électrique	85
Tableau III.2 : valeurs moyennes des surtensions ou creux de tensions observées sur le réseau	91
Tableau IV.1 : Valeurs des paramètres utilisés dans la simulation.....	122
Tableau IV.2 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=10\%$ *charge maximale	124
Tableau IV.3 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=20\%$ *charge maximale	125
Tableau IV.4 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=30\%$ *charge maximale	126
Tableau IV.5 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=40\%$ *charge maximale	127
Tableau IV.6 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=50\%$ *charge maximale	129
Tableau IV.7 : Coût total du système calculé par HOMER.....	132

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A.1: Spécifications des modules PV	140
ANNEXE A.2: Caractéristiques techniques du générateur Diesel	141
ANNEXE A. 3: Spécifications techniques de l'onduleur (Sunny Boy)	144
ANNEXE A.4: Spécifications techniques de l'enregistreur de données (Sunny WebBox)	145
ANNEXE A.5: Caractéristiques de la pince ampèremétrique et du multimètre	146
ANNEXE A.6: Protocoles d'expérimentations.....	148
ANNEXE A.7: Résultats des tests sur le prototype « Flexy Energy » en fonctionnement au gasoil à 20% et 62% de charge.....	150
ANNEXE A.8 : Les différents types de moteurs Diesel	153
ANNEXE A.9 : Résultats des tests sur le prototype « Flexy Energy » en fonctionnement à l'huile de coton à 20% et 62% de charge	155
ANNEXE B.1 : Caractéristiques de l'analyseur de réseau	158
ANNEXE C.1 : Présentation des algorithmes génétiques et de la méthode du recuit simulé	159
ANNEXES C.2 : Evaluation du coût d'une installation PV	162
ANNEXES C.3 : Courbes d'ensoleillement de Siby	162
ANNEXES C.4 : Résultats des simulations pour α_{1min} allant de 60% à 80% de la charge maximale	165
REFERENCES :	168

NOMENCLATURE

a: taux d'actualisation, %
a': taux d'actualisation ajusté pour les dépenses non courantes, %
A: facteur d'annualisation d'une dépense
AC: Courant alternatif
 α_0 : coefficient de consommation en carburant, L/kWh
 α_1 : coefficient d'acquisition des modules PV, Euros
 α_2 : coefficient d'acquisition des groupes Diesels, Euros
 α_3 : coefficient d'acquisition des onduleurs, Euros
 α_4 : coefficient de maintenance des groupes Diesels, Euros/heure
BT: basse tension
 b_0 : coefficient de consommation en carburant
 b_1 : coefficient d'acquisition des modules PV
 b_2 : coefficient d'acquisition des groupes Diesels
 b_3 : coefficient d'acquisition des onduleurs
 b_4 : coefficient de maintenance des groupes Diesels, Euros/kWh
CH: consommation horaire, L/heure
 C_I : coût d'investissement, Euros
 C_M : coût de maintenance, Euros
 C_O : coût d'opération, Euros
 C_R : coût de remplacement, Euros
CS: consommation spécifique, g/kWh ou L/kWh
d: durée de vie du projet, années
D: puissance demandée (charge), kW
DC: courant continu, A
DDO: distillated diesel oil
e: épaisseur, mm
E: électrovanne
F: fréquence, Hz
FO: fuel oil
 F_P : facteur des pertes du champ PV
G: radiation solaire, W/m²
GE: groupe électrogène
GD: groupe Diesel
HFO: heavy fuel oil
HVP: huile végétale pure
i: taux d'intérêt, %
I: courant, A
K: interrupteur

l: largeur, mm
L: longueur, mm
 l_i : limite inférieure
 l_s : limite supérieure
MT: moyenne tension
 n_j : durée de vie du composant j, années
 n_{rj} : durée de vie restant du composant j, années
OND: onduleur
P: puissance, W ou kW
PCI: pouvoir calorifique inférieur, MJ/kg
PV: photovoltaïque
PW: facteur d'actualisation des dépenses courantes et non courantes
R: résistance, Ohms
S: facteur d'actualisation des valeurs résiduelles
t: temps
T: nombre d'heures dans une année
THD: taux harmonique de distorsion, %
 T_{PV} : taux de pénétration solaire, %
U, V: tension, V
 V_R : valeur résiduelle, Euros
 x_i : variables de décision

Indices

c: charge
cc: court circuit
max: maximale
min: minimale
nom: nominale
t: totale
oc: circuit ouvert

Symboles Grecs

$\cos(\varphi)$: facteur de puissance
 δ : taux de charge, %
 ϵ_{ii} : caractérise l'état de marche ou d'arrêt du générateur Diesel i à l'instant t (égale à 0 ou 1)
 η : rendement, %

RESUME

L'accès à l'énergie électrique reste une préoccupation majeure pour les pays de l'Afrique subsaharienne. En effet, près de 70% de la population de cette région n'ont toujours pas accès à l'électricité. La situation est plus préoccupante en zones rurales où on note pour la plupart des villages un taux d'électrification inférieur à 5 %. Par ailleurs, l'électrification rurale des pays au sud du Sahara est essentiellement basée sur des technologies telles que les générateurs Diesels, les systèmes photovoltaïques (PV) avec stockage dans des batteries d'accumulateurs ou même les systèmes hybrides PV/diesel avec stockage dans des batteries. Ces différentes technologies ne permettent pas à ce jour à l'électrification rurale d'être rentable.

Cette thèse s'inscrit dans le cadre de la validation du concept « Flexy Energy » développé par le Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de la fondation 2iE. Ce concept consiste en la production décentralisée d'électricité via les centrales hybrides PV/diesel (gasoil et biocarburant) sans stockage d'énergie dans les batteries d'accumulateurs et avec une gestion intelligente de la production et des charges à alimenter. Les générateurs Diesel sont ainsi alimentés au gasoil ou au biocarburant dépendamment de la disponibilité de chaque type de carburant.

En particulier, la thèse étudie la faisabilité technique et économique de la production d'électricité à partir de ce genre de système. Une installation pilote, basée sur ce concept, constituée d'un groupe électrogène de 11,5 kVA couplé à un champ solaire PV de 2,85 kWc via un onduleur monophasé de 3,3 kW, a été mise en place dans le cadre de cette thèse.

L'étude expérimentale du prototype « Flexy Energy » (en fonctionnement au gasoil et par la suite à un biocarburant) a montré en premier lieu qu'une meilleure efficacité de ce type de système est atteinte en période d'ensoleillement important et en présence de charges élevées. Cette situation permet en effet à chaque générateur (PV et Diesel) de fonctionner à son optimum. Cette partie de l'étude a fait ressortir la nécessité d'une gestion intelligente de la production et des charges au sein du système afin de toujours lui garantir une meilleure efficacité quelles que soient les conditions de charge. Ensuite, l'étude expérimentale a porté sur l'impact du générateur PV sur les paramètres électriques du réseau local (harmoniques en tension et en courant, déséquilibre de tension, surtension, etc.). Cette étude a montré que le générateur PV crée des surtensions localisées au niveau de sa ligne d'injection sur le réseau. Toutefois, on a noté que même pour des pénétrations PV élevées l'onduleur ici utilisé n'engendre pas de pollutions harmoniques dans le réseau en dehors des valeurs permises.

Cette thèse s'est également intéressée à la modélisation des systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage. Le travail réalisé ici se positionne comme un premier pas vers des applications numériques (solutions logicielles ou progiciels) en mesure de dimensionner et d'optimiser les systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage avec une gestion intelligente de la production et des charges.

Mots clés : Flexy Energy, système décentralisé, système hybride, solaire photovoltaïque, Diesel, sans stockage, prototype, expérimentation, modélisation, optimisation.

ABSTRACT

Access to electricity remains a key issue for sub-Saharan African countries. Indeed, nearly 70% of the population of this part of the world doesn't have access to the existing electricity grids. The situation is more catastrophic in rural areas where less than 5% of their population has access to electricity in most of the cases. Besides, the supply of electricity in these rural areas, far from any existing grids, is achieved using: diesel generators, solar PV systems with batteries or PV/Diesel systems with batteries. However, these options don't yet make cost-effective the rural electrification.

An original "Flexy Energy" concept of hybrid solar PV/Diesel power plant, without battery storage has been developed by the Solar Energy and Energy Saving laboratory (SEESL) of 2iE foundation. This concept consists of decentralized electricity generation through hybrid solar PV/Diesel generators systems without energy storage in batteries and with a smart management of the energy production and loads in the system. The Diesel generators are eventually fueled either with gasoil or biofuel depending of the availability of each fuel.

The aim of this work is to study the technical and economical feasibility of the "Flexy Energy" concept. In this sense, an experimental prototype based on this concept has been set up. This facility consists of a PV array of 2.85 kWp coupled with a diesel generator rated at 9.2 kW via a single phase inverter of 3.3 kW.

First, the experimental study of the "Flexy Energy" prototype (fueled with diesel oil and afterwards with biofuel) shows that the system is efficient for periods of higher solar radiations and for higher loads. Indeed, this situation allows each generator (PV and Diesel) to operate in optimal way. This part of the study has pointed out the importance of a smart management of the energy production and loads in such a facility, in order to enhance its efficiency whatever are load conditions.

A second aspect of the experimental study has concerned the impact of the PV generator on the grid electrical parameters (voltage and current harmonic distortions, voltage unbalance, voltage rise,). Results of this study reveal that the PV generation causes the distribution feeder to shift toward higher voltages. However, it has been found that "well designed" inverters enable very small harmonic voltage and current distortions, which are in the range allowed by the standards, even for high levels of the PV penetration.

Finally, this work concerns the modeling of hybrid PV/Diesel systems without storage. The model developed is a first stage for numerical applications (software or software package), useful in the sizing and the optimization of such systems with a smart management of energy production and loads.

Keywords : Flexy Energy, off-grid system, hybrid system, solar photovoltaic, Diesel, without storage, prototype, experimentation, modelling, optimisation.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Ce travail de thèse a été effectué au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de la fondation 2iE (Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, Burkina Faso) et au Laboratoire Procédés, Matériaux et Energie Solaire (PROMES-CNRS, UPR 8521) de l'UPVD (Université de Perpignan Via Domitia, France). Il tente d'apporter une part de solution à la crise énergétique actuelle que traversent la plupart des pays Africains, surtout ceux de l'Afrique subsaharienne. Ce travail s'intéresse en particulier à la question de *l'accès à l'énergie électrique dans les zones rurales et périurbaines d'Afrique subsaharienne*.

L'électricité représente en effet de nos jours une ressource essentielle et vitale pour l'homme : l'approvisionnement en nourriture et en eau, la climatisation, l'éclairage, la santé, les communications, l'informatique, etc... en dépendent étroitement [1]. Ainsi, l'accès à l'énergie électrique est à n'en point douter un facteur clé du développement socio-économique local.

Dans certains pays comme en Europe, les réseaux électriques sont des structures vastes et complexes qui ont pour rôle d'acheminer l'électricité depuis des centres de production massive jusqu'aux lieux de consommation, souvent sur de longues distances. Différemment, dans beaucoup de pays Africains, la croissance de la demande d'électricité ne s'accompagne pas toujours d'une augmentation des capacités de production et de transport conduisant à un grand fossé entre l'offre et la demande en énergie électrique [2]. Par exemple, l'extension des réseaux vers les zones rurales ou la construction de nouveaux réseaux dans des sites lointains rencontrent des contraintes économiques importantes. C'est le cas en Afrique Subsaharienne où près de 70% de la population n'a pas encore accès à l'électricité (voir tableau i).

Tableau i : Taux d'accès à l'électricité dans le monde [3]

	Population sans électricité millions	Taux d'électrification %	Taux d'électrification urbain %	Taux d'électrification rural %
Afrique	587	41,8	68,8	25,0
<i>Afrique du nord</i>	2	99,0	99,6	98,4
<i>Afrique Subsaharienne</i>	585	30,5	59,9	14,2
Asie en développement	675	81,0	94,0	73,2
<i>Chine & Asie de l'est</i>	182	90,8	96,4	86,4
<i>Asie du Sud</i>	493	68,5	89,5	59,9
Amérique latine	31	93,2	98,8	73,6
Moyen Orient	21	89,0	98,5	71,8
Pays en développement	1 314	74,7	90,6	63,2
Monde*	1 317	80,5	93,7	68,0

*Inclus les pays de l'OCDE et de l'Europe de l'Est

Aussi, comme l'illustre le tableau i, la fracture énergétique entre le monde urbain et le monde rural reste préoccupant en Afrique Subsaharienne avec à peine 14% de la population rurale qui a accès à l'électricité contre près de 60% en zones urbaines. On note surtout que les disparités sont particulièrement prononcées pour certains villages où les taux d'électrification sont généralement inférieurs à 5 % [4].

Cette situation peut s'expliquer par le modèle actuel de production électrique mis en œuvre dans la plupart des pays de l'Afrique Subsaharienne fortement dominé par une production à base de centrales thermiques à générateurs Diesels utilisant des produits pétroliers (DDO, HFO, FO, etc...). Il s'agit en effet d'une stratégie de choix technologique fragile qui peut connaître à tout moment une remise en cause brutale avec la hausse du prix du baril de pétrole comme le montre la figure i. En effet, du fait de la forte demande en pétrole et de la spéculation qui en découle, les prix restent très instables, avec cependant une tendance irrémédiable à la hausse.

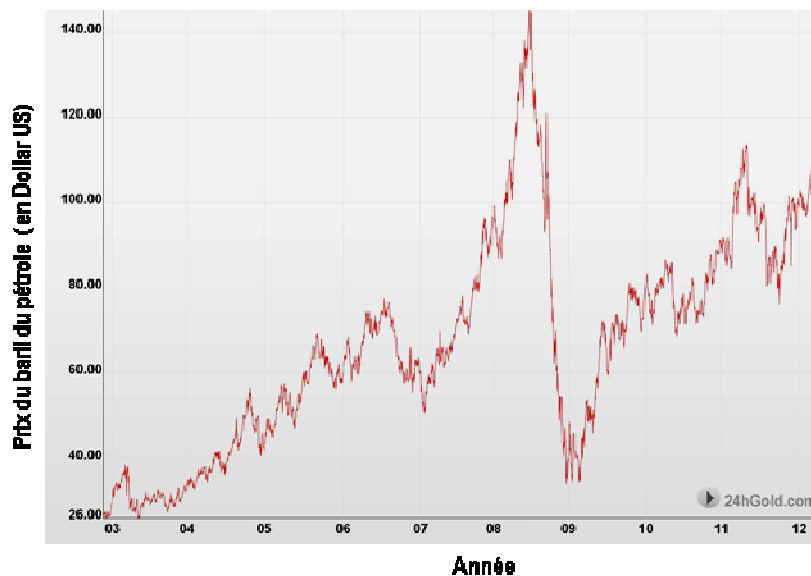


Figure i : Prix du baril de pétrole entre 2003 et 2012 en Dollar US [5]

Cette hausse de prix du pétrole s'accroîtra d'autant plus que le fossé entre l'offre et la demande mondiale s'élargira. Des pays en plein développement comme l'Inde, la Chine ou le Brésil s'apprêtent à consommer davantage des énergies fossiles qui se raréfient.

En effet, les réserves prouvées de pétrole s'établissent à fin 2010 à plus de 40 ans de production actuelle et ce ratio est assez stable depuis plus de 20 ans : l'augmentation des réserves a globalement couvert la production écoulee et sa croissance. De même, les réserves mondiales de gaz sont estimées à près de 60 ans de production actuelle et celles de charbon à près de 120 ans de production actuelle. Néanmoins au-delà des ressources considérables que renferme encore le sous-sol, la question de la sécurité d'approvisionnement reste entière. Ces ressources sont en effet concentrées dans un petit nombre de pays. Certains pays gros consommateurs sont, par conséquent, très dépendants des importations. A la fin 2010, les pays de l'OPEP possèdent plus des trois quarts des réserves mondiales de pétrole et assurent plus de 40% de la production. De même, 55% des réserves de gaz hors gaz conventionnels se

situent dans trois pays : Russie, Iran et Qatar. Aussi, près de 60% des réserves de charbon se situent principalement aux Etats-Unis, en Russie et en Chine. La Chine qui assure près de la moitié de la production mondiale de charbon est devenue importatrice nette ce qui témoigne de l'importance de ses besoins énergétiques [6].

Pour sa part, l'Afrique produit 12,4 % du pétrole, 7 % du gaz, 4,3 % du charbon de la planète mais ne représente que 3,4 % du pétrole, 3,1 % du gaz, 0,5 % du charbon consommés mondialement [7]. Compte tenu des projections sur l'augmentation de la population africaine, les besoins en énergie de ce continent seront de plus en plus croissants ce qui va rendre encore plus hypothétique la réduction de l'insécurité énergétique dans les pays les plus pauvres d'Afrique. En effet, selon le scénario moyen projeté par les experts de l'ONU, la population du continent africain pourrait plus que doubler entre 2010 et 2050 pour s'élever à près de 2,2 milliards d'habitants et représenter 23,6 % de la population de la planète [8].

Cette situation de dépendance énergétique dans les pays au sud du Sahara offre cependant de bonnes perspectives de développement des énergies renouvelables, notamment de l'énergie solaire.

Dans la littérature spécialisée, de nombreux travaux sont consacrés aux options technologiques d'utilisation de l'énergie solaire pour la production décentralisée d'électricité. Celles-ci concernent majoritairement les systèmes photovoltaïques (PV) avec stockage [9,10] et les systèmes hybrides PV/diesel avec stockage [11-15]. Bien que techniquement mature, le stockage d'énergie électrique dans les batteries d'accumulateurs constitue le maillon faible des installations PV à cause de la faible durée de vie des batteries électrochimiques (3 à 5 ans en moyenne) [16-20]. Ceci engendre des remplacements répétés des batteries au cours de la durée de vie de l'installation et donc des dépenses additionnelles. En effet, certaines études ont montré que les dépenses causées par les batteries peuvent représenter à terme jusqu'à 40% du coût global du système dans une installation photovoltaïque [10]. Egalement, la question du devenir des batteries en fin de vie représente une problématique majeure; les structures de recyclage des batteries sont encore inexistantes dans la plupart des pays Africains et ces dernières sont rejetées dans la nature induisant un fort impact environnemental. Il apparaît donc que la question du stockage mérite d'être regardée de près si l'on veut d'une part réduire le coût de production de l'électricité photovoltaïque et d'autre part éviter de polluer l'environnement. Dans cette optique certains auteurs se sont intéressés aux systèmes hybrides PV/diesel sans stockage [16, 20]. Toutefois ces travaux sont limités à des études de faisabilité et n'apportent aucune information quant au comportement de ce genre de système en situation réelle de fonctionnement.

Il faut cependant souligner que s'il est vrai que l'électrification rurale décentralisée (ERD) est à privilégier à chaque fois que le raccordement au réseau électrique national est jugé coûteux, il n'en demeure pas moins qu'il ne s'agit pas à l'heure actuelle d'un domaine rentable en Afrique subsaharienne [21]. En effet l'ERD des pays au sud du Sahara est essentiellement basée sur des technologies telles que les générateurs Diesels, des systèmes PV avec stockage dans des batteries d'accumulateurs ou même des systèmes hybrides PV/diesel avec stockage dans des batteries dont les coûts de production de l'électricité restent encore trop élevés. Aussi la plupart des projets d'ERD concernent d'avantage des programmes pilotes que des projets d'envergure et sont généralement réalisés avec l'aide des institutions de coopération

internationales (telles que la Banque Mondiale, la Commission de l'Union Européenne, la Banque Africaine de Développement, etc.) ce qui ne permet pas de résoudre efficacement et durablement le problème de l'accès à l'électricité. En outre, les expériences connues s'illustrent par une très faible implication du secteur privé local pour l'ERD alors que la plupart des Etats africains ont décidé de réformes allant dans le sens de la libéralisation du secteur électrique. Ce constat peut s'expliquer entre autres par la non-rentabilité de l'électrification rurale précédemment évoquée, un service public structurellement déficitaire et une prise de conscience du risque financier inhérent à des investissements privés lourds dans des contextes socio-politiques souvent incertains [22].

Dans ce contexte, la **problématique scientifique de la thèse** est ainsi posée : ***Comment produire de l'électricité décentralisée de façon durable et rentable à partir des systèmes hybrides PV/Diesel ?***

Le concept « Flexy Energy » développé par l'équipe du LESEE de la fondation 2iE [23-25] ambitionne d'apporter des éléments de réponse à cette question majeure. Le concept proposé consiste en la production décentralisée d'électricité via des centrales hybrides PV/groupe électrogène (gasoil et/ou biocarburant) sans stockage d'énergie dans les batteries d'accumulateurs avec une gestion intelligente de la production et des charges. Bénéficiant des travaux de 2iE consacrés à l'utilisation de biocarburant dans les moteurs Diesels [26,27], le générateur Diesel est muni d'un système de bicarburant qui lui permet de fonctionner soit au gasoil soit au biocarburant (Huile Végétale Pure) dépendamment de la disponibilité du type de carburant.

Dans le cadre de la présente thèse, un prototype illustrant ce concept (voir figure ii) a été installé au LESEE à Kamboinsé¹.

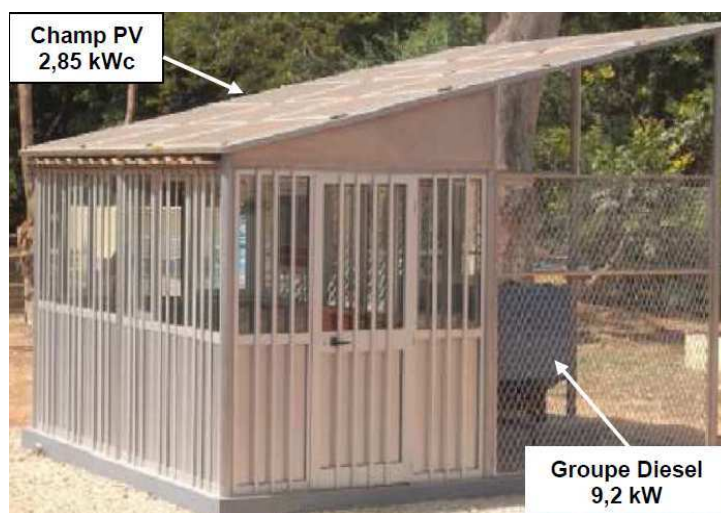


Figure ii: Prototype « Flexy Energy » sur le site de 2iE à Kamboinsé

¹ Kamboinsé est une localité située à 15 km de Ouagadougou, capitale du Burkina Faso. Elle a pour coordonnées géographiques : Latitude : 12, 44, Longitude : -1,56.

Ce prototype est constitué d'un groupe électrogène de 11,5 kVA couplé à un champ solaire PV de 2,85 kWc via un onduleur monophasé de 3,3 kW.

Ce travail de thèse s'inscrit dans le cadre de la validation du concept « Flexy Energy », avec pour **objectif principal**: « *Expérimenter et optimiser un système hybride PV/diesel sans stockage* ».

Certes, l'association de plusieurs sources d'énergie (générateurs Diesel et PV) offre potentiellement une certaine fiabilité au système global mais elle induit aussi plusieurs problèmes qui seront abordés dans cette thèse. Il s'agit entre autres :

- du choix de la taille optimale de chaque composant du système énergétique global,
- de l'optimisation de la gestion de l'énergie (gestion des charges et de la production) au sein du système.

Ces deux niveaux d'optimisation devraient permettre d'aboutir à une configuration et une gestion optimales du système, c'est-à-dire celles pour lesquelles le coût de production du kWh électrique est minimal ou alors optimisé vis-à-vis des pouvoirs d'achat des populations concernées.

Le document de synthèse du travail de recherche réalisé est structuré en quatre chapitres :

Le chapitre I fait le point sur les enjeux énergétiques actuels, documente le sujet à travers une revue bibliographique sur les différentes technologies solaires photovoltaïques disponibles et enfin présente le concept « Flexy Energy ».

Le chapitre II est consacré à la présentation et l'étude du comportement du prototype « Flexy Energy » en fonctionnement sous différentes conditions de charges et d'ensoleillement. Les performances du prototype sont évaluées dans un premier temps lorsqu'il fonctionne avec du gasoil et ensuite avec un biocarburant (l'huile végétale de coton).

Dans **le chapitre III** nous étudions l'aspect qualitatif des performances de notre prototype. Plus précisément l'objectif ici est d'étudier l'impact du générateur photovoltaïque sur la qualité de l'énergie produite par le mini-réseau (groupe électrogène). Certains paramètres électriques du réseau tels que les taux de distorsions harmoniques, les surtensions ou les creux de tension, le déséquilibre des phases du réseau sont étudiés.

Le chapitre IV est consacré à la modélisation et l'optimisation des systèmes hybrides PV/diesel sans stockage. Les méthodes ou les algorithmes d'optimisation les plus utilisés en ingénierie sont présentés en premier lieu. Ensuite une modélisation des systèmes hybrides PV/Diesel avec le *coût global du système sur sa durée de vie* ou "*Life Cycle Cost*" (*LCC*) comme fonction objectif est réalisée. Le travail effectué ici se positionne comme un premier pas vers des applications numériques (solutions logicielles ou progiciels) en mesure de dimensionner et d'optimiser les systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage avec une gestion intelligente de la production et des charges.

REFERENCES

- [1] Vu T., Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés, thèse de doctorat, Université de Grenoble, (2011).
- [2] Ngundamb E.M., Tchinda R., Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon, *Renewable Energy* 32, 832-844, (2007).
- [3] WEO, the electricity access database 2009, <http://www.iea.org/weo/electricity.asp>
- [4] OIF, les agences d'électrification rurale en Afrique subsaharienne, <http://www.club-er.org/upload/doc210.pdf>
- [5] <http://www.prixdubaril.com>
- [6] <http://www.scribd.com/doc/57372351/bp-statistical-review>
- [7] AFD, BAD, l'énergie en Afrique à l'horizon 2050 <http://www.energy-for-africa.fr/files/file/study/l-energie-en-afrique-a-l-horizon-2050.pdf>
- [8] Coe-Rexecode, Perspectives pour le continent africain : futur géant économique ou non ? (2011), <http://www.coe-rexecode.fr/public/analyses-et-previsions/documents-de-travail>.
- [9] Durlinger B., Reinders A., Toxopeus M., A comparative life cycle analysis of low power PV lighting products for rural areas in south east Asia, *Renewable Energy*, 41, 96-104, (2012)
- [10] Notton G., Musseli M., Poggi P., Louche A., Autonomous photovoltaic systems influences of some parameters on the sizing: simulation time step, input and output power profil, *Renewable Energy*, 1-4, 355-369, (1996).
- [11] Deshmukha M.K., Deshmukh S.S., modeling of hybrid renewable energy systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 235-249, (2008).
- [12] Hochmuth G.C.S., A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems, *Solar Energy*, 61-2, 77-87, (1997).
- [13] Shaahid S.M., El-Amink I., Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia-a way forward for sustainable development, *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 13, 625-633, (2009).
- [14] Papadopoulos D.P., Maltas E.Z., Design operation and economic analysis of autonomous hybrid pv-diesel power systems including battery storage, *Journal of Electrical Engineering*, 61-2, 3-10, (2010).
- [15] Ashari M., Nayar C.V., An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system, *Solar Energy*, 66(1), 1-9, (1999).
- [16] Ruther R., Martins D.C., Bazzo E., Hybrid diesel/photovoltaic systems without storage for isolated mini-grids in northern Brazil. In: proceeding of the 28th IEEE photovoltaic specialists conference, anchorage, USA, 1567-1570, (2000).
- [17] Koutroulis E., Kolokotsa D., Potirakis, Kalaitzakis K., Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms, *Solar Energy*, 80, 1072-1088, (2006).
- [18] Muselli M., Notton G., Poggi P., Louche A., PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: an analysis via simulation calculations, *Renewable Energy*, 20, 1-7, (2000).
- [19] Musseli M., Notton G., Louche A., Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management, *Solar Energy*, 65(3), 143-157, (1999).
- [20] Lopez R.D., Agustin J.L.B., Design and control strategies of pv-diesel systems using genetic algorithms Rodolfo, *Solar energy*, 79, 33-46, (2005).

- [21] Bentaleb N., « l'électrification rurale décentralisée dans le sud », *vertigo - la revue électronique en sciences de l'environnement*, 5-1, (2004), <http://vertigo.revues.org/3910> ; doi : 10.4000/vertigo.3910
- [22] Shanker A., Watchueng S., Yalams P., les enjeux de l'électrification dans les pays en développement, *constructif n°9*, (2004), <http://www.constructif.fr>
- [23] Azoumah Y., Yamegueu D., Ginies P., Coulibaly Y., Girard P., sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-saharan africa: the "flexy-energy" concept, *Energy Policy*, 39, 131–141, (2011).
- [24] Yamegueu D., Azoumah Y., Py X., Zongo N., experimental study of electricity generation by solar pv/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas, *Renewable Energy*, 36, 780-1787, (2011).
- [25] Yamegueu D., Azoumah Y., Py X. Experimental and economical study of sustainable electricity generation by solar PV/diesel hybrid system without storage for off grid areas, *WIT transactions on ecology and the environment*, 143, 37-49, (2011).
- [26] Azoumah Y., Blin J., Daho T., exergy efficiency applied for the performance optimization of a direct injection compression ignition (CI) engine using biofuels, *Renewable Energy*, 34, 1494-1500, (2009).
- [27] Sidibe S., contribution a l'étude des huiles végétales de coton et de jatropha curcas comme biocarburant dans les moteurs diesels a injection directe, thèse de doctorat, Institut International d'ingénierie de l'eau et de L'environnement (2iE), (2011).

CHAPITRE I :

LES ENJEUX

*ENERGETIQUES ACTUELS, LES
SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL
ET LE CONCEPT « FLEXY
ENERGY »*

I.1 INTRODUCTION

Les problèmes d’approvisionnement en énergie rencontrés à l’échelle mondiale sont dus aux effets combinés de plusieurs facteurs, entre autres : une consommation énergétique croissante, une raréfaction des ressources fossiles et les effets néfastes des changements climatiques sur les écosystèmes (canicule, tempête, inondations, etc.). Les conséquences pour le moins préoccupantes se répercutent sur la disponibilité et la qualité de l’énergie. C’est pourquoi il est plus que jamais urgent de trouver des solutions énergétiques techniquement réalisables et qui satisfassent aux exigences en matière de durabilité. Ces exigences peuvent se résumer dans la définition même du développement durable (ou développement soutenable) proposée en 1987 par la commission mondiale sur l’environnement et le développement dans le rapport Brundtland, à savoir : *Un développement qui répond aux besoins des générations présentes sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs* [1].

Il est clair que si le modèle de développement actuel fondé sur des sources majoritairement fossiles, non renouvelables et donc limitées n’est pas amélioré, le concept de développement durable serait difficilement réalisable. En effet l’émission globale de CO₂ devrait augmenter de 52% entre 2003 et 2030 si les politiques énergétiques actuelles n’évoluent pas [2].

Toutefois, le recours aux énergies renouvelables au cours de cette dernière décennie a montré que ces dernières peuvent contribuer dans une grande mesure à trouver une solution aux problèmes évoqués ci-dessus surtout en raison de leur caractère décentralisé [3].

L’objectif du présent chapitre est dans un premier temps de faire le point sur les enjeux énergétiques actuels à l’échelle du monde et particulièrement de l’Afrique. Le rôle que peuvent jouer les énergies renouvelables et particulièrement le solaire dans la recherche de solutions à la crise énergétique actuelle sera particulièrement mis en exergue. Ensuite, les différentes configurations des systèmes hybrides PV/Diesel avec leurs avantages et limites sont présentées, pour terminer enfin par la présentation du concept « Flexy Energy ».

I.2 ENJEUX ENERGETIQUES ACTUELS

Dans un monde où la croissance démographique et le développement des activités économiques tirent à la hausse les besoins énergétiques, et où les émissions de gaz à effet de serre induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au réchauffement climatique de la planète, les enjeux énergétiques actuels deviennent de plus en plus cruciaux.

La croissance des besoins soulève la question de la sécurité d’approvisionnement en énergie et les changements climatiques celle de la durabilité des systèmes énergétiques. Ces défis doivent être appréhendés en tenant compte des enjeux économiques et notamment de compétitivité que les choix énergétiques impactent directement.

Dans les paragraphes suivants, les éléments pouvant permettre de mieux comprendre le contexte énergétique actuel tant à l’échelle du monde que de celui de l’Afrique sont abordés.

I.2.1 Lien entre énergie et développement

Historiquement, la demande énergétique mondiale a connu une croissance soutenue au cours des 40 dernières années, passant de près de 5000 Mtep en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a ainsi été multipliée par plus de 2,4 en 40 ans, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyenne de l'ordre de 2,24%. Cette tendance, si elle devait se prolonger sur les 40 prochaines années, conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 2010 [4].

D'autre part, plusieurs études ont montré que la consommation énergétique et la croissance économique d'un pays sont théoriquement liées [5-8]. Ainsi la production d'électricité ramenée au nombre d'habitants peut être un bon indicateur pour mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde.

Comme l'illustre la figure I.1, l'Amérique du Nord est la région où l'on produit le plus d'énergie électrique par habitant dans le monde (14 624 kWh/hab.) ; c'est plus du double de la production de l'Europe de l'ouest (6756 kWh/hab.), près du triple de celle de l'Europe centrale (4358 kWh/hab.), près de cinq fois plus qu'en Asie de l'est et du sud-est (3050 kWh/hab.), neuf fois plus qu'en Afrique du Nord (1596 kWh/hab.) et trente fois plus qu'en Afrique Subsaharienne (473 kWh/hab.) [9].



Figure I.1: croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (taux moyen de croissance annuel entre 2000 et 2010) [9]

L'analyse de la situation énergétique dans les pays subsahariens importateurs de pétrole fait ressortir plusieurs points, entre autres : une consommation faible mais en forte croissance, une grande disparité socio-économique et spatiale dans la consommation, la prédominance de l'usage du pétrole, le déficit énergétique et les prix élevés de l'énergie électrique.

La consommation énergétique de ces pays est en général dominée par les sources d'énergies traditionnelles [5] et en particulier la biomasse-bois qui représente jusqu'à 80% de la consommation totale d'énergie primaire en Afrique subsaharienne et jusqu'au tiers de l'économie totale des ménages [10].

La situation décrite ci-dessus illustre clairement les disparités économiques qui existent entre l'Afrique subsaharienne et les autres régions du monde.

En Afrique de l'ouest pour ne citer que ce cas, l'Union Economique et Monétaire Ouest Africain (UEMOA) et la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) ont défini en 2005 une politique régionale commune sur l'accès aux services énergétiques des populations rurales et périurbaines pour l'atteinte des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD). Cette politique a fixé comme objectif que 66% de la population ait accès au service électrique individuel en 2015, soit 214 millions de personnes résidant en milieu périurbain et rural [11]. Cependant, l'état des lieux du secteur de l'électricité montre que les Etats membres de l'UEMOA et de la CEDEAO éprouvent, à des degrés divers des difficultés persistantes pour satisfaire leurs besoins locaux en énergie. En effet certains Etats de l'Afrique de l'Ouest connaissent encore de nombreuses et fortes perturbations dans la production et la distribution de l'énergie électrique avec des périodes de délestage cumulées qui dépasseraient parfois 12 heures par jour [12].

De façon générale, le secteur de l'électricité en Afrique de l'Ouest est caractérisé par [12, 13] :

- Une offre insuffisante caractérisée par une puissance installée en stagnation. Les déficits, bien que difficilement quantifiables, sont estimés sur la base des délestages, à plus de 100 GWh par an dans certains cas. Par exemple au Burkina Faso et au Mali on a enregistré respectivement des déficits de 273 GWh et 90 GWh pour une offre (production et importation) de 687 GWh et 866 GWh en 2006;
- Un faible accès à l'électricité : seulement 17% de la population en Afrique de l'Ouest ont accès à l'électricité avec un déséquilibre marqué entre les villes et les campagnes ;
- Un parc électrique vétuste qui subit d'énormes pertes au niveau de la production et de la distribution. En effet plus de la moitié de la production est assurée par des groupes de plus de vingt ans d'âge. Selon la Banque Mondiale, les pertes en ligne dues à la vétusté des installations de distribution peuvent atteindre 2% du PIB dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne ;
- Un coût élevé de l'électricité qui est l'un des plus chers au monde, notamment du fait d'une part prépondérante du thermique qui constitue 2/3 du parc électrique. A titre d'illustration, l'électricité moyenne tension de la zone UEMOA coûte 5 fois plus cher qu'en Afrique du Sud et 2 fois plus cher qu'en Tunisie.

Ainsi un consommateur d'électricité en Afrique de l'Ouest, en dépit de la faiblesse de ses revenus, paie son électricité beaucoup plus chère qu'ailleurs en Afrique et dans le monde. Ce faisant, l'électricité a jusqu'ici plutôt constitué un frein plutôt qu'un facteur d'accélération du développement économique et humain pour les populations de cette région.

I.2.2 Les préoccupations environnementales

La plupart des scientifiques attribuent aux changements climatiques en cours une origine due en grande partie à l'activité humaine. Le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), affirme dans son dernier rapport publié en 2007, que la probabilité que le réchauffement climatique soit d'origine anthropique est de plus de 90 % [14].

Le réchauffement climatique résulte d'une augmentation continue de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère tels que le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane qui piègent le rayonnement infrarouge émis par la terre.

Certes l'effet de serre "naturel" permet à l'atmosphère de se maintenir à une température moyenne de 15°C, mais l'effet de serre additionnel induit par les activités humaines (combustion d'hydrocarbures dans les centrales thermiques, pour les transports routiers, aériens, maritimes, etc.) serait responsable du réchauffement climatique. En effet la combustion des hydrocarbures est généralement accompagnée par l'émission, outre le (CO₂) et l'eau (H₂O), de gaz plus ou moins toxiques tels que le monoxyde de carbone (CO), les oxydes d'azote (NO_x) et les hydrocarbures non brûlés (HC). Ces différents gaz ont pour effet principal de fermer peu à peu la fenêtre de transparence de l'atmosphère aux infra-rouges terrestres dans la gamme de 8 à 15 µm. Ces gaz ont aussi un effet nuisible direct sur l'environnement et la santé humaine, car ils contribuent à la formation de smog (mélange de brouillard et de fumée), des pluies acides, etc. [15]

Dans l'Union Européenne par exemple, le secteur du transport et celui de l'industrie sont respectivement responsables de 20% et 60% d'émission de gaz à effet de serre (GES) [16].

A l'échelle du monde, les pays industrialisés, représentant seulement 1/5^{ème} des habitants de la planète, sont responsables de près de la moitié de ces émissions. En l'absence d'efforts de réduction, la hausse des températures pourrait atteindre entre 1,3 et 1,7°C d'ici 2050 et entre 1,83 et 4°C d'ici 2100 [17] ; certains scénarii envisagent une augmentation jusqu'à 5,8°C [18] voir 6,4°C [16] d'ici 2100.

Il faut cependant souligner que l'Afrique, qui contribue pour moins de 3% aux émissions mondiales de GES, est le continent le plus vulnérable à ces changements climatiques en cours. Par exemple, les experts prévoient une augmentation des zones arides et semi arides en Afrique de 5 à 8% d'ici 2080 [19].

Dans ce contexte, les deux **enjeux fondamentaux de la lutte contre le changement climatique** peuvent se décliner en ces termes :

- *réduire les émissions de GES pour contenir le réchauffement climatique (atténuation)*
- *adapter les sociétés aux conséquences du réchauffement climatique (adaptation).*

A l'échelle mondiale, pour limiter l'augmentation des températures à un maximum de 2 à 2,4°C, il faut impérativement stabiliser les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2020 au plus tard, puis les réduire de moitié par rapport à leurs niveaux de 1990, d'ici à 2050. Au-delà, l'augmentation des températures et ses effets deviendraient irréversibles et pourraient dépasser la capacité d'adaptation de nos sociétés [17].

I.2.3 Les Energies Renouvelables

Considérant l'épuisement inéluctable des réserves d'énergies fossiles ainsi que les préoccupations environnementales déjà évoquées, l'humanité va donc être confrontée, d'ici le milieu de ce siècle, à un gigantesque défi technique, économique et social : trouver des alternatives aux énergies fossiles par des sources et des formes d'énergies renouvelables, économiquement viables et socialement acceptables.

Si aucune des énergies renouvelables existantes n'est capable à elle seule de combler le vide qui sera causé par l'épuisement des réserves fossiles, c'est l'ensemble de ces sources d'énergie combinées qui doit être pris en compte selon leur disponibilité à l'échelle de chaque région ou pays du monde.

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future dans une échelle de temps compatible avec l'histoire de l'humanité. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, et potentiellement des cours d'eau, de la biomasse, conditionnées par un mode de gestion raisonnée etc.

Naturellement décentralisées, il est intéressant de mettre les énergies renouvelables en œuvre sur les lieux de consommation en les transformant directement, soit en énergie électrique, soit en énergie thermique/mécanique, selon les besoins. La production d'électricité décentralisée à partir de sources renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement [20, 21].

De plus, si aucun effort particulier n'est engagé, une grande partie du monde et de l'Afrique en particulier restera encore pour longtemps éloignée des réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès [22].

La production d'électricité renouvelable a atteint 4158,5 TWh en 2010 soit 19,6% de la production d'électricité mondiale [9]. Comme on peut le remarquer sur la figure I.2 (a) la part d'électricité d'origine renouvelable reste largement inférieure à l'électricité produite à partir des énergies fossiles.

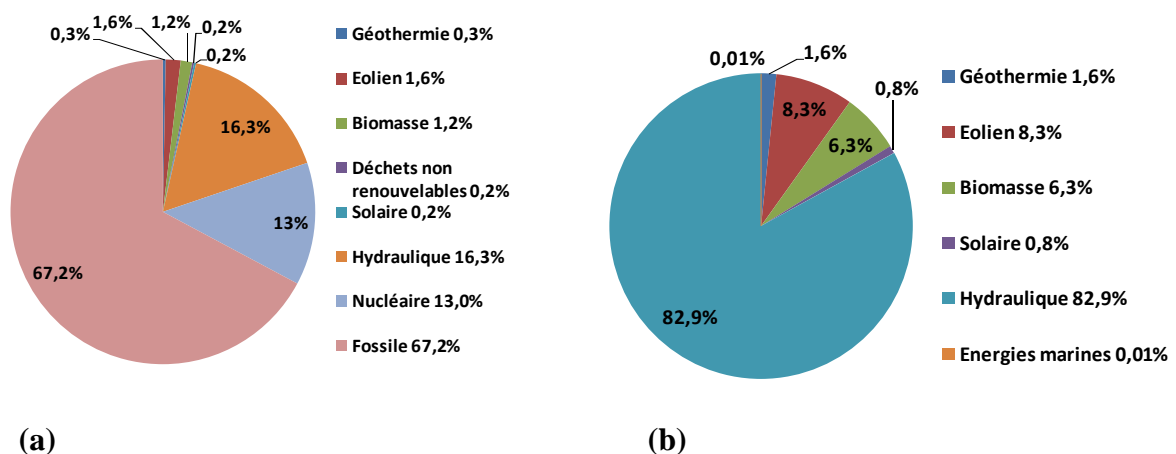


Figure I.2 : structure de la production d'électricité dans le monde en 2010 (a) : électricité produite à partir de toutes les sources. (b) : électricité d'origine renouvelable (source [9])

Aussi, d'après la figure I.2 (b) l'hydroélectricité est la principale source renouvelable de production d'électricité avec 82,9%, suivie de l'éolien (8,3%), de la biomasse (6,3%), et de la géothermie (1,6%). Le solaire est encore très marginal avec seulement 0,8% de part dans la production d'électricité renouvelable et 0,2 % si l'on considère toutes les sources.

Pour ce qui est de l'Afrique, ce continent dispose d'un important gisement en ressources énergétiques renouvelables : environ 1440 TWh/an en potentiel hydroélectrique, 20% des ressources éoliennes mondiales, 74% du continent reçoit un ensoleillement moyen annuel supérieur à 1900 kWh/m²/an) [22]. A l'heure actuelle néanmoins seule une infime partie de ce potentiel est exploitée. En effet les énergies renouvelables représentant environ 3 % de la consommation énergétique finale en Afrique, hors bois de chauffe [23]. Il s'agit pour l'essentiel de l'électricité hydraulique dont à peine 7% du potentiel du continent est exploitée [24, 25]. Aussi les initiatives photovoltaïques restent encore embryonnaires à l'échelle du continent alors que le développement de cette filière en particulier, au regard de la disponibilité de la ressource solaire sur la majeure partie du continent² devrait permettre d'assurer une sécurité énergétique aux populations Africaines, surtout celles des zones rurales et périurbaines.

I.3 L'ELECTRIFICATION RURALE

I.3.1 Etat des lieux

L'électrification rurale est un processus qui consiste à fournir l'énergie électrique aux zones rurales. En Afrique subsaharienne ces dernières sont généralement éloignées des réseaux électriques existants et par conséquent ne bénéficient pas généralement des avantages liés à l'électricité.

L'électricité est utilisée non seulement pour l'éclairage et l'électroménager, mais elle permet aussi la mécanisation de nombreuses exploitations agricoles, telles que le battage, la traite et le stockage des céréales, et par là une plus grande productivité à un coût réduit.

Par ailleurs, parmi les 1,3 milliard de personnes qui n'ont pas accès à l'électricité dans le monde, 45% se trouvent en Afrique au sud du Sahara et dans une grande majorité dans les zones rurales ; qui en plus représentent actuellement environ deux tiers de la population et potentiellement plus de la moitié à l'horizon 2025 [26-28].

Dans le monde rural, l'électrification est un puissant facteur de développement socio-économique.

En effet, l'électricité contribue à l'amélioration de la qualité de vie des populations par :

- un meilleur accès à l'éducation : éclairage et audiovisuel dans les maisons et les écoles,
- une amélioration des conditions sanitaires,

² Presque tout le Maghreb, les pays sahéliens et l'Afrique australe sont dans la ceinture solaire (région du monde où l'ensoleillement normal direct excède 2000 kWh/m²/an) et sont donc très favorables pour l'implémentation des centrales solaires

- une limitation de l'utilisation de la biomasse, biomasse dont une utilisation massive aggrave considérablement les pollutions domestiques (infections respiratoires infantiles, maladies pulmonaires, etc.) du fait de faibles rendements des procédés utilisés (foyers traditionnels) et qui conduisent à des taux d'émission élevés de gaz nocifs (CO₂, CO, etc.) sans oublier les risques de désertification y afférents,
- la mise en place de réfrigérateurs pour conserver les vaccins ou certains médicaments
- l'utilisation de pompes et de purificateurs d'eau,
- l'accroissement de l'activité économique des villages concernés permettant de limiter l'exode rural,
- l'amélioration des problèmes liés au manque de nourriture et à la malnutrition grâce à une augmentation des rendements de l'agriculture apportée par la possibilité d'irriguer (petites pompes),
- enfin, le gain de temps apporté par l'utilisation de l'électricité pour les tâches pénibles peut être utilisé pour d'autres activités productives améliorant ainsi le niveau de vie des populations.

Toutefois, l'extension des réseaux électriques rencontre des contraintes économiques importantes. Tout d'abord, la demande d'électricité dans les zones rurales est relativement faible: usages essentiellement domestiques ou de petites industries. La consommation moyenne dans certains villages est souvent inférieure à 30 kWh par mois par foyer ce qui rend illusoire, à échéance raisonnable, l'amortissement des investissements de transport et de distribution engagés. Ensuite, le coût de la fourniture d'électricité est plus élevé dans les zones rurales, soit du fait des coûts de production et de distribution dans le cas de l'extension de réseau, soit des coûts de production dans le cas de productions locales avec des groupes électrogènes diesels [29].

L'électrification rurale doit ainsi être conçue et optimisée en termes de coûts de la production et de la distribution d'électricité. Cela implique l'association de techniques efficaces de consommation d'électricité et des technologies de production adaptées à la ressource locale et à la taille des besoins.

Les technologies correspondantes sont actuellement largement disponibles (générateurs diesel, systèmes PV avec stockage, systèmes hybrides PV/diesel avec stockage, etc.) mais présentent encore un vaste potentiel d'amélioration et de réduction des coûts par la recherche et développement.

La section qui suit expose les différentes technologies de production utilisées dans l'électrification rurale en Afrique.

I.3.2 Les différentes technologies de production utilisées dans l'électrification rurale

Les groupes Diesels de petite taille représentent largement la technologie la plus répandue. Des micro-réseaux locaux peuvent utiliser des générateurs Diesels fonctionnant au gasoil ou à l'aide de carburants dérivés de la biomasse. Leurs plus gros avantages sont la flexibilité, la

gamme étendue de puissances possibles et la simplicité de mise en œuvre pour l'électrification rurale.

Leurs inconvénients majeurs relèvent du prix du carburant, la maintenance et aussi les émissions de CO₂ et autres GES. On constate ainsi qu'une grande partie des groupes Diesels installés en zones rurales sont en mauvais état et subissent des pannes fréquentes [28].

Comme solution alternative, **les systèmes photovoltaïques** se sont développés depuis les années 1980, notamment dans les îles pacifiques. Les premières installations ont répondu aux besoins primaires de petites communautés ou d'individuels. Après une trentaine d'années d'expérience, grâce aux recherches dans les pays industrialisés, de nombreux projets d'électrification rurale utilisant le photovoltaïque bénéficient des progrès de la technologie. Les systèmes photovoltaïques fournissent de l'électricité sans bruit ni nuisances environnementales (en exploitation); faciles à installer, ils nécessitent peu de maintenance et font preuve d'une grande fiabilité.

Certaines études ont montré que le photovoltaïque est globalement moins cher qu'un groupe Diesel (acquisition, installation, exploitation, maintenance) [30, 31]. Ce gain sera d'avantage plus important avec la diminution future des coûts des panneaux photovoltaïques, l'augmentation de leurs rendements et l'augmentation du prix du carburant.

L'éolien est relativement peu répandu à cause de la difficulté d'évaluation de son potentiel de production. Les campagnes de mesures longues et chères, et les contraintes climatiques et logistiques sont deux facteurs qui pénalisent l'éolien pour l'électrification rurale en Afrique [29].

L'hydraulique est une solution simple à mettre en œuvre, fiable et nécessite peu d'entretien. Dans les zones rurales, l'hydraulique a deux fonctions principales : production d'électricité ou de puissance mécanique. Elle présente cependant deux inconvénients majeurs : une forte dépendance saisonnière (pluviale ou non) et des coûts trop variables (ceux-ci diffèrent selon le site d'installation) [29].

Les solutions hybrides associant généralement un groupe Diesel avec le photovoltaïque ou l'éolien représentent un bon compromis. Le groupe électrogène sert à pallier le manque de soleil ou de vent. Cependant, le principal inconvénient de ces hybridations est la complexité de la gestion de l'énergie au sein du système.

I.4 LE STOCKAGE DE L'ENERGIE

Bien qu'il ne soit pas incontournable dans la plupart des systèmes électriques, le stockage d'électricité engendre différents bénéfices selon le cadre de son application. En particulier il peut fiabiliser l'intégration des énergies renouvelables (éolien et solaire) et accroître leur taux de pénétration dans les réseaux interconnectés.

Pour les systèmes autonomes utilisant une source renouvelable comme seul apport d'énergie, la présence du stockage est indispensable pour pallier l'intermittence de la production d'électricité.

Il existe de nombreux moyens de stocker de l'électricité, qui passent quasiment tous par sa conversion en une autre forme d'énergie plus aisée à confiner, telle l'énergie chimique, l'énergie mécanique, l'air comprimé ou le stockage à base d'hydrogène par exemple. Seuls le stockage électromagnétique (supraconducteurs) et le stockage électrostatique (super-condensateurs) stockent l'électricité sous forme de charges électriques.

Le tableau I.1 regroupe les principales caractéristiques des différentes technologies de stockage de l'énergie électrique.

Tableau I.1 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage [32]

Technologies	Inductances Supra- conductrices	Super- condensateurs	Volants d'inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène (via PAC)	Batteries électro- chimiques
Forme d'énergie	Magnétique	Electrostatique	Mécanique	Mécanique	Carburant	Chimique
Densité énergétique	1 à 5 Wh/kg	5 à 10 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	8 Wh/kg à 200 bars	300 à 600 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg
Capacité	Qlqs kWh	Qlqs kWh	Qlqs kWh	Qlqs kWh	Qlqs kWh à qlqs MWh	Qlqs kWh
Cyclabilité	10000 à 100000	10000 à 100000	10000 à 100000	1000 à 10000	N/A	100 à 1000
Rendement	>90%	80% à >90%	80% à >90%	30 à 50%	30 à 50%	70 à 80%
Constante de temps	Qlqs scds à 1 min	Qlqs scds à 1 min	Qlqs mins à 1 hrs	1 hr à qlqs jours	1 hr à qlqs jours	10 min(Cd) à 10 hrs (Pb)
Coût (€/kWh)	500 à 72 000	50000 à 150000	150 à 2000	50 à 80	500 à 1500	50 à 200 (Pb) 700 à 1000 (Li)

On remarque que les constantes de temps des différentes technologies de stockage sont disparates. Les inductances supraconductrices, les super-conducteurs et les volants d'inertie ont des constantes de temps faibles c'est à dire que l'énergie stockée ne l'est que pendant une faible durée (de la seconde à l'heure) ce qui limite leurs capacités (jusqu'à quelques heures). Les autres technologies (batteries d'accumulateurs et hydrogène) ont par contre une constante de temps plus grande (de la minute à plusieurs jours) et donc une capacité plus grande (quelques MWh) [32].

La grande constante de temps des batteries chimiques est l'une des raisons de leur utilisation fréquente dans les applications de stockage à petite et moyenne échelles. Cette technologie possède en effet un retour d'expérience de plus de cinquante ans, notamment grâce aux applications automobiles.

Les technologies de batteries d'accumulateurs existantes sont nombreuses ; les principales sont regroupées dans le tableau I.2.

Le choix de la technologie employée se porte généralement sur les batteries au plomb [33]. Cependant, l'option des accumulateurs chimiques n'est pas totalement satisfaisante en raison de certaines contraintes liées à leur fonctionnement et à leur recyclabilité (surtout en zones rurales), d'où la nécessité d'explorer les autres technologies ci-dessus citées ou même de s'orienter vers les systèmes sans ou avec stockage de courte durée tel que préconisé par le concept « Flexy Energy » [34].

Tableau I.2 : Caractéristiques des principaux accumulateurs chimiques [32]

Caractéristiques	Plomb-acide	Nickel-Cadmium	Lithium-Ion	Lithium-polymère
Densité d'énergie (Wh/kg)	30 à 50	45 à 80	150 à 190	150 à 190
Puissance en pointe (Wh/kg)	Jusqu'à 700	-	Jusqu'à 1500	Jusqu'à 250
Température de fonctionnement (C)	-20 à 60	-40 à 60	-20 à 60	0 à 60
Autodécharge par mois (%)	5	20	10	10
Nombre de cycle (charge/décharge)	400 à 600 (pour les étanches) 1200 (pour les tubulaires)	2000	500 à 1000	200 à 300
Coût (€/kWh)	200 à 250	Environ 600	Environ 2000	1500 à 2000
Domaines d'applications	Stationnaire (secours, télécom, etc.)	Transport	Portable (téléphonie, ordinateur, etc.)	-

La section qui suit est consacrée à l'étude des différentes configurations des technologies hybrides PV/Diesel sur lesquelles est axée cette thèse.

I.5 LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES TECHNOLOGIES HYBRIDES PV/DIESEL DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

Le concept d'« électricité décentralisée » (production de l'électricité sur le lieu même de son utilisation), a encouragé le développement des moyens de production d'origine renouvelable. La tendance actuelle montre que l'intégration de ce type de ressources dans les systèmes électriques isolés (systèmes insulaires, réseaux villageois) se fait en association avec l'utilisation des ressources conventionnelles, tels les générateurs Diesel. Cette partie est consacrée à l'étude des systèmes avec association des générateurs photovoltaïque et Diesel.

Le générateur photovoltaïque génère du courant continu, mais la consommation domestique exige le plus souvent du courant alternatif, c'est pourquoi il est nécessaire d'adjoindre au système un onduleur pour la conversion du courant continu en courant alternatif. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille soit en parallèle, soit en alternance avec le générateur Diesel.

Il existe, en conséquence, plusieurs configurations de systèmes hybrides PV/Diesel [35]:

- Les systèmes hybrides PV/Diesel série
- Les systèmes hybrides PV/Diesel commuté
- Les Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle

I.5.1. La configuration série ou single master fixe

Dans cette configuration (voir figure I.3), l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives.

