

Développement méthodologique pour l'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural : Etude de cas au Burkina-Faso

Grâce Chidikofan

▶ **To cite this version:**

Grâce Chidikofan. Développement méthodologique pour l'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural : Etude de cas au Burkina-Faso. Energie électrique. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers - ENSAM; Institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement, 2017. Français. NNT : 2017ENAM0063 . tel-01769099

HAL Id: tel-01769099
https://pastel.hal.science/tel-01769099

Submitted on 17 Apr 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Ref :2iE/2017-13 2017-ENAM-0063

École doctorale n° 432 : Sciences des Métiers de l'ingénieur (ENSAM)

École doctorale : Sciences et Technologies de l'Eau, de l'Energie et de l'Environnement (2iE)

THESE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

L'ÉCOLE NATIONALE SUPERIEURE D'ARTS ET METIERS

Spécialité : Génie Energétique

Et

L'INSTITUT INTERNATIONAL D'INGÉNIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT(2iE)

Spécialité : Energie

Présentée et soutenue publiquement

Par

D. M.Grâce Floriane CHIDIKOFAN

Le 21 Décembre 2017

Développement méthodologique pour l'évaluation des performances et de la durabilité de systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural :

Etude de cas au Burkina Faso.

JURY

M. Jean KOULIDIATI, Professeur Titulaire, Université de Ouagadougou Pr Joseph Ki-Zerbo, Burkina Faso — Président du jury

M. Ferdinand FASSINOU, Maître de Conférences CAMES, Université Félix H. Boigny, Côte d'Ivoire — Rapporteur

M. Ludovic MONTASTRUC, Professeur Associé, HDR, INPT, France — Rapporteur

M. Tizane DAHO, Maître de Conférences CAMES, Université de Ouagadougou Pr Joseph Ki-Zerbo, Burkina Faso — Examinateur

M. Yézouma COULIBALY, Maître de Conférences CAMES, 2iE, Burkina Faso — Directeur de thèse

M. Jerôme PAILHES, Professeur Titulaire, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, France — Directeur de thèse

M. François PINTA, Chercheur, CIRAD, France — Invité

Mme Marie SAWADOGO, Maître Assistante CAMES, 2iE, Burkina Faso — Invitée

THÈSE

Laboratoire Biomasse Energie et Biocarburant (LBEB, 2iE)
Institut d'Ingénierie et de Mécanique (I2M, ENSAM)

Dédié à

Ma fille Gracieuse AHLOUMESSOU

Remerciements

Ce travail de recherche a été effectué en cotutelle entre l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), Burkina Faso et l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM-France). Il a été financé par la Fondation 2iE dans le cadre du Projet « 3^{E}-DDC **».** Cette thèse a également bénéficié de l'appui financier du Centre International de Recherche Agronomique pour le Développement (CIRAD) et de l'Institut d'Ingénierie et de Mécanique (I2M-ENSAM), France. J'exprime à chacun de ces organismes toute ma gratitude.

J'adresse mes remerciements à Monsieur Yézouma COULIBALY, Maître de Conférences à 2iE, et à Monsieur Jérôme PAILHES, Professeur des Universités à l'ENSAM en France, pour avoir accepté diriger cette thèse. Leur orientation, leur appui scientifique et surtout leur disponibilité ont été déterminants dans la réalisation de ce travail.

Je remercie mon encadrant Dr François PINTA, chercheur à l'unité de recherche BioWooEb/CIRAD, France pour sa constante présence et les nombreux échanges qui ont permis l'avancée de ces travaux de thèse.

Je remercie ma co-encadrante de thèse Dr Marie SAWADOGO, Maître Assistante à 2iE pour sa disponibilité, son soutien et ses conseils au cours de cette thèse.

Je remercie les membres du jury pour avoir accepté évaluer ce travail et pour leurs contributions apportées à l'enrichissement de ce document.

Je remercie mesdames Valérie PERNOT, Muriel BORE, Béatrice DESSOUDIN à l'ENSAM pour leur assistance durant tous mes séjours à Bordeaux.

Je remercie le personnel de l'UR-BioWooEb en particulier Monsieur Anthony BENOIST pour son appui sur les questions environnementales.

Je remercie mes parents, mes frères et sœurs qui ont été là pour ma fille pendant ces années. Merci d'avoir été la source de ma motivation et mon soutien durant tout mon parcours académique.

Je remercie mes collègues doctorants des laboratoires LBEB et LESEE à 2iE et du laboratoire I2M à l'ENSAM pour les moments partagés.

Spécial merci à mon époux Arnaud AHLOUMESSOU pour m'avoir soutenu tout au long de cette aventure et surtout pour sa patience.

Enfin, merci à tous ceux dont les noms n'ont pas été cités et qui ont cru en moi et m'ont apportés leurs soutiens multiformes.

Tables des matières

Liste des figures v
Liste des tableaux viii
Nomenclature ix

CHAPITRE 1 . INTRODUCTION GENERALE 1
1.1 Contexte général 2
1.1.1 Problématique de l'accès à l'énergie électrique en Afrique sub-saharienne 2
1.1.2 Energies renouvelables et production décentralisée d'électricité en sites isolés 3
1.1.3 Technologie de conversion de la biomasse-énergie pour la production décentralisée d'électricité 4
1.2 Problématique du choix d'options technologiques durables 5
1.3 Objectifs et méthodologie de recherche 6
1.4 Organisation du manuscrit de la thèse 6

CHAPITRE 2 . ANALYSE BIBLIOGRAPHIQUE 9
Introduction 10
2.1 Revue des approches méthodologiques d'évaluation des performances et de la durabilité de systèmes énergétiques 10
2.1.1 Méthodes d'identification des critères et indicateurs d'évaluation 11
2.1.2 Méthodes d'évaluation de performances et de la durabilité 13
2.2 Méthodes d'analyse de sensibilité 21
2.2.1 Objectif de l'analyse de sensibilité 21
2.2.2 Méthodes mathématiques pour l'analyse de sensibilité 22
2.3 Revue des méthodologies appliquées à l'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse 23
Conclusion et positionnement scientifique de la recherche 25

CHAPITRE 3 . DEVELOPPEMENT METHODOLOGIQUE 28
Introduction 29
3.1 Cadre méthodologique global 29
3.1.1. Evaluation de performances 30

3.1.2. Analyse d'incertitudes 40
3.2 Méthodologie d'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest 41
3.2.1 Définition du problème 41
3.2.2 Définition des critères d'évaluation de performance 41
3.2.3 Description du système de production d'électricité par gazéification de biomasse. 45
3.2.4 Choix des modèles d'évaluation de performance 48
3.2.5 Analyse de sensibilité 73
Conclusion 76

CHAPITRE 4 . APPLICATION DES MODELES D'EVALUATION SUR UN PROJET DE SYSTEME DE PRODUCTION D'ELECTRICITE PAR GAZEIFICATION DE BIOMASSE EN MILIEU RURAL AU BURKINA FASO 78
Introduction 79
4.1 Présentation du contexte d'étude 79
4.1.1 Situation géographique 79
4.1.2 Climat, hydrographie 80
4.1.3 Population et activités socio-économiques 81
4.1.4 Caractéristiques de la demande à la centrale électrique de la localité de Bama 82
4.1.5 Ressources en biomasse valorisables 88
4.2 Caractéristiques du système de production d'électricité 89
4.2.1 Technologie de gazéification 89
4.2.2 Capacité installée 90
4.2.3 Différents scénarios de dimensionnement du système de production d'électricité . 91
4.2.4 Règles de fonctionnement retenues pour les différents scénarios 92
4.3 Paramètres et hypothèses de simulation 93
4.3.1 Paramètres techniques et hypothèses 93
4.3.2 Paramètres socio-économiques et hypothèses 97
4.3.3 Paramètres environnementaux et hypothèses 99
4.4 Résultats et discussion 101
4.4.1 Performance énergétique du système de production d'électricité 101
4.4.2 Performance économique du système de production d'électricité 104
4.4.3 Performance sociale du système de production 107

4.4.4 Performance environnementale du système de production d'électricité 108
4.4.5 Récapitulatif des résultats de performances et discussion 112
4.4.6 Analyse de sensibilité sur le coût moyen actualisé de l'électricité pour les différents scénarios 116
4.4.7 Analyse de sensibilité sur la disponibilité du système de production d'électricité 124
Conclusion 126

CHAPITRE 5 . CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES 128
Références bibliographiques 134

ANNEXES I
Annexe A: Propriétés thermodynamiques des espèces de gaz. II
Annexe B: Détermination des constantes d'équilibre K_1, K_2 III
Annexe C: Profil de demande d'une semaine type pour chaque mois de janvier à juin VII
Glossaire IX
Résumé : X
Abstract : V

Liste des figures

Figure 1-1: De la ressource en biomasse à la production d'électricité : les principales voies de conversion à petite échelle (adapté de [13]) 4
Figure 1-2: Organisation du manuscrit de la thèse 7
Figure 2-1: Processus général d'évaluation de performances et de la durabilité (extrait de [21]). 10
Figure 2-2: Aperçu des méthodes d'évaluation de performances et de la durabilité. (Etabli à partir de [33]–[35]) 14
Figure 3-1: Structuration de la méthodologie globale d'évaluation développée dans ce travail 30
Figure 3-2: Méthodologie générale d'analyse fonctionnelle externe 34
Figure 3-3: Principales étapes de la construction d'un modèle de comportement jusqu'à son exploitation. 36
Figure 3-4: Représentation schématique du modèle, des variables et des paramètres 38
Figure 3-5: Eléments du milieu extérieur du système de production d'électricité par gazéification de biomasse 42
Figure 3-6: Diagramme fonctionnel du système de production par gazéification de biomasse 45
Figure 3-7: Modèle global d'évaluation des performances du système de production d'électricité 49
Figure 3-8:Algorithme de résolution du modèle thermodynamique. 58
Figure 3-9: Composition et PCI du syngaz du bois d'hévéa *(humidité : 16 %, température de gazéification : 800 ° C).* RMSE =5,67 (Modèle M1) et 4,82 (Présent modèle). 60
Figure 3-10: Composition et PCI du syngaz des pailles de riz *(Humidité : 3,6 %, température de gazéification 800°C).* RMSE = 2,06. 60
Figure 4-1: Localisation de la commune rurale de Bama [158] 80
Figure 4-2: Démarche de caractérisation de la demande en électricité de la zone d'étude. 82
Figure 4-3 : Puissances électriques mensuelles appelées de janvier à juin 2016 à la centrale électrique de Bama. 85
Figure 4-4: Profils de charges journaliers en moyennes mensuelles 86
Figure 4-5: Balles de riz issues du décorticage de riz et étalées au soleil. 89

Figure 4-6: Energie nette générée par chaque source d'énergie pour les différents scénarios. 102
Figure 4-7: Variation du rendement électrique net du système de gazéification pour les différents scénarios 103
Figure 4-8: Coût d'investissement et coût de l'électricité générée pour les différents scénarios 104
Figure 4-9: Proportions des divers composants du coût de l'électricité pour les différents scénarios 106
Figure 4-10: Emissions de GES évitées pour les différents scénarios 108
Figure 4-11: Toxicité humaine non cancérigène et cancérigène pour les différents scénarios 109
Figure 4-12: Ecotoxicité aquatique pour les différents scénarios 110
Figure 4-13: Contributeurs à l'impact de la toxicité humaine non cancérigène (THNC) 111
Figure 4-14: Contributeurs à l'impact d'écotoxicité aquatique (EAq) 111
Figure 4-15: Effets respiratoires pour les différents scénarios 112
Figure 4-16: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC1 non hybride 118
Figure 4-17: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC2 (Groupe syngaz 375 kW) 118
Figure 4-18: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC3 (Groupe syngaz 350 kW) 118
Figure 4-19: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC4 (Groupe syngaz 325 kW) 118
Figure 4-20: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC5 (Groupe syngaz 300 kW) 119
Figure 4-21: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC6 (Groupe syngaz 275 kW) 119
Figure 4-22: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC7 (Groupe syngaz 250 kW) 119
Figure 4-23: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC8 (Groupe syngaz 225 kW) 119
Figure 4-24: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC9 (Groupe syngaz 200 kW). 120

Figure 4-25: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC10 (Groupe syngaz 175 kW) 120
Figure 4-26: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC11 (Groupe syngaz 150 kW) 120
Figure 4-27: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC12 (Groupe syngaz 125 kW) 120
Figure 4-28: Contribution des variables d'entrée à la variance du coût de l'électricité générée pour les différents scénarios 122
Figure 4-29: Influence de la teneur en humidité de la biomasse sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW 123
Figure 4-30: Influence de la durée de vie sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW 123
Figure 4-31: Influence du prix de la biomasse sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW. 123
Figure 4-32: Influence du coût d'investissement sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW. 123
Figure 4-33: Influence du taux d'actualisation sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW. 124
Figure 4-34: Influence du prix du carburant sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW 124
Figure 4-35: Influence de la moyenne des temps de bon fonctionnement sur la disponibilité du système de production et le coût de l'électricité pour une moyenne des temps de réparation de 15 h. 125
Figure 4-36: Influence de la moyenne des temps de réparation sur la disponibilité du système de production et le coût de l'électricité pour une moyenne des temps de bon fonctionnement de 180 h. 125

Liste des tableaux

Tableau 3-1: Comparaison de différentes méthodes d'analyse fonctionnelle (*ISdF, projet N°1/91, 1991)* [89]..... 33
Tableau 3-2: Fonctions du système de production et critères d'évaluation de performances associés..... 43
Tableau 3-3*:* Eléments du coût total d'investissement..... 67
Tableau 4-1 : Différents scénarios de dimensionnement du système de production d'électricité 92
Tableau 4-2: Paramètres techniques et hypothèses de simulation 93
Tableau 4-3: Rendement électrique à pleine puissance de différents groupes électrogènes à syngaz..... 96
Tableau 4-4: Paramètres socio-économiques et hypothèses de simulation..... 97
Tableau 4-5: Paramètres environnementaux et hypothèses 99
Tableau 4-6: Nombre d'emplois créés pour les différents scénarios (ETP/an) 107
Tableau 4-7 : Récapitulatif des résultats de performances du système de production d'électricité pour les différents scénarios..... 113
Tableau 4-8 : Variation des valeurs des variables d'entrée pour l'analyse de sensibilité..... 117

Nomenclature

Abréviations	Signification
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ACB	Analyse coût-bénéfice
ACV-e	Analyse du cycle de vie environnementale
ACV-s	Analyse du cycle de vie sociale
AF	Analyse fonctionnelle
AFE	Analyse fonctionnelle externe
AFI	Analyse fonctionnelle interne
AFM	Analyse de flux de matière
AHP	Analytic Hierarchy Process
AMC	Analyse multicritère
APTE	APplication des Techniques d'Entreprises
ASG	Analyse de sensibilité globale
ASL	Analyse de sensibilité locale
C_2H_4	Ethène
C_2H_6	Ethane
CCV	Coût sur cycle de vie
CdCF	Cahier des charges fonctionnel
CH_4	Méthane
CIRAD	Centre International de Recherche Agronomique pour le Développement
CO	Monoxyde de carbone
CO_2	Dioxyde de carbone
EAq	Ecotoxicité aquatique
EEc	Empreinte écologique
EIE	Etude d'impact environnemental
EIQ	Ecart interquartile
EIS	Evaluation d'impact social
ELECTRE	Elimination et choix traduisant la réalité.
EnR	Energie Renouvelable
ENSAM	Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers

ERD	Electrification rurale décentralisée
FAST	Function analysis system technique
FC	Fonction contrainte
FP	Fonction principale
FS	Fonction service
FUC	Facteur d'utilisation de capacité
GRAFCET	Graphe fonctionnel de commande des étapes et transitions
H_2	Hydrogène
H_2O	Eau
H_2O(vap)	Eau à l'état vapeur
H_2O(liq)	Eau à l'état liquide
I2M	l'Institut d'Ingénierie et de Mécanique
INSD	Institut Nationale de la Statistique et de la Démographie
IS	Indice de sensibilité
LBEB	Laboratoire Biomasse Energie et Biocarburant
LESEE	Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie
MaT	Maturité Technologique
MAUT	Multi-Attributive Utility Theory
NAIADE	Novel Approach to Imprecise Assessment and Decision Environments
Me	Médiane
MERISE	Méthode d'étude et de réalisation informatique pour les systèmes d'entreprise
N_2	Azote
NOx	Oxyde d'azote
O_2	Oxygène
OAT	One-At-a -Time
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PEPS	Parcimonie, Exactitude, Précision,Spécialisation
PM	Particules de matières
PNUE	Programme des Nations Unies pour l'Environnement
PROMETHEE	Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations

PV	PhotoVoltaïque
Q_1	Premier quartile
Q_3	Troisième quartile
RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitat
RMSE	Racine Carrée de l'Erreur Quadratique Moyenne
SADT	Structured Analysis Design Technic
SART	Structured Analysis for Real Time
SC1-12	Scénarios
SETAC	Society of Environmental Toxicology and Chemistry
SNV	Netherlands Development Organization
SO_2	Dioxyde de soufre
SONABEL	Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso
SPEGB	Système de production d'électricité par gazéification de biomasse
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threat
THC	Toxicité Humaine Cancérigène
THNC	Toxicité Humaine Non Cancérigène
UR	Unité de Recherche

Notation	**Signification**	**Unité**
A	Premier coefficient du calcul de la chaleur d'une espèce de gaz.	
a_{GEgaz}	Premier coefficient caractéristique du rendement du groupe électrogène à syngaz.	
b_{GEgaz}	Deuxième coefficient caractéristique du rendement du groupe électrogène à syngaz.	
B	Deuxième coefficient du calcul de la chaleur d'une espèce de gaz.	
C_{inv}	Coût d'investissement du système de production d'électricité.	€
C_{Eq}	Coût des équipements de base.	€
C_{ref}	Coût d'un équipement ou d'une unité de référence.	€
C_{exp}	Coût d'exploitation sur la durée de vie du système de	€

	production.	
$C_{p,i}$	Chaleur spécifique des espèces de gaz	kJ/kmol.K
D	Troisième coefficient du calcul de la chaleur d'une espèce de gaz.	
Ds	Disponibilité prévisionnelle du système de production d'électricité	%
E	Quatrième coefficient du calcul de la chaleur d'une espèce de gaz.	
E_{net}	Energie nette générée par an.	MWh/an
Fi	Facteur de coût spécifique à chaque élément du coût d'investissement.	-
Fis	Facteur d'impact par unité de masse de la substance s pour un type d'impact donné.	Unité d'impact/kg
fc	Facteur de charge de fonctionnement du groupe électrogène à syngaz.	%
$H_{(vap)}$	Chaleur de vaporisation de l'eau à la pression et à la température de saturation.	MJ/kg
$H°_{f,i}$	Enthalpie de formation des différentes espèces	kJ/kmol
i	Taux d'actualisation.	(%)
IE_i	Indicateur environnemental « *i* » par unité d'électricité générée.	Unité d'impact/kWh
K_1	Constante d'équilibre de la réaction de Water-Gas-shift.	
K_2	Constante d'équilibre de la réaction de méthanation.	
LCOE	Levelized cost of electricity (Coût moyen actualisé de l'électricité).	FCFA/kWh
m	Fraction molaire d'air par mole de biomasse.	
MTBF	Moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux pannes.	h
MTTR	Moyenne de temps techniques de réparation du système de production d'électricité.	h
$\dot{m}_{syngaz}$	Débit massique du gaz de synthèse.	kg/s
$\dot{m}_{biomasse}$	Débit massique de la biomasse.	kg/s

$M_{biomasse}$	Masse molaire moléculaire de la biomasse.	kg/kmol
M_{H2O}	Masse molaire moléculaire de l'eau.	kg/kmol
m_s	Quantité de substance s émise par unité d'électricité générée.	kg/kWh
$M_s(t_r)$	Maintenabilité du système de production d'électricité pour une limite de temps de réparation t_r désirée.	%
n_i	Fraction molaire des espèces de gaz du gaz de synthèse	
N	Durée de vie du système de production d'électricité.	an
N_e	Nombre d'éléments	
N_{syst}^{jrf}	Nombre de jours annuels de fonctionnement du système de gazéification.	jr/an
PCI_{vol_syngaz}	Pouvoir calorifique inférieur par volume du syngaz	MJ/Nm^3
PCI_{syngaz}	Pouvoir calorifique inférieur par masse du syngaz	MJ/kg
$PCI_{biomasse}$	Pouvoir calorifique inférieur de la biomasse.	MJ/kg
P_{net}	Puissance nette demandée à un instant t.	kW
P_{max}^{GEgaz}	Puissance électrique maximale du groupe électrogène à syngaz.	kWe
$P_{net,max}^{GEgaz}$	Puissance électrique nette maximale du groupe électrogène à syngaz.	kWe
P_{sat}	Pression de saturation	atm
R	Constante des gaz parfaits.	kJ/kmol.K
$R_s(t_f)$	Fiabilité du système de production pendant un temps de fonctionnement t_f..	%
S	Taille de l'équipement ou de l'unité à installer.	kWe
S_{ref}	Taille de l'équipement ou de l'unité de référence.	kWe
t	Heure d'un jour.	h
t_{hum}	Teneur en humidité de la biomasse	%
T_g	Température de gazéification	°K
T_0	Température de référence (ambiante)	°K
T_{moy}	Moyenne arithmétique de températures ;	°K
T_{sat}	Température de saturation	°K
x	Nombre d'atomes d'hydrogène dans une molécule de	

	biomasse	
y	Nombre d'atomes d'oxygène dans une molécule de biomasse	
w	Fraction molaire de la teneur en eau dans la biomasse	
η_{syst}^{Gazo}	Rendement électrique du système de gazéification.	%
η_{CGE}	Rendement de gazéification à froid.	%
η_{GEgaz}	Rendement du groupe électrogène à syngaz.	%
λ	Taux de défaillance (pannes par unité de temps de bon fonctionnement).	Panne/h
γ_i	Pourcentage molaire des gaz énergétiques du syngaz sur base sèche.	
μ	Taux de réparation (unité du temps total passé).	
θ	Coefficient d'échelle du coût d'équipement ou d'unité.	-
ΔT	Différence de température entre la température de gazéification et la température ambiante.	°K
$\overline{\Delta G_T^\circ}$	Energie standard de Gibbs de formation d'une espèce de gaz à une température T donnée.	kJ/kmol

Unité de mesure	**Signification**
dB(A)	Décibel Audible
€	Euro
°C	Degré celsius
°K	Degré kelvin
an	Année
CO2eq	Equivalent de dioxyde de carbone
CTUe	Comparative ecotoxicity unit
CTUh	Comparative human toxicity unit
ETP	Equivalent temps plein
g	Gramme
h	Heure

jr	Jour
kg	Kilogramme
kW	Kilowatt
kW	Kilowatt électrique
kWh	Kilowatt heure
L	Litre
MJ	Méga Joules
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
MWth	Mégawatt thermique
Nm^3	Normal mètre cube
Pers	Personne
PM2,5eq	Equivalent de particules de matière de diamètre aérodynamique <2,5 microns
s	Seconde
t	Tonne

Chapitre 1 . Introduction générale

1.1 Contexte général

1.1.1 Problématique de l'accès à l'énergie électrique en Afrique subsaharienne

L'accès à l'énergie électrique abordable, durable et fiable est connu comme un facteur clé du développement d'un pays. L'énergie est l'un des principaux moteurs du développement agricole, industriel et socio-économique et aussi de la création d'emplois, en particulier dans les zones rurales et éloignées. La question de l'accès à l'énergie reste un énorme défi pour 1,18 milliard de personnes vivant sans accès à l'électricité dans le monde [1] . Plus de 50 % de ces personnes sont situées dans les pays d'Afrique subsaharienne, région du monde où le taux d'électrification est le plus faible avec seulement 35 % au niveau global (données de 2014) [1]. Le déficit d'accès à l'énergie électrique se fait ressentir encore plus en milieu rural où moins de 25 % de la population a accès à l'électricité [1]. Le développement de ces zones rurales d'Afrique subsaharienne se voit ainsi freiné alors qu'elles abritent plus de 70 % de cette population [2].

Le mode d'électrification le plus fréquent est l'extension des réseaux nationaux. Cependant, les progrès réalisés dans ce domaine sont restés techniquement et financièrement peu efficaces pour l'approvisionnement des zones rurales dans de nombreux pays d'Afrique. Cela est dû notamment à l'éloignement, à la faible densité démographique et à la faible demande énergétique des populations de ces zones [3]. Par exemple, la consommation d'énergie électrique brute pour les besoins de base par habitant peut être estimée à environ 0,5 kWh/jr [4]. Par conséquent, l'offre hors réseaux (électrification décentralisée) a été considérée comme une option alternative avec l'utilisation conventionnelle des énergies d'origine fossile dans des générateurs diesel. Cependant, ce mode de production d'électricité est affecté par l'augmentation constante des prix des combustibles fossiles, les difficultés de transport et de distribution des carburants en zone rurale; particulièrement dans les pays non producteurs de combustibles fossiles [5]. En outre, l'utilisation des combustibles fossiles est une source d'émission de gaz à effet de serre dans l'environnement, renforçant ainsi le réchauffement climatique.

Dans ce contexte, l'intégration des systèmes de production basés sur les énergies renouvelables (soleil, biomasse, hydroélectricité….) est devenue une priorité pour la plupart des Etats africains. Par exemple en 2000, les gouvernements des pays de la sous-région de l'Afrique de l'Ouest ont adopté le livre blanc de politique énergétique des Etats de l'Afrique de l'Ouest selon lequel au moins 20 % des investissements pour l'électrification rurale et périurbaine doivent être accordés aux énergies renouvelables (EnR) [6]. L'Afrique

subsaharienne est riche en ressources énergétiques renouvelables qu'elle pourrait mettre à profit pour un approvisionnement électrique fiable et à coût abordable, permettant un accès aux services énergétiques modernes et durables [7].

1.1.2 Energies renouvelables et production décentralisée d'électricité en sites isolés

En Afrique, les systèmes basés sur le solaire photovoltaïque sont les plus connus pour la production décentralisée d'électricité [8]. Cependant, leur utilisation est souvent limitée aux besoins de base comme l'éclairage et l'approvisionnement en eau des communautés rurales. L'intermittence de la source d'énergie, les petites capacités de la technologie et le coût d'investissement ont rendu ces systèmes de production moins efficaces pour des activités de production consommatrice d'énergie (moulins, décortiqueuses, etc.) [9], [10].

Dans le même temps, plusieurs études positionnent la biomasse comme une ressource énergétique adaptée aux systèmes de production d'énergie en sites isolés [11],[12]. La biomasse ligno-cellulosique qui peut être utilisée pour la production d'énergie inclut le bois provenant des forêts ou des plantations dédiées, les résidus agricoles et de transformation agroalimentaire (balles de riz, coque d'arachide, tige de coton, rafle de maïs..), les résidus forestiers et les déchets (déchets de traitement du bois) [11]. L'hétérogénéité de cette ressource corrélée aux nombreux développements technologiques de ces dernières années offrent l'avantage d'offrir des services énergétiques diversifiés (chaleur, électricité, biocarburant…) [11], [12]. L'Afrique subsaharienne regorge d'un important potentiel en biomasse-énergie. En 2011, ce potentiel est estimé à environ 15 000 MW en utilisant à la fois 30 % de résidus agricoles et de transformation agroalimentaire d'une part et 10 % des résidus de l'industrie du bois d'autre part [13]. Néanmoins, en raison de la dispersion géographique de la biomasse, elle nécessite la mise en place de bonnes stratégies de gestion des approvisionnements pour assurer la continuité de la fourniture d'énergie [11].

Dans cette thèse, nous nous intéressons aux systèmes de production d'électricité basés sur la conversion de la biomasse ligno-cellulosique valorisable en sites isolés. Leur mise en œuvre participe à la fois à réduire l'utilisation d'énergie fossile tout en valorisant des déchets abondants, en les réintégrant dans une boucle de création de valeurs ajoutées au sein de l'économie locale.

1.1.3 Technologie de conversion de la biomasse-énergie pour la production décentralisée d'électricité

La Figure 1-1 donne un aperçu des deux principales voies de conversion de la biomasse ligno-cellulosique en électricité à petite échelle: les processus de conversion biologique et les processus de conversion thermochimique.