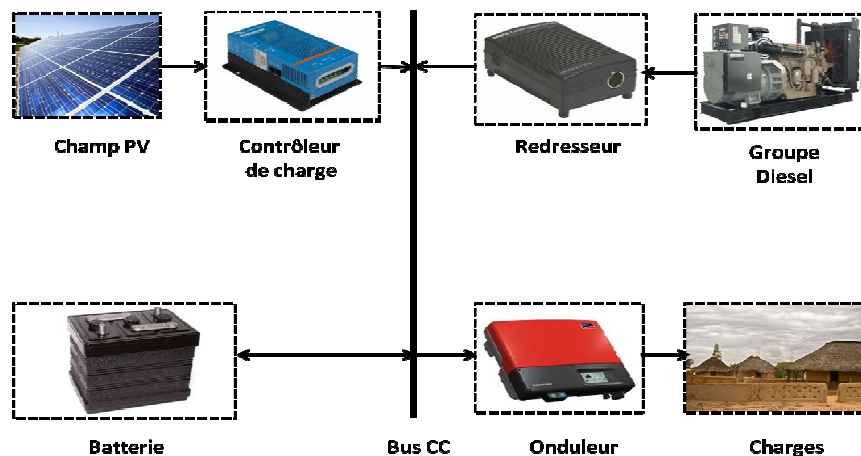


Figure I. 3 : Configuration PV/diesel série

Les points essentiels de cette architecture sont :

- elle est destinée aux petits systèmes incluant un générateur Diesel qui est rarement utilisé.
- le générateur diesel ainsi que les sources renouvelables sont connectés sur le bus DC de la batterie.
- l'onduleur autonome est uni- directionnel et contrôle la tension réseau, il permet en outre de convertir toute la puissance continue fournie par le champ photovoltaïque et le générateur Diesel en puissance alternative.
- lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le générateur diesel est déconnecté.

- dans ce genre de systèmes, le rendement global est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par les batteries. En effet le rendement des batteries chimiques est entre 70 et 80 % selon la technologie ce qui suppose que 20 à 30 % de l'énergie stockée est perdue [35].

Les avantages de cette configuration sont:

- la puissance du générateur diesel peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et lorsque de plus il charge la batterie.
- le système électrique est simplifié par l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif.
- la mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge.

Les inconvénients de cette configuration sont:

- l'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge.
- la durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge - décharge.
- le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur diesel ne peut pas fournir son énergie directement à la charge.
- la détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.

I.5.2 La configuration PV/diesel commutée ou single master changeant

Cette configuration (Figure I.4) est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles.

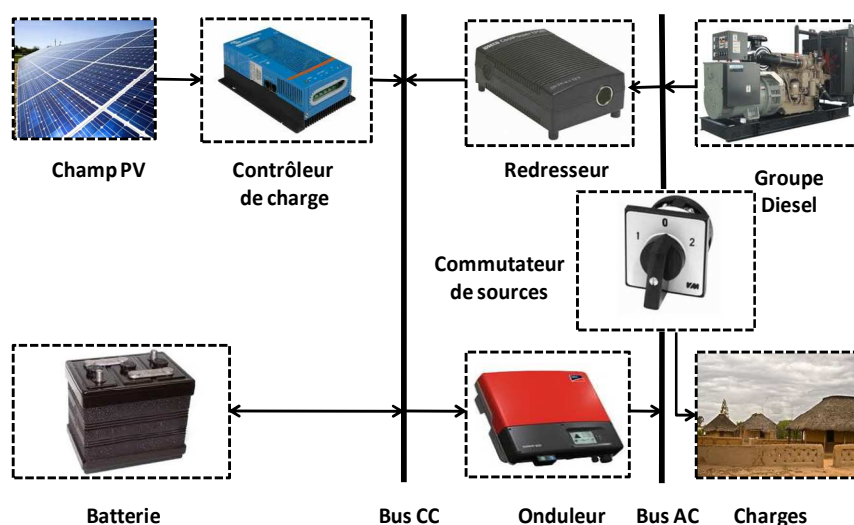


Figure I.4 : configuration commutée

Les points essentiels de cette configuration sont :

- le générateur diesel est connecté sur le bus AC, ce qui est plus efficace que la configuration série lorsque la contribution en diesel est importante dans le mix énergétique.
- la tension est contrôlée par l'onduleur batterie ou par le générateur diesel quand il est en opération.
- comme dans le cas précédent, le générateur diesel est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle.

Les avantages de cette configuration sont:

- le générateur diesel peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant.
- l'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série réside dans l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion.
- la charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque ou la batterie

Ses inconvénients sont:

- il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives.
- le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge.
- la durée de la transition lors du changement de "master" cause généralement des variations de tension.

I.5.3. Configuration parallèle ou multi master

La configuration parallèle ou multi-master est représentée sur la figure I.5 suivante.

Les points essentiels de cette configuration sont :

- toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demandes mais également suppléer les pointes en combinant les sources ;
- le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur diesel ;
- dans cette architecture un stockage n'est pas indispensable. Cependant l'ajout d'un stockage à court terme servira à atténuer les fluctuations rapides de la ressource renouvelable et à réduire au minimum la réserve tournante.
- la tension du réseau peut être contrôlée soit par le groupe diesel ou le cas échéant par les batteries de stockage.

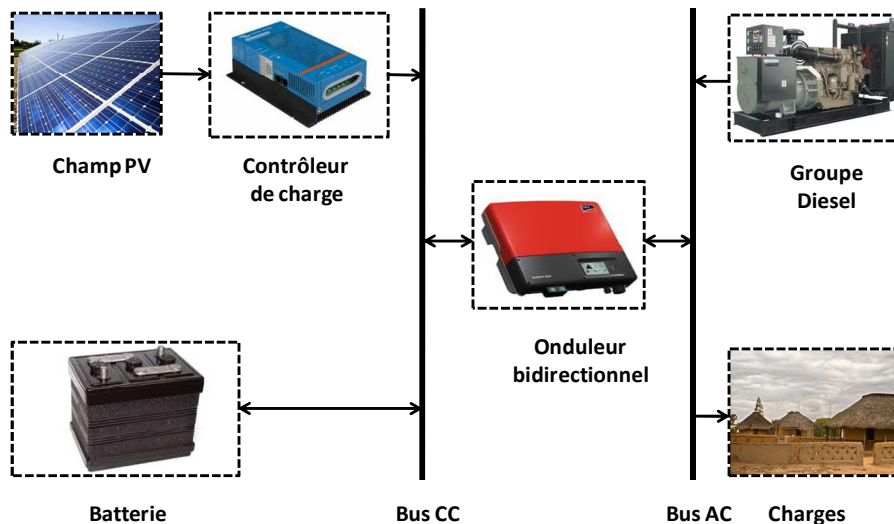


Figure I.5 : Configuration PV/Diesel parallèle

Les avantages de ce système sont:

- la possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel, ce qui permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée ;
- le rendement du générateur diesel peut être augmenté ;
- les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge.
- l'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul.

Les inconvénients de cette configuration sont:

- un contrôle automatique est indispensable pour un bon fonctionnement du système ;
- les creux de tension et les fortes variations de fréquence entraîne souvent la déconnexion de l'onduleur du système ;
- la gestion du système n'est pas aisée pour une personne non qualifiée.

Dans la configuration hybride PV/Diesel parallèle on distingue généralement deux architectures (voir figure I.6) à savoir [36] :

- L'architecture « Multi-master » avec générateurs Diesels ;
- L'architecture « Multi-master » avec onduleurs.

L'architecture « **Multi-master** » avec **générateurs Diesels** est une architecture typique pour les grands systèmes avec plusieurs générateurs Diesel en parallèle couplés au générateur photovoltaïque via un onduleur. Au moins un générateur Diesel produit et contrôle la tension du réseau.

L'architecture « **Multi-master** » avec **onduleurs** est constitué de plusieurs onduleurs couplés à un générateur Diesel. Ici l'augmentation du champ photovoltaïque est aisée car elle ne nécessite pas un arrêt total du système comme c'est le cas avec l'architecture précédente. Dans les deux architectures, un système de contrôle central peut être installé afin d'optimiser l'opération des générateurs diesel, (niveau de puissance, synchronisation, démarrage, arrêt).

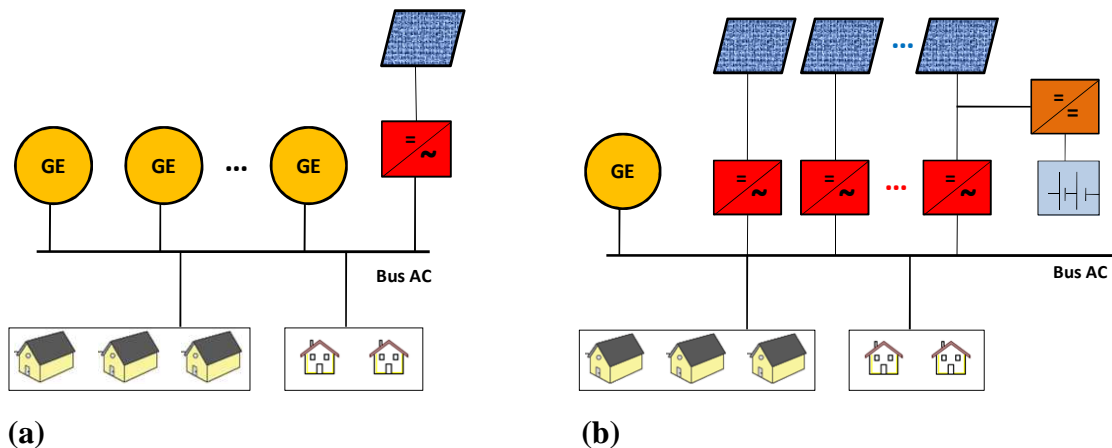


Figure I.6 : Différentes architectures de la configuration PV/Diesel parallèle (a) architecture « Multi-master » avec générateurs Diesel, (b) architecture « multi-master » avec onduleurs

Il faut cependant souligner que la configuration multi master peut se faire avec plusieurs générateurs Diesels et plusieurs onduleurs.

I.6 LE CONCEPT « FLEXY ENERGY » (CFE)

I.6.1 Description du CFE

Le concept « Flexy Energy » est une approche originale développée par l'équipe du LESEE [34] et qui vise principalement à accroître l'accès aux services énergétiques en zones rurales et périurbaines en Afrique Subsaharienne à travers la production d'électricité décentralisée via des centrales hybrides PV/groupe électrogène (Diesel ou biocarburants selon les disponibilités).

Pour les réseaux autonomes qui constituent le point focal du concept « Flexy Energy », le prix de revient du kWh en exploitation est d'une grande importance pour la durabilité des systèmes. Ces coûts concernent principalement le remplacement du parc de batteries dans le temps, et pour le groupe électrogène : le prix du carburant incluant son transport, la maintenance et la réparation du groupe électrogène, les coûts de gestion et d'approvisionnement des composants de rechange et les coûts de maintenance globale.

Par exemple au Mali, le coût moyen de production de l'électricité hors réseau s'élève à près de 0.47 USD/ kWh avec les sociétés de services décentralisées Korayé Kurumba et Yéleen Kura [37].

Le concept « Flexy Energy » revendique la possibilité de by-passer l'utilisation des batteries d'accumulateurs pour le stockage ou alors de minimiser la taille du stockage pour que le coût de son remplacement en soit diminué. Il est important de noter qu'il existe deux fonctions de stockage des batteries : il y a le stockage de production (qui nécessite un parc relativement important de batteries selon le nombre d'heures d'autonomie voulue) et le stockage de gestion de la centrale (nécessitant peu de batteries). C'est la seconde fonction de stockage qui est privilégiée dans ce concept.

L'architecture générale des centrales « Flexy Energy » se présente tel que illustrée à la figure I.7 suivante.

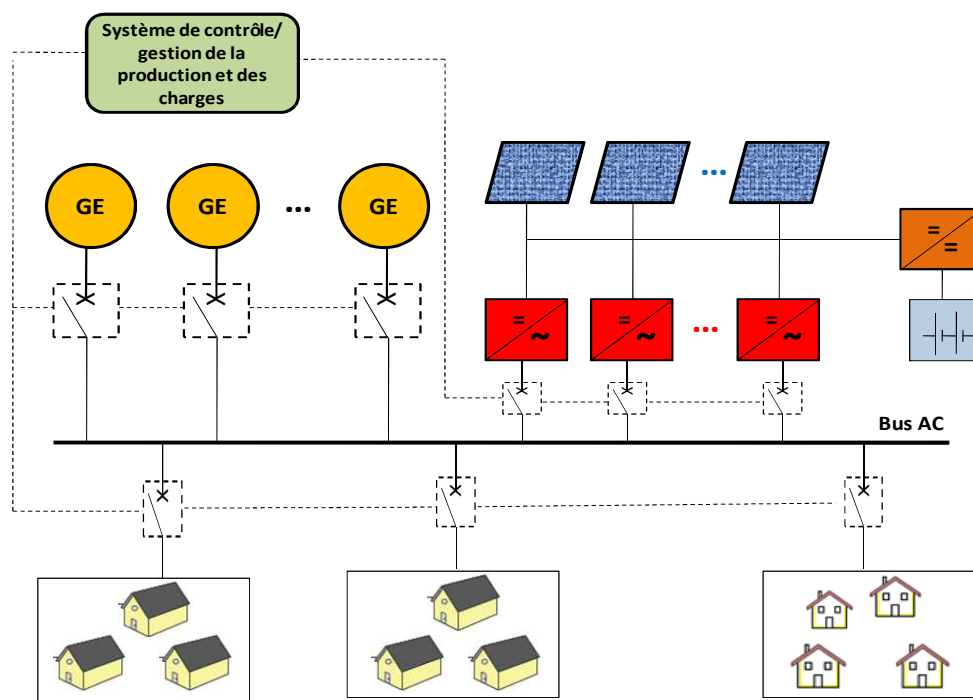


Figure I.7 : Architecture général des centrales « Flexy Energy »

Il faut souligner que plusieurs études dans le domaine de l'énergie, sur la compétitivité et la croissance de l'économie ont montré que le développement socio-économique de la plupart des pays Africains est handicapé par le coût élevé des facteurs de production, notamment celui de l'électricité. Le concept « Flexy Energy » a ainsi pour ambition de réduire le coût de production du kWh au profit des populations les plus défavorisées d'Afrique subsaharienne (généralement celles des zones rurales et périurbaines).

I.6.2 Les objectifs visés par le CFE

Les **objectifs généraux** du concept « Flexy Energy » peuvent se décliner comme suit :

- accroître l'accès aux services énergétiques en milieux rural et périurbain ;

- améliorer la sécurité de l’approvisionnement énergétique en zones périurbaines et rurales, à travers la diversification et la substitution progressive de « l’électricité fossile » ;
- accroître les revenus des plus pauvres à travers le développement d’activités génératrices de revenus par la mise à disposition de force motrice ;
- réduire les impacts environnementaux des services énergétiques en proposant des solutions propres et durables (diminution des Gaz à Effet de Serre...).

De façon spécifique, il s’agit dans le CFE de : démontrer la faisabilité technique, économique, sociale et environnementale de la production d’électricité décentralisée par des centrales hybrides PV/groupe électrogène (diesel ou biocarburant) en milieu rural et périurbain en Afrique Subsaharienne.

I.6.3 La pertinence technologique du CFE

La pertinence technologique proposée par le concept « Flexy Energy », réside dans la gestion intelligente des charges et dans l’optimisation du dimensionnement et de l’exploitation des moyens de production (PV / groupe électrogène) afin de répondre au plus près à la demande. Cependant si on minimalise la capacité des batteries tel que préconisé dans le CFE, il n’y a que peu de capacité de stockage pour les heures à faible ensoleillement ; dans un tel système, l’énergie solaire doit être consommée en direct, et il convient de s’assurer que la consommation ne soit pas trop inférieure à la capacité de génération photovoltaïque pour éviter un retour sur le groupe électrogène. Une option possible de gestion qui sera analysée dans le CFE concerne la mise à contribution de charges secondaires pilotables comme le pompage de l’eau ou un système de purification d’eau par exemple. En revanche, toute la consommation de nuit est générée par le(s) groupe (s) électrogène(s).

L’utilisation de biocarburant comme les huiles végétales en substitution au Diesel est un aspect du concept qui revêt plusieurs avantages. En effet l’utilisation d’huiles végétales brutes (HVB) locales, présentant des caractéristiques intéressantes et n’entrant pas en compétition alimentaire, comme substitut au diesel permet non seulement de maximiser le recours aux énergies renouvelables, mais aussi de minimiser le coût de production du kWh et ainsi accroître la valeur ajoutée en milieu rural, enfin sécuriser l’approvisionnement en carburant et surtout créer des emplois au niveau local (production et transformation des graines pour la production de ces huiles) .

I.6.4 Les populations cibles du CFE et impacts escomptés

Le concept « Flexy Energy » concerne prioritairement les populations des zones coupées des réseaux électriques existants ; il s’agit généralement des zones rurales et péri-urbaines. Par exemple en Afrique de l’Ouest, le milieu rural souffre d’un faible taux d’électrification, inférieur à 10%, ce qui entrave le développement économique et social des pays de cette région.

Cette situation est due à l'effet combiné de multiples facteurs : densité et dispersion de la population, faiblesse des revenus et des capacités d'investissement des services publics, pour ne citer que les principaux. En outre la population totale de la CEDEAO était de 280 millions d'habitants en 2007 et est estimée à 380 millions d'habitants en 2020. Passer d'un taux d'accès à l'électricité de 17% en 2007 à 80% de la population en 2020 tel que fixé par la CEDEAO consiste à alimenter 255 millions de personnes supplémentaires d'ici 2020, résidant principalement en zones périurbaines et rurales.

Les résultats de ce travail de thèse seront mis à contribution pour le développement de deux centrales « Flexy Energy » d'une puissance d'environ 150 kW chacune en zones rurales au Burkina Faso et au Mali (deux pays de l'Afrique de l'Ouest) à travers la Facilité Energie II financée par la Commission de l'Union Européenne. Le concept « Flexy Energy » devra donc permettre à terme de proposer aux populations rurales un coût du kWh abordable et indépendant des fluctuations des cours mondiaux des matières premières tout en fournissant une énergie propre et durable.

En résumé le concept « Flexy Energy » devrait contribuer à apporter des solutions aux problèmes spécifiques suivants :

- le manque de rentabilité des systèmes d'électrification rurale ;
- une tarification trop élevée pour garantir un nombre de raccordement et un accès satisfaisant ;
- la faible capacité d'investissement des services publics nationaux ;
- le risque d'une augmentation ingérable des coûts d'exploitation des solutions conventionnelles.

I.7 CONCLUSION

Ce chapitre présente les enjeux énergétiques actuels auxquels fait face le monde et en particulier la problématique de l'accès à l'énergie électrique en Afrique subsaharienne. Le rôle majeur que peuvent jouer les installations décentralisées dans l'approvisionnement en électricité des zones isolées n'est plus à démontrer. Cependant eu égard aux différentes technologies actuellement utilisées (générateurs Diesels fonctionnant au gasoil, systèmes photovoltaïque avec stockage dans les batteries, systèmes hybrides PV/Diesel avec stockage chimique, etc.), on remarque que l'électrification rurale en Afrique subsaharienne n'est pas encore rentable.

Le concept « Flexy Energy » développé par l'équipe du LESEE pourrait contribuer fortement à apporter une solution durable et rentable à l'électrification des zones rurales et périurbaines d'Afrique subsaharienne. Dans le cadre de la validation de ce concept un prototype expérimental a été réalisé. Le chapitre II présente les résultats des tests réalisés sur ce prototype dans le but d'étudier ces performances en situation réelle de fonctionnement.

REFERENCES

- [1] Krolík C., Le droit de l'énergie durable comme moyen de valoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, <http://cmsdata.iucn.org>.
- [2] European Commission, Annual energy review, 2001, <http://ec.europa.eu/energy>.
- [3] Kleinkauf W., Cramer G., Ibrahim M., Systèmes Pv, Niveau de développement actuel et tendances de l'électrification décentralisée, IEE-EVS, http://www.stielec.ac-aix-marseille.fr/electrotech/seminaire_janvier_2006/pv_connecte/pdf/onduleurs.pdf
- [4] Commission Energies 2050, Le contexte énergétique mondial et européen, <http://www.scribd.com/doc/79780953/rapport-de-la-commission-besson-sur-l-energie-en-2050-chapitre-2>
- [5] Sacko I., Analyse des liens entre croissance économique et consommation d'énergie au mali, ceford-fsje, université du mali, (2004) http://msas.maliwatch.org/msas2004/proceedings/msas2004_pp467-491.pdf
- [6] Sebitosi AB., Pillay P., Energy services in sub-saharan Africa: how conducive is the environment? energy policy, 33, 2044-2051, (2005).
- [7] Karekezi S., Poverty And Energy In Africa-a brief review, energy policy, 30, 915–919, (2002).
- [8] Martinez D.M., Ebenhack B.W., Understanding the role of energy consumption in human development through the use of saturation phenomena, Energy Policy, 36, 1430-1435, (2008).
- [9] EDF., La production d'électricité dans le monde: perspectives générales, <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/13e-inventaire-chap01-fr.pdf>
- [10] Commission de l'Union Européenne, Document de position sur la biomasse, http://ec.europa.eu/europeaid/where/acp/regionalcooperation/energy/documents/resdocument_position_biomasse_fr.pdf
- [11] CEDEAO, Livre blanc pour une politique régionale sur l'accès aux services énergétiques des populations rurales et périurbaines pour l'atteinte des objectifs du millénaire pour le développement, (2006), http://www.mepred.eu/livre_blanc.htm
- [12] UEMOA, Etude pour l'élaboration d'une stratégie de résolution durable de la crise énergétique dans les Etats membres de l'UEMOA, (2008), www.energyaccessafrica.org/index.php?
- [13] AFD, BAD, l'énergie en Afrique a l'horizon 2050 <http://www.energy-for-africa.fr/files/file/study/l-energie-en-afrique-a-l-horizon-2050.pdf>
- [14] GIEC, Climate change, (2007), <http://www.ipcc.ch>.
- [15] http://www.journeedelairpur.com/pdf/FAQ_f.pdf
European Environmental Agency (EEA), Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2004: progress by the EU and its member states towards achieving their kyoto protocol targets, report n°5, (2004), http://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2004_5
- [16] Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, République Française, changements climatiques, décryptage, (2010), http://www.developpement-durable.gouv.fr/img/pdf/element_de_langage_cancun.pdf
- [17] El Chaara L., Lamonta L.A., El Zeinb N., Review of photovoltaic technologies renewable and sustainable energy reviews, 15, 2165–2175, (2011)
- [18] Nations Unies, Commission Economique pour L'Afrique, bureau pour l'Afrique du nord, développement durable et changement climatique : comment se positionne l'Afrique du nord ? <http://www.uneca.org/fdavii/documents/resources/developpementdurableafrique/dunord.pdf>

- [19] Lopez M., Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée, thèse de doctorat, université paris-sud 11.
- [20] Winkler H., Renewable Energy Policy in South Africa: policy options for renewable electricity, *Energy Policy*, 33, 27-38, (2005).
- [21] Abreu S.L., Colle S., Glitz K.L.Z., Rütther R., Beyer H.G., Isolated hybrid pv-diesel power plants design method, world climate & energy event, 1-5 December 2003, Rio de Janeiro, Brazil.
- [22] AFD, BAD, L'énergie en Afrique à l'horizon 2050, <http://www.energy-for-africa.fr/files/file/study/l-energie-en-afrique-a-l-horizon-2050.pdf>
- [23] Karekezi S., Renewable energy in Africa: prospects and limits, renewable energy development, workshop for African energy experts on operationalizing the NEPAD energy initiative, Sénégal, (2003), <http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/nepadkarekezi>.
- [24] Kauffmann C., Energie et pauvreté en Afrique, repère n°8, (2005) <http://www.oecd.org/dev/reperes>.
- [25] IEA, world energy outlook, the electricity access database, (2009), <http://www.iea.org/weo/electricity.asp>
- [26] BAD, OCDE, Un meilleur accès à l'énergie pour les africains, quatrième forum international sur les perspectives africaines, <http://www.oecd.org/dataoecd/49/23/33936714.pdf>
- [27] Huet J.M., L'accès universel: prochain défi pour les télécoms en Afrique? <http://www.agenceecofin.com/equipement/0210-1529-l-acces-universel-prochain-defi-pour-les-telcoms-en-Afrique>.
- [28] Vu T., Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés, thèse de doctorat, université de Grenoble, (2011).
- [29] Subodh M., Solar energy: lessons from the pacific island experience," energy series, world bank technical paper, n° 244, (1994).
- [30] Hwang I.H., Application of photovoltaic systems for rural electrification at remote islands, *Solar Energy Materials And Solar Cells*, 47, 295-302, (1997).
- [31] Cimuca G.O., Système inertiel de stockage d'énergie associée à des générateurs éoliens, thèse de doctorat, école nationale supérieur d'arts et métiers centre de Lille, (2005).
- [32] Christophe DARRAS, Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène : Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H), Thèse de doctorat, Université de corse-Pascal Paoli
- [33] Labbé J., L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés thèse de doctorat, école des mines de Paris, (2006).
- [34] Azoumah Y., Yamegueu D., Ginies P., Coulibaly Y., Girard P., Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: the "flexy energy" concept, *Energy Policy*, 39, 131-141, (2011).
- [35] Wickert B., Nayar C.V., Lawrance W.B., Photovoltaic-diesel hybrid energy systems for off-grid rural electrification', *International Journal of Renewable Energy Engineering*, 1:1, 7 - 17, (1999).
- [36] Mauch K., Operating Agent current state of the art in pv hybrid mini-grids – early results from IEA PVPS task 11, <http://www.iea-pvps-task11.org/id26.htm>.
- [37] <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/ER%20Mali%20resume%20exec%20final.pdf>

CHAPITRE II :

ETUDE EXPERIMENTALE DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY »

PREAMBULE

Il y a aujourd'hui l'unanimité sur la nécessité de changer de modèle énergétique et d'amorcer une transition vers un nouveau modèle plus durable, plus respectueux de l'équilibre écologique de la planète, et de l'équité entre les différentes régions du monde et entre les générations. Ce nouveau modèle devrait s'illustrer par la sobriété, l'efficacité, le recours aux énergies renouvelables et l'accès à l'énergie pour tous [1].

Les systèmes multi-sources de production d'énergie combinant à la fois des sources fossiles (générateurs Diesel) et les sources renouvelables (éolien, solaire, hydraulique, biomasse) se présentent comme l'une des options technologiques pouvant permettre d'opérer de façon progressive cette transition. En particulier pour les zones isolées d'Afrique Subsaharienne qui disposent d'un potentiel important en ressource solaire et pour lesquelles la production d'énergie est généralement assurée par les groupes Diesel, les systèmes hybrides PV/Diesel pourraient permettre d'exploiter au mieux ces sources d'énergie. Cependant très peu d'études existent sur les performances de fonctionnement de ces systèmes hybrides PV/Diesel et des efforts d'optimisation restent encore à faire pour permettre leur dissémination à une plus grande échelle.

Ce chapitre présente les résultats du prototype expérimental « Flexy Energy » en fonctionnement sous différents profils d'ensoleillement et différentes sollicitations de charges. La première partie de ce chapitre commence par la présentation détaillée du prototype « flexy energy » suivie de l'étude des performances du système en fonctionnement conventionnel avec du gasoil. Une partie de cette étude a fait l'objet d'une publication en juin 2011 dans le journal *Renewable Energy* [2].

Dans la deuxième partie, les résultats des tests avec un biocarburant (huile de coton) sont présentés suivis d'une étude comparative des performances du prototype en fonctionnement au gasoil et au biocarburant.

PREMIERE PARTIE

**ETUDE EXPERIMENTALE DES
PERFORMANCES DU PROTOTYPE « FLEXY
ENERGY » EN FONCTIONNEMENT AU GASOIL**

II.1 ETUDE EXPERIMENTALE DES PERFORMANCES DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY » EN FONCTIONNEMENT AU GASOIL

II.1.1 INTRODUCTION

Les systèmes hybrides de production d'électricité se présentent aujourd'hui comme une alternative viable aux systèmes conventionnels utilisant uniquement des générateurs Diesel [3]. Cependant la plupart des études dans la littérature spécialisée ont été consacrés à des systèmes hybrides PV/Diesel avec stockage dans les batteries d'accumulateurs [4-8]. Comme indiqué précédemment, l'intérêt des batteries d'accumulateurs dans les systèmes de production d'électricité est aujourd'hui de plus en plus remis en cause car ces dernières induisent des problématiques de coûts (investissements lourds et relative faible durée de vie occasionnant des remplacements répétés) [9] et de durabilité vis-à-vis de l'environnement. Ces questions méritent qu'on y apporte des éléments de réponse dans l'optique de rendre plus durables et rentables les systèmes de production électriques PV/Diesel. Dans ce sens la réduction et même la suppression du stockage par batteries d'accumulateurs est une piste prometteuse pour de tels systèmes [10]. Toutefois, il n'existe pas à ce jour, à notre connaissance, des travaux qui permettent de mieux appréhender les performances des systèmes PV/Diesel sans stockage en situation réelle de fonctionnement.

Cette première partie du chapitre II est ainsi consacrée à la description du prototype « Flexy Energy » et aux résultats des tests effectués en fonctionnement au gasoil. A notre connaissance, les résultats exposés ici sont pionniers dans ce domaine et permettront de dégager des pistes pertinentes d'optimisation pour ce genre de système.

II.1.2 PRESENTATION DU PROTOTYPE EXPERIMENTAL

II.1.2.1 Présentation générale du prototype

Le prototype qui fait l'objet de notre étude est un système hybride PV/Diesel sans stockage tel qu'illustré sur la figure II.1-1a.

La figure II.1-1b indique les principaux composants du prototype. Il s'agit :

- d'un générateur photovoltaïque (PV) d'une puissance crête de 2,85kW ;
- d'un générateur Diesel (GD) d'une puissance nominale de 11,5kVA (9,2 kW) ;
- d'un onduleur-réseau monophasé (Sunny Boy) d'une puissance nominale de 3,3 kW ;
- d'une petite centrale d'acquisition des données (Sunny WebBox) ;
- d'un inverseur de sources électriques.

Le **générateur photovoltaïque** est couplé soit au groupe électrogène Diesel, soit au réseau électrique basse tension (BT) de 2iE à Kamboinsé. En cas d'expérimentations, le système PV couplé au groupe Diesel alimente les bancs de charges résistives qui servent à simuler les

profils de demande sélectionnés. Par contre lorsqu'on n'effectue pas de tests sur le prototype, le champ PV est plutôt couplé au réseau BT et toute sa production y est injectée.

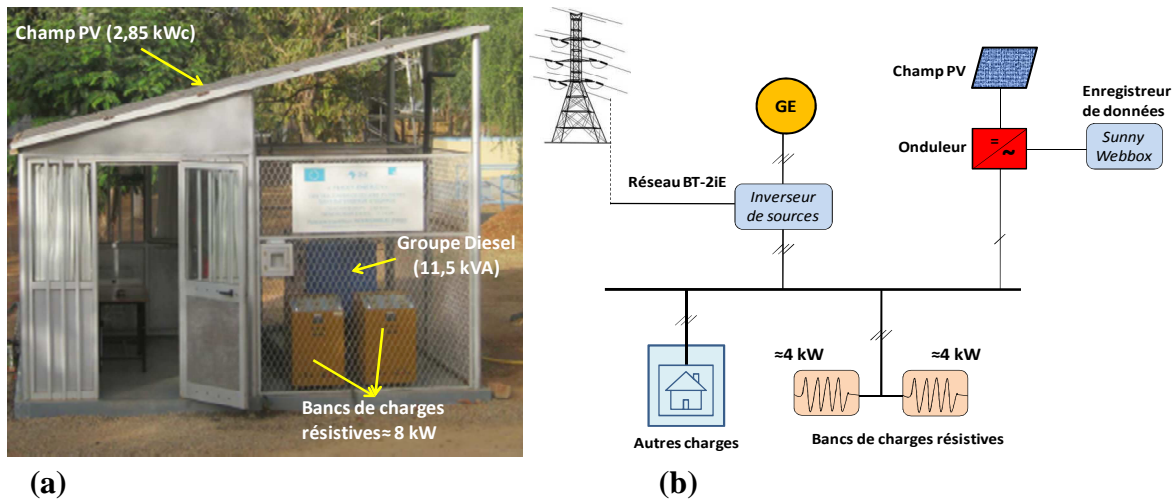


Figure II.1-1 : Prototype expérimental « Flexy Energy », (a) : photo du prototype, (b) : schéma du prototype

L'**inverseur de sources** permet le basculement d'un réseau à un autre (GD au réseau BT et vice-versa)

L'**onduleur-réseau** assure le couplage entre le générateur PV et l'un des deux réseaux. En effet il permet la conversion du courant continu (DC) venant du champ PV en courant alternatif (AC) et se connecte au réseau lorsque les paramètres (tension et fréquence) de ce dernier le permettent.

La **boîte d'acquisition** de données (le Sunny WebBox) assure le suivi du système PV en enregistrant par pas de temps régulier les paramètres de fonctionnement du système à savoir : la tension DC, le courant DC, la puissance AC, la fréquence du réseau, l'énergie produite, etc.

Dans la section qui suit, les principaux composants du prototype sont présentés de façon plus détaillée.

II.1.2.2 Les principaux composants du prototype

II.1.2.2.1 Le générateur Photovoltaïque

Le champ PV, d'une surface d'environ 18 m^2 , est constitué de 15 modules photovoltaïques, associés en série-parallèle (3 chaînes en parallèle formée chacune de 5 modules en série). La puissance crête³ de chaque module est de 190 W. Les modules sont de marque SANYO de technologie HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer). Ils sont composés de cellules

³ La puissance crête d'un module PV est la puissance qu'elle génère dans les conditions standards de test (STC). Les conditions STC correspondent à : 1000 W/m^2 d'ensoleillement, une température de cellules de 25°C et une épaisseur du spectre atmosphérique égale à 1,5 AM [11].

constituées en couches de silicium monocristallin et de plusieurs couches minces de silicium amorphe.

L'ensemble des modules constitue un champ PV d'une puissance de 2,85 kWc. Ce dernier forme un plan dont l'inclinaison avec l'horizontal est de 14° (valeur proche de la latitude du site de Kamboinsé qui est de 12,44°), avec une orientation plein sud tel qu'illustré à la figure II.1-2. En effet, il est connu qu'un angle d'inclinaison du champ PV proche de la latitude du site maximise le captage d'énergie solaire annuelle du dit site [12].

Les principales caractéristiques des modules PV sont résumées dans le tableau II.1-1 suivant.

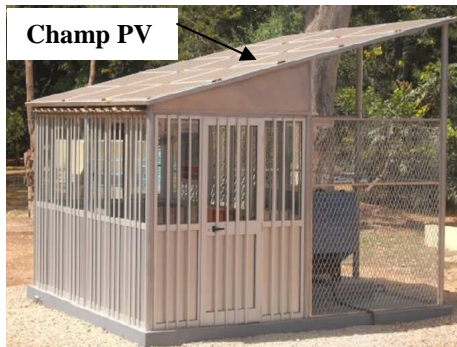


Figure II.1-2 : champ PV de 2,85 kWc

Tableau II.1.1 : caractéristiques d'un module PV

Caractéristiques des modules PV	
Type	HIP190 BA3
Puissance crête (Wc)	190
Tension max, $V_{pm}(V)$	54,8
Courant max, $I_{pm}(A)$	3,47
Tension de circuit ouvert, $V_{oc}(V)$	67,5
Courant de court circuit, $I_{cc}(A)$	3,71
Rendement du module (%)	16,1
Dimensions L(mm)xI(mm)xH(mm)	1319x894x35

D'autres spécifications des modules PV sont présentées à l'annexe A.1.

II.1.2.2.2 Le groupe électrogène

Le groupe électrogène, de marque SDMO a une puissance nominale de 11,5 kVA (voir figure II.1-3). Il est constitué d'un moteur Diésel de marque Mitsubishi couplé à un alternateur triphasé. Le capotage du groupe est de type insonorisé.

Les principales caractéristiques du groupe Diesel sont regroupées dans le tableau II.1-2 suivant.



Figure II.1-3 : groupe Diesel SDMO, 11,5 KVA

Tableau II.1-2 : principales caractéristiques du groupe Diesel

Caractéristiques du groupe Diesel	
Moteur Diesel	
Type	Mitsubishi S3L2-SD, 4 temps, refroidissement à eau, injection indirecte, 3 cylindres
Puissance (kVA)	11,5
Vitesse (rpm)	1500
Tension (V)	
Courant maximal (A)	17
Alternateur	
Type	ECP3-1L/4
Nombre de phase	3
Cos (phi)	0,8

Les autres caractéristiques du groupe électrogène sont présentées à l'annexe A.2.

II.1.2.2.3 L'onduleur

L'onduleur de marque SMA a une puissance nominale de 3,3 kW (figure II.1-4).



Figure II.1-4: onduleur Sunny Boy 3300, SMA

Tableau II.1-3 : Caractéristiques de l'onduleur

Caractéristiques de l'onduleur	
Type	Sunny Boy 3300
Valeurs d'entrée	
Puissance DC max (P_{DC max})	3820 W
Tension DC max (U_{DCmax})	500 V
Plage de tension PV, (U_{MPPT})	200-400V
Courant d'entrée max (I_{pvmax})	20A
Nombre d'entrée max	3
Valeurs de sortie	
Puissance AC max (P_{ACmax})	3600W
Puissance nominale (P_{ACnom})	3300W
Tension nominale (U_{ACnom})	220-240
Fréquence nominale (F_{ACnom})	50/60Hz
Rendement nominal	95,2%
Dimensions	450x352x236
Lxlxe	(mm x mm x mm)

L'ensemble champ PV en série avec l'onduleur fonctionne en parallèle avec le groupe électrogène triphasé. L'onduleur étant de type monophasé, son courant est injecté sur l'une des phases du groupe électrogène (ou du réseau BT).

Par ailleurs, malgré les fluctuations de tension et de fréquence généralement rencontrées dans les réseaux en sites isolés, tous les composants de ces systèmes, en particulier les onduleurs doivent pouvoir fonctionner correctement. En effet le couplage de l'onduleur au réseau dépend essentiellement des valeurs de tension et de fréquence de ce dernier. Par conséquent, pour des applications en sites isolés, il est préconisé de régler l'onduleur en mode « réseau en site isolé » afin de lui garantir un fonctionnement optimal [13]. C'est ce réglage qui a été retenu sur l'onduleur du prototype « Flexy Energy ».

Les caractéristiques principales de l'onduleur sont regroupées dans le tableau II.1-3. D'autres spécifications de l'onduleur sont présentées à l'annexe A.3.

II.1.2.2.4 L'enregistreur de données

La Sunny WebBox de SMA (figure II.1-5) enregistre en continu toutes les valeurs de mesures disponibles provenant de l'onduleur. De plus, elle permet d'accéder aux paramètres de cette dernière et de les modifier en cas de besoin [14].

Les principales caractéristiques de la Sunny WebBox sont consignées dans le tableau II.1-4 suivant.



Figure II.1-5 : La Sunny WebBox

Tableau II.1-4 : caractéristiques de la Sunny WebBox

Caractéristiques de la Sunny WebBox	
Communication avec l'onduleur	RS485
Communication avec le PC	10/100 Mbit Ethernet
Modem	Analogique et GSM en option)
Raccordements	
Ethernet	10/100 Mbit, RJ45
Onduleur	1xSMACOM
Tension d'alimentation	Bloc d'alimentation externe
Tension d'entrée	100 V-240VAC ; 50/60 Hz
Puissance absorbée	Type 4W/max 12W
Température ambiante de fonctionnement	-20°C à +65°C
Mémoire	
Interne	8 Mo
Externe	Carte SD 1Go/2 Go (en option)
Dimensions (LxHxe)	255x13x57 (mm x mm x mm)

Les paramètres enregistrés dans la Sunny WebBox sont consignés aux formats de fichiers courants CSV ou XML. Il est alors possible d'importer ces valeurs sur PC en toute simplicité.

La fiche technique de la Sunny WebBox est présentée à l'annexe A.4.

II.1.2.2.5 Les bancs de charges résistives

Les bancs de charges sont un élément essentiel dans nos expérimentations car ils permettent de simuler la demande en puissance de manière contrôlée.

Nous disposons de deux bancs de charges résistives triphasés identiques de marque EDUTECH (voir figure II.1-6). Chacune d'elles peut théoriquement délivrer une puissance maximale de 4 kW.



Figure II.1-6 : Bancs de charges résistives utilisés dans les tests

Les paliers de puissances disponibles sur chaque banc sont : 200, 400, 600, 800 et 1000W ; ils sont pilotés grâce à des commutateurs manuels. Les différents paliers de puissance sont ainsi combinés entre eux pour atteindre la puissance désirée.

Pour certains profils de demande incluant un pic ne pouvant pas être atteint par les seuls bancs de charges, d'autres éléments résistifs ont été ajoutés à ces derniers.

II.1.3 PROTOCOLE EXPERIMENTAL

Les tests sont réalisés en premier lieu avec des profils de charges statiques et ensuite avec des profils de charges dynamiques.

Un travail préliminaire a consisté à faire l'inventaire des paramètres importants à mesurer au cours de l'étude du prototype ainsi qu'à étalonner les bancs de charges résistives nécessaires à l'expérimentation.

II.1.3.1 Paramètres opératoires et de production nécessaires à l'étude

Les principaux paramètres opératoires et de production utiles à l'étude du prototype ainsi que les méthodes de mesures utilisées sont regroupés dans le tableau II.1-5.

Tableau II.1.5 : paramètres à acquérir pendant les tests

Paramètres	Méthodes et outils de mesure
Eclairement global (W/m²)	Mesuré par un solarimètre
Tension du champ PV, VPV(V)	Enregistrée par la Sunny WebBox
Intensité du champ PV, IPV (A)	Enregistrée par la Sunny WebBox
Puissance du champ PV, PAC (W)	Enregistrée par la Sunny WebBox
Courant du GE sur la phase d'injection du PV (A)	Mesuré avec une pince ampèremétrique
Courant sur les 3 phases du réseau (A)	Mesuré avec une pince ampèremétrique
Tensions sur les 3 phases du réseau (V)	Lue sur le pupitre du GE
Fréquence du réseau (Hz)	Enregistrée par la Sunny WebBox
Vitesse du moteur du GE (rpm)	Lue sur le pupitre du GE
Température d'échappement du GE (°C)	Mesurée par un thermocouple
Puissance générée par le GE (W)	Obtenue par calcul
Consommation en carburant du GE	Mesurée par l'opérateur
Temps	Mesuré par un chronomètre

Les valeurs mesurées par le thermocouple sont lues à travers la pince ampèremétrique qui est munie d'une adaptation pour thermocouple. Aussi, les valeurs d'éclairement mesurées par le solarimètre sont obtenues via un multimètre. Les caractéristiques de la pince ampèremétrique et du multimètre sont présentées en annexe A.5.

Par ailleurs les méthodes de calcul de la part de puissance délivrée par le groupe électrogène (dans le système hybride en fonctionnement) et de mesure du volume de combustible

consommée par ce dernier méritent d'être précisées. Ces aspects sont exposés dans les sections suivantes.

II.1.3.1.1 Calcul de la puissance générée par le groupe Diesel

La puissance générée par le groupe électrogène a été calculée à partir des valeurs de tension et d'intensité sur chacune des phases de ce dernier. En effet nous ne disposons pas, au moment où nous effectuons les premiers tests, d'un dispositif ou équipement pour obtenir de manière aisée la puissance générée par le groupe Diesel.

Nous avons ainsi appliqué le théorème de Boucherot qui stipule que la puissance (active ou réactive) consommée dans un circuit est égale à la somme des puissances consommées dans chaque partie du circuit [15], soit :

$$P = V_1 I_1 \cos(\varphi_1) + V_2 I_2 \cos(\varphi_2) + V_3 I_3 \cos(\varphi_3) \quad (1)$$

Où V_i sont les tensions simples (par phase) et I_i sont les courants de ligne (délivrée par le groupe sur chaque phase). Les $\cos(\varphi_i)$ sont les facteurs de puissance des dipôles sur chaque phase.

Les dipôles étant purement résistifs dans notre cas, on a :

$$\cos(\varphi_i) = 1, \quad i = 1 \text{ à } 3 \quad (2)$$

Soit :

$$P = V_1 I_1 + V_2 I_2 + V_3 I_3 \quad (3)$$

La puissance générée par le groupe Diesel a été systématiquement calculée à partir de l'équation (3).

Il convient cependant de souligner que dans le processus d'amélioration continue de notre prototype, un système de contrôle (dénommé « Flexy control ») y a été installé par la suite. Ce dernier permet actuellement à partir des transducteurs⁴ une acquisition plus aisée de la puissance générée par le groupe et d'autres paramètres de fonctionnement du système.

II.1.3.1.2 Mesure du volume de combustible consommé

Le groupe électrogène de notre prototype est muni d'un compteur volumétrique qui donne par affichage sur le pupitre, le volume de carburant restant (en %) dans le réservoir. Nous avons cependant constaté que ce système de mesure n'est pas très précis pour nos tests. En effet, la variation de pourcentage au niveau du pupitre n'est pas instantanée lorsque le groupe fonctionne. Ceci a donc nécessité la mise en œuvre d'un nouveau dispositif pour pouvoir évaluer en temps réel, la consommation en carburant du groupe Diesel.

⁴ Un transducteur est un capteur usuel qui permet de transformer une grandeur physique d'entrée en une autre grandeur physique de sortie pouvant être mesurée.

Nous avons procédé à une modification du circuit d'alimentation en carburant du groupe électrogène. Cette modification a consisté à débrancher les circuits combustibles du moteur (conduites d'alimentation et de retour), pour les ramener ensuite à un réservoir secondaire (bêcher gradué) placé à l'extérieur du groupe électrogène.

Ainsi, pour chaque charge au niveau du groupe, on peut aisément évaluer la variation de volume au niveau du réservoir.

Cette étape est essentielle car elle nous a permis d'établir la courbe de consommation du groupe électrogène (courbe donnant la consommation horaire en fonction de la puissance débitée) qui sera utilisée dans la suite des tests. Cette démarche a été suivie aussi bien pour les tests avec le gasoil qu'avec l'huile végétale.

II.1.3.2 Etalonnage des bancs de charges

Les bancs de charges utilisés pour les tests étant de type triphasés, les trois dipôles qui les constituent sont reliés à 6 bornes conventionnellement disposées comme l'indique la figure II.1-7.

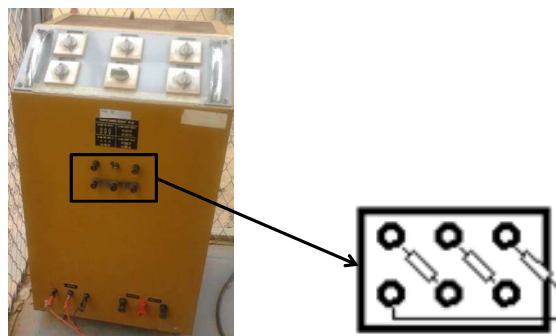


Figure II.1-7 : disposition conventionnelle des dipôles triphasés.

Ces bornes sont reliées avec des barrettes de connexion qui permettent un câblage horizontal ou vertical selon que l'on veut réaliser respectivement un couplage étoile ou triangle.

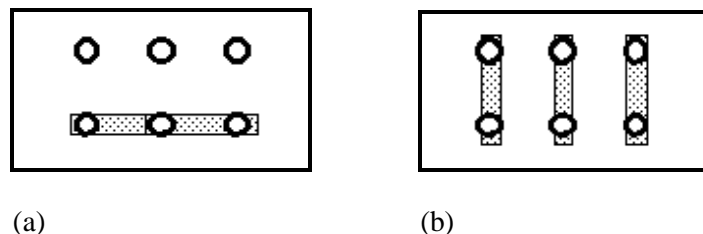


Figure II.1-8 : câblage d'un dipôle triphasé, (a) couplage étoile, (b) couplage triangle

Comme on peut le remarquer sur la figure II.1-7, nos bancs de charge sont câblés en étoile (car les barrettes de couplage sont placées horizontalement).

En premier lieu, les mesures des valeurs des résistances des différents paliers ont été mesurées à l'aide d'un multimètre dont les caractéristiques sont présentées à l'annexe A.5. Ensuite les valeurs des puissances correspondant à chaque commutateur ont été calculées par la formule de Boucherot suivante (sous l'hypothèse que les récepteurs sont équilibrés) :

$$P = \sqrt{3}.UI.\cos(\varphi) \quad (4)$$

Où U est la tension composée entre deux phases et I le courant traversant chaque dipôle (courant de ligne). $\cos(\varphi)$ est le facteur de puissance des récepteurs. Nos récepteurs étant purement résistifs, leur facteur de puissance est égal à l'unité :

$$\cos(\varphi)=1 \quad (5)$$

Aussi, la loi d'Ohm pour un dipôle purement résistif s'écrit :

$$U = RI \quad (6)$$

En intégrant les équations (5) et (6) dans l'équation(4) on obtient l'équation (7) qui permet le calcul des puissances connaissant les valeurs de U et R .

$$P = \sqrt{3}.\frac{U^2}{R} \quad (7)$$

Les valeurs obtenues pour les bancs de charge 1 et 2 sont présentées dans le tableau II.1-6 suivant.

Tableau II.1-6 : puissances des bancs de charges après étalonnage

Puissances théoriques ⁵ (W)	Résistances mesurées (Ohm)		Puissances calculées (W)	
	Banc 1	Banc 2	Banc 1	Banc 2
200	1526	1473	210	217
400	729	725	442	442
600	487	489	637	656
800	375	363	809	881
1000	353	296	995	1083
1000	294	291	1089	1099

On peut donc observer à la suite de cet étalonnage des bancs de charges, des écarts considérables (globalement entre 5 et 10%) entre les valeurs indiquées par le constructeur et les valeurs calculées à partir des mesures.

Pour une meilleure précision dans l'analyse des résultats, ce sont ces nouvelles valeurs calculées qui seront prises en compte.

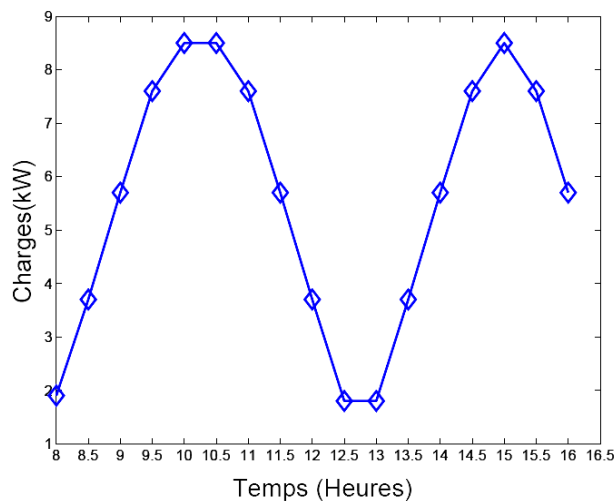
⁵ Valeur indiquée par le constructeur

II.1.3.3 Profils de charges

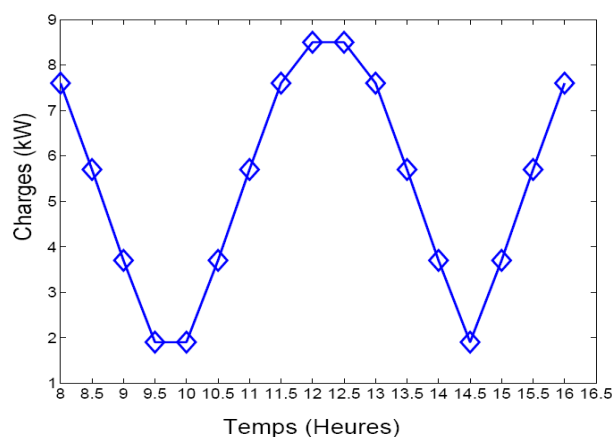
Le profil de charge représente un élément de base dans la conception des systèmes de production d'électricité [16]. En effet tout système de production d'énergie électrique est conçu pour répondre à un profil de demande en puissance bien précise. Par conséquent, en retour, cette dernière peut potentiellement influencer fortement les performances du système [17].

L'étude des performances d'un système de production d'électricité peut se faire aussi bien avec des profils de charges constants [18-20] ou variables [21, 22].

Dans un premier temps, les tests ont été effectués sur le prototype avec des profils de charges constants correspondant à 20% (1,9 kW) 40% (3,7 kW), 62% (5,7 kW), 82% (7,6kW) et 105% (9,7 kW) de la puissance nominale du groupe Diesel. Ensuite, le prototype a été soumis à deux profils de charges variables illustrés sur la figure II.1-9.



(a)



(b)

Figure II.1-9 : profils de charges étudiés avec le gasoil ; (a) : profil en zones péri-urbaines, (b) : profil en zones rurales

Il convient de souligner que les niveaux de puissance fixés sur les profils ont été conditionnés par les charges à notre disposition. Ainsi les courbes ci-dessus présentés ne sont que des profils simplifiés qui donnent une idée des variations de charges que l'on peut enregistrer sur une journée en zones périurbaines (figure II.1-9a) et rurales (figure II.1-9b) d'Afrique subsaharienne. Cependant, il est particulièrement difficile de caractériser les courbes de charges compte tenu du manque de données (pour les pays en développement) et du nombre de paramètres techniques et socio-économiques influants. En principe, la courbe de charge est obtenue suite à une enquête socio-économique de la zone à électrifier [23].

Dans le cadre du projet « Flexy Energy ⁶ », deux enquêtes socio-économiques ont été réalisées dans les localités de Zincko (zone rurale au Burkina Faso) et de Siby (Zone périurbaine au Mali). L'enquête réalisée à Zincko révèle que le profil journalier de charge présente un pic de 10,5 kW pour une population de 822 habitants (123 ménages) [24]. A Siby on a enregistré une demande maximale journalière de puissance d'environ 21 kW pour une population de 26 633 habitants (3202 ménages) [25]. Toutefois, ces enquêtes ont été réalisées après les tests ici effectués et n'ont pas servi dans la détermination des courbes de charge ci-dessus présentées.

Les protocoles de manipulations utilisés pour les tests sur le groupe électrogène en fonctionnement seul et le groupe électrogène dans le système hybride en fonctionnement au gasoil sont présentés à l'annexe A.6.

II.1.4 RESULTATS EXPERIMENTAUX ET DISCUSSIONS

Les résultats des différents tests effectués sur le prototype en fonctionnement au gasoil sont présentés dans le paragraphe suivant. Les caractéristiques du carburant utilisé sont présentées dans le tableau II.1-7 suivant.

Tableau II.1-7 : caractéristiques du carburant gasoil [26]

Densité 20°C	Viscosité 20°C mm ² /s	Point d'écoulement (°C)	Point trouble (°C)	Point éclair (°C)	Indice de cétane	PCI Mj/kg
0,836	3 à 7,5	-18	<-5	93	50	43,8

II.1.4.1 Tests sur le groupe électrogène en fonctionnement seul

Le groupe électrogène de notre prototype a une puissance nominale de 11,5 kVA soit 9,2 kW. Ses caractéristiques ont été résumées précédemment dans le tableau II.1-2.

⁶ Le projet « Flexy Energy » consiste en la production décentralisée d'électricité via les centrales hybrides PV/groupe électrogène (diesel ou biocarburant). Il est financé par la facilité énergie 2 de l'union Européenne et la fondation 2iE est le coordonnateur. Dans le cadre de ce projet deux centrales hybrides PV/groupe électrogène d'environ 150 kW chacune seront installées au Burkina Faso (Zincko) et au Mali (Siby).

Plusieurs paramètres permettent de décrire les performances des moteurs parmi lesquels la consommation spécifique et le rendement (global ou effectif) [27]. Ces paramètres sont étudiés dans les sections suivantes en ce qui concerne le groupe électrogène utilisé ici.

II.1.4.1.1 La consommation spécifique

L'objectif des tests réalisés sur le groupe Diesel en fonctionnement seul est de pouvoir le caractériser en termes de consommation spécifique et d'efficacité sous différents taux de charge. La consommation spécifique (CS) est le rapport entre la consommation de carburant et la puissance produite pour une unité de temps. Elle s'exprime en g/(kWh) ou en g/(chh) [27]. En d'autres termes elle est égale à la quantité de combustible consommée pendant 1 heure pour produire 1 kW de puissance effective [28].

La consommation spécifique est également généralement exprimée en L/kWh dans les manuels techniques des groupes électrogènes. Cette dernière façon de l'exprimer nous semble plus appropriée dans l'étude technico-économique des performances des groupes électrogènes et c'est elle qui a été adoptée dans la suite de ce travail.

Par ailleurs la consommation spécifique est une grandeur bien adaptée pour comparer entre eux des moteurs qui ont, soit de cylindrées différentes, soit qui n'utilisent pas le même carburant [28].

La figure II.1-10 illustre les courbes de consommation (horaire et spécifique) du moteur utilisé en fonction de la charge.

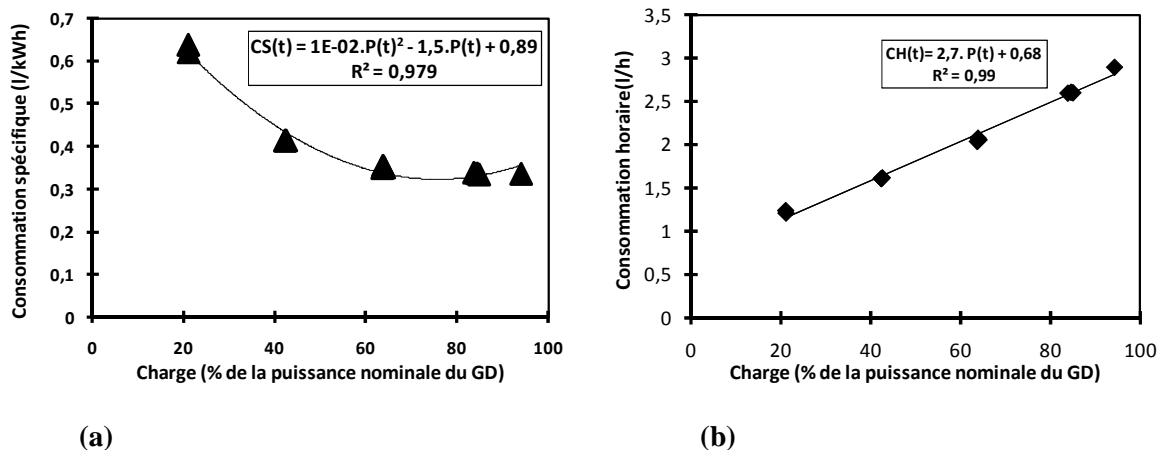


Figure II.1-10 : Courbes de consommation du GD ; (a) consommation spécifique, (b) consommation horaire.

On peut remarquer (figure II.1-10a) que la consommation spécifique dépend du point de fonctionnement du moteur. Elle diminue en effet avec l'augmentation de la charge de ce dernier. Ainsi, elle passe de 0,65 L/kWh à 0,32 L/kWh respectivement pour les charges représentant environ 20% et 82% de la puissance nominale du moteur. Ces résultats sont confortés par certaines études qui montrent que la consommation spécifique des générateurs Diesel en fonctionnement au gasoil se situe généralement entre 0,3 et 0,4 L/kWh à la

puissance nominale [29] et de l'ordre de 0,33 L/kWh entre 70 et 90% de la puissance nominale du générateur Diesel [30, 31].

D'après sa définition, la consommation spécifique d'un groupe électrogène sous une charge donnée correspond à sa consommation en carburant par unité de temps ou consommation horaire. La connaissance de la courbe de consommation horaire d'un GD permet ainsi un calcul aisé de sa consommation spécifique.

D'après les études de Skarstein et Uhlen [32], la consommation horaire (en L/h) d'un groupe électrogène (GE) peut être approximée par la relation suivante :

$$CH(t) = a.P(t) + b.P_{nom} \quad (8)$$

Où $P(t)$ et PN sont respectivement la puissance générée à un instant donné et la puissance nominale du GE; a (L/kWh) et b (L/kWh) étant des constantes caractéristiques du GE.

Comme le montre la figure II.1-10b, les résultats expérimentaux relatifs à notre étude sont bien représentés par l'équation (8) avec la corrélation suivante :

$$CH(t) = 2,7.P(t) + 0,68 \quad (9)$$

Le groupe électrogène de ce prototype ayant une puissance nominale de 9,2 kW, on obtient : $a = 0,25$ L/kWh et $b = 0,074$ L/kWh avec un coefficient de détermination (R^2) de 0,99 qui atteste la précision des résultats obtenus.

II.1.4.1.2 Le rendement global (effectif)

Le rendement effectif ou global du moteur exprime l'efficacité de conversion de l'énergie chimique du carburant en travail mécanique [28]. Il est égal au rapport de l'énergie recueillie sur l'arbre du moteur sur l'énergie susceptible d'être dégagée par la combustion complète du carburant. En d'autres mots le rendement est la fraction d'énergie chimique contenue dans un volume de carburant qui est convertie en énergie mécanique à la sortie du moteur. Il est directement lié à la consommation spécifique par la relation suivante :

$$\eta_{GE} = \frac{3600}{PCI * CS} \quad (10)$$

Où $PCI(MJ/kg)$ est le pouvoir calorifique inférieur du combustible et $CS(g/kWh)$ la consommation spécifique du moteur.

La figure II.1-11 présente la courbe de rendement de notre moteur en fonctionnement au gasoil.

Il apparaît clairement que le rendement varie comme l'inverse de la consommation spécifique et atteint son maximum à environ 80% de la puissance nominale du moteur. Un bon rendement correspond à une consommation spécifique faible ; en d'autres termes plus le rendement est élevé, moins il faut de carburant pour produire 1 kWh d'énergie électrique.

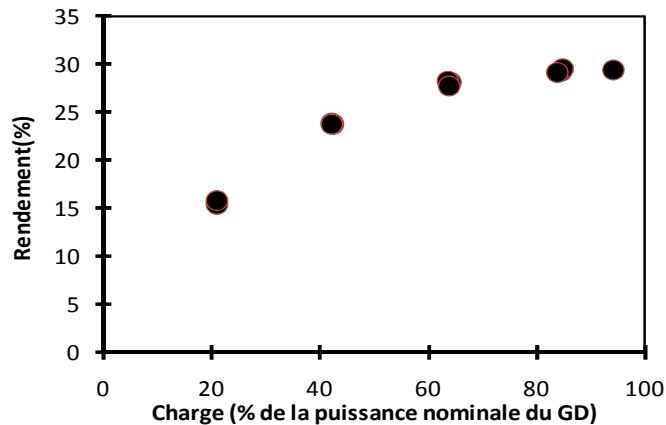


Figure II.1-11 : courbe de rendement de notre moteur en fonctionnement au gasoil

II.1.4.1.3 Performances de l'onduleur

L'onduleur est l'un des éléments clés des installations photovoltaïques car c'est lui qui permet de transformer le courant continu produit par les panneaux PV en courant alternatif avec les caractéristiques du réseau en tension, courant, fréquence et impédance [33, 34]. De ce fait l'onduleur influence fortement les paramètres quantitatifs (rendement) et qualitatifs (fréquence, harmoniques, ...) du système PV.

Le rendement permet d'évaluer la capacité de conversion de l'onduleur, du courant continu (DC) produit par les panneaux PV en courant alternatif (AC) injectable sur un réseau ou directement utilisé par les appareils.

Ainsi, le rendement de l'onduleur influe grandement sur la production du système PV et donc sur sa rentabilité. Il peut s'exprimer comme la puissance alternative PV (P_{PV-AC}) sur la puissance continue PV (P_{PV-DC}) générée par le champ PV :

$$\eta_{OND} = \frac{P_{PV-AC}}{P_{PV-DC}} \quad (11)$$

A l'aide des paramètres de fonctionnement de notre système PV enregistrés par la Sunny WebBox, nous avons représenté la courbe de rendement de notre onduleur (figure II.1-12) en fonction du rapport de la puissance continue sur sa puissance nominale.

La figure II.1-12 montre que le rendement de l'onduleur n'est pas un paramètre constant mais qu'il est lié à la puissance générée par le champ PV (P_{PV-DC}). Cette dernière étant elle-même fonction des conditions climatiques du site et de l'état des modules PV (disposition, nettoyage, etc.), il est clair que le rendement de l'onduleur dépend aussi de ces paramètres

Pour le cas de notre onduleur (SB 3300 de SMA), on peut remarquer qu'elle atteint son rendement théorique maximum (95,2%) à partir d'une puissance PV (P_{PV-DC}) de l'ordre de 10% de sa puissance nominale. Ceci montre qu'elle n'est pas très sensible aux conditions ci-

dessus évoquées et nous rassure de ce bon rendement même en période de faible ensoleillement.

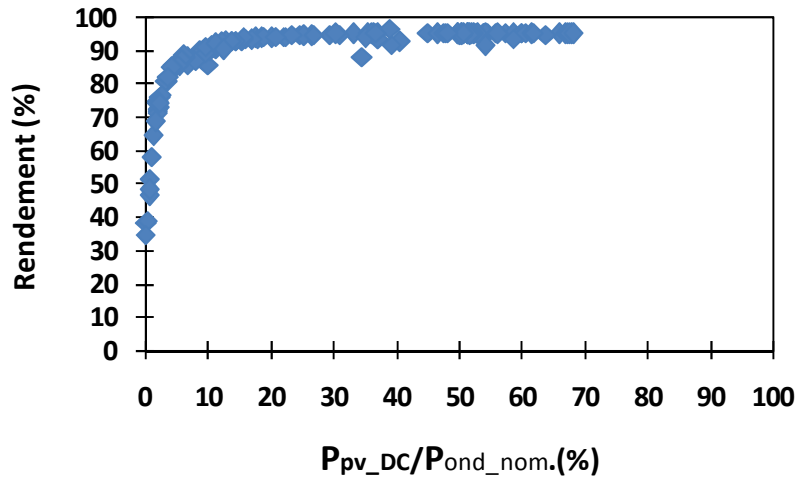


Figure II.1-12 : Courbe de rendement de l'onduleur du prototype expérimental

II.1.4.2 Tests avec les charges constantes

Dans cette partie, nous ne présenterons que les résultats des tests effectués sur le prototype avec les charges constantes de valeurs 3,7 kW, 7,6 kW et 9,5 kW correspondant respectivement à 40%, 82% et 105% de la puissance nominale du générateur Diesel. Ces charges sont assez représentatives des niveaux de sollicitations (faibles ou fortes charges) du groupe diesel. Les résultats obtenus avec les autres charges (1,9 kW et 5,7 kW) sont présentés à l'annexe A.7. Les contributions en puissance du générateur PV (P_{pv}) et du générateur Diesel (P_{GD}) pour satisfaire chaque profil de charge (P_C) sont évaluées. Aussi, la

consommation spécifique du générateur Diesel, le taux de pénétration solaire $\left(\frac{P_{PV}}{P_C}\right)$, ainsi

que la capacité du système à satisfaire la charge à chaque instant $\left(\frac{P_t - P_C}{P_C}\right)$ sont calculés. Les

résultats présentés ici sont des valeurs instantanées obtenues par pas de temps d'une demi-heure.

II.1.4.2.1 Puissance générée par les générateurs PV et Diesel dans le système hybride

Les comportements des générateurs PV et Diesel dans le système hybride sont interdépendants [2]. Les figures II.1-13 à II.1-15 montrent la puissance générée par chaque générateur et la puissance totale générée par le système en fonction de la demande et de l'ensoleillement pour les charges ci-dessus évoquées.

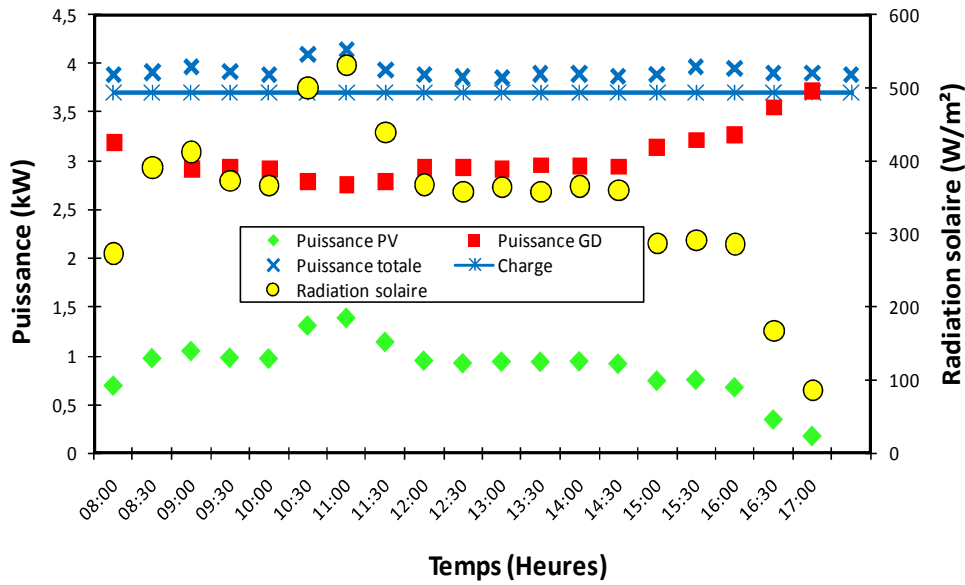


Figure II.1-13 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD

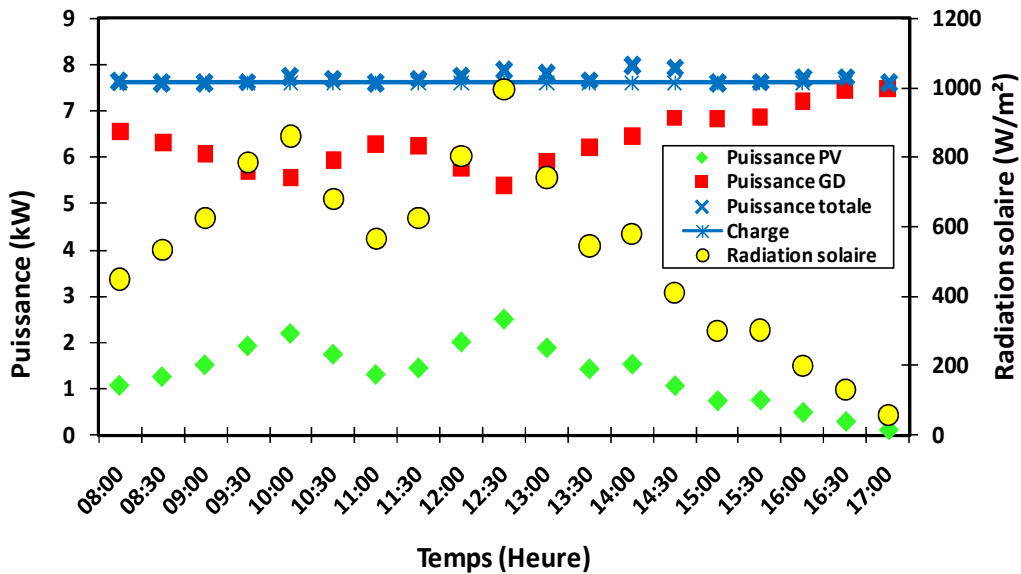


Figure II.1-14 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD

S'il est vrai que l'onduleur PV réseau est muni d'un régulateur ou maximum power point tracker (MPPT), qui recherche en permanence le point de fonctionnement optimal permettant de soutirer du champ de capteurs sa puissance maximale [32], les tests ont révélé que le maximum de puissance injectée sur le réseau par l'onduleur à un instant donné est aussi fonction de la demande sur le réseau à cet instant

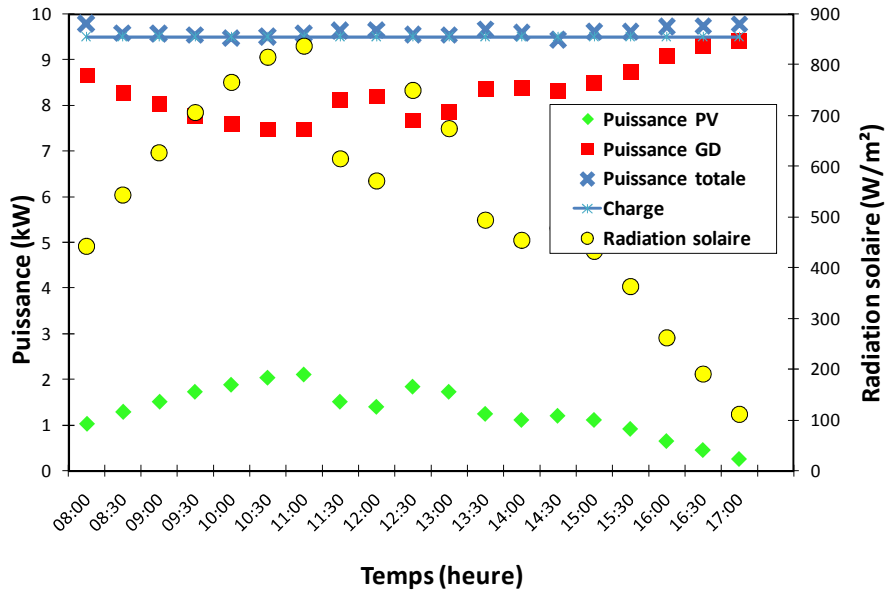


Figure II.1-15 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 105% de la puissance nominale du GD

Ainsi, sur les figures II.1-13 à II.1-15, on peut remarquer que la production du champ PV est fonction non seulement de la radiation solaire mais aussi de la puissance demandée. En effet pour des valeurs d'ensoleillement très proches, la puissance PV générée est plus importante pour la charge la plus élevée que pour celle la plus faible.

Cette tendance peut clairement s'observer sur la figure II.1-16 où est représenté le ratio de la puissance PV générée sur la radiation solaire en fonction de la demande à un instant donné.

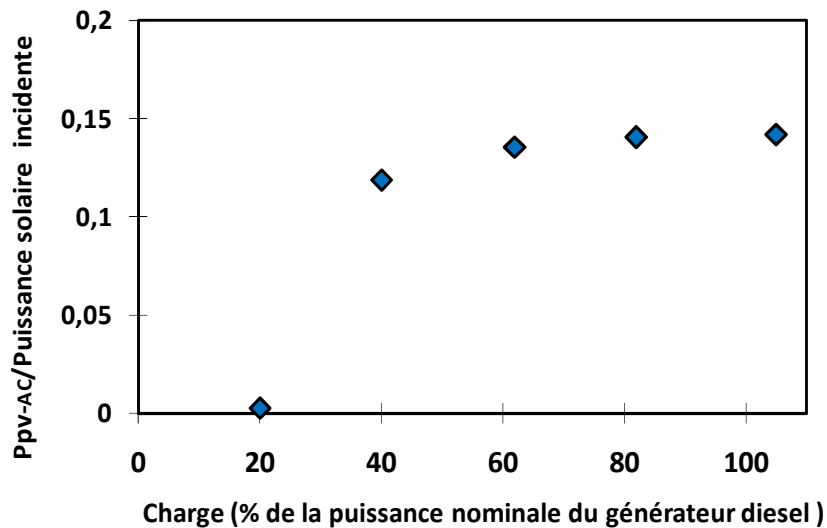


Figure II.1-16 : puissance PV injectée sur le réseau en fonction de l'ensoleillement et de la charge

Eu égard aux résultats ci-dessus présentés, on peut conclure que pour un fonctionnement optimal du système PV et aussi pour pouvoir assurer sa rentabilité, il serait préférable que les demandes élevées en charges coïncident avec les moments de fort ensoleillement [2].

Dans la section qui suit, les performances du générateur Diesel dans le système hybride sont plus particulièrement étudiées.

II.1.4.2.2 Performances du générateur Diesel dans le système hybride

Dans cette partie, nous nous sommes en particulier intéressés au comportement du générateur Diesel dans le système hybride. La consommation spécifique qui est l'un des principaux paramètres caractéristiques des générateurs Diesel [22] est étudiée pour les différents niveaux de charge précédemment cités.

Sur les figures II.1-17 à II.1-19, on observe que la consommation spécifique varie de 0,45 à 0,51 L/kWh (figure II.1-17), 0,33 à 0,36 L/kWh (figure II.1-18) et de 0,33 à 0,34 L/kWh (figure II.1-19) respectivement pour les charges correspondant à 40%, 82% et 105% de la puissance nominale du générateur Diesel.

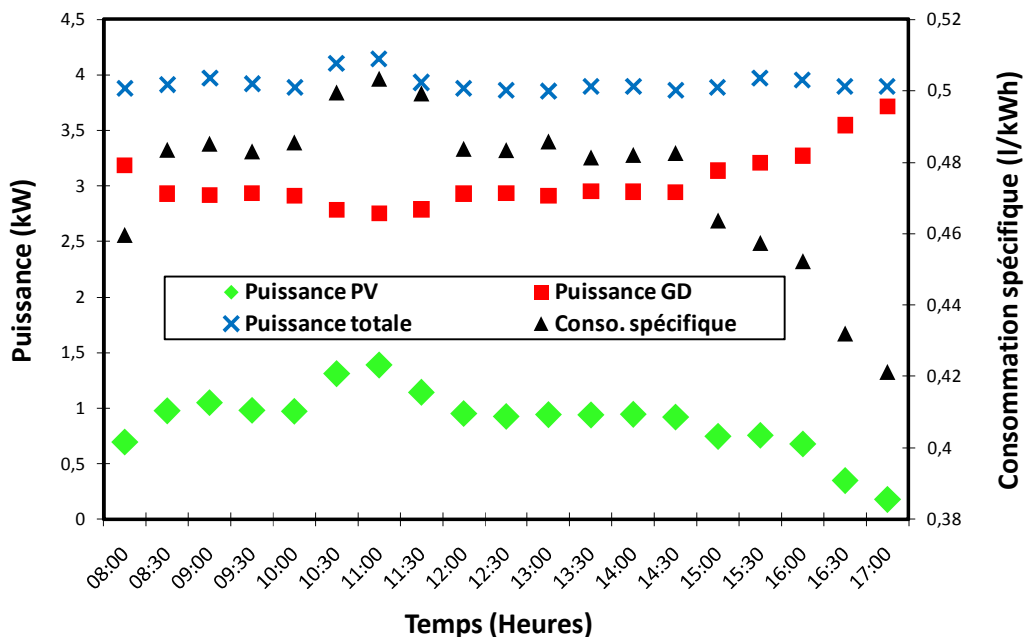


Figure II.1-17 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD

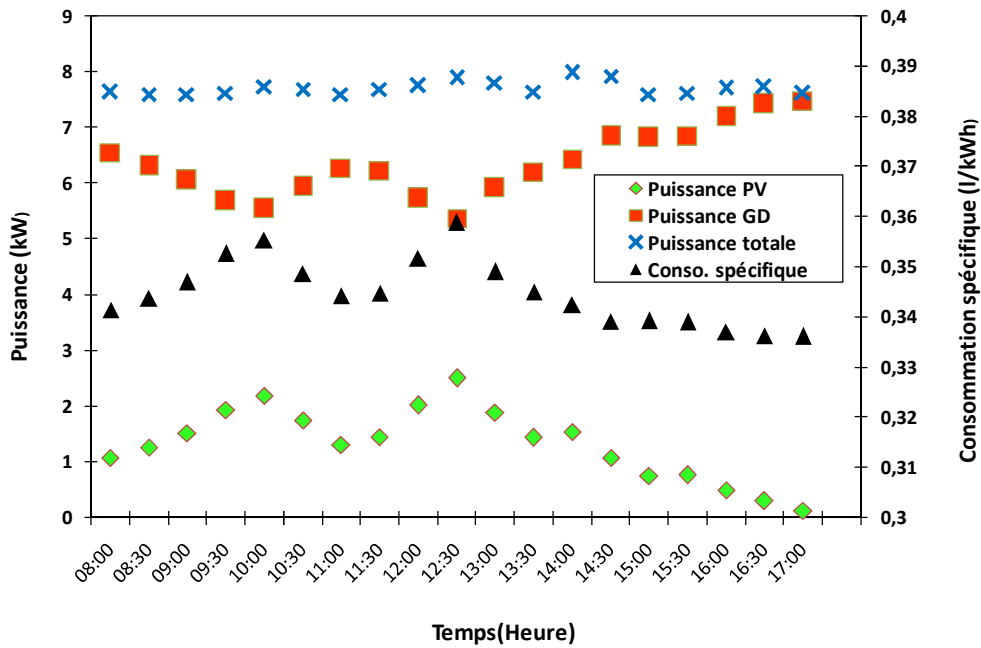


Figure II.1-18 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD

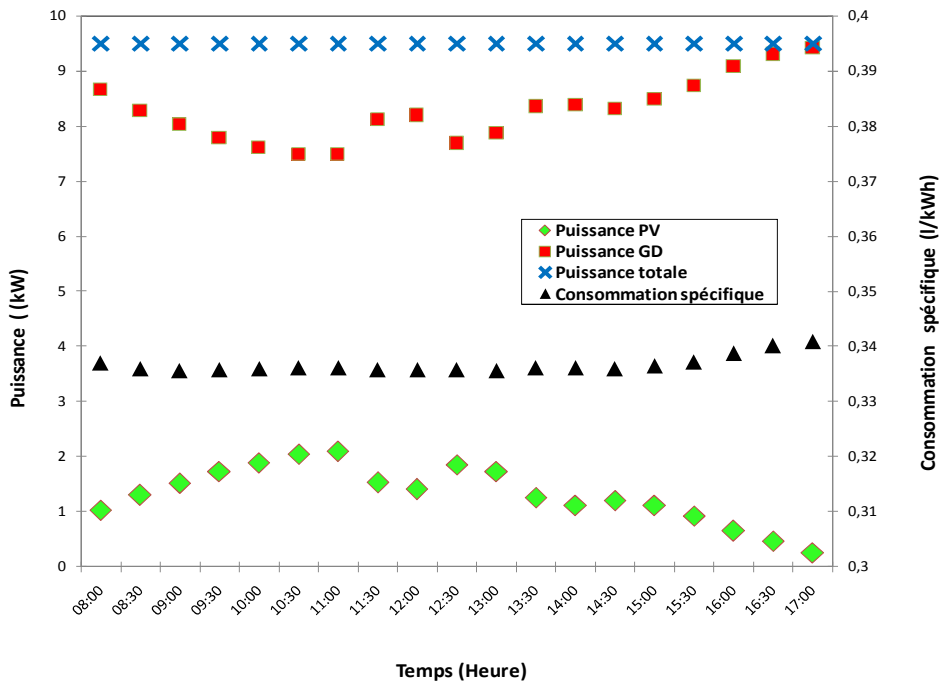


Figure II.1-19 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 105% de la puissance nominale du GD

Ces résultats ainsi que ceux présentés à l'annexe A.7 mettent en exergue l'influence du générateur PV sur le générateur Diesel. On peut ainsi observer que pour les faibles charges (moins de 60% de la puissance nominale du GD), la contribution du générateur PV éloigne

d'avantage le groupe Diesel de sa plage de fonctionnement optimal. Par contre pour des charges élevées (plus de 80% de la puissance nominale du GD), la production du générateur PV n'influe pas de façon considérable sur la consommation spécifique du générateur Diesel. En effet dans le cas des charges élevées, la contribution du générateur PV en écrêtant la puissance demandée au groupe Diesel contribue à le ramener dans sa plage optimale de fonctionnement.

Par ailleurs on se rend compte que plus la production PV est élevée, plus la consommation spécifique du GD l'est également ; ce qui traduit un mauvais rendement de ce dernier.

On peut ainsi retenir de façon générale que le fonctionnement des systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage est un procédé complexe dans lequel chaque type de générateur (PV et Diesel) est appelé à fonctionner de façon optimale pour assurer la durabilité et la rentabilité du système. Cependant en fonction de la puissance demandée et des conditions d'ensoleillement, cela n'est pas toujours le cas. Il est donc important au moment de la conception de ce genre de système d'anticiper sur ces problèmes. Ce résultat nous amènera dans la suite de ce travail à faire des propositions d'optimisation de notre prototype et des systèmes hybrides PV/Diesel de façon générale.

Dans ce qui suit nous étudions de façon détaillée la contribution du système PV dans le système global et la capacité de ce dernier à satisfaire les différentes charges.

II.1.4.2.3 Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande

Le taux de pénétration PV est défini de manière variable dans la littérature. Certains auteurs le définissent comme la puissance PV crête par rapport à la capacité de production totale installée alors que d'autres le définissent par rapport à la puissance demandée [35, 36]. Cependant, ces définitions de la pénétration PV ne rendent pas compte de la contribution réelle du générateur PV dans le système à un moment donné.

En réalité le taux de pénétration PV dans un réseau fluctue continuellement en fonction de la puissance PV générée et de la demande sur le réseau à chaque instant. Ainsi tel que définit à l'équation (12), le ratio de la puissance PV générée (P_{PV}) sur la demande à un instant donné (P_C) traduit nettement mieux le taux de pénétration PV dynamique dans un système [2].

$$T_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_C} \quad (12)$$

L'ondeur de notre prototype étant de type monophasé et couplé à un GD triphasé, nous appelons ici taux de pénétration global et local, la production du générateur PV respectivement par rapport à la demande totale (P_C) et par rapport à la demande sur la phase d'injection (P_{C1}) du générateur PV.

Sur les figures II.1-26 à II.1-30 sont représentées les taux de pénétrations PV globaux $\left(\frac{P_{PV}}{P_C} \right)$

et locaux $\left(\frac{P_{PV}}{P_{CI}}\right)$ ainsi que le paramètre $\left(\frac{P_t - P_C}{P_C}\right)$ qui traduit la capacité du système hybride à satisfaire la demande. Ce dernier paramètre calcule en fait la différence entre la puissance totale produite par le système hybride (P_t) et la demande (P_C). Il nous permet donc d'évaluer le déficit ou l'excès d'énergie produite par le système.

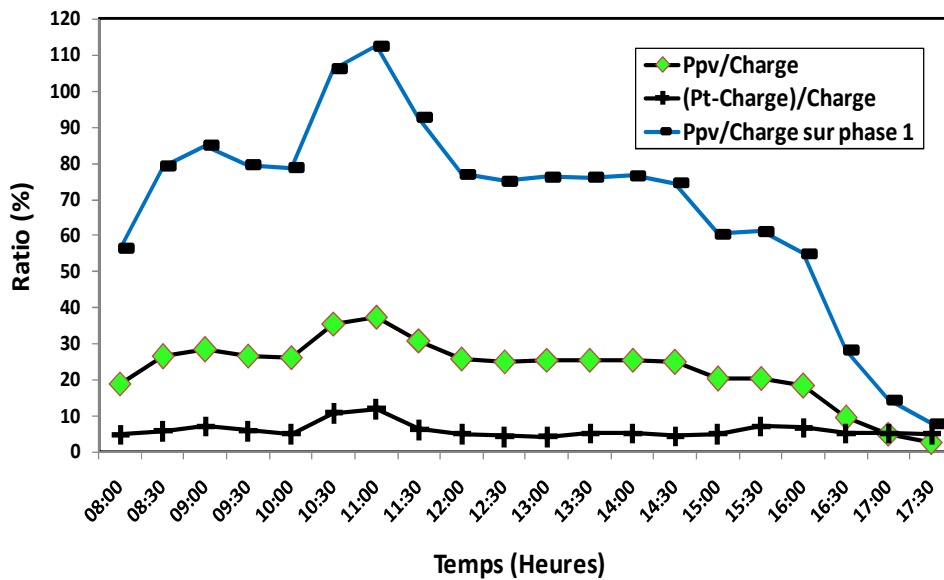


Figure II.1-20 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD

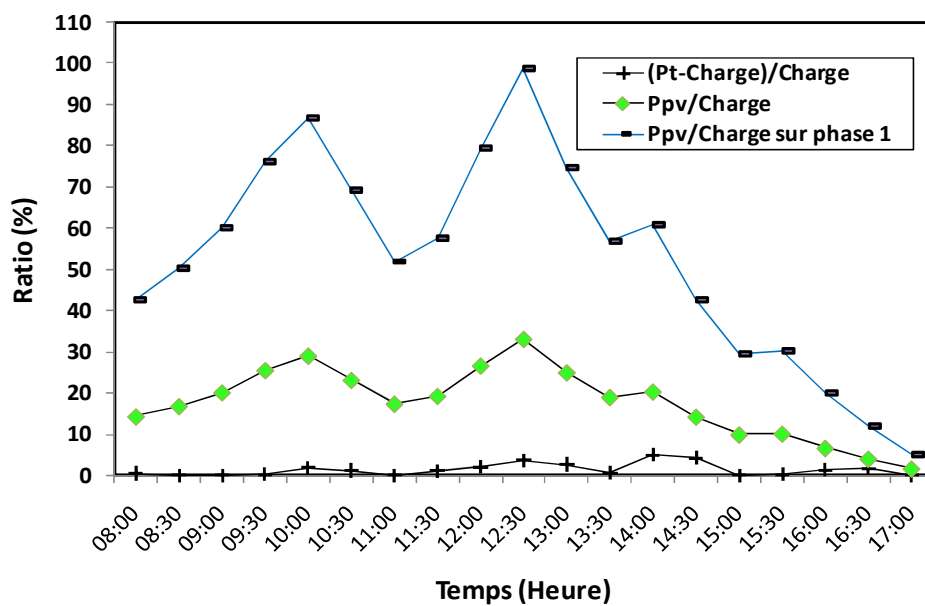


Figure II.1-21 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD

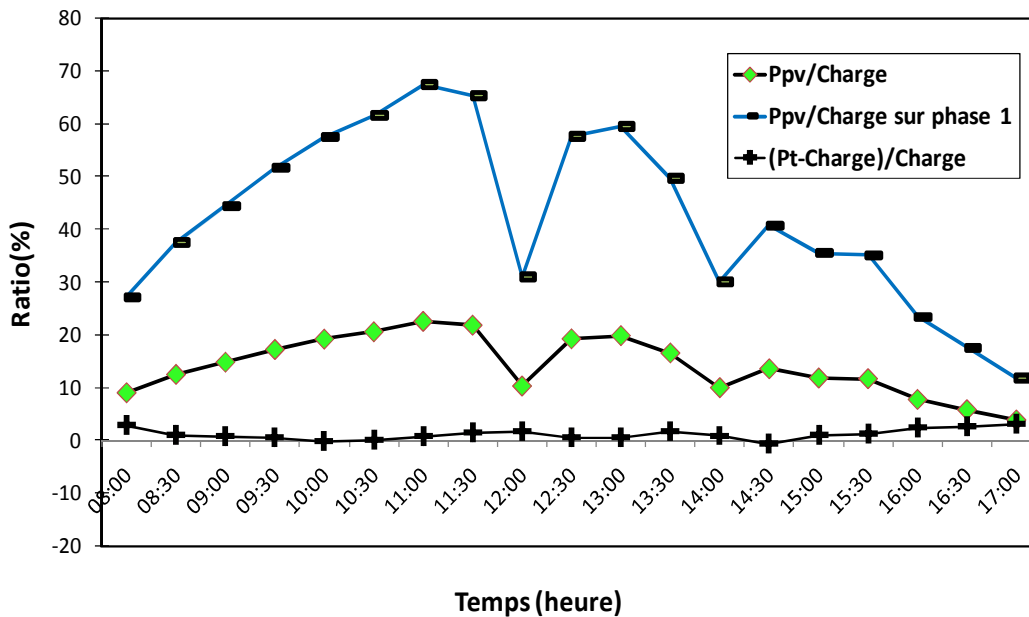


Figure II.1-22 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 105% de la puissance nominale du GD

Les figures II.1-20 à II.1-22 montrent que les taux de pénétration PV (global et local) varient à chaque instant en fonction de la production PV et de la demande. En effet le taux de pénétration global varie de 2,6% à 37,5%, 1,6 à 33% et de 4% à 22% respectivement pour les charges égales à 40%, 82%, et 105% de la puissance nominale du GD.

Le taux de pénétration local suit la même tendance avec cependant des valeurs 3 fois plus élevées. 7,8% à 112,5%, 4,8 à 99% et de 12% à 66% respectivement pour les charges ci-dessus citées. On peut ainsi constater qu'à certains moments le taux de pénétration local est supérieur à 100% ce qui signifie que la production PV est alors momentanément potentiellement capable de satisfaire à elle seule la demande. Un fort taux de pénétration PV peut cependant avoir des influences négatives sur le réseau [36, 37]. Cette question sera amplement abordée dans la deuxième partie de ce chapitre.

L'étude du paramètre $\left(\frac{P_t - P_c}{P_c} \right)$ pour les différentes charges montre la capacité du système à

satisfaire la demande à tout moment de la journée pour les charges de 20% à 82% de la puissance nominale du générateur Diesel avec même des surproductions allant respectivement jusqu' à 12%, 11,9%, 9%, et 5% respectivement.

Par contre pour la charge égale à 105% de la puissance nominale du GD, nous avons noté à certains moments de la journée un déficit de production variant entre 0.03% et 0,7% de la puissance demandée.

Cette situation soulève la question de la gestion de la production au sein du système, notamment celle du temps de réaction des groupes électrogènes par rapport aux à-coups de demande causés dans notre cas par les variations brusques d'ensoleillement. Certaines études préconisent que la puissance maximum du groupe Diesel soit supérieure à la puissance maximale demandée afin de constamment avoir une réserve de puissance pour les à-coups [38]. Toutefois la combinaison d'un système intelligent et d'un stockage de gestion pourrait être une solution plus adaptée.

II.1.4.3 Tests avec des profils de charges variables

Dans cette partie, les performances du prototype « Flexy Energy » sont évaluées avec les profils de charges variables précédemment présentées (figure II.1-9).

II.1.4.3.1 Puissances générées par les générateurs PV et Diesel

Les figures II.1-23 et II.1-24 présentent les courbes de production des générateurs PV et Diesel ainsi que la courbe de la production totale du système respectivement pour les profils de charges 1 et 2.

De même qu'avec les charges constantes, on remarque ici que la production PV est fortement liée à l'ensoleillement et à la demande. La production du générateur PV est en effet élevée pour les périodes de fortes charges et d'ensoleillement élevé.

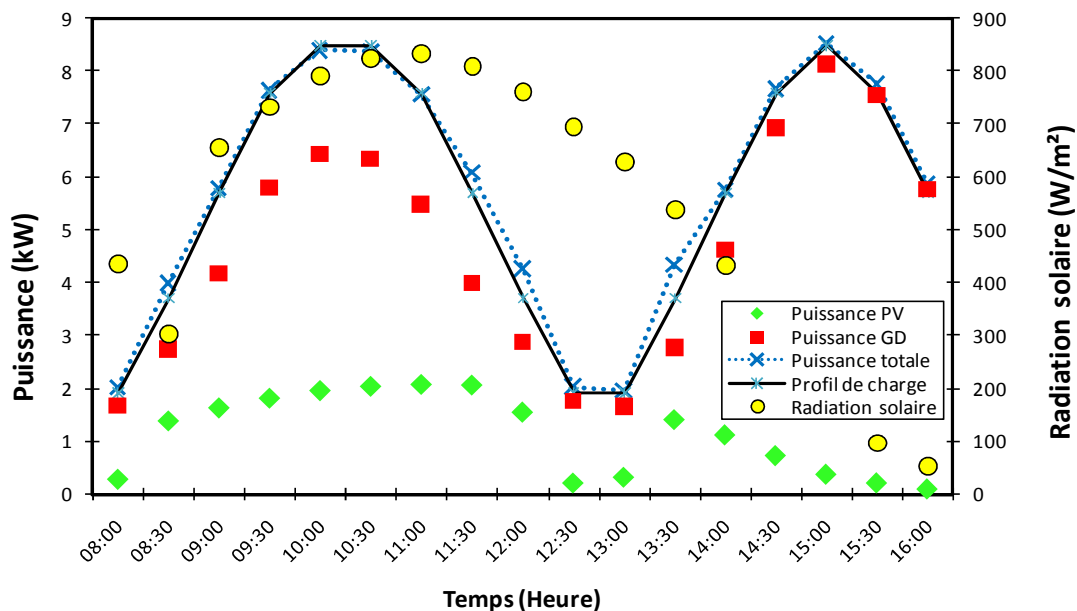


Figure II.1-23 : puissance générée par le système pour le profil de charge 1

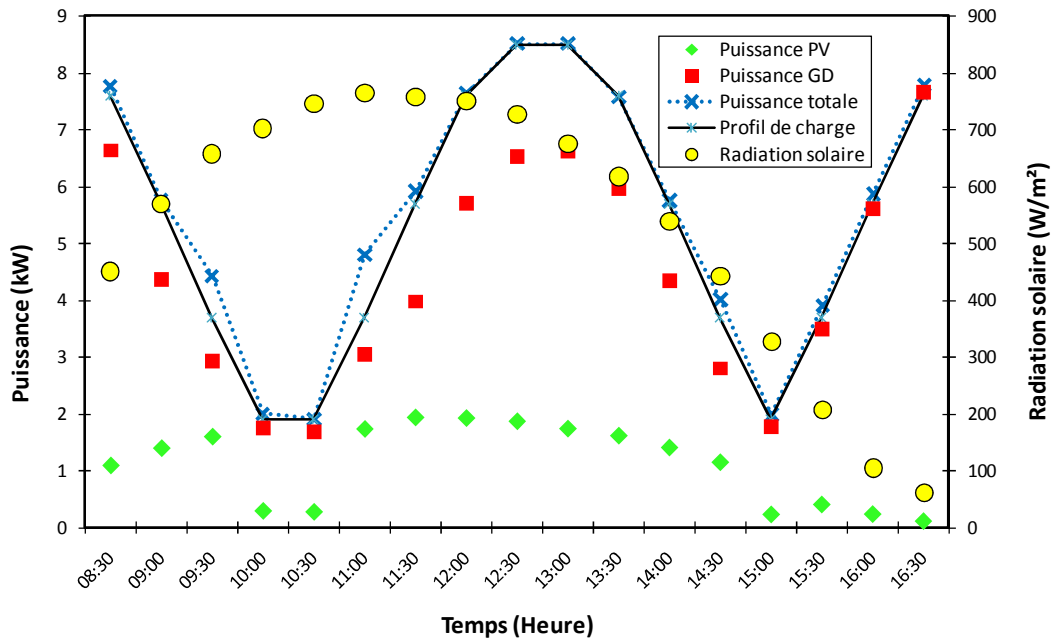


Figure II.1-24 : puissance générée par le système pour le profil de charge 2

Aussi dans les deux cas, on peut observer que la puissance totale produite par le système est à tout moment supérieure ou égale à la demande.

Par ailleurs, on peut constater que pour la journée de tests avec le profil 1, le système fonctionne de façon optimale entre 9h30 et 11h30, période pendant laquelle on a un fort ensoleillement et des charges élevées (figure II.1-23).

Sur la figure II.1-24 il apparaît que pour les tests avec le profil 2, l'efficacité du système est meilleure entre 11h30 et 13h30, période où les charges élevées coïncident avec un fort ensoleillement.

Ainsi, dans un système PV/Diesel même si la puissance Diesel installée permet de satisfaire la demande maximale, il est préférable que les pics de charges coïncident avec les périodes de forts ensoleillements afin de permettre au système PV de fournir son maximum de puissance et ainsi d'assurer sa rentabilité.

II.1.4.3.2 Performances du GD dans le système hybride

Les figures II.1-25 et II.1-26 illustrent la consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride respectivement pour les profils 1 et 2.

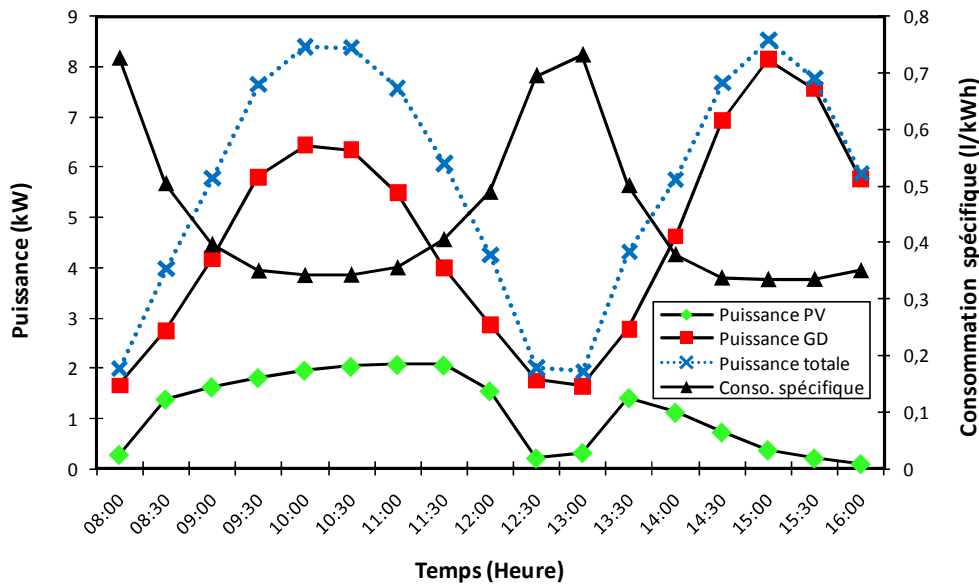


Figure II.1-25 : consommation spécifique du GD dans le système hybride pour le profil de charge1

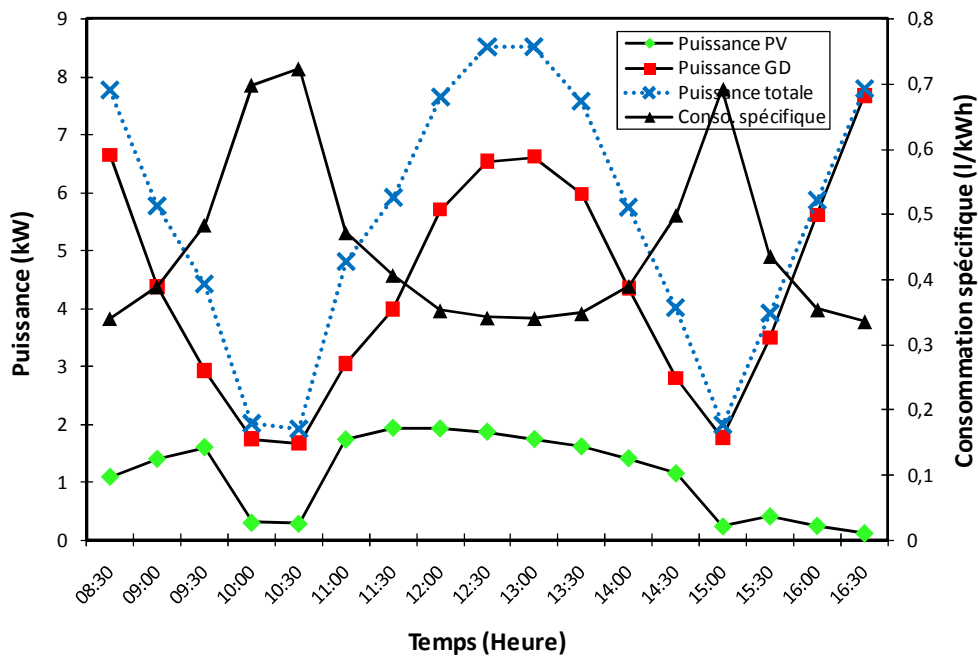


Figure II.1-26 : consommation spécifique du GD dans le système hybride pour le profil de charge 2

On peut observer sur les figures II.1-25 et II.1-26 que les tendances d'évolution des courbes de production PV et de consommation spécifique du générateur Diesel sont inversées. Ceci montre une fois de plus que le générateur PV se comporte comme une « charge négative » vis-à-vis du groupe Diesel ce qui, comme dans les cas précédents, donne lieu à deux situations :

- **Pour des faibles charges**, la contribution du générateur PV bien que marginale, a tendance à diminuer la puissance demandée au groupe électrogène. Dans un tel cas, le groupe électrogène est confronté à une charge encore plus faible et sa consommation spécifique est élevée ce qui traduit un mauvais rendement.
- **Pour les charges élevées**, les performances du générateur Diesel sont moins affectées par la production PV. Dans ce cas, la puissance PV écrête la puissance demandée au groupe électrogène, et ne l'éloignant que très peu de sa plage de fonctionnement optimale, ce qui lui assure une bonne efficacité.

II.1.4.3.3 Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour les profils de charges 1 et 2

Les figures II.1-27 et II.1-28 représentent les grandeurs $\left(\frac{P_{PV}}{P_C}\right)$, $\left(\frac{P_{PV}}{P_{C1}}\right)$ et $\left(\frac{P_t - P_C}{P_C}\right)$ qui définissent respectivement les taux de pénétrations PV (global et local) et la capacité du système hybride à satisfaire la demande.

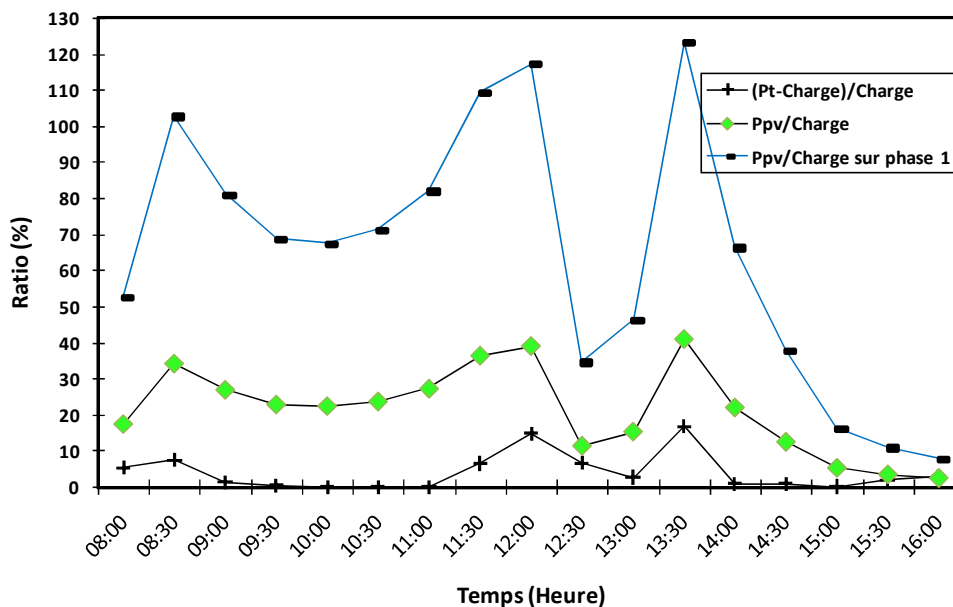


Figure II.1-27: Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour le profil 1

On remarque dans les deux cas que pendant les périodes de fort ensoleillement, le taux local de pénétration PV peut s'élever au-delà de 100%. Il convient de rappeler que ce taux de pénétration local est plus adapté à l'étude de l'impact du générateur PV sur le réseau.

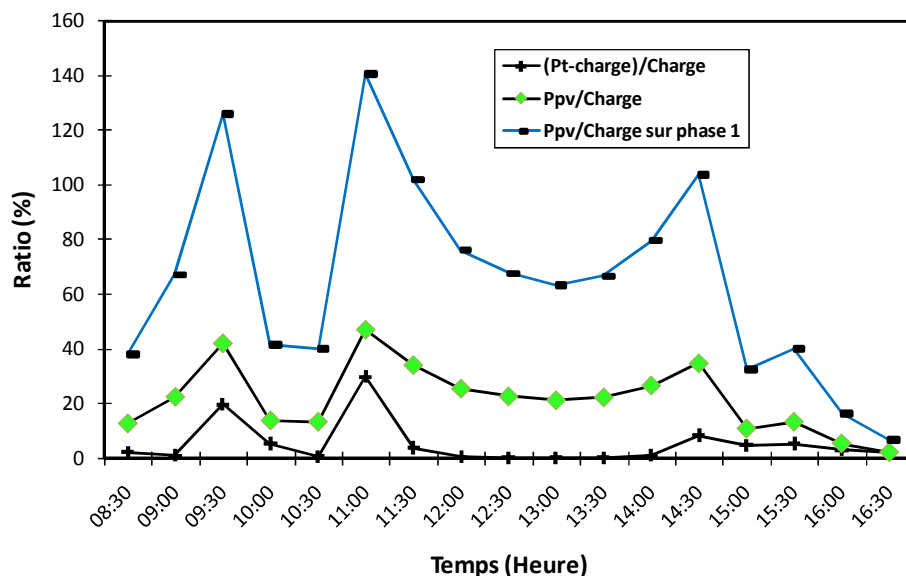


Figure II.1-28 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour le profil 2

Ainsi, l'étude du paramètre $\left(\frac{P_t - P_C}{P_C}\right)$ pour les deux profils de charge montre que la demande est à tout moment satisfaite par le système avec des excès de production qui vont jusqu'à 20% dans le cas du profil 1 et jusqu'à 30% dans le profil 2.

II.1.4.4 Comparaison entre le générateur diesel seul et le système hybride PV/Diesel fonctionnant au gasoil

Dans cette partie nous procédons à une analyse des consommations du groupe Diesel en fonctionnement seul et dans le système hybride pour un profil de charge donné (Le profil de charge 1).

La figure II.1-29 montre les consommations spécifiques du générateur Diesel (GD) en fonctionnement seul et dans le système hybride. On peut constater une légère dégradation des performances du GD (consommation spécifique élevée et donc faible rendement) lorsqu'il est en fonctionnement dans le système hybride.

On note en effet comparativement au GD en fonctionnement seul, une augmentation moyenne de la consommation spécifique de ce dernier dans le système hybride de 6,3%, 18,5%, 11,7%, 3,2% et 2,7% respectivement pour les charges correspondant à 20%, 40%, 62%, 82% et 92% de sa puissance nominale.

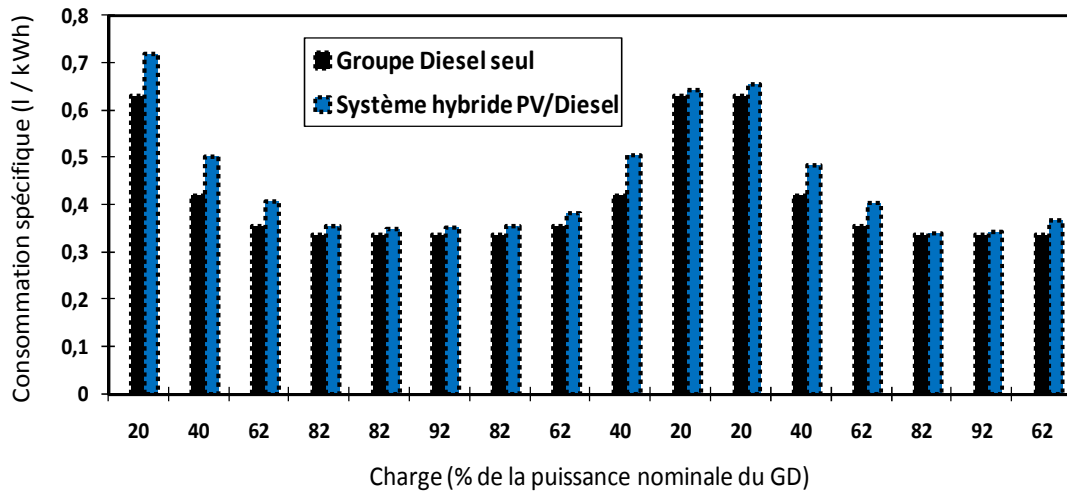


Figure II.1-29 : Comparaison des consommations spécifiques du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride

Toutefois, on constate (figure II.1-30) une baisse considérable de la consommation en carburant du GD dans le système hybride comparé au GD en fonctionnement seul. Cette baisse de la consommation en carburant est due à la diminution des charges assurées par le GD dans le système hybride.