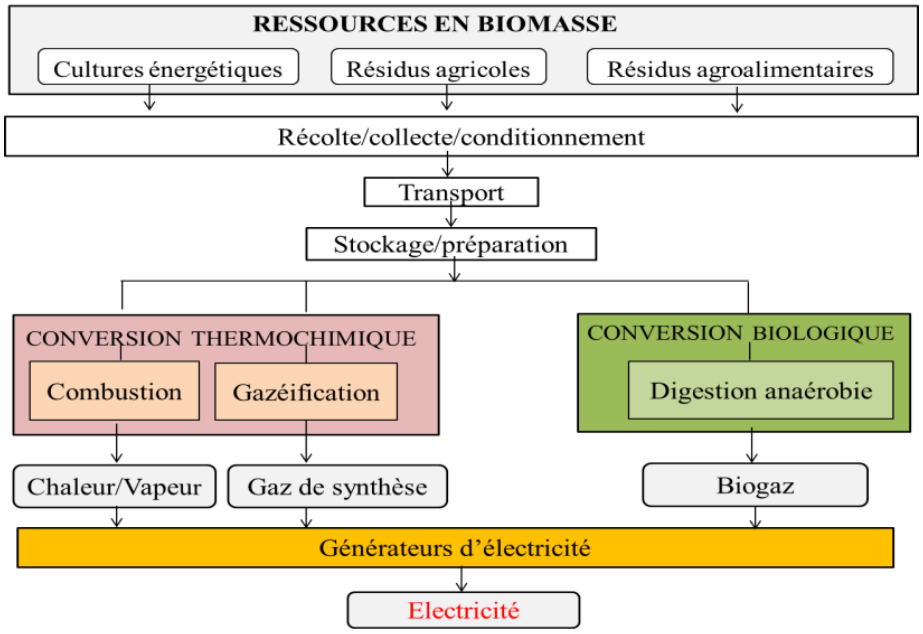


Figure 1-1: De la ressource en biomasse à la production d'électricité : les principales voies de conversion à petite échelle (adapté de [13])

Le processus biologique vise la décomposition de la biomasse humide et fermentescible (humidité > 60 %) en l'absence d'oxygène sous l'effet des bactéries. L'étape de digestion anaérobie correspond à la phase active du processus pour produire un vecteur d'énergie, le biogaz [14]. La conversion thermochimique consiste en un traitement thermique à haute température des biomasses sèches (humidité < 50%). Cette voie de conversion regroupe la combustion et la gazéification. La combustion vise la dégradation complète de la biomasse dans un environnement en excès d'oxygène pour produire de la chaleur. Cette chaleur est transmise à un fluide de travail (le plus souvent de la vapeur d'eau) avant d'alimenter un turboalternateur. La gazéification quant à elle, est une transformation incomplète de la biomasse dans un environnement contrôlé d'oxygène (air, O_2, vapeur…) pour produire un gaz de synthèse qui après filtration peut être directement utilisé dans un moteur à combustion interne couplé à une génératrice (groupe électrogène). Le rendement élevé de production d'électricité qui est obtenu par la gazéification (jusqu'à 25 %) [15] et le

coût de production généralement inférieur à celui de la combustion dans un cycle à vapeur pour des unités de petite capacité [16], rend ce procédé de conversion particulièrement intéressante.

Fort de ce résultat, cette thèse explore le procédé de gazéification de la biomasse lignocellulosique pour la production d'électricité à petite échelle.

1.2 Problématique du choix d'options technologiques durables

Les expériences passées d'électrification rurale en Afrique ont montré qu'un grand nombre de ces projets d'électrification hors réseau ont échoué parce que l'accent était généralement mis sur l'installation technique dans la phase de conception et de mise en œuvre des projets, sans accorder une attention suffisante à leur durabilité à long terme [17]. La durabilité, une notion dérivée du concept du développement durable, peut être considérée comme la finalité: un équilibre entre les activités sociales, économiques et environnementales [18]. Toutefois, à ces principales dimensions, d'autres dimensions supplémentaires devraient être prises en compte pour l'évaluation des systèmes énergétiques tels que : technique ou technologique, institutionnelle, politique et culturelle [19].

Il existe également dans la littérature un consensus concernant un certain nombre de facteurs sous-jacents qui interagissent tels que le niveau des demandes en électricité, les caractéristiques technologiques (adaptabilité, maturité, simplicité…), le transfert technologique, les conditions socio-économiques et financières locales, les émissions de polluants dans l'environnement…[20]. Ces facteurs sous-jacents peuvent affecter la durabilité des projets quand ils sont mal intégrés dans le processus d'évaluation et de prise de décision. En outre, il existe des incertitudes liées aux facteurs sous-jacents qui peuvent influencer l'évaluation.

Ainsi, le décideur fait face à un problème complexe de prise de décision en raison de plusieurs options alternatives et de plusieurs critères souvent contradictoires à satisfaire simultanément. Sa capacité à faire le choix approprié et durable est hautement conditionnée par deux facteurs: (1) avoir une définition claire des critères pertinents, et (2) pouvoir évaluer ou prédire la performance des options alternatives par rapport à ces critères. Cependant, le principal écueil que rencontrent les experts et autres décideurs est de trouver une méthodologie rationnelle pour conduire l'évaluation et aider à la prise de décision. Cette méthodologie doit leur permettre de tenir compte à la fois de l'aspect multicritère de l'environnement d'implantation des systèmes et de leurs connaissances pour chercher une ou

des solution(s) faite(s) de convergences et de concessions. D'où la principale question de recherche de ce travail de thèse : **« *quelle méthodologie décisionnelle peut permettre d'évaluer les performances et la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en sites isolés dans les pays en développement* *? »***

1.3 Objectifs et méthodologie de recherche

Ainsi, l'objectif principal de notre étude est de développer une méthodologie pour l'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production décentralisée d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest.

Pour atteindre cet objectif, la méthodologie de recherche suivante est utilisée:

1- Examiner les approches méthodologiques existantes d'évaluation de performances et de la durabilité des systèmes énergétiques afin d'identifier leurs avantages et limites ;

2- Identifier les méthodes permettant d'évaluer les performances associées aux incertitudes des facteurs d'entrée ;

3- Faire une revue des études d'évaluation de systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse (SPEGB) hors réseau pour identifier les dimensions de la durabilité qui ont été considérées et les méthodologies d'évaluation qui ont été appliquées ;

4- Elaborer un cadre méthodologique structurant les étapes du développement de la méthodologie d'évaluation de performances ;

5- Elaborer la méthodologie d'évaluation des performances et de la durabilité de SPEGB en Afrique de l'Ouest à travers une démarche de modélisation ;

6- Définir une approche d'évaluation de performances de SPEGB associées aux incertitudes des facteurs d'entrée ;

7- Réaliser une étude de cas : appliquer les modèles d'évaluation élaborés sur un projet de système de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural au Burkina Faso ;

8- Présenter les conclusions de la recherche, les contributions ainsi que les perspectives.

Cette thèse est donc structurée sur la base de cette méthodologie de recherche.

1.4 Organisation du manuscrit de la thèse

L'organisation de la thèse est présentée à la Figure 1-2.



Figure 1-2: Organisation du manuscrit de la thèse

Le chapitre 1 introductif a présenté le problème général et les problématiques sous-jacentes à l'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'électricité en sites isolés dans le cadre d'une aide à la prise de décision. A sa suite, ce document se décompose en quatre chapitres.

Le chapitre 2 dresse dans sa première partie un état de l'art non exhaustif des méthodologies d'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes énergétiques en vue de déterminer leurs avantages et leurs inconvénients vis-à-vis du but principal de l'étude. Elle aborde principalement les méthodes permettant de définir les critères d'évaluation et les différentes méthodes d'évaluation de performances et de la durabilité existantes ; puis les méthodes d'analyse d'incertitudes. Ensuite, les méthodologies appliquées à l'évaluation des SPEGB hors réseau sont examinées.

Le chapitre 3 de la thèse présente la méthodologie développée. Dans sa première section, le cadre méthodologique qui structure les étapes du développement de la méthodologie d'évaluation est décrit. Dans la deuxième partie, la méthodologie d'évaluation des performances et de la durabilité des SPEGB en Afrique de l'Ouest est développée. A cette étape, les critères d'évaluation de performances sont définis en prenant en compte les dimensions technique, économique, environnementale et sociale. Les modèles permettant d'évaluer la performance sur chacun des critères sont élaborés. La méthodologie s'achève par la définition d'une méthode d'analyse de sensibilité permettant d'évaluer les performances du système associées aux variations de variables d'entrée.

Le chapitre 4 présente une application des modèles d'évaluation à un projet de système de production d'électricité par gazéification de biomasse en remplacement d'une centrale diesel dans un village non raccordé au réseau électrique du Burkina Faso. Différentes configurations de systèmes sont évaluées pour satisfaire un même profil de charges afin de trouver un compromis de configuration alternative.

Le chapitre 5 présente les principales conclusions de nos travaux. Il y est exposé quelques perspectives concernant les méthodes proposées dans la thèse, et enfin des perspectives sur de nouvelles solutions technologiques permettant d'élargir les possibilités de comparaison d'options alternatives.

Chapitre 2 . Analyse bibliographique



Introduction

Ce chapitre présente l'état de l'art concernant trois questions fondamentales pour ce travail de recherche.

- Quelles sont les approches méthodologiques existantes pour l'évaluation des performances et la durabilité des systèmes énergétiques ?
- Comment analyser l'influence des incertitudes associées aux facteurs d'entrée sur les résultats d'une évaluation ?
- Quelles ont été les approches méthodologiques appliquées à l'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse hors réseau ? De l'examen de ces études découle le positionnement scientifique de notre travail de thèse qui est présenté dans la conclusion du présent chapitre.

2.1 Revue des approches méthodologiques d'évaluation des performances et de la durabilité de systèmes énergétiques

Comme indiqué à la Figure 2-1, l'évaluation de performances et de la durabilité se présente de façon générale comme un processus qui fait apparaître un ensemble de tâches. Il commence par la définition des options technologiques possibles suivie de l'identification des critères qui permettent l'évaluation et la comparaison des performances des différentes options alternatives. Ces critères doivent donc être estimés quantitativement ou qualitativement pour fournir les données d'entrée à l'évaluation de la durabilité pour la prise de décision [21]. L'évaluation peut ainsi être définie comme « *un processus qui vise à quantifier et/ou qualifier un système grâce à toute information nécessaire à la construction de critères permettant d'appréhender au mieux l'atteinte de l'ensemble des objectifs concernant ce système et jugés pertinents dans le cadre d'une activité préalablement identifiée »* [22].

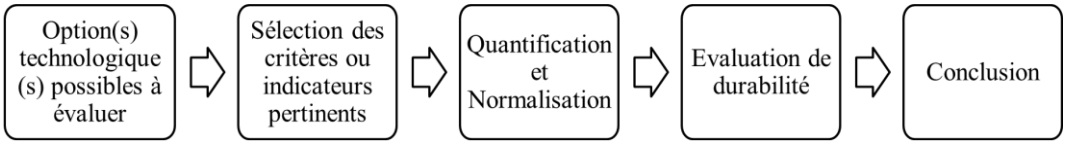


Figure 2-1: Processus général d'évaluation de performances et de la durabilité (extrait de [21]).

Il est donc abordé dans la première partie de cette section, les méthodes existantes pour l'identification des critères de performance et en deuxième partie les

méthodes/modèles/outils d'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'énergie.

2.1.1 Méthodes d'identification des critères et indicateurs d'évaluation

L'identification des critères d'évaluation est une activité qui s'intègre à la phase de structuration du problème de décision. De toute évidence, ils devraient être définis avant toute procédure d'évaluation en raison des divers objectifs des différents acteurs impliqués dans le projet ; et qui rendent la communication extrêmement difficile [23]. Les critères selon Roy [24] correspondent à «tout effet ou caractéristique de l'alternative, susceptible d'interférer avec les objectifs ou avec le système de valeurs d'un acteur du processus de décision en tant qu'élément primaire à partir duquel il élabore, justifie ou transforme ses préférences ». Autrement, un critère est tout simplement un paramètre permettant de distinguer les alternatives les unes des autres de façon quantitative ou qualitative (exemple : quantité de matières utilisées). Il s'exprime sur une échelle continue ou discrète sur laquelle on peut juger de la pertinence d'une alternative par rapport à une décision.

Cependant, établir un ensemble de critères d'évaluation qui reflètent clairement les dimensions de la durabilité et d'autres objectifs du projet est une tâche difficile et nécessite plus d'attention [19]. Le défi ne découle pas de l'absence de critères pertinents en soi, mais du processus de la traduction des objectifs de l'évaluation en critères pratiques et utiles pour guider les décisions à différentes échelles [25]. En effet, la littérature en constante évolution sur le sujet fournit des centaines de critères. Quelques revues sont fournies dans les références [18], [26], [27].

Les méthodologies utilisées dans la plupart des études scientifiques pour définir les critères d'évaluation peuvent être regroupées en 3 approches, mais elles peuvent être combinées: (i) une adaptation des critères de la littérature suivant des principes directeurs préétablis (ii) une approche participative à travers des entretiens auprès de personnes ressources (experts, chercheurs d'université…) ou un groupe décisionnel ; et/ou (iii) également de façon normalisée (par exemple en analyse de cycle de vie: norme ISO 14040). Par ailleurs, les procédures de mise en œuvre peuvent être différentes d'une étude à une autre.

Par exemple, dans l'étude de Bucchloz et al. [23], les auteurs ont conduit directement des entretiens de groupe avec un ensemble d'acteurs. Selon les préoccupations fréquemment mentionnées, et la perception des acteurs sur leur importance, 9 critères ont été sélectionnés. Maxim [28] a préétabli une liste de critères à partir de la littérature. Cette liste a été soumise

par des entretiens informels, à des industriels qui en ont sélectionné 10 suivant cinq principes directeurs : la *systémique, l'indépendance, la cohérence, la mesurabilité et la comparabilité.* Mainali et Silveira [19] ont utilisé une approche similaire à celle de Maxim [28] à la différence que les principes directeurs de sélection des critères sont : *la transparence, la précision, la faisabilité d'être vérifié et mesuré, et leur capacité à décrire la durabilité des systèmes d'énergie dans le contexte d'implantation*. A travers des discussions avec des experts du monde universitaire, 11 critères sont sélectionnés. Chong et al.[29], Evans et al. [30] et Parihar et al. [21] ont principalement adopté un cadre de travail consolidé sur l'analyse de la littérature pour sélectionner dans leur étude respectivement 6, 7 et 18 critères. Manara et Zabaniotou [31] se sont aussi basés dans leur étude sur la littérature, mais en considérant que les critères à sélectionner devraient intégrer une économie d'échelle avec une possibilité d'être contrôlés pour la reproductibilité des résultats. Trente-un (31) critères sont retenus dans leur étude.

De cet état de l'art, nous pouvons retenir qu'il n'existe pas une méthodologie standard ou normalisée pour l'identification des critères d'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'énergie. Les critères sélectionnés devraient après tout être simples, quantifiables et compréhensibles. De ces différentes approches ci-dessus décrites, l'approche participative avec les experts et acteurs locaux concernés semble être la plus appropriée. Elle permet de rassembler l'ensemble des acteurs afin d'obtenir déjà un consensus sur la définition des objectifs et par conséquent, de sélectionner des critères qui tiennent compte des caractéristiques locales des systèmes de production d'énergie. Cependant, le succès de l'approche réside dans l'utilisation d'outil et de méthode de travail adéquats pouvant faciliter la communication, la compréhension et l'expression des objectifs. Une contrainte majeure est la disponibilité des acteurs ou des personnes ressources. A défaut, le recours aux connaissances disponibles dans la littérature s'impose.

Egalement, il faut souligner qu'il n'y a pas un nombre exact de critères qui devraient être utilisés pour de telles évaluations. Le nombre et les choix de critères dépendent en grande partie du but spécifique de l'analyse, des frontières du processus (système) lui-même, des caractéristiques de la zone d'implantation, de la situation économique et sociale et des moyens disponibles (ressources, données) [31], [32]. Néanmoins, Wang et al. [18] font remarquer qu'il n'est pas absolu qu'un grand nombre de critères soient bénéfiques pour l'évaluation des systèmes énergétiques et de même utiles à la prise de décision en matière

d’énergie durable. Toutefois, la sélection d'un petit ensemble d'indicateurs spécifiques nécessite un compromis [25].

Ainsi, une fois le contexte défini, il est nécessaire d’avoir une méthode robuste qui permet de recenser les fonctions attendues des systèmes énergétiques et donc les critères associés.

2.1.2 Méthodes d’évaluation de performances et de la durabilité

Dans la littérature, une variété d’approches méthodologiques sont proposées. Chacune d’elles a ses propres caractéristiques et limites. La classification de ces approches peut se faire en fonction de plusieurs facteurs ou dimensions [33]–[36] dont :

- les caractéristiques temporelles, c'est-à-dire si la méthode est utilisée pour une évaluation ex post ou descriptive ; ou si elle est utilisée pour prédire des résultats futurs tels qu’un changement de politique ou une amélioration dans un processus de production ;
- le domaine d’application ;
- la dimension évaluée , c’est-à-dire si elle intègre les dimensions environnementale, sociale et/ou économique.

On peut ainsi distinguer sur la base de ces facteurs, les catégories de méthodes d’évaluation suivantes: les méthodes basées sur les indicateurs, les méthodes monétaires, les méthodes biophysiques, les méthodes intégrées [33]. La Figure 2-2 donne un aperçu de ces différentes méthodes d’évaluation.

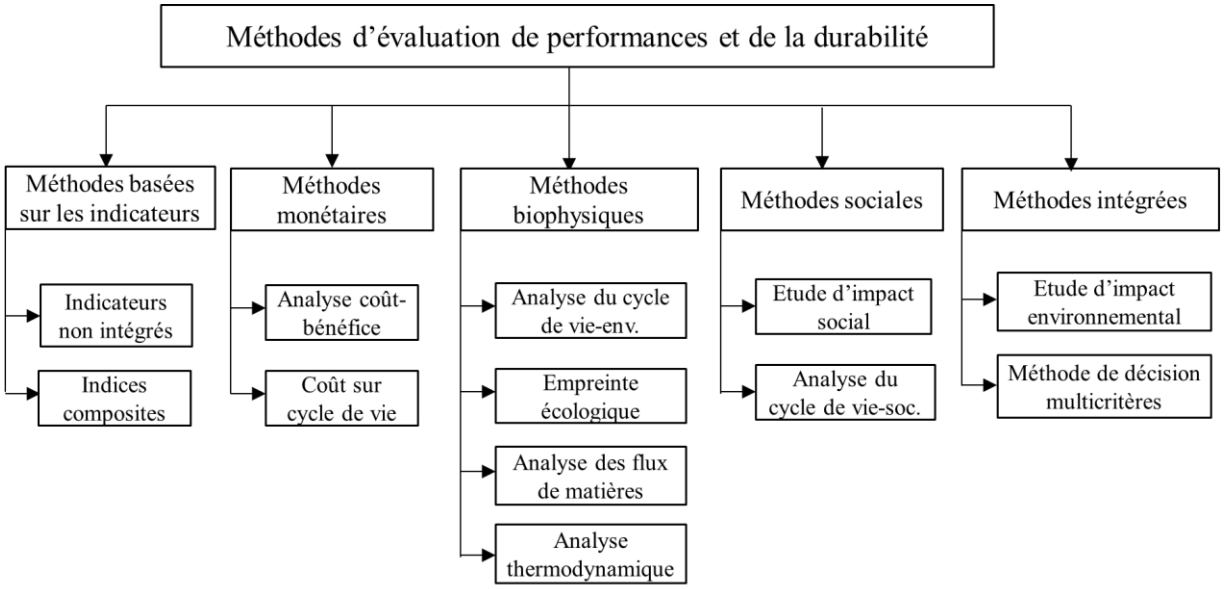


Figure 2-2: Aperçu des méthodes d'évaluation de performances et de la durabilité. (Etabli à partir de [33]–[35])

2.1.2.1 Méthodes basées sur des indicateurs

Ces méthodes appliquent un ensemble de critères et d'indicateurs. Les indicateurs sont utilisés comme une mesure de la durabilité et peuvent être intégrés (aussi appelés indices composites) ou non intégrés. Dans ces approches, le choix des indicateurs peut inclure les dimensions sociale, économique et/ou environnementale de la durabilité. L'intérêt de cette approche est qu'elle permet de prendre également en compte des indicateurs qualitatifs. Elle est flexible pour permettre l'ajout d'indicateurs supplémentaires ou la suppression d'un indicateur non pertinent pour une application donnée en fonction des intérêts des parties prenantes. Elle peut être facilement adaptée pour inclure les préoccupations liées à la sécurité énergétique. Les méthodes basées sur les indicateurs sont utiles pour évaluer les systèmes complexes et les résultats peuvent être utilisés pour les décisions politiques et la communication de la durabilité des projets au public [37].

Bon nombre d'indicateurs d'évaluation suggérés dans le cadre des projets d'électrification rurale sont cependant très généraux dans leur conception et conviennent principalement à un niveau national ou stratégique [38]. Il est donc nécessaire d'identifier des indicateurs adaptés au projet au niveau local et de développer des méthodes et procédures nécessaires à leur évaluation ; soit à partir de mesures sur le terrain ou à partir de modèle. Des exemples d'études dans le cadre de projets d'électrification rurale utilisant les indicateurs non intégrés sont Ilskog [39] et Ilskog et Kjellstrom [38].

Dans les méthodes basées sur les indicateurs intégrés, les indicateurs sont agrégés en un indice composite pour mesurer la durabilité au niveau national ou régional. Cependant, la construction de l'indice peut être relativement complexe selon la technique. Il est souvent critiqué que les indicateurs composites sont très subjectifs, en raison du mécanisme d'inclusion ou d'exclusion des indicateurs dans l'indice, de la transformation et/ou de l'ajustement des indicateurs, du schéma de normalisation, du choix de l'algorithme d'imputation des poids et du choix de l'agrégation [36]. Ainsi, les indices composites peuvent produire des informations non robustes sur la politique s'ils sont mal construits ou mal interprétés. Mais, l'analyse de sensibilité pourrait aider à tester la robustesse de l'indice [36]. Un exemple d'étude est celui de Mainali et al. [19] qui ont développé un « indice de durabilité des technologies énergétiques » pour évaluer au niveau national les progrès technologiques et les changements dans les conditions du marché pour différentes technologies d'énergie renouvelable.

2.1.2.2 Méthodes monétaires

Il existe une variété de méthodes monétaires dont la plupart proviennent de la littérature économique. Ici, seules les méthodes qui sont couramment utilisées dans les études d'évaluation des systèmes énergétiques sont discutées : l'analyse coûts-bénéfices (ACB) et le coût du cycle de vie (CCV) [40].

2.1.2.2.A Analyse coûts-bénéfice (ACB)

L'ACB est l'un des outils d'évaluation de la viabilité monétaire issus de l'économie sociale. L'outil est utile pour l'évaluation de projets ou de politiques sur la base de la comparaison des coûts totaux des projets et des avantages projetés [41]. Les avantages anticipés sont généralement estimés par les «consentements à payer» des bénéficiaires, tandis que les coûts sont évalués par leurs « consentements à recevoir ». Des exemples d'études sur des options de systèmes énergétiques utilisant l'analyse coût-bénéfice incluent les études de Wiskerke et al [42], de Diakoulaki et Karangelis [43]. La difficulté d'estimer les coûts et les avantages des actions sont les principaux défis de la méthode ACB. La littérature souligne des biais méthodologiques, en particulier lors de l'estimation des valeurs non marchandes. Par exemple, les évaluations contingentes et le transfert des bénéfices sont fortement critiqués faute de robustesse et de production d'estimations avec des incertitudes élevées [44].

2.1.2.2.B Coût du cycle de vie (CCV)

Le calcul du CCV est une approche économique pour estimer le coût marginal total d'un produit ou d'un service dès le début jusqu'à sa fin de vie. Traditionnellement, le CCV est utilisé pour classer des projets pour la prise de décision en matière d'investissement [33]. Toutefois, il existe actuellement plusieurs variantes de CCV, y compris la comptabilité des coûts totaux, la comptabilité des coûts environnementaux totaux, et l'évaluation des coûts du cycle de vie. Ce dernier est un concept restrictif qui, contrairement la comptabilité des coûts totaux, n'inclut pas toujours les coûts tels que les coûts de fin de vie et d'enlèvement de déchets. Gluch et Baumann [45] donnent un examen complet des méthodes CCV. Des exemples d'études utilisant la méthode CCV pour analyser les systèmes énergétiques comprennent ceux de Palit et al. [46] et Mahapatra et Dasappa [47].

2.1.2.3 Méthodes biophysiques

Les méthodes biophysiques sont généralement des méthodes d'évaluation orientée « produit ». En raison de la perspective d'évaluation qu'elles utilisent, ces méthodes n'intègrent pas de manière adéquate les dimensions sociale et économique de la durabilité. Plusieurs de ces méthodes les plus utilisées sont l'analyse du cycle de vie environnemental (ACV-e), l'empreinte écologique (EEc), l'analyse du flux de matière (AFM), l'analyse thermodynamique.

2.1.2.3.A. Analyse du cycle de vie environnementale (ACV-e)

La méthode ACV-e vise à évaluer les impacts environnementaux d'un produit, processus ou service ainsi que la consommation des ressources du « berceau à la tombe » soit de l'extraction de la matière première, fabrication, utilisation et maintenance des matières premières, fin de vie et élimination, etc. L'acceptation de l'ACV-e augmente beaucoup plus à la fois dans la communauté scientifique et industrielle. Elle fournit une compréhension globale du produit à étudier et de ses impacts environnementaux sur tous les compartiments de l'environnement (air, eau, sol) qui sont classés dans différentes catégories d'impact et évalués quantitativement. Actuellement, il existe des normes internationales d'organisation standard (ISO) pour guider les études ACV, ce qui la rend plus largement approuvée. La norme ISO 14040 [48] fournit les principes et un cadre d'évaluation structuré, tandis que la norme ISO 14044 [49] donne des exigences et des directives pour les études ACV. Initialement utilisée pour analyser les produits et les processus industriels, l'ACV-e est de

plus en plus utilisée comme un outil de comparaison des choix alternatifs. La méthode ACV-e est la méthode d'évaluation de la durabilité des systèmes bioénergie la plus fréquente, avec plusieurs applications disponibles dans la littérature, Kimming et al [50]–[52], Nguyenet al. [44]. Cependant, il faut signaler que l'ACV-e est une méthode lourde, car elle demande de nombreuses informations quantitatives et dépend aussi fortement de la qualité des données. Son application est souvent difficile dans le cadre d'une étude ou comme des travaux de thèse dont l'objectif n'est pas une évaluation du cycle de vie du système en tant que tel. Toutefois, elle peut être adaptée en fonction des objectifs de l'étude et des questions à traiter. Des revues détaillées sur l'ACV-e sont disponibles et fournissent des informations supplémentaires sur le cadre méthodologique et les perspectives d'évolution [53] ; les défis majeurs de l'ACV-e en termes de procédures d'allocation, de délimitation temporelle et géographique du système, d'incertitude, de bases de données et d'outils [54].

2.1.2.3.B. Empreinte écologique (EEc)

L'EEc est une autre méthode d'évaluation biophysique qui peut être utilisée pour l'analyse aux échelles nationale, régionale ou de projet. C'est un outil qui mesure la quantité de biocapacité requise par une population, une organisation ou un processus pour produire ses ressources et absorber les déchets en utilisant les technologies en vigueur [55]. L'analyse se concentre principalement sur l'estimation des besoins fonciers directs et indirects pour la production d'une quantité donnée de produit ou de service. Ainsi, cette méthode n'évalue qu'un seul compartiment de l'environnement. Des exemples d'études utilisant la méthode EEc pour évaluer la durabilité des systèmes énergétiques sont Holden et Høyer [56] et Stoeglehner et Narodoslawsky [57].

2.1.2.3.C. Analyse des flux de matières (AFM)

L'AFM est une méthode d'évaluation systématique des flux de matières dans des systèmes arbitrairement complexes dans l'espace et dans le temps [58]. Elle vise à soutenir la dématérialisation et à minimiser les pertes de ressources dans l'environnement [33]. Les méthodes peuvent être divisées en analyse des besoins totaux de matières, de l'intensité de matières par unité de service et de l'analyse du flux de substances. Mais, l'accent est principalement mis sur les flux de matières premières [59].

2.1.2.3.D. Analyse thermodynamique

L'analyse thermodynamique vise à analyser les flux d'énergie directs et indirects nécessaires pour produire un bien ou un service. L'analyse peut impliquer différentes mesures telles que l'énergie disponible ou l'exergie [60]. L'analyse énergétique se concentre sur tous les flux d'énergie dans un système (économique). Elle est basée sur la première loi de la thermodynamique, qui stipule que l'énergie est constante et ne peut être ni créée ni détruite, mais elle ne peut être convertie qu'en différents types d'énergie. Cette analyse ne montre pas les aspects de la qualité, mais de la quantité donc l'utilisation de la ressource énergétique. Par contre, une analyse exergétique donne un aperçu de l'efficacité de l'utilisation des ressources et montre où se produisent les pertes et où des améliorations technologiques peuvent être apportées pour accroître l'efficacité énergétique du système [60].

Il faut souligner que chacune des méthodes d'évaluation biophysiques donnent des indications différentes sur le système considéré et ne permettent pas de conclure sur les mêmes aspects. Ainsi, la méthode utilisée dans le cadre d'un projet doit être sélectionnée en fonction des objectifs de l'étude et des questions à traiter. Toutefois, ces méthodes pourraient également être utilisées en combinaison, car elles sont complémentaires.