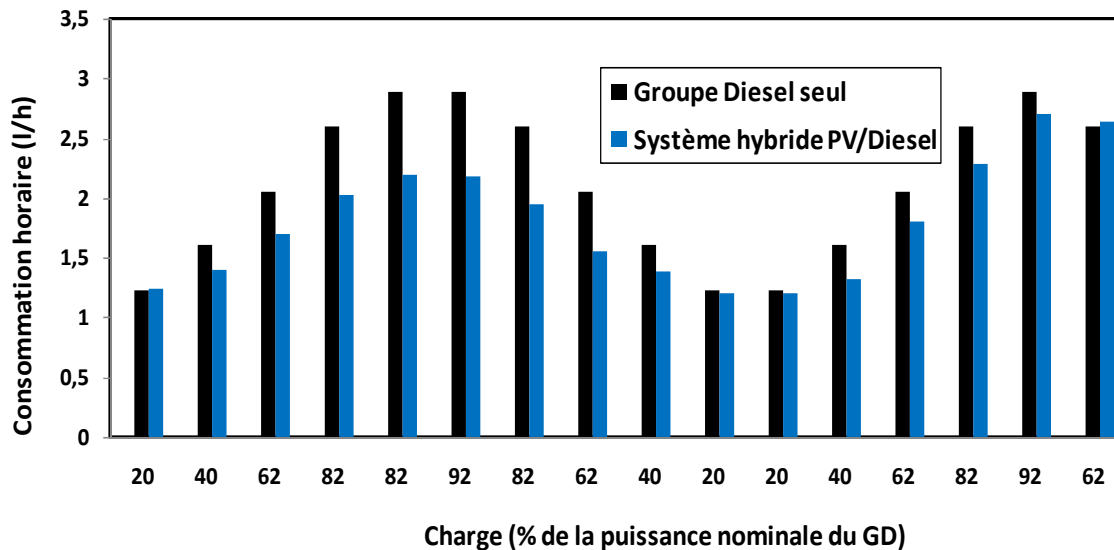


Figure II.1-30: Comparaison des consommations horaire du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride

Les courbes de consommation du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride sont représentées à la figure II.1-30. Elles permettent de mieux observer cette baisse de la consommation en carburant du GD dans le système hybride.

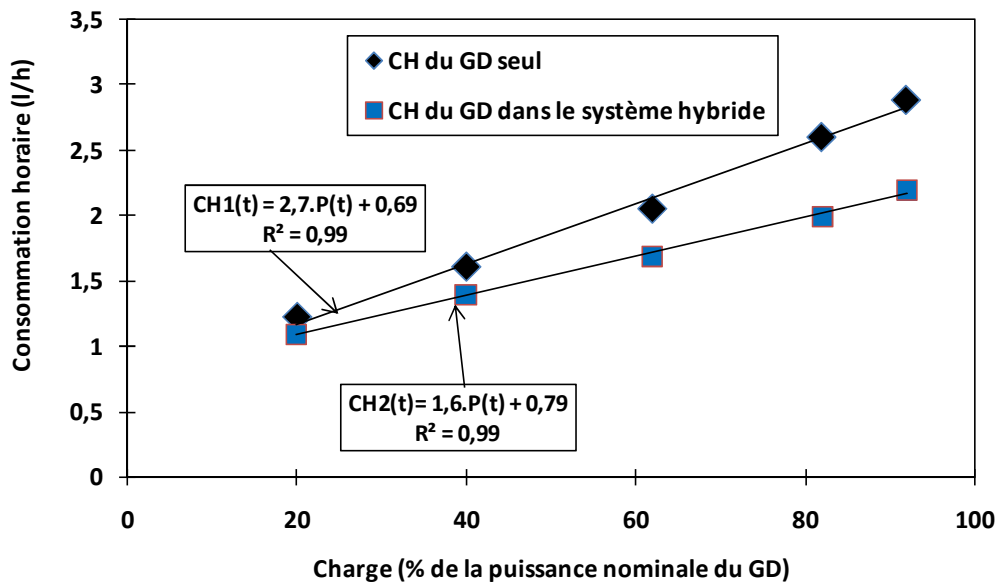


Figure II.1-31 : courbes de consommation du GD en fonctionnement seul et dans le système hybride

Ainsi, malgré une baisse de rendement du générateur Diesel dans le système hybride (surtout pour les faibles charges), on enregistre des économies en carburant (comparativement au cas où le GD fonctionne seul) qui peuvent à priori permettre de diminuer considérablement les coûts d'opération du système et donc le coût de production du kWh.

En effet, dans un article que nous avons publié en janvier 2011 dans le journal *Energy Policy* sur le concept « Flexy Energy » [10] une étude comparative est faite entre un système hybride PV/Diesel sans stockage et un système composé uniquement de groupe Diesel.

L'étude concerne le village de Sabou au Burkina Faso, qui est composé de 45000 habitants répartis en 6429 ménages. Le pic de charge de ce village est de 35 kW et la demande journalière moyenne en énergie est de 469 kWh.

Il ressort de cette étude que le système hybride PV/Diesel sans stockage permet une réduction non négligeable du coût du système sur la durée de vie du projet (20 ans) comparé au groupe Diesel conventionnel (983 865 Euros contre 995 000 Euros). Aussi, on enregistre une réduction d'émission de CO₂ d'environ 445 tonnes pour le système hybride [10]. Egalement, l'étude souligne que des économies plus importantes peuvent être réalisées si on applique le concept « Flexy Energy » (utilisation des GD en parallèle et des biocarburants, gestion intelligente du système)

En résumé, cette étude met en exergue l'intérêt (sur les plans économique et environnemental) que peut avoir les systèmes hybrides PV/Diesel comparée aux groupes Diesels conventionnels.

II.1.5 CONCLUSION SUR LES TESTS AVEC LE GASOIL

Comme on peut le constater avec les résultats précédents, les performances du système hybride PV/Diesel dépendent de plusieurs paramètres dont les principaux sont : le taux de pénétration PV, la capacité du système à satisfaire la demande, la consommation spécifique et le rendement du générateur Diesel.

Nous avons noté qu'un fonctionnement optimal de ce genre de système (meilleur rendement du générateur Diesel et production élevée du générateur PV) nécessite que les périodes de fort ensoleillement coïncident avec celles des charges élevées. Pour des puissances supérieures à la puissance nominale du groupe Diesel, une baisse de puissance de ce dernier a été observée par moments occasionnant de légers déficits de production (entre 0,3% et 0,7% de la demande). En effet dans un système hybride PV/Diesel des à-coups de puissance peuvent fréquemment avoir lieu induites par des variations brusques d'ensoleillement. Cette situation exige la mise en œuvre d'un système intelligent de gestion de la production et des charges au sein du système. Aussi, puisque les performances du groupe Diesel sont fortement liés au type de carburant utilisé [39, 28, 40], la deuxième partie qui suit est consacrée à l'étude du prototype en fonctionnement avec un biocarburant (huile végétale de coton).

DEUXIEME PARTIE

**ETUDE EXPERIMENTALE DES
PERFORMANCES DU PROTOTYPE « FLEXY
ENERGY » EN FONCTIONNEMENT A L'HUILE
VEGETALE DE COTON**

II.2 ETUDE EXPERIMENTALE DES PERFORMANCES DU PROTOTYPE « FLEXY ENERGY » EN FONCTIONNEMENT A L'HUILE VEGETALE DE COTON

II.2.1 INTRODUCTION

La combustion des hydrocarbures est la principale cause des émissions de CO₂ dans l'atmosphère et contribue donc de façon significative au réchauffement climatique de la planète. En revanche, le CO₂ émis lors de la combustion de biocarburants (huile végétale ou biodiesel) a été fixé au préalable par les plantes lors de la photosynthèse ce qui leur confère un bilan carbone neutre [28] si on ne prend pas en compte leur procédé de production. Le recours aux biocarburants permet ainsi d'éviter des émissions supplémentaires de gaz à effet de serre dans l'atmosphère [28].

Un aspect essentiel du concept « Flexy Energy » est l'utilisation des huiles végétales (HVP) en bicarburation dans le moteur Diesel [10].

Cette partie est consacrée à l'étude des performances du système en fonctionnement à l'huile végétale de coton.

Toutefois, il convient de souligner que l'huile de coton a été utilisée ici parce qu'elle était disponible au moment des tests. Pour une utilisation à grande échelle des huiles végétales comme carburant, il serait judicieux d'opter pour des huiles non comestibles telle que l'huile de *Jatropha Curcas* (ou Pourghère), surtout dans un contexte marqué par une insécurité alimentaire comme c'est le cas dans la plupart des pays sahéliens.

Au Burkina Faso, par exemple, le *Jatropha Curcas* est la plante principalement mise en culture pour la grande majorité des projets bioénergies. 70 000 hectares de terre dédiés à la culture de cette plante ont été recensés en 2009 au Burkina Faso. Cela représente potentiellement une production d'environ 10000 à 56 000 m³⁷ d'huile végétale carburant [41, 42]; ce qui correspond à entre 6 et 36% de la consommation de combustible pour la production d'électricité au Burkina Faso en 2009 [43].

Un dispositif de bicarburation permettant au moteur de fonctionner aux HVP a été au préalable réalisé et est présenté dans ce qui suit.

II.2.2 PROTOCOLE EXPERIMENTAL

Comme avec le gasoil, l'étude du prototype a été réalisée ici avec des profils de charges constants et variables.

Un travail préliminaire a consisté à réaliser l'adaptation du moteur diesel de notre prototype expérimental à l'utilisation d'huile végétale.

⁷ Le rendement du *Jatropha Curcas* est entre 0,14 et 0,8 m³ par ha dépendamment de la densité [42].

II.2.2.1 Adaptation du prototype « Flexy Energy » à l'utilisation d'huile végétale pure (HVP)

Les huiles végétales sont connues pour leur comportement global en tant que carburant (performances, émissions, ...) mais également pour un certain nombre de problèmes rencontrés lors de leur utilisation [39, 44]. Ces problèmes sont régulièrement décrits dans la littérature : colmatage des filtres, dépôt dans la chambre de combustion et plusieurs solutions pour y remédier sont proposées [45-47]:

- mélange des huiles végétales avec le gazole à différentes teneurs ;
- préchauffage des huiles végétales ou bicarburation (démarrage au gazole puis passage à l'huile quand celle-ci est chaude) ;
- recirculation des gaz d'échappement (EGR) dans le moteur ;
- modification de la chambre de combustion (piston, injecteur, ...).

Par ailleurs, les moteurs Diesel sont regroupés principalement en deux familles (annexe A.8): les moteurs Diesels à injection directe et les moteurs diesels à injection indirecte. Selon la famille des moteurs, les HVP n'ont pas les mêmes effets [28].

En effet les huiles végétales pures ou raffinées ne sont pas utilisables directement dans des moteurs diesels à injection directe. Lorsque ces moteurs délivrent jusqu'à la moitié de leur puissance nominale, ils ont des températures moyennes de chambre de combustion inférieures à 200°C. Par contre, dans les moteurs Diesel à injection indirecte, la température moyenne de la chambre de combustion est d'environ 500 à 600°C dès 10% de puissance délivrée [48].

En outre, certains travaux [48, 49] ont montré que pour la plupart des HVP, la température de combustion complète est supérieure à 450°C. Il apparaît donc que les moteurs Diesel à injection indirecte permettent aux huiles végétales de brûler complètement sans nécessiter de modification majeure.

Le moteur de notre prototype étant de type Diesel à injection indirecte, il est donc bien adapté à l'utilisation des HVP. Toutefois en nous appuyant sur les travaux effectués par le 2iE et le CIRAD⁸, nous avons opté pour la mise en œuvre d'un système de bicarburation qui permettra une meilleure utilisation de notre moteur [31, 48-50].

La bicarburation consiste à démarrer le moteur au gasoil, puis d'injecter l'huile végétale dans le circuit, seulement quand cette dernière est chaude et que la température de la chambre de combustion est élevée (autour de 500°C). Le moteur est ensuite arrêté sous alimentation au gasoil, ce qui permet de bien rincer le circuit d'alimentation [48].

Le procédé de bicarburation mis en œuvre consiste à installer un second circuit d'alimentation pour les HVP en parallèle à celui du gasoil. Ce circuit est composé des éléments suivants :

- un filtre à carburant adapté aux huiles végétales ;
- une pompe de circulation et de gavage;
- deux (02) électrovannes qui permettent de basculer d'un circuit de carburant à un autre ; c'est-à-dire qui permettent au moteur de fonctionner soit au gasoil soit aux HVP.
- Un réservoir d'huile végétale.

⁸ CIRAD : Centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement

Le schéma du moteur Diesel adapté à l'utilisation des HVP est présenté à la figure II.2-1 suivante.

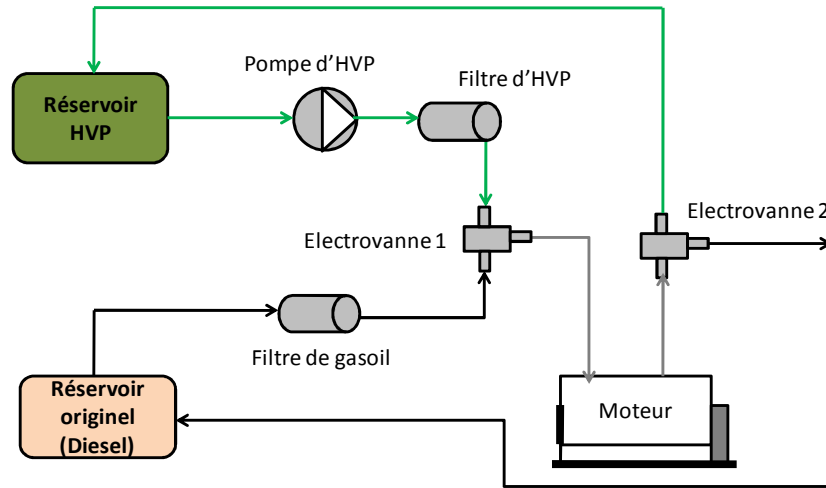


Figure II.2-1 : Schéma de bicarburation du moteur Diesel

La figure II.2-2 qui suit montre les principaux éléments qui ont servi à la réalisation du kit de bicarburation.



(a)



(b)



(c)



(d)

Figure II.2-2: Éléments du Kit de bicarburation ; (a) Réservoir HVP, (b) Pompe de pré-gavage, (c) Filtre de HVP, (d) électrovannes

Il convient de souligner que le système de bicarburation ainsi réalisé est pour le moment semi-automatique. Le basculement du circuit gasoil au circuit HVP est effectué de façon manuelle via des interrupteurs (K_1 et K_2) qui commande la pompe à HVP (K_1) ainsi que les électrovannes E_1 (K_1) et E_2 (K_2).

E_1 et E_2 gèrent respectivement les circuits d'alimentation et de retour du moteur.

Comme indiqué précédemment le paramètre seuil pour déterminer la condition de basculement est la température de la chambre de combustion. Cependant eu égard aux difficultés d'accès à cette grandeur, la température des gaz d'échappement servira de paramètre de basculement dans nos tests car elle est plus facile à mesurer. La température des gaz d'échappement est en effet proportionnelle à la température de la chambre de combustion [50]. Une température à l'échappement d'environ 300°C correspond à une température d'environ 500°C dans la chambre de combustion [51].

Il faut toutefois préciser qu'une automatisation complète du système de bicarburation s'impose pour les centrales « Flexy Energy » en cours d'implémentation.

II.2.2.2 Les profils de charges

Ici, les charges constantes utilisées pour étudier le système correspondent à 20% (1,9 kW), 40% (3,7 kW), 62% (5,7 kW) et 82% (7,6 kW) de la puissance nominale du générateur Diesel. Les tests avec des puissances plus élevées n'ont pas été possibles ici suite à une panne subie par certaines résistances du banc de charge.

Aussi le profil II.2-3 a été utilisé pour l'étude du système en fonctionnement à l'huile végétale pure sous un profil de charge variable.

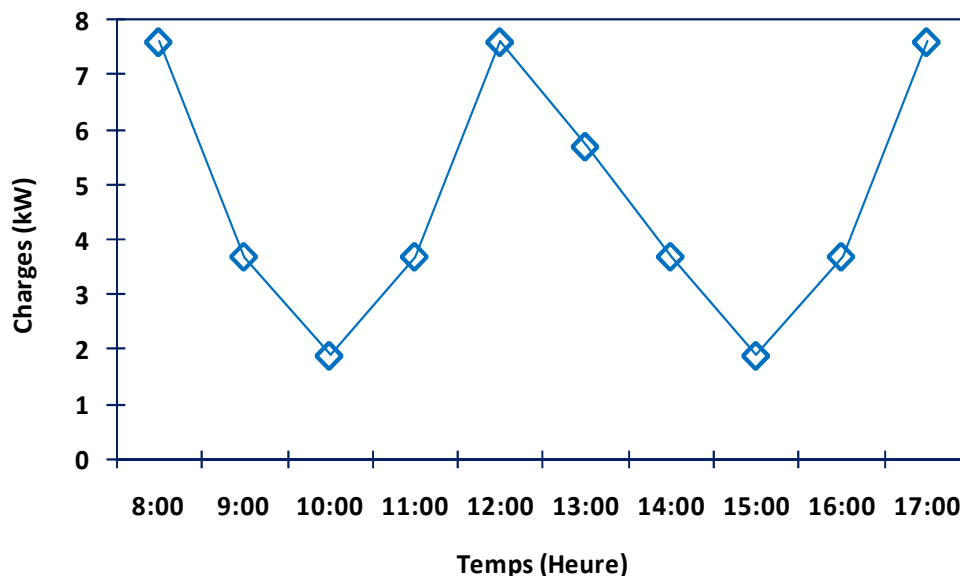


Figure II.2-3 : profil de charge utilisé avec le biocarburant

Le protocole pour les tests sur le prototype en fonctionnement à l'huile végétale est présenté à l'annexe A.6.

II.2.3 RESULTATS ET DISCUSSIONS

Pour cette partie de tests, nous avons utilisé de l'huile de coton dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau II.1-8 suivant.

Tableau II.1-8 : caractéristiques carburant de l'huile de coton [26]

Densité 20°C	Viscosité 20°C mm ² /s	Point d'écoulement (°C)	Point trouble (°C)	Point éclair (°C)	Indice de cétane	PCI Mj/kg
0,921	73	-2	-1	243	34	36,8

II.2.3.1 Tests sur le groupe électrogène en fonctionnement seul

L'objectif ici est d'évaluer les performances du générateur Diesel lorsqu'il fonctionne seul à l'huile végétale (huile de coton).

Les figures II.2-4a et II.2.4b montrent respectivement les courbes de la consommation spécifique et de la consommation horaire du GD en fonction de la charge.

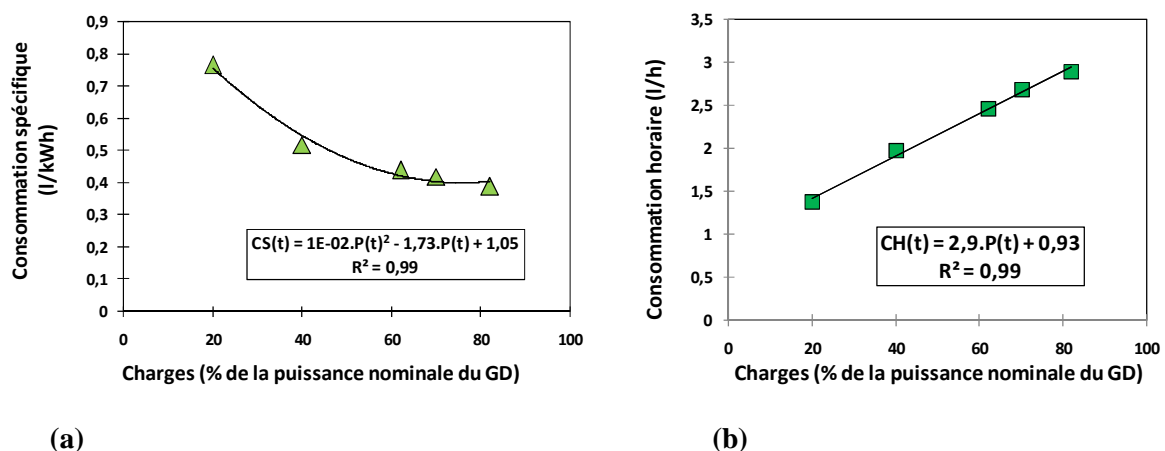


Figure II.2-4 : courbe de consommation du GD ; (a) consommation spécifique, (b) consommation horaire

Sur la figure II.2-4a, on note comme dans le cas du gasoil, une baisse de la consommation spécifique du GD quand la charge augmente. L'optimum (0,38 L/kWh) est également atteint pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD.

La figure II.2-4b donne la consommation horaire en combustible du GD en fonction de la puissance générée. La corrélation suivante a été obtenue :

$$CH(t) = 2,9.P(t) + 0,93 \quad (13)$$

En revenant aux valeurs réelles des puissances (et non aux pourcentages), on a :

$$CH(t) = 0,27.P(t) + 0,93 \quad (14)$$

La corrélation de Skartein et Uhlein (Eq. 8) est également vérifiée ici avec les coefficients de consommation a et b respectivement égal à 0,27 L/kWh et 0,098 L/kWh .

Par ailleurs le rendement effectif ou global du moteur en fonctionnement avec l'huile végétale a été évalué en fonction de la charge. La figure II.2-5 présente la courbe de rendement du moteur en fonctionnement à l'huile de coton.

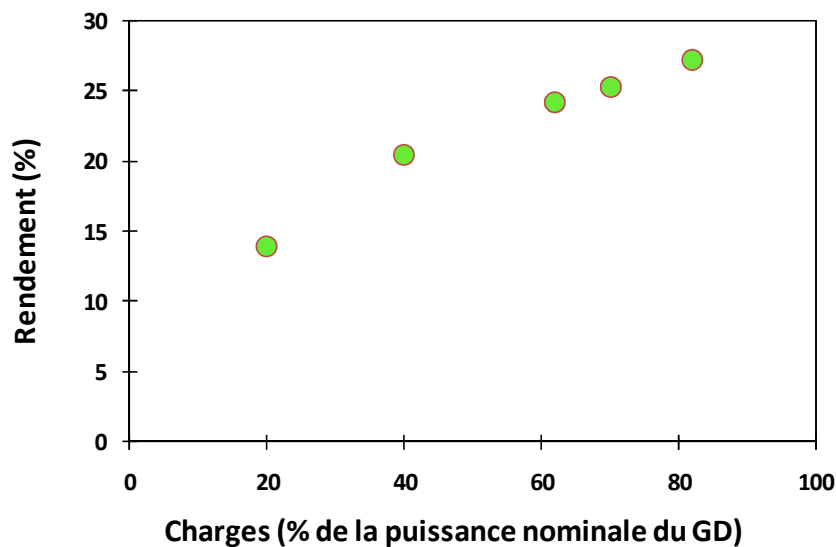


Figure II.2-5 : rendement du moteur diesel en fonctionnement à l'huile de coton

On peut constater que le rendement varie de 14% à 27% respectivement pour les charges allant de 20% à 82 % de la puissance nominale du GD. Une fois de plus on observe que : plus le moteur est chargé, mieux il fonctionne jusqu'à atteindre un optimum autour de 80% de sa puissance nominale.

II.2.3.2 Tests avec les charges constantes

Nous présentons ici les résultats des tests avec les charges de 3,7 kW et 7,6 kW correspondant respectivement à 40% et 82% de la puissance nominale du générateur Diesel. Les résultats avec les autres charges (1,9 kW et 5,7 kW) sont présentés à l'annexe A.9. Le taux de pénétration PV, la puissance totale générée par le système et la consommation spécifique du générateur Diesel sont évalués pour chaque charge.

II.2.3.2.1 Puissance générée par les générateurs PV et Diesel dans le système hybride

Les figures II.2-6 et II.2-7 présentent la part de puissance générée par chaque générateur (PV et Diesel) et la puissance totale générée par le système en fonction de la demande et de l'ensoleillement pour les différentes charges ci-dessus citées.

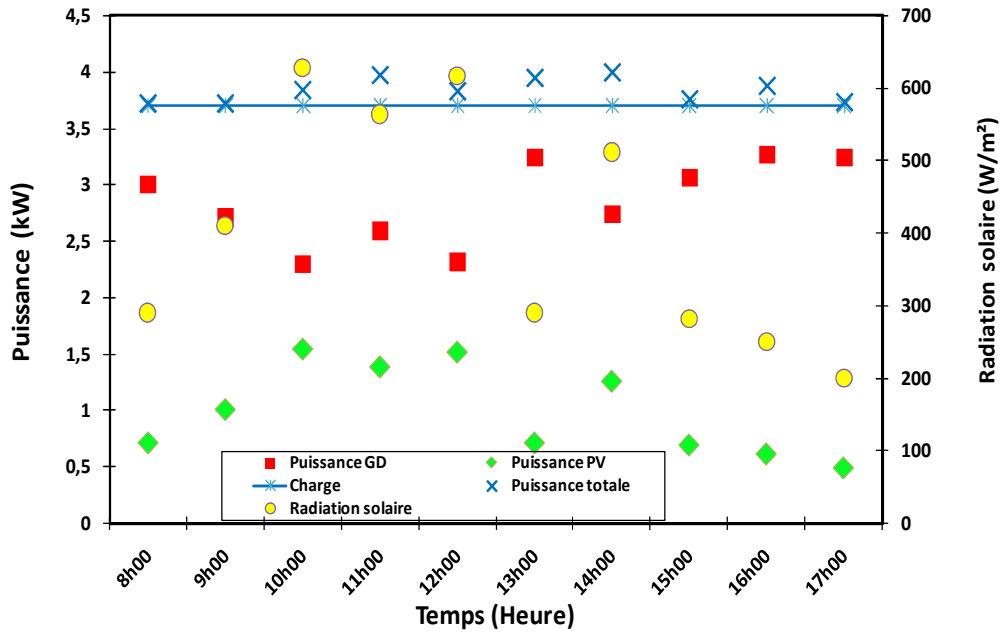


Figure II.2-6 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du générateur Diesel

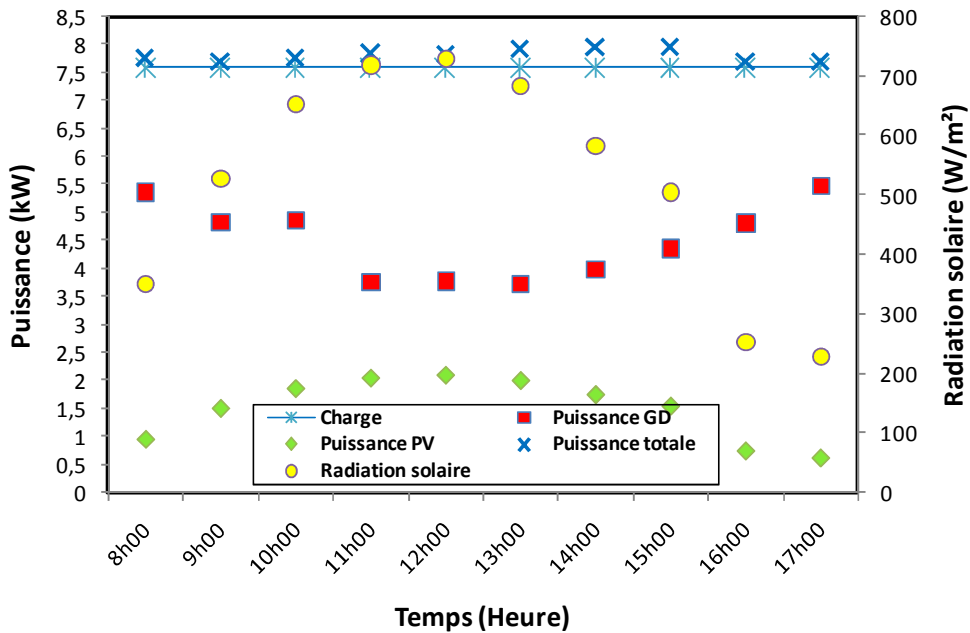


Figure II.2-7: Puissance générée par le système pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du générateur Diesel

Il apparaît une fois de plus en observant les figures II.2-6 et II.2-7 que la puissance PV injectée sur le réseau (groupe Diesel) est aussi fonction de la puissance demandée.

Par ailleurs il est connu que la combustion complète des huiles végétales nécessite une température élevée (plus de 500°C) de la chambre de combustion. Cette dernière dépend aussi de la charge du moteur Diesel [28, 48].

Ainsi pour le système hybride en fonctionnement à l'HVP notre attention s'est particulièrement focalisée sur les faibles charges et les périodes de fort ensoleillement où on enregistre une faible charge au niveau du GD. Cette situation peut à priori causer une baisse de la température de la chambre de combustion et donc une combustion incomplète d'HVP pouvant entraîner des baisses de puissance au niveau du GD. Cependant les résultats montrent que la demande en puissance est à tout moment assurée par le système quelque soit la charge. Ceci confirme le fait que les moteurs à injection indirecte même à faible charge ont une température de chambre de combustion élevée favorisant ainsi la combustion complète des huiles végétales pures [28].

II.2.3.2.2 Performances du générateur Diesel dans le système hybride

Ici la consommation spécifique qui est l'un des principaux paramètres caractéristiques des générateurs Diesel [27] est en particulier étudiée pour les différents niveaux de charge précédemment cités.

Comme le montrent les figures II.2-8 et II.2-9, la consommation spécifique du GD en fonctionnement avec l'huile végétale pure de coton varie de 0,55 à 0,67 l/kWh (figure II.2-8), et de 0,4 à 0,43 l/kWh (figure II.2-9) respectivement pour les charges correspondant à 40%, et 82% de la puissance nominale du générateur Diesel.

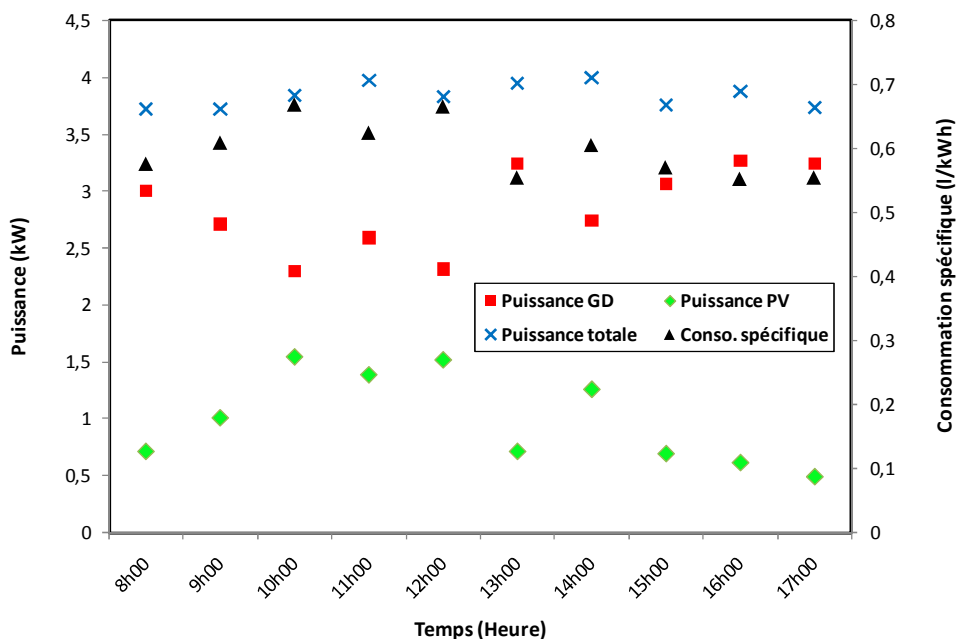


Figure II.2-8 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du générateur Diesel

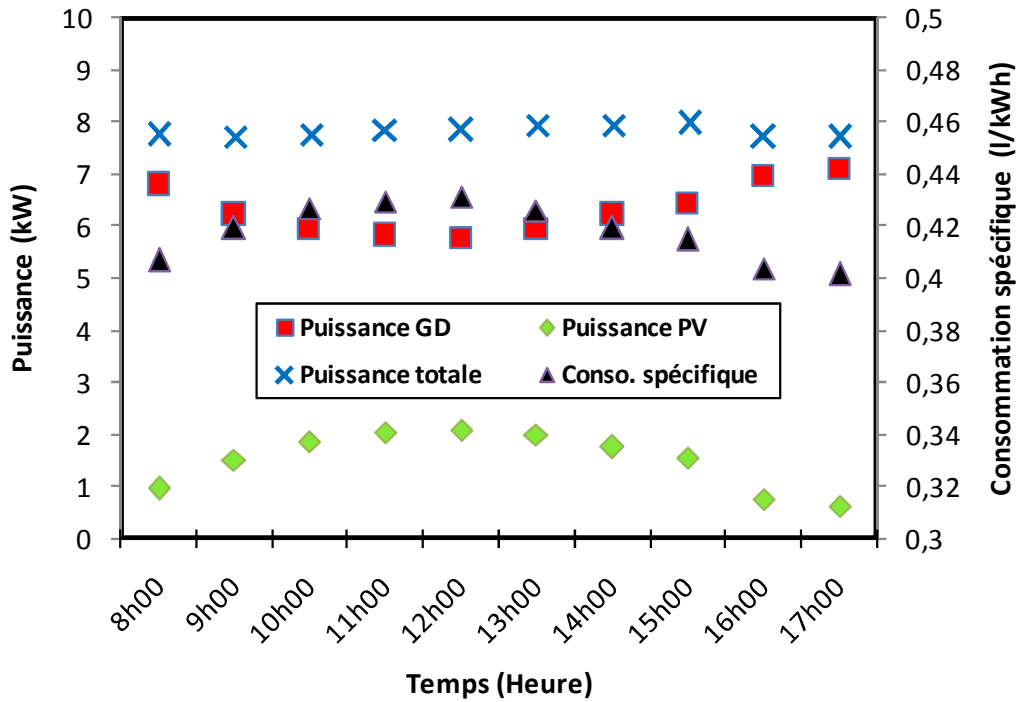


Figure II.2-9 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du générateur Diesel

Ces tests avec l’huile de coton confirment le fait que le générateur Diesel a un meilleur rendement (faible consommation spécifique) pour les charges élevées et que plus la pénétration PV est importante plus le rendement du GD est faible. Cette baisse de rendement est due à une baisse de charge au niveau de ce dernier.

II.2.3.2.3 Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande

Les figures II.2-10 à II.2-11 présentent les taux de pénétration PV (global et local) ainsi que le surplus d’énergie produite par le système pour les charges ci-dessus mentionnées. Ces différentes grandeurs sont évaluées à travers les paramètres $\left(\frac{P_{PV}}{P_C}\right)$, $\left(\frac{P_{PV}}{P_{C1}}\right)$ et $\left(\frac{P_t - P_C}{P_C}\right)$ respectivement. P_t, P_{PV}, P_C, P_{C1} représentent respectivement la puissance totale générée par le système, la puissance PV, la charge totale et la charge sur la phase d’injection du générateur PV à un instant donné.

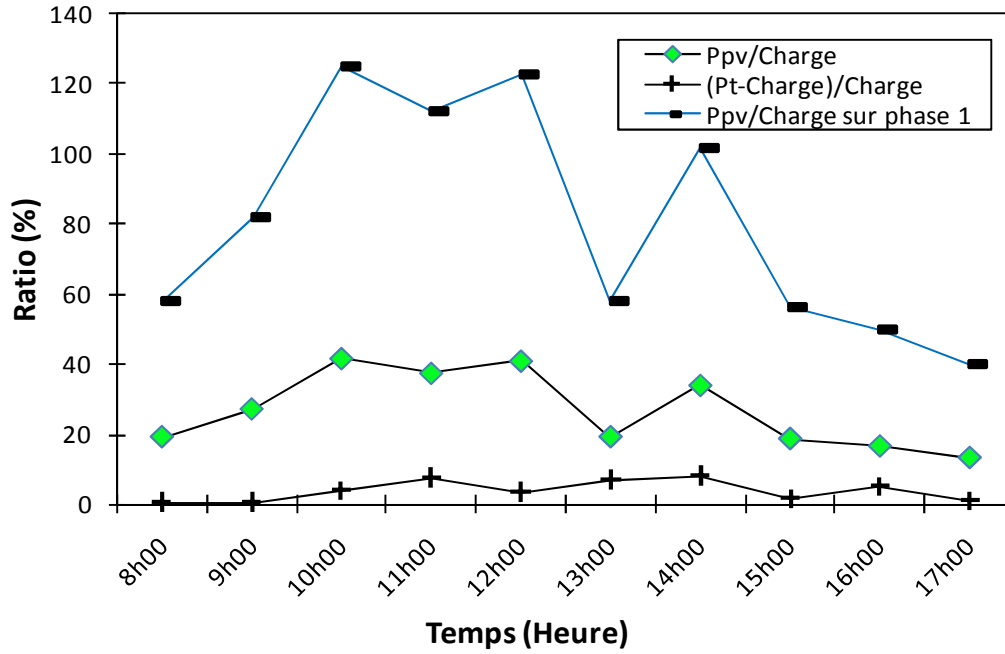


Figure II.2-10 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 40% de la puissance nominale du GD

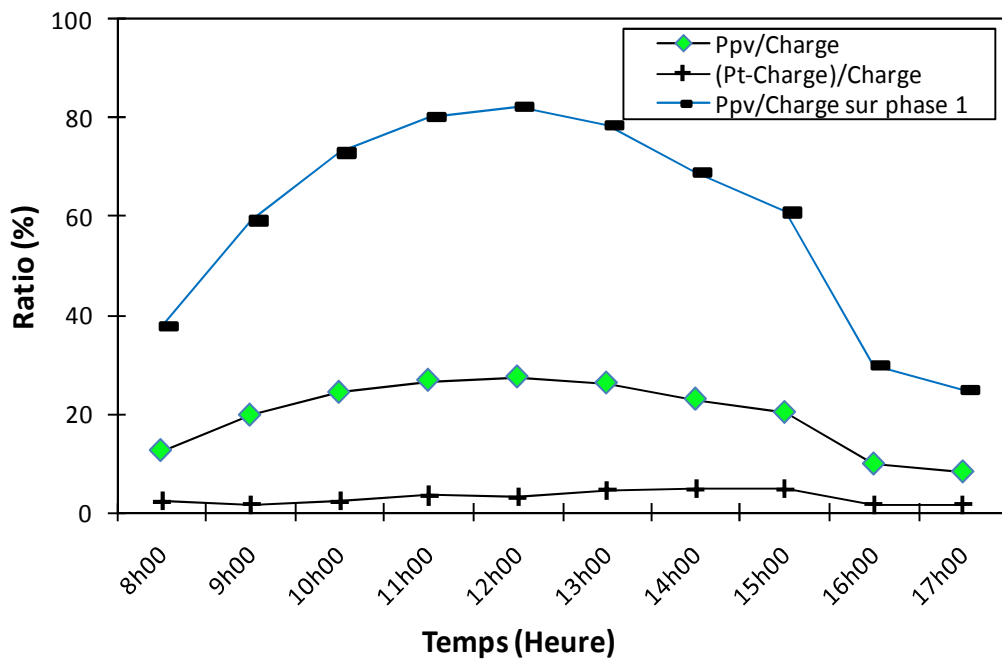


Figure II.2-11: Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 82% de la puissance nominale du GD

Il apparaît globalement que les périodes de fort ensoleillement (entre 10h30 et 13h00) correspondent aux forts taux de pénétration PV. Pour le cas de la figure II.2-10, le taux de pénétration PV local est même supérieur à 100%.

Aussi, les surproductions enregistrées (qui vont jusqu'à 8% et 5% respectivement pour les charges égales à 40% et 82% de la puissance nominale du GD) montrent que le fonctionnement du moteur à l'huile végétale n'entraîne pas de baisse de puissance significative susceptible d'affecter les performances du système.

II.2.3.3 Tests avec profils de charges variables

Les tests sur le prototype fonctionnant avec l'HVP ont été réalisés avec le profil de charge de la figure II.2-3 (§ II.2.2).

La figure II.2-12 présente la part de puissance générée par chaque générateur (PV et Diesel) et la puissance totale générée par le système en fonction de la demande et de l'ensoleillement.

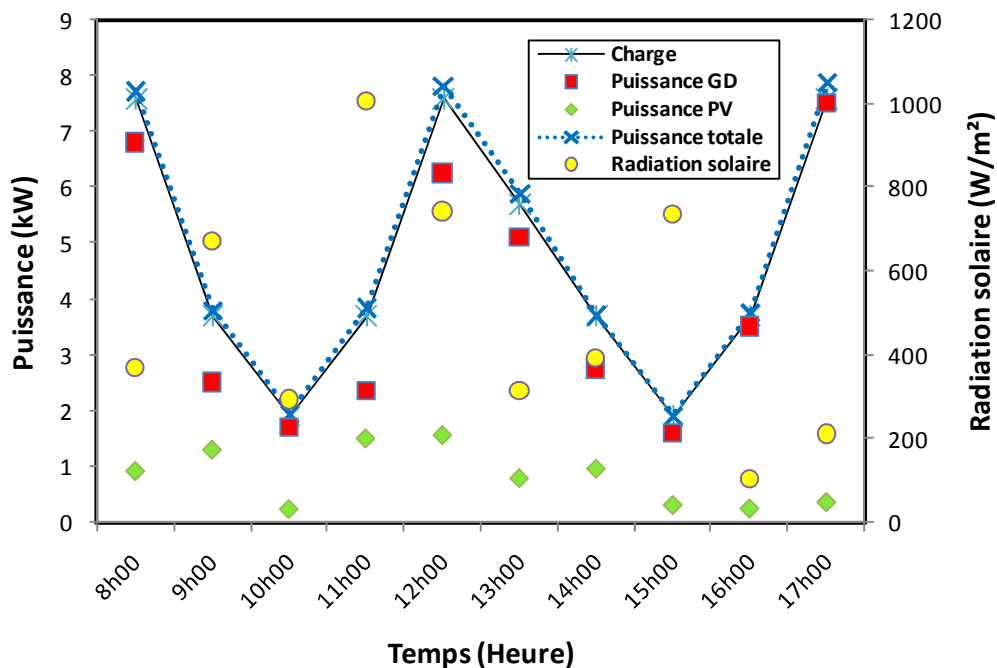


Figure II.2-12 : Puissance générée par le système

Comme dans les cas précédents on remarque que les courbes de puissance des générateurs (PV et Diesel) ont une évolution complémentaire. La puissance totale générée par le système permet à tout moment de la journée de satisfaire la charge.

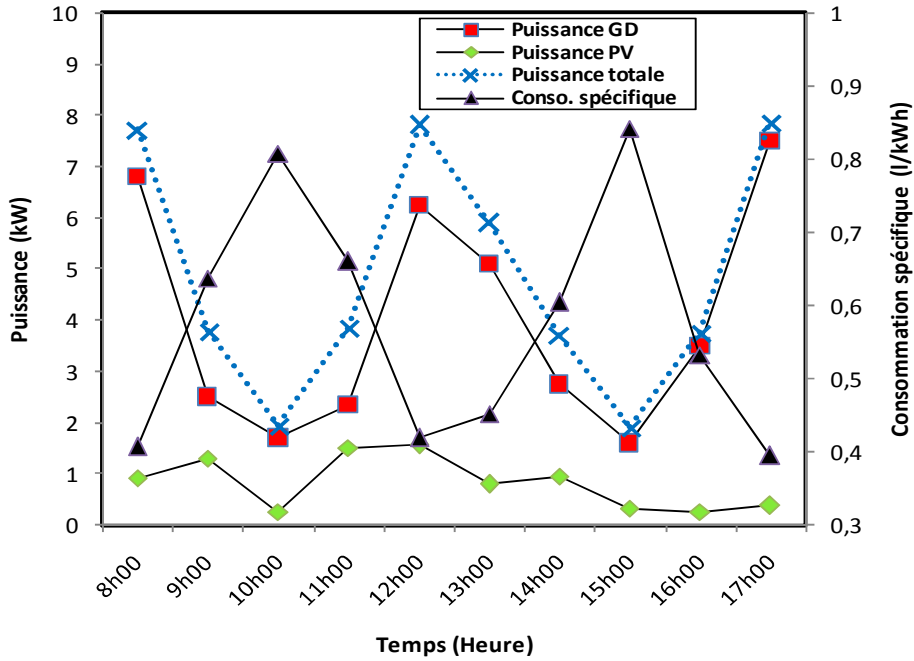


Figure II.2-13 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour le profil de charge variable

La figure II.2-13 qui présente la courbe de consommation du GD montre que le système atteint son meilleur rendement pendant les périodes (aux environs de 12h00) de fort ensoleillement (742 W/m^2) et de charges élevées (7,6 kW) avec une puissance PV générée de 1,56 kW et une consommation spécifique de 0,41 L/kWh.

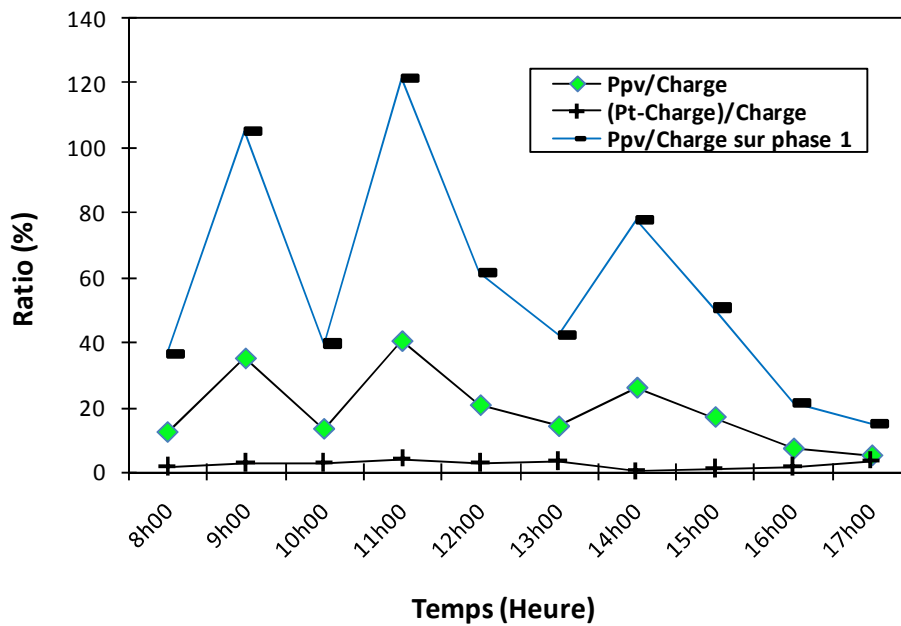


Figure II.2-14 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour le profil de charge variable.

La figure II.2-14 met en évidence le surplus de production du système et les taux de pénétration PV dans le système. On peut noter que le système produit un excès d'énergie entre 0,3% et 4% de la demande. Aussi le taux de pénétration PV local atteint la valeur de 120% qui correspond à une période de fort ensoleillement et de faible demande (1005W/m² et 3,7 kW).

II.2.4 CONCLUSION SUR LES TESTS AVEC L'HUILE DE COTON

Les tests sur le prototype avec une huile végétale (huile de coton) ont permis dans un premier temps d'évaluer les paramètres de consommation de notre moteur en fonctionnement à l'huile de coton ($a=0,27$ L/kWh et $b=0,098$ L/kWh). Il s'agit des paramètres qui d'après l'équation (8) permettent pour toute charge au niveau du groupe diesel de déterminer sa consommation horaire.

Dans un deuxième temps, les résultats obtenus avec les différentes charges simulées ont montré qu'une fois le moteur adapté pour leur utilisation, les biocarburants pouvaient être utilisés au même titre que le gasoil comme carburant sans impact particulier sur les performances du moteur.

En effet aucune baisse de puissance due à l'utilisation d'HVP n'a été observée même pour les faibles charges. Ceci montre bien que les moteurs Diesel à injection directe tel que celui de notre prototype permettent une combustion complète des HVP même à faible charge [28, 48].

Somme toute, la pertinence de l'utilisation d'un biocarburant (HVP) de façon générale ou du gasoil dans les moteurs Diesels dépend essentiellement des conditions d'accès à chaque type de carburant (disponibilité et prix). Cependant l'atout majeur des HVP pourrait résider dans leur aspect durable (car moins polluée que le gasoil) et la création au niveau local d'industries dédiées à leur production ; ce qui contribuerait à la génération de richesses.

II.2.5 CONFRONTATION DES TESTS AVEC GASOIL ET BIOCARBURANT

Les principaux résultats des tests sur le prototype en fonctionnement au gasoil et à l'huile végétale de coton ont montré que le système (groupe Diesel) peut fonctionner aussi bien avec du gasoil qu'avec de l'huile végétale pure sans problèmes techniques majeurs. Pour le fonctionnement à l'huile végétale, il faut bien sûr au préalable effectuer les adaptations nécessaires au niveau du moteur.

Eu égard aux résultats précédents, la comparaison faite ici est basée sur les paramètres de performances (consommation horaire, consommation spécifique, rendement) du groupe Diesel.

De manière générale la consommation spécifique est plus élevée avec les HVP comparé au gasoil dans les moteurs Diesels compte tenu de la surconsommation volumique en

combustible [26, 39, 49]. Comme le montre les figures II.2-15 et II.2-16, ce résultat est vérifié dans nos tests avec une surconsommation volumique moyenne enregistrée de 18% environ. On attribue cette valeur élevée de la consommation des huiles végétales par leur PCI plus faible, une densité élevée et une viscosité élevée par rapport au gasoil [40, 53].

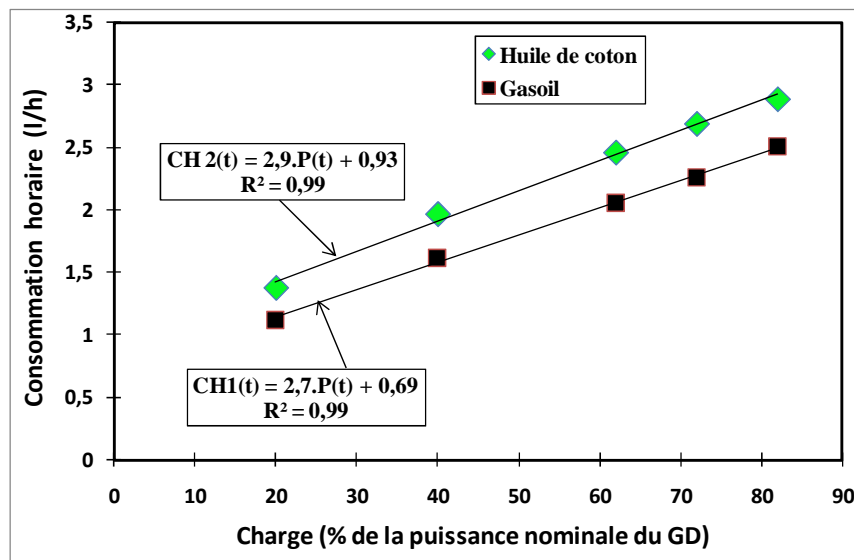


Figure II.2-15 : Courbes de consommation horaire du GD en fonctionnement au gasoil et à l'HVP

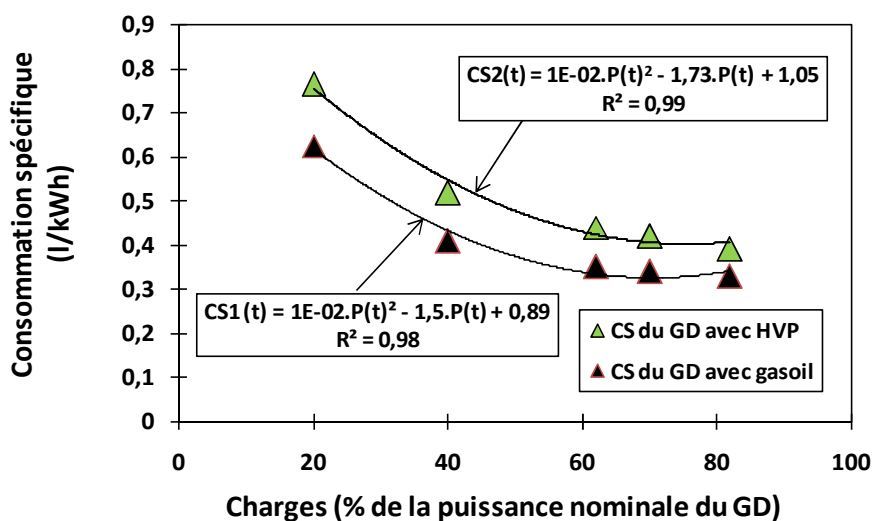


Figure II.2-16 : Courbes de consommation spécifique du GD en fonctionnement au gasoil et à l'HVP

Toutefois, cette surconsommation volumique enregistrée avec l'huile de coton peut être beaucoup plus faible si l'on utilise d'autres HVP tel que le jatropha (ou pourghère) qui a une même densité que l'huile de coton (0,92) avec un PCI plus élevé (38,8Mj/kg contre 36,8 Mj/kg)[48].

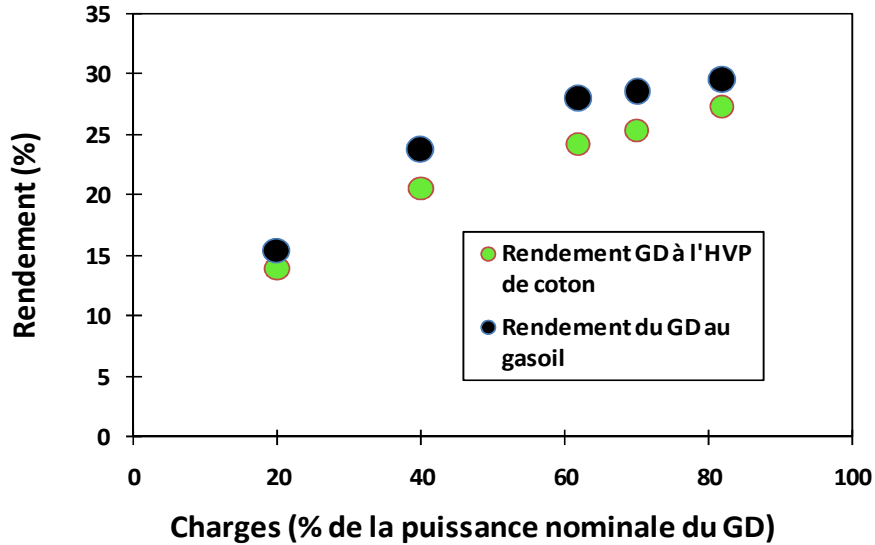


Figure II.2-17 : Courbes de rendement du GD en fonctionnement au gasoil et à l'HVP

Quand au rendement du moteur Diesel en fonctionnement aux HVP, il est en général légèrement plus faible que celui du gasoil [51] comme peuvent le témoigner les courbes de la figure II.2-17. Ce fait n'est que la conséquence logique des valeurs élevées de consommation spécifique du GD en fonctionnement aux HVP comparativement au gasoil comme l'ont révélé les tests.

II.2.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, il s'agissait d'étudier les performances du prototype « Flexy Energy » sous différents profils de charge et d'ensoleillement. Les tests ont été effectués en premier lieu avec du gasoil et ensuite avec l'huile de coton. Un kit de bicarburation a été au préalable installé sur le moteur pour permettre l'utilisation des huiles végétales. Suite à l'analyse des résultats, d'importantes conclusions sont tirées :

- Quelque soit le profil de charge et le type de carburant utilisé les performances de la centrale hybride (production PV, consommation spécifique du générateur Diesel) PV/Diesel sont médiocres en situation de faible charge ;
- Lorsque la demande en puissance est élevée et que la charge du groupe Diesel tend vers sa puissance nominale (autour de 80% de la puissance nominale), les performances du système global s'améliorent, c'est-à-dire que la consommation spécifique du groupe devient plus faible et que la production PV croît ;
- Les huiles végétales peuvent au même titre que le gasoil être utilisées dans les moteurs Diesel. Néanmoins, on a noté une surconsommation de l'ordre de 18% avec l'huile de coton comparée au gasoil ; cela s'explique par les propriétés carburant (notamment, la densité et le PCI) des deux types de carburant [40, 53];
- Pour des charges plus élevées que la puissance nominale du GD (105% de la puissance nominale dans notre cas), on a observé par moments des déficits de production du

système (de l'ordre de 0,7%). Cela pourrait s'expliquer par des à-coups de puissance qui surcharge momentanément le GD dus aux variations (baisse) brusque d'ensoleillement [38] ;

- Le taux (local) de pénétration PV est par moment très élevé et peut même dépasser les 100% de la puissance sur le réseau (en cas de faible charge et de fort ensoleillement). Cette situation peut à priori causer des instabilités sur le réseau [35-37], et fera l'objet du chapitre III.

Ces résultats montrent la nécessité d'optimisation du prototype « Flexy Energy » et de façon générale des systèmes hybrides PV/Diesel à plusieurs niveaux :

- **Au niveau de la configuration du système** : Plusieurs groupes électrogènes de plus petite taille fonctionnant en parallèle pourraient permettre au système d'avoir une meilleure efficacité. Chaque groupe sera ainsi sollicité en fonction de la demande en puissance et devra fonctionner dans une plage bien définie (plage optimale) ;
- **Au niveau de la gestion de la production et des charges** : Des charges de délestage peuvent être prévues et seront sollicitées lorsque les groupes sont chargés en dessous de leur seuil de fonctionnement optimal. Les charges de délestage les mieux indiquées pour les zones rurales sont constituées de systèmes de pompage ou de traitement de l'eau.

Ces niveaux d'optimisation du système requièrent la mise en œuvre d'un système de gestion intelligent. Les travaux en cours sur le prototype « Flexy Energy » ont déjà permis d'amorcer le développement d'un système de gestion de la production et des charges au sein du système dénommé le « Flexy Control ».

La finalisation du développement du « Flexy Control » et l'expérimentation du prototype « Flexy Energy » sous sa gestion constitue l'une des perspectives de cette thèse.

REFERENCES

- [1] Forum Francophone préparatoire à Rio+20, Compte-rendu du groupe sur la transition énergétique, 8 février 2012, Lyon, France.
- [2] Yamegueu D., Azoumah Y., Py X., Zongo N., experimental study of electricity generation by solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas, *renewable energy*, 36, 780-1787, (2011).
- [3] Notton G., Muselli M., Louche A., Autonomous hybrid photovoltaic power plant using a back-up generator: a case study in a Mediterranean Island. *Renewable Energy*, 7:4, 371-391, (1996).
- [4] Deshmukha MK., Deshmukh SS., Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 12, 235-249, (2008).
- [5] Hochmuth GCS., A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems. *Solar Energy*, 61:2, 77-87, (1997).
- [6] Shaahid SM., El-Amink I., Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic Diesel/battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia-a way forward for sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 13, 625-633, (2009).
- [7] Papadopoulos DP., Maltas EZ., Design operation and economic analysis of autonomous hybrid PV/Diesel power systems including battery storage. *Journal of Electrical Eng*, 61:1, 3-10, (2010).
- [8] Ashari M., Nayar CV., An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV/Diesel/battery hybrid power system. *Solar Energy*, 66:1, 1-9, (1999).
- [9] Notton G., Musseli M., Poggi P., Louche A., Autonomous Photovoltaic systems influences of some parameters on the sizing: Simulation time step, Input and Output power profil, *Renewable Energy*, 1:4,355-369, (1996).
- [10] Azoumah Y., Yamegueu D., Ginies P., Coulibaly Y., Girard P., Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-saharan africa: the “flexy-energy” concept, *energy policy*, 39, 131-141, (2011).
- [11] http://www.centrosolar.fr/pro/files/2012/03/centrosolar_fiche-technique_s-class-professional-poly_mars2012.pdf
- [12] Maouedj R., Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah, Thèse de Magister, Université de Tlemcen, (2005).
- [13] SMA, Onduleur photovoltaïque, Mise en place et réglages des onduleurs photovoltaïques dans des systèmes de réseau en site isolé et de secours, <http://files.sma.de/dl/7910/SB-OffGrid-TI-UFR111620.pdf>.
- [14] SMA, Sunny WebBox, télésurveillance et maintenance pour les grandes installations photovoltaïques, <http://www.sma-france.com/fr/produits/surveillance-dinstallation/sunny-webbox.html>
- [15] <http://colasapoil.free.fr/HEI/HEI3%20TC/electrotechnique/cours/chapitre1b.pdf>
- [16] Manfren M., Caputo P., Costa G., Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models, *Applied Energy*, 88, 1032–1048, (2011).
- [17] Celik A.N., Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems, *Renewable Energy* 32, 2096–2115, (2007).
- [18] Bucciarelli L.L., Estimating loss-of-power probabilities of stand-alone photovoltaic solar energy systems, *Solar Energy* , 32:2, 205-209, (1984).
- [19] Hove T., A method for predicting long-term average performance of photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 21, 207-229, (2000).

- [20] Muselli M, Poggi P, Notton G, Louche A., Improved procedure for stand-alone photovoltaic systems sizing using meteosat satellite images, *Solar Energy*, 62:6, 429-444, (1998).
- [21] Chapman R.N., Development of sizing nomograms for stand-alone photovoltaic/storage systems, *Solar Energy*, 43:2, 71-76, (1989).
- [22] Clark D.R, Klein S.A., Beckman W.A. A method for estimating the performance of photovoltaic system, *Solar Energy*, 33:6, 551-555, (1984).
- [23] Thirault D., Architecture des réseaux de distribution pour l'électrification rurale des pays en développement, thèse de Doctorat, INP de Grenoble, (2004)
- [24] Azoumah Y., Sankara H., Bitibale S., Rapport de l'enquête socio-économique de Zincko, projet « Flexy Energy », Facilité Energie 2, UE, (2012)
- [25] Azoumah Y., Sankara H., Bitibale S., Rapport de l'enquête socio-économique de Siby, projet « Flexy Energy », Facilité Energie 2, UE, (2012)
- [26] Vaïtilingom G., Utilisations énergétiques de l'huile de coton, Cahiers Agricultures Montpellier, 15 :1, 144-149, (2006).
- [27] Alain Haupais, combustion dans les moteurs Diesel, Techniques de l'ingénieur, <http://www.ing.mecanique.com/meca/techniques%20ingenieur/Combustion%20dans%20Oles%20moteurs%20Diesel.pdf>
- [28] Sidibe S., Contribution a l'étude des huiles végétales de coton et de jatropha curcas comme biocarburant dans les moteurs diesels a injection directe, thèse de doctorat, Institut International d'Ingénierie de l'eau de l'Environnement (2iE), (2011).
- [29] Shanker A., Deploying PV services for regional Development.IEA PVPS Workshop, Fukoaka, Japan, November 2011.
- [30] El-Hefnawi S.H., Photovoltaic diesel/generator hybrid power system sizing. *Renewable Energy*, 13:1, 33-40, (1998).
- [31] Ashari M., Nayar C.V., An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV/Diesel/battery hybrid power system, *Solar Energy*, 66:1, 1-9, (1999).
- [32] Skarstein O., Uhlen K., Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants, *Wind Engineering*, 13, 72-87, (1989).
- [33] Elthawi M.A., Zhao Z., Grid-connected photovoltaic power systems: technical and potential problems-a review. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 14, 112-129, (2010).
- [34] Bettenhausen R., Onduleurs pour systèmes photovoltaïques autonomes et couplés au réseau de distribution, mémoire de stage de Master, université de la réunion, France.
- [35] Wan Y-H., Parsons B.K., Factors relevant to utility integration of intermittent renewable technologies, NREL/TP-463-4953, August 1993
- [36] Hernandez J.C., Medina A., Jurado F., Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement of PV systems on feeders, *Renewable Energy* 32, 1768–1789, (2007).
- [37] Asber D., Lefebvre S., Huneault M., Transient behaviour of a distribution network incorporating decentralized generation, *Electrical Power Energy System*, 27, 195–203, (2005).
- [38] IRM, Initiation à l'exploitation des générateurs Diesel, <http://www.irmdiesel.fr/>
- [39] Agarwal D., Agarwal A.K., Performance and emissions characteristics of Jatropha oil (preheated and blends) in a direct injection compression ignition engine. *Applied Thermal Engineering*, 27:13, 1314-2323, (2007).
- [40] Pramanik, K., Properties and use of jatropha curcas oil and diesel fuel blends in compression ignition engine. *Renewable Energy*, 28:2, 239-248, (2003).

- [41] Blin J, Dabat M-H, Faugere G, Hanff E, Weismann N, Opportunité de Développement des Biocarbutants au Burkina Faso, (2008), www.cirad.bf/doc/bioenergie-kfw-res.pdf.
- [42] Tatsidjodoung P., Dabat M-H., Blin J., Insights into biofuel development in Burkina Faso: Potential and strategies for sustainable energy policies, *Renewable and Sustainable Energy reviews*, 16, 5319–5330, (2012)
- [43] <http://www.sonabel.bf/statist/rapportactivite2009.pdf>
- [44] Murugesan A., Bio-diesel as an alternative fuel for diesel engines-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008.
- [45] Ramadhas A.S., Jayaraj S., Muraleedharan C., Use of vegetable oils as I.C. engine fuels-A review. *Renewable Energy*, 29:5, 727-742, (2004).
- [46] Narayana R., Ramesh A., Parametric studies for improving the performance of a Jatropha oil-fuelled compression ignition engine. *Renewable Energy*, 31:12, 1994-2016, (2006).
- [47] Wang Y.D., An experimental investigation of the performance and gaseous exhaust emissions of a diesel engine using blends of a vegetable oil. *Applied Thermal Engineering*, 26:1, 1684-1691, (2006).
- [48] Vaïtilingom G., Huiles végétales - Biocombustible diesel. Influence de la nature des huiles et en particulier de leur composition en acides gras sur la qualité-carburant, in *Mécanique-Energétique*, Université d'Orleans, p. 312, (1992).
- [49] Daho T., Contribution à l'étude des conditions optimales de combustion des huiles végétales dans les moteurs Diesel et sur les brûleurs : cas de l'huile de coton, in *Energétique-combustion*, Université de Ouagadougou. p. 245, (2008).
- [50] Rousset, P., Guide pratique pour une utilisation énergétique des huiles végétales, Ed. Cirad, (2008)
- [51] Agbezo D., Adaptation d'un moteur diesel à l'utilisation d'huile végétale pure (hvp) comme carburant : application au prototype « flexy energy », mémoire de master, Institut International d'Ingénierie de l'eau de l'Environnement (2iE), (2011).
- [52] Rakopoulos, C.D., Comparative performance and emissions study of a direct injection Diesel engine using blends of Diesel fuel with. *Energy Conversion and Management*, 47:18, 3272-3287, (2006).
- [53] Kalam M.A., Husnawan M., Masjuki H.H., Exhaust emission and combustion evaluation of coconut oil-powered indirect injection diesel engine, *Renewable Energy*, 28, 2405-2415, (2003).

CHAPITRE III

DYNAMIQUE DU PROTOTYPE

« FLEXY ENERGY », IMPACTS SUR LES PARAMETRES ELECTRIQUES DU RESEAU LOCAL

III.1 INTRODUCTION

Le concept d'« électricité décentralisée » (production de l'électricité sur le lieu même de son utilisation), a encouragé le développement des moyens de production d'origine renouvelable tels que le solaire et l'éolien. La tendance actuelle montre que l'intégration de ce type de ressources dans les systèmes électriques isolés (systèmes insulaires, réseaux villageois) se fait en association avec l'utilisation des ressources conventionnelles, tels les générateurs diesel. Cette intégration peut se faire directement au niveau des lignes de distribution (réseau basse tension) [1].

Cependant, un déploiement local très concentré des générateurs renouvelables sur un réseau de distribution électrique peut engendrer des perturbations susceptibles d'affecter la qualité de l'énergie produite de manière significative. Les problèmes potentiels liés à un fort taux de pénétration d'électricité renouvelable sur un réseau sont entre autres : l'instabilité de la tension et de la fréquence du réseau dus à l'intermittence de la ressource renouvelable, les surtensions sur la ligne d'injection qui créent les déséquilibres sur le réseau, les distorsions harmoniques de la tension du réseau [2].

Ainsi, le terme « qualité » de l'énergie électrique fait référence à la stabilité de la tension et de la fréquence du réseau, et à l'absence dans le réseau de différents phénomènes électriques (comme le flicker ou les distorsions harmoniques) [3]. Bien qu'il n'y ait pas encore de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération en sites isolés, les caractéristiques des réseaux isolés doivent être semblables à celles de grands réseaux interconnectés. En effet, les consommateurs qui sont connectés aux réseaux isolés tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés utilisent les mêmes appareils électriques. Par conséquent, les exigences de qualité sont généralement les mêmes [4].

Cependant, les équipements électriques sont également à l'origine de distorsion de la tension distribuée dans l'installation, du fait de leurs caractéristiques non linéaires, c'est-à-dire que le courant consommé par ces équipements n'a pas la même forme sinusoïdale que la tension qui les alimente. Ainsi, conserver une qualité d'énergie satisfaisante relève de la responsabilité partagée du fournisseur et de l'utilisateur.

Au niveau Européen, le principal document traitant des exigences incombant au fournisseur est la norme EN 50160, qui caractérise les paramètres de la tension de l'énergie électrique dans les réseaux publics de distribution. Cette norme inclut les recommandations pour les valeurs de tension des réseaux isolés. La norme EN 50160 ne prend pas en compte le courant de charge dans le réseau qui est plutôt traité par la norme EN 61000 [5].

En ce qui concerne l'Afrique, l'UPDEA (Union des producteurs Transporteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique d'Afrique) est l'organe qui contrôle la production, le transport, et la distribution de l'énergie électrique. Il existe au niveau des pays Africains des normes différentes en matière de production et d'exploitation des réseaux électriques. Ceci constitue parfois un frein dans les projets d'interconnexion au niveau des pôles énergétiques du continent. L'UPDEA avec ses partenaires tels que la Commission Electrotechnique Africaine de Normalisation (AFSEC) travaillent actuellement à l'harmonisation de ces

différentes normes nationales et pour qu'elles soient en cohérence avec d'autres normes internationales de référence [6, 7].

Un paramètre important à prendre en compte dans l'étude de la qualité de l'énergie produite par un système hybride (comportant les sources renouvelables) est le degré ou le taux de pénétration de l'énergie renouvelable dans le réseau [8, 9]. On trouve dans la littérature plusieurs travaux consacrés à l'étude de l'impact des générateurs photovoltaïques sur les réseaux de distribution d'électricité en fonction du taux de pénétration photovoltaïque [10-18]. Ces travaux concernent aussi bien des études de simulations [10-13, 16, 17] que des projets de démonstration [14, 15, 18]

Le tableau III.1 suivant, regroupe les différents taux de pénétration PV trouvés dans ces études avec les différentes causes de leurs limitations.

Tableau III.1 : Différents taux de pénétration PV maximal sur des réseaux de distribution électrique

Taux de pénétration PV maximal	Caractéristiques du réseau	Causes-paramètres de la limitation	Références
5%	Simulation du réseau électrique de l'Arizona, 1985(USA) avec intégration d'une centrale PV de 250 MW. Système PV en mode centralisé.	Faible temps de réponse des générateurs Diesel.	[10]
6%	Modélisation d'un réseau MT de 24,9 kV et simulation avec un taux de pénétration PV variant entre 0 et 15%	Importantes pertes enregistrées sur le réseau au delà de cette valeur. Les pertes peuvent être réduites si les onduleurs sont équipés de dispositif de régulation de tension.	[11]
15%	Simulation du réseau d'Oklahoma, 1988 (USA) avec intégration de plusieurs centrales PV (connectés à plusieurs points du réseau).	Retour de puissance vers les onduleurs pendant les passages nuageux.	[12]
1,3-36%	Modélisation du réseau de Kansas, 1990 (USA)	Forte fluctuation (inacceptable) de la puissance du réseau. Limitation à 1,3% si le système PV est en mode centralisé et à 36% si le système PV est réparti sur le réseau .	[13]
37%	Générateur PV de 56 kWc connecté à un réseau MT (13,8 kV) de la ville de Gardner, 1989 (Massachusetts-USA)	Aucun problème du au passage nuageux, aux harmoniques ou aux variations brusques de charge observés à 37% de pénétration PV.	[14, 15]

40%	Modélisation d'un réseau MT de 12,45 kV (7 MW). Simulation effectuée avec un taux de pénétration PV varie de 0 à 100%.	Forte baisse de la tension du réseau pendant les périodes de faible ensoleillement ou de défaut de fonctionnement des régulateurs de tension.	[16]
33%- 50%	Modélisation d'un réseau de 11 kV et simulation avec un modèle de charge déséquilibré.	Entre 33 et 50%, les surtensions enregistrées sur le réseau sont dans la plage prévue par la norme.	[17]
Égal à la charge minimale du profil de demande	Systèmes PV entre 1 et 50 kWc connectés sur des lignes basse tension. La charge minimale sur le réseau est égale à 25% de la charge maximale.	Surtension observée pendant les périodes de faibles charges et de fort ensoleillement.	[18]

On peut observer une grande diversité d'opinions dans la littérature concernant la limite potentielle du taux de pénétration PV dans un réseau de distribution d'électricité. Il convient toutefois de souligner que les limites des taux de pénétration PV trouvées dans ces études sont fortement liées aux caractéristiques des différents réseaux étudiés (types de générateurs sur le réseau, équipements de contrôle, etc...). De plus, toutes ces études sont globalement d'accord sur le fait qu'en intégrant des dispositifs de contrôle et de gestion du réseau, des taux élevés de pénétration PV peuvent être réalisés [19].

Dans ce chapitre, nous étudions l'aspect qualitatif des performances du prototype « Flexy Energy ». Plus précisément l'objectif ici est d'étudier l'impact du générateur photovoltaïque sur la qualité de l'énergie produite par le mini-réseau local (groupe électrogène). Les paramètres électriques du réseau à savoir : les harmoniques, les surtensions ou les creux de tension, l'équilibre des phases du réseau sont étudiés.

Les travaux présentés dans ce chapitre ont fait l'objet d'une publication en juin 2012 dans *International Journal of Electrical Power and Energy Systems (IJEPES)* [20].

III.2 EXPERIMENTATIONS

III.2.1 Protocole d'expérimentation

Notre étude est basée sur le prototype « Flexy Energy » décrit dans le chapitre II. La figure III.1 suivante présente un schéma de ce prototype avec ces principaux composants et les couplages qui peuvent être effectués entre l'onduleur et le générateur diesel (connexion du générateur PV sur les différentes phases du groupe diesel).

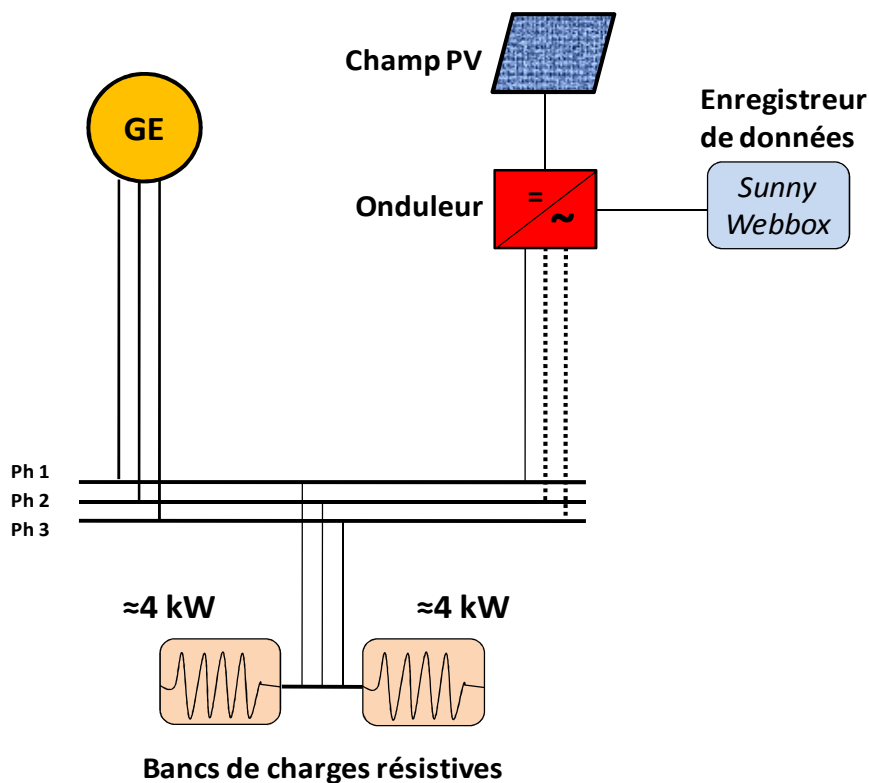


Figure III.1 : principaux éléments du prototype « Flexy Energy »

Il convient de rappeler que le prototype est principalement composé de :

- un générateur photovoltaïque (PV) d'une puissance crête de 2,85kW ;
- un générateur Diesel (GD) d'une puissance nominale de 11,5kVA (9,2 kW) ;
- un onduleur-réseau monophasé (le Sunny Boy) d'une puissance nominale de 3,3 kW ;
- une petite centrale d'acquisition des données (la Sunny WebBox) .

Des bancs de charges résistives (Figure III.1) permettent de simuler les demandes de puissance.

Un analyseur de réseau, le C.A 8310 de chez Chauvin Arnoux (Figure III.2), connecté sur les trois phases du mini-réseau (groupe électrogène) permet de mesurer les valeurs de tensions, courants, puissances et d'harmoniques du réseau. L'analyseur est doté d'une mémoire intégrée de 512 ko. Les valeurs enregistrées sont des moyennes sur des temps d'intégration variables (1, 5, 10, 15, 30 ou 60 min) et paramétrables par l'utilisateur [21].



Figure III.2 : Analyseur de réseau C.A 8310 et connectiques de câblage au réseau et sur le PC [21]

La précision des mesures avec l'analyseur est de : 0,5% pour les tensions et courants, 1% pour les puissances et 0,5% pour les distorsions harmoniques (voir annexe B.1). Les autres spécifications sur l'analyseur de réseau sont présentées à l'annexe B.1.

L'onduleur réseau du prototype « Flexy Energy » étant de type monophasé, l'impact du générateur PV sur le réseau est étudié suivant trois scénarii :

- Scénario 1 : injection du générateur PV sur la phase 1 du groupe diesel
- Scénario 2 : injection du générateur PV sur la phase 2 du groupe diesel
- Scénario 3 : injection du générateur PV sur la phase 3 du groupe diesel

L'analyseur de réseau est bien sûr à chaque fois connecté sur les trois phases du réseau. Pour permettre une meilleure analyse des résultats, le même profil de charge (charge constante égale à 82% de la puissance nominale du générateur Diesel) a été simulé pour les trois cas. Le pas de temps d'intégration des valeurs enregistrées est de 30 minutes.

III.2.2 Résultats des tests sur l'étude de la qualité du réseau

III.2.2.1 Etude du taux de pénétration PV sur le réseau

Le taux de pénétration PV sur le réseau est l'un des paramètres qui influence fortement la qualité de l'énergie produite dans les systèmes PV-connectés [22]. Le but de cette partie est

d'évaluer les taux de pénétration PV enregistrés sur notre prototype pour différentes demandes de puissance.

La figure III.3 montre quelques valeurs des taux de pénétration PV obtenues pendant les tests.

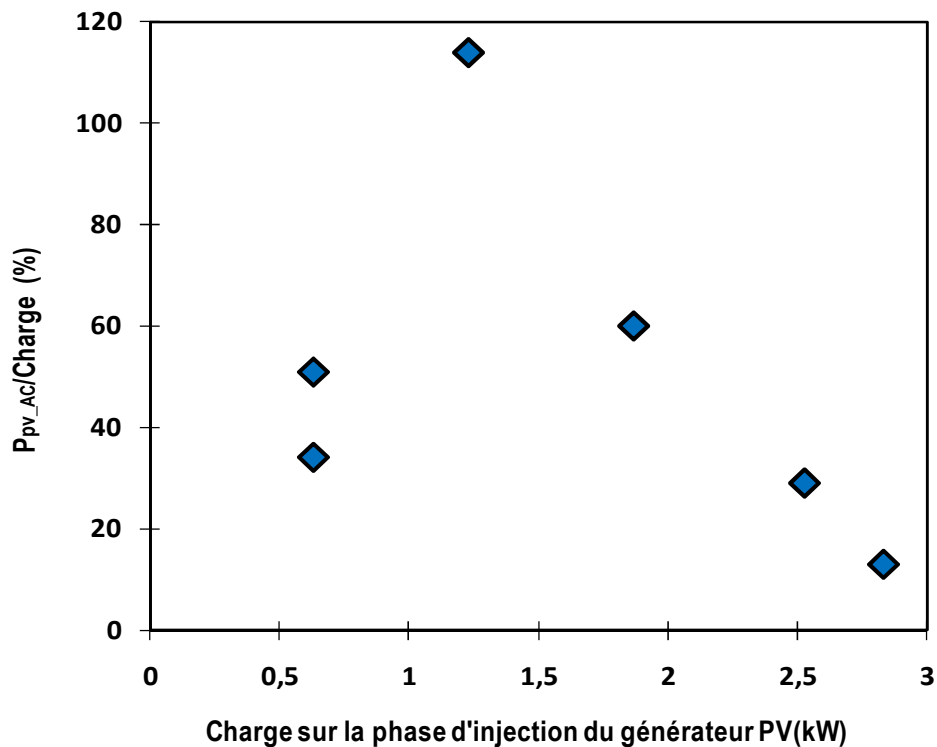


Figure III.3 : Taux de pénétration PV enregistrés sur le prototype « Flexy Energy »

Les valeurs présentées sur la figure III.3 sont des taux de pénétration locaux (c.à.d. par rapport à la charge sur la phase d'injection du courant PV) enregistrés à des moments bien précis (il s'agit de valeurs instantanées).

On peut remarquer que le taux de pénétration PV sur le réseau varie de manière importante (entre 5% et 114% de la demande) en fonction de la charge et de l'ensoleillement. Si les impacts de la génération PV sur la qualité de l'énergie produite par le réseau peuvent être négligeables pour les faibles taux de pénétration PV, la situation peut être différente pour les taux élevés [18]. En effet, comme indiqué précédemment, la stabilité du réseau de distribution et ainsi la qualité de l'énergie peut être fortement affectée en cas de production PV élevée injectée sur le réseau.

Dans les sections suivantes nous étudions pour chacun des scénarii présentés ci-dessus l'impact du générateur PV sur la qualité de l'énergie fournie par le prototype « Flexy Energy ». Il convient de rappeler ici que les charges utilisées dans nos tests sont de natures résistives et linéaires. De ce fait, elles ne consomment pas de puissance réactive et ne sauraient être responsables de génération d'harmoniques sur le réseau.

III.2.2.2 Etude de la tension du réseau

Les figures III.4 à III.6 présentent les valeurs des tensions du réseau quand le générateur PV est connecté respectivement sur les phases 1, 2 et 3 du groupe diesel.

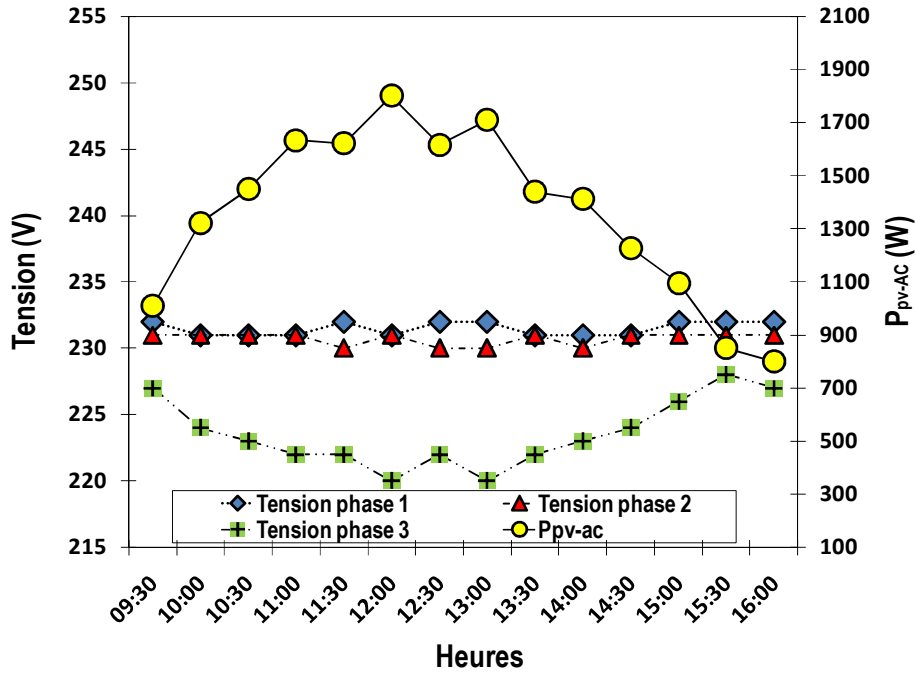


Figure III.4 : Tensions du réseau pour l'injection du générateur PV sur la phase 1 du générateur Diesel

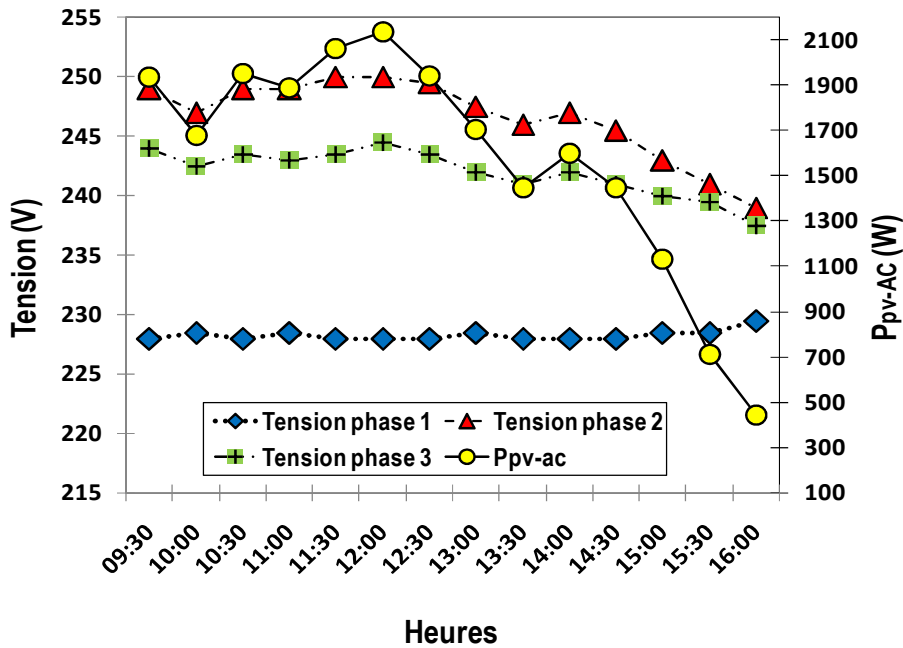


Figure III.5 : Tensions du réseau pour l'injection du générateur PV sur la phase 2 du générateur Diesel

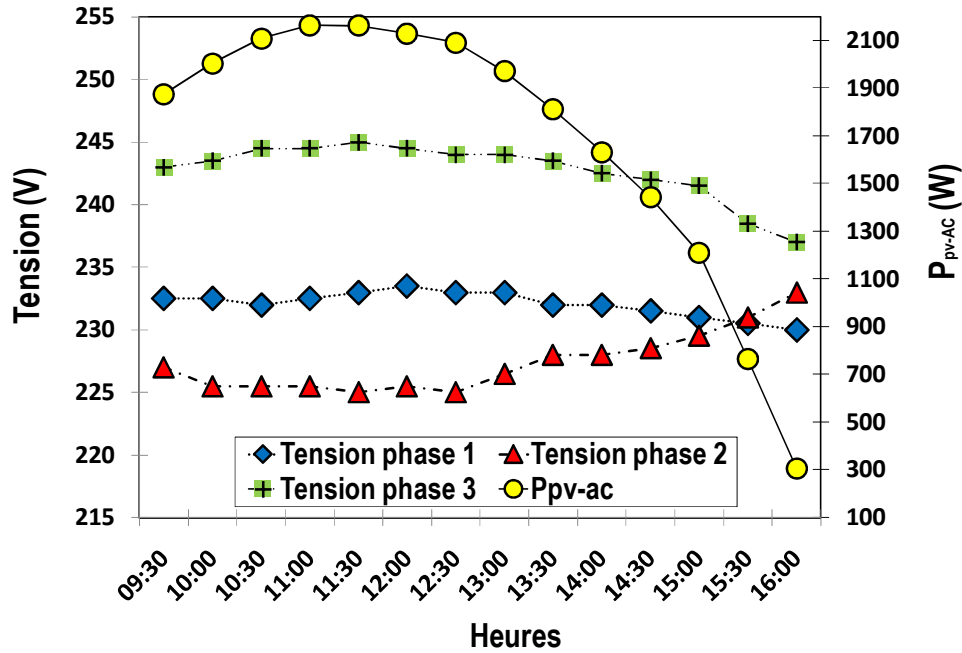


Figure III.6 : Tensions du réseau pour l'injection du générateur PV sur la phase 3 du générateur Diesel

On peut de prime abord observer que les amplitudes des tensions sont différentes sur les trois phases du réseau dans chacun des trois cas étudiés. Ceci conduit évidemment à un déséquilibre de tensions entre les phases du réseau. Une analyse des différents profils de tension sur chacune des figures III.4 à III.6 montre que la tension de la phase d'injection du générateur PV est plus élevée que celle sur les deux autres phases avec des pics de surtensions qui apparaissent lorsque la génération PV est maximale (respectivement de 71%, 83% et 86% pour les scénarii 1, 2 et 3).

Le tableau III.2 suivant regroupe les valeurs moyennes de surtensions ou de creux de tension (par rapport à la tension nominale qui est de 230 V) enregistrées sur le réseau.

Tableau III.2 : valeurs moyennes des surtensions ou creux de tensions observées sur le réseau

	Scénario 1 : Système PV connecté sur la phase 1 du GD	Scénario 2 : Système PV connecté sur la phase 2 du GD	Scénario 3 : Système PV connecté sur la phase 3 du GD
Surtension ou creux de tension sur la phase 1	+ 0,7	-0,7	+1
Surtension ou creux de tension sur la phase 2	+ 0,3	+7,2	-1,1
Surtension ou creux de tension sur la phase 3	-0,3	+5,2	+5,5

On peut remarquer que la production photovoltaïque est à l'origine des surtensions localisées (sur la phase d'injection) sur le réseau. Aussi plus le taux de pénétration PV est importante plus la surtension est importante. Ce résultat est conforté par d'autres études antérieures qui aboutissent à des résultats similaires [2, 22, 23].

Toutefois, d'après le tableau III.2, les valeurs moyennes de surtensions enregistrées dans le cas de nos tests sont toutes dans la plage ($\pm 10\%$ de la tension nominale) autorisée par la norme EN 50160 dans les réseaux de distribution basse tension [5]. En effet les valeurs moyennes des surtensions sont égales à 0,7%, 7,2% et 5,5% respectivement pour l'injection du courant PV sur les phases 1, 2 et 3 du réseau local.

Le phénomène inverse associé à la surtension est le creux de tension qui peut apparaître en cas de connections brusques de charges élevées sur le réseau alors que la génération PV est en baisse [24]. Si le creux de tension descend en deçà d'un certain seuil, cela est susceptible d'entraîner une déconnexion de l'onduleur du réseau. Les onduleurs sont en effet configurés pour fonctionner dans des plages de tension et de fréquence bien précises [2]. Cette situation peut être évitée en augmentant la plage de tolérance des onduleurs quand cela est possible. Aussi, certaines nouvelles technologies d'onduleurs intègrent des dispositifs de régulation de tension (LVRT ou Low Voltage Ride-Through Technique) leur permettant d'opérer même pour de faibles valeurs de tensions du réseau pendant un certain temps. C'est le cas en Allemagne où la nouvelle norme sur les installations PV connectées au réseau exige que les onduleurs soient dotés d'un tel dispositif [25].

On peut retenir à ce niveau que les systèmes photovoltaïques connectés de façon disproportionnée sur un réseau de distribution électrique sont susceptibles de créer un déséquilibre du réseau suite aux surtensions localisées. De plus, les variations de tensions en dehors des plages prévues par la norme peuvent être préjudiciables pour les consommateurs. Par exemple, un moteur à vitesse variable peut être mis hors service par protection pour une variation de la tension d'utilisation de l'ordre de -15 % [26]. Il est donc important, dans les installations PV connectés au réseau, de s'assurer que les capacités des systèmes PV raccordés aux phases du réseau soient aussi proches que possibles afin d'éviter des déséquilibres.

III.2.2.3 Courants du réseau

Dans cette section, le courant de charge (fourni par les générateurs PV et diesel) sur chaque phase du réseau est quantifié. L'objectif ici est d'étudier la nature (équilibrées ou non équilibrées) de nos charges et de façon générale d'aborder la question de l'influence du type de charge sur un réseau de distribution.

Les Figures III.7 à III.9 présentent les courbes de courants appelés dans chacune des branches du réseau respectivement lorsque le système PV est relié sur les phases 1, 2 et 3 du groupe diesel.

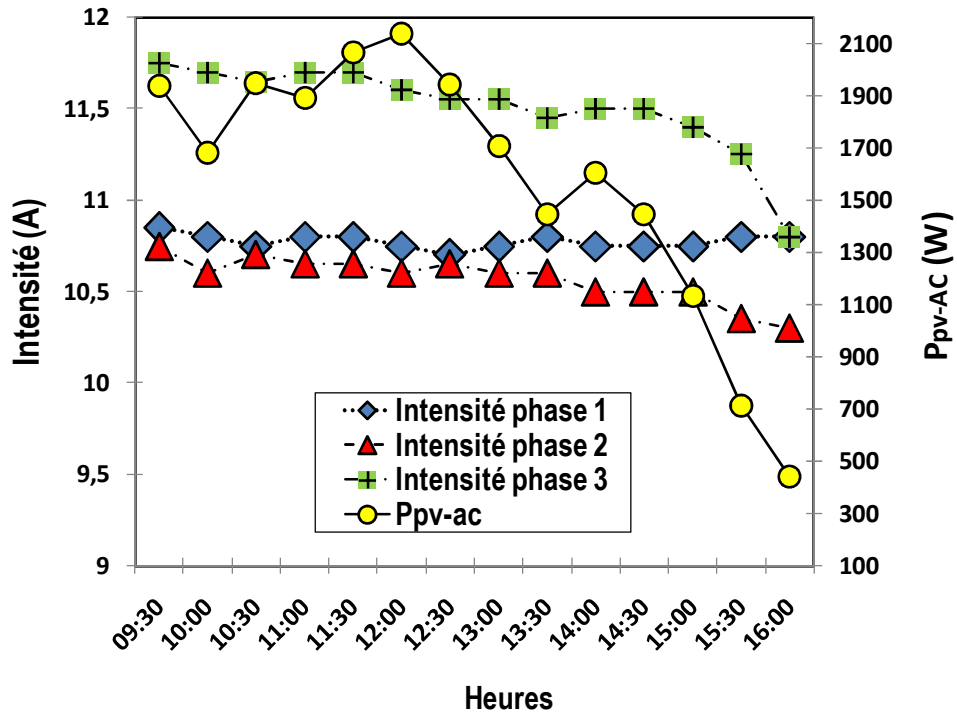


Figure III.7 : courants du réseau pour le système PV connecté à la phase 1 du groupe diesel

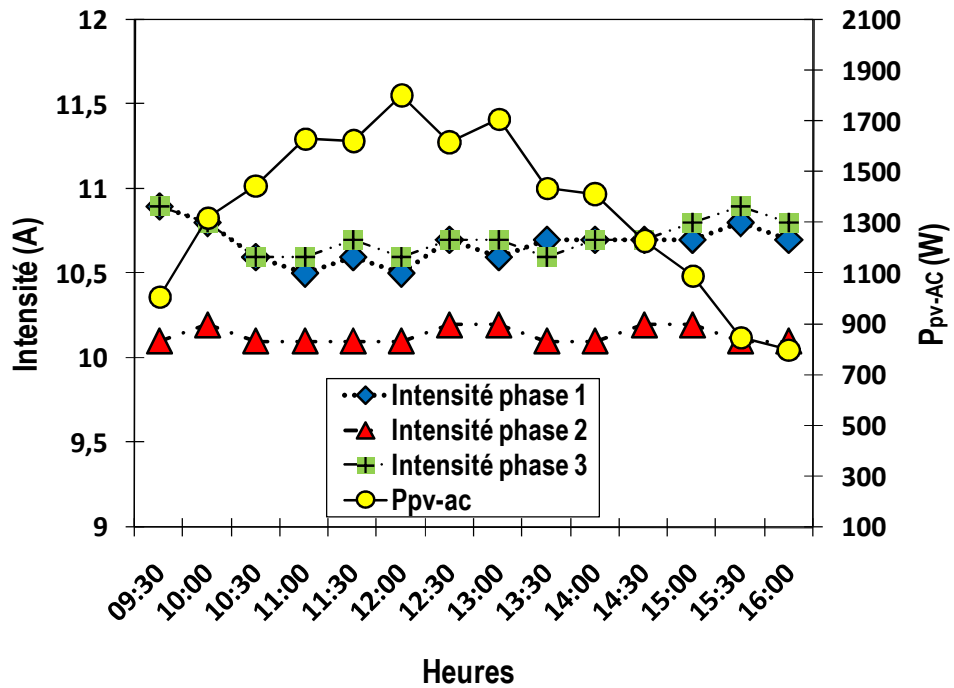


Figure III.8: courants du réseau pour le système PV connecté à la phase 2 du groupe diesel

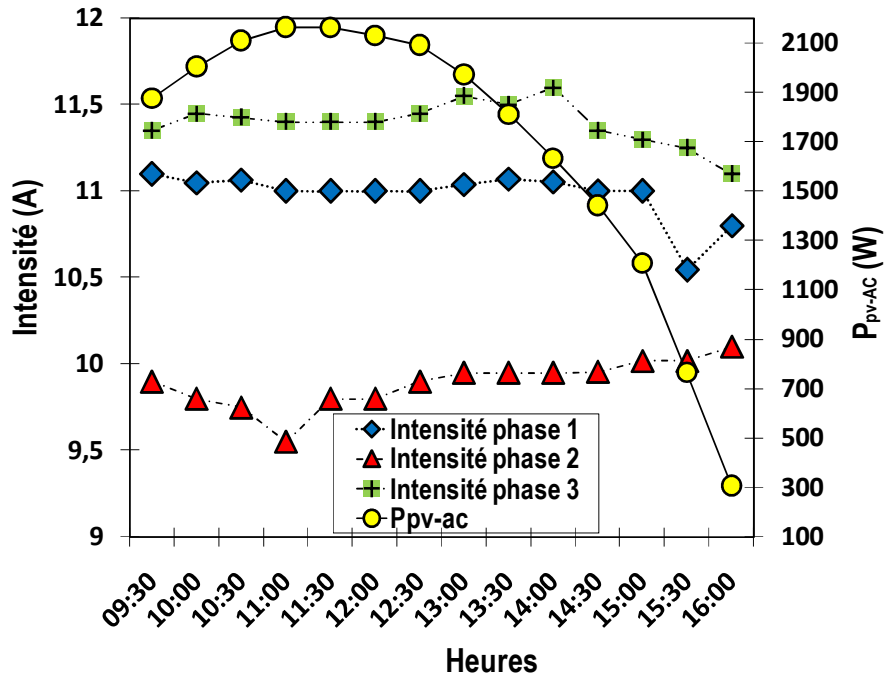


Figure III.9: courants du réseau pour le système PV connecté à la phase 3 du groupe diesel

Alors que la tension d'alimentation du réseau est imposée par les générateurs, le courant de charge dépend des appareils connectés sur le réseau par les utilisateurs [27]. Des figures III.7 à III.9, il apparaît que la valeur du courant de charge sur la phase 3 du réseau est à tout moment et dans les trois scénarii supérieure aux valeurs des courants sur les deux autres branches.

Dans le premier scénario (figure III.7) on a une différence de l'ordre de 3% et de 13% entre la valeur du courant sur la phase 3 et respectivement les valeurs des courants sur les phases 1 et 2.

Dans le deuxième cas, la différence entre l'intensité du courant sur la phase 3 et celle sur les phases 1 et 2 est respectivement de 7% et 8% (figure III.8).

Enfin, l'écart entre le courant sur la phase 3 et celle sur les phases 1 et 2 est respectivement de 1% et 5% dans le scénario 3 (Figure III.9).

Ces résultats montrent dans un premier temps que les charges triphasées utilisées pour nos tests présentent une asymétrie au niveau de leurs phases (valeurs de puissances différentes sur chaque phase) comme le montrent les différences entre les valeurs des courants appelés sur chaque phase. Ces différences entre les intensités des courants absorbés sur chaque phase du réseau peuvent en partie expliquer les déséquilibres de tensions entre les phases observés précédemment à la section II.2.2 [28]. Cependant d'après la norme EN 61000, elles restent dans le domaine des appareils triphasés équilibrés. En effet cette norme définit les appareils triphasés équilibrés comme ceux pour lesquels les courants assignés par phase ne diffèrent pas de plus de 20% les uns par rapport aux autres [29].

On peut retenir de cette étude sur les courants de charge dans le réseau local, qu'un récepteur électrique triphasé non-équilibré ou des récepteurs monophasés disproportionnellement

connectés sur un réseau triphasé créent la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau. De façon générale cette situation peut conduire à un déséquilibre de tension entre les phases du réseau [30] ce qui n'est pas sans conséquence au niveau des utilisateurs si les plages prévues par la norme ne sont pas respectées.

III.2.2.4 Les harmoniques

Ce paragraphe s'intéresse à l'étude des harmoniques dans le réseau local constitué du générateur PV et du groupe diesel. Il a pour objectif d'analyser l'impact du générateur PV sur le réseau en termes de génération d'harmoniques.

Les harmoniques sont des déformations des ondes de courant et de tension sur le réseau qui peuvent provoquer des perturbations (échauffement et détérioration) au niveau des appareils connectés à ce réseau.

Dans les systèmes PV, les onduleurs constituent la principale cause de génération des harmoniques en tension. S'agissant des harmoniques en courant, elles dépendent de la nature des charges (linéaires ou non-linéaires) connectées au réseau [18,31]. Toutes les harmoniques d'un réseau peuvent être additionnées ; la résultante en est le taux total de distorsion harmoniques ou THD (Total Harmonic Distortion) qui caractérise le degré de pollution du réseau [32]. La norme Européenne EN 50160 fixe la valeur maximale du THD à 8% dans les réseaux publics de distribution BT [28].

Les figures III.10 et III.11 suivantes montrent respectivement les valeurs des taux de distorsions harmoniques en tensions (THDV) et en courant (THDI) enregistrées sur notre réseau pendant une journée de tests avec l'injection du générateur PV sur la phase 1 du groupe diesel.

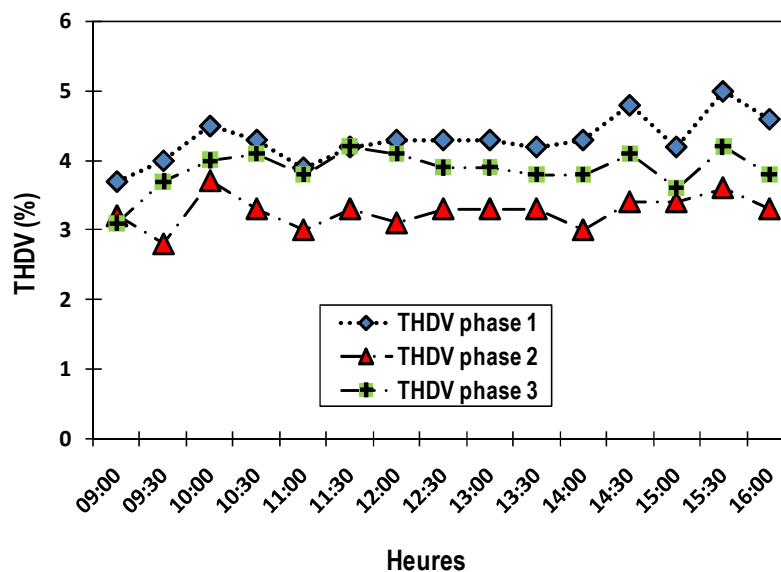


Figure III. 10: les harmoniques de tension sur le réseau

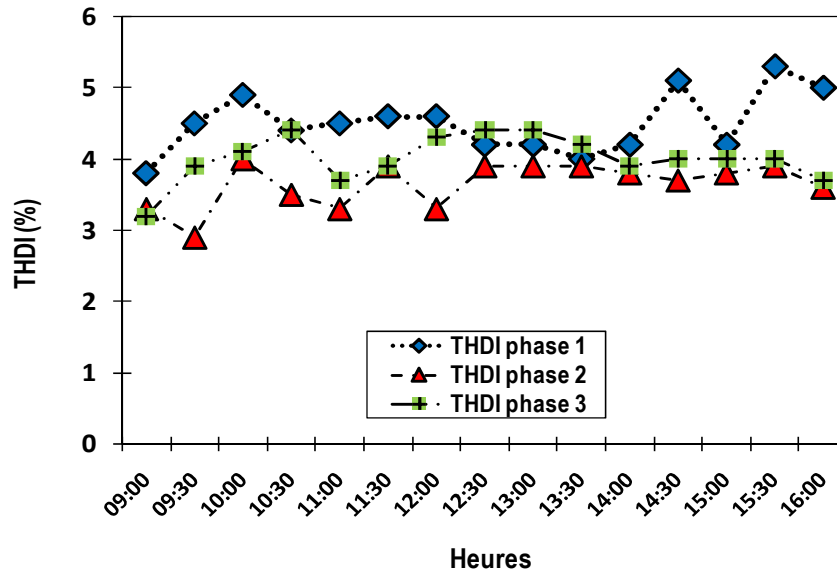


Figure III. 11 : les harmoniques en courant sur le réseau

On peut observer à sur la figure III. 10 que les valeurs de THD en tension sont respectivement de 4,3%, 3,3% et 3,9% sur les phases 1, 2 et 3 de notre réseau. Il apparaît que le THD en tension sur la phase d'injection de PV (phase 1) est supérieur à celles sur les deux autres phases (1 et 2) de 1% et 0,4% respectivement. Il s'avère que les phases sur lesquelles le générateur PV n'est pas connecté présentent aussi des harmoniques alors que les charges utilisées pour les tests sont de nature linéaire et donc ne sont pas susceptibles de créer des harmoniques dans le réseau. La cause de la génération de ces harmoniques peut se situer au niveau de l'alternateur du groupe électrogène, car les alternateurs des groupes électrogènes possèdent des harmoniques de tension préexistants. Pour certains alternateurs de 10 kVA à 5000 kVA, le taux de distorsion harmoniques en tension est à peu près égal à 4 % [31, 32].

Ainsi, en comparant ces différentes valeurs de THD en tension, on peut s'apercevoir que la valeur maximale de THD en tension imputable à l'onduleur PV du prototype est de 1%. De plus sa connexion avec le réseau (groupe diesel) ne génère pas d'harmoniques au-delà de la valeur prévue (8%) par la norme EN 50160.

L'analyse des valeurs des THD en courant montrent que la valeur du THDI sur la phase d'injection du PV est égale à 4,5% alors qu'elle est de 3,7% et 4% respectivement sur les phases 2 et 3 du générateur diesel. Les charges utilisées dans nos tests sont linéaires et ne devraient pas générer de courant harmoniques. Les valeurs ici enregistrées découlent donc des interactions des THD en tension avec les impédances (résistances) du réseau. Elles sont très loin des limites fixées par la norme qui est de 10% [33].

A ce niveau, on peut retenir que les générateurs PV peuvent être connectés au réseau y compris pour des taux de pénétrations importantes sans perturbation majeure ; (si toutefois les technologies d'onduleurs utilisés ne génèrent pas des pollutions harmoniques au-delà des exigences prévues par les normes).

Cependant, dans la réalité, les charges utilisées dans les installations résidentielles, commerciales industrielles connectées au réseau sont généralement de nature non linéaire et sont susceptibles de créer d'importantes perturbations (harmoniques) dans le réseau.

En effet, depuis plusieurs années, on observe sur les réseaux une augmentation des charges dites non linéaires liées aux équipements informatiques et à l'électronique de puissance : ordinateurs, télécopieurs, onduleurs, alimentations électroniques, etc. [33].

Cependant, les progrès remarquables réalisés au cours des dernières années, dans le domaine de l'électronique de puissance ont permis de concevoir des dispositifs d'élimination des harmoniques appelés compensateurs (actifs ou passifs) d'harmoniques, ou encore filtres d'harmoniques [34]. Dans la plupart des cas l'objectif est de diminuer le taux de distorsion en tension au niveau d'un point de raccordement de plusieurs charges.

Les compensateurs passifs d'harmoniques sont constitués de composants passifs tels que les inductances, les condensateurs ou les transformateurs. Plusieurs solutions de compensateurs passifs existent. Par exemple une inductance placée en aval d'un point sur le réseau permet de diminuer l'impédance amont et ainsi le THD en tension au point considéré [34].

De manière générale, Les compensateurs actifs génèrent dans le réseau des harmoniques inverses, de même amplitude et de phase opposée à celles présentes sur le réseau, qui neutralisent ces dernières [34].

III.3 CONCLUSION

L'objectif principal de ce chapitre concerne l'étude de l'impact du générateur photovoltaïque du prototype « Flexy Energy » sur la qualité de l'énergie fournie par le réseau local. En effet, si le rôle de tout système de production d'énergie électrique est de satisfaire la demande en puissance, la qualité de l'énergie fournie doit également remplir certaines exigences. Les critères les plus importants concernent la tension d'alimentation (déséquilibre de tension entre phases, surtensions, creux de tension, harmonique).

Par ailleurs, on peut noter que si la qualité de la tension d'alimentation du réseau est du ressort du fournisseur, les charges des utilisateurs (selon leur types : linéaires ou non linéaires) influencent également sur la qualité du réseau.

Les résultats obtenus indiquent que même pour un fort taux de pénétration PV au réseau (entre 71% et 86% pour notre cas), la qualité de la tension peut être assurée si toutefois l'onduleur utilisé n'est pas de nature à créer des distorsions d'harmoniques excessives. En effet, on a noté une génération de taux de distorsion harmoniques (THD) en tension maximale de 1% due à l'onduleur alors que l'alternateur du groupe diesel a généré jusqu'à 3,9% de THD en tension. Egalement, les taux de distorsions harmoniques en courant enregistrés (moins de 5%) sont bien loin de la limite (10%) prévue par la norme.

Toutefois, il faut souligner que les charges utilisées dans nos tests sont des charges linéaires ce qui peut expliquer ces faibles valeurs des harmoniques observées. La génération des harmoniques dans le réseau est principalement due aux charges non- linéaires (composants de l'électronique de puissance). Ces harmoniques créent des perturbations qui peuvent provoquer des échauffements au niveau des équipements électriques raccordés au réseau voire de les

endommager. Les compensateurs actifs ou passifs d'harmoniques permettent aujourd'hui de limiter la présence des harmoniques dans les réseaux avec bien sûr les coûts additionnels correspondants.

L'expérimentation du prototype « Flexy Energy » a permis d'évaluer ses performances suivant les aspects quantitatif et qualitatif. Eu égard aux résultats obtenus des pistes d'optimisation du prototype et des systèmes hybrides PV/diesel de façon générale ont été proposées. Le chapitre qui suit est consacré à la modélisation et à l'optimisation des systèmes hybrides PV/Diesel basé sur le concept « Flexy Energy ».