2.1.2.4 Méthodes d'évaluation sociale

Ce sont des méthodes spécifiquement dédiées à l'analyse des impacts sociaux (négatifs et positifs) engendrés par la mise en œuvre d'une action, d'un projet…[61]. Les méthodologies d'évaluation sociale s'inscrivent généralement dans une démarche participative, ce qui permet une prise de décision collégiale. Elles utilisent des données génériques et/ou spécifiques au site et qui peuvent être de nature qualitative et/ou semi-quantitative. Cependant, la principale contrainte est de pouvoir déterminer si les effets observés peuvent réellement être attribués au projet. Ainsi, établir le lien de cause à effet entre l'intervention et ses impacts est le point clé en terme méthodologique de l'évaluation des impacts sociaux [62]. Les méthodologies proposées dans la littérature concernent notamment la méthodologie d'évaluation sociale (EIS) et la méthodologie d'analyse du cycle de vie sociale (ACV-s).

L'EIS est une approche empirique élaborée pour identifier toutes conséquences sociales et culturelles de toute action publique ou privée sur les populations humaines [63]. Elle vise à analyser, suivre et gérer les conséquences sociales [64] en développant des moyens

d'atténuation des effets négatifs [65] [63]. Cette méthodologie ne s'intéresse donc pas au produit/service. Des exemples d'études ayant adopté l'EIS pour l'évaluation des impacts sociaux de différents systèmes énergétiques comprennent ceux de Assefa et Frostell [61] et Gallego et al. [64].

L'analyse du cycle de vie (ACV-s) vise à évaluer les impacts sociaux et socio-économiques potentiels générés par un produit/service tout au long de son cycle de vie. Elle est orientée vers les aspects organisationnels le long des filières de production et la performance de l'entreprise/organisation. L'ACV-s se focalise ainsi prioritairement sur les rapports sociaux qui s'établissent entre les acteurs impliqués directement ou indirectement dans les étapes de production ou d'utilisation d'un produit [66]. De ce fait, elle est adaptée pour des études de cas spécifique. Le cadre d'évaluation de l'ACV-s s'appuie sur les normes ISO 14040 (2006) et ISO 14044 (2006) conformément aux lignes directrices du SETAC/PNUE [67]. Cependant, il faut souligner que les aspects méthodologiques et ses applications ne sont pas encore complètement développés. Néanmoins, quelques exemples d'application à des produits spécifiques peuvent déjà être trouvés dans la littérature [68]–[70].

2.1.2.5 Méthodes d'évaluation intégrée

Les méthodes d'évaluation intégrées considèrent systématiquement les trois dimensions de la durabilité. Plusieurs méthodes d'évaluation intégrée sont disponibles et des exemples sont donnés dans Ness et al. [33]. Les méthodes les plus utilisées sont discutées dans cette partie. Elles concernent l'évaluation d'impact environnemental (EIE) et l'analyse multicritère (AMC). Par ailleurs, l'analyse coût-bénéfice telle que décrite à la section 2.1.2.2.A est aussi considérée comme une méthode d'évaluation intégrée [33].

2.1.2.5.A Evaluation d'impact environnemental (EIE)

L'EIE a été élaborée pour identifier et prévoir les impacts d'un projet sur l'environnement biophysique et humain [71]. Elle vise à identifier les impacts négatifs avant la mise en œuvre d'un projet. Ce qui permet de définir des mesures pour éviter ces impacts négatifs ou pour les atténuer. L'EIE est une méthode intégrée qui prend en compte les dimensions sociale, économique et environnementale de la durabilité [33]. Un aspect important de l'EIE est qu'il permet la participation du public au processus favorisant une prise de décision collégiale. Elle peut donc fournir des informations qualitatives et quantitatives de

manière prédictive. Cependant, la méthode est limitée dans sa capacité à envisager des options alternatives au cours de l'élaboration des projets [72].

2.1.2.5.B Méthodes d'analyse multicritère (AMC)

L'AMC est adaptée pour résoudre des problèmes de décision complexes avec de multiples objectifs et critères. Les méthodes AMC conviennent pour analyser les problèmes caractérisés par des critères d'évaluation contradictoires. Elles ont l'avantage que des objectifs contradictoires peuvent être pris en compte pour trouver le meilleur compromis, et non la solution optimale. Elles peuvent intégrer des données qualitatives et quantitatives, ce qui permet d'étudier et d'intégrer les intérêts des différents acteurs dans le processus de prise de décision [73]. Ces avantages rendent les méthodes AMC bien adaptées à la prise de décision dans le secteur de l'énergie, ce qui exige que les dimensions sociale, économique, environnementale et technique soient prises en considération [18]. Les méthodes d'AMC permettent aussi l'agrégation des critères. Cependant, l'agrégation peut être complète, partielle et locale ou itérative. Selon le type d'agrégation, les méthodes d'AMC utilisent différentes fonctions de satisfaction pour traduire les préférences des décideurs sur les critères d'évaluation. En effet, certaines méthodes telles que MAUT définissent une fonction d'utilité qui synthétise l'ensemble des critères. Par contre, d'autres méthodes telles que ELECTRE utilisent la logique floue pour créer des zones transitoires entre ce qui est «vrai » et ce qui est « faux » [74]. Ces méthodes classiques d'agrégation demandent de nombreuses informations qualitatives et surtout quantitatives aux décideurs qui face à des systèmes complexes peuvent avoir des difficultés à fournir des pondérations ou des coefficients chiffrés [75]. En outre, les méthodes d'agrégation ne permettent pas en général à l'utilisateur d'appréhender aisément l'impact sur la performance des interactions entre différents éléments du système [75]. Ainsi pour un projet, des outils spécifiques d'analyse peuvent être développés.

Par ailleurs, il est à souligner que les méthodes d'AMC ont une crédibilité d'un point de vue académique. Mais, une telle analyse doit être complétée par d'autres études pour développer et concevoir techniquement le projet, évaluer la robustesse financière/économique et analyser les dimensions environnementales et sociales. En outre, l'approche nécessite des compétences particulières et peut nécessiter des plates-formes informatiques spéciales [35].

La suite de cette section s'intéresse aux méthodes permettant d'analyser l'influence des incertitudes associées aux facteurs d'entrée sur les résultats d'une évaluation.

2.2 Méthodes d'analyse de sensibilité

2.2.1 Objectif de l'analyse de sensibilité

Au cours de l'élaboration, de la construction ou de l'utilisation d'un modèle, l'analyse de sensibilité peut s'avérer un outil précieux. L'objectif global d'une analyse de sensibilité est de déterminer quelles entrées (c'est-à-dire variables et/ou paramètres) ont la plus forte influence sur les résultats du modèle de calcul considéré. L'interprétation des résultats dépend de l'information recherchée et par conséquent, les leçons tirées de ces méthodes sont nombreuses et variées. L'analyse de sensibilité permet de répondre aux questions suivantes [76]:

- le modèle est-il bien fidèle au phénomène/processus modélisé ? Il sera nécessaire de remettre en cause la qualité du modèle et (ou) la pertinence des connaissances si les résultats indiquent une forte influence d'une variable d'entrée habituellement connue comme non influente.
- le modèle est-il cohérent ? Il s'agit de déterminer les hypothèses faibles biaisant les résultats du modèle.
- quels sont les efforts de recherche à prioriser ? Des paramètres du modèle nécessitant des efforts de recherche supplémentaires seront déterminés.
- quelles sont les variables qui contribuent le plus à la variabilité de la réponse du modèle ? Les variables non influentes peuvent être fixées à leurs valeurs nominales sans impacter les résultats et obtenir ainsi un modèle plus léger avec moins de variables d'entrée.
- quelles variables, ou quels groupes de variables interagissent avec quelles (quels) autres ?

Ceci n'est pas une liste exhaustive des raisons possibles pour effectuer une analyse de sensibilité sur un modèle informatique. Dans la littérature, il existe différentes manières d'interpréter une analyse de sensibilité et de nombreuses applications. Néanmoins, le dénominateur commun est qu'ils découlent tous de la détermination des facteurs du modèle qui influencent le plus les résultats. L'analyse de sensibilité est souvent utilisée pour renforcer le développement d'un modèle en indiquant quels paramètres nécessitent des efforts de recherche supplémentaires, en simplifiant la formulation du modèle et/ou en vérifiant la cohérence du modèle.

2.2.2 Méthodes mathématiques pour l'analyse de sensibilité

De nombreuses méthodologies d'analyse de sensibilité et leurs variantes sont disponibles dans la littérature [77]. Ces méthodes diffèrent dans leurs principes et peuvent être classées en conséquence. La différentiation peut être faite à deux niveaux.

Les techniques d'analyse de sensibilité locale (ASL) doivent être différenciées des techniques d'analyse de sensibilité globale (ASG) [78]. L'analyse de sensibilité locale permet d'étudier l'influence de la variation d'une seule variable à la fois, les autres étant maintenues fixes. Ainsi, on l'appelle également la technique de sensibilité One-at-a-Time (OAT). Bien que simples d'exécution, les approches d'ASL sont généralement considérées comme une méthode approximative par rapport aux méthodes d'ASG. En effet, Salteli [79] fait remarquer que l'une des principales limites de l'approche ASL est qu'elle est inefficiente lorsque toutes les variables d'entrée sont incertaines ou lorsque la linéarité du modèle est inconnue. En outre, l'ASL ne permet pas de prendre en compte l'effet conjugué des incertitudes sur les variables d'entrée pour identifier de manière cohérente celles qui contribuent le plus à la variabilité de la variable de sortie du modèle [79]. Ainsi, par rapport à l'ASL, l'ASG vise à étudier l'influence des variables d'entrée du modèle lorsqu'elles varient toutes. L'espace des variables est censé être entièrement exploré. Les coûts de calcul sont augmentés par rapport aux techniques locales, mais les techniques globales permettent de détecter les interactions entre les facteurs du modèle dans les modèles non linéaires ou non additifs [78], [79].

Egalement, les techniques d'analyse de sensibilité qualitative sont différenciées des techniques quantitatives. Les techniques qualitatives permettent de sélectionner quelques facteurs influents dans un modèle avec un grand nombre de facteurs. Elles permettent à l'utilisateur d'identifier les facteurs d'intérêt majeur du modèle, mais les résultats ne sont que qualitatifs. L'analyse de sensibilité quantitative vise à évaluer la variance du (des) résultat (s) du modèle en raison de chaque facteur du modèle. L'information apportée par de telles techniques d'analyse est importante, mais les coûts de calcul sont augmentés. Les catégories de méthodes sont:

- les méthodes de sélection (par exemple la méthode Morris), qui constituent une technique d'analyse qualitative ;

- les méthodes basées sur la régression (par exemple la méthode d'échantillonnage en hypercube latin);

• les méthodes fondées sur la variance (par exemple, le test de sensibilité à l'amplitude de Fourier et la méthode de Sobol).

Les méthodes d'analyse de sensibilité ont été largement décrites par Saltelli et al., [78]. Une revue complète des méthodes globales est fournie par Iooss et Lemaître [80].

2.3 Revue des méthodologies appliquées à l'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse

Les études rapportées dans la littérature sur l'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse (SPEGB) sont nombreuses.

Nous avons identifié une première classe d'études qui se sont intéressées à l'analyse de la durabilité économique des SPEGB hors réseau pour diverses capacités de production et dans divers contextes de mise en œuvre. Dans l'ensemble de ces études, la méthodologie suit une approche commune de l'évaluation technico-économique visant à évaluer la pertinence technologique, la viabilité économique et la détermination des incitations financières nécessaires pour rendre le projet viable à un endroit donné. Elles utilisent certains critères économiques tels que le coût de production de l'électricité [46], [81]–[83], le prix d'équilibre de l'électricité avec la capacité de paiement des utilisateurs [46], le coût global de production [47], la valeur actuelle nette [82]. Les SPEGB sont comparés soit au système de production par groupe électrogène diesel, soit au réseau national ou encore au système PV solaire. Soulignons que dans ces études, l'aspect technique est peu développé dans la méthodologie d'évaluation, car aucun critère de performance énergétique par poste technologique (rendement de gazéification, puis rendement du groupe moto-alternateur par exemple), ou de disponibilité du système n'est par exemple pris en compte. Les paramètres qui caractérisent les performances techniques du système (tels que le rendement électrique du système ou la consommation spécifique en biomasse) sont généralement définis par défaut à partir de données secondaires ou de données expérimentales en utilisant une valeur moyenne. Ainsi, les modèles d'évaluation proposés sont souvent très simplifiés. Ils ne permettent pas de tenir compte de l'effet de différents facteurs comme les propriétés de la biomasse ou la variation de la demande locale en électricité qui se traduit en variation du facteur de charge appliqué au système sur la performance énergétique du SPEGB. Par ailleurs, dans certaines études [82], les auteurs ont réalisé des analyses de sensibilité pour étudier l'influence des facteurs financiers sur le coût de l'électricité. Les analyses ont permis d'observer les tendances de la

variation du coût de l'électricité en fonction de la variation des facteurs financiers, mais il n'y a pas eu une quantification du degré de l'influence de chacune des variables.

La seconde catégorie d'études regroupe celles qui se sont intéressées à l'évaluation de la durabilité des SPEGB en intégrant les autres dimensions au-delà de la dimension économique. Cependant, aucune de ces études n'a développé de méthodologie d'évaluation complète et structurée pouvant aider à une prise de décision transparente lors de la conception et la mise en œuvre des projets d'électrification hors réseau. Par exemple :

Myllyviita et al. [84] ont utilisé un cadre d'évaluation basé sur la méthode AHP (Analytic Hierarchy Process). Il intègre une pondération des critères pour calculer un indice de durabilité globale afin de comparer la durabilité d'unités de production de chaleur, de production combinée de chaleur et d'électricité basées sur la conversion du bois. Ce cadre d'analyse tient compte de 4 dimensions de la durabilité : économique, environnementale, social et culturelle. L'étude n'inclut pas des critères techniques qui peuvent être également importants pour décider de la viabilité à long terme d'un SPEGB à petite échelle. L'évaluation de ces critères s'est principalement basée sur des données secondaires (rapports commerciaux et littérature) et aussi sur des entretiens avec des gestionnaires d'entreprises. Soulignons que les poids attribués aux critères peuvent beaucoup influencer les résultats ; il n'a pas été fait d'étude de sensibilité dans ce travail qui souligne pourtant la difficulté d'accéder à des données fiables pour le cadre d'analyse utilisé.

Bucchloz et al. [23] se sont focalisés sur l'identification et le classement des critères de durabilité de SPEGB en se basant sur les retours d'expérience. Quatre méthodes d'analyse multicritère sont comparées: *AHP, Delta, PROMETHEE,* et *NAIADE*. Neuf critères sont retenus pour comparer un SPEGB à petite échelle avec les systèmes conventionnels et intègrent les dimensions environnementale, sociale, et économique. Ces critères sont: la *réduction de la compétition avec les terres fertiles, la réduction de la pollution, le faible besoin en formation, le niveau élevé de création d'emploi, la diversité et la certitude dans les régimes de propriété et d'entreprise, le faible besoin de planification et de contrôle, l'augmentation du commerce local, la rentabilité économique, la sécurité d'approvisionnement en biomasse.* Leur étude a révélé que les critères sociaux étaient déterminants pour la durabilité de technologie de gazéification. Il faut souligner que leur étude a plus mis l'accent sur la sélection des critères que sur le développement d'une méthodologie d'évaluation. De plus, l'attention s'est plus focalisée sur l'approvisionnement en biomasse que sur la technologie de conversion.

Parihar et al. [21] se sont limités eux aussi à la sélection des critères d'évaluation de la durabilité applicables aux SPEGB. Il est intéressant de noter qu'il s'agit de SPEGB à petite échelle en contexte indien. Dix-huit critères représentant les dimensions économique, technique, environnementale, ressource et sociale ont été sélectionnés : *Coût de production de l'électricité, coût d'investissement, analyse de l'énergie nette, risque et sécurité, caractéristiques de performances à charge partielle, analyse thermodynamique, fiabilité et maintenance, émission de gaz à effet de serre, pollution de l'eau, pollution du sol, pollution atmosphérique et sonore, consommation en eau, consommation de ressource, superficie de terre, disponibilité du combustible, changement dans les revenus, emploi, acceptation sociale.* Toutefois, on note que certains de ces critères comme l'analyse thermodynamique, caractéristiques de performance à charge partielle restent imprécis. En outre, l'étude ne propose aucune approche de quantification de ces critères.

Manara et Zabaniotou [31] ont évalué la durabilité d'un SPEGB en cycle combiné à petite échelle, en considérant 31 critères répartis sur les aspects économique, environnemental et social. L'étude s'appuie sur les résultats d'analyse de performances d'un système de démonstration. Une analyse SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threat) a été réalisée afin d'identifier les facteurs de succès pour l'implantation d'un tel système bioénergie en contexte méditerranéen. Cependant, cette approche d'analyse reste très qualitative.

Bürgi [85] a appliqué la méthode MAUT ('Multi-Attributive Utility Theory) pour évaluer la durabilité d'un SPEGB fonctionnant en mode dual-fuel en contexte indien. Les technologies conventionnelles (générateur diesel et réseau électrique) sont considérées comme référence. L'auteur utilise également les résultats d'analyse technique, économique, et environnementale détaillés sur une unité existante. Dans la démarche d'analyse de la durabilité, les valeurs des indicateurs sélectionnés sont converties en une valeur d'utilité unique entre -1 et 1 en fonction de sa performance par rapport à la valeur de référence. La méthode intègre une pondération égale des critères. Par ailleurs, aucun critère lié à la performance énergétique du système n'a été sélectionné pour l'analyse globale de la durabilité.

Conclusion et positionnement scientifique de la recherche

Ce chapitre d'analyse bibliographique a porté sur l'examen des approches méthodologiques existantes pour l'évaluation des systèmes énergétiques en vue de déterminer leurs avantages et leurs inconvénients vis-à-vis du but principal de l'étude.

Ainsi, une revue non exhaustive des approches a été présentée. Les méthodes d'évaluation regroupent: les méthodes basées sur les indicateurs ; les méthodes monétaires, les méthodes biophysiques, les méthodes sociales et les méthodes d'analyse multicritère. Il est constaté qu'il n'existe pas une méthode d'évaluation des systèmes énergétiques basée sur l'utilisation de la biomasse qui englobe tous les aspects pertinents de la durabilité. Seule l'approche d'analyse multicritère permet systématiquement de considérer au moins les trois dimensions de la durabilité. Mais cette approche est insuffisante pour concevoir et analyser la viabilité détaillée du système, car sa perspective d'évaluation est focalisée sur la prise de décision. Concernant les autres méthodes, il faut souligner que chacune d'elle donne des indications différentes sur le système considéré ou le projet et ne permet pas de conclure sur les mêmes aspects. Ainsi, la méthode à utiliser doit être sélectionnée en fonction des objectifs de l'étude et des questions à traiter. Toutefois, ces méthodes d'évaluation pourraient également être utilisées en combinaison, car elles sont complémentaires.

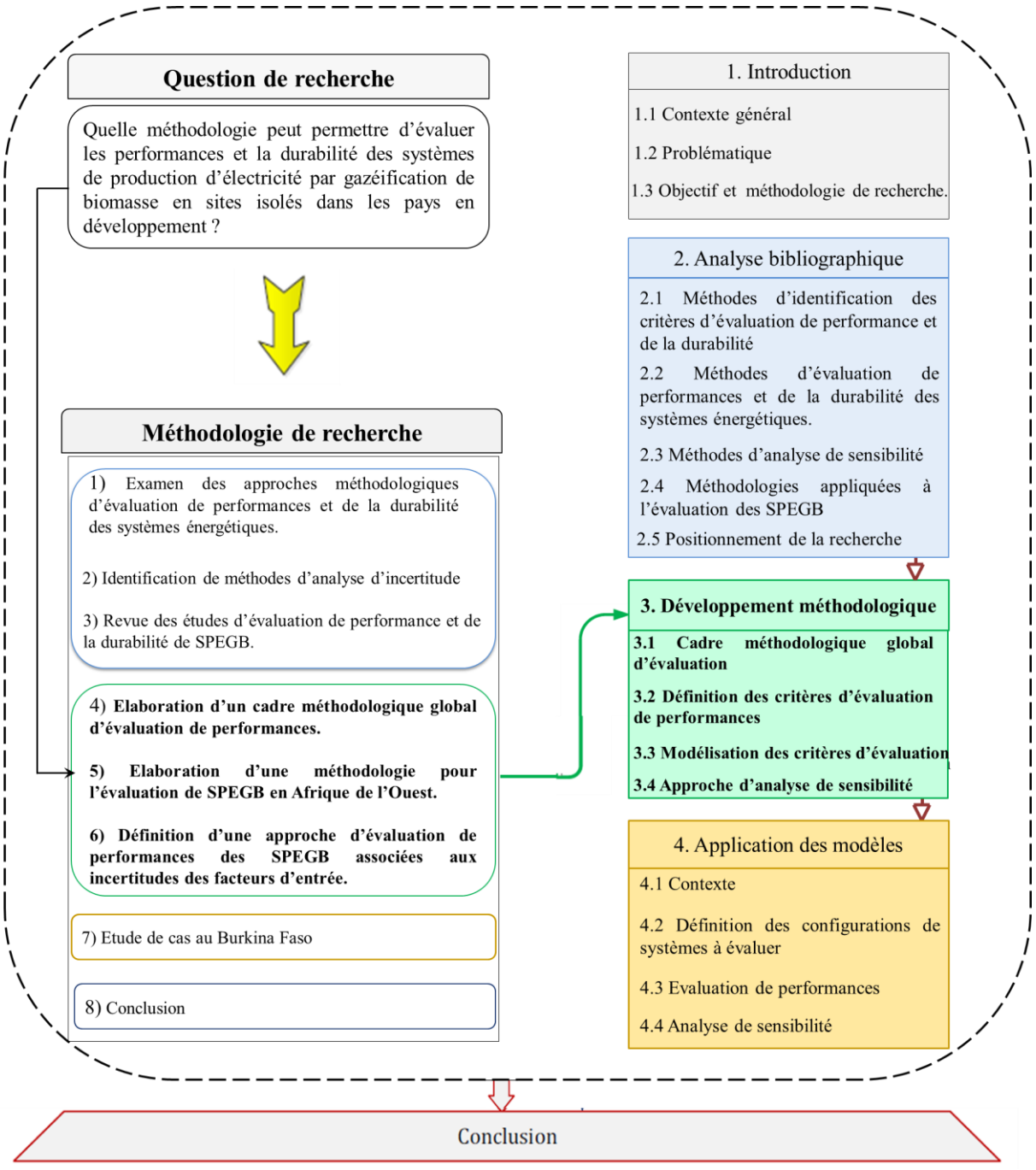
Le chapitre a ensuite fait l'état de l'art des études d'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse (SPEGB) en vue de positionner notre travail de thèse. Il en ressort que les méthodologies utilisées pour l'évaluation des SPEGB à petite échelle ou hors réseau se sont principalement concentrées sur la dimension économique en s'intéressant de manière imparfaite à l'aspect technique, à l'impact sur l'environnement et à l'aspect social. Les études qui ont abordé la question de l'évaluation des SPEGB dans son aspect multidimensionnel se sont majoritairement intéressées à la sélection des critères d'évaluation dans des contextes spécifiques. **De plus, très peu d'entre elles ont intégré à la fois les aspects technique, économique, environnemental et social.** Elles n'ont proposé aucune méthodologie pour la quantification des critères. **Ces derniers sont estimés en utilisant des résultats de performance spécifiques à un système existant ou des données secondaires**. Les données sont utilisées pour réaliser l'évaluation à travers les méthodes d'analyse multicritère (AMC). Par ailleurs, comme précédemment relevé en section 2.1.2.5.B, ces méthodes sont pertinentes à l'étape de la prise de décision. Mais l'analyse détaillée des performances durables de SPEGB spécifiques à leur contexte local reste toujours nécessaire.

Ce travail de thèse s'inscrit donc dans ce contexte scientifique et vise à développer une méthodologie d'évaluation permettant de manière objective de révéler et d'informer sur l'état de systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse dans un site rural donné en Afrique de l'Ouest. Elle intègre les quatre dimensions de la durabilité : **technique,**

économique, sociale et environnementale et permettra au décideur de disposer d'informations étendues pour l'aider dans la prise de décision.

Le chapitre 3 suivant est ainsi consacré au développement cette méthodologie.

Chapitre 3 . Développement méthodologique



Introduction

Pour rappel, le premier chapitre a indiqué le but principal de ce travail de recherche. Il s'agit de construire une méthodologie pour évaluer les performances et la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse à petite échelle pour aider à la prise de décision. Le chapitre 2 a examiné les différentes méthodologies existantes ainsi que leurs avantages et leurs limites d'utilisation.

Les résultats de la synthèse bibliographique ont montré qu'il existe un certain nombre d'outils pour l'évaluation des performances de systèmes de production d'électricité, mais il n'existe pas une démarche détaillée structurant l'ensemble du processus d'évaluation. Ainsi, le présent chapitre définit dans sa première partie le contenu et l'articulation des différentes phases du cadre méthodologique développé dans cette thèse. Dans la deuxième partie, la méthodologie proposée à partir de ce cadre général pour l'évaluation des performances des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest est présentée.

3.1 Cadre méthodologique global

La démarche méthodologique est subdivisée en deux grandes étapes. La première concerne la méthode d'évaluation des performances du système de production d'électricité. La deuxième étape porte sur l'analyse d'incertitudes pour évaluer les performances du système associées à la variation des variables d'entrée et pour éclairer la prise de décision. La méthodologie globale est résumée à la Figure 3-1.

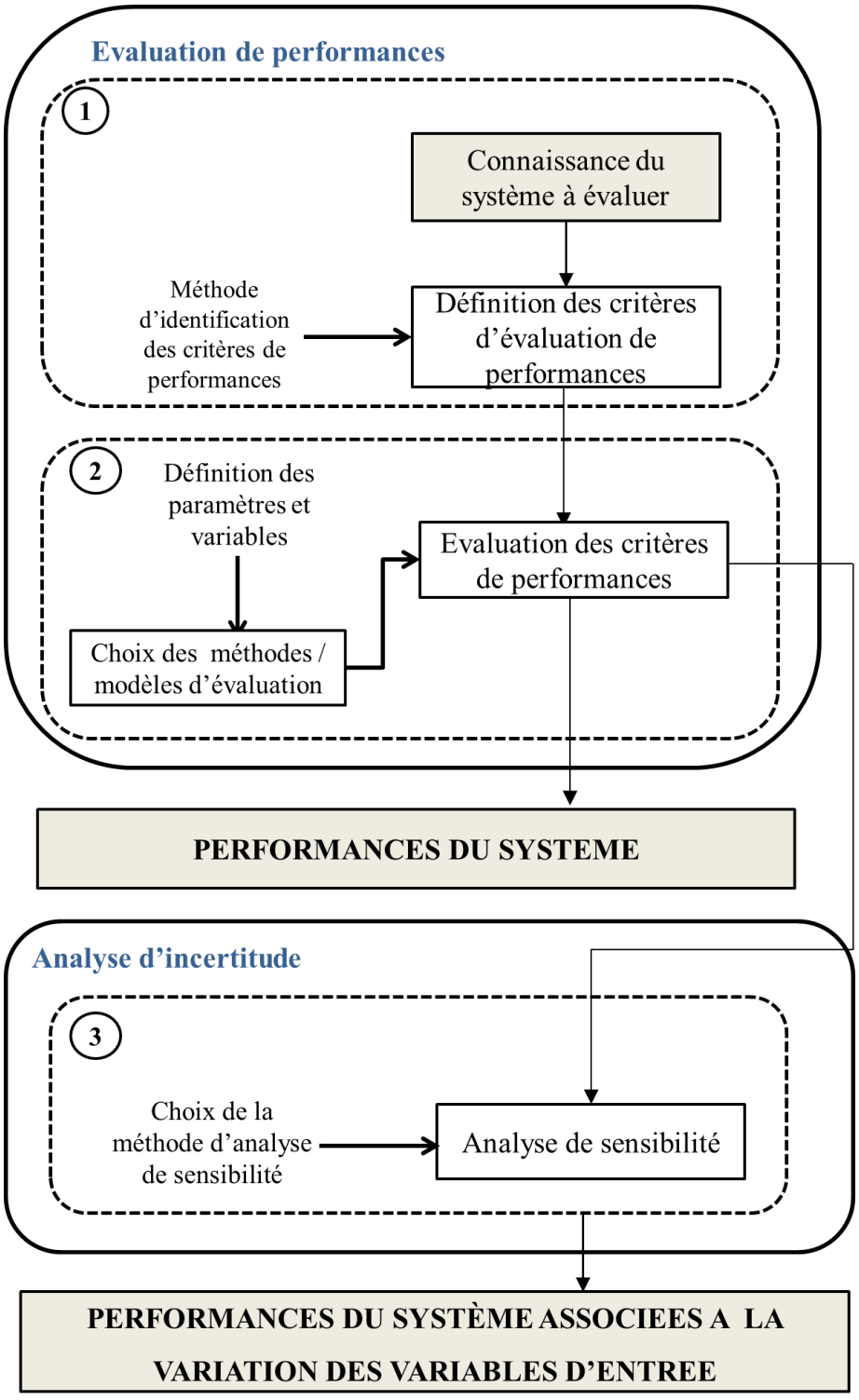


Figure 3-1: Structuration de la méthodologie globale d'évaluation développée dans ce travail

3.1.1. Evaluation de performances

Avant de démarrer toute procédure d'évaluation, il faut connaître précisément le système étudié et son environnement. Généralement, ces informations peuvent être obtenues à

travers une analyse fonctionnelle, ou à partir de la littérature, mais aussi à partir des retours d'expériences.

A partir de la connaissance fine du système et de son environnement, les critères d'évaluation doivent être clairement définis. C'est une activité qui s'intègre à la phase de structuration du problème d'évaluation [23]. Il importe de s'appuyer sur une démarche structurée permettant d'identifier les critères pertinents à considérer, et qui caractérisent les objectifs des parties prenantes au projet.

Lorsque les critères de performances sont définis, des méthodes appropriées doivent être choisies pour permettre de les évaluer objectivement et avec précision.

3.1.1.1 Méthode de définition des critères d'évaluation de performances

L'analyse bibliographique a montré qu'il n'existe pas de méthodologie standardisée de définition des critères d'évaluation ; ni un consensus général sur le nombre exact de critères qui doivent être utilisés pour de telles évaluations. « *Les méthodologies utilisées dans la plupart des études scientifiques pour définir les critères d'évaluation peuvent être regroupées en 3 approches différentes, mais peuvent aussi être combinées: (i) la sélection des critères dans la littérature scientifique suivant certains principes tels que la mesurabilité, la précision…(ii) des entretiens auprès de personnes ressources (experts du domaine académique ou industriel…) et/ou auprès d'un groupe décisionnel (parties prenantes) au moyen de questionnaires; et (iii) également de façon normalisée (par exemple en analyse de cycle de vie: norme ISO 14040)* » .

En particulier, pour un contexte spécifique donné, la démarche participative basée sur des entretiens avec les parties prenantes concernées apparaît la plus appropriée. Elle permet de révéler et d'intégrer dès le début du processus d'évaluation, leurs opinions et leurs attentes par rapport au système de production. Cependant, il faut souligner que c'est une approche coûteuse et sa contrainte majeure est la disponibilité des participants. En outre, sa réussite dépend également des outils de travail et des méthodes utilisés pour révéler les attentes de toutes les parties prenantes. En cas de difficulté ou d'impossibilité de mise en œuvre d'une telle approche, il faudra se limiter à la sélection des critères à partir de la littérature. Cette démarche est cependant très délicate, car il est possible de choisir des critères qui ne caractérisent pas très précisément ni entièrement (pour toutes les parties prenantes) les fonctions attendues du système de production dans son site d'implantation.

Ainsi, en complément de ces démarches, nous proposons une nouvelle approche générique basée sur l'analyse fonctionnelle (AF). Cette méthodologie ne traite pas spécifiquement des questions liées aux systèmes énergétiques, mais elle couvre un spectre suffisamment large pour nous aider dans la construction scientifique des réponses à notre problématique (*la définition des critères d'évaluation de performances et de la durabilité du système de production d'électricité)*. Par exemple, elle a été adaptée et utilisée avec succès dans de nombreuses études visant la conception, l'évaluation et la gestion des systèmes de traçabilité des aliments [86], mais aussi la compréhension et l'amélioration de la résilience de systèmes de gestion des déchets [87].

3.1.1.1.A Choix de la méthode d'analyse fonctionnelle : méthode APTE

L'analyse fonctionnelle (AF) est un processus rationnel et systémique visant à *recenser, ordonner, caractériser, hiérarchiser et/ou valoriser les fonctions attendues d'un produit ou d'un système par l'utilisateur*» (NF X50-151). Ces fonctions doivent se positionner en réponse à la finalité du système, préalablement identifiée [88]. Il existe deux types d'analyse fonctionnelle : l'AF interne et l'AF externe [88]. L'AF externe (AFE) s'intéresse aux liens qui existent entre le système et les éléments de son environnement. Le système de production est donc vu comme une « boîte noire ». L'analyse fonctionnelle interne (AFI) permet de s'intéresser à la décomposition fonctionnelle du produit à concevoir, elle accompagne le concepteur dans sa démarche de structuration du processus de conception. Elle n'intervient que lorsque les éléments de l'analyse fonctionnelle externe sont définis et servent de point d'entrée pour étudier la structure interne du produit. Ainsi, dans notre travail, nous avons opté pour une analyse fonctionnelle externe (AFE).

Il existe différentes méthodes pour réaliser une analyse fonctionnelle (Tableau 3-1). Elles se différencient par leur domaine d'application, leurs objectifs et leur mode d'exploitation. Les critères utilisés pour choisir la méthode correspondant le mieux au besoin de notre étude sont marqués en gris dans le Tableau 3-1. Le tableau montre que les méthodes FAST, SADT, GRAFCET, MERISE couvrent uniquement l'AF interne. Par contre, les méthodes APTE (APplication des Techniques d'Entreprises), RELIASEP, SART (Structured Analysis for Real Time) permettent de réaliser à la fois l'AF externe et interne. En outre, elles sont les seules qui permettent de modéliser les interactions avec les milieux environnants. Par ailleurs, on constate que parmi ces trois méthodes d'AFE, RELIASEP n'est pas adaptée à l'analyse d'un système de production ; et SART n'est que moyennement adaptée à l'analyse

d'un système de production ou d'une organisation (Tableau 3-1). SART n'est adapté qu'aux applications à fort comportement dynamique. Ainsi, il ressort que la méthode APTE est la mieux appropriée pour cerner le système et son environnement et identifier les critères d'évaluation de performances. Nous retenons donc la méthode APTE pour nos travaux.

Tableau 3-1: Comparaison de différentes méthodes d'analyse fonctionnelle (*ISdF, projet N°1/91, 1991)* [89]

	Méthodes d'analyse fonctionnelle						
Domaine d'application	APTE	RELIASEP	FAST	SADT	SART	GRAFCET	MERISE
Système complexe	+	+	+/-	+	+	+/-	+/-
Système de production	+	-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
Système d'information	+	-	+/-	+	+	+/-	+
Système matériel	+	+	+	-	-	+/-	-
Interface homme/machine	+/-	-	+/-	+/-	+	-	+/-
Automatisme	+/-	+	+/-	+/-	+	+	-
Organisation	+	+/-	+	+/-	+/-	+/-	+
AF Externe	**AFE**	**AFE**	.	.	**AFE**	.	.
AF interne	**AFI**	**AFI**	**AFI**	**AFI**	**AFI**	**AFI**	**AFI**
Milieux environnants	**ME**	**ME**	.	.	**ME**	.	.
Evènements	.	**E**	**E**	**E**	**E**	**E**	.
Invariants	.	.	.	.	.	.	**I**
Accessibilité	APTE	RELIASEP	FAST	SADT	SART	GRAFCET	MERISE
Facilité d'apprentissage	+	+	+	+/-	-	+/-	-
Facilité d'utilisation	+	+	+	+/-	+	+	-
Logiciel d'application	+/-	+	-	+	+	+	+
Compréhension des résultats	+	+	+	+/-	-	+/-	+/-
Intégration autres études	+/-	+	+/-	+/-	+/-	.	.

Degré d'adaptation des méthodes +: Bon +/- : Moyen - : Mauvais

3.1.1.1.B Démarche de l'analyse fonctionnelle par la méthode APTE

La structure globale et les questions sous-jacentes de l'approche sont résumées à la Figure 3-2. Elle est déclinée en deux grandes phases: l'analyse du besoin et l'expression fonctionnelle du besoin, et permet au final la rédaction du cahier des charges fonctionnel (CdCF).

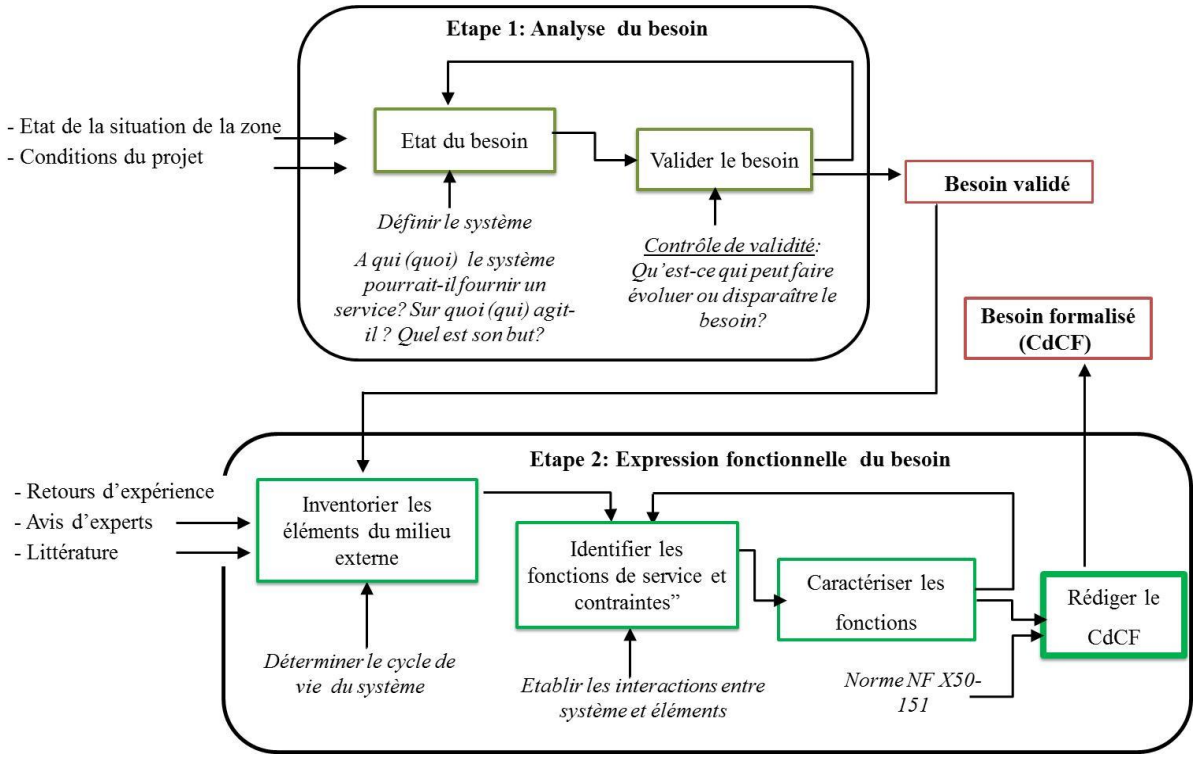


Figure 3-2: Méthodologie générale d'analyse fonctionnelle externe

L'analyse du besoin vise à identifier et à exprimer le besoin potentiel à satisfaire par le système. Cette définition se base sur l'état de notre connaissance de la situation de la zone d'étude et des conditions du projet.

L'expression fonctionnelle du besoin consiste à définir le cycle de vie du système pour inventorier les éléments de son milieu environnant, à identifier les relations *(fonctions*) entre couples d'éléments extérieurs *(fonction principale)* à travers le système de production et les interactions entre le système de production et les éléments de son environnement extérieur *(fonction service et contrainte)* en répondant à la question suivante : que fait réellement le système pour satisfaire le besoin des utilisateurs ? [90]. Ces fonctions sont caractérisées et explicitées dans un document final intitulé «Cahier des charges fonctionnel (CdCF). Caractériser les fonctions implique de définir pour chacune d'elles les critères d'appréciation, les niveaux d'acceptation correspondant à ces critères, le degré de flexibilité sur les niveaux des critères.

Au-delà du fait que l'approche permet d'identifier les critères d'évaluation, il faut souligner que le CdCF peut faciliter les échanges entre les parties prenantes. Il peut également

servir de document de travail et être mis à jour selon l'évolution des attentes tout au long du processus d'évaluation et de prise de décision.

A la fin, l'analyse peut faire apparaître un grand nombre de critères. Pour retenir les critères les plus pertinents, nous avons établi quatre principes directeurs à partir de ceux indiqués par [19], [91]. Ce sont : *la capacité du critère à décrire la durabilité dans le contexte d'implantation, la cohérence, la mesurabilité et la précision.*

Une fois que les critères sont définis, l'étape suivante consiste à les évaluer.

3.1.1.2 Méthode d'évaluation des critères de performances

Dans cette phase, le but principal est de répondre à « comment évaluer les critères de performances considérés »? Il s'agit alors de choisir un mode d'évaluation approprié. Diverses questions préalables ont orienté le choix méthodologique. Il s'agit:

- du type d'évaluation : sur un système existant « ex post » ou pour une étude de préfaisabilité d'un système envisagé , donc en situation « ex ante » ;
- de la finalité de l'évaluation : pour un pilotage en temps réel ; pour servir d'aide à la décision dans le cadre d'un projet étudié, etc.
- des échelles de l'évaluation : spatiale, ou temporelle ;
- des contraintes de l'évaluation : budget, temps, données disponibles.

Lorsqu'il s'agit de caractériser les performances d'un système existant (évaluation ex post), l'approche la mieux indiquée et la plus précise consiste à collecter les informations en condition réelle directement à travers des expérimentations, ou des études de terrain. Cependant, ceci peut induire la mobilisation d'importants moyens humains et financiers pas toujours disponibles. En outre, cette approche est généralement limitée aux cas simples et ne permet pas de prendre en compte le contexte du système à étudier, ni éventuellement de prédire des phénomènes.

Dans le cas d'une évaluation ex ante, le raisonnement peut être de deux types. On peut s'appuyer sur un ou plusieurs cas similaires au système à évaluer sur lesquels on dispose d'informations. Cependant, les difficultés peuvent être liées à la disponibilité de données complètes et fiables. En outre, l'évaluation ex ante présente les mêmes inconvénients que l'évaluation ex post pour prendre en compte le contexte du système. Le second raisonnement est basé sur l'utilisation des modèles pour évaluer les phénomènes ou les solutions

potentielles. Cette approche basée sur les modèles peut permettre d'apprécier les interactions entre éléments et d'évaluer une variété de conditions rapidement et à moindre coût.

Ainsi, nous avons principalement orienté notre approche d'évaluation des critères de performances vers la modélisation. Toutefois, elle reste complémentaire avec des études expérimentales qui permettent de valider au besoin certains phénomènes modélisés ou de définir certains paramètres caractéristiques des modèles.

3.1.1.2.A Construction des modèles d'évaluation

Un modèle est une représentation simplifiée du comportement d'un système réel plus ou moins complexe ou d'un phénomène sous une forme donnée, issue de son abstraction, et satisfaisant un besoin associé à son utilisation [92]. Le comportement peut être physique, chimique, économique, environnemental, etc.

L'élaboration d'un modèle jusqu'à son exploitation nécessite un certain nombre d'étapes résumées sur la Figure 3-3.

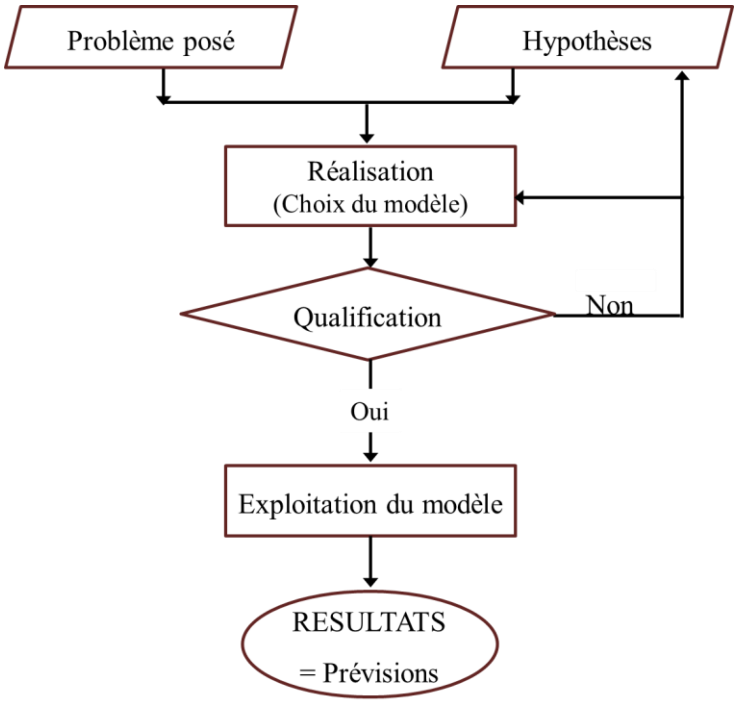


Figure 3-3: Principales étapes de la construction d'un modèle de comportement jusqu'à son exploitation.

Il s'agit d'une part de poser le problème de la modélisation et le domaine d'application et de formuler les hypothèses; et d'autre part d'élaborer le modèle et de le qualifier avant son exploitation. La définition du problème permet de résumer les objectifs que l'on cherche à atteindre. La formulation des hypothèses conduit à l'abstraction du modèle. La phase de réalisation contribue à obtenir l'écriture du modèle et la qualification mesure le niveau d'adéquation entre le modèle et le besoin attendu.

a) Problème posé et domaine d'application

La définition du problème permet de définir le besoin lié à la modélisation. Elle est étroitement imbriquée avec l'étape de définition des critères (grandeurs physiques à calculer et qui définissent les performances à simuler).

b) Hypothèses

Les hypothèses permettent de réduire le modèle aux éléments pertinents du système d'étude et de ce fait de restreindre son domaine d'utilisation. Pour ainsi les énoncer, il faut être capable de discerner les éléments, les phénomènes physiques pertinents du système à évaluer en vue de sa représentation sous une forme physique donnée. De manière classique, les hypothèses sont liées à des connaissances précises associées au système à étudier. Ces connaissances peuvent être à caractère physique (comportements limités aux phénomènes prépondérants mis en jeu), à caractère technologique (comportements spécifiques associés à une gamme de fonctionnements possibles, géométrie, etc.). Elles peuvent être également liées au contexte propre du système en étude (cahier des charges, environnement direct, etc.). L'identification des hypothèses suit un processus décliné en trois points [93] :

- Analyser de façon précise le comportement du système à évaluer;
- identifier les variables et paramètres caractéristiques du fonctionnement ;
- définir les phénomènes physiques pertinents du fonctionnement du système étudié.

Toutefois, il existe une notion de risque associé à la formulation d'hypothèses quand elles sont difficiles à justifier ou quand on n'a pas de recul sur la connaissance du comportement ou du fonctionnement du système. C'est pourquoi les hypothèses sont souvent issues de fréquentes constatations (expertise) et/ou de l'expérience.

Il faut souligner que cette phase a une grande influence sur les résultats du modèle, car elle va conditionner la précision liée à la représentation physique du phénomène à modéliser.

c) Réalisation (choix du modèle)

C'est la phase d'expression du modèle à proprement parler. Elle est la plus complexe et la plus longue. De manière générale, un modèle se formalise tel que présenté à la Figure 3-4. Il fait essentiellement intervenir des variables et des paramètres.

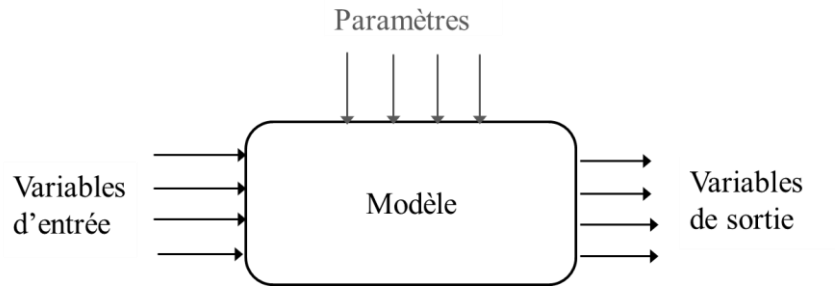


Figure 3-4: Représentation schématique du modèle, des variables et des paramètres

Les variables d'entrée permettent de décrire le système ou le phénomène à modéliser. Elles peuvent varier afin de décrire plusieurs configurations du système. Les paramètres sont fixés et définissent le cadre du modèle. Ils sont liés aux hypothèses. Les variables de sortie permettent de qualifier les performances du système ou des configurations du système.

Suivant les hypothèses et le niveau de modélisation désiré, une relation est écrite grâce aux connaissances disponibles pour relier les variables d'entrée aux variables de sortie. Ces connaissances font intervenir soit notre connaissance propre, soit des bases de données, soit des modèles existants. La littérature propose une variété d'approches de modélisation avec des caractéristiques différentes. Cependant, le choix des modèles est étroitement lié aux phénomènes que l'on a préalablement caractérisés, et à l'usage pour lequel il est envisagé (simulation, dimensionnement…). C'est un premier pas vers la construction d'un problème mathématique dont la résolution, si elle est possible, conduira au résultat cherché.

d) Qualification

Le but est de vérifier l'adéquation du modèle avec les objectifs de la modélisation et de faire éventuellement le choix entre différents modèles. La qualification du modèle vise également à vérifier son utilité, sa réutilisation éventuelle, son champ de validité, etc. Pour atteindre ce but, quatre critères d'appréciation intrinsèques à tout modèle sont établis par Vernat [92] sous la dénomination PEPS (Parcimonie, Exactitude, Précision, Spécialisation).

1. Parcimonie : Elle reflète la simplicité du modèle, sa facilité d'utilisation et d'exécution. La parcimonie doit être aussi forte que possible ;
2. Exactitude : elle mesure la distance entre les résultats donnés par le modèle de simulation et les résultats observés sur un système réel. L'exactitude est souhaitée aussi forte que possible ;
3. Précision : elle qualifie la certitude intrinsèque accordée aux résultats d'un modèle. Elle est souhaitée aussi haute que possible ;
4. Spécialisation : elle caractérise l'ensemble des informations qui restreignent le champ d'application du modèle du produit. Elle doit être aussi basse que possible.

Les trois premiers critères sont appliqués dans le choix de nos modèles. Le niveau de parcimonie va conditionner l'exploitation directe du modèle (temps de calcul, outil de traitement du modèle utilisable ou non). L'exactitude et la précision du modèle vont conditionner la validité de l'utilisation du modèle donc la validité des résultats. Lorsque la qualification d'un modèle existant n'est pas satisfaisante, les hypothèses peuvent être revues pour l'adapter à l'objectif de la modélisation.

3.1.1.2.B Exploitation du modèle

C'est l'étape ultime de l'évaluation où le modèle révèle toute son utilité. Théoriquement, elle ne pose aucun problème lorsque les deux phases de réalisation et de qualification ont été bien conduites. Cependant, les modèles ne sont utilisables que si l'on dispose d'un logiciel de traitement. C'est un ensemble constitué :

- d'une *méthode*, c'est-à-dire d'une liste d'opérations à effectuer, dont l'application permet de construire et de résoudre le problème mathématique défini par les modèles, et de conduire au résultat ;
- et d'un *calculateur*, qui peut être un ordinateur ou un individu, qui applique la méthode et effectue les calculs.

Il est souvent choisi parmi ceux dont on dispose. Toutefois, les critères qui sous-tendent ce choix sont sa compatibilité avec l'objectif de l'étude, avec les théories et modèles employés et l'usage peu coûteux pour la simulation.

Une fois le modèle implémenté, il peut être résolu afin de générer des variables de sortie en fonction des valeurs des variables d'entrée et des paramètres. Par conséquent, il importe de s'assurer que les entrées pour lesquelles on exploite le modèle sont fiables.

3.1.2. Analyse d'incertitudes

L'utilisation des méthodes d'évaluation déterministes est bénéfique pour prendre des décisions optimales. En fait, une liste exhaustive des solutions envisageables n'est pas recherchée. Seule la mise en avant de solutions pertinentes dans un délai raisonnable, ainsi que leur justification du point de vue des préférences du décideur, est recherchée [94]. Cependant, l'applicabilité des méthodes déterministes aux problèmes du monde réel peut être limitée, car elle ne capture pas toutes les complexités, y compris les incertitudes dans les variables d'entrée. Cela nécessite de mettre en œuvre une analyse de sensibilité [77].

Le choix d'une méthode d'analyse de sensibilité dépend : (i) des types de modèles mathématiques (linéaire ou non linéaire) ; (ii) du nombre de variables d'entrée incertaines associées à une variable de sortie par rapport à laquelle l'analyse veut être réalisée ; (iii) du type d'analyse à effectuer (local, global, qualitative ou quantitative) ; et (iv) du niveau de connaissance qu'on a de l'incertitude sur les valeurs des variables d'entrée, notamment leurs distributions de probabilité.

Cette première partie du chapitre a décrit le cadre général pour élaborer la méthodologie d'évaluation des systèmes de production d'électricité. A partir de ce cadre général, la méthodologie pour l'évaluation des performances des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest est développée. Elle porte sur la définition des critères d'évaluation de performances et des méthodes/modèles choisis pour leur estimation.

3.2 Méthodologie d'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest

3.2.1 Définition du problème

Enoncé du besoin : le besoin identifié est la production d'électricité pour satisfaire des besoins en milieu rural à partir d'un système qui permet de valoriser la biomasse lignocellulosique sèche localement disponible et à un coût abordable.

Système de production d'électricité et limites d'application : Dans la présente étude, le système de production d'électricité est limité aux équipements et processus permettant la conversion de la biomasse en électricité. Ainsi, la chaîne logistique d'approvisionnement en biomasse et le réseau de distribution d'électricité sont hors des limites d'application de la recherche. Cependant, l'étude prend en compte les caractéristiques du besoin en électricité très fluctuant en électrification rurale décentralisée (ERD) auquel doit répondre le système de production piloté (non raccordé à un réseau électrique).

3.2.2 Définition des critères d'évaluation de performances

L'analyse pour la définition des critères a considéré sur le cycle de vie du système, les phases d'installation et d'utilisation (opération, maintenance). Ces choix se justifient par le fait qu'une mauvaise réalisation peut impacter négativement les performances du système et peut être à l'origine de la non-maîtrise des risques. La phase d'utilisation constitue la période de valorisation du système où des problèmes de pilotage peuvent constituer un verrou important pour le bon fonctionnement de l'installation.

L'inventaire a mis en évidence une multitude d'éléments extérieurs avec lesquels le système de production d'électricité par biomasse peut être interfacé (Figure 3-5).

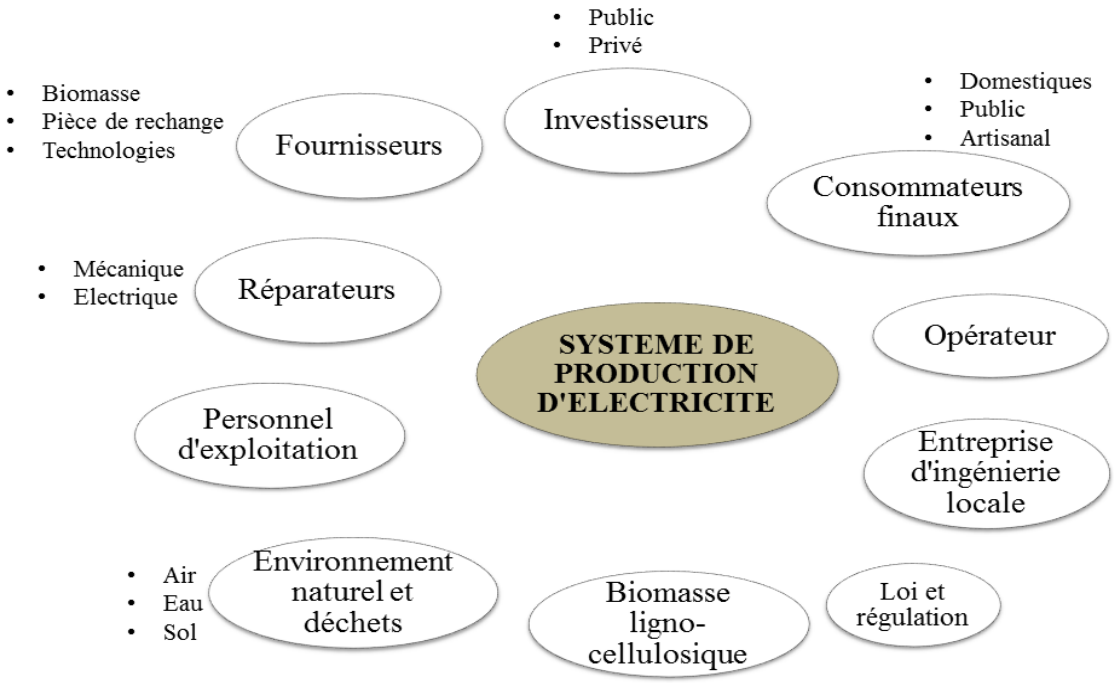


Figure 3-5: Eléments du milieu extérieur du système de production d'électricité par gazéification de biomasse

On retrouve la biomasse elle-même ; les différents acteurs et bénéficiaires (*les consommateurs finaux avec leurs appareils électriques, l'opérateur d'électrification, les investisseurs publics ou privés, les entreprises d'ingénierie locale, les fabricants de technologie, le personnel d'exploitation avec leurs outils de travail, les fournisseurs de biomasse, fournisseurs de pièces de rechange*) ; l'environnement naturel et les déchets (émissions) et la réglementation.