REFERENCES

- [1] Labbé J., L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés thèse de doctorat, école des mines de Paris, (2006).
- [2] Passey R., Spooner T., Watt M., McDonald J., McCracken P., Gordon J., Syngellakis K., Addressing grid-interconnection issues in order to maximize the utilization of new and renewable energy sources. IT power report 2010
- [3] Larsson A., The power quality of wind turbine, doctorate thesis, Sweden, (2000).
- [4] Vechiu I., Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome, Thèse de doctorat, université du Havre, (2005).
- [5] Markiewicz H, Klajn A., caractéristiques de la tension dans les réseaux publics de distribution : Norme EN 50160, Université de technologie de Vroclaw, (2007).
- [6] UPDEA, Rapport d'activités du secrétaire général, 2011, <http://www.updea-africa.org/updea/archiv/RapportFr.pdf>
- [7] <http://www.updea-africa.org/updea/DocWord/pdf>
- [8] Whitaker, C., Newmiller, J., Ropp, M. and Norris, B. Renewable Systems Interconnection Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements, Sandia National Laboratories report 2008
- [9] Katiraei F., Mauch K., Dignard-Bailey L., Integration of photovoltaic power systems in high-penetration clusters for distribution networks and mini-grids, International Journal of Distributed Energy Resources,3:3, (2007).
- [10] Chalmers, S., Hitt, M., Underhill, J., Anderson, P., Vogt, P. and Ingersoll, R. (1985) The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; PAS-104, 1985, pp. 524–530
- [11] Quezada V, Abbad J, San Román T. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. IEEE Transactions on Power Systems 2006; 21:533–40.
- [12] Jewell W, Unruh T. Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation. IEEE Transactions on Energy Conversion 1990:8-14.
- [13] Baker, P.; McGranaghan, M.; Ortmeier, T.; Crudele, D.; Key, T.; Smith, J. Advanced Grid Planning and Operation. NREL/SR-581-42294. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2008
- [14] Cyganski D, Orr J, Chakravorti A, Emanuel A, Gulachenski E, Root C, et al. Current and voltage harmonic measurements at the Gardner photovoltaic project. IEEE Transactions on Power Delivery 1989:800-9
- [15] EPRI. Photovoltaic generation effects on distribution feeders, Volume 1: Description of the Gardner, Massachusetts, Twenty-First Century PV Community and Research Program, EPRI report 1990:EL-6754
- [16] Kroposki, B., DeBlasio, R. and Simões, M. (2010) Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems, IEEE Transactions on Energy Conversion
- [17] DISPOWER, Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Final Public Report, 2006.
- [18] Povlsen A. International Energy Agency report 2002; www.iea.org:IEA PVPS T5-10
- [19] Yih-huei W, Brian K. Parsons Factors Relevant to Utility Integration of Intermittent Renewable Technologies. NREL report 1993:NREL/TP-463-4953
- [20] Yamegueu D., Azoumah Y., Py X., Kottin H., Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: focus on its dynamic behavior, International Journal for Electrical Power and Energy Systems, doi:10.1016/j.ijepes.2012.07.027
- [21] <http://www.chauvin-arnoux.fr>

- [22] Thomson M, Infield D. Impact of Widespread Photovoltaics Generation on Distribution Systems. IET Journal of Renewable Power Generation 2007; 1(1):33-40.
- [23] R. Tonkoski, D. Turcotte, T. H. M. EL-Fouly, IEEE Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighbourhoods
- [24] Demirok E, Sera D, Teodorescu R, Rodriguez P, Borup U. Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies. Electrical Power and Energy Conference (EPEC), IEEE, Montreal, QC, 22-23 oct. 2009:1-6
- [25] Miller N, Ye Z. Report on Distributed Generation Penetration Study. NREL/SR-560-34715. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory 2003.
- [26] Tröster E. New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid, 2nd International Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design, Production, Grid Connection, 9-10 March 2009
- [27] Schneider Electric, Stabilité dynamique des réseaux industriels, Guide de conception des réseaux électriques industriels, 7751-776
- [28] <http://www.stielec.ac-aix-marseille.fr/electrotech/seminaire>
- [29] Schneider Electric, les perturbations électriques BT, cahier technique 14, <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical>
- [30] <http://crochet.david.online.fr/bep/copie%20serveur/Normes/cei%2061000-3-2.pdf>
- [31] www.iufmrese.cict.fr
- [32] Schneider Electric, les Harmoniques. Guide de conception des réseaux électriques industriels, P 651
- [33] <http://www.chauvin-arnoux.com/fiches/pdf/fr/Serveurs.pdf>
- [34] <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/fr/shared/electrotechnique/reseaux-electriques/basse-tension-moins-1kv/ct183.pdf>

CHAPITRE IV :

MODELISATION ET OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL SANS STOCKAGE

IV.1 INTRODUCTION

Au cours de la conception d'un dispositif quelconque, un des premiers problèmes à résoudre est celui de son architecture générale et du dimensionnement de ses composants. On aboutit ainsi à la nécessité de définir des procédures cohérentes et reproductibles pour la détermination de valeurs, positions ou architectures [1].

Par exemple, la conception des systèmes multi-sources d'énergie exige le choix et le dimensionnement de la combinaison la plus optimale des différentes sources d'énergies (composants des systèmes) en jeu. Aussi, un des éléments essentiels à prendre en compte dans la conception de ces systèmes est la gestion intégrée et optimisée de l'énergie au sein du système [2-4]. Par ailleurs, la démarche de conception adoptée doit permettre d'identifier la configuration optimale satisfaisant aussi bien les besoins fonctionnels que les besoins économiques. Toutefois, cette tâche s'avère compliquée ; en effet, son but est de trouver un compromis entre plusieurs facteurs : besoins à satisfaire, choix entre différents concepts possibles sur la base de la faisabilité technique, des coûts de développement, de fabrication, de maintenance, etc. ou encore des critères difficilement quantifiables tels que l'esthétique [5]. Dans le cas des systèmes de production d'électricité, l'objectif principal généralement visé est la minimisation du coût de production du kWh électrique.

De façon générale, les problèmes d'optimisation en ingénierie présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur (recherche d'une solution globale, fiabilité et précision de la solution,...), aux caractéristiques du problème d'optimisation (non linéarité, dérivées difficilement accessibles) et aux temps de calculs importants. La résolution de telles difficultés a fait l'objet de nombreux travaux qui utilisent diverses méthodes d'optimisation [6-9]. Ces méthodes sont classées en deux grands groupes : les méthodes déterministes et les méthodes non déterministes ou stochastiques, sur lesquelles nous reviendrons dans la deuxième partie de ce chapitre.

Après les chapitres précédents basés sur l'expérimentation du prototype « Flexy Energy », le présent chapitre concerne la modélisation et l'optimisation des systèmes hybrides PV/diesel sans stockage. L'objectif visé ici est de développer un modèle pour le dimensionnement et l'optimisation des systèmes hybrides PV/diesel sans stockage.

Certes, il existe des outils ou logiciels de simulation des systèmes hybrides tels que : HOMER, HYBRID2, SOLSIM, SOMES, INSEL, RAPSIM, RETScreen, etc., mais la plupart ne permet que l'optimisation des systèmes [10, 11]. Le modèle proposé nommé « Flexy Design » permet d'effectuer aussi bien le dimensionnement que l'optimisation du système. Il s'agit d'un modèle de séries chronologiques qui donne pour chaque heure de la journée le nombre de générateur diesel en fonctionnement et le niveau de charge de chacun d'eux et ceci sur la base du concept « Flexy-Energy » développé dans les chapitres précédents. Cependant la prise en compte de tous ces paramètres (de dimensionnement et de fonctionnement) dans un modèle rend la résolution du problème assez complexe et peut nécessiter le recours à de robustes méthodes ou algorithmes d'optimisation.

En premier lieu, ce chapitre présente les principaux algorithmes de résolution des problèmes d'optimisation en ingénierie. Ensuite, le modèle développé (nommé le « Flexy Design ») est présenté et comparé avec le logiciel HOMER.

IV.2 METHODOLOGIE DE CONCEPTION

L'optimisation est l'un des problèmes principaux que l'ingénieur est amené à résoudre au quotidien dans ses activités de conception. Elle doit de ce fait faire l'objet d'une démarche systématique qui généralement comporte quatre principales étapes à savoir [5]:

- l'analyse du cahier de charge (CDC);
- la formulation du problème ;
- la résolution du problème ;
- l'analyse et l'exploitation des résultats.

Les phases peuvent s'enchaîner séquentiellement mais les itérations et les retours sont biens souvent indispensables (Figure IV.1).

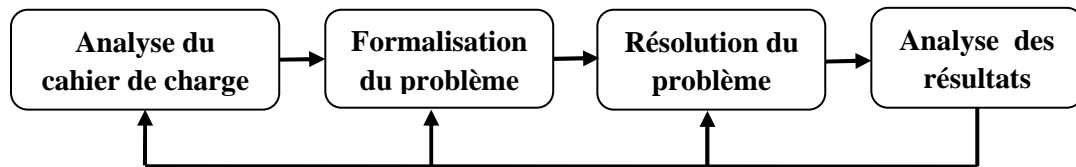


Figure IV.1: démarche de résolution d'un problème de conception

IV.2.1 Analyse du cahier des charges

Le cahier de charges définit en amont et exprime les besoins des utilisateurs en termes de fonction de service et de contraintes à satisfaire.

A l'état initial, il est décidé que l'objet ou le système à concevoir doit assurer certaines fonctions dans un environnement donné : les fonctions de service. Il doit également satisfaire certaines exigences qui conditionnent son adoption : les contraintes.

En général, le système à concevoir interagit avec son environnement. Ainsi, des phénomènes physiques tel que l'ensoleillement dans le cas des systèmes solaires sont nécessaires pour décrire ces interactions et constituent les modèles physiques comportementaux du système.

Pour évaluer les performances du système et vérifier qu'il répond aux exigences imposées, il est nécessaire de définir un ensemble de réponses de contrôle ainsi qu'un ensemble de facteurs sur lesquels il est possible d'agir [5].

La phase de rédaction du cahier de charges impose une caractérisation rigoureuse du dispositif à concevoir.

IV.2.2 Formalisation du problème

Cette phase consiste à traduire le problème de conception en un problème mathématique équivalent. C'est l'étape la plus délicate du processus de conception car la formulation d'un

problème n'est jamais unique, en particulier la définition des fonctions et paramètres caractérisant les performances du système [5].

La formalisation du problème consiste à définir de façon précise :

- la fonction objectif ;
- les paramètres de conception ou variables de décision;
- les éventuelles contraintes liées à l'utilisation du dispositif .

Ces différents éléments ainsi que les techniques de modélisation sont explicités dans les sections suivantes.

IV.2.2.1 La fonction objectif

La fonction objectif est une des réponses qui définit l'objectif à atteindre et peut être de deux natures : un coût à minimiser (coût de fabrication, coût d'exploitation, etc...) ou une performance à maximiser (profit, rendement, etc.). Son choix conditionne la définition du problème d'optimisation et inclut les moyens qui en permettent le calcul c.à.d. la modélisation retenue pour l'objet. Dans le cas d'un objectif unique, le choix de cette fonction est évident. Cependant les problèmes d'optimisation doivent souvent satisfaire des objectifs multiples dont certains sont concurrents.

IV.2.2.2 Les paramètres de conception

Les paramètres de conception ou variables de décision sont des facteurs contrôlés qui permettent d'influencer les performances. Ils peuvent être de natures diverses : dimensions géométriques, propriétés des matériaux, etc... Ils peuvent être quantitatifs ou qualitatifs, continus ou discrets. Le choix et le nombre de paramètres conditionnent aussi la définition du problème d'optimisation. Il peut être plus intéressant de varier un grand nombre de facteurs afin d'augmenter l'espace de recherche mais le processus d'optimisation sera alors plus long [5].

IV.2.2.3 Les contraintes

Des contraintes peuvent être ajoutées pour s'assurer de la validité de la modélisation retenue et de son bon fonctionnement. Aussi, la présence ou non des contraintes dans un problème et leur type (égalité, inégalité, linéaire ou non linéaire) influence le choix du type de méthode ou d'algorithme d'optimisation à adopter.

IV.2.2.4 Les techniques de modélisation

Le résultat de la formulation d'un problème d'optimisation dépend de la technique de modélisation choisie. Il existe essentiellement deux techniques de modélisation des systèmes multi énergies : les modèles de séries chronologiques et les modèles statistiques [12].

IV.2.2.4.1 Les modèles de séries chronologiques

Dans les modèles de séries chronologiques, l'analyse est divisée en pas de temps discret et la performance du système est simulée à chaque pas de temps. Le comportement dynamique du système est considéré comme une succession d'états d'équilibre sur chaque pas de temps de calcul. La plupart des modèles utilisent un pas de temps d'une heure car il équilibre à la fois l'exactitude et la non disponibilité des données de ressources et de charges à un pas de temps meilleur.

Les séries chronologiques sont utilisées dans de nombreux domaines. Pour les systèmes énergétiques, le cœur d'un modèle de séries chronologiques réside dans le bilan énergétique sur le flux d'énergie entrant et sortant de toutes les composantes du système. Une ou plusieurs stratégies d'exploitation doit être mise en place afin de savoir comment procéder pour passer d'un pas de temps au suivant et prendre des décisions. Les modèles de séries chronologiques exigent parfois des algorithmes pour créer des valeurs horaires de charges et des ressources (rayonnement solaire, vitesse du vent), souvent plus facilement disponibles sous forme de valeurs moyennes [12].

IV.2.2.4.2 Les modèles statistiques

Dans les modèles statistiques, la performance du système est évaluée pour chaque mois d'une année, et afin de prendre en compte l'effet des variations à court terme (plus court que le mois par exemple) une certaine forme de manipulation statistique doit être utilisée. Les données nécessaires sont limitées aux valeurs mensuelles ou annuelles moyennes de charge, aux données sur les ressources, et certains paramètres de performance des composantes. D'autres paramètres telle que la mesure dans laquelle une charge est liée à une source peut être fournie si elle n'est pas calculée par le modèle lui-même. Enfin, les modèles statistiques sont plus rapides que les modèles de séries chronologiques au détriment de la précision et de la flexibilité. Cependant il n'est pas facile de mettre en œuvre les configurations des systèmes complexes (plusieurs sources d'énergie renouvelables, de multiples générateurs, les stratégies de contrôle sophistiquées, etc.) dans ces modèles [12].

IV.2.3 Résolution du problème d'optimisation

La recherche de l'optimum d'un problème est réalisée à l'aide des méthodes d'optimisation. Ces méthodes sont en général classées en deux catégories : les méthodes déterministes et les méthodes stochastiques.

IV.2.3.1 Les méthodes déterministes

L'utilisation des méthodes déterministes nécessite en général comme étape préliminaire la localisation des extrema locaux de la fonction à optimiser. Elle s'appuie sur le calcul qui peut être fait d'une direction de recherche, généralement liée au gradient de la fonction considérée par rapport aux paramètres de conception du dispositif [5].

Les méthodes classiques telles que celles du gradient ou de Gauss Seidel sont généralement utilisées ici. Dans le cas d'optima multiples, les méthodes déterministes s'arrêtent sur le premier rencontré. Cette localisation des extrema peut aussi être faite par exemple par

discrétisation fine de l'espace de recherche. La fonction à optimiser est évaluée en chaque point de l'espace de recherche. La valeur maximale ou minimale est alors considérée comme une bonne approximation de l'optimum de la fonction objectif [1]. Ainsi, les méthodes déterministes ne sont efficaces que dans le cas restreint où la solution initiale est proche de l'optimum recherché. Pour lever cette difficulté on a souvent recours aux méthodes non déterministes ou stochastiques.

IV.2.3.2 Les méthodes stochastiques

Les méthodes stochastiques permettent de localiser l'optimum d'une fonction dans l'espace des paramètres sans avoir recours aux dérivées de la fonction. De plus elles ne se laissent pas généralement piéger par un optimum local et réussissent le plus souvent à déterminer l'optimum de la fonction considérée. Leur principe consiste à travailler avec un ensemble de solutions puis à les faire évoluer à partir des règles heuristiques et probabilistes. Contrairement à la plus part des méthodes déterministes, elles ne nécessitent ni point de départ, ni la connaissance du gradient de la fonction objectif pour atteindre la solution optimale. Cependant, elles demandent un nombre important d'évaluation de la fonction objectif [5].

Les algorithmes génétiques et le recuit simulé font partie des méthodes stochastiques les plus utilisées [5]. Une brève présentation de chacune de ces méthodes est donnée à l'annexe C.1.

IV.3 MODELISATION ET OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL SANS STOCKAGE

Cette partie est consacrée à la modélisation et l'optimisation des systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage. Le modèle développé est nommé le « Flexy Design ». Il s'agit d'un modèle de série chronologique basé sur la minimisation d'une fonction objectif « coût ». Les sections suivantes détaillent le développement du « Flexy Design ».

IV.3.1 Définition du cahier de charges

Le cahier de charges défini pour l'élaboration du modèle contient les points suivants:

1. pas de batteries d'accumulateurs ;
2. plusieurs générateurs Diesel (GD) opèrent en parallèle ;
3. la puissance nominale totale des générateurs Diesel installés doit satisfaire le pic de charge (car le système doit pouvoir à tout moment satisfaire la demande);
4. les générateurs Diesel ont même puissance nominale et même durée de vie ;
5. un même taux de charge est fixé pour tous les générateurs Diesel en fonctionnement ;
6. la puissance PV installée (puissance crête) est inférieure à la puissance totale des générateurs Diesel;
7. la puissance nominale totale des onduleurs installés est égale à la puissance crête du champ PV.

IV.3.2 Formulation du modèle

Le modèle développé est basé sur la définition d'une fonction objectif « coût » ou Life Cycle Cost (LCC). Cette dernière prend en compte toutes les dépenses occasionnées par le système pendant sa durée de vie (coût d'investissement, coûts d'opération et de maintenance, coût de remplacement). La définition de cette fonction passe par les étapes classiques d'analyse financière des projets en ingénierie.

IV.3.2.1 Définition de la fonction objectif

Dans le cas de notre étude, la fonction objectif prend en compte les coûts d'acquisition, d'opération, de maintenance et de remplacement des générateurs Diesels, du champ photovoltaïque et des onduleurs. On peut l'écrire de la manière suivante :

$$F = C_{I-PV} + C_{I-GD} + C_{I-OND} + C_{M-PV} + C_{M-GD} + C_{M-OND} + C_{O-GD} + C_{O-PV} + C_{O-OND} + C_{R-GD} + C_{R-PV} + C_{R-OND} - V_{R-PV} - V_{R-OND} - V_{R-GD} \quad (1)$$

Avec :

C_{I-PV} : le coût d'investissement du système PV;

C_{I-GD} : le coût d'investissement des générateurs Diesel ;

C_{I-OND} : le coût d'investissement des onduleurs ;

C_{M-PV} : le coût de maintenance du système PV ;

C_{M-GD} : le coût de maintenance des générateurs Diesel ;

C_{M-OND} : le coût de maintenance des onduleurs ;

C_{O-PV} : le coût d'opération du système PV ;

C_{O-GD} : le coût d'opération des générateurs Diesel ;

C_{O-OND} : le coût d'opération des onduleurs ;

C_{R-PV} : le coût de remplacement du système PV ;

C_{R-GD} : le coût de remplacement des générateurs Diesel ;

C_{R-OND} : le coût de remplacement des onduleurs ;

V_{R-PV} : la valeur résiduelle du système PV ;

V_{R-GD} : la valeur résiduelle des générateurs Diesel ;

V_{R-OND} : la valeur résiduelle des onduleurs.

Les différents coûts ci-dessus cités sont des valeurs actualisées. La procédure d'actualisation permet de prendre en compte le moment (année) où une dépense est réalisée [13].

Selon que les dépenses sont courantes (coût d'opération, de maintenance, etc.) ou non courantes (coûts de remplacement, etc.), le facteur d'actualisation des dépenses s'exprime respectivement de la manière suivante [14]:

$$PW(i, a, d) = \frac{\left(\frac{1+i}{1+a}\right) \left[\left(\frac{1+i}{1+a}\right)^d - 1 \right]}{\left(\frac{1+i}{1+a}\right)^{-1}} \quad (2)$$

$$PW(i, a', d) = \frac{\left(\frac{1+i}{1+a'}\right) \left[\left(\frac{1+i}{1+a'}\right)^d - 1 \right]}{\left(\frac{1+i}{1+a'}\right)^{-1}} \quad (3)$$

a , i et d sont respectivement le taux d'actualisation, le taux d'inflation et la durée du projet.

a' est le taux d'actualisation pour les dépenses non courantes et est donné par :

$$a' = \frac{(1+a)^{n_j}}{(1+i)^{n_j-1}} - 1 \quad (4)$$

n_j est la durée de vie du composant j .

Pour le calcul des valeurs résiduelles, la connaissance de la durée de vie restante du composant est nécessaire. Pour un composant j , la durée de vie restante est donnée par [15]:

$$nr_j = n_j - \left[d - n_j \cdot ENT \left(\frac{d}{n_j} \right) \right] \quad (5)$$

ENT arrondit un nombre à l'entier immédiatement inférieur.

Le facteur d'actualisation des valeurs résiduelles est donné par :

$$S(a, d) = \frac{1}{(1+a)^d} \quad (6)$$

Le facteur d'annualisation du coût d'acquisition d'un composant j est donné par :

$$A(a, n_j) = \frac{a \cdot (1+a)^{n_j}}{(1+a)^{n_j} - 1} \quad (7)$$

Dans les sections suivantes, nous évaluons les dépenses inhérentes à chacun des composants de notre modèle.

IV.3.2.2 Le coût d'investissement du système

IV.3.2.2.1 Coût d'investissement du champ PV

Le coût d'une installation PV varie en fonction de la puissance crête installée. Une analyse de coûts de quelques installations PV connectées au réseau [16] nous a permis d'établir la corrélation suivante qui donne le coût (en Euro/kW) d'une installation PV en fonction de la puissance crête installée (voir annexe C.2).

$$C_1 = a_1 \cdot P_{PV}^{-b_1} \quad (8)$$

C_1 est le coût de l'installation (en Euros/kW), a_1 et b_1 sont des constantes et sont respectivement égales à 5654 et 0,03. Le coefficient de détermination R^2 est égal à 0,84.

Le coût d'investissement du champ PV (en Euros) est donc égal à :

$$C_{I-PV} = P_{PV} \cdot C_1 \quad (9)$$

Soit :

$$C_{I-PV} = P_{PV} \cdot a_1 \cdot P_{PV}^{-b_1} \quad (10)$$

P_{PV} est la puissance crête de l'installation PV qui est une variable de décision de notre modèle. En posant :

$$P_{PV} = x_1 \quad (11)$$

On a :

$$C_{I-PV} = x_1 \cdot a_1 \cdot x_1^{-b_1} \quad (12)$$

Ou encore :

$$\underline{C_{I-PV} = a_1 \cdot x_1^{1-b_1}} \quad (13)$$

IV.3.2.2.2 Coût d'investissement des générateurs Diesel

D'après [2], le coût d'acquisition d'un générateur Diesel (en Euros/kW) est fonction de sa puissance nominale et peut se mettre sous la forme :

$$C_2 = a_2 P_{GD}^{-b_2} \quad (14)$$

P_{GD} est la puissance nominale d'un générateur Diesel. a_2 et b_2 sont des constantes, et valent respectivement 2544,9 et 0,72.

Pour un nombre n de générateurs Diesel, le coût d'investissement est égal à:

$$C_{I-GD} = n \cdot P_{GD} \cdot C_2 \quad (15)$$

Selon le point 3 du cahier des charges(CDC), la puissance nominale totale des générateurs Diesel installés doit satisfaire le pic de charge, ceci revient à :

$$n \cdot P_{GD} = D_{\max} \quad (16)$$

Où D_{\max} est le pic de charge.

Le coût d'investissement des générateurs diesel peut donc se mettre sous la forme :

$$C_{I-GD} = D_{\max} \cdot a_2 \cdot P_{GD}^{-b_2} \quad (17)$$

La puissance nominale du générateur Diesel est la deuxième variable de décision de notre problème. Posons :

$$P_{GD} = x_2 \quad (18)$$

En introduisant l'Eq. (19) dans l'Eq. (18), on a :

$$\underline{C_{I-GD} = a_2 \cdot D_{\max} \cdot x_2^{-b_2}} \quad (19)$$

IV.3.2.2.3 Coût d'investissement des onduleurs

Le coût d'acquisition d'un onduleur (en Euros/kW) est fonction de sa puissance nominale et peut se mettre sous la forme [2]:

$$C_3 = a_3 P_{OND}^{-b_3} \quad (20)$$

P_{OND} est la puissance nominale d'un onduleur. a_3 et b_3 sont des constantes et valent respectivement 1398,9 et 0,27.

Pour un nombre n' d'onduleurs, le coût d'investissement est égal à:

$$C_{I-OND} = n'.P_{OND}.C_3 \quad (21)$$

D'après le CDC (point7), la puissance nominale totale des onduleurs doit être égale à la puissance crête du champ PV, soit :

$$n'.P_{OND} = P_{PV} = x_1 \quad (22)$$

La puissance nominale d'un onduleur est la troisième variable de décision du modèle. On peut poser :

$$P_{OND} = x_3 \quad (23)$$

Il vient que le coût d'investissement des onduleurs peut être exprimé par la formule suivante:

$$\underline{C_{I-OND} = a_3 \cdot x_1 \cdot x_3^{-b_3}} \quad (24)$$

IV.3.2.3 Le coût de maintenance du système

IV.3.2.3.1 Coût de maintenance du champ PV

Le coût annuel de maintenance du système PV est généralement pris égal à un pourcentage de son coût d'investissement annualisé [14].

$$C_{M1-PV} = m.A(a, n_{PV})C_{I-PV} \quad (25)$$

m est le pourcentage correspondant au coût de maintenance du système PV et $A(a, n_{PV})$ est le facteur d'annualisation du coût d'investissement du champ PV.

Le coût de maintenance actualisé du système PV pour une année quelconque est égal à :

$$C_{M-PV} = m.PW(i, a, d).A(a, n_{PV})C_{I-PV} \quad (26)$$

$PW(i, a, d)$ est le facteur d'actualisation du coût d'investissement du champ PV.

Il s'en suit que le coût de maintenance du champ PV (Eq. (13) dans Eq. (26)) est donné par :

$$\underline{C_{M-PV} = m.PW(i, a, d).A(a, n_{PV}).a_1 \cdot x_1^{1-b_1}} \quad (27)$$

IV.3.2.3.2 Coût de maintenance des générateurs Diesel

Le coût de maintenance (en Euros par heure) d'un générateur Diesel peut être mis sous la forme [2] :

$$C_4 = a_4 + b_4 \cdot P_{GD} \quad (28)$$

P_{GD} est la puissance nominale du GD, a_4 et b_4 sont des constantes et sont respectivement égales à 0,17 et 0,0072.

Pour l'ensemble des n générateurs Diesel du système, le coût de maintenance annuel est égal à :

$$C_{M1-GD} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n [a_4 + b_4 \cdot P_{GD}] \cdot \varepsilon_{ti} \quad (29)$$

T est le nombre d'heures dans une année (T=8760).

ε_{ti} est l'état de fonctionnement (marche ou arrêt) du générateur i à l'instant t. ε_{ti} est égal à 1 si le GD est en marche et égal à 0 s'il est à l'arrêt.

En développant l'Eq. (31) on arrive à :

$$C_{M-GD} = (a_4 + b_4 \cdot P_{GD}) \cdot N \cdot \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \varepsilon_{ti} \quad (30)$$

Où N est le nombre de jours de fonctionnement des générateurs Diesel dans une année.

Le coût de maintenance actualisé des générateurs Diesel est donné par :

$$C_{M-GD} = (a_4 + b_4 \cdot P_{GD}) \cdot N \cdot PW(i, a, d) \cdot \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \varepsilon_{ti} \quad (31)$$

$\sum_{i=1}^n \varepsilon_{ti}$ donne le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement à l'instant t. Nous la prenons comme une autre variable de décision du modèle. Posons :

$$\sum_{i=1}^n \varepsilon_{ti} = x_{t+3} \quad (32)$$

L'Eq. (33) devient :

$$\underline{C_{M-GD} = (a_4 + b_4 \cdot x_2) \cdot N \cdot PW(i, a, d) \sum_{t=1}^{24} x_{t+3}} \quad (33)$$

IV.3.2.3.3 Coût de maintenance des onduleurs

Nous supposons que le coût de maintenance des onduleurs est négligeable, soit :

$$\underline{C_{M-OND} = 0} \quad (34)$$

IV.3.2.4 Le coût opératoire du système

IV.3.2.4.1 Coût opératoire du champ PV

Le coût d'opération du système PV est supposé nul, soit :

$$\underline{C_{O-PV} = 0} \quad (35)$$

IV.3.2.4.2 Coût opératoire des générateurs Diesel

Le coût horaire d'opération des générateurs diesel est donné par [17] :

$$C_{O1-GD} = C_0 \cdot [a_0 \cdot P_{GD-i}(t) + b_0 \cdot P_{GD}] \quad (36)$$

De l'Eq. (38), le coût annuel d'opération des GD se déduit ainsi qu'il suit :

$$C_{O2-GD} = C_0 \cdot \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n [a_0 \cdot P_{GD-i}(t) + b_0 \cdot P_{GD}] \cdot \varepsilon_{ii} \quad (37)$$

Où P_{GD} est la puissance nominale des générateurs ;

T est le nombre d'heures de fonctionnement des générateurs Diesel par an;

ε_{ii} caractérise l'état de marche ou d'arrêt du GD i à un instant t quelconque;

C_0 est le coût du litre de carburant ;

a_0 et b_0 sont les paramètres de consommation de chaque générateur Diesel;

$P_{GD-i}(t)$ est la puissance débitée par le générateur i à un temps t quelconque. Il est fonction du taux de charge du GD et est donné par :

$$P_{GD-i}(t) = P_{GD} \cdot \delta_i(t) \quad (38)$$

$\delta_i(t)$ est le taux de charge du générateur i à un instant t quelconque.

L'Eq. (37) peut se mettre sous la forme :

$$C_{O2-GD} = C_0 \cdot P_{GD} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n [a_0 \cdot \delta_i(t) + b_0] \cdot \varepsilon_{ii} \quad (39)$$

Nous supposons que tous les générateurs Diesel ont un même taux de charge à tout instant t , soit :

$$\delta_1(t) = \delta_2(t) = \dots = \delta_n(t) = \delta \quad (40)$$

Il vient que :

$$C_{O2-GD} = C_0 \cdot P_{GD} \cdot (a_0 \cdot \delta + b_0) \cdot N \cdot \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \varepsilon_{ii} \quad (41)$$

Le coût d'opération actualisé des GD est donné par :

$$C_{O-GD} = C_0 \cdot P_{GD} \cdot (a_0 \cdot \delta + b_0) \cdot N \cdot PW(i, a, d) \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \varepsilon_{ii} \quad (42)$$

N est le nombre de jours de fonctionnement des générateurs Diesel par an ;

Comme nous l'avons souligné précédemment, $\sum_{i=1}^n \varepsilon_{ij}$ est le nombre de générateurs diesel en fonctionnement à l'instant t .

On arrive à :

$$\underline{C_{O-GD} = C_0 (a_0 \cdot \delta + b_0) \cdot N \cdot PW(i, a, d) \cdot x_2 \cdot \sum_{t=1}^{24} x_{t+3}} \quad (43)$$

IV.3.2.4.3 Coût opératoire des onduleurs

Le coût d'opération des onduleurs est supposé nul, soit :

$$\underline{C_{O-OND} = 0} \quad (44)$$

IV.3.2.5 Coût de remplacement du système

IV.3.2.5.1 Coût de remplacement du champ PV

Nous supposons qu'il n'y a pas de remplacement des modules PV durant la période d'exploitation considérée.

$$\underline{C_{R-PV}} = 0 \quad (45)$$

IV.3.2.5.2 Coût de remplacement des générateurs Diesel

Le coût de remplacement actualisé des générateurs Diesel est donné par :

$$C_{R-GD} = PW(i, a'_1, d) \cdot C_{I-GD} \quad (46)$$

Soit :

$$\underline{C_{R-GD}} = PW(i, a'_1, d) \cdot a_2 \cdot D_{\max} \cdot x_2^{-b_2} \quad (47)$$

a'_1 est le taux d'actualisation ajusté pour le remplacement des GD.

IV.3.2.5.3 Coût de remplacement des onduleurs

Le coût de remplacement actualisé des onduleurs est donné par :

$$C_{R-OND} = PW(i, a'_2, d) \cdot C_{I-OND} \quad (48)$$

Soit :

$$\underline{C_{R-OND}} = PW(i, a'_2, d) \cdot a_3 \cdot x_1 \cdot x_3^{-b_3} \quad (49)$$

a'_2 est le taux d'actualisation ajusté pour le remplacement des onduleurs.

IV.3.2.6 Valeur résiduelle du système

IV.3.2.6.1 Valeur résiduelle du champ PV

La valeur résiduelle actualisée du champ PV est donnée par :

$$V_{R-PV} = S(a, d) \cdot \frac{nr_{PV}}{n_{PV}} C_{I-PV} \quad (50)$$

D'où

$$V_{R-PV} = S(a, d) \cdot \frac{nr_{PV}}{n_{PV}} \cdot a_1 \cdot x_1^{1-b_1} \quad (51)$$

nr_{PV} et n_{PV} sont respectivement la durée vie restante et la durée de vie totale des modules PV.

IV.3.2.6.2 Valeur résiduelle des générateurs Diesel

La valeur résiduelle actualisée des GD est donnée par :

$$V_{R-GD} = S(a, d) \cdot \frac{nr_{GD}}{n_{GD}} C_{I-GD} \quad (52)$$

Soit :

$$V_{R-GD} = S(a, d) \cdot \frac{nr_{GD}}{n_{GD}} \cdot D_{\max} \cdot a_2 \cdot x_2^{-b_2} \quad (53)$$

nr_{GD} et n_{GD} sont respectivement la durée vie restante et la durée de vie totale des GD.

IV.3.2.6.3 Valeur résiduelle des onduleurs

La valeur résiduelle actualisée des onduleurs est donnée par :

$$V_{R-OND} = S(a, d) \cdot \frac{nr_{OND}}{n_{OND}} C_{I-OND} \quad (54)$$

D'où

$$V_{R-OND} = S(a, d) \cdot \frac{nr_{OND}}{n_{OND}} \cdot x_1 \cdot a_3 \cdot x_3^{-b_3} \quad (55)$$

nr_{OND} et n_{OND} sont respectivement la durée vie restante et la durée de vie totale des onduleurs.

IV.3.2.7 Formulation du problème d'optimisation

La fonction objectif de notre problème se déduit des développements précédents. Ainsi, on a :

$$F = C_{I-PV} + C_{I-GD} + C_{I-OND} + C_{M-PV} + C_{M-GD} + C_{M-OND} + C_{O-GD} + C_{O-PV} + C_{O-ONG} + C_{R-GD} + C_{R-PV} + C_{R-OND} - V_{R-PV} - V_{R-OND} - V_{R-GD} \quad (56)$$

Soit :

$$\begin{aligned}
F(x) = & a_1 \left[1 + m.A(a, n_{PV}).PW(i, a, d) - S(a, d). \frac{nr_{PV}}{n_{PV}} \right] x_1^{1-b_1} + \\
& D_{\max} . a_2 \left[1 + PW(i, a_1', d) - S(a, d). \frac{nr_{GD}}{n_{GD}} \right] x_2^{-b_2} + \\
& a_3 \left[1 + PW(i, a_2', d) - S(a, d). \frac{nr_{Ond}}{n_{Ond}} \right] . x_1 x_3^{-b_3} + \\
& N.PW(i, a, d). [C_0.(a_0.\delta + b_0) + b_4] . x_2 . \sum_{t=1}^{24} x_{3+t} + \\
& N.PW(i, a, d). a_4 . \sum_{t=1}^{24} x_{3+t}
\end{aligned} \tag{57}$$

La fonction objectif peut se mettre sous la forme contractée suivante :

$$F(x) = k_1 . x_1^{1-b_1} + k_2 . x_2^{-b_2} + k_3 . x_1 . x_3^{-b_3} + k_4 . \sum_{t=1}^{24} x_{3+t} + k_5 . x_2 . \sum_{t=1}^{24} x_{3+t} \tag{58}$$

Avec

$$k_1 = a_1 \left[1 + m.A(a, n_{PV}).PW(i, a, d) - S(a, d). \frac{nr_{PV}}{n_{PV}} \right] \tag{59}$$

$$k_2 = D_{\max} . a_2 \left[1 + PW(i, a_1', d) - S(a, d). \frac{nr_{GD}}{n_{GD}} \right] \tag{60}$$

$$k_3 = a_3 . \left[1 + PW(i, a_2', d) - S(a, d). \frac{nr_{Ond}}{n_{Ond}} \right] \tag{61}$$

$$k_4 = N.PW(i, a, d). a_4 \tag{62}$$

$$k_5 = N.PW(i, a, d). [C_0.(a_0.\delta + b_0) + b_4] \tag{63}$$

Par ailleurs, d'après le cahier de charges, le système doit pouvoir à tout moment satisfaire la demande en puissance. Cela constitue la contrainte majeure du problème qui se traduit par l'équation suivante :

$$\frac{G(t)}{1000} \eta_{OND} . F_p . x_1 + \sum_{i=1}^n x_2 . \varepsilon_{ii} = D(t) \tag{64}$$

Soit

$$\frac{G(t)}{1000} \eta_{OND} . F_p . x_1 + x_2 \sum_{i=1}^n \varepsilon_{ii} = D(t) \tag{65}$$

Ou encore :

$$q_0 \cdot G(t) \cdot x_1 + x_2 \cdot x_{t+3} = D(t) \quad (66)$$

Avec :

$$q_0 = \eta_{OND} \cdot F_p / 1000 \quad (67)$$

$G(t)$ et $D(t)$ sont respectivement la radiation solaire et la demande en puissance à chaque instant (chaque heure) ;

η_{OND} est le rendement de l'onduleur et F_p est le facteur des différentes pertes enregistrées sur le champ PV.

La formulation du problème se résume donc en un problème d'optimisation sous contraintes (non linéaires) qui peut se mettre sous la forme :

$$\begin{cases} \text{Min} F(x) \\ \text{Avec :} \\ q_0 \cdot G(t) x_1 + x_2 \cdot x_{t+3} = D(t), \quad t = 1 : 24 \end{cases}$$

Il convient de souligner que le problème a 27 inconnues (variables de décision) à savoir :

x_1 : puissance crête du champ PV ;

x_2 : puissance nominale d'un générateur Diesel ;

x_3 : puissance nominale d'un onduleur ;

x_{t+3} (t=1 :24) : le nombre de générateur Diesel en fonctionnement à chaque heure de la journée.

IV.3.3 Résolution du problème

Comme nous l'avons montré dans ce qui précède, la formulation du problème conduit à un problème d'optimisation sous contraintes non linéaires.

Pour la résolution de ce problème, nous avons choisi d'utiliser pour les algorithmes génétiques. Les atouts de cet algorithme ont été précédemment présentés, surtout concernant la recherche d'un optimum global comme c'est le cas dans cette étude. Le solveur des algorithmes génétiques (ga) de la version 7.12.0 de MATLAB est utilisé.

Par ailleurs, le modèle développé a besoin comme paramètres d'entrée, des valeurs horaires de l'ensoleillement alors que les données généralement disponibles sont des valeurs moyennes journalières⁹. Nous avons utilisé le logiciel HOMER qui utilise l'algorithme de Graham [18] pour générer les valeurs horaires de l'ensoleillement à partir des données moyennes et de la latitude du lieu considéré. Nous reviendrons plus amplement sur le logiciel HOMER dans la partie IV de ce chapitre.

IV.4 APPLICATION : CAS DE LA VILLE DE SIBY AU MALI

Nous allons dans cette partie utiliser le modèle développé, le "Flexy Design" pour l'étude de cas de la ville de Siby au Mali. Cette ville est l'un des sites devant bénéficier de l'implantation d'une centrale hybride PV/Diesel d'environ 150 kW dans le cadre du projet « Flexy Energy ».¹⁰

Il convient de souligner que pour l'identification de la zone de projet dans chaque pays (au Burkina Faso et au Mali), l'approche a consisté à soumettre les critères généraux (accessibilité, respect des programmes nationaux d'électrification, taille de la population) aux partenaires nationaux (Sonabel¹¹ et EDM¹²), propriétaires finaux des centrales à la fin du projet afin que ces derniers proposent des sites potentiels. Cela visait à inscrire le projet dans la stratégie d'électrification adoptée par chaque partenaire.

L'étude qui est présentée dans la suite est basée sur les données réelles de charges enregistrées lors de l'enquête socio-économique réalisée dans le cadre du projet « Flexy Energy » [19].

IV.4.1 Caractéristiques de la ville de Siby

Siby (Latitude : 12°23' N; Longitude : 8°20' W) est un chef-lieu de commune situé à 45 km au Sud de Bamako (voir Figure IV.2).

Au dernier recensement de 2009, la population de cette commune était estimée à 26 633 personnes réparties dans 3 202 ménages. De façon générale, le taux d'électrification rurale au Mali est de l'ordre de 12%. Les objectifs quantifiés de la Politique Énergétique Nationale consistent à porter ce taux d'électrification rurale à 55% en 2015 [20]. Le « projet Flexy » s'inscrit donc bien dans cette politique.

Par ailleurs, comme le montre la figure IV.2, la ville de Siby, et le Mali de façon générale, est dotée d'un fort ensoleillement lui permettant d'être très favorable pour l'implantation des centrales solaires.

⁹ Le LESEE dispose de 2 stations météorologiques sur son site pour la mesure des données d'ensoleillement (directe et globale)

¹⁰ Le projet « Flexy Energy » est financé dans le cadre de la Facilité Énergie II de la commission de l'Union Européenne. La fondation 2iE est le coordonnateur de ce projet.

¹¹ Société Nationale d'Électricité du Burkina.

¹² Électricité Du Mali.

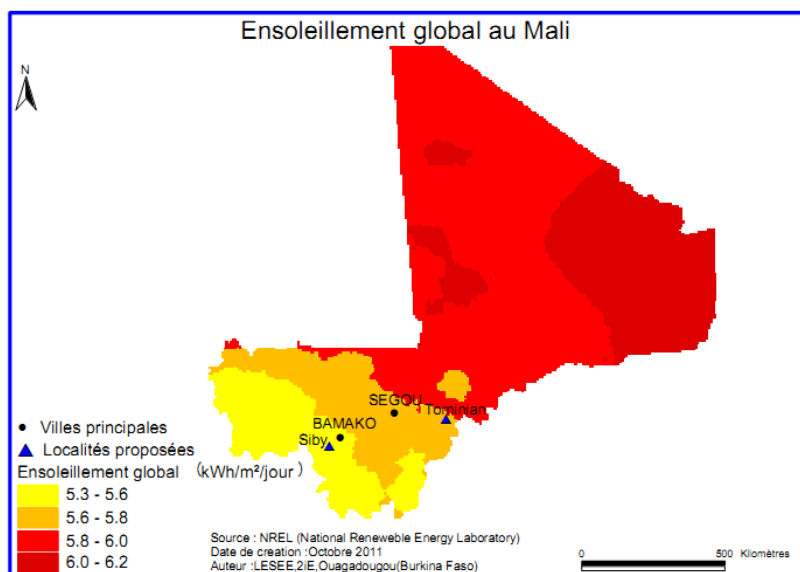


Figure IV.2 : Ensoleillement global au mali

A l'aide du logiciel HOMER, les données horaires d'ensoleillement nécessaires pour le modèle sont générées à partir de la valeur moyenne journalière d'ensoleillement.

La courbe de meilleur ensoleillement de la ville de Siby est celle du mois de janvier (Figure IV.3). Nous l'avons utilisé dans cette étude pour mieux appréhender la dynamique du système en cas de pénétration PV élevée. Les courbes d'ensoleillement pour les autres mois sont présentées à l'annexe C.3.

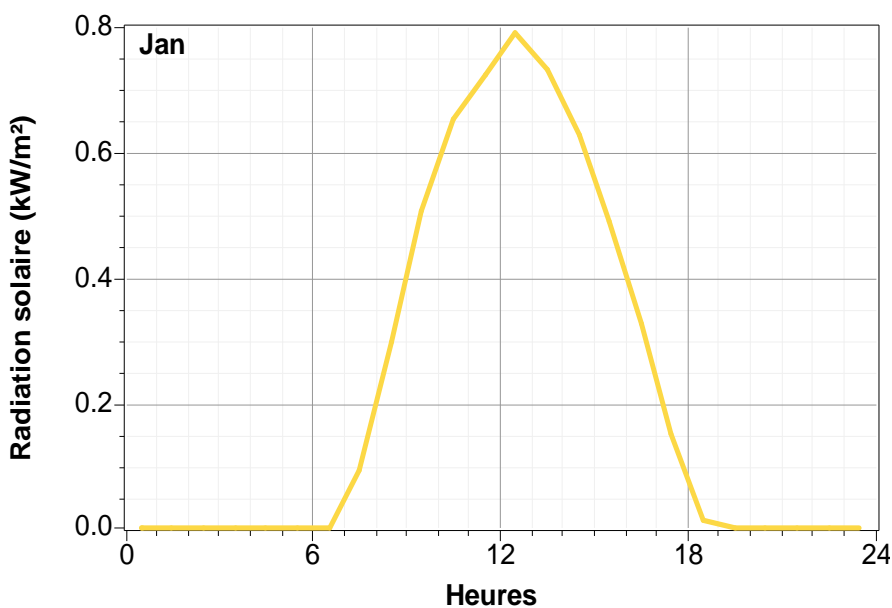


Figure IV.3 : Eclairage journalier de la ville de Siby

La figure IV.4 montre la courbe de charge journalière de la ville de Siby issue de l'enquête socio-économique [19] réalisée dans le cadre du projet « Flexy Energy ».

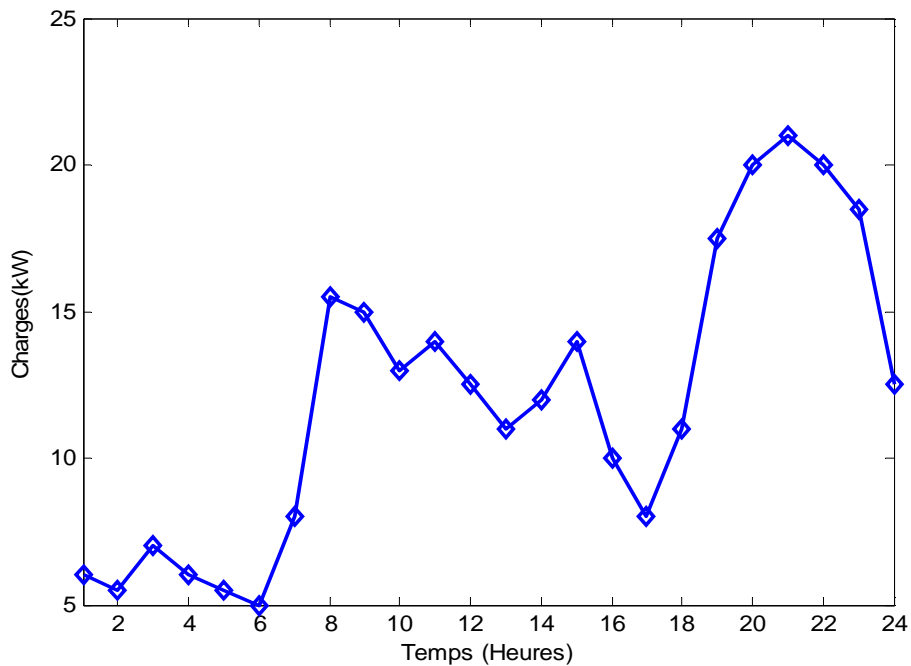


Figure IV.4: Courbe de charge journalière de la ville de Siby

L'évolution de cette courbe de charge peut être analysée de la façon suivante :

- Dans la journée (entre 6h et 16h), on enregistre majoritairement des activités de l'administration, des infrastructures communautaires (écoles, centres de santé, etc.), des activités économiques à travers les points de commerces, les ateliers d'artisanat, et autres ;
- Entre 16h et 17h, on a une baisse de consommation d'énergie au niveau de l'administration et une diminution progressive des activités économiques. Quelques points de commerce continuent de fonctionner ;
- A partir de 18h, la majeure partie de la population retourne dans les foyers, ce qui crée une augmentation de la consommation en énergie avec la mise en marche de divers appareils électriques. On enregistre aussi quelques points d'animation nocturnes. On a un pic de consommation entre 20h et 21h. Certaines infrastructures communautaires, notamment les centres de santé, l'éclairage de certains points publics continuent de fonctionner jusqu'au matin.

Les courbes d'ensoleillement et de charge ici présentées seront donc utilisées pour le dimensionnement d'une centrale hybride PV/Diesel sans stockage à l'aide du modèle développé.

IV.4.2 Résultats et discussions

Pour étudier la convergence des algorithmes génétiques dans le cas de notre problème, plusieurs simulations ont été faites avec des conditions aux limites différentes. En particulier, nous avons fait varier la valeur minimale du taux de pénétration solaire de 10% à 80%.

Nous ne présenterons ici que les résultats pour la valeur minimale de x_1 allant de 10 à 50% de la charge maximale. Les autres résultats (pour x_{1min} allant de 60% à 80% de la charge maximale) sont présentés à l'annexe C.4.

Il convient de rappeler que le problème d'optimisation a 27 variables notés x_i ($i=1$ à 27). x_1, x_2 et x_3 sont respectivement la puissance PV crête, la puissance nominale des générateurs Diesel et la puissance nominale des onduleurs ; les x_i ($i=1$ à 24) sont les nombres de générateurs diesel en fonctionnement à chaque heure de la journée. La résolution permettra de trouver la meilleure combinaison de ces variables qui permet de satisfaire la demande en puissance avec un coût minimal du système (ou de production du kWh).

L'étude est faite pour une durée de projet de 20 ans. Le tableau IV.1 suivant présente les valeurs des différents paramètres qui ont été utilisés dans cette étude.

Tableau IV.1 : Valeurs des paramètres utilisés dans la simulation

Champ PV	
Durée de vie des modules PV (années)	25
Coefficient d'acquisition α_1 (Euros)	5654
Coefficient d'acquisition b_1	0,03
Coefficient de maintenance m (%)	2
Générateurs Diesel	
Durée de vie (années)	8
Coefficient d'acquisition α_2 (Euros/kW)	2544,9
Coefficient d'acquisition b_2	0,72
Coefficient de consommation en carburant α_0 (L/kWh)	0,246
Coefficient de consommation en carburant b_0 (L/kWh)	0,084
Coefficient de maintenance α_4 (Euros/h)	0,17
Coefficient de maintenance b_4 (Euros/kWh)	0,007
Coût du carburant (Euros/L)	0,9
Taux de charge fixé δ (%)	80
Onduleur	
Coefficient d'acquisition α_3 (Euros/kW)	1398,9
Coefficient d'acquisition b_3	0,27
Rendement	0,95
Taux d'inflation, i (%)	4
Taux d'actualisation, a (%)	8

Tableau IV.2 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=10\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
2,88	5,00	1,44	1,20	1,10	1,40	1,20	1,10	1,00
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
1,57	3,00	2,80	2,30	2,45	2,12	1,82	2,05	2,52
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,80	1,48	2,11	3,50	4,00	4,20	4,00	3,70	2,50

Les valeurs non entières obtenues pour le nombre de groupe en fonctionnement à chaque heure nous permettent de comprendre la dynamique du fonctionnement des groupes Diesel. En effet, elles montrent qu'il y a à certaines heures de la journée un des groupes Diesel qui opère en dehors du taux de fonctionnement optimal (fixé ici à 80%). Par exemple la valeur de 3,50 (x22) signifierait qu'on a quatre générateurs Diesel en fonctionnement avec le quatrième qui n'opère qu'à 50% du taux de charge fixé.

IV.4.2.2 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 20%

Ici, les conditions aux limites sont les suivantes :

li=[4,2 ;3 ;1] et
ls=[15 ;21 ;10 ;6].

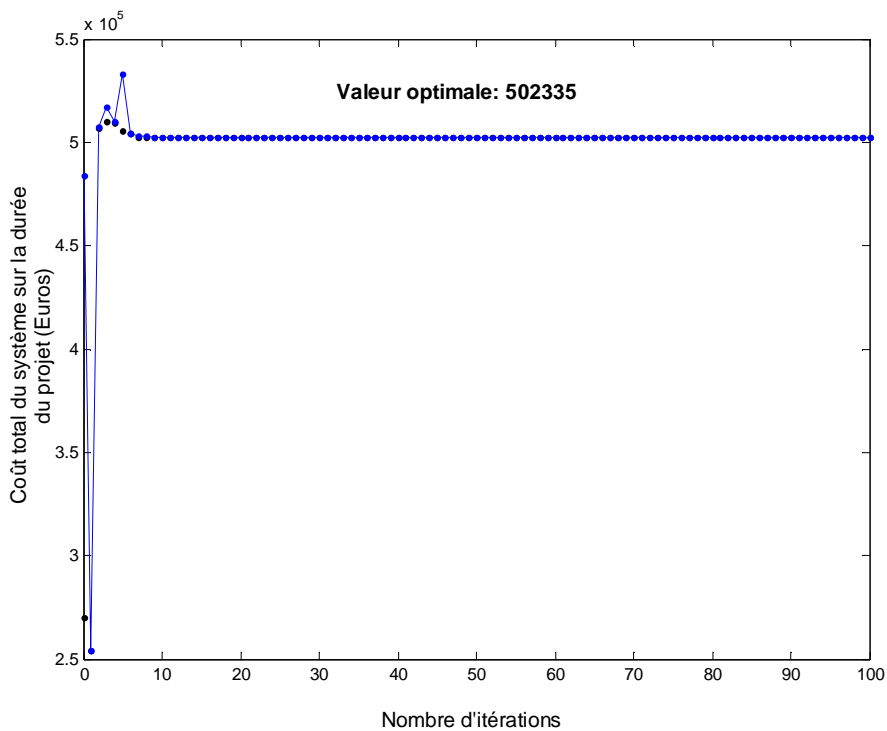


Figure IV.6 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=20\%$ *charge maximale

La figure IV.6 présentée ci-dessus suivante illustre l'évolution de la fonction objectif pendant les différentes itérations (ou générations) simulées par l'algorithme. La valeur optimale trouvée est de 502335 Euros. Elle correspond à un coût de production du kWh égal à 23,9 centimes d'Euros soit 156, 2 FCFA.

Les valeurs optimales des différentes variables de décision correspondantes sont présentées dans le tableau IV.3 suivant.

Tableau IV.3 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=20\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
4,45	4,93	2,23	1,22	1,12	1,42	1,22	1,12	1,01
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
1,58	2,99	2,73	2,17	2,30	1,94	1,63	1,89	2,40
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,72	1,43	2,10	3,55	4,06	4,26	4,06	3,75	2,54

L'optimisation nous donne dans le cas présent un champ PV de 4,45 kWc, 5 groupes Diesel d'une puissance de 4,9 kW chacun et de 2 onduleurs d'une puissance de 2,2 kW chacun.

Ici encore, on se rend compte que la valeur optimale de puissance PV installée est proche de la valeur minimale initiale. Aussi, à chaque heure de la journée, il y a un groupe Diesel qui fonctionne en dehors du taux de charge fixé.

IV.4.2.3 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 30%

Les conditions aux limites sont :

li=[6,3 ;3 ;1] et
ls=[15 ;21 ;10 ;6].

La figure IV.7 montre l'évolution de la fonction objectif pendant les différentes itérations simulées par l'algorithme. La valeur optimale trouvée ici est de 514884 Euros. Elle correspond à un coût de production du kWh égal à 24,4 centimes d'Euros soit 160, 1 FCFA.

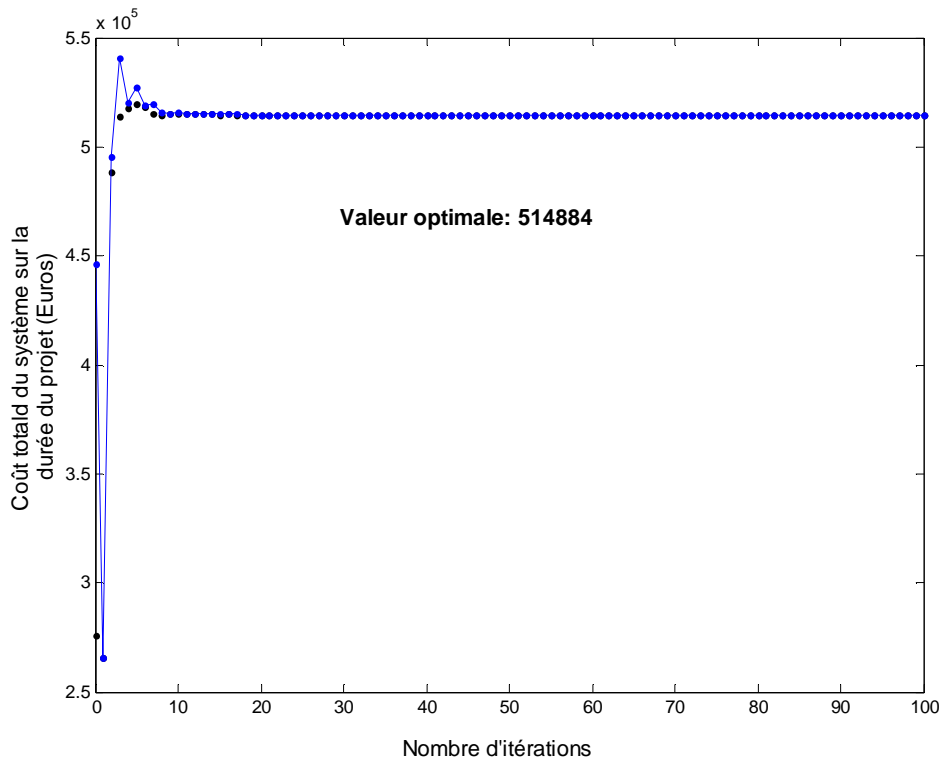


Figure IV.7 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=30\%$ *charge maximale

Les valeurs optimales des paramètres de décision correspondants sont regroupées dans le tableau IV.4 suivant.

Tableau IV.4 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=30\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
6,77	4,41	3,38	1,36	1,25	1,59	1,36	1,25	1,13
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
1,75	3,25	2,87	2,16	2,25	1,82	1,48	1,80	2,42
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,74	1,48	2,26	3,97	4,53	4,76	4,53	4,19	2,83

On a donc comme résultat de l'optimisation un champ PV de 6,77 kWc, 5 groupes Diesel de 4,4 kW chacun et 2 onduleurs de 3,38 kW chacun. L'analyse précédente faite sur la valeur optimale de la puissance PV crête et les groupes diesel en fonctionnement est valable ici.

IV.4.2.4 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 40%

Les conditions aux limites sont :

li=[8.4 ; 3 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1] et
ls=[15 ; 21 ; 10 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6 ; 6].

La courbe d'évolution de la fonction objectif correspondant aux valeurs obtenues lors des différentes itérations est présentée à la figure IV.8 suivante.

Dans ce cas, la valeur optimale de la fonction objectif est égale à 499794 Euros et correspond à un coût de production du kWh de 23,7 centimes d'Euros soit 155,4 FCFA.

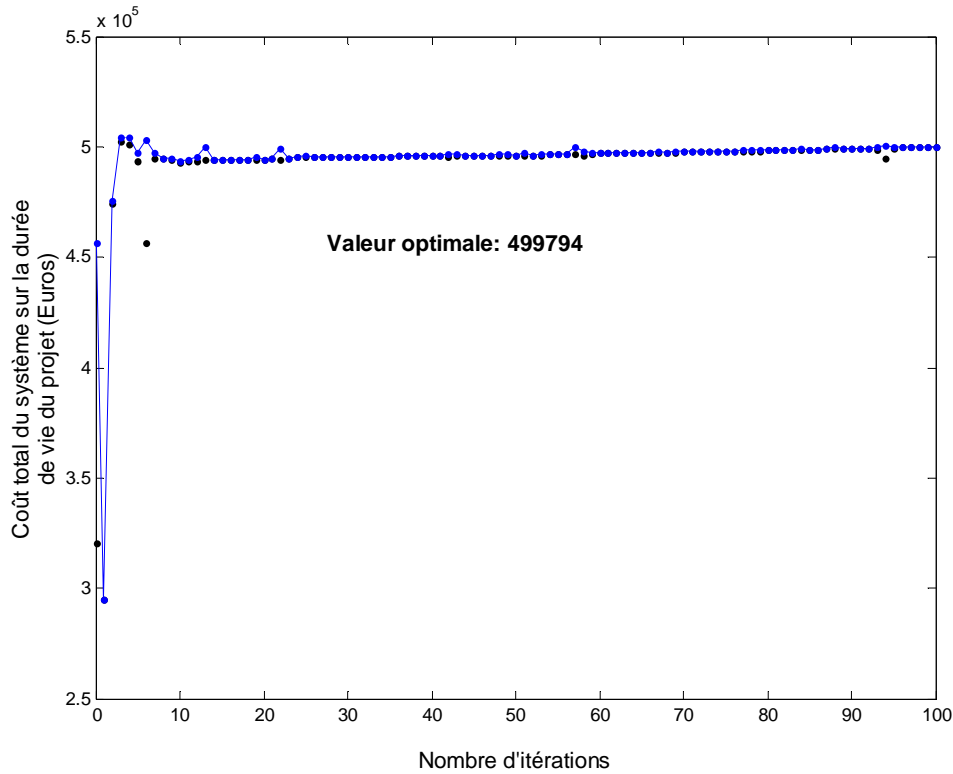


Figure IV.8 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1max}=40\%$ *charge maximale

Les valeurs des paramètres de décision correspondant à cet optimum sont regroupées dans le tableau IV. 5 suivant.

Tableau IV.5 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1max}=40\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
8,52	5,30	4,26	1,13	1,04	1,32	1,13	1,04	1,00
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
1,44	2,65	2,28	1,63	1,68	1,29	1,01	1,30	1,85
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,34	1,17	1,84	3,30	3,78	3,96	3,78	3,49	2,36

Ainsi la configuration optimale du système est composée dans ce cas d'un champ PV de 8,52 kWc, de quatre (4) générateurs Diesel d'une puissance nominale de 5,3 kW chacun et de deux (2) onduleurs de 4,26 kW chacun.

On peut remarquer que l'optimum de la fonction objectif obtenue dans ce cas est meilleur (plus faible) que celui des cas ($x_{1min}=20\%$ *charge maximale et $x_{1min}=30\%$ *charge maximale). Ainsi, cet optimum a plus de chance d'être un optimum global plutôt que local.

IV.4.2.5 : Valeur minimale du taux de pénétration PV fixée à 50%

Les conditions aux limites dans ce cas sont :

$li=[10.5 ; 3 ; 1]$ et

$ls=[15 ; 21 ; 10 ; 6]$.

La figure IV.9 montre le processus de recherche de l'optimum de la fonction objectif par l'algorithme. La valeur optimale trouvée est de 519 783 Euros. Elle correspond à coût de production du kWh de 24,7 centimes d'Euros, l'équivalent de 161,66 FCFA.

Les valeurs du vecteur décision correspondant à cet optimum sont résumées dans le tableau IV.6. La configuration optimale ici est composée d'un champ PV ayant une puissance crête de 10, 84 kW, cinq (5) générateurs Diesel d'une puissance nominale de 4,3 kW chacun et de deux(2) onduleurs de 5,4 kW chacun.

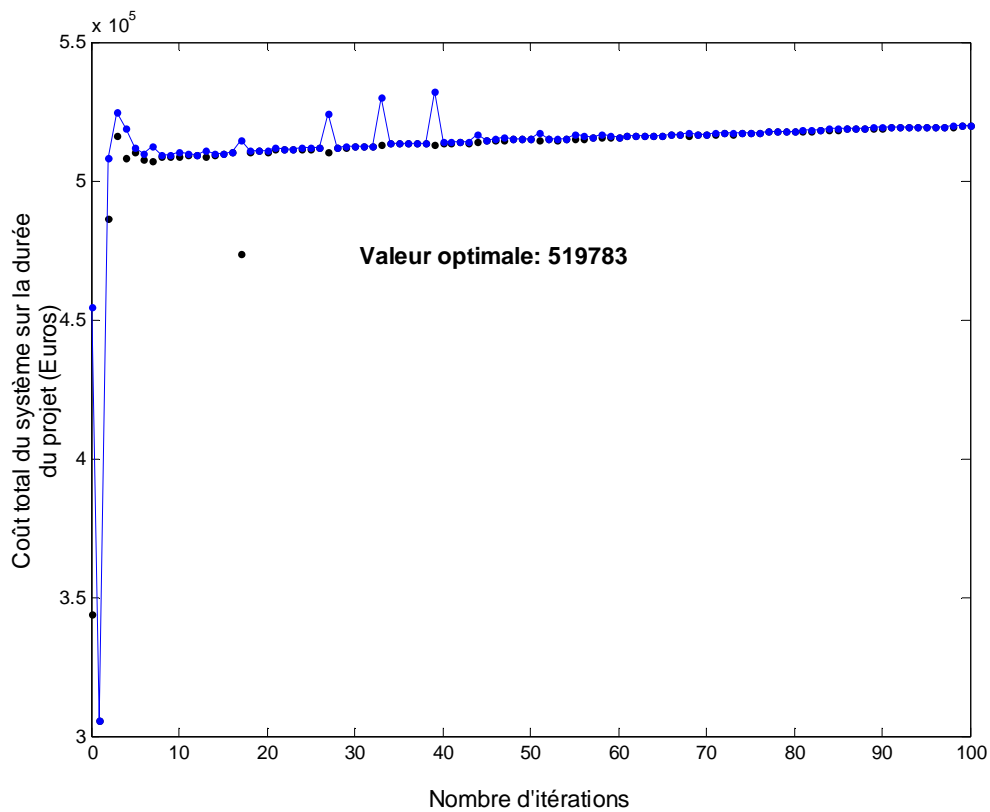


Figure IV.9 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=50\%$ *charge maximale

Comme pour les cas précédents, on observe ici pour certaines heures des valeurs non entières du nombre de générateurs Diesel en fonctionnement. Ces valeurs indiquent que l'un des générateurs Diesel fonctionne en dessous du taux optimal fixé dans le modèle. La partie décimale étant en fait le taux réel de charge d'un des générateurs par rapport à la valeur fixée.

Tableau IV.6 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=50\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
10,84	4,30	5,42	1,40	1,28	1,63	1,40	1,28	1,16
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
1,75	3,17	2,63	1,73	1,75	1,24	1,00	1,28	2,02
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,46	1,32	2,18	4,07	4,65	4,89	4,65	4,30	2,91

Par exemple, la valeur de 2,02(x_{18}) correspond à 3 générateurs diesel dont le dernier fonctionne seulement à 2% du taux fixé (80%) soit 1,6%.

De façon générale, les résultats obtenus montrent la nécessité d'intégrer dans le système une petite unité de stockage qui prendrait le relais en cas de très faible charge et éviterait ainsi de mieux utiliser les groupes Diesel.

Les autres résultats pour les autres valeurs du taux de pénétration PV ($x_{1min}=60\%$ *charge maximale, $x_{1min}=70\%$ *charge maximale, $x_{1min}=80\%$ *charge maximale) sont présentés à l'annexe C.4.

Cependant, la figure IV.10 suivante résume les valeurs optimales de la fonction objectif (par rapport à l'énergie produite) trouvées pour tous les cas étudiés.

On peut remarquer que la pénétration PV correspondant à environ 40% de la charge maximale pourrait correspondre à un optimum global de la fonction objectif. Toutefois, les algorithmes génétiques nécessitent un grand nombre d'essais pour s'assurer que la solution obtenue est bien l'optimum global recherché. Les optimums ainsi présentés sont susceptibles de varier légèrement si on exécute une nouvelle simulation.

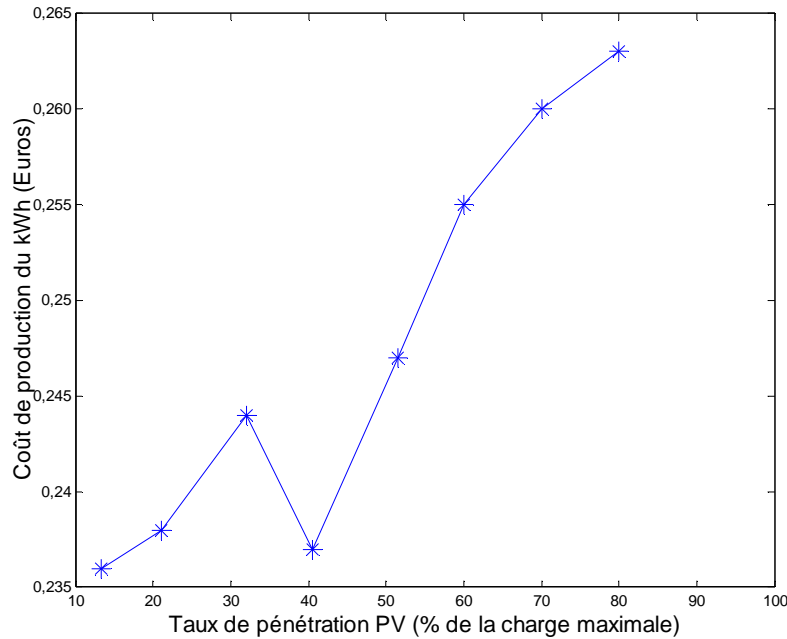


Figure IV.10 : Coût de production du kWh en fonction du taux de pénétration

Dans ce qui suit une confrontation entre le modèle développé et le logiciel HOMER est réalisée.

IV.4.3 Confrontation du « Flexy Design » avec HOMER

L'objectif de cette partie est de confronter le modèle développé avec le logiciel HOMER. La configuration optimale ci-dessus obtenue sera simulée avec HOMER et les résultats seront comparés à ceux obtenus avec le « Flexy Design ». Mais avant, nous présentons brièvement le logiciel HOMER.

IV.4.3.1 Présentation de HOMER

HOMER est un logiciel destiné à la simulation et l'optimisation de systèmes de génération électrique distribuée. Ce logiciel a été développé en 1993 par le National Renewable Energy Laboratory (NREL-USA) pour les programmes d'électrification rurale. Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Plusieurs composants peuvent être modélisés : les champs photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs Diesel, des batteries, etc.

Les éléments clés du modèle sont les deux bus AC et DC auxquels chaque convertisseur doit être lié. Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année.

En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

HOMER est un modèle de série chronologique et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le cout en capital-annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle et celui de remplacement, fonctionnement et entretien).

Une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limité à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5%, des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenus [21].

IV.4.3.2 Résultats avec le logiciel HOMER

La configuration optimale précédente correspondant à $x_{1min}=40\%$ *charge maximale a été simulée avec HOMER. Les valeurs optimales obtenues des différents composants sont utilisées comme paramètres d'entrée dans HOMER et ce dernier calcule le coût total du système sur la durée du projet.

Le synoptique du système simulé par HOMER est présenté à la figure IV.11 suivante.

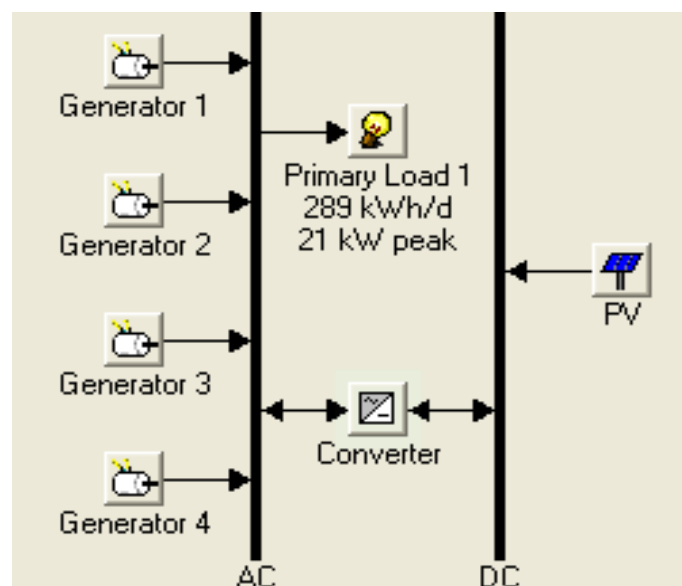


Figure IV.11 : Synoptique du système simulé avec HOMER

Le tableau IV. 7 suivant présente les différentes valeurs d'entrée des composants et le coût total du système.

Tableau IV.7 : Coût total du système calculé par HOMER

Puissance PV (kWc)	Puissance GD 1(kW)	Puissance GD2 (kW)	Puissance GD 3 (kW)	Puissance GD 4 (kW)	Puissance onduleur (kW)	Coût initial du système(Euros)	Coût total du système(Euros)
8,52	5,3	5,3	5,3	5,3	8,52	69 497	534 677

On peut observer que le coût total du système calculé par HOMER est de 534 677 Euros alors qu'il est de 499794 Euros avec le modèle développé et simulé avec les algorithmes génétiques. Ceci correspond à une différence d'environ 6,5% entre les deux résultats.

Cet écart nous semble acceptable et indique que le modèle développé peut très bien servir comme outil d'aide à la décision dans les projets d'implémentation des systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage. En plus, le modèle développé permet de faire du dimensionnement et de l'optimisation alors que HOMER ne sert que pour l'optimisation.

Comme il a été aussi signalé précédemment, les algorithmes génétiques, utilisés pour résoudre notre problème, nécessitent souvent un grand nombre d'essais pour arriver à l'optimum global. L'écart observé entre le modèle et HOMER pourrait s'affiner si d'autres essais étaient réalisés.

IV.5 CONCLUSION

Le développement d'un modèle pour le dimensionnement et l'optimisation des systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage a été effectué dans le présent chapitre. Le modèle développé est nommé le « Flexy Design ». Il s'agit d'un modèle de série chronologique qui en plus de donner la configuration globale du système (puissance crête PV, puissance nominale et nombre de générateurs Diesel, puissance nominale et nombre d'onduleurs) permet aussi de simuler la dynamique du système. En effet, pour chaque heure de la journée, le nombre de groupes Diesel en fonctionnement est donné ainsi que leur taux de charge. Les résultats de simulations obtenus à ce niveau ont montré qu'une des voies d'optimisation de la configuration des systèmes PV/Diesel sans stockage serait d'y inclure un petit module de stockage (par exemple à air comprimé) qui prendrait le relais pour des charges très faibles. Ceci éviterait ainsi aux groupes diesel d'opérer dans de très mauvaises conditions de charge.

La simulation effectuée avec les caractéristiques de la ville de Siby au Mali montre qu'on a un optimum (c.à.d. un faible coût de production du kWh) pour un taux de pénétration PV d'environ 40% (de la charge maximale).

Aussi, une confrontation des résultats obtenus avec le « Flexy Design » et avec le logiciel HOMER montre un écart de 6,5% entre ces derniers pour le cas simulé, ce qui nous semble

encourageant. Le modèle développé peut donc très bien servir comme outil d'aide à la décision.

Toutefois, le modèle n'intègre pas les considérations environnementales. Par exemple, une amélioration peut être faite en prenant en compte les pénalités d'émission de CO₂.

Le choix de la méthode de résolution nous semble aussi essentiel pour la qualité des résultats obtenus. Ainsi, l'utilisation des algorithmes de résolution autres que les algorithmes génétiques utilisés ici pourrait permettre de mieux examiner la qualité des résultats.

Somme toute, le travail réalisé ici se positionne comme une ébauche vers des applications numériques (solutions logicielles ou progiciels) en mesure de dimensionner et d'optimiser les systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage avec une gestion intelligente de la production et des charges.

REFERENCES

- [1] Mohamed Zeriab Es-Sadek , Contribution à l'optimisation globale. Approche déterministe et stochastique et application, thèse de doctorat, INSA de ROUEN, (2009)
- [2] Musseli M., Notton G., Louche A., Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management, Solar Energy, 65-3,143-157, (1999).
- [3] Elhadidy. M.A, S.M. shaahid, parametric study of hybrid(wind+solar+diesel) power generating systems Renewable Energy 66(1), 129-139, (2000)
- [4] Courtecuisse V., Supervision d'une centrale multi-sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique, thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Paris, (2008)
- [5] Hajji O., Contribution au développement des méthodes d'optimisation stochastiques, application à la conception des dispositifs électrotechniques, thèse de doctorat, école centrale de Lille, (2003).
- [6] Vas Cancelos J.A., Optimisation de formes de structures électromagnétiques, thèse de doctorat, école centrale de Lyon, (1994)
- [7] Vivier S., Stratégies d'optimisation par la méthode des plans d'expériences et applications aux dispositifs électromagnétiques modélisés par éléments finis, thèse de doctorat, université des sciences et technologies de Lille, (2002)
- [8] Costa C., Optimisation des dispositifs électromagnétiques dans un contexte d'analyse par la méthode des éléments finis, thèse de doctorat, INPG, (2001)
- [9] Sareni B., Méthodes d'optimisation multimodales associées à la modélisation numérique en électromagnétisme, thèse de doctorat, école centrale de Lyon, (1999).
- [10] Hansen, P. L., "Review of relevant studies of isolated systems", Riso-R-1109 (EN) (2000).
- [11] Turcotte D., M. Ross, F. Sheriff, "Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs", PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, (2001).
- [12] Lilienthal P., Lambert T., Gilma, P., Computer modeling of renewable power systems, Encyclopedia of energy 1, 633-647, (2004).
- [13] Cadiergues R., les calculs économiques, http://media.xpair.com/auxidev/nA90a_Bilans.pdf
- [14] Ajan C.W., Ahmed S.S., Ahmad H.B., Taha F., Mohd Zin A.A., On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: East Malaysian perspectives, Solar Energy 74, 453-467, (2003).
- [15] <http://www.homerenergy.com/>
- [16] http://www.peracod.sn/IMG/pdf/etude_de_faisabilite_technico-eco_de_la_filiere_PV_raccordee_reseau_au_Senegal.pdf
- [17] Skarstein, O., Uhlen, K., Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants. Wind Engineering 13, 72–87, (1989).
- [18] Graham V.A, Hollands K.G.T., A method to generate synthetic hourly solar radiation globally, Solar Energy, 44 (6), 333-341, (1990).
- [19] Azoumah Y., Sankara H., Bitibale S., Rapport de l'enquête socio-économique Siby, projet « Flexy Energy », Facilité Energie 2, UE, (2012)
- [20] <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/ER%20Mali%20resume%20exec%20final.pdf>
- [21] Fabrizio E., Modélisation des systèmes multi énergies dans les bâtiments, thèse de doctorat, INSA de Lyon, (2008).

**CONCLUSIONS GENERALES
ET
PERSPECTIVES**

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Ce travail a porté sur l'expérimentation et l'optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/Diesel (gasoil et biocarburant) sans stockage. Il s'inscrit dans le cadre de la validation du concept « Flexy Energy » développé par l'équipe du laboratoire énergie solaire et économie d'énergie (LESEE) de la fondation 2iE.

Le concept « Flexy Energy » est une approche originale qui vise principalement à accroître l'accès aux services énergétiques en zones rurales et périurbaines en Afrique Subsaharienne à travers la production d'électricité décentralisée via des centrales hybrides PV/groupe électrogène (Diesel ou biocarburants selon les disponibilités). Ce concept revendique la possibilité de by-passer l'utilisation des batteries d'accumulateurs pour le stockage ou alors de minimiser la taille du stockage pour que le coût de son remplacement en soit diminué.

Dans le cadre de cette étude un prototype expérimental (prototype « Flexy Energy ») a été mis sur pied au laboratoire énergie solaire et économie d'énergie (LESEE) de la fondation 2iE. Ce prototype est constitué d'un champ solaire PV d'une puissance de 2,85 kWc couplé à un générateur Diesel de puissance nominale 9,2 kW via un onduleur réseau monophasé de 3,3 kW.

Une partie de ce travail (chapitres II et III) a été consacrée à l'étude expérimentale du prototype « Flexy Energy » dans le but de mieux appréhender les performances des systèmes PV/Diesel sans stockage en situation réelle de fonctionnement.

Le chapitre II s'est intéressé à l'aspect quantitatif de cette étude expérimentale. Les performances du système (consommation spécifique et rendement du générateur Diesel, production du champ PV, capacité du système global à satisfaire la demande) ont été évaluées sous différents profils de charge et d'ensoleillement. Les tests ont été effectués sur le système en fonctionnement au gasoil dans un premier temps (partie I) et ensuite en fonctionnement avec un biocarburant, l'huile de coton (partie II).

De façon générale, il est ressorti à ce niveau de l'étude plusieurs conclusions :

- Quelque soit le type de carburant utilisé et le profil de charge, les performances du système hybride sont médiocres pour des faibles demandes en puissance ; cependant ces performances s'améliorent lorsque la demande en puissance évolue et que la charge du groupe diesel (GD) tend vers sa puissance nominale (autour de 80% de la puissance nominale) ;
- L'utilisation des huiles végétales (HVP) dans les moteurs Diesel ne posent pas de problèmes techniques majeurs une fois que les adaptations nécessaires sont faites. Toutefois, compte tenu des propriétés carburant des HVP (notamment, la forte densité et un faible PCI comparé au gasoil), une surconsommation en carburant moyenne de l'ordre de 18% a été enregistrée avec l'huile de coton comparativement au gasoil.
- Des charges plus élevées que la puissance nominale du GD (105% de la puissance nominale dans le cas de cette étude), peuvent créer pendant les moments de fortes baisses d'ensoleillement des surcharges au niveau du GD ; cette situation est susceptible de causer un effondrement du système global en cas de persistance.

L'étude de l'aspect qualitatif de l'énergie produite par le prototype « Flexy Energy » a également constitué un des objectifs de ce travail ; il a été abordé dans le chapitre III. Les paramètres électriques du réseau (les harmoniques, les surtensions ou les creux de tension, l'équilibre des phases) ont été étudiés. On a relevé à ce niveau que même pour un fort taux de pénétration PV dans le réseau (entre 71% et 86% pour le cas étudié), la qualité de la tension peut être assurée si toutefois l'onduleur réseau utilisé n'est pas de nature à créer des distorsions d'harmoniques excessives. On a noté en effet une génération de taux de distorsion harmoniques (THD) en tension maximal de 1% due à l'onduleur alors que le THD en tension dû à l'alternateur du groupe Diesel est de 3,9%. Aussi, les THD en courant enregistrés (moins de 5%) sont bien loin de la limite (10%) prévue par la norme. La génération des harmoniques dans le réseau étant principalement due aux charges non linéaires (composants de l'électronique de puissance), les faibles valeurs des harmoniques enregistrées peuvent s'expliquer par la nature linéaire des charges utilisées dans les tests.

Une autre partie de ce travail (chapitre IV) a porté sur la modélisation et l'optimisation des systèmes hybrides PV/diesel sans stockage. L'objectif ici était de développer un modèle pour le dimensionnement et l'optimisation des systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage. Un modèle de série chronologique nommé le « Flexy Design » a été développé. Il permet non seulement de dimensionner le système (puissance crête PV, puissance nominale et nombre de générateurs Diesel, puissance nominale et nombre d'onduleurs) mais aussi de simuler la dynamique du système. En effet, pour chaque heure de la journée, le nombre de groupes Diesels en fonctionnement est donné ainsi que leur taux de charge.

Une confrontation des résultats obtenus avec le « Flexy Design » et avec le logiciel HOMER a montré un écart d'environ 6,5% entre ces derniers pour le cas simulé, ce qui nous semble assez encourageant. Le modèle développé peut donc très bien servir comme outil d'aide à la décision dans les projets traitant des systèmes hybrides PV/Diesel.

Le travail réalisé ici se positionne ainsi comme une ébauche vers des applications numériques (solutions logicielles ou progiciels) en mesure de dimensionner et d'optimiser les systèmes hybrides PV/Diesel sans stockage avec une gestion intelligente de la production et des charges. Toutefois, la prise en compte d'autres paramètres tels que les pénalités d'émission de CO₂ ainsi qu'un stockage de gestion pourrait permettre d'améliorer le modèle proposé.

Par ailleurs, les résultats des tests effectués ainsi que les résultats de simulations réalisées avec le « Flexy Design » ont fait ressortir la nécessité d'optimiser le prototype « Flexy Energy » et de façon générale, les systèmes hybrides PV/Diesel à plusieurs niveaux :

- **Au niveau de la configuration du système** : Plusieurs groupes électrogènes de plus petite puissance fonctionnant en parallèle (au lieu d'un seul groupe de grande puissance) pourraient permettre au système d'avoir une meilleure efficacité. Chaque groupe devra ainsi fonctionner dans une plage bien définie (plage optimale) ;
- **Au niveau de la gestion de la production et des charges** : Des charges de délestage telles que des systèmes de pompage ou de traitement de l'eau pourraient être prévues et seraient sollicitées lorsque les groupes Diesel sont chargés en dessous de leur seuil de fonctionnement optimal.

Aussi, les résultats obtenus ont montré la nécessité d'inclure un stockage de gestion qui d'une part devrait soulager le système en cas d'à-coups de puissance lié à l'intermittence de la ressource solaire et d'autre part prendrait le relais des groupes Diesels pour de très faibles niveaux de charge, permettant ainsi une meilleure utilisation de ces derniers.

Toutefois, ces niveaux d'optimisation requièrent la mise en œuvre d'un système intelligent de gestion de l'énergie et des charges au sein du système. Les travaux en cours sur le prototype « Flexy Energy » ont déjà permis d'amorcer le développement d'un système de gestion de la production et des charges dénommé le « Flexy Control ». Ce système de gestion reste cependant à parfaire et son impact sur les performances du système, notamment sur la diminution du coût de production du kWh devra être démontré par d'autres tests sur le prototype « Flexy Energy ».

Les résultats ainsi que les pistes d'améliorations présentés ci-dessus, nous amène à définir les perspectives à ce travail.

En premier lieu, améliorer le modèle développé en prenant en compte l'aspect environnemental (pénalités d'émission de CO₂) et en y intégrant un stockage de gestion approprié. Aussi, le modèle proposé ne traite que de l'aspect électrique, la prise en compte de l'aspect énergétique (électricité et froid) serait intéressante.

Les critères d'optimisation ici seront la minimisation du coût de production du kWh électrique et la maximisation de la quantité de froid produite.

Aussi, le modèle proposé ne traite que le cas des groupes électrogènes de puissances identiques. Un modèle amélioré pouvant proposer plusieurs groupes Diesel de puissances différentes en fonction du profil de charge et d'ensoleillement serait une piste à explorer.

Toutefois, la considération de ces nouveaux paramètres est susceptible de complexifier d'avantage le problème d'optimisation et devra nécessiter le recours aux algorithmes robustes d'optimisation tel que évoqué au chapitre IV.

Par ailleurs, il serait intéressant d'étudier le modèle développé avec plusieurs méthodes de résolution car ces dernières influent sur la qualité des résultats de l'optimisation.

Ensuite, la finalisation du développement du « Flexy Control » et l'étude de son impact sur les performances du prototype « Flexy Energy » permettront de bien mettre en exergue la pertinence d'une telle approche.

Enfin, le concept « Flexy Energy » ayant pour populations cibles, les zones rurales d'Afrique Subsaharienne, il serait intéressant d'étudier la configuration de l'architecture de réseaux de centrales hybrides qui minimiserait le coût global de production électrique pour une agglomération de villages donnée.

ANNEXES

ANNEXE A.1: Spécifications des modules PV [1]



All HIP-xxxBA3 Models

Electrical Specifications		180W	186W	190W	195W	200W	205W
Rated Power (Pmax) ¹	W	180	186	190	195	200	205
Maximum Power Voltage (Vpm)	V	54.0	54.4	54.8	55.3	55.8	56.7
Maximum Power Current (Ipm)	A	3.33	3.42	3.47	3.53	3.59	3.62
Open Circuit Voltage (Voc)	V	66.4	67.0	67.5	68.1	68.7	68.8
Short Circuit Current (Isc)	A	3.65	3.71	3.75	3.79	3.83	3.84
Minimum Power (Pmin)	W	171.0	176.7	180.5	185.3	190.0	194.8
Max System Voltage (Vsys)	V	600	600	600	600	600	600
Series Fuse Rating	A	15	15	15	15	15	15
Temperature Coefficient (Pmax)	%/°C	-0.33	-0.30	-0.30	-0.30	-0.29	-0.29
Temperature Coefficient (Voc)	V/°C	-0.173	-0.168	-0.169	-0.170	-0.172	-0.172
Temperature Coefficient (Isc)	mA/°C	1.10	0.85	0.86	0.87	0.88	0.88
Electrical Tolerance	%	+10/-5	+10/-5	+10/-5	+10/-5	+10/-5	+10/-5
Warranted Tolerance	%	+10/-0	+10/-0	+10/-0	+10/-0	+10/-0	+10/-0
Cell Efficiency	%	17.8	18.4	18.8	19.3	19.7	20.2
Module Efficiency	%	15.3	15.8	16.1	16.5	17.0	17.4
Power per Sq. Foot	W	14.2	14.7	15.0	15.4	15.8	16.2

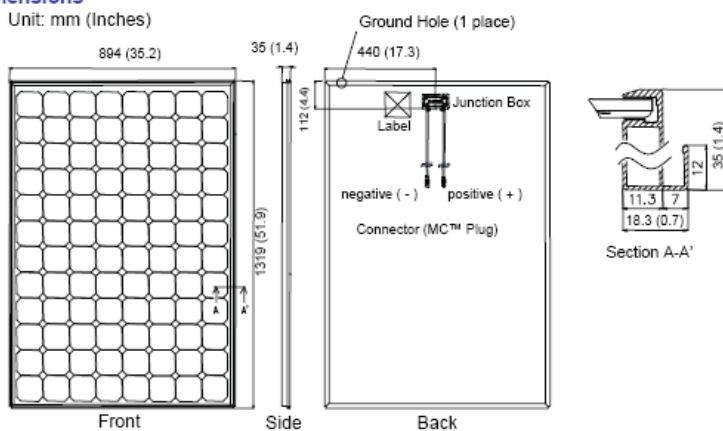
Mechanical Specifications

Internal Bypass Diodes	4 Bypass Diodes
Module Area (m ²)	12.69 Ft ² (1.18m ²)
Weight (kg)	30.86 Lbs. (14kg)
Dimensions LxWxH (mm)	51.9x35.2x1.4in (1319x894x35mm)
Cable Length - Male/+Female (mm)	30.7/24.8in (780/630mm)
Cable Size / Connector Type	No.12 AWG / MC TM Connectors
Static Load Wind / Snow (Pa)	50PSF (2400Pa) / 39PSF (1876Pa)
Pallet Dimensions LxWxH (mm)	53x36x63in (1346x912x1600mm)
Pieces per Full Pallet / Weight (kg)	36pcs / 1111 Lbs (504kg)
Quantity per 20'/40'/53' Container	360pcs / 756pcs / 972pcs

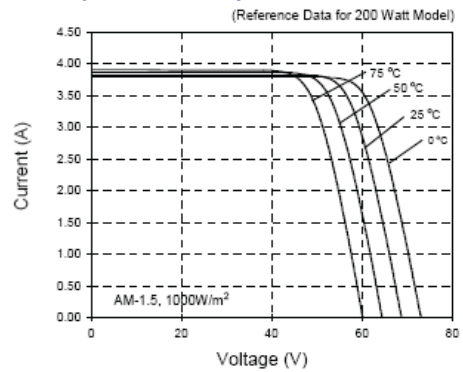
Operating Conditions & Safety Ratings

Temperature (°C)	-4°F to 104°F (-20°C to 40°C) ²
Hail Safety Impact Velocity	1" hailstone (25mm) at 52mph (23m/s)
Fire Safety Classification	Class C
Safety & Rating Certifications	UL 1703, cUL, CEC
Limited Warranties	2 Years Workmanship / 20 Years Power Output
¹ STC: Cell Temp. 25°C, AM1.5, 1000W/m ² ² Monthly average low and high of the site.	

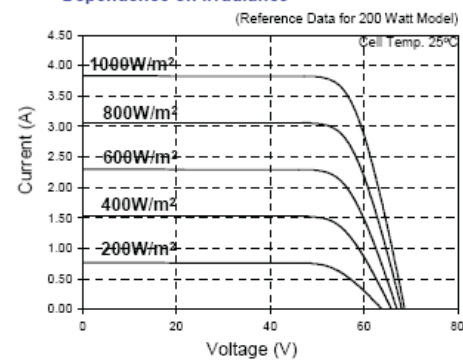
Dimensions



Dependence on Temperature



Dependence on Irradiance



CAUTION! Read the operating instructions carefully before use of these products.

Note: Specifications and products above may change without notice. 04/01/07

Visit www.SANYO.com or contact an Authorized Representative for more information:

ANNEXE A.2: Caractéristiques techniques du générateur Diesel [2]

Annexe A.2.1 : Caractéristiques générales



DESCRIPTIF

- ➔ Régulation mécanique
- ➔ Châssis mécanosoudé avec suspensions anti-vibratiles
- ➔ Disjoncteur de puissance
- ➔ Radiateur pour température faisceau 48/50°C maxi avec ventilateur mécanique
- ➔ Grille de protection ventilateur et parties tournantes
- ➔ Silencieux atténuation 9dB(A) livré séparé
- ➔ Batterie(s) chargée(s) avec électrolyte
- ➔ Démarreur et alternateur de charge 12V
- ➔ Livré avec huile et liquide de refroidissement -30°C
- ➔ Manuel d'utilisation et de mise en service

DEFINITION DES PUISSANCES

PRP : Puissance principale disponible en continue sous charge variable pendant un nombre d'heure illimité par an en accord avec iso 8528-1.
 ESP : Puissance Stand-by disponible pour une utilisation secours sous charge variable en accord avec ISO8528-1, pas de surcharge disponible dans ce service.

CONDITIONS D'UTILISATION

Selon la norme ISO8528, la puissance nominale assignée du groupe électrogène est donnée pour une température d'air ambiant de 25°C, d'une pression barométrique de 100 kPA (Environ 100m d'altitude), et une humidité relative de 30%. Pour des conditions particulières à votre installation, se reporter au tableau de détarage.

INCERTITUDE ASSOCIEE

Pour les groupes électrogènes utilisés en intérieur, pour lesquels les niveaux de pression acoustique dépendent des conditions d'installation, il n'est pas possible de spécifier les niveaux de bruit ambiant dans les instructions d'exploitation et de maintenance. Aussi, nos instructions d'exploitation et de maintenance contiennent un avertissement concernant les dangers du bruit aérien et la nécessité de mettre en oeuvre des mesures préventives appropriées.

T12K

Type moteur	S3L2-SD
Type alternateur	ECP3-1L/4
Classe de performance	G1

CARACTERISTIQUES GENERALES

Fréquence (Hz)	50
Tension de Référence (V)	400/230
Puissance max ESP (kVA)	11,50
Puissance max ESP (kWe)	9,20
Puissance max PRP (kVA)	10,50
Puissance max PRP (kWe)	8,40
Intensité (A)	17
Coffret Standard	NEXYS
Coffret en Option	TELYS

ENCOMBREMENTS ET NIVEAUX SONORES

ENCOMBREMENT VERSION COMPACT

Longueur (mm)	1405
Largeur (mm)	715
Hauteur (mm)	1053
Poids net (kg)	387
Capacité de réservoir (L)	50

ENCOMBREMENT VERSION INSONORISEE

Type d'insonorisation	M126
Longueur (mm)	1750
Largeur (mm)	775
Hauteur (mm)	1230
Poids net (kg)	530
Capacité du réservoir (L)	50
Niveau de pression acoustique @1m dB(A)(N/A)	69
Niveau de puissance acoustique garanti (Lwa)	87

TABLEAU DES PUISSANCES

Tensions	ESP		PRP		Ampères secours
	kWe	kVA	kWe	kVA	
415/240	9,2	11,5	8,4	10,5	16
400/230	9,2	11,5	8,4	10,5	17
380/220	9,2	11,5	8,4	10,5	17
200/115	9,2	11,5	8,4	10,5	33
240 TRI	9,2	11,5	8,4	10,5	28
230 TRI	9,2	11,5	8,4	10,5	29
220 TRI	9,2	11,5	8,4	10,5	30
220/127	7,6	9,5	6,9	8,6	25

Annexe A.2.2 : Caractéristiques du moteur



T12K

CARACTERISTIQUES MOTEUR

DONNEES GENERALES Moteur

Marque moteur	MITSUBISHI S3L2-SD , 4- temps, Athmo , N/A 3 X
Disposition des cylindres	L
Cylindrée (L)	1,32
Alésage (mm) x Course (mm)	78 x 92
Taux de compression	22 : 1
Vitesse (RPM)	1500
Vitesse de pistons (m/s)	4,60
Puissance ESP (kW)	11,20
Classe de régulation (%)	+/- 2.5%
BMEP (bar)	6,13
Type de régulation	Mécanique

SYSTEME DE REFROIDISSEMENT

Capacité moteur et radiateur (L)	4,20
Température d'eau max (C°)	111
Température d'eau en sortie (C°)	93
Puissance ventilateur (kW)	0,40
Débit d'air ventilateur Dp=0 (m3/s)	0,50
Contrepression disponible sur air (mm CE)	10
Type de réfrigérant	Gencool
Thermostat (C°)	82-95

EMISSIONS

Emission PM (mg/Nm3)	80
Emission CO (mg/Nm3)	140
Emission HCNOx (mg/Nm3)	N/A
Emission HC (mg/Nm3)	50

ECHAPPEMENT

Température des gaz d'échappement (C°)	400
Débit de gaz d'échappement (L/s)	36,50
Contre-pression echappement (mm CE)	700

CARBURANT

Conso. carburant 110% (L/h)	N/A
Conso. 100% charge (L/h)	3,10
Conso. 75% charge (L/h)	2,50
Conso. 50% charge (L/h)	2,10
Débit max. pompe fuel (L/h)	18

HUILE

Capacité d'huile (L)	4,20
Pression huile mini (bar)	0,50
Pression huile maxi (bar)	4
Conso. d'huile 100% charge (L/h)	0,018
Capacité d'huile carter (L)	3,70

BILAN THERMIQUE

Chaleur rejetée dans l'échappement (kW)	10
Chaleur rayonnée (kW)	1
Chaleur rejetée dans l'eau (kW)	9.8

AIR D'ADMISSION

Contre pression d'admission max (mm CE)	200
Débit d'air combustion (L/s)	13,60

Annexe A.2.3 : Caractéristiques de l'alternateur



T12K

CARACTERISTIQUES ALTERNATEUR

DONNEES GENERALES		AUTRES DONNEES	
Marque d'alternateur	N/A	Puissance nominale continue 40°C (kVA)	11
Type alternateur	ECP3-1L/4	Puissance secours 27°C (kVA)	12
Nombre de phase	3	Rendement à 4/4 charge (%)	85,90
Facteur Puissance (cos Phi)	N/A	Débit d'air (m3/s)	0,055
Altitude (m)	0 à 1000	Rapport de court circuit (Kcc)	0,90
Survitesses (rpm)	2250	R. longitudinale synchrone non saturée (Xd) (%)	215
Nombre de pôles	4	R. transversale synchrone non saturée (Xq) (%)	68,80
Système d'excitation	AVR	CT transitoire à vide (T'do) (ms)	0,79
Classe d'isolement / Classe T° en continue 40°C	H / N/A	R. longitudinale transitoire saturée (X'd) (%)	21,50
Régulation	SR7/2	CT transitoire en Court circuit (T'd) (ms)	36
Taux d'harmonique à vide TGH/THC (%)	N/A	R. longitudinale subtransitoire saturée (X" d) (%)	15,20
Forme d'onde : NEMA = TIF- (TGH/THC)	<50	CT subtransitoire (T" d) (ms)	13
Forme d'onde : CEI = FHT-(TGH/THC)	<2	R. transversale subtransitoire saturée (X"q) (%)	79,90
Nombre de paliers	1	R. homopolaire non saturée (Xo) (%)	6
Accouplement	Direct	R. inverse saturée (X2) (%)	18,30
Régulation de tension à régime établi (%)	N/A	CT de l'induit (Ta) (ms)	46
Temps de réponse (Delta U = 20% transitoire) (ms)	N/A	Courant d'excitation à vide (io) (A)	0,34
		Courant d'excitation en charge (ic) (A)	1,46
		Tension d'excitation en charge (uc) (V)	0
		Temps de réponse (Delta U = 20% transitoire) (ms)	N/A
		Démarrage (Delta U = 20% perm. ou 50% trans.) (kVA)	0
		Delta U transitoire 4/4 charge-Cos Phi 0,8 AR (%)	0
		Perte à vide (W)	0
		Dissipation de chaleur (W)	1444

ENCOMBREMENTS ET NIVEAUX SONORES

CONTAINMENT	
Type d'insonorisation	M126-DW
Longueur (mm).	1797
Largeur (mm).	775
Hauteur (mm).	1391
Poids net (kg).	615
Capacité du réservoir (L).	93
Niveau de pression acoustique @1m dB(A)(N/A)	69
Niveau de puissance acoustique garanti (Lwa)	87

ANNEXE A. 3: Spécifications techniques de l'onduleur (Sunny Boy) [3]

		Caractéristiques techniques
		Sunny Boy 3300
<p>Performant</p> <ul style="list-style-type: none"> • Refroidissement Opticool • Rendement maximal de 95,6 % 	<p>Valeurs d'entrée</p> <p>Puissance DC max. ($P_{DC, max}$) Tension DC max. ($U_{DC, max}$) Plage de tension PV, MPPT (U_{MPP}) Courant d'entrée max. ($I_{PV, max}$) Tension DC résiduelle (U_{SS}) Nombre max. d'entrées (parallèle) Dispositif d'interruption DC Varistors à surveillance thermique Contrôleur d'isolement Protection inversion des pôles</p>	<p>3820 W 500 V 200 V - 400 V 20 A < 10 % 3 connecteur à fiche, ESS Oui Oui diode en court-circuit</p>
<p>Sécurité optimale</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interrupteur sectionneur DC intégré ESS • Séparation galvanique 	<p>Valeurs de sortie</p> <p>Puissance AC max. ($P_{AC, max}$) Puissance nominale ($P_{AC, nom}$) Coeff. dist. harm. courant réseau Tension nominale AC ($U_{AC, nom}$) Fréquence nominale ($f_{AC, nom}$) Coefficient de puissance ($\cos \Phi$) Résistance aux courts-circuits Raccordement au réseau</p>	<p>3600 W 3300 W < 4 % 220 V - 240 V 50 Hz / 60 Hz 1 oui, régulation du courant connecteur à fiche AC</p>
<p>Solution fiable</p> <ul style="list-style-type: none"> • Service et assistance téléphonique SMA • Garantie SMA : 5 ans, extension jusqu'à 20 ans 	<p>Rendement</p> <p>Rendement maximal Euro-eta</p> <p>Indice de protection selon DIN EN 60529</p> <p>Caractéristiques mécaniques largeur / Hauteur / Profondeur (mm) Poids</p>	<p>95,2 % 94,4 %</p> <p>IP65</p> <p>450 / 352 / 236 41 kg</p>

ANNEXE A.4: Spécifications techniques de l'enregistreur de données (Sunny WebBox)

[4]

Caractéristiques techniques		
<p>Un appareil sûr</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contrôle en continu de l'installation photovoltaïque • Surveillance de l'installation à fonctionnement radio via Bluetooth • Détection précoce des dysfonctionnements • Collecte des données relatives aux rendements énergétiques • Enregistrement des données fiable et exploitation sous MS Excel <p>Simplicité d'utilisation</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diagnostic et configuration de l'installation à partir de n'importe quel PC (Windows, Linux, Mac OS) • Transmission automatique des données à intervalles programmables • Traitement gratuit des données et représentation graphique sur Internet via Sunny Portal 	<p>Interfaces Communication avec les onduleurs</p> <p>Modem</p> <p>Ethernet</p> <p>Extension de mémoire Carte SD</p> <p>Valeurs mécaniques Largeur / Hauteur / Profondeur (mm) Poids</p> <p>Alimentation en tension Prise de courant</p> <p>Consommation</p> <p>Conditions atmosphériques en cours de service Température ambiante Humidité relative de l'air</p> <p>Données générales Affichage d'état Utilisation possible</p>	<p>Sunny WebBox</p> <p>Bluetooth Class 1 (jusqu'à 100 onduleurs, max. 100 m en champ libre) RS485 (jusqu'à 50 onduleurs, 1200 m du câble en max.) Ethernet (communication Sunny Central uniquement)</p> <p>Modem analogique interne ou modem GSM (option)</p> <p>10 / 100 MBit, Raccordement au réseau propre, Sunny Matrix et Sunny Portal</p> <p>jusqu'à 2 Go</p> <p>225 / 130 / 57 750 g</p> <p>115 - 230 V 50 / 60 Hz type W / max. 12 W</p> <p>-20 °C à 55 °C 5 % à 95 %</p> <p>équipés de DEL Montage mural, appareil de table</p>

ANNEXE A.5: Caractéristiques de la pince ampèremétrique et du multimètre

Annexe A.5.1 : Caractéristiques de la pince ampèremétrique F09 [5]



Caractéristiques *

- **Affichage** : 4 000 points
- **Tensions (en 3 calibres)**
 - AC de 0,20 V à 600 V eff. / 900 V crête
 - DC de 0,20 V à 600 V
 - Précision** : 1 % L + 2 pts
 - Impédance : 1 M Ω
- **Courants (en 3 calibres)**
 - AC de 0,20 A à 400,0 A eff. / 600 A crête
 - DC de 0,20 A à 400,0 A
 - Précision** : 1,5 % L + 2 pts
- **Bande passante** : 1 kHz
- **Facteur de crête** : 3,5
- **Résistances** :
 - F01 de 0,2 à 400 Ω (en 1 cal.)
 - F03 de 0,2 à 4 000 Ω (en 2 cal.)
 - F05/F07/F09 de 0,2 à 40,00 k Ω (3 cal.)
 - Précision** : 1 % L + 2 pts
- **Continuité** :
 - à seuils programmables de 1 à 40 Ω
- **Min/Max** : 100 ms typ.
- **Peak** : 500 μ s typ.
- **V live** : > 45 V crête \pm 2 V
- **Fréquences** de 10,00 Hz à 19,99 kHz
Précision** : 0,4 % L + 1 pt
- **Température** externe de -50°C à +1000°C
Précision : 1 % L + 1,5°C
(via thermocouple K, en option)
- **Puissances** alternatives de 5 W à 240 kW
de 5 à 240 kvar ; de 5 à 240 kVA
Précision typique : 2 % L + 2 pts
- **Facteur de puissance** : 0,20 à 1,00
- **Rotation de phase** méthode 2 fils,
domaine de fréquence :
50 ou 60 Hz \pm 3 Hz
- **Inrush current** :
Calculé sur V_{eff} à $\frac{1}{2}$, 1, 2^{1/2}, 5 et
10 périodes du signal -
Domaine de fréquence : 15 à 70 Hz
- **Fonction adaptateur**
Signal d'entrée 0,5 mV à 4,000 V
• Précision typique : 1 % L \pm 2 pts
• Facteur d'échelle programmable
pour la lecture directe de la valeur
de 0,001 à 100 000 pour tout capteur
à rapport à décades (sortie/entrée) :
Exemple : 1 mV / 100 Lux
- **Dimensions** : 70 x 193 x 37 mm
- **Masse** : 260 g
- **Alimentation** :
pile standard 9 V 6LF22
Autonomie = 25 000 mesures de 10 s
Témoin d'usure de pile clignotant :
autonomie < 1h
- **Diamètre d'enserrage** : < 26 mm
- **Normes** :
EN 61010-1/
EN 61010-2-032 - 600 V Cat III poll.2
- **Conditions d'utilisation** :
0 à 50°C / 90 % HR
de stockage :
- 40°C à +70°C / 90 % HR
- **Étanchéité** : IP 40
- **Compatibilité électromagnétique** :
EN 61326-1, éd. 97

* Selon modèle

** Précision du meilleur calibre

Annexe A.5.1 : Caractéristiques du multimètre EXTEL DT 830B [6]



· DC Voltage:

Gamme	Résolution	Précision
200mV	100uV	± 0.5% ±2D
2000mV	1mV	
20V	10mV	
200V	100mV	
1000V	1V	± 0.8% ±2D

· AC Voltage:

Gamme	Résolution	Précision
200V	100mV	± 1.2% ±10D
750V	1V	

· DC Current:

Gamme	Résolution	Précision
200uA	100uA	± 1.0% ±2D
2000uA	1A	
20mA	10A	
200mA	100A	± 1.2% ±2D
10A	10mA	± 2.0% ±2D

Resistance (ohm):

Gamme	Résolution	Précision
200Ω	0.1Ω	± 0.8% ±2D
2000Ω	1Ω	
20KΩ	10Ω	
200KΩ	100Ω	
2000KΩ	1KΩ	± 1.0% ±2D

ANNEXE A.6: Protocoles d'expérimentations

Annexe A.6.1 : Tests sur le groupe électrogène en fonctionnement seul

Les tests sur le groupe Diesel (GD) en fonctionnement conventionnel ont essentiellement pour objectif d'évaluer les performances de ce dernier en termes de courbe de consommation (horaire et spécifique) et de rendement.

La démarche suivante a été adoptée :

1. Déconnecter l'onduleur du système en ouvrant son disjoncteur ;
2. Remplir le réservoir secondaire de carburant ;
3. Plonger les durites d'alimentation et de retour du moteur dans le réservoir secondaire ;
4. Démarrer le GD (à vide);
5. Laisser tourner le GD à vide pendant environ 5min ;
6. S'assurer que le disjoncteur du GD est fermé ;
7. Sélectionner un palier de charge ;
8. Noter la variation de volume du réservoir pour un temps donné ;
9. Répéter cette dernière opération pour différents paliers de charge ;
10. Décharger le gd une fois les tests terminés ;
11. Laisser tourner le GD à vide pendant environ 5 min ;
12. Arrêter le GD ;
13. Fermer le disjoncteur de l'onduleur.

Ces étapes sont les même que celles suivies pour la détermination des performances du groupe électrogène en fonctionnement seul avec l'huile végétale.

Annexe A.6.2 : Tests sur le prototype « Flexy Energy » en fonctionnement au gasoil

Pour les tests sur le système hybride, les étapes suivantes sont adoptées :

1. Mettre le groupe Diesel (GD) en marche
2. Laisser le GD tourner à vide pendant environ 5 min ;
3. S'assurer que le disjoncteur du GE est fermé ;
4. S'assurer que l'onduleur est bien couplé au GE ;
5. Faire varier les charges selon le profil adopté ;
6. Relever les paramètres listés dans le tableau II.1-5 ;
7. Décharger le GE une fois les tests terminés ;
8. Laisser tourner le GE à vide pendant environ 5mn à vide ;
9. Arrêter le GE.

Annexe A.6.3 : Tests sur le prototype « Flexy Energy » en fonctionnement à l'huile végétale

Les séquences suivantes sont suivies pour les tests sur notre prototype en fonctionnement à l'HVP :

1. Démarrer le groupe Diesel (GD) au gasoil ;
2. Laisser tourner le moteur à vide pendant 5 minutes ;
3. Charger progressivement le moteur et vérifier (à l'aide d'une sonde de température) que la température des gaz d'échappement est supérieure à 300°C ;
4. Basculer au circuit HVP en actionnant respectivement les interrupteurs K_1 (qui commande la pompe HVP et l'électrovanne EV_1) et K_2 (qui commande l'électrovanne EV_2) ;
5. Procéder ensuite aux variations de charges suivant le profil simulé ;
6. Relever les paramètres du tableau II.1-5.
7. Décharger complètement le GD une fois les tests terminés ;
8. Arrêter K_1 et K_2 ;
9. Laisser tourner le GD à vide pendant environ 5min au gasoil pour purger les circuits du moteur ;
10. Arrêter le GD.