En s'appuyant sur la littérature [95]–[97], mais également sur les avis d'experts à travers des séances de *brainstorming*, l'analyse a permis de considérer pour notre étude les fonctions et critères indiqués dans le Tableau 3-2. En particulier, pour les critères d'impacts sur l'environnement naturel et la santé humaine liés aux émissions, les indicateurs caractéristiques sont définis suivant la norme ISO 14040 de l'analyse du cycle de vie (ACV) conformément à la méthode d'évaluation environnementale retenue. Ceux-ci sont détaillés en section 0.

Tableau 3-2: Fonctions du système de production et critères d'évaluation de performances associés.

Dimensions	**Fonctions**	**Critères**
Technique	(FS) Générer efficacement de l'énergie électrique pour satisfaire les besoins des consommateurs locaux.	C1 : Energie nette générée
		C2 : Rendement électrique net
	(FC1) Etre maintenu en bon état de fonctionnement	C3 : Fiabilité
		C4: Maintenabilité
		C5 : Disponibilité
	(FC2) S'adapter facilement aux conditions d'exploitation	C6 : Maturité technologique
		C7 : Flexibilité
Economique	(FC3) Etre économiquement attractif	C8: Coût d'investissement
		C9: Coût d'opération
		C10 : Coût de l'électricité générée
Environnement	(FC4) Etre respectueux de l'environnement naturel	C11 : Impacts des effluents solides, liquides et gazeux sur l'air, l'eau et le sol.
Social	(FC5) Etre respectueux de la santé humaine	C12 : Impacts des effluents solides, liquides et gazeux sur la santé humaine.
		C13 : Nuisances sonores.
	(FC6) Générer des bénéfices sociaux	C14: Nombre d'emplois générés.

FS : Fonction service, FC : Fonction contrainte, C1-C12 : Critères

Bien que les critères soient subdivisés en dimensions technique, économique, environnementale et sociale, il faut souligner qu'ils ne sont pas indépendants en raison des interconnexions inhérentes entre différents problèmes de la durabilité. Par exemple, les impacts sur la santé humaine peuvent être classés dans la dimension environnementale et dans la dimension sociale ; ou encore le nombre d'emplois peut être à la fois dans le social et l'économie.

Dimension technique

La fonction principale attendue du système de production d'électricité est de «**générer efficacement de l'électricité pour satisfaire les besoins des consommateurs locaux** ». C'est le principal but du déploiement d'un système de production d'électricité. Les critères d'appréciation sont de deux types : le critère relatif à la satisfaction des besoins des consommateurs : énergie nette générée (C1), et le critère lié au rendement de conversion de la biomasse en électricité (C2).

Cependant, pour que le système soit facilement utilisé par la compétence locale et pour permettre à l'opérateur d'assurer le service énergétique et à un coût acceptable, il **« doit être sûr de son fonctionnement** » (FC1). Les critères caractéristiques de cette fonction sont relatifs à sa fiabilité (C3), sa maintenabilité (C4), et sa disponibilité (C5).

Enfin, pour réduire les risques économiques et assurer un service de l'électricité régulier pour les consommateurs, le système doit « **pouvoir s'adapter facilement aux changements des demandes en énergie électrique** » (FC2). Les critères d'appréciation de cette fonction contrainte sont la maturité de la technologie utilisée (C7) et sa flexibilité (C8).

Dimension économique

Pour être accepté par les décideurs, les opérateurs et les utilisateurs, le système de production doit être « **économiquement attractif** » (FC3). Les critères d'appréciation sont : le coût d'investissement (C9), le coût d'exploitation (C10) et le coût de l'électricité générée (C11). Le coût d'investissement est la première barrière à surmonter pour démarrer les projets d'électrification rurale. La nature intensive en capital des technologies de la biomasse peut décourager les investisseurs. Le coût d'exploitation du système et le coût de l'électricité généré sont des facteurs clés de succès en raison des ressources financières limitées des opérateurs et des faibles revenus de la plupart des consommateurs.

Aspects social et environnemental

Pour favoriser l'acceptabilité du système par la communauté locale, le système de production doit être **« respectueux de l'environnement naturel** (FC4) **et de la santé humaine** (FC5) ». Mais il doit aussi « **générer des bénéfices sociaux** » (FC6). Ainsi, les principaux critères sociaux sélectionnés pour l'évaluation concernent les opportunités d'emplois , les dommages créés par les émissions gazeuses, solides et liquides dans l'air,

l'eau, et sur le sol et pour la santé humaine ; et les nuisances sonores. Par ailleurs, la création d'emplois est l'une des raisons fréquemment évoquées pour encourager le déploiement de systèmes de bioénergie, en particulier lorsque les projets sont développés dans les zones rurales, avec des niveaux avancés de chômage ou d'exode rural.

3.2.3 Description du système de production d'électricité par gazéification de biomasse

Il s'agit de comprendre le fonctionnement du système de production d'électricité par gazéification afin de cerner les variables et paramètres à prendre en compte. La Figure 3-6 présente le diagramme fonctionnel du système. La limite est représentée par la ligne en tiret.

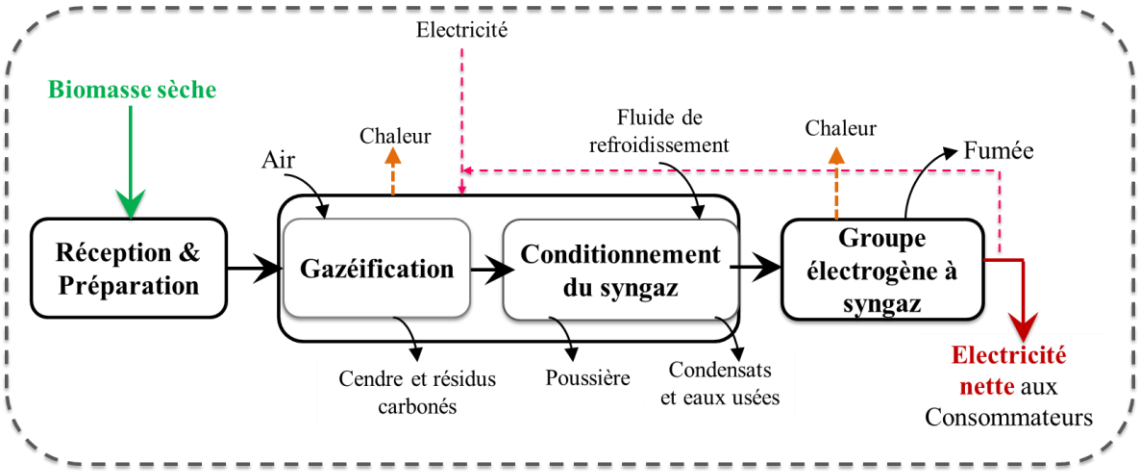


Figure 3-6: Diagramme fonctionnel du système de production par gazéification de biomasse

Il est subdivisé en trois sous-processus : la réception et la préparation de la biomasse sèche ; la gazéification de la biomasse et le conditionnement du gaz de synthèse produit ; et la production d'électricité par la combustion du gaz de synthèse dans le groupe électrogène.

Le premier sous-processus dédié à la réception et à la préparation de la biomasse sèche vise principalement la réception, la manutention et/ou la découpe de la biomasse à la granulométrie requise pour l'alimentation du réacteur de gazéification (gazogène).

Dans le second sous-processus a lieu la gazéification de la biomasse à l'issue de laquelle un gaz de synthèse brut est produit. De façon générale, le processus de gazéification de la biomasse se compose de quatre étapes à savoir le séchage, la pyrolyse, l'oxydation et la réduction [98]–[100].

- séchage : dans cette étape, la teneur en humidité de la biomasse est réduite. Typiquement, la teneur en humidité de la biomasse varie de 5 à 35 %. Le séchage se produit à 100-200ºC environ avec une réduction de la teneur en humidité de la biomasse < 5 %.
- Pyrolyse (dévolatilisation): il s'agit essentiellement de la décomposition thermique de la biomasse en l'absence d'air. Dans ce processus, la matière volatile dans la biomasse est réduite. Il en résulte trois macro-produits : du gaz incondensable, des goudrons (tar) et du char (résidus carbonés). Le gaz incondensable est généralement composé du monoxyde de carbone (CO), du dioxyde de carbone (CO_2), du dihydrogène (H_2), du méthane (CH_4), de la vapeur d'eau (H_2O) et des hydrocarbures légers. Le terme «goudron» désigne une large gamme de composés organiques sous forme de vapeur à la température de gazéification (plus de 400°C), mais liquide à une température suffisamment basse. Ce sont par exemple, les aldéhydes, les acides acétiques, les phénols, les HAP (hydrocarbonés aromatiques polycycliques)… Le char est le résidu solide.
- oxydation: il s'agit d'une réaction entre la biomasse carbonisée solide et l'oxygène dans l'agent gazéifiant (l'air) entraînant à la fois la formation de CO_2 et de CO. Leurs proportions respectives sont fonction de la température, de la disponibilité de l'oxygène et de la teneur en cendre de la biomasse. L'hydrogène présent dans la biomasse est également oxydé pour générer de l'eau. Dans la phase gazeuse, les goudrons et CH_4 sont soumis à un reformage à la vapeur générant du CO et de H_2. Les goudrons peuvent également se décomposer à haute température en raison du craquage thermique, de manière à générer des gaz plus légers comme CO, CO_2, H_2 et CH_4 . Ces réactions d'oxydation dégagent la chaleur nécessaire pour le séchage et la dévolatilisation de la matière solide et pour les autres réactions impliquées dans le processus dans la zone de réduction.
- réduction : plusieurs réactions endothermiques hétérogènes se produisent en l'absence d'oxygène dans la gamme de températures de 800-1000ºC. Le gaz brut qui est produit est composé principalement de 3 types de composants énergétiques: l'hydrogène (H_2: 15 à 21%), le monoxyde de carbone (CO: 10 à 22 %), et des hydrocarbures tels que le méthane (CH_4: 1-5%) et des traces d'éthane et d'éthylène (C_2H_6, C_2H_4). Il contient également des composants non énergétiques tels que l'azote (N_2: 43 à 55%) provenant de l'air utilisé comme agent de gazéification et le dioxyde de carbone (CO_2: 8 à 15%). Quelques impuretés sont également présentes comprenant des matières particulaires, des goudrons et des cendres [98].

Il faut souligner que la variation des propriétés de la matière première produit un impact majeur sur l'efficacité de la gazéification [101]. Par exemple, l'efficacité de gazéification diminue lorsque la teneur en eau de la biomasse augmente. Dans le même temps, la production de goudrons dans le gaz de synthèse augmente avec pour corollaire l'augmentation des besoins en maintenance. Les propriétés de la biomasse doivent de ce fait, être scrupuleusement contrôlées au regard des spécifications technologiques. Pour la production de ce gaz de synthèse, il existe deux principaux types de gazogènes avec différentes variantes: les gazogènes en lit fixe et les gazogènes en lit fluidisé. Une revue détaillée sur les types de gazogènes est fournie dans [16], [99], [102]. Le gazogène qui fait l'objet d'étude dans ce travail de recherche est de type « lit fixe co-courant ». C'est une des variantes technologiques bien adaptées à la production à petite échelle en raison de sa petite puissance thermique comprise entre 0,02 et 1MWth et de la teneur du syngaz en goudron qu'il produit (0,1 à 6 $g.Nm^{-3}$). Lorsque le syngaz brut sort du gazogène, il est refroidi et les impuretés sont éliminées (*conditionnement du syngaz)* afin de respecter les spécifications requises avant d'alimenter un groupe électrogène. Cette opération peut se faire par voie humide ou sèche à travers l'utilisation de différents dispositifs mécaniques comme les cyclones, les filtres (tissus, lit de charbon..), les tours de lavage à eau… [102]. La combinaison de ces équipements dépend de chaque constructeur.

L'application du gaz de synthèse nettoyé dans un groupe électrogène pour la production d'électricité est le troisième sous-processus. La capacité commerciale maximale prouvée des groupes électrogènes à gaz pour les applications à petite échelle est 500 kWel [103] [81]. Toutefois, la puissance requise pour une zone rurale donnée et l'énergie nette fournie par le système de production dépendent des niveaux de demandes en électricité des consommateurs qui sont très fluctuants. Les groupes électrogènes peuvent fonctionner uniquement avec le gaz de synthèse et on parle de groupe « 100 % syngaz ». Ils peuvent aussi fonctionner en mélange de 10 à 25 % (de l'énergie consommée) avec du diesel et on parle de groupe « dual fuel » [104]. Cependant, ce travail de recherche considère les groupes électrogènes à 100 % syngaz.

La technologie de conversion qui fait l'objet de notre étude est donc un gazogène à lit fixe co-courant couplé à un groupe électrogène de type 100 % syngaz.

Ainsi de la Figure 3-6, les principaux flux de matières et d'énergie qui traversent le système et les limites du système vers son environnement sont :

- la biomasse sèche : sous forme de résidus agricoles ou de transformation agroalimentaire ;
- l'air : comme agent de gazéification ;
- l'électricité : le produit final vendu aux consommateurs locaux
- l'électricité pour la demande des équipements auxiliaires (autoconsommation);
- le fluide de refroidissement : de l'eau par exemple ;
- les fumées d'échappement du moteur à combustion interne provenant de la combustion du syngaz ;
- les cendres et résidus carbonés et les poussières provenant de la dégradation de la biomasse ;
- les goudrons : collectés lors du refroidissement du syngaz et qui peuvent être présents sous forme de condensat ou en mélange avec le fluide de refroidissement.

3.2.4 Choix des modèles d'évaluation de performance

La connaissance du fonctionnement du système de production et de son environnement a permis de définir pour chaque critère d'évaluation les variables et paramètres caractéristiques, mais également d'identifier les interconnexions qui existent entre les différents critères. La Figure 3-7 ci-dessous présente le modèle global d'évaluation des performances du système de production tel que formalisé.

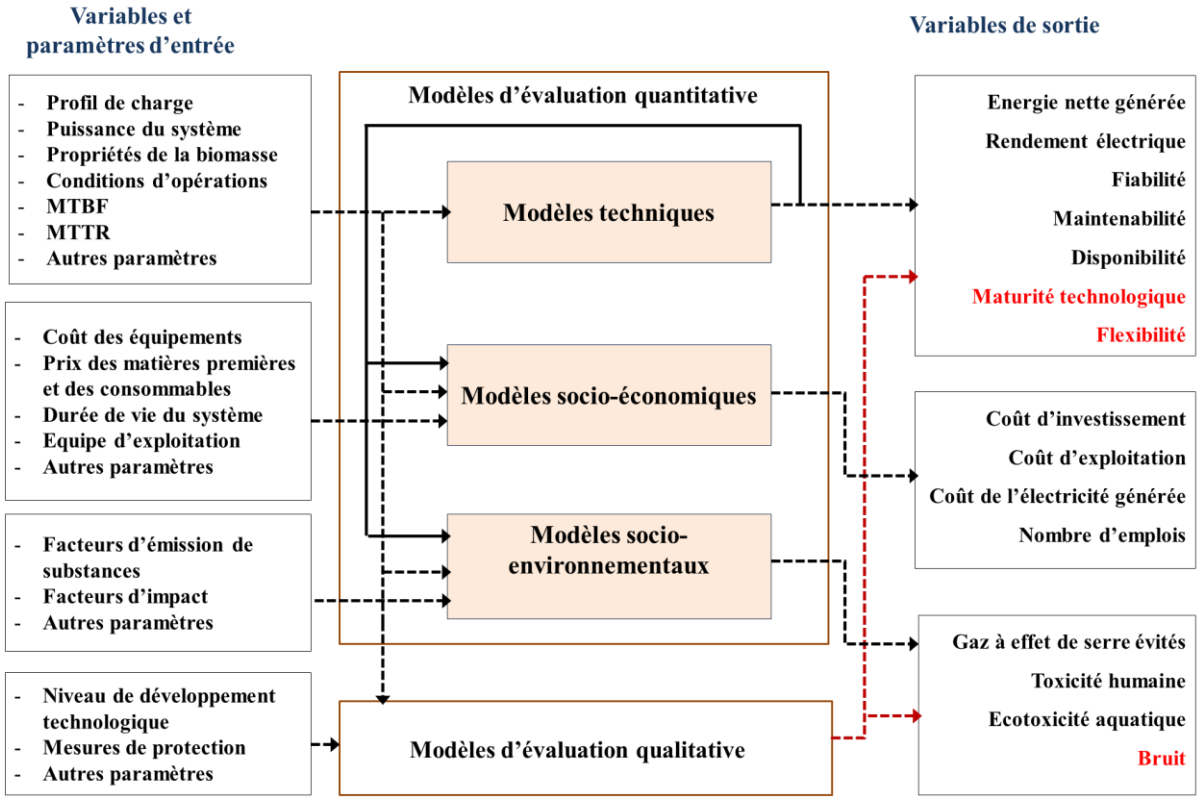


Figure 3-7: Modèle global d'évaluation des performances du système de production d'électricité

L'étape suivante a donc consisté à définir les méthodes/modèles d'évaluation qui puissent intégrer ces variables et paramètres d'intérêt et qui soient simples d'exécution, exacts et précis.

3.2.4.1 Energie électrique nette générée

L'énergie nette générée est la quantité totale d'énergie réelle fournie par le système dans des conditions d'opération données. Elle dépend des niveaux de la demande en énergie électrique des consommateurs ; donc du profil de charges, mais aussi des approches organisationnelles et des stratégies de fonctionnement développées. Le profil de charges peut être considéré comme une série temporelle journalière de la puissance active cumulée des différents consommateurs de la zone d'étude.

Communément, le facteur d'utilisation de capacité est utilisé comme un moyen pour décrire théoriquement la sortie d'une centrale électrique. Cette dernière est exprimée comme la production présumée en tant que fraction de la puissance nominale du système pendant une certaine période de temps [81]–[83]. Il s'agit d'une estimation théorique qui ne permet pas de tenir compte des conditions réelles de fonctionnement du système.

En considérant le profil de charges comme la principale variable d'entrée, l'énergie nette générée peut être déterminée par l'équation (Eq. 3-1).

$$E_{net} = N_{syst}^{Jrf} * \sum_{t=1}^{24} P_{net}(t) \quad \text{(Eq. 3-1)}$$

Où :

E_{net} : Energie nette générée par an ;

N_{syst}^{Jrf} : Nombre de jours de fonctionnement du système de production par an ;

P_{net} : Puissance nette demandée à un temps t ;

t : heure d'un jour, t ϵ [1 ; 24].

3.2.4.2 Rendement électrique net du système de gazéification

Le rendement électrique de l'ensemble du système exprime le potentiel de conversion de l'énergie de la biomasse en énergie électrique. Selon la première loi thermodynamique, il est le rapport entre l'énergie produite ($E_{produite}$) en sortie du système et l'énergie de la biomasse en entrée ($E_{biomasse}$).

$$\eta_{syst}^{Gazo} = \frac{E_{produite}}{E_{biomasse}} \quad \text{(Eq. 3-2)}$$

Cependant, sur la Figure 3-6, le système de gazéification est décrit comme une série de composants en cascade. Par conséquent, le rendement électrique du système est le produit des rendements de ses composants conformément à l'expression ci-dessous (Eq. 3-3).

$$\eta_{syst}^{Gazo} = \eta_{CGE} * \eta_{GEgaz} \quad \text{(Eq. 3-3)}$$

Où :

η_{Syst}^{Gazo} : rendement électrique du système de gazéification de biomasse ;

η_{CGE} : rendement de gazéification;

η_{GEgaz} : rendement du groupe électrogène à syngaz.

3.2.4.2.A Rendement de gazéification

Le rendement de gazéification exprimé en terme de rendement à froid représente le rapport entre l'énergie du syngaz en sortie (à la sortie du dispositif de conditionnement du syngaz) et l'énergie de la biomasse. Il peut être exprimé par (Eq. 3-4) [105].

$$\eta_{CGE} = \left(\frac{\dot{m}_{syngas} * PCI_{syngas}}{\dot{m}_{biomasse} * PCI_{biomasse}} \right) * 100 \qquad \text{(Eq. 3-4)}$$

Où :

$\dot{m}_{syngaz}$: débit massique du syngaz ;

PCI_{syngaz} : pouvoir calorifique inférieur par masse du syngaz ;

$\dot{m}_{biomasse}$: Débit massique de la biomasse ;

$PCI_{biomasse}$: Pouvoir calorifique inférieur de la biomasse.

Il est indiqué précédemment que la variation des propriétés de la matière première (type de biomasse, granulométrie, teneur en eau…) produit un impact sur le rendement de la gazéification [101]. Pour donc intégrer cette variable dans la détermination du rendement de gazéification, de nombreux modèles sont proposés dans littérature [99], [100], [106], [107]. Ces modèles visent à prédire la composition du gaz de synthèse pour calculer son pouvoir calorifique et à déduire le rendement de gazéification. Les modèles les plus utilisés sont les modèles d'équilibre thermodynamique et cinétique.

Les modèles cinétiques fournissent des informations essentielles sur les mécanismes cinétiques pour décrire la conversion de la biomasse au cours de la gazéification à différentes positions dans le gazogène, en tenant compte de la géométrie et de l'hydrodynamique du réacteur. Outre l'hydrodynamique du gazogène, ils comportent les paramètres tels que la vitesse de réaction, le temps de séjour des particules de biomasse qui ne sont toujours pas parfaitement comprises. Les phénomènes physiques de transport de chaleur et de matières sont également pris en compte. Les modèles cinétiques sont potentiellement précis et détaillés, mais mathématiquement complexes et difficiles à valider. En outre, les paramètres qu'ils contiennent limitent leur applicabilité à différentes unités. Ces modèles sont utiles lorsque le but final de l'étude est de concevoir ou d'améliorer les gazogènes [106]. En revanche, les modèles d'équilibre thermodynamique permettent de prédire le rendement

maximal réalisable indépendamment de la conception du gazogène. La composition du syngaz et le rendement dans cette condition sont donnés par l'hypothèse d'équilibre entre les espèces chimiques. L'hypothèse concerne uniquement les réactions chimiques sans considérer la géométrie du gazogène. Par conséquent, ils ne sont pas limités à une gamme spécifiée de conditions de fonctionnement. Simples d'exécution, ce sont des outils utiles dans la première étape d'analyse de faisabilité, lorsque la sensibilité de la performance du gazogène aux variations des paramètres de fonctionnement doit être mesurée ou lorsque le choix d'une biomasse parmi un ensemble de biomasses disponibles localement est à effectuer [100].

Ainsi, le modèle d'équilibre thermodynamique (stoechiométrique) a été choisi. La formulation du modèle est basée sur de précédents travaux [108]–[110] et il a été validé en utilisant les données de la littérature [111]-[112].

a) Formulation du modèle d'équilibre thermodynamique

▪ Hypothèses simplificatrices

Les principales hypothèses sur lesquelles se base la formulation du modèle sont:

1. la totalité du carbone dans la biomasse est supposée être gazéifiée (quantité d'air apporté suffisante), et le temps de séjour est suffisamment élevé pour atteindre l'équilibre thermodynamique ;
2. l'humidité relative de l'air entrant dans le gazogène est égale à zéro ;
3. la réaction est autothermique et le processus est complètement adiabatique. Il n'y a pas de pertes de chaleur qui se produisent ;
4. un mélange parfait des composés est obtenu avec une température et une pression uniformes ;
5. la cendre de la biomasse et l'azote de l'air sont supposés inertes et ne sont impliqués dans aucune des réactions ;
6. la loi des gaz parfaits est applicable ;
7. la quantité de goudron dans le syngaz est négligeable ;
8. le gaz de synthèse est composé seulement de CO, CO_2, H_2, CH_4, N_2 et de H_2O. Il n'y a pas d'oxygène présent dans le syngaz.

Toutes les équations qui modélisent le processus de gazéification sont développées sur la base d'une réaction de gazéification globale en présence d'air tel que :

$$CH_xO_y + wH_2O_{(liq)} + m(O_2 + 3{,}76N_2) \rightarrow n_{H_2}H_2 + n_{CO}CO + n_{CO_2}CO_2 + n_{H_2O}H_2O_{(vap)} + n_{CH_4}CH_4 + 3{,}76mN_2 \quad \text{(Eq. 3-5)}$$

Du côté des réactifs, la biomasse (base humide) est représentée par une molécule de formule CH*x*O*y* et une molécule d'eau ($H_2O_{(liq)}$). L'air est composé d'oxygène et d'azote. Les indices « *x* » et « y » représentent les nombre d'atomes d'hydrogène et d'oxygène sur la base d'un seul atome de carbone. Le coefficient « *w* » représente la fraction molaire de la teneur en eau par mole de biomasse et «*m*» représente la fraction molaire d'air par mole de biomasse.

Du côté des produits, les principales espèces de gaz issues de la conversion thermochimique sont le monoxyde de carbone (CO), l'hydrogène (H_2), le méthane (CH_4), le dioxyde de carbone (CO_2), la vapeur d'eau ($H_2O_{(vap)}$), l'azote (N_2) selon les hypothèses précédentes. n_i est le nombre de moles des gaz respectifs.

Les nombres d'atome d'hydrogène « *x* » et d'oxygène « *y* » sont calculés suivant les expressions (Eq.3-6) et (Eq.3-7) [109]. Les fractions massiques de C, H et O sont connues de la composition élémentaire de la biomasse sur base sèche sans cendre.

$$x = \frac{fraction_massique_(H) * Masse_moléculaire_(C)}{fraction_massique_(C) * Masse_moléculaire_(H)} \quad \text{(Eq. 3-6)}$$

$$y = \frac{fraction_massique_(O) * Masse_moléculaire_(C)}{fraction_massique_(C) * Masse_moléculaire_(O)} \quad \text{(Eq. 3-7)}$$

Si t_{hum} est considéré comme la teneur en eau par mole de biomasse sur base humide, on a :

$$t_{hum} = \frac{masse_d'eau}{masse_biomasse_humide} = \frac{w.M_{H_2O}}{M_{biomasse} + w.M_{H_2O}} \quad \text{(Eq. 3-8)}$$

Où

$M_{biomasse}$:la masse molaire moléculaire de la biomasse ;

M_{H2O} : la masse molaire moléculaire de l'eau.

Ainsi, connaissant le taux d'humidité de la biomasse, le nombre de moles d'eau « *w* » par mole de biomasse sèche peut être calculée comme suit :

$$w = \frac{M_{biomasse} * t_{hum}}{M_{H_2O} * (1 - t_{hum})} \qquad \text{(Eq. 3-9)}$$

Où M_{H2O} est la masse molaire moléculaire de l'eau.

De la réaction (Eq. 3-5), six inconnus sont à déterminer à savoir les nombres de moles de H_2, CO, CO_2, H_2O, CH_4 et *m*. Par conséquent, six équations sont nécessaires. Quatre équations dérivent du bilan élémentaire de masse et d'énergie auxquels s'ajoutent deux équations de constantes d'équilibre thermodynamique.

Le bilan de masse s'écrit comme suit:

Carbone: $$1 = n_{CO} + n_{CO_2} + n_{CH_4} \qquad \text{(Eq. 3-10)}$$

Hydrogène: $$2w + x = 2n_{H_2} + 2n_{H_2O} + 4n_{CH_4} \qquad \text{(Eq. 3-11)}$$

Oxygène: $$w + y + 2m = n_{CO} + 2n_{CO_2} + n_{H_2O} \qquad \text{(Eq. 3-12)}$$

Le procédé étant supposé adiabatique, le bilan d'énergie est donné par l'équation (Eq.3.13).

$$\begin{aligned} &H^\circ_{f,biomasse} + w.\left(H^\circ_{f,H_2O(liq)} + H_{(vap)}\right) + mH^\circ_{f,O_2} + 3{,}76mH^\circ_{f,N_2} = \\ &n_{H_2}H^\circ_{f,H_2} + n_{CO}H^\circ_{f,CO} + n_{CO_2}H^\circ_{f,CO_2} + n_{H_2O}H^\circ_{f,H_2O_{(vap)}} + n_{CH_4}H^\circ_{f,CH_4} + \\ &\Delta T\left(n_{H_2}C_{PH_2} + n_{CO}C_{PCO} + n_{CO_2}C_{PCO2} + n_{H_2O}C_{PH_2O} + n_{CH_4}C_{PCH_4} + 3{,}76mC_{PN_4}\right) \end{aligned} \qquad \text{(Eq. 3-13)}$$

Où :

$H^\circ_{f,i}$: enthalpie de formation de la biomasse ainsi que l'enthapie standard de formation des espèces concernées (H_2 ; N_2, O_2, CO_2, CO, $H_2O_{(liq)}$, $H_2O_{(vap)}$, CH_4). Les enthalpies de formation de H_2 ; N_2, O_2 sont égales à zéro à la température ambiante ;

$H_{(vap)}$: Chaleur de vaporisation de l'eau (2256 MJ/kg) à la pression et à la température de saturation ($P_{sat} = 1$ atm ; $T_{sat} = 100°C$) ;

$C_{P,i}$: chaleur spécifique à pression constante des espèces gazeuses (H_2 ; N_2, CO, CO_2, $H_2O_{(vap)}$, CH_4);

$\Delta T = T_g - T_0$, T_g est la température de gazéification dans la zone de réduction et T_0 est la température ambiante.

Pour les gaz idéals, les chaleurs spécifiques sont calculées par la relation empirique ci-dessous [113].

$$C_{P,i} = R\left(A + BT_{moy} + \frac{D}{3}\left(4T_{moy} - T_g * T_0\right) + \frac{E}{T_g * T_0} \right) \quad \text{(Eq. 3-14)}$$

Où :

$C_{p,i}$: chaleur spécifique à pression constante des espèces de gaz ;

R : la constante des gaz parfaits ;

$T_{moy} = \left(T_g + T_0\right)/2$ est la moyenne arithmétique de températures ;

A, B, D et E sont les coefficients des espèces de gaz. Les coefficients et les enthalpies standard de formation des espèces de gaz, à la pression et à la température de référence (P=1 atm, T_0 =25°C) sont pris dans la référence [108] (Annexe A).

La biomasse n'étant pas un composé standard, son enthalpie standard de formation ($H°_{f,biomasse}$) est calculée en utilisant l'équation stœchiométrique de sa combustion complète (Eq.3-15) [114].

$$CH_xO_y + \left(1 + \frac{x}{4} - \frac{y}{2}\right)O_2 \rightarrow CO_2 + \frac{x}{2}H_2O_{(vap)} \quad \text{(Eq. 3-15)}$$

$$H°_{f,biomasse} = PCI_{biomasse} + H°_{f,CO_2} + \frac{x}{2}H°_{H_2O_{(vap)}} \quad \text{(Eq. 3-16)}$$

Où $PCI_{biomasse}$ représente le pouvoir calorifique inférieur de la biomasse. Il est calculé suivant l'équation de Mendeliev tel que [115].

$$PCI_{biomasse} = 4{,}187 * \left(81C + 300H - 26 * (O - S) - 6 * \left(9H + t_{hum}\right)\right) \quad \text{(Eq. 3-17)}$$

Où :

C,H,O,S représentent les fractions massiques du carbone, de l'hydrogène, de l'oxygène et du souffre dans la biomasse ; et t_{hum} l'humidité de la biomasse.

Les deux équations complémentaires à ces quatre équations précédemment posées (Eq.3-10 à 3-13) pour déterminer les 6 inconnus de la réaction (Eq.3-5) sont les équations des constantes d'équilibre thermodynamique. La détermination de ces constantes d'équilibre se

base sur les réactions indépendantes qui entrent en compétition lors du procédé de gazéification. En effet, outre la réaction globale de gazéification, plusieurs réactions se produisent dont les réactions les plus importantes sont les réactions de Water-Gas-Shift, de méthanation, et de vaporeformage. Suivant l'hypothèse (1) selon laquelle la totalité du carbone dans la biomasse est gazéifiée, seuls deux de ces réactions indépendantes doivent être considérées. Par ailleurs, dans le cas où la gazéification est réalisée à l'air, sans aucune injection de vapeur comme dans la présente étude, les réactions de Water-Gas-Shift, de méthanation sont suffisantes [116]. A partir de ces deux équations, les constantes d'équilibre en fonction de la composition molaire des espèces en jeu sont exprimées par les relations (Eq.3-18) et (Eq.3-19).

Water-gas-shift: $$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \Rightarrow K_1 = \frac{n_{CO2} * n_{H_2}}{n_{CO} * n_{H_2O}} \qquad \text{(Eq. 3-18)}$$

Méthanation : $$C + H_2 \leftrightarrow CH_4 \Rightarrow K_2 = \frac{n_{CH_4}}{n_{H_2}^{\ 2}} \qquad \text{(Eq. 3-19)}$$

Où K_1 et K_2 représentent les constantes d'équilibre des réactions respectives.

L'expression globale de la constante d'équilibre est une fonction dépendante de l'énergie libre de Gibbs (ΔG°) et de la température (T_g) de réaction telle que :

$$\ln K_i = -\frac{\overline{\Delta G_T^{\ 0}}}{RT} \qquad \text{(Eq. 3-20)}$$

Où :

K_i est la constante d'équilibre pour une réaction *i* ;

R est la constante des gaz parfaits ;

T est la température de réaction ;

$\overline{\Delta G_T^{\ 0}}$ est l'énergie standard de Gibbs à une température T donnée.

Pour chacune des réactions considérées, le développement de l'équation (Eq.3-20) (cf Annexe B) a conduit aux corrélations (Eq.3-21) et (Eq.3-22) pour K_1 , K_2 respectivement [108].

$$\ln K_1 = \frac{7082{,}848}{T_g} - 6{,}567 \ln T_g + \frac{7{,}466\times10^{-3}}{2} T_g - \frac{2{,}164\times10^{-6} T_g^{\,2}}{6} + \frac{0{,}701\times10^{5}}{2T_g^{\,2}} + 32{,}541 \quad \text{(Eq. 3-21)}$$

$$\ln K_2 = \frac{5870{,}53}{T_g} + 1{,}86 \ln T_g - 2{,}7\times10^{-4} T_g - \frac{58200}{6} + \frac{0{,}701\times10^{5}}{T_g^{\,2}} - 18{,}007 \quad \text{(Eq. 3-22)}$$

Les valeurs des constantes d'équilibre sont ainsi déterminées à partir de ces équations.

Au total, les équations (Eq.3-10 à 3-13) ; (Eq.3-18) et (Eq.3-19) forment le système d'équation à résoudre pour déterminer la fraction molaire des différents gaz du gaz de synthèse.

A partir de cette composition, le pouvoir calorifique inférieur par volume du syngaz (PCI_{vol_syngaz}) est calculé. Il est obtenu en faisant la somme des produits du pourcentage molaire (γ_i) de chaque gaz énergétique (CH_4, CO et H_2) du syngaz sur base sèche (sans la teneur en eau) et le pouvoir calorifique inférieur correspondant tel que : [117].

$$PCI_{vol_syngas} = \gamma_{CH_4} * 0{,}358 + \gamma_{CO} * 0{,}126 + \gamma_{H_2} * 0{,}108 \quad \text{(Eq. 3-23)}$$

b) Implémentation et résolution du modèle

L'environnement de programmation MATLAB est utilisé pour l'implémentation du modèle. L'algorithme de résolution est représenté à la Figure 3-8.

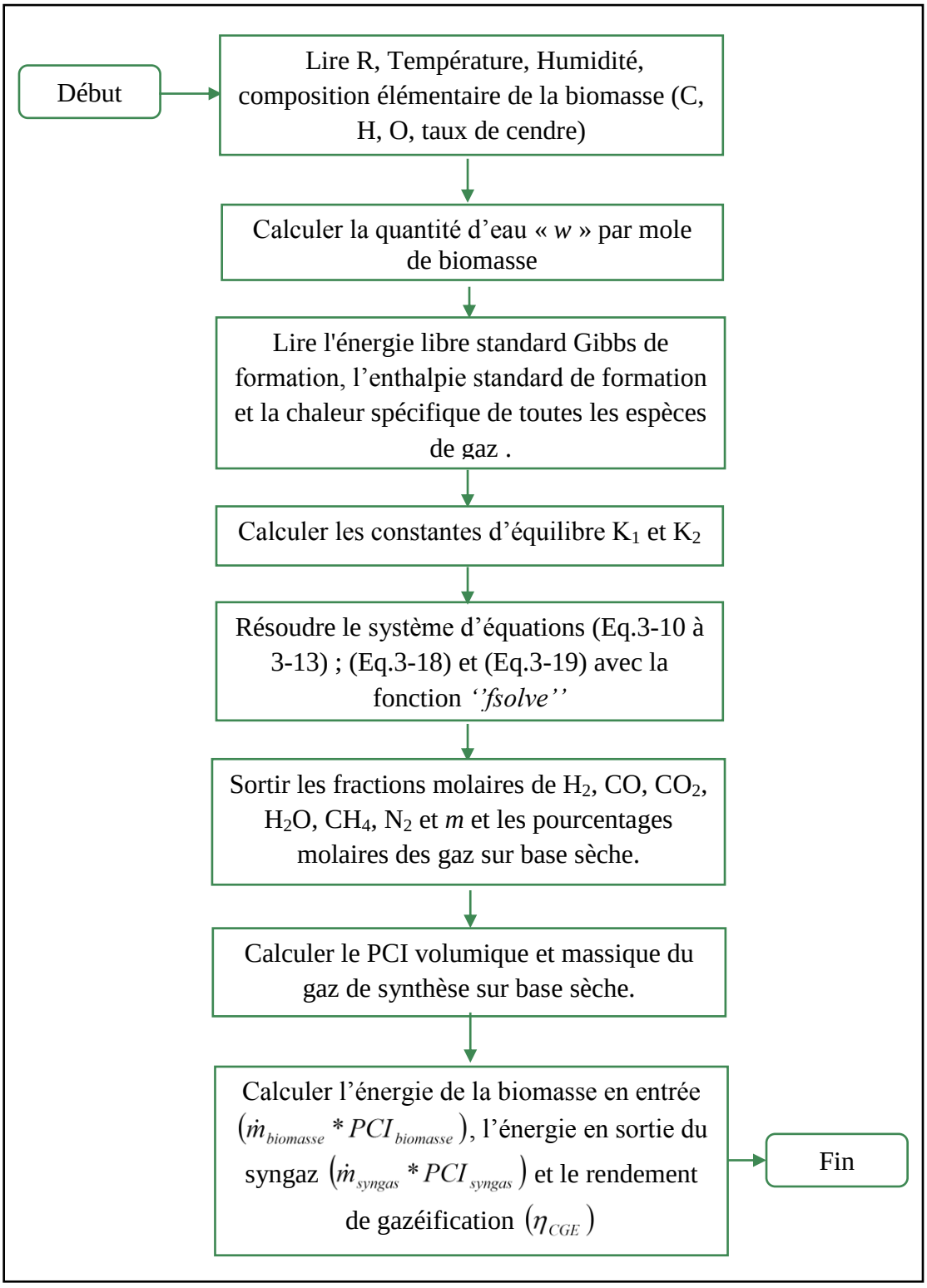


Figure 3-8:Algorithme de résolution du modèle thermodynamique.

Les entrées du modèle sont principalement la composition élémentaire de la biomasse et son humidité, la température de gazéification ; les variables en sorties sont les fractions molaires de H_2, CO, CO_2, CH_4, H_2O et *m* (la fraction molaire de l'air). Le système formé par les équations (Eq.3-10 à 3-13) ; (Eq.3-18) et (Eq.3-19) est résolu avec la fonction

‘’*fsolve’’*. Cette fonction est analogue à la méthode Newton-Raphson largement utilisée dans la littérature [108], [111], [118].

Ce schéma de résolution a l’avantage d’être facilement programmable, mais présente l'inconvénient d’avoir la fraction molaire de l’air comme une des inconnues. Par conséquent, la quantité d'air est quelque peu ajustée pour atteindre l’équilibre thermodynamique [111].

c) Validation du modèle d’équilibre thermodynamique

Le modèle est validé en comparant la composition et le PCI par volume du syngaz obtenu par simulation avec les résultats théoriques de Mendiburu et al. [111] basés également sur un modèle d’équilibre thermodynamique pur et les données expérimentales relevées sur des gazogènes à lit fixe co-courant avec l’air comme agent de gazéification [119] [112]. Les mêmes paramètres relatifs à la composition et à l’humidité de la biomasse et la température de gazéification sont utilisés. La différence entre les valeurs du modèle et les valeurs expérimentales a été estimée à travers la racine carrée de l’erreur quadratique moyenne (RMSE) tel que :

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_e} \left(\text{exp}\acute{e}rimentation_i - \text{mod}\grave{e}le_i\right)^2}{N_e}} \qquad \text{(Eq. 3-24)}$$

Où N_e est le nombre de composants du syngaz.

Les résultats de validation sont présentés sur les Figures Figure 3-9 et Figure 3-10. La Figure 3-9 montre la validation du modèle thermodynamique avec les résultats théoriques de Mendiburu et al. [111] et les données expérimentales de Jayah et al. [112] sur la gazéification du bois d’hévéa. La Figure 3-10 présente la validation du modèle thermodynamique avec les données expérimentales de Yoon et al. [119] sur la gazéification des pailles de riz.

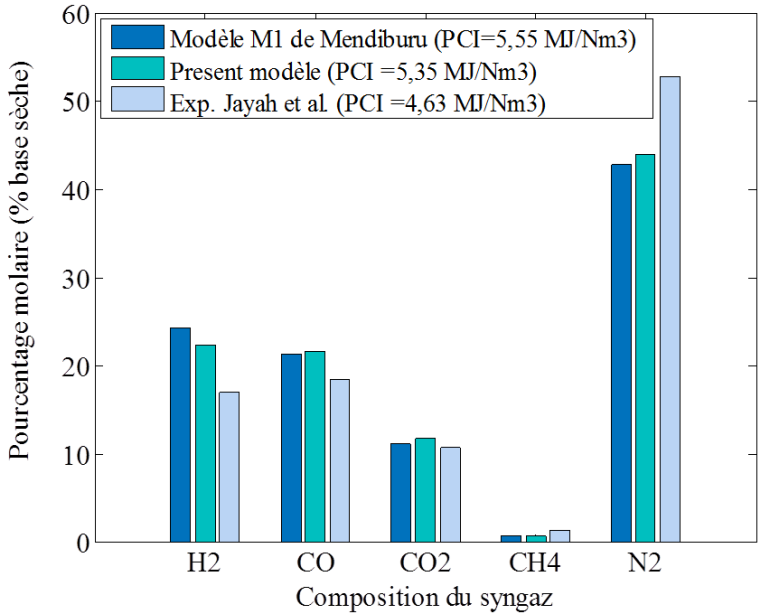


Figure 3-9: Composition et PCI du syngaz du bois d'hévéa *(humidité : 16 %, température de gazéification : 800 ° C).* RMSE =5,67 (Modèle M1) et 4,82 (Présent modèle).

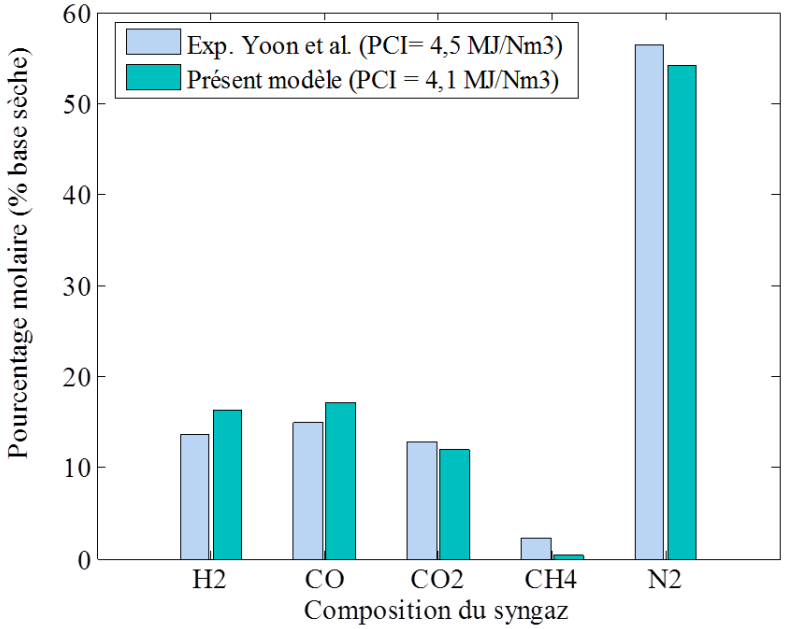


Figure 3-10: Composition et PCI du syngaz des pailles de riz *(Humidité : 3,6 %, température de gazéification 800°C).* RMSE = 2,06.

Sur la Figure 3-9, on constate que les prédictions de la composition et du PCI du syngaz sont proches de ceux du modèle M1 de Mendiburu et al. Les prédictions montrent également un accord raisonnable avec les résultats expérimentaux pour la gazéification du bois d'hévéa ; avec un écart estimé à 4,82 pour la composition du syngaz. Cette variation de

la composition est due aux hypothèses simplificatrices du modèle qui considère un équilibre chimique pour tous les composants chimiques alors que cet équilibre n'est souvent pas atteint dans les conditions réelles. Ce qui se manifeste par une sous-estimation du CH_4 et une surestimation du H_2 et du CO par le modèle. Sur la Figure 3-10 qui compare les prédictions du modèle et les résultats expérimentaux pour la gazéification des pailles du riz, les mêmes observations sont faites avec un écart estimé à 2,06.

Ces écarts pourraient être réduits en apportant des modifications au modèle d'équilibre pur, par exemple en utilisant des coefficients multiplicateurs comme l'ont fait certains auteurs [110], [116]. Mais, cette modification reste spécifique au cas étudié. Cependant, le PCI qui représente l'énergie potentielle chimique du syngaz est plus important pour une analyse thermodynamique que sa composition [99]. Par conséquent, il est retenu que la performance du gazogène peut être raisonnablement bien approchée par le modèle d'équilibre pur.

3.2.4.2.B Rendement électrique du groupe électrogène à syngaz

Ce rendement représente le rapport entre l'énergie électrique produite en sortie du groupe électrogène et l'énergie du syngaz [120]. Cependant, notons que le rendement électrique d'un groupe électrogène peut dépendre fortement de sa conception, de sa puissance, du combustible, mais aussi beaucoup du facteur de charge de fonctionnement.

Dans la réalité, en raison de la variation quotidienne du profil de charges à satisfaire, les groupes électrogènes fonctionnent pour la plupart du temps à des charges variables et souvent en dessous de leur puissance nominale. De faibles facteurs de charge diminuent le rendement électrique du système et par conséquent augmentent les consommations en biomasse, et *in fine* influent sur le coût de production. L'intégration de ce paramètre dans le modèle d'évaluation de performance est nécessaire pour se rapprocher des conditions réelles. Cependant, il n'existe pas dans la littérature des modèles conçus pour prédire la performance d'un groupe électrogène à syngaz en fonction de son facteur de charge de fonctionnement. Mais selon les travaux réalisés par Ram et Raman [121], sur un groupe électrogène à 100 % syngaz de 75 kW, ce rendement électrique peut être exprimé sous la forme exponentielle telle que (Eq. 3-25) :

$$\eta_{GEgaz} = a_{GEgaz} * fc^{b_{GEgaz}} \quad \text{(Eq. 3-25)}$$

Avec

$$fc = \left(\frac{P_{net}}{P_{max}^{GEgaz}}\right) * 100 \quad \text{(Eq. 3-26)}$$

où :

P_{net} : Puissance fournie par le groupe électrogène à un temps t ;

P_{max}^{GEgaz} : Puissance électrique maximale du groupe électrogène à syngaz ;

a_{GEgaz} et b_{GEgaz} : Coefficients caractéristiques du rendement à déterminer sur la base d'un ensemble de données expérimentales ;

fc : Facteur de charge de fonctionnement du groupe électrogène à syngaz.

Toutefois, il faut souligner que ce modèle a été défini à partir d'une étude sur un seul groupe électrogène de petite puissance. Les coefficients caractéristiques du rendement qui découlent de ces données expérimentales pourraient ne pas être précis pour des groupes électrogènes de plus grandes puissances (>75 kW). Des coefficients d'ajustements peuvent être appliqués pour son adaptation par comparaison avec le rendement maximal obtenu avec le modèle proposé et les données de rendement à pleine puissance des différents types de groupes électrogènes considérés.

3.2.4.3 Fiabilité

Le critère de fiabilité reflète la capacité du système de production à fonctionner sans panne ou interruption dans des conditions d'utilisation données pour une période de temps déterminée [122]. En effet, les interruptions peuvent affecter la stabilité et la continuité de l'approvisionnement énergétique.

De nombreuses études évaluent qualitativement la fiabilité en utilisant une échelle ordinale [123] [124]. Pour comparer différents systèmes de production d'énergie renouvelable, Troldorg et al. [125] tiennent compte de la discontinuité ou de la stabilité de l'activité du système de production ; sans pour autant expliciter les niveaux de notation. L'évaluation est faite en s'appuyant sur des données secondaires sur les technologies en évaluation. Il est également rapporté que la fiabilité peut être évaluée quantitativement.

Certains auteurs [126], [127] proposent de se baser sur le facteur d'utilisation de capacité, ou le facteur de disponibilité, ou les heures annuelles de fonctionnement et la durée de vie de la technologie [128]. Mais dans ces études aucune évaluation n'est réalisée. Cependant, dans la réalité, la fiabilité d'un système de production d'électricité basé sur la gazéification de biomasse peut dépendre de nombreux facteurs, dont la qualité des équipements, le type de biomasse utilisé, les contraintes de fonctionnement imposées au système de production, mais également la qualité de la maintenance.

Dans notre étude, il est retenu de caractériser la fiabilité au sens du concept de la sûreté de fonctionnement des systèmes de production par la « moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux pannes ». A partir de cette variable, la fiabilité peut être évaluée de façon prévisionnelle comme étant la probabilité que le système parvienne jusqu'à un temps t_f sans échec (sans panne). Elle peut être déterminée par l'expression (Eq. 3-27) [129] en considérant un taux d'échec moyen constant sur la durée de vie du système.

$$Rs(t_f) = \exp(-\lambda * t_f) \quad \text{(Eq. 3-27)}$$

Avec

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} \quad \text{(Eq. 3-28)}$$

Où :

$Rs(t_f)$: Fiabilité du système pendant un temps de fonctionnement donné ; la valeur de la fiabilité est de 1 à $t_f = 0$, et elle diminue continuellement avec le temps et pour atteindre une valeur zéro pour un temps infini.

λ : taux de défaillance (pannes par unité de temps de bon fonctionnement) ;

MTBF : Moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux pannes ;

t_f : période de temps de fonctionnement définie.

Généralement, le MTBF est estimé à partir des tests accélérés ou des tests de longues durées. Mais, pour des questions d'indisponibilité de données, un MTBF est défini par défaut sur la base des retours d'expériences sur la technologie faisant l'objet d'évaluation et des conditions locales de fonctionnement.

3.2.4.4 Maintenabilité

Les systèmes de gazéification de biomasse impliquent des défis en ce qui concerne les exigences de main-d'œuvre en terme de temps, de compétence et de motivation pour la mise en œuvre et la maintenance. Ce critère vise ainsi à analyser l'aptitude du système à être maintenu ou rétabli dans son état de fonctionnement en des limites de temps désirées, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, en utilisant des procédures et des moyens prescrits. Cependant, il faut souligner que l'évaluation de la maintenabilité des systèmes d'énergie renouvelable est très peu abordée dans la littérature.

De façon analogue à la fiabilité, elle est exprimée comme la probabilité que le système en panne à t_r=0 soit rétabli à t_r. Par exemple, si l'on dit que la maintenabilité est de 90 % pendant une heure, cela signifie qu'il y a une probabilité de 90 % que le système soit rétabli dans une heure. Ainsi, le paramètre d'intérêt qui caractérise ce critère est la moyenne des temps techniques de réparation. En supposant un taux de réparation constant sur la durée de vie du système, la maintenabilité peut être déterminée par l'expression (Eq. 3-29) :

$$Ms(t_r) = 1 - \exp(-\mu * t_r) \quad \text{(Eq. 3-29)}$$

Avec

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad \text{(Eq. 3-30)}$$

Où :

$Ms(t_r)$: Maintenabilité du système ;

μ : Taux de réparation (h^{-1}) ;

MTTR : Moyenne de temps techniques de réparation (h) ;

t_r: Limite de temps de réparation désirée.

La variable d'intérêt aléatoire pour l'analyse de la maintenabilité est le MTTR. En dehors du niveau d'expérience du personnel d'exploitation, ces durées d'interventions peuvent être aussi très influencées par la conception même du système en terme d'accessibilité aux composants et d'interchangeabilité. L'estimation du MTTR peut être faite en s'appuyant sur les documents techniques, les avis d'experts et les connaissances dont on dispose sur le site d'implantation du système.

3.2.4.5 Disponibilité

Il est important de pouvoir modéliser et suivre la disponibilité du système, car elle affecte sa productivité. Elle est souvent exprimée comme le ratio du temps pendant lequel le système produit l'électricité et le temps maximal possible de fonctionnement sur l'année [130] [131]. Mais, il s'agit d'une disponibilité opérationnelle moyenne.

Pour faire une analyse de la disponibilité prévisionnelle, nous proposons dans ce travail de la considérer comme une métrique qui combine l'analyse de fiabilité et de maintenabilité. Ainsi, elle est exprimée comme la probabilité que le système soit disponible pour son usage à un moment donné et peut être déterminée par l'expression (Eq. 3-31).

$$\mathrm{Ds} = \left(\frac{\mathrm{MTBF}}{\mathrm{MTBF} + \mathrm{MTTR}}\right) * 100 \qquad \text{(Eq. 3-31)}$$

Où

Ds : Disponibilité prévisionnelle du système ;

MTTR : Moyenne de temps techniques de réparation ;

MTBF : Moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux pannes.

Par ailleurs, il faut noter que cette approche d'évaluation de la disponibilité permet d'obtenir un résultat utile concernant la performance globale qui peut mieux éclairer la prise de décisions concernant l'exploitation du système.

3.2.4.6 Maturité technologique

La maturité d'une technologie est un critère subjectif difficile à estimer. Rentizelas et al. [132] ont considéré trois aspects pour comparer la technologie de gazéification couplée à un moteur à combustion interne et la technologie de combustion couplée à un cycle de Rankine. Ces trois aspects sont relatifs au niveau du développement, à la disponibilité en modules pré-assemblés, à la normalisation de la technologie. Par contre, Troldorg et al. [125], se sont basés essentiellement sur le niveau de développement de la technologie pour évaluer la maturité de différentes alternatives de systèmes d'énergie renouvelable. Elle est évaluée sur une échelle qualitative multiniveaux. Plusieurs autres études d'évaluation de la durabilité des systèmes d'énergie renouvelable ont aussi utilisé des échelles qualitatives similaires [18], [123].

Suivant cette même approche, la maturité technologique (*MaT*) est évaluée à travers l'échelle d'évaluation qualitative ci-dessous établie en combinant celles proposées dans [18] et [125].

$$MaT = \begin{cases} 1 & \textit{Technologie peu répandue et exécutée dans des installations pilotes en laboratoire} ; \\ 2 & \textit{Technologie répandue et exécutée dans des installations pilotes en laboratoire} ; \\ 3 & \textit{Technologie répandue et seulement exécutée dans des installations pilotes à titre expérimental faisant référence à l'exploitation et aux conditions techniques;} \\ 4 & \textit{Technologies répandues et exécutées dans des installations pilotes.} \end{cases}$$

Les retours d'expériences, les connaissances d'experts sur les technologies, la consultation des rapports de projets de développement des systèmes de gazéification sont des sources d'informations qui peuvent aider à l'évaluation de ce critère.

3.2.4.7 Flexibilité

La flexibilité des systèmes de production de bioénergie est moins abordée dans la littérature. Meerman et al. [133], [134] ont abordé la flexibilité dans un but de déterminer si elle peut améliorer les performances technico-économiques des installations polygénération par gazéification intégrée. La flexibilité a été caractérisée en deux types : la flexibilité en matières premières (la variation des types de combustibles) et la flexibilité de production (la production d'électricité) pendant les heures de pointe et la production pendant les heures creuses. Mais, il ne s'agit pas à proprement parler de l'évaluation du critère « flexibilité ».

Par contre dans les travaux de Stamford et Azapagic [130] sur l'évaluation de la durabilité des systèmes nucléaires, la flexibilité est évaluée sur une échelle ordinale (0-30) prenant en compte trois services clés: la trigénération, l'émission de CO_2 et la production d'hydrogène.

Cette même approche est proposée dans la présente étude et la flexibilité est caractérisée par trois variables : la limite de tolérance de la technologie sur la qualité de la biomasse, sa capacité à répondre à des facteurs de charge bas et sa capacité à s'adapter à une

croissance des besoins en énergie électrique initialement prévus. A chacune des trois options est alloué un (1) point, de sorte que l'indice de flexibilité soit compris entre 0 et 3.

Cette évaluation subjective de la flexibilité peut s'appuyer sur des informations provenant des documents techniques des technologies faisant l'objet d'évaluation, des retours d'expériences, et des connaissances d'experts.

3.2.4.8 Coût d'investissement

Le coût d'investissement du système de production se rapporte aux dépenses initiales nécessaires à sa mise en place. Il est la somme des coûts directs et des coûts indirects. Les éléments pris en compte dans le calcul de ces coûts sont présentés dans le Tableau 3-3.

Tableau 3-3*:* Eléments du coût total d'investissement

Coût d'investissement total	Coûts directs	Equipements de base + accessoires
		Infrastructures et installation
	Coûts indirects	Transport, taxes et assurances
		Ingénierie
		Stocks de pièces de rechange
		Imprévus
		Formation et mise en service

D'une manière globale, le coût des équipements de base dépend de la puissance installée du système de production qui se répercute sur les différents coûts à prendre en compte. Cependant, la difficulté majeure associée à l'évaluation des coûts est souvent la disponibilité de données détaillées et complètes pour la gamme de puissance désirée surtout dans les pays en développement. En outre, dans le cadre des évaluations ex ante, les temps de cycle associés à la préparation et à l'évaluation des propositions et à la négociation peuvent être importants. Des relations d'estimation de coûts ont été donc adoptées pour rationaliser ces facteurs.