ANNEXE A.7: Résultats des tests sur le prototype « Flexy Energy » en fonctionnement au gasoil à 20% et 62% de charge

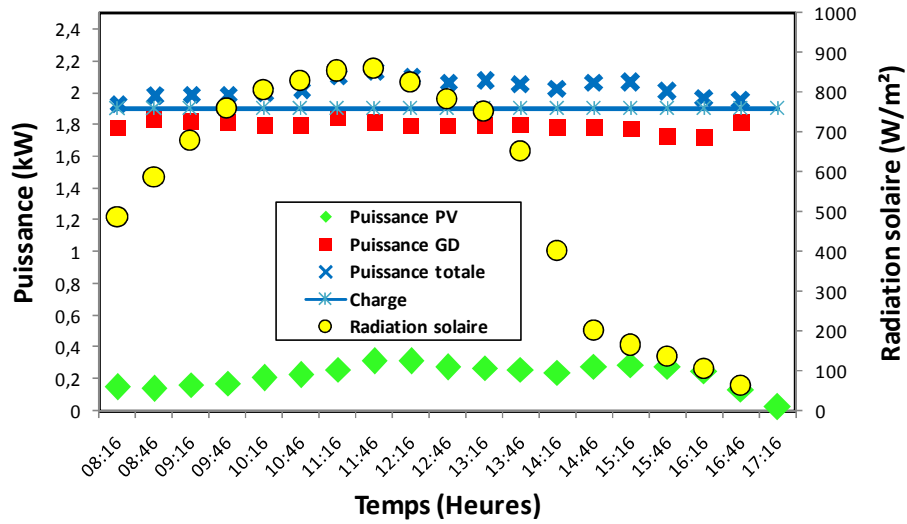


Figure A.7.1 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 20% de la puissance nominale du GD

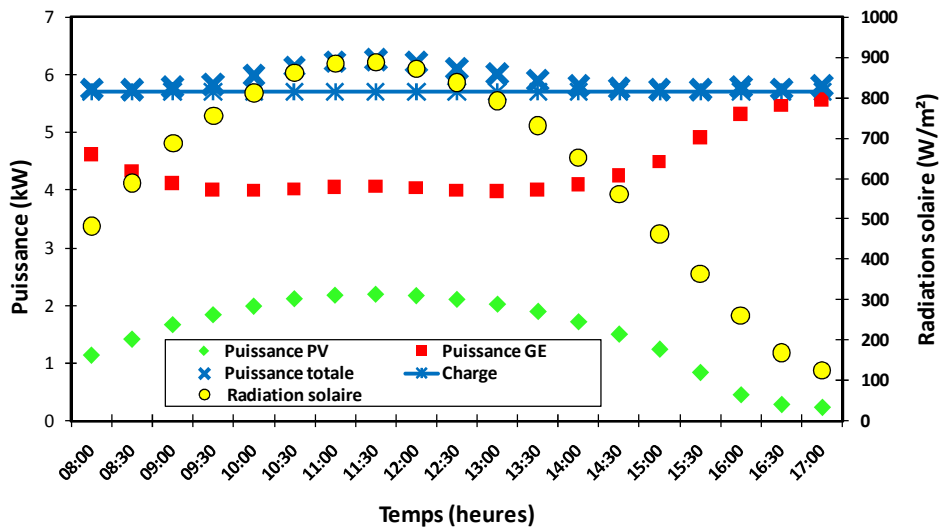


Figure A.7.2 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 62% de la puissance nominale du GD

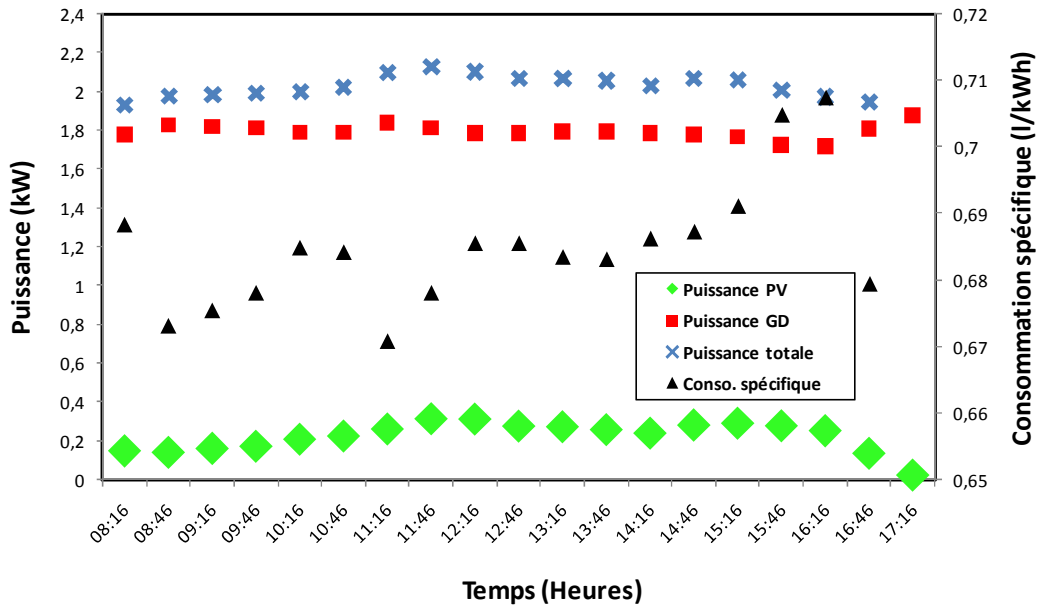


Figure A.7.3 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 20% de la puissance nominale du GD

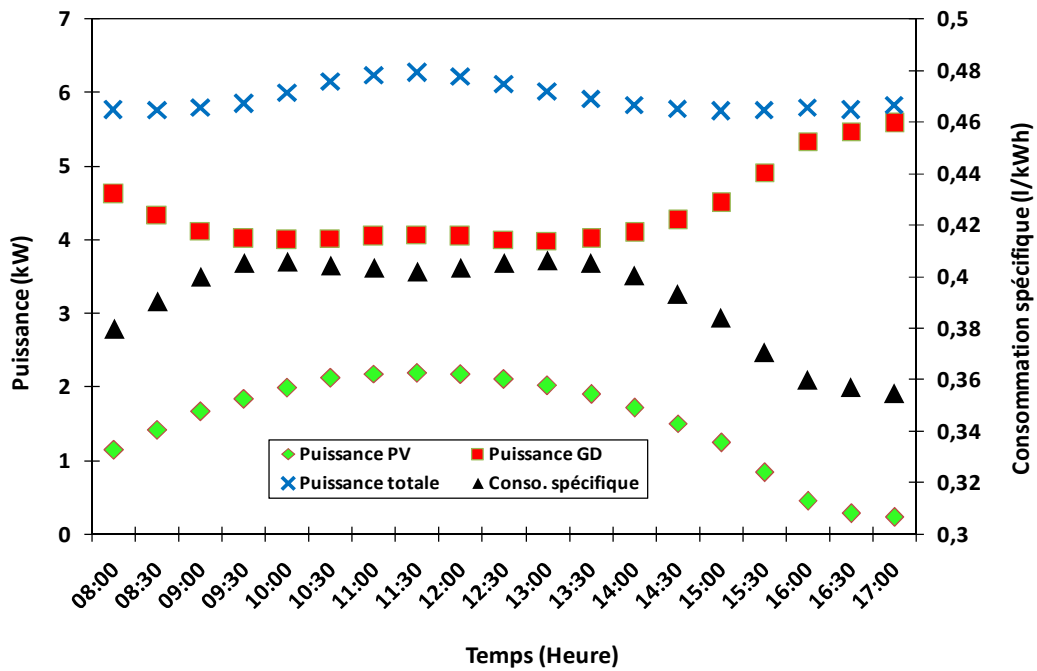


Figure A.7.4 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 62% de la puissance nominale du GD

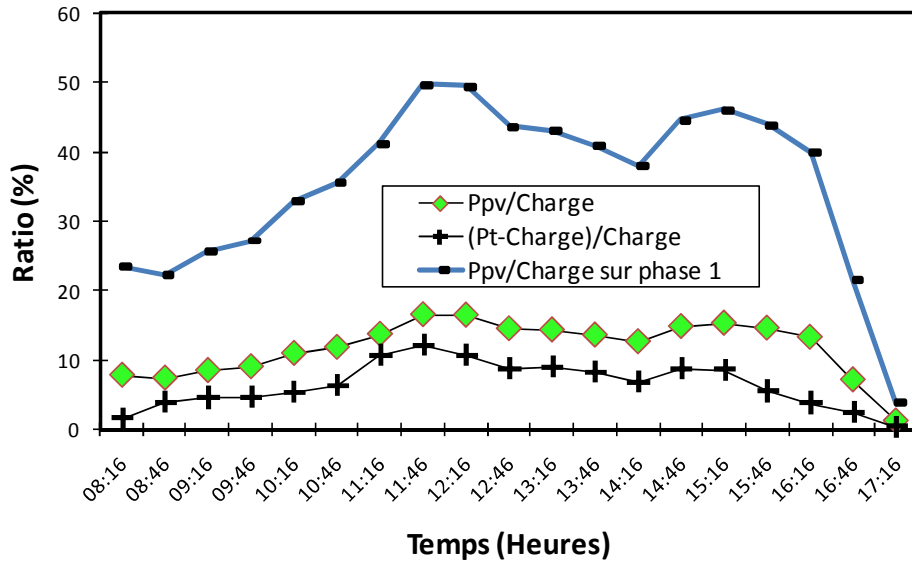


Figure A.7.5 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 20% de la puissance nominale du GD

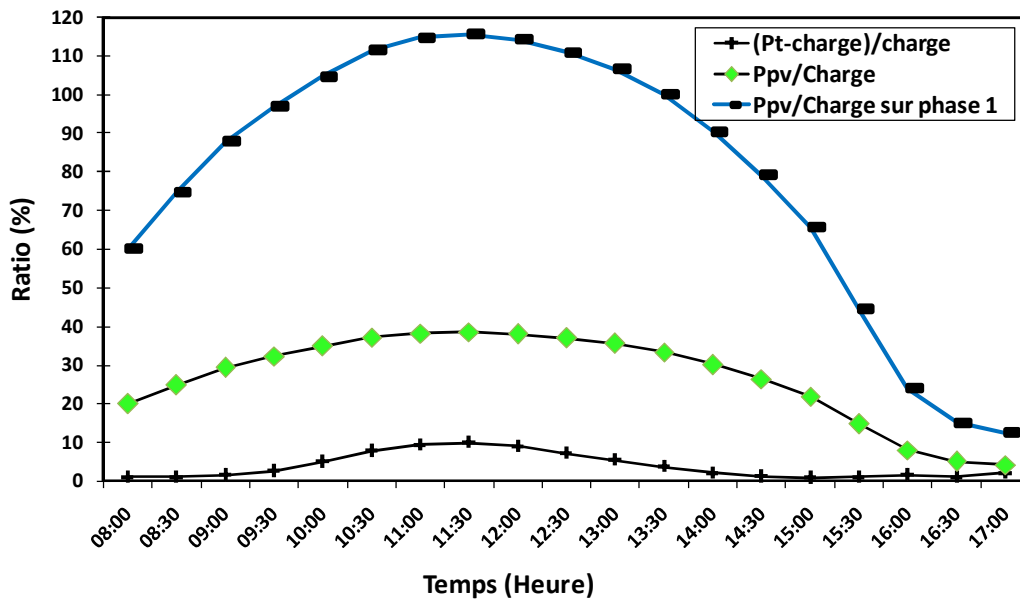


Figure A.7.6 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 62% de la puissance nominale du GD

ANNEXE A.8 : Les différents types de moteurs Diesel

Annexe A.8.1 : Les moteurs Diesels à injection indirecte

L'application du moteur Diesel aux véhicules automobiles légers privilégie parfois le silence de fonctionnement au détriment d'une légère surconsommation.

Pour satisfaire à ces conditions, les moteurs Diesel montés sur les voitures étaient, jusqu'à un passé récent, de type à chambre divisée (injection indirecte) [7].

Deux principes sont utilisés : les préchambres et les chambres de turbulence (Figures A.8.1.1 et A.8.1.2).

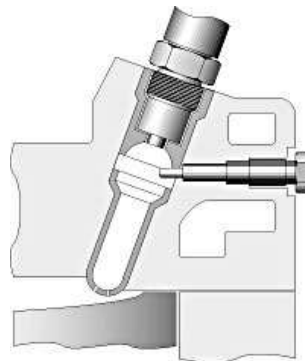


Figure A.8.1.1 : principe du moteur Diesel avec préchambre de combustion

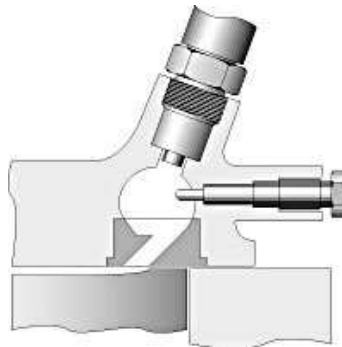


Figure A.8.1.2 : principe du moteur Diesel avec chambre de turbulence

Dans ces deux cas, la combustion se déroule dans deux volumes séparés : une chambre, représentant 30 à 60% du volume total, qui reçoit l'injection du carburant et où s'amorce la combustion, et une chambre principale dans laquelle elle s'achève. L'injection du carburant dans ce petit volume relativement chaud permet de réduire le délai d'allumage du combustible. Seule la quantité minimum de combustible nécessaire à l'amorçage de la combustion s'enflamme, le reste se trouve chassé de la préchambre par l'augmentation de pression et la combustion se poursuit dans la chambre principale.

Les moteurs à injection indirecte remplissent les conditions requises pour son application à l'automobile, à savoir un relatif silence de fonctionnement (car les pressions d'injection sont modérées) et un faible taux d'émissions de NOx.

Pour les moteurs avec chambre de combustion, le rapport volumétrique est compris entre 15/1 et 18/1 et la pression d'injection est de 110 à 130 bars alors que pour les moteurs avec chambre de turbulence, le rapport volumétrique est compris entre 15/1 et 18/1, et la pression d'injection est de 110 à 130 bars [8].

Le démarrage s'opère généralement à l'aide d'une bougie de préchauffage car le taux de compression adopté ne permet pas de porter l'air ambiant à une température suffisante lorsque la culasse est froide.

Annexe A.8.2 : Les moteurs Diesels à injection directe [7]

Le moteur à injection directe (Figure A.8.2) s'impose pour son rendement supérieur à ceux des moteurs à injection indirecte.



Figure A.8.2 : principe du moteur Diesel à injection directe

En effet, le rapport entre la surface et le volume de la chambre de combustion est nettement plus faible pour un moteur à chambre à espace mort unique (injection directe) que pour un moteur à préchambre (injection indirecte) ; de plus, la durée de la combustion est plus courte dans un moteur à injection directe.

Ces deux paramètres diminuent les échanges thermiques entre la chambre de combustion et le système de refroidissement, facteurs de perte de rendement. Les problèmes liés à l'injection directe sont de deux ordres : bruits de combustion et émission d'oxyde d'azote (NOx).

L'apparition de la régulation électronique dans les systèmes d'injection a permis de stabiliser et d'affiner les réglages de base, tant au niveau du moment d'injection que du débit de combustible. Ces différents systèmes d'injection mécaniques par pompe distributrice, régulés ou non de manière électronique, présentent comme caractéristique commune la variation de la pression d'injection en fonction de la vitesse de rotation du moteur.

Cette variation de pression d'injection rend difficile une maîtrise totale de la combustion.

ANNEXE A.9 : Résultats des tests sur le prototype « Flexy Energy » en fonctionnement à l'huile de coton à 20% et 62% de charge

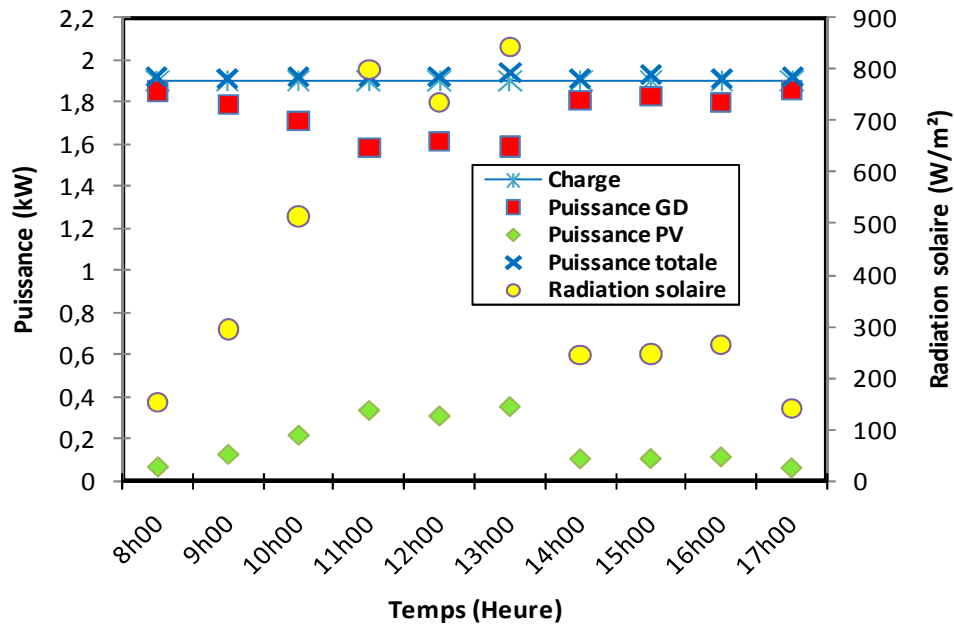


Figure A.9.1 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 20% de la puissance nominale du GD

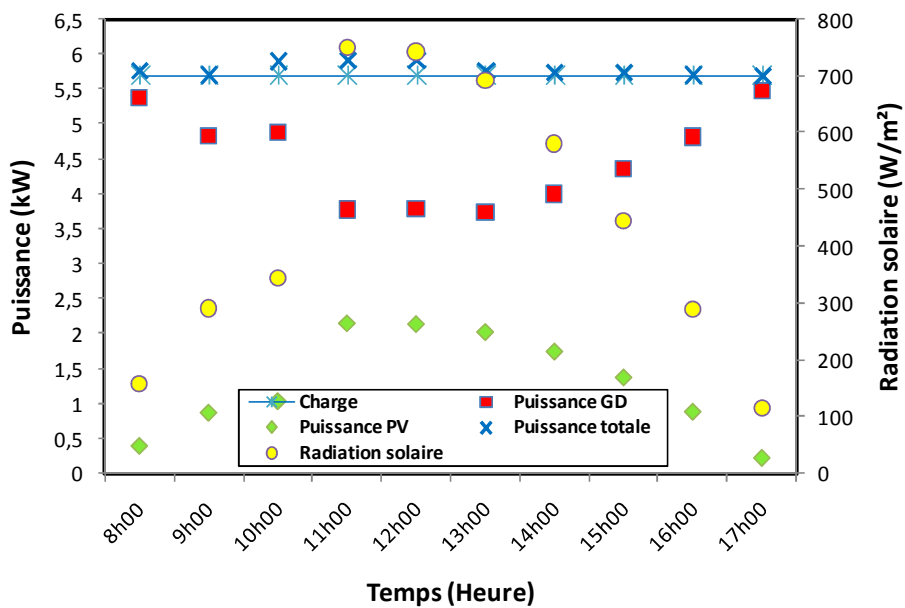


Figure A.9.2 : Puissance générée par le système pour une charge égale à 62% de la puissance nominale du GD

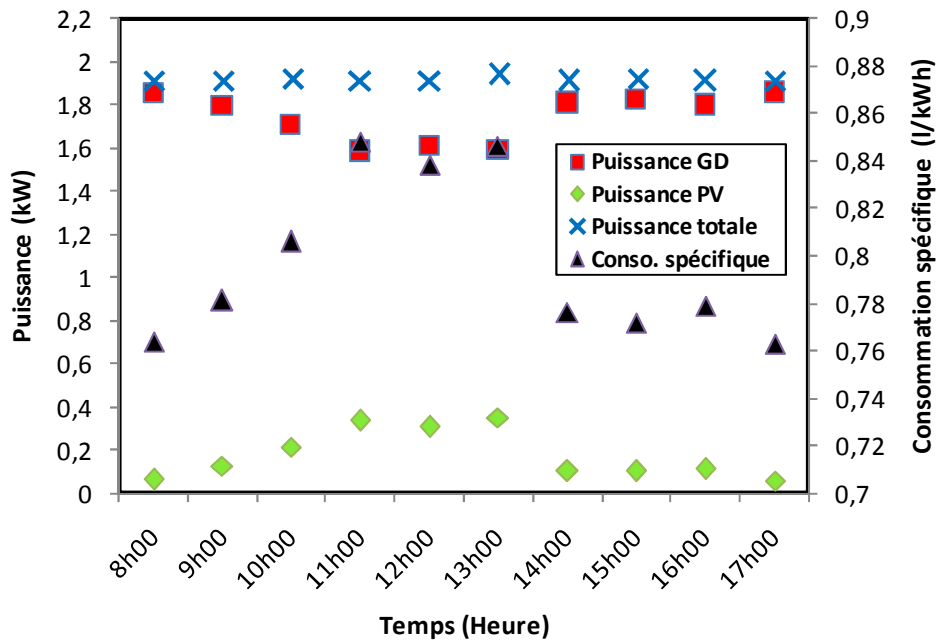


Figure A.9.3 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 20% de la puissance nominale du GD

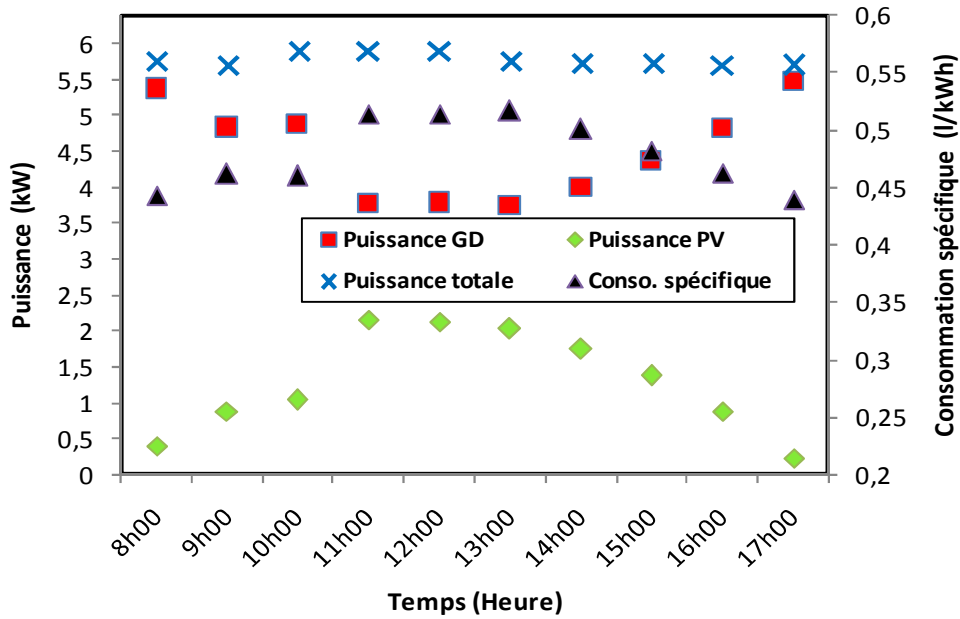


Figure A.9.4 : Consommation spécifique du générateur Diesel dans le système hybride pour une charge égale à 62% de la puissance nominale du GD

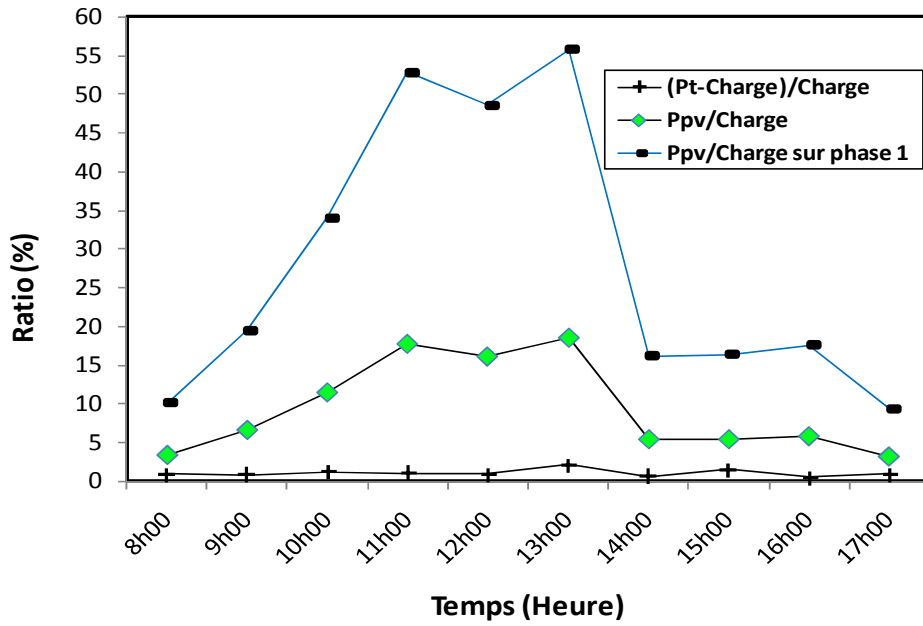


Figure A.9.5 : Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 20% de la puissance nominale du GD

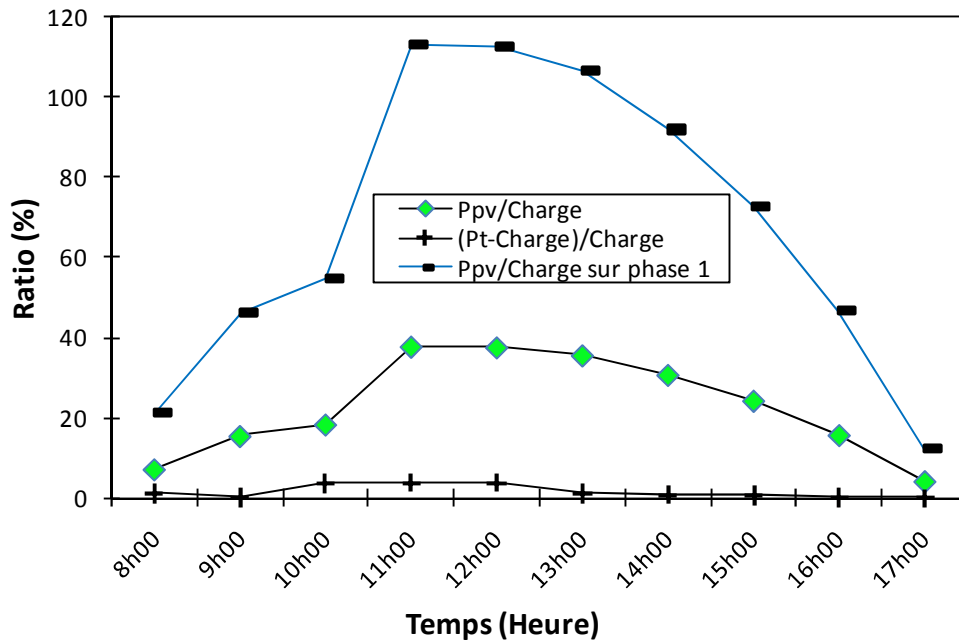


Figure A.9.6: Taux de pénétration PV et capacité du système hybride à satisfaire la demande pour une charge égale à 62% de la puissance nominale du GD

ANNEXE B.1 : Caractéristiques de l'analyseur de réseau [9]

CARACTÉRISTIQUES

Tension

Branchement direct jusqu'à 600 Veff.
Au-delà, utiliser des transformateurs de tension.
Indication du sens de rotation des phases.
Entrées par fiches banane Ø 4 de sécurité.

Courant

Entrées en tension 1 Veff pleine échelle.
Pincés ampéremétriques préprogrammés :
MN 90 : 0,5 A... 240 A~
C190 : 1 A... 1000 A~
AmpFLEX : 3 A... 3000 A~
Boîtier d'adaptation 3 entrées pour TI extérieur
Entrées pincés sur fiches FRB femelle 3 poles

Précisions*

Tension : 0,5% ± 2 pt
Courant : 0,5% ± 2 pt
Puissance : 1% ± 1 pt
Facteur de puissance : 2% ± 2 pt (de -0,5 à +0,8)
Fréquence : 0,2 Hz
THD (Distorsion harmonique) : 0,5% typique
* ne tient pas compte de l'erreur des capteurs

Plage de mesure

Fondamentale : 45... 65 Hz
Harmoniques : jusqu'au rang 25

Paramètres programmables

- Sélection du type de pince (pleine échelle Ti)
- Rapport de transformation en tension
- Modes d'enregistrement : puissances moyennes, min/Max, échantillons, harmoniques
- Cadence de mémorisation
- Heures de début et fin d'enregistrement
- Temps d'intégration pour le calcul de la puissance moyenne (1, 5, 10, 15, 30 et 60 min)
- Temps de maintien du retroéclairage
- Paramètres relatifs à la liaison série
- Paramètres relatifs aux entrées/sorties
- Paramètres relatifs à l'impression
- Bandes horaires pour le comptage d'énergie

Entrées/Sorties (option)

- 2 entrées TOR isolées (contact sans tension)
- 2 tensions TOR sur transistors photoMOS 50 V... 500 mA max
- 2 sorties analogiques 0-20 mA ou 4-20 mA isolées galvaniquement

Imprimante (option)

Type matricielle à impact (ruban encreur)
Vitesse d'impression : 1 ligne/seconde
Rouleau largeur 57 mm x Ø 50 mm max, longueur 21 m environ

Divers

Mémoire de 512 Ko protégée par batterie
Horloge temps réel; autonomie d'un mois environ instrument hors charge et éteint
Affichage par LCD matriciel retroéclairé
Liaison série RS 232, connecteur DB9F

Alimentation

Principale : 85... 265 V~, 45... 65 Hz
Batterie interne NiMH : 20 min d'autonomie en cas de coupure secteur. Indication d'état par LED

Normes

Conformité CE
IEC 1010-1 600 V catégorie III, degré de pollution 2

Environnement

Plages de fonctionnement
température : - 5°C... + 45°C
humidité : 75% max sans condensation

Dimensions et masse

H x L x P : 390 x 260 x 255 mm
Masse (avec toutes les options) : 5 kg environ

POUR COMMANDER

Pour commander l'appareil, dans la configuration de votre choix, compléter la grille de codification suivante :

Analyseur de puissance et d'harmoniques

Appareil livré complet (selon grille de codification) plus :

- 1 logiciel Power View, avec cordon RS232 DB9M/DB9F et adaptateur DB9M/DB25F
- 4 cordons banane/banane de longueur 3 m et 4 pincés crocodile
- 1 jeu de 3 connecteurs FRB 7 poles, pour les modèles à options Entrées/Sorties (A ou C)
- 1 rouleau papier et 1 ruban encreur, pour les modèles à options Imprimante (B ou C)

Option choisie

Sans X
Entrées/Sorties A
Imprimante B
Entrées/Sorties et Imprimante C

Capteurs de courant livrés en sacoches

Sans X X
Jeu de 3 pincés MN90 (200 A ~ Ø 20 mm) M N
Jeu de 3 pincés C190 (1000 A ~ Ø 52 mm) C X
Jeu de 3 AmpFLEX A190 (3000 A ~ Ø 140 mm / longueur 450 mm) A 1
Jeu de 3 AmpFLEX A190 (3000 A ~ Ø 250 mm / longueur 800 mm) A 2

Langue des modes d'emploi

Français (par défaut) F X
Anglais G B
Allemand D X
Italien I X
Espagnol E X

Cordon d'alimentation secteur 2P+T

Français, Allemand ou Espagnol (par défaut) F D
Anglais G B
Italien I X
Suisse C H

Accessoires supplémentaires:

Jeu de 3 pincés MN90 (sans sacoches) K00023
Jeu de 3 pincés C190 (sans sacoches) K00022
Jeu de 3 AmpFLEX 450 mm (sans sacoches) K00024
Jeu de 3 AmpFLEX 800 mm (sans sacoches) K00025
Sacoche vide P01.2980.34
Jeu de 5 rubans imprimante P01.1019.12
Jeu de 10 rouleaux imprimante P01.1019.13
Boîtier d'adaptation 1 A P01.1597.02B
Boîtier d'adaptation 5 A P01.1597.01B
Boîtier d'adaptation Sécura 5 A P01.1597.08B



FRANCE
190, rue Championnet
75876 Paris Cedex 13
Tel : (33) 01 44 85 44 85
Fax : (33) 01 46 27 73 89

<http://www.chauvin-arnoux.com>

SUISSE
Einsiedlerstrasse 535
8810 Horgen
Tel 01/727 75 55
Fax 01/727 75 56

 **CHAUVIN
ARNOUX**

ANNEXE C.1 : Présentation des algorithmes génétiques et de la méthode du recuit simulé

Annexe C.1.1 : les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) reposent sur l'analogie entre la théorie d'évolution naturelle de Darwin et l'optimisation. Selon la théorie de Darwin, les individus d'une population les mieux adaptés à leur environnement ont une plus grande probabilité de survivre et de se reproduire, en donnant des descendants encore mieux adaptés. Comme dans les mécanismes naturels de la reproduction, les principaux opérateurs qui affectent la constitution d'un chromosome, qui code ces caractéristiques des individus sont le croisement et la mutation [10].

Les algorithmes génétiques ont été proposés par Holland [11], puis développés par d'autres chercheurs tels que De Jong [12], Goldberg [13] et Michalewicz [14]. C'est actuellement une des méthodes les plus utilisées dans la résolution des problèmes d'optimisations dans de nombreux domaines d'application (recherche opérationnelle, optimisation combinatoire, intelligence artificielle, optimisation des fonctions numériques difficiles, contrôle des systèmes industriels, etc...)

La figure C.1.1 suivante résume le principe des algorithmes génétiques.

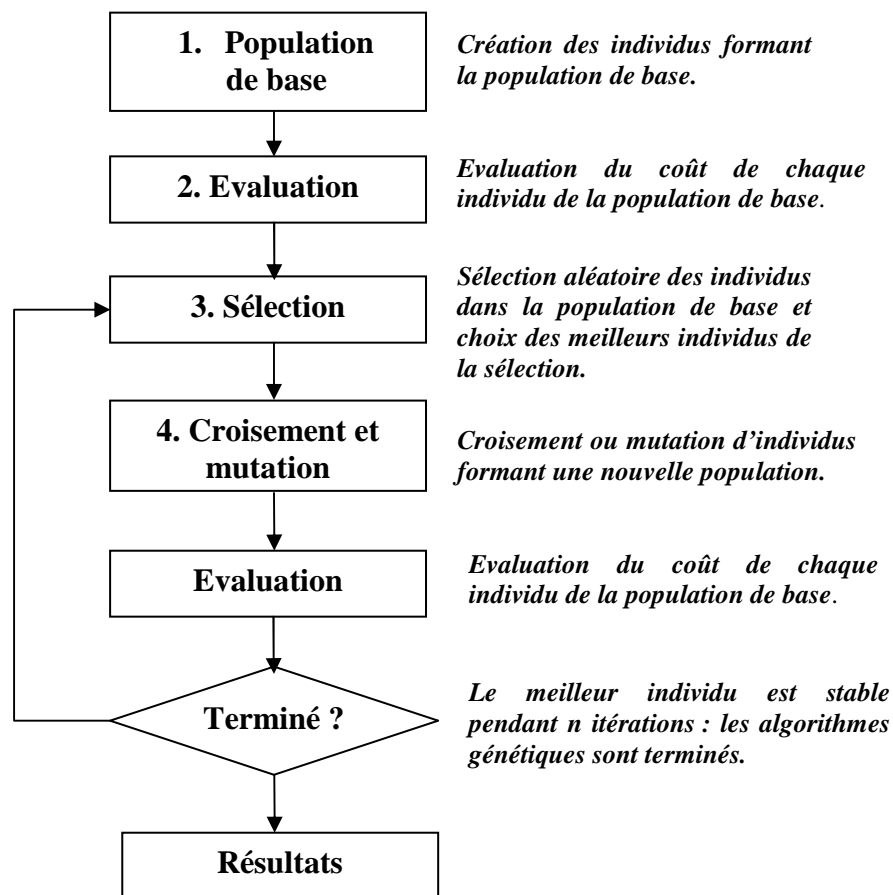


Figure C.1.1 : schéma de principe des algorithmes génétiques [10]

Les particularités des algorithmes génétiques sont [13] :

- ils utilisent un codage des paramètres et non les paramètres eux-mêmes ;
- ils travaillent sur une population de points au lieu d'un point unique ;
- ils n'utilisent que la valeur de la fonction étudiée et non sa dérivée ou une connaissance auxiliaire ;
- ils utilisent des règles de transition probabilistes et non déterministes.

Holland [11] et Glodberg [13] ont proposé les trois principes fondamentaux des algorithmes génétiques :

- 1- le codage des paramètres sous forme de gènes ;
- 2- l'opérateur de sélection des individus les mieux adaptés ou les plus performants ;
- 3- les opérateurs de reproduction : croisement et mutation qui agissent sur les gènes.

Selon certains auteurs [15-17], le couplage des algorithmes génétiques avec de nouvelles méthodes évolutionnaires (appelés algorithmes génétiques hybrides) telles que celles qui effectuent des recherches locales durant le cycle évolutionnaire peut produire des résultats encore plus exacts.

Annexe C.1.2 : le recuit simulé

Le recuit simulé (RS) est un algorithme qui a été conçu afin de trouver une solution optimale d'un problème d'optimisation combinatoire. Il a été mis au point par trois chercheurs de la société IBM, Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi en 1983 [18].

La méthode du recuit simulé tire son nom et son inspiration de la physique des matériaux et plus spécialement de la métallurgie.

Le recuit est une opération qui consiste à laisser refroidir lentement un métal pour améliorer ses qualités. L'idée physique est qu'un refroidissement trop brutal peut bloquer le métal dans un état peu favorable, alors qu'un refroidissement lent permettra aux molécules de s'agencer au mieux dans une configuration stable.

Le principe du RS est le suivant :

- on considère un système composé de N éléments ;
- à chaque configuration du système est associée une fonction à optimiser ;
- si l'on recherche la configuration qui minimise la fonction, celle-ci joue le rôle de l'énergie ;
- si l'on recherche au contraire un maximum, alors on prend comme énergie l'opposée de la fonction ;
- les configurations du système peuvent être modifiées par des changements d'états discrets des composants du dit système ;
- les systèmes les plus intéressants sont ceux qui ont un grand nombre d'optimums.

L'algorithme du RS peut être implémenté comme suit :

- 1. Déplacement:** partir de la solution courante vers une nouvelle solution ;
- 2. Evaluation :** évaluer le coût de la nouvelle solution ;

3. Acceptation : décider d'accepter ou de rejeter une nouvelle solution ;

4. Test d'arrêt: si le test d'arrêt est vérifié, arrêter sinon revenir à 1.

La différence entre le recuit simulé et les autres algorithmes est qu'il peut accepter une nouvelle solution, même si elle provoque une augmentation de l'énergie du système, avec une probabilité qui est généralement égale à :

$$P = \exp\left(-\frac{\Delta E}{\theta}\right)$$

Où θ est un paramètre qui dépend de la température.

Le principal inconvénient du RS (standard) réside dans le choix de nombreux paramètres, tels que la température initiale, la loi de décroissance de la température, les critères d'arrêt ou la longueur des paliers de température. Ces paramètres sont souvent choisis de manière empirique.

ANNEXE C.2 : Evaluation du coût d'une installation PV

Sur la base des données du tableau suivant, nous avons obtenu une corrélation (voir figure C.2) donnant le coût d'une installation PV en fonction de la puissance installée.

Tableau C.2 : coûts des installations PV en fonction de la puissance installée

Puissance de l'installation (kW)	Tendance de prix Allemagne (k€)
1	6
3	15,6
6	30,5
24	121
30	150
36	170
936	4400
1800	6800
4000	8200
5000	19000

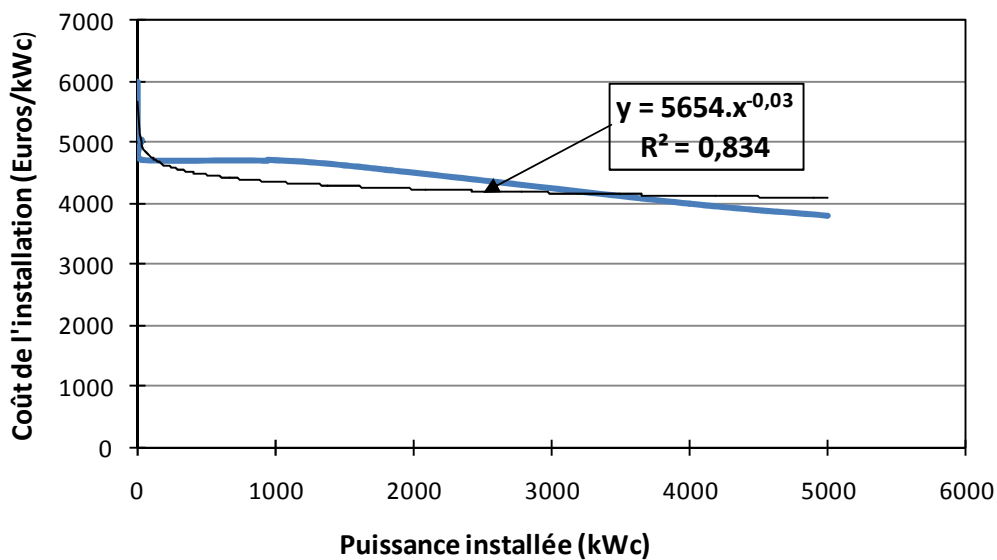
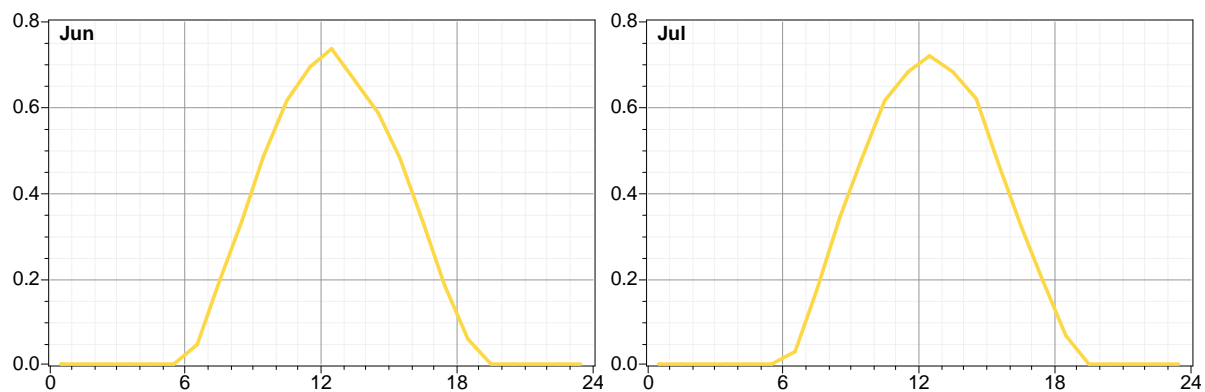
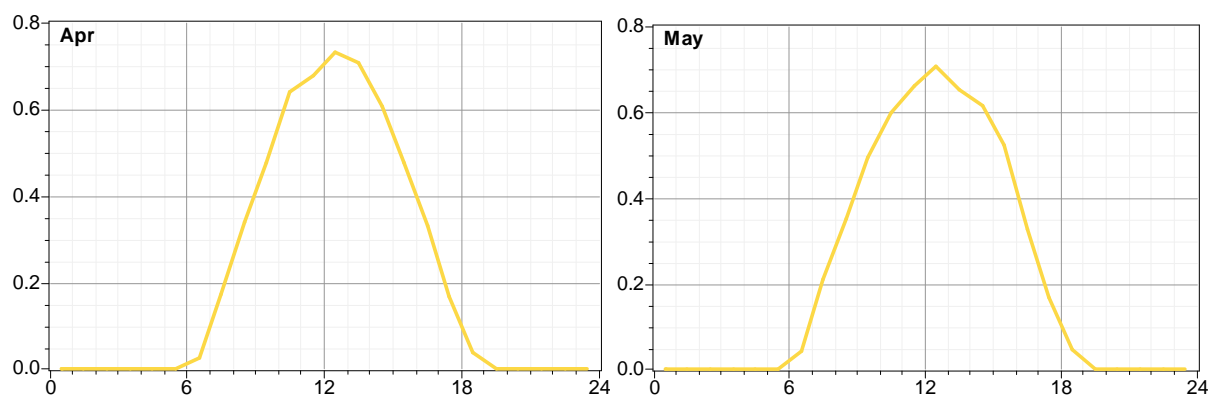
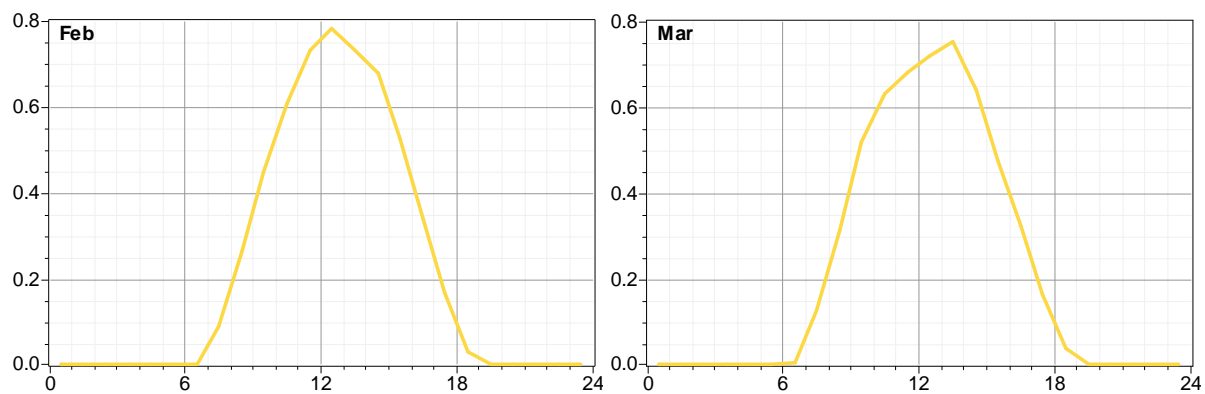
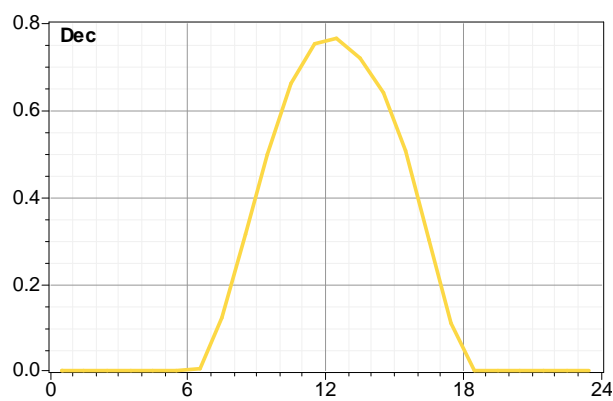
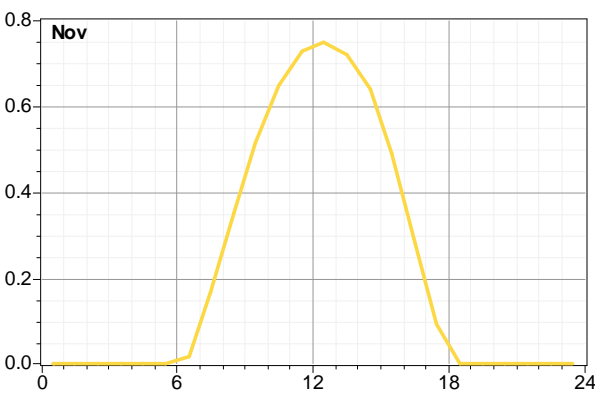
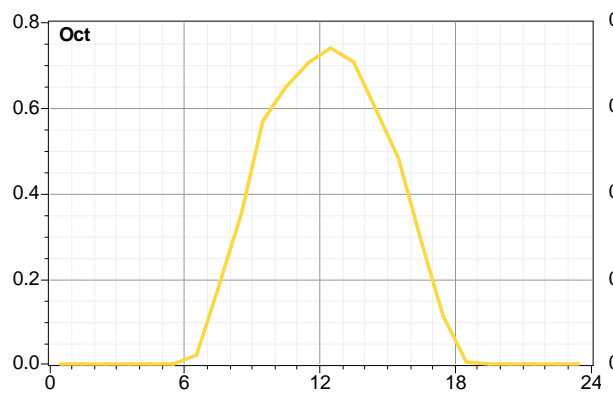
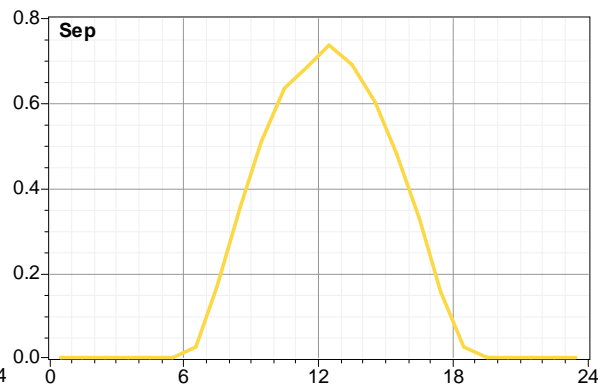
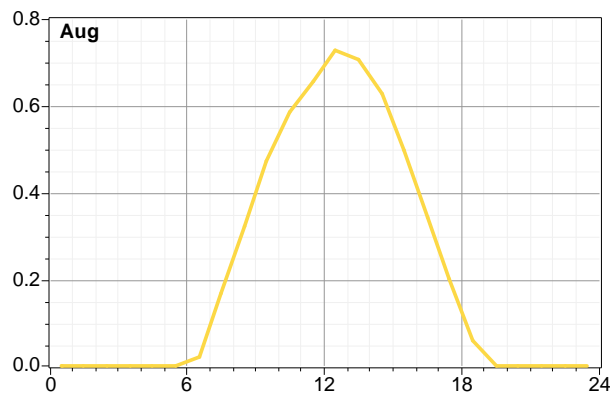


Figure C.2 : corrélation donnant le coût d'une installation PV en fonction de la puissance installée

ANNEXES C.3 : Courbes d'ensoleillement de Siby





ANNEXES C.4 : Résultats des simulations pour x_{1min} allant de 60% à 80% de la charge maximale

Annexe C.4.1 : Résultats des simulations pour $x_{1min}=60\%$ de la charge maximale

lb=[12.6;3;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1] et
ub=[15;21;10;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6]

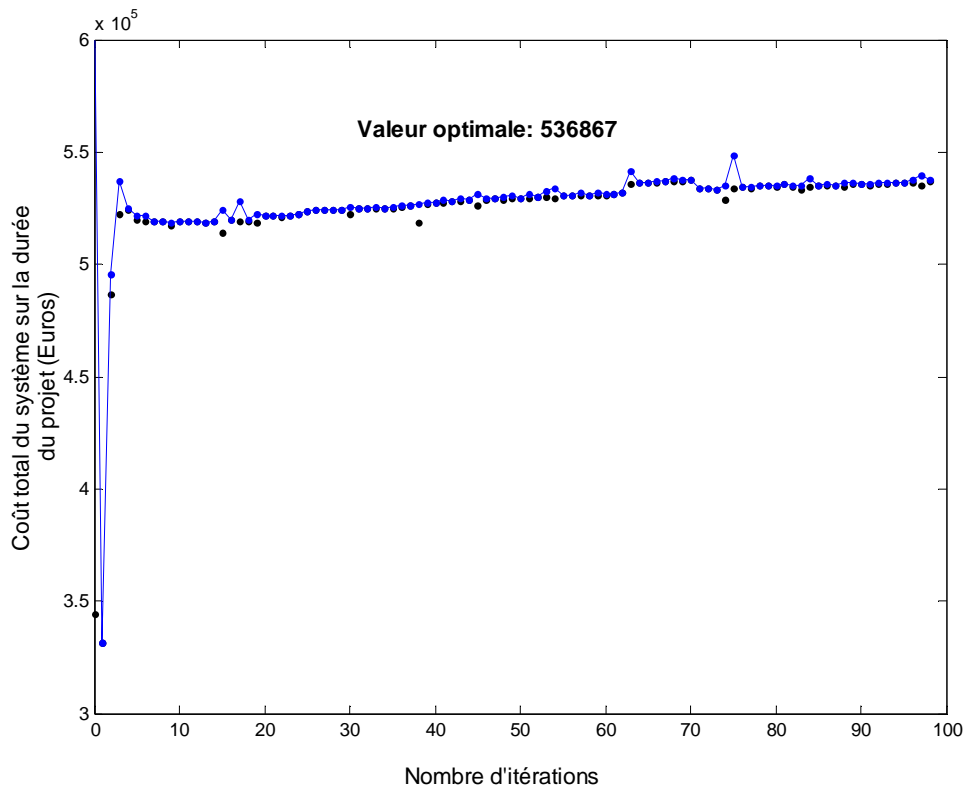


Figure C.4.1 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=60\%$ *charge maximale

Tableau C.4.1 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=60\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
12,60	3,82	4,26	1,57	1,44	1,83	1,57	1,44	1,31
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
1,95	3,49	2,80	1,71	1,69	1,09	1,00	1,17	2,04
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,49	1,39	2,39	4,58	5,24	5,50	5,24	4,84	3,27

Annexe C.4.2 : Résultats des simulations pour $x_{1min}=70\%$ de la charge maximale

$li=[14.7;3;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1]$

$ls=[15;21;10;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6;6]$

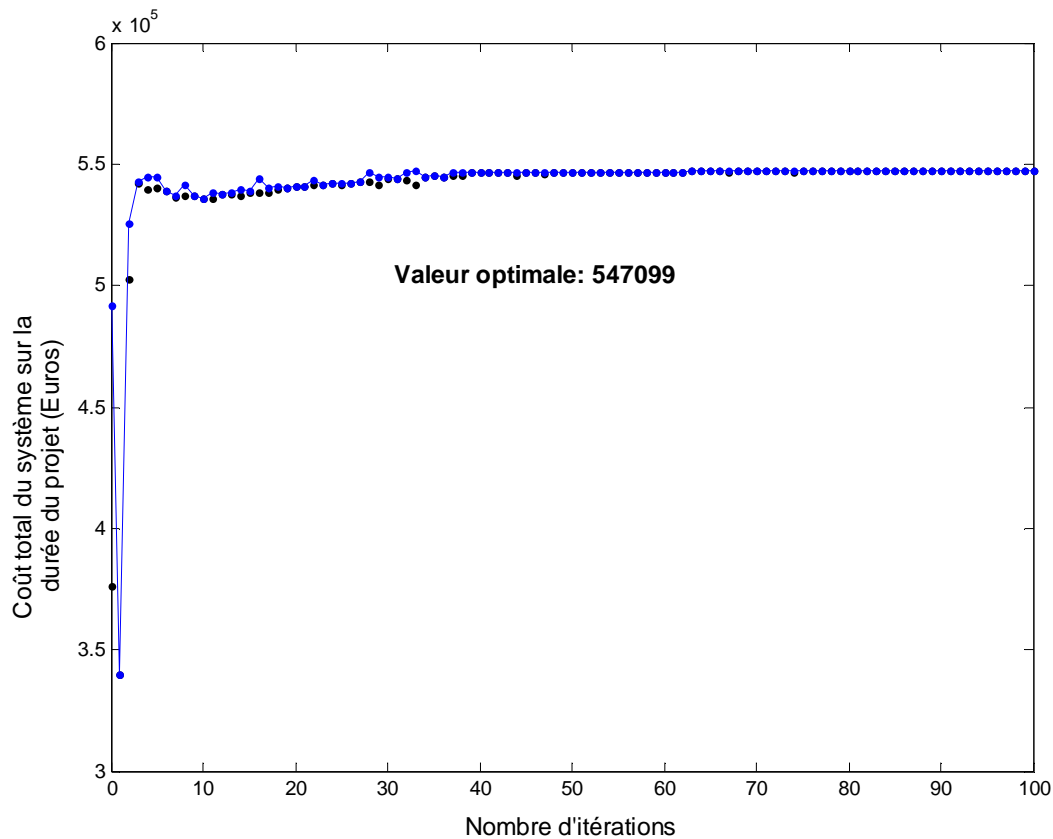


Figure C.4.2 : valeur optimale de la fonction objectif pour $x_{1min}=70\%$ *charge maximale

Tableau C.4.2 : valeurs optimales des variables de décision pour $x_{1min}=70\%$ *charge maximale

x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9
14,70	3,42	7,35	1,76	1,61	2,05	1,76	1,61	1,46
x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18
2,16	3,80	2,92	1,60	1,52	1,00	1,00	1,00	1,98
x19	x20	x21	x22	x23	x24	x25	x26	x27
1,46	1,42	2,58	5,12	5,85	6,00	5,85	5,42	3,66

REFERENCES :

- [1] www.sanyo.com
- [2] www.sdmo.com
- [3] <http://www.sma-france.com/fr/produits/onduleurs-solaires/sunny-boy/sunny-boy-3300-3800.html>
- [4] <http://www.sma-france.com/fr/produits/surveillance-dinstallation/sunny-webbox.html>
- [5] <http://www.electronique-diffusion.fr/dl/mecafxxx.pdf>
- [6] <http://www.toutpascher.fr/utile/371-multimetre-digital.html>
- [7] <http://www.educauto.org/Documents/Tech/ANFA-DIESEL/hdi.pdf>
- [8] Sovanna P., Chap. III Particularité du moteur diesel, in Moteurs Thermiques, ITC/GIM, (2004).
- [9] <http://www.chauvin-arnoux.fr>
- [10] Hajji O., Contribution au développement des méthodes d'optimisation stochastiques, application à la conception des dispositifs électrotechniques, thèse de doctorat, école centrale de Lille, (2003).
- [11] Holland J.H., Adaptation in natural and artificial systems, University of Michigan Press, Ann Arbor, (1975)
- [12] De Jong K.A., An analysis of behavior of a class of genetic adaptative systems, PhD thesis, University of Michigan, (1975).
- [13] Glover F., Tabu search-Part I, ORSA journal on computing 1(3), 190-206, (1989)
- [14] Michalewicz Z., Genetic algoritms + data structures=evolution programs, Springer-verlag, (1994).
- [15] Keedwell E., Khu S., A hybrid algorithm for the design of water distribution networks. Engineering Applications of Artificial Intelligence, 18(4) 461-472, (2005).
- [16] Augugliaro A., Dusonchet L., Riva-Sanseverino E., Service restoration in compensated distribution networks using a hybrid genetic algorithm. Electric Power Systems Research, 46(1), 59-66, (1998).
- [17] França P., Mendes A., Moscato P., Memetic algorithms to minimize tardiness on a single machine with sequence-dependent setup times. Proceedings of the 5th International Conference of the Decision Sciences Institute. Athens, Greece, 1708-1710, (1999).
- [18] Kirkpatrick S., Gelatt C.D, Vecchi M.P., Optimization by Simulated Annealing, Science, (1983).