Pour des études préliminaires, les modèles habituels d'estimation sont basés sur la «*méthode de Lang*» ou la «*méthode de facteur*» [135], [136]. Le choix de l'une ou de l'autre de ces méthodes dépend des données dont on dispose. La méthode de *Lang* est une méthode très sommaire. Le coût d'investissement de l'installation est déterminé en multipliant la

somme des coûts d'achat des équipements principaux par un facteur groupé appelé facteur de *Lang* afin de tenir compte de tous les autres coûts associés. Par contre, la méthode de facteur considère les facteurs de coûts inclus dans le facteur de Lang individuellement. La méthode de facteur apparait donc plus précise et plus explicite. Cette approche est adoptée dans cette étude et le coût d'investissement peut être ainsi exprimé par l'expression (Eq. 3-32).

$$C_{inv} = C_{Eq} * \left(1 + \sum_{i=1}^{n} F_i\right) \quad \text{(Eq. 3-32)}$$

C_{inv} : coût d'investissement ;

F_i : facteur de coût spécifique à chaque élément du coût d'investissement ;

C_{Eq} : Coût des équipements de base.

Étant donné que le coût des équipements sert de base à l'estimation des autres coûts, il faut le déterminer aussi précisément que possible. Le modèle le plus souvent utilisé découle de la relation entre la capacité et le coût de l'équipement, appelée « loi de puissance » [27]. Cette méthode repose sur l'analogie avec le coût d'une unité de référence utilisant des procédés identiques, mais ayant une capacité de production différente. La similitude implique donc la même forme et le même matériau de construction. Elle permet ainsi d'extrapoler les données de coût d'une échelle à l'autre en appliquant un coefficient de mise à l'échelle (Eq. 3-33).

$$C_{Eq} = C_{ref} * \left(\frac{S}{S_{ref}}\right)^{\theta} \quad \text{(Eq. 3-33)}$$

C_{ref} : coût de l'équipement/ unité de référence ;

S : taille de l'équipement/unité à installer ;

S_{ref} : taille de l'équipement /unité de référence ;

θ : coefficient d'échelle.

Des coefficients d'échelle spécifiques sont proposés par Chauvel et al. [137]. Par exemple, pour un réacteur comme le gazogène, il est compris entre 0,65 – 0,7 ; entre 0,6-0,65 pour les filtres et entre 0,9 -1 pour les moteurs. En l'absence d'informations précises sur le

coût de chacun des équipements, un coefficient d'échelle global peut être utilisé. Il est habituellement dans la gamme de 0,6-0,8 [138].

3.2.4.9 Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation correspondent aux dépenses liées au fonctionnement et à la gestion du système de production. Ils sont subdivisés en coûts fixes et variables. Les coûts fixes sont des dépenses pratiquement constantes d'une année à une autre et qui ne varient pas largement avec la variation du taux de production [139]. Dans ces coûts, il est inclus principalement les coûts de maintenance et d'entretien et le coût de remplacement de certaines parties d'équipements. Les coûts variables comprennent les coûts de la matière première et des consommables et les coûts de main-d'œuvre.

La méthode de facteur est adoptée pour le calcul du coût de maintenance du système de production d'électricité par gazéification de biomasse et le coût de remplacement sur sa durée de vie. Ils sont pris comme un pourcentage du coût d'investissement.

Concernant les coûts variables, ils sont en règle générale calculés simplement comme la somme du produit de la quantité annuellement consommée de chaque flux et son prix unitaire associé. Les quantités des flux proviennent du modèle d'analyse énergétique. Tous les coûts variables annuels sont ensuite actualisés selon les techniques économiques standard pour calculer le coût d'exploitation total sur la durée de vie du système.

3.2.4.10 Coût de l'électricité générée

Nous retenons la méthode largement acceptée pour comparer l'attractivité et la compétitivité de différentes options technologiques : c'est la méthode du levelized cost of electricity (LCOE) qui permet de calculer le coût moyen de l'électricité sur la durée de vie du système. Le LCOE est déterminé lorsque la valeur actualisée de la somme des revenus équivaut à la valeur actualisée de la somme des coûts pendant la durée de vie utile « N » du système de production [140]. Ainsi, le coût de l'électricité peut être déterminé par l'expression (Eq. 3-34) [141].

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\mathrm{C_{inv}} + \mathrm{C_{exp}}}{\sum_{n=1}^{N}[\mathrm{E_{net}} * (1+\mathrm{i})^{-n}]} \qquad \text{(Eq. 3-34)}$$

LCOE : Coût moyen actualisé de l'électricité générée;

C_{inv} : Coût d'investissement ;

C_{exp} : Coût d'exploitation ;

E_{net} : Energie nette annuelle ;

i : Taux d'actualisation ;

N : Durée de vie du système de production d'électricité.

3.2.4.11 Impacts sur l'environnement et la santé humaine

La modélisation environnementale s'appuie sur la méthodologie d'analyse du cycle de vie (ACV-e). Elle est internationalement reconnue pour l'évaluation environnementale d'un produit, d'un processus ou d'un service du « berceau à la tombe ». Généralement, la méthodologie ACV-e se déroule entre 4 étapes : la définition des objectifs et le domaine d'étude, l'analyse de l'inventaire du cycle de vie; l'évaluation des impacts et interprétation [142].

L'objectif principal de cette ACV-e est d'analyser les impacts environnementaux liés aux émissions provenant du procédé de conversion de la biomasse en électricité. Les mêmes limites du système de production (Figure 3-6) sont considérées. Il s'agit ainsi d'une ACV-e de type « porte-à-porte » [143]. Suivant ces limites les émissions sont:

- Les fumées de combustion du gaz de synthèse généralement constituées de CO_2, CO, NOx, SO_2, et des particules de matières (PM) [51], et d'autres composés considérés sans impact tels N_2 et O_2.
- Les cendres et résidus carbonés : riches en matières fertilisantes (potassium, calcium...), ils contiennent également des métaux lourds comme le zinc, cobalt... Ces derniers peuvent être une source de contamination à certaines doses pour des végétaux et les animaux qui les consomment [144];
- Les goudrons : ils sont formés de nombreuses substances dont la composition dépend de la biomasse et les conditions de gazéification [143]. On peut dénombrer près de 32 substances dans les goudrons provenant de la gazéification des balles de riz [145].

Selon la méthodologie ACV-e, le modèle de caractérisation de l'impact d'un flux de substances par unité fonctionnelle (ici 1 kWh) est donné par l'expression (Eq. 3-35).

$$IE_i = \sum_{s}^{S} FI_s * m_s \quad \text{(Eq. 3-35)}$$

Où

IE : Indicateur environnemental 'i' par kWh d'électricité générée;

m_s : Quantité de substance *s* émise par kWh d'électricité générée ;

FI_s : Facteur d'impact par quantité de la substance s pour un type d'impact donné.

Cependant, le facteur d'impact d'une substance dépend de la méthode d'évaluation choisie. Certaines méthodes n'ont pas d'indicateurs définis pour l'émission de certaines substances chimiques dans l'eau, l'air, ou le sol. Dans certains cas, il existe un indicateur, mais uniquement pour les émissions de la substance considérée dans l'un des compartiments (l'air ou l'eau ou le sol ; mais pas les 3 compartiments). Afin de permettre de traiter des impacts de manière uniforme, il a été identifié parmi les méthodes proposées dans l'outil d'ACV SIMAPRO celle qui prend en compte le plus grand nombre de substances qui composent les goudrons d'après la littérature [145] et des données du laboratoire d'analyse de l'UR BioWooEB du Centre International de Recherche Agronomique pour le Développement (CIRAD) sur des échantillons prélevés en expertise. La méthode ILCD 2011 Midpoint + (V.1.08) a été retenue. Par ailleurs, elle est récente et combine d'autres méthodes telles que USEtox et Recipe.

Il a été retenu parmi les 16 indicateurs environnementaux proposés par la méthode ILCD 2011 Midpoint les indicateurs suivants : **toxicité humaine non cancérigène, toxicité humaine cancérigène, écotoxicité aquatique** pour les émissions de substances présentes dans les goudrons, et les **gaz à effet de serre (GES) et effets respiratoires** (particules de matières) pour les émissions de la combustion du gaz de synthèse.

Soulignons que les gaz à effets de serre sont estimés en terme de rejets évités par l'utilisation d'un système de production d'électricité à partir de biomasse à la place d' un système de production conventionnel (groupe électrogène à gasoil) en site isolé.

Toutefois, il est à noter que l'évaluation de ces impacts peut manquer de précision parce que la méthode ne prend pas en compte la localisation géographique des émissions. De plus, certains composés chimiques identifiés dans les goudrons ne sont pas encore renseignés dans les méthodes d'impact. Enfin, comme toute méthode d'évaluation ACV-e, la méthode ILCD 2011 Midpoint + ne prend pas en compte les impacts liés aux métaux lourds contenus

dans les cendres et résidus carbonés ; probablement en raison du manque de connaissances scientifiques et précises.

3.2.4.12 Bruit

Au niveau du système de production, le bruit peut provenir de diverses sources fixes telles que les petits moteurs électriques, les machines de préparation de la biomasse, les groupes électrogènes, etc. La «quantité» de son produit par chacune de ces sources à un moment donné est décrite par la puissance sonore et exprimée en décibel audible (dB(A)) [146].

Le niveau du bruit émis par un système de production d'électricité dépend des caractéristiques des équipements de production. Par contre, le niveau du son perçu par les personnes exposées dépend de leur distance par rapport à la source du bruit et des conditions environnementales. Mais, l'impact du son sur ces personnes n'est pas seulement lié au son perçu ; il est également lié à la durée d'exposition [147]. Ainsi, la modélisation du niveau du bruit provenant d'un système de production d'électricité et de son impact peut être complexe et elle est très peu abordée dans la littérature.

De ce fait, pour évaluer ce critère, la méthode proposée se base sur l'hypothèse que des mesures d'atténuation et de maintien du niveau du bruit à la limite d'exposition admissible sont prises. Par exemple, les normes OSHA (Occupational Safety and Health Administration) fixent la limite d'exposition admissible au bruit à 90 dB(A) pour un travail de 8 h/jr [148]. Ainsi, pour les travailleurs, il peut s'agir de l'utilisation d'équipements de protection individuelle. Pour ceux vivant autour du site, des dispositions peuvent être prises lors de la construction pour l'installation du système. Des mesures d'atténuation comme des dispositifs d'insonorisation peuvent être bénéfiques à la fois pour les travailleurs et les personnes vivant aux alentours. De toute évidence, ces dispositions auront une incidence économique. Ainsi, en fonction de l'effort de protection réalisé à l'endroit de chacune de ces cibles, l'impact du bruit peut être apprécié sur l'échelle suivante :

$$Bruit = \begin{cases} Faible & \textit{Si des actions sont entreprises à l'endroit des deux cibles}; \\ Modéré & \textit{Si l'action est entreprise à l'égard d'une cible} \\ Forte & \textit{Si aucune action n'est entreprise} \end{cases}$$

3.2.4.13 Création d'emplois

Ce critère mesure le nombre d'emplois générés par le système de production d'électricité. L'emploi peut être spécifié à trois niveaux : emploi direct, indirect et induit [149]. Les emplois directs représentent les emplois créés durant l'installation et l'exploitation du système. Les emplois indirects incluent ceux associés aux services et intrants aux processus directs. Les emplois induits sont ceux créés par l'activité économique associée au développement du système de production dans la localité [129]. Les emplois indirects et induits sont souvent difficiles à évaluer en raison du manque de données fiables [150]. Toutefois, Stamford et Azapagic [130] ont estimé les emplois induits par chaque type d'emploi direct ou indirect en utilisant une méthode de facteur.

En raison des difficultés liées à l'estimation des emplois indirects et emplois induits, ce travail se focalise sur les emplois directs. Signalons également que pour les systèmes à petite échelle, les emplois liés à la construction et l'installation du système sont généralement de courte durée contrairement aux emplois liés à l'exploitation du système qui sont durables [151]. Ainsi, seuls ces emplois durables sont considérés ici. Ceux-ci sont estimés sur la base de l'évaluation technique des besoins opérationnels et de gestion. Le nombre d'emplois peut être exprimé en homme-année par unité d'électricité générée sur la durée de vie du système [130]. Cependant, certains emplois sont créés à temps partiel ou à temps plein. Pour les ramener sur la même échelle, le nombre d'emplois peut être exprimé en équivalent temps plein (ETP) par an ou par unité d'électricité générée [151].

3.2.5 Analyse de sensibilité

Le but de l'analyse de sensibilité dans ce travail de thèse est d'identifier les variables qui sont la cause des variations les plus importantes des variables de sorties ; et de quantifier leur

influence. En ce sens, elle peut permettre de mieux appréhender et comprendre le phénomène modélisé, en éclairant les relations entre les variables pour soutenir la prise de décision [77].

Deux types d'analyse de sensibilité sont envisagés: locale et globale (Cf. section 2.2.2). Mathématiquement, la dérivée de ∂Yj / ∂Xi d'une sortie Yj par rapport à une entrée Xi peut être considérée comme une définition de la sensibilité de Yj par rapport à Xi. Cette dérivée peut être calculée de façon analytique ou numérique selon la nature du modèle. L'analyse de sensibilité locale s'intéresse à la valeur de la réponse, tandis que l'analyse globale s'intéresse à sa variabilité [76]. Cependant, si les dérivées sont efficaces localement, elles le sont moins lorsqu'il s'agit d'explorer un espace de solution.

L'une des meilleures techniques couramment utilisées à cette fin est la simulation de Monte-Carlo. Cette technique utilise une procédure d'échantillonnage statistique pour créer d'abord un échantillon spécifique dans l'espace de variation des variables [77]. Toutefois, cela nécessite une connaissance des distributions de probabilités des variables d'entrée (uniformes, normaux ou triangulaires…). Après avoir évalué le modèle pour chaque échantillon, les données de sortie peuvent être utilisées pour effectuer des analyses statistiques et obtenir des mesures de sensibilité.

Par manque de connaissance des distributions de probabilités des variables d'entrée pour mettre en œuvre la simulation de Monte-Carlo, de simples approches d'analyses sont retenues. La méthodologie développée se présente comme suit :

a) Sélection et caractérisation des variables

Cette première étape consiste à sélectionner les variables de sortie d'intérêt sur lesquelles l'analyse veut être réalisée ainsi que les variables d'entrée associées. Ces variables d'entrée sont ensuite caractérisées. La caractérisation vise à représenter l'incertitude associée à chaque variable d'entrée sélectionnée par trois valeurs discrètes. Il s'agit du minimum, de la valeur initiale et du maximum [min, valeur initiale, max]. La valeur initiale représente la valeur déterministe définie pour l'évaluation de performance. Cependant, la définition des plages de variation dépend des connaissances qu'on a du contexte d'étude et des caractéristiques du système en évaluation.

b) Analyse de sensibilité locale

La méthode standard d'analyse de sensibilité locale est retenue. Elle est réalisée en changeant séparément la valeur initiale de chacune des variables "incertaines" *X*i pour étudier leur impact spécifique sur la sortie. L'impact de ce changement sur la sortie peut être exprimé par le coefficient de sensibilité linéaire IS_i relatif tel qu'exprimé par l'équation (Eq. 3-36) [152]. Pour une variable d'entrée, plus IS_i est élevé, plus l'impact sur la performance est forte.

$$\mathrm{IS}_i = \frac{(\mathrm{Performance}_{\max} - \mathrm{Performance}_{\min})/\mathrm{Performance}_{\mathrm{initiale}}}{(\mathrm{Valeur}_{\max} - \mathrm{Valeur}_{\min})/\mathrm{Valeur}_{\mathrm{initiale}}} \qquad \text{(Eq. 3-36)}$$

c) Analyse de sensibilité globale

Elle est réalisée lorsque pour une variable de sortie d'intérêt donnée, le nombre des variables d'entrée associées est supérieur ou égal à 5. Ceci en vue de garantir une certaine consistance du calcul et une pertinence de l'analyse. Un nombre de scénarios ou échantillon est généré en utilisant la méthode du plan d'expérience avec 3^n combinaisons (*n* variables d'entrée avec 3 valeurs). Le modèle déterministe est ensuite exécuté pour toutes les combinaisons. Toutes les données de sortie du modèle sont utilisées pour analyser la répartition des résultats du modèle. Cette répartition est représentée au travers d'histogrammes.

Généralement dans les analyses de sensibilité globale, les indices de Sobol sont les mesures quantitatives de sensibilité les plus courantes [153]. Plischke et al. [154] soulignent que ces indices ont été utilisés par plusieurs auteurs dans des contextes différents ; mais les différences résident dans l'hypothèse d'indépendance entre les variables d'entrée évoquée par Sobol [153]. L'hypothèse d'indépendance permet une réduction de la demande de calcul et garantit aussi l'interprétabilité des indices. Par conséquent, les variables d'entrée prises en considération doivent être indépendantes.

Cependant, l'inconvénient majeur de la procédure du calcul de Sobol est qu'elle ne peut pas être appliquée sur un échantillon obtenu par une méthode d'échantillonnage standard (telle que proposée ci-dessus). Récemment, des efforts ont été faits pour proposer des méthodes de calcul de l'indice de sobol indépendamment de la manière dont les données d'échantillonnage sont produites [154].

Ainsi, pour analyser l'impact de la combinaison des variables d'entrée sur la sortie, des indices de sensibilité de premier ordre (IS) sont calculés par la méthode simplifiée de 'Plischke et al décrite dans la référence [154]. La somme des indices doit être proche de 1. Pour chaque entrée *X*i, cette mesure de sensibilité peut être interprétée comme sa contribution à la variance de la sortie (critère de performance).

Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, le cadre méthodologique global qui a conduit au développement de la méthodologie d'évaluation de performances a été décrit. Il est constitué de manière indissociable des étapes suivantes : la définition des critères d'évaluation de performances, la construction des modèles d'évaluation des critères à partir du besoin lié à la modélisation, l'exploitation des modèles et l'analyse d'incertitude. Une des spécificités au sein de ce cadre méthodologique est la proposition d'une approche de définition des critères d'évaluation basée sur une approche structurée d'analyse fonctionnelle. Cet outil facilite une connaissance fine du système de production et permet à partir de la modélisation des interactions entre le système et ses milieux environnants d'identifier objectivement les fonctions attendues du système et les critères associés.

A partir de ce cadre méthodologique, il est développé dans la deuxième partie du chapitre une méthodologie d'évaluation des performances et de la durabilité des SPEGB en Afrique de l'Ouest. A cet effet, un ensemble de 14 critères d'évaluation des performances est défini en prenant en compte les dimensions technique, économique, environnementale et sociale de la durabilité. Toutefois, il faut souligner que ces critères ne sont pas exhaustifs. Des modèles d'évaluation intégrant des variables et paramètres d'intérêt sont élaborés pour prédire les performances de SPEGB dans un site d'implantation donné. Bien que les modèles d'évaluation soient développés à partir de méthodes existantes, quelques spécificités peuvent être relevées :

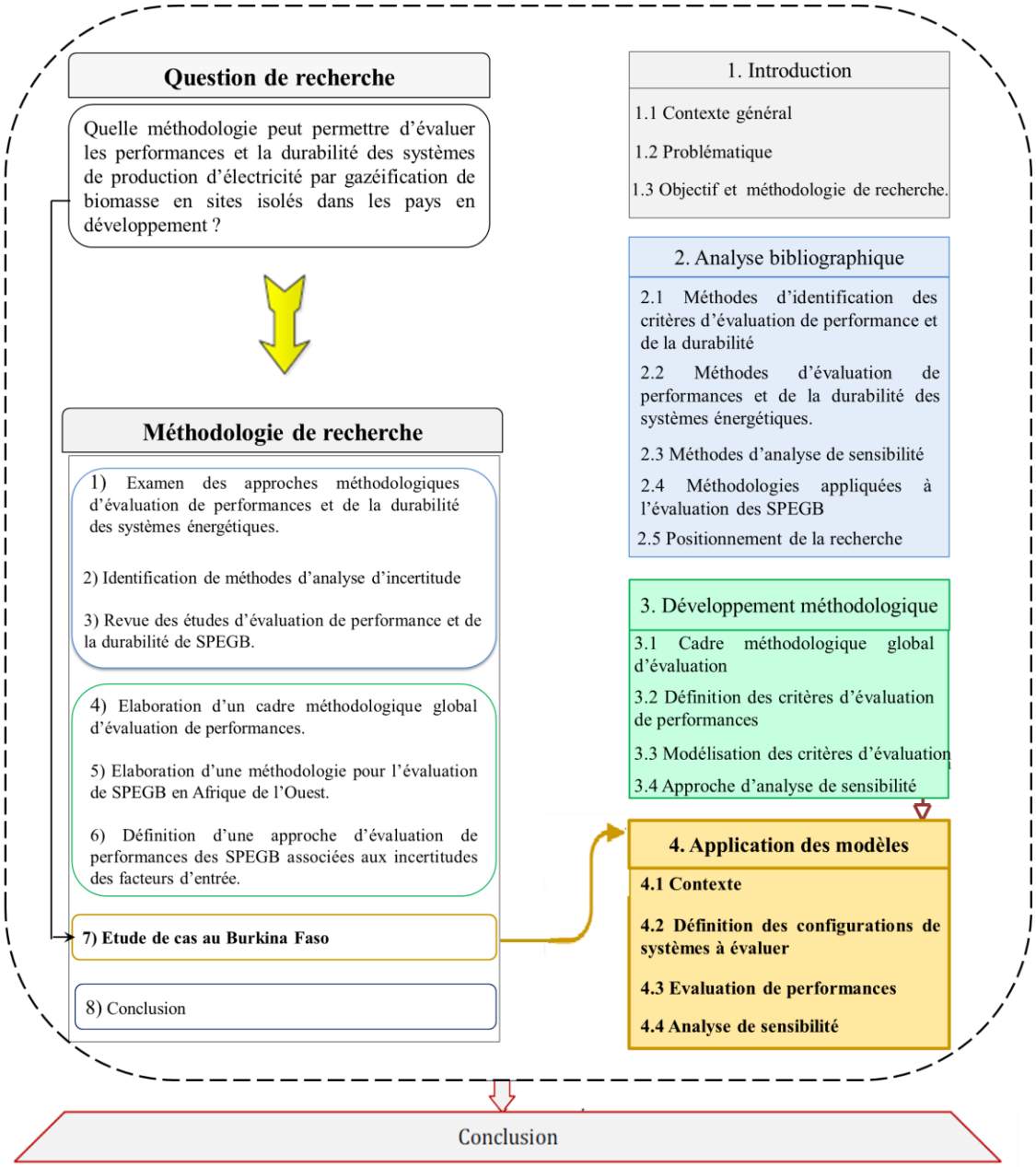
- ✓ la prise en compte de la variabilité du profil de charge des consommateurs en entrée du modèle permettant d'analyser les performances du système proches des conditions réelles de fonctionnement ;
- ✓ la prise en compte des impacts environnementaux liés aux rejets de goudrons souvent négligés en raison de la complexité de ceux-ci. Pour la recherche environnementale,

c'est une étape significative pour l'évaluation de la chaîne globale de production d'électricité basée sur la gazéification de biomasse ;

- ✓ l'élaboration d'une méthode simplifiée d'analyse de sensibilité globale basée sur une approche du plan d'expérience. Bien qu'elle ne permet pas d'explorer tout l'espace de solution, elle permet une évaluation rapide en s'affranchissant de la connaissance des distributions de probabilité des variables incertaines requise dans la simulation de Monte-Carlo.

Le chapitre 4 suivant présente une application des modèles d'évaluation sur un projet de système de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural au Burkina Faso.

Chapitre 4 . Application des modèles d'évaluation sur un projet de système de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural au Burkina Faso



Introduction

Ce chapitre présente un cas d'étude sur l'évaluation des performances d'un projet de centrale de production d'électricité par gazéification de biomasse en site isolé au Burkina Faso. Dans la mise en œuvre de tout système électrique , la connaissance (ou l'estimation) de la demande à satisfaire est une des données d'entrée initiales. En zone rurale, la détermination de la demande est très difficile surtout lorsque le site n'est pas encore électrifié. Généralement, la demande est obtenue grâce à des enquêtes socio-économiques [155] qui sont souvent très approximatives. Le choix du site d'étude est donc réalisé en fonction des données disponibles. Dans le cadre de nos travaux, nous disposons des données de demande réelle de la localité rurale de Bama déjà électrifiée. Ainsi, nous avons considéré pour site d'étude, les localités rurales non électrifiées avoisinantes en faisant l'hypothèse qu'elles présentent des caractéristiques de consommation électrique similaires au vu des activités économiques et sociales qui s'y mènent.

Ainsi, la première partie de ce chapitre présente le contexte d'étude qui porte sur les caractéristiques géographiques, climatiques, socio-économiques de la localité, et la demande en électricité (profil de charges). Les caractéristiques du système de production d'électricité, les différents scénarios étudiés ainsi que les paramètres et hypothèses d'évaluation de performances sont également précisés.

La deuxième partie présente les résultats d'évaluation de performances des différents scénarios implémentés dans notre modèle d'évaluation. Une analyse de sensibilité pour analyser l'influence de l'incertitude associée à certaines variables d'entrée sur les performances du système est également présentée et discutée.

4.1 Présentation du contexte d'étude

4.1.1 Situation géographique

Le Burkina Faso est un pays enclavé au centre de l'Afrique de l'Ouest, entre 9°20' et 15° de latitude Nord, et entre 5°30' de longitude Ouest et 2°30' de longitude Est. Elle couvre une superficie de 274 000 km^2 pour une population estimée à 18 millions d'habitants en 2016 dont 70 % vivent en milieu rural [156]. Sur le plan administratif, le pays compte 13 régions et 45 provinces, 351 départements, dont 302 communes rurales, et 49 communes urbaines et

8435 villages [157]. Les taux d'électrification en milieu rural sont faibles. Ils sont estimés à environ 1 % [1].

La localité de Bama dont le profil de charges est utilisé pour ce cas d'étude est située dans la commune rurale de Bama, dans la province du Houet dans la région des Hauts bassins. Elle est située à 30 km environ au nord-ouest de la ville de Bobo-Dioulasso. Elle s'étend sur une superficie de 1302 km² et est limitée au nord-est par la commune de Padema, à l'est par la commune de Satiri, au sud par la commune de Bobo-Dioulasso, au sud-est, par celle de Karangasso sambla, à l'ouest par la commune de Kourouma et au nord-ouest par celle de Dandé (Figure 4-1) [158]. La commune est composée de Bama ville divisée en onze (11) quartiers, et vingt (20) villages administratifs répartis sur le territoire [158].

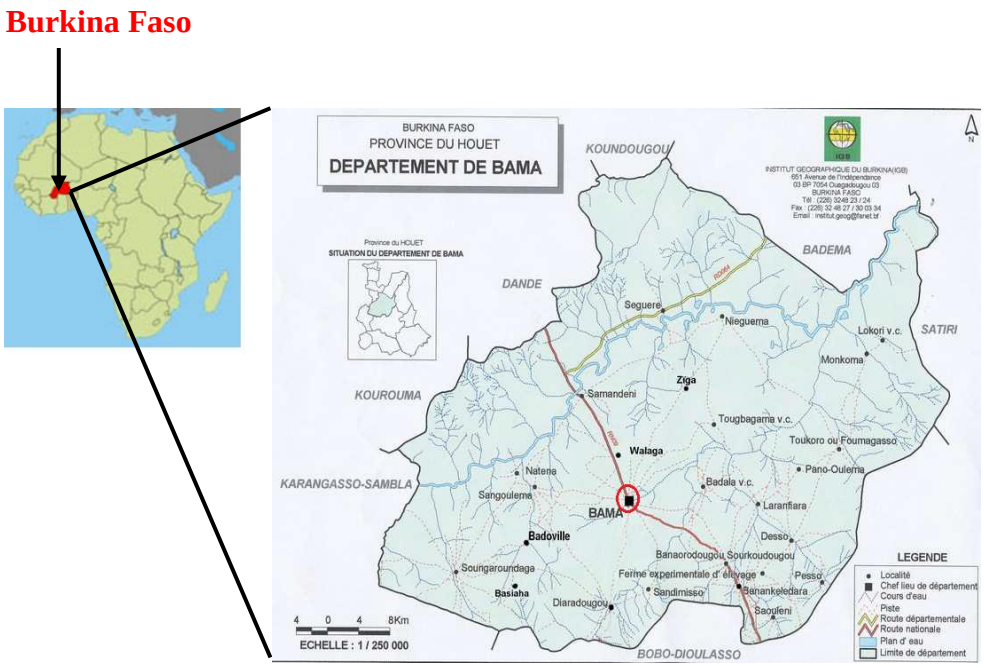


Figure 4-1: Localisation de la commune rurale de Bama [158]

4.1.2 Climat, hydrographie

La commune rurale de Bama appartient à la zone climatique sud-soudanienne caractérisée par deux saisons bien distinctes: une saison sèche qui s'étend de novembre à avril, une saison pluvieuse souvent irrégulière qui dure de mai à octobre. Elle reçoit une pluviométrie relativement abondante pouvant atteindre 1200 mm. Entre ces deux saisons, les variations climatiques donnent lieu à une période fraîche de décembre à janvier et une période chaude de mars à avril [159].

la température moyenne journalière varie entre 19°C et 35°C avec une moyenne annuelle de 23°C. Pendant la période chaude, des maxima de 39.9°C et de 38.8°C ont été observés respectivement en mars et avril. Les minima de 11.9°C et 11°C ont été enregistrés en janvier et décembre [159].

La commune est traversée par de nombreux cours d'eau : le Mouhoun ; le Kou qui est une rivière pérenne traversant la commune du Nord au Sud et permet d'irriguer la plaine rizicole ; le Niamé qui permet aux producteurs d'irriguer les périmètres maraîchers et fruitiers [159].

4.1.3 Population et activités socio-économiques

Selon le dernier recensement général de la population et de l'habitat, la commune rurale de Bama compte 69 738 habitants avec 34 625 hommes et 35 113 femmes. La localité de Bama regroupe environ 20 000 habitants [160].

Les principales activités socio-économiques menées par la population sont :

- l'agriculture essentiellement basée sur les cultures céréalières. Elle est dominée par la production du riz qui se fait deux fois par an dans les plaines aménagées. La première récolte a lieu entre mai et juillet et la seconde entre novembre et décembre. Les cultures maraîchères et fruitières avec la production de la banane et de la papaye contribuent également à l' économie agricole, ainsi que le coton qui est la principale culture de rente.
- L'élevage occupe la deuxième activité économique des populations de la commune de Bama. Le système d'élevage est caractérisé par le parcours de terroirs à la recherche de pâturage. Quant au cheptel, il est composé principalement de bovins, caprins, ovins, porcins et volailles [158].
- L'artisanat à Bama est dédié aux femmes. Il s'agit de la fabrication de poterie, de la préparation du dolo, de la fabrication du savon [159].
- Quant à la pêche, elle est pratiquée de façon artisanale par les hommes et essentiellement sur la mare de Bama. C'est un secteur bien structuré et la production atteint environ 800 kg par mois [158].

Dans la localité de Bama, la transformation du riz paddy par des groupements regroupés au sein d'une coopérative d'étuveuses et des unités industrielles est une autre activité en pleine expansion [161].

D'après les informations recueillies sur le terrain, la localité connaît deux grands jours de marché : le mercredi et le dimanche. Une partie des produits agricoles, artisanaux et de l'élevage y sont vendus.

Dans le domaine éducatif, la commune compte 36 écoles (30 publiques et 6 privées), un lycée public et un collège privé. Elle dispose de 5 postes de santé, dont 2 dans la localité de Bama [158].

L'approvisionnement en eau de la commune se fait essentiellement à travers les adductions d'eau potable simplifiées, les forages, les puits à grand diamètre et les puits traditionnels. La commune dispose de plusieurs forages et des pompes à motricité humaine. La localité de Bama à elle seule totalise 2 adductions d'eau potable simplifiées et une vingtaine de forages [158].

4.1.4 Caractéristiques de la demande à la centrale électrique de la localité de Bama

La caractérisation de la demande en électricité présente deux aspects : un aspect statique qui consiste à déterminer les puissances maximales appelées à un instant t de la journée ; et un deuxième aspect dynamique lié à la répartition temporelle de la demande. Ceci revient donc à déterminer les puissances demandées par les consommateurs sur une période de temps donnée.

4.1.4.1 Démarche de caractérisation de la demande

Notre approche de caractérisation a consisté comme indiqué à la Figure 4-2 à l'acquisition des données, à leur correction et à leur exploitation pour représenter les profils de charge.

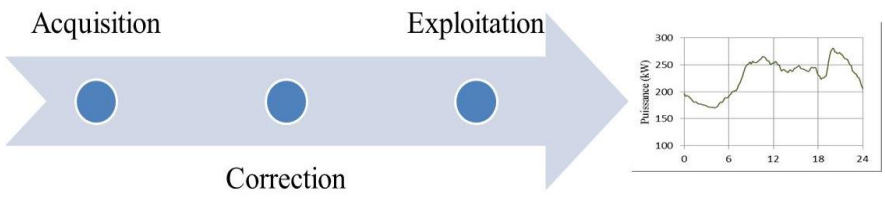


Figure 4-2: Démarche de caractérisation de la demande en électricité de la zone d'étude.

4.1.4.1.A Origine des données utilisées pour la caractérisation de la demande

La centrale électrique de la localité de Bama est gérée par la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL) depuis la station de Bobo-Dioulasso. La centrale dessert 4 quartiers de la localité de Bama sur les 11 quartiers qu'elle compte. Le nombre de consommateurs est estimé à 1200 en 2011 dont 24 gros consommateurs (meuniers, opérateurs de téléphonie mobile, organismes de microcrédit) [162]. Des informations récentes sur le nombre de consommateurs ne sont pas disponibles.

Les données utilisées sont relatives aux demandes de puissances enregistrées sur une période de 6 mois (janvier à juin 2016) par intervalle de temps de 10 min sur 24 h de fonctionnement journalier. Elles sont fournies par la SONABEL. Par ailleurs, la structuration de la consommation en fonction des divers utilisateurs n'est pas précisée. Certaines données de comptage étaient invalides ou manquantes et sont dues aux pertes d'alimentation momentanées. Les durées totales mensuelles des pertes d'alimentation varient entre 10 et 26 h.

Pour une bonne caractérisation de la demande d'une localité, il est recommandé de considérer les données de consommation sur au moins un an. Cependant, en raison du manque d'informations pour les 6 autres mois de l'année, nous considérerons ici que les données sont représentatives des consommations de l'année entière.

4.1.4.1.B Correction des données

Les données de comptage manquantes ou invalides ont été corrigées en nous inspirant des approches proposées dans le cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique de la commission de régulation de l'énergie [163]. Pour les données de comptage invalides sur une durée inférieure à une heure (soit au maximum six points de mesure consécutifs), nous avons procédé par une interpolation linéaire. Mathématiquement, pour une puissance appelée (P) invalide à un temps $(t_i) \in [t_0;\ t_{i+1}]$ avec $|t_0 - t_{i+1}| \leq 60\ min.$

$$P(t_i) = P(t_0) + [P(t_{i+1}) - P(t_0)].(t_i - t_0)/(t_{i+1} - t_0) \qquad \text{(Eq. 4-1)}$$

Pour les données de comptage non disponibles sur une durée supérieure à une heure, nous avons procédé par transposition des données d'une période similaire.

Les données ont été relevées au point de comptage à la centrale de production. Pour déterminer les puissances actives réellement soutirées, il convient de considérer les pertes occasionnées par les différents éléments de réseau situés entre le point d'application de la tarification et le point de comptage. Par manque d'information sur le coefficient de pertes du réseau de distribution de Bama, il a été appliqué aux données brutes sur la base de travaux d'expertise [8], un coefficient de 1,1 pour tenir compte des pertes, soit 10 % de pertes.

4.1.4.1.C Exploitation des données

Pour l'exploitation des données, nous avons ramené l'échelle de temps à 1 h au lieu de 10 min. Ainsi, les puissances moyennes par intervalle de temps d'une heure (1h) continue sont considérées. Par exemple, la puissance considérée à 06 h est la moyenne des puissances appelées dans l'intervalle de 5h30 à 6h30. Bien que les données par intervalle de temps de 10 min soient plus précises, cette approche est adoptée d'une part pour réduire les bruits dans les graphiques et faciliter l'interprétation des profils, et d'autre part pour réduire les temps de calcul.

Pour mieux comprendre les caractéristiques de la demande, l'analyse est faite par mois, par semaine (hebdomadaire) et par heure au cours de la journée de 24 h (quotidienne).

Pour le profil de charge mensuel, l'objectif est d'identifier les variations de consommation et d'analyser la distribution des puissances appelées dans un mois donné. Les paramètres de caractérisation déterminés sont : les puissances électriques maximale (Max), minimale (Min), moyenne (Moy), la médiane (Me), les 1^{er} et $3^{ème}$ quartiles (Q_1 et Q_3) et l'écart interquartile (EIQ).

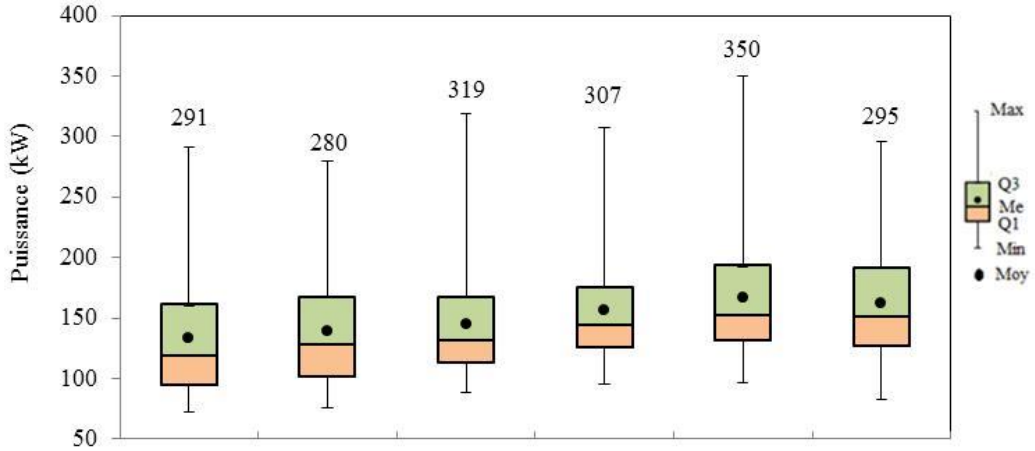
L'objectif a été par la suite de caractériser les variations journalières des moyennes des demandes d'un mois à un autre en réalisant le profil moyen journalier, mois par mois. Il s'agit d'une analyse du comportement journalier pour identifier les périodes de la journée pendant lesquelles les demandes sont faibles ou élevées.

Enfin, il a été question de caractériser et de comparer les variations de la demande entre les jours de la semaine sachant que les activités socio-économiques du village sont différentes d'un jour à un autre. Une semaine type par mois a été choisie (la première semaine complète de chaque mois).

4.1.4.2 Profils de charges

4.1.4.2.A Profil de charges mensuel

Les puissances électriques appelées de janvier à juin 2016 à la centrale électrique de Bama sont indiquées à la Figure 4-3.



	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
EIQ (kW)	67	66	54	50	62	65

Figure 4-3 : Puissances électriques mensuelles appelées de janvier à juin 2016 à la centrale électrique de Bama.

La Figure 4-3 indique que le mois de mai a enregistré les plus fortes demandes en électricité avec la puissance maximale de **350 kWe.** Il est suivi des mois de mars et avril avec les puissances maximales de 319 kWe et 307 kWe respectivement. L'écart entre les puissances maximales des 6 mois est de **70 kWe,** soit 47 % de la puissance moyenne**.** Les mois de mars et avril sont connus comme les mois les plus chauds. Cela explique les fortes demandes de ces périodes probablement dues à une utilisation plus intense des réfrigérateurs, ventilateurs, etc. Par contre, le mois de mai coïncide avec les récoltes de la première campagne de riz. La forte demande enregistrée ce mois pourrait être expliquée par un regain d'activité de décorticage du riz. La puissance minimale de 72 kW est enregistrée en janvier qui est un des mois les plus froids de l'année (avec décembre).

Les puissances moyennes varient entre **134** et **167 kWe**. Les médianes varient entre 119 et 153 kWe. Ainsi, on constate pour tous les mois que la médiane est inférieure à la moyenne. Cela indique que les puissances appelées se concentrent beaucoup plus vers les basses valeurs

entre 95 et 132kW (Q1). Cependant, lorsqu'on observe les écarts interquartiles EIQ (différence entre Q_3 et Q_1), on se rend compte que la dispersion autour de la médiane au cours du mois d'avril est plus faible, suivi du mois de mars. Les fluctuations de puissance sont alors moins fortes au cours de ces deux mois que les autres mois qui connaissent une grande dispersion des valeurs vers les puissances élevées.

4.1.4.2.B Profil de charges journalier mensuel

Les profils de charges journaliers en moyennes mensuelles pour chaque mois sont présentés à la Figure 4-4.

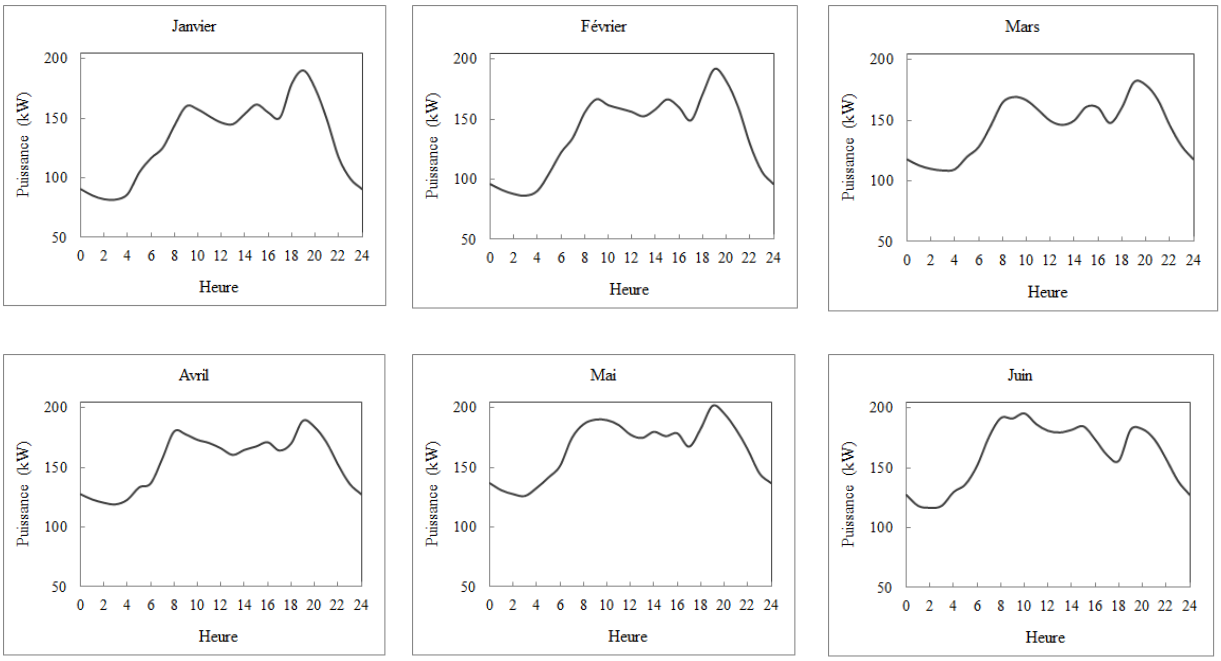


Figure 4-4: Profils de charges journaliers en moyennes mensuelles

On peut constater d'un mois à un autre que les profils de charge journaliers en moyennes mensuelles ont en général les mêmes tendances, mais à des niveaux de charges différents dans une même plage horaire. Elles peuvent être principalement décomposées en trois périodes caractéristiques :

- **1ère plage horaire e**ntre 23h et 06h: cette période est caractérisée par un minimum de consommation journalière (période de nuit). Les puissances appelées sont basses. Il n'existe pas d'activités socio-économiques. Les principales consommations électriques sont liées à l'éclairage et à l'utilisation de quelques appareils électriques dans les habitations.

- **2ème plage horaire** entre 08h et 16h: les consommations semblent stabilisées à un niveau correspondant majoritairement aux besoins des activités socio-économiques telles que les activités artisanales et les activités commerciales. Toutefois, on oberve un léger fléchissement à la mi-journée, bien visible entre 12h et 13h30 correspondant aux heures de pause des travailleurs.

- **3ème plage horaire** entre 18 h et 20 h : c'est la période de pointe de consommation électrique où on enregistre un pic de puissance appelée. Cette période correspond à la reprise des activités domestiques et commerciales au retour des populations des travaux champêtres avec le cumul des consommations pour : (i) l'éclairage, (ii) les activités de recharge de batteries de téléphones mobiles, et (iii) de l'audiovisuel. Dans les zones rurales, la puissance de pointe est généralement enregistrée dans cette période comme cela se vérifie dans notre cas.

4.1.4.2.C Profil de charge journalier (non moyenné)

Les profils de charges établis jour par jour permettent de montrer la très grande variabilité de la demande au cours d'une journée réelle et la grande variabilité d'un jour à l'autre. Les caractéristiques des profils de charges journaliers pour une semaine type par mois sont présentées en Annexe. Les tendances observées sont assez semblables pour tous les mois. L'analyse comparative des jours ouvrés a montré que les mardis enregistrent les fortes demandes, tandis que les mercredis, jeudis et vendredis connaissent des demandes plus faibles. En week-end, les demandes sont élevées le samedi plus que le dimanche. Les fortes consommations observées les mardis et samedis peuvent être expliquées d'après les enquêtes par les besoins en électricité pour les activités de production et de transformation agricoles. Ces activités sont plus intenses la veille des 2 jours de grand marché de la localité (mercredi et dimanche) où les populations apprêtent leurs produits à vendre. Pendant les autres jours comme le lundi, le jeudi et le vendredi, les activités de production baissent. Ce qui explique que les consommations soient plus basses.

L'écart entre les mêmes jours de semaine pour les 6 mois est de 52 kW pour le lundi, 59 kW pour le mardi, 132 kW pour le mercredi, 71 kW pour le jeudi, 51 kW pour le vendredi, 31 kW pour le samedi et 136 kW pour le dimanche. Les écarts élevés observés le mercredi et le dimanche montrent que les activités de la population qui définissent la consommation électrique de ces jours sont très variables d'un mois à un autre.

Les écarts entre les différents jours d'un même mois sont beaucoup plus élevés. Il est de 131 kW en janvier, 128 kW en février, 96 kW en mars, 120 kW en avril, 126 kW en mai et 113 kW en juin.

En résumé, la caractérisation de la demande à la centrale électrique d'ERD de Bama montre que les puissances appelées varient d'un mois à l'autre, d'un jour à l'autre, et sont aussi très fluctuantes au cours de la journée. Les demandes moyennes mensuelles en électricité sont comprises entre **134** et **167 kWe**. La puissance maximale appelée est de **350 kWe** et survient au mois de mai.

La variation des demandes serait induite par le climat au cours des mois de mars, avril. En semaine, les fortes demandes sont induites par l'intensification des activités artisanales surtout les mardi et samedi qui sont les jours de veille de marché. Au cours d'un cycle journalier, les puissances maximales sont généralement atteintes entre 18 et 20 h et les basses puissances entre 00-06 h.

Ce profil de charges dans la zone d'étude comme dans toute zone rurale montre le caractère extrêmement variable du niveau de la demande. Même s'il existe des initiatives pour tenter de réduire l'ampleur de cette variation de la demande en décalant certaines charges électriques, celle-ci reste difficile à réduire significativement dans un contexte d'électrification rurale décentralisée (ERD).

4.1.5 Ressources en biomasse valorisables

Dans la zone d'étude, parmi les résidus agricoles pouvant être valorisés, les balles de riz sont très abondantes (Figure 4-5). Une étude récente a révélé que les activités de transformation du riz paddy produit dans la localité de Bama peuvent générer en moyenne 2260 t de balles de riz par an [161]. Par ailleurs, le riz paddy produit dans la zone de Bagré (centre Est) est transformé dans les unités artisanales de Bama ; ce qui génère en plus des balles de riz.



Figure 4-5: Balles de riz issues du décorticage de riz et étalées au soleil.

Nous faisons dans ce travail l'hypothèse qu'il existe un potentiel suffisant pour satisfaire la demande en électricité du site rural à électrifier.

4.2 Caractéristiques du système de production d'électricité

4.2.1 Technologie de gazéification

Certaines technologies de gazéification sont commercialisées avec des composants répartis différemment. Sur la base de l'une des technologies utilisées au Burkina Faso, la technologie de gazéification Ankur scientific Ltd., série FBG a été considérée. Cette technologie est adaptée aux biomasses fines comme les balles riz. En outre, elle est choisie dans cette étude en raison de la disponibilité des données économiques. Le système de production d'électricité se compose du gazogène en lit fixe co-courant lui-même, d'une combinaison en série d'équipements de filtration: un filtre à haute température utilisant de la poudre de dolomite, deux échangeurs de chaleur à eau, un éliminateur de condensats, deux filtres secs et un filtre de sécurité. Le groupe électrogène à syngaz de marque Cummins est un moteur à allumage par étincelles couplé à un générateur (Ankur Scientific Energy Pvt Ltd., 2015). Par ailleurs, le chargement et l'alimentation du gazogène en biomasse se font de façon manuelle au moyen d'une poulie. A noter qu'un petit groupe électrogène diesel est prévu pour permettre le démarrage à froid du système. Ce petit groupe est spécifique pour alimenter les auxiliaires du système de gazéification lors du démarrage à froid du système, mais n'intervient pas dans la fourniture du service aux consommateurs.

4.2.2 Capacité installée

La capacité installée est une donnée de dimensionnement du système de production. Elle est étroitement liée au profil de charge à satisfaire. Pour assurer la fiabilité et la qualité de la fourniture de l'électricité et proposer un coût du kWh abordable aux consommateurs, il est nécessaire de chercher un compromis entre le fonctionnement optimal du système et la satisfaction client attendue. En effet, si le système est surdimensionné, il coûtera cher et ne fonctionnera pas de manière satisfaisante, car il sera soumis à des facteurs de charge faibles. S'il est sous dimensionné dans le but d'améliorer les facteurs de charge de fonctionnement, il ne procurera pas la satisfaction client attendue, car il y aura une incapacité à couvrir certains besoins.

Dans cette étude, le choix de la capacité de production du système est basé sur l'hypothèse **de satisfaire la puissance maximale demandée par les consommateurs au cours de l'année** ; donc dans notre cas, il s'agit de celle enregistrée au mois de mai (350 kW) (Figure 4-3). Cependant, la Figure 4-3 indique également que la puissance appelée est le plus souvent comprise entre 95-132 kW en moyenne pour les 6 mois de données dont on dispose et la puissance minimale est 72 kW. Par ailleurs, il est vivement recommandé de ne pas faire fonctionner les groupes électrogènes (diesel, à gaz ou à syngaz) à un taux de charge inférieur à 30 % ; voire même 50 % de leur puissance maximale. En effet, à ces niveaux de taux de charge, leur rendement énergétique est fortement dégradé (plus que divisé par 2) par rapport aux conditions nominales de fonctionnement [164].

Pour éviter les interruptions et satisfaire les puissances appelées, tout en respectant les contraintes techniques de fonctionnement (le facteur de charge minimal admis), il conviendrait d'hybrider le système de gazéification de biomasse avec un autre système de production. Le choix a porté sur l'utilisation d'un groupe diesel du fait qu'il constitue le système de production le plus répandu dans les zones rurales avec des gammes étendues de puissances et une facilité de mise en œuvre.

Le but du travail est donc d'évaluer les performances du système **de production d'électricité pour différents scénarios de dimensionnement afin d'identifier lequel est le mieux adapté pour satisfaire ces profils de charges journaliers (non moyenné).**

4.2.3 Différents scénarios de dimensionnement du système de production d'électricité

Les différents scénarios sont définis selon la gamme de capacité de production que propose le fabricant de la technologie de gazéification choisie (Ankur FBG). Il a été considéré douze capacités de production des équipements Ankur de 375 kWe à 125 kWe variant de 25 en 25 kW.

La capacité de production installée en système gazogène inclut un surdimensionnement d'environ 10 % [83] par rapport à la demande à satisfaire ; cela afin de couvrir la demande des équipements auxiliaires (autoconsommation du système) et pour avoir une petite réserve pour répondre à des éventuels changements rapides de charge. En admettant un facteur de charge minimal de 30 % pour le fonctionnement du système de gazéification, la taille requise pour le groupe électrogène pour chaque puissance du gazogène est définie de l'une des manières suivantes :

- soit par rapport à la puissance que le système gazogène ne peut pas satisfaire en situation de charge critique, c'est-à-dire au seuil de 30 % de charge (on arrête le système biomasse et on fonctionne avec le groupe diesel). Par exemple, lorsqu'on installe un système de gazéification d'une puissance brute de 350 kWe (soit 315 kW de puissance nette); les puissances appelées ≤ 30 % de la puissance nette (soit ≤ 95 kWe) seront satisfaites par un groupe diesel. Ce qui est la puissance choisie pour le groupe diesel.
- soit par rapport à la puissance nécessaire pour compléter le système gazo-électrogène : par exemple pour un système dimensionné à 200 kWe de capacité de production nette (225 kW brute) ; la capacité de production du groupe diesel complémentaire est définie à 150 kWe.

A partir de ces hypothèses, les caractéristiques du système de production d'électricité pour les différents scénarios de dimensionnement sont récapitulées dans le Tableau 4-1.

Tableau 4-1 : Différents scénarios de dimensionnement du système de production d'électricité

	Puissance du système de gazéification	**Puissance du groupe diesel d'hybridation**	**Puissance totale installée du système de production**
Scénario non hybride.	SC 1 : 375 kW		375 kW
Scénarios hybrides	SC 2: 375 kW	100 kW	475 kW
	SC 3 : 350 kW	95 kW	445 kW
	SC 4: 325 kW	90 kW	415 kW
	SC 5: 300 kW	80 kW	380 kW
	SC 6 : 275 kW	100 kW	375 kW
	SC 7: 250 kW	125 kW	375 kW
	SC 8: 225 kW	150 kW	375 kW
	SC 9: 200 kW	170 kW	370 kW
	SC 10:175 kW	190 kW	365 kW
	SC 11: 150 kW	215kW	365kW
	SC 12: 125 kW	240kW	365kW

4.2.4 Règles de fonctionnement retenues pour les différents scénarios

Dans le scénario SC1 caractérisé par une production d'électricité basée uniquement sur la gazéification de biomasse, les contraintes techniques ne sont pas respectées. Toutes les puissances appelées sont satisfaites par le système de gazéification. Dans tous les autres scénarios hybrides SC2 à SC12, les règles de fonctionnement du système de production d'électricité sont établies comme suit :

$$\text{Lorsque} \begin{cases} P_{net}(t) < 0{,}3 * P_{net,max}^{GEGaz} \\ 0{,}3 * P_{net,max}^{GEGaz} \leq P_{net}(t) \leq P_{net,max}^{GEGaz} \\ si\ non \end{cases}$$

⇨ La demande est couverte par le groupe diesel

⇨ La demande est couverte par le système de gazéification.

⇨ La demande est couverte par les deux systèmes d'énergie.

P_{net} : Puissance nette demandée à une heure t ;

$P_{net,max}^{GEGaz}$: Puissance électrique nette maximale du groupe électrogène à syngaz.

Ces scénarios ont été implémentés et simulés sous l'environnement MATLAB. Les paramètres et hypothèses pour l'évaluation des performances sont présentés dans la suite de cette section.

4.3 Paramètres et hypothèses de simulation

4.3.1 Paramètres techniques et hypothèses

Le Tableau 4-2 présente les paramètres d'entrée et les hypothèses utilisées pour évaluer les performances techniques du système de production l'électricité.

Tableau 4-2: Paramètres techniques et hypothèses de simulation

Paramètres	**Unités**	**Valeur**	**Source**
Système de gazéification			
Caractéristiques des balles de riz			
Teneur en eau	%	12	Hypothèse
Composition élémentaire			
C		38,3	
H	%	4,8	
O		0,34	[165]
N		35,45	
Cendre		17,6	

PCI	MJ/kg	14,4	[115]
Température de gazéification	°C	800	[108]
Coefficients liés au rendement électrique du groupe électrogène à syngaz			
1er coefficient	-	0,9640	[121]
2ème coefficient	-	0,6718	[121]
Coefficient d'ajustement	-	1,2	Hypothèse
Temps de démarrage du système de gazéification	h	05	[166]
Durée annuelle de fonctionnement	h/an	8040	
Durée de vie du système	an	10	[155]
Consommation de consommables			Extrapolation [167]
Dolomite	kg/h	0,1	
Eau	l/h	5	
Biomasse pour le démarrage du gazogène	kg/démarrage	200	
Moyenne des temps de bon fonctionnement (MTBF)	h	180	Hypothèse d'expert
Moyenne des temps de réparation (MTTR)	h	15	Hypothèse d'expert
Indice de disponibilité	%	92	Hypothèse d'expert

Généralement, la teneur en humidité des résidus agricoles est située entre 10 et 20 % [168]. Dans la présente étude, une teneur moyenne en humidité de 12 % est considérée pour les balles de riz en raison de leur granulométrie fine.

Les coefficients (a_{GEgaz}, b_{GEgaz}) du modèle du calcul du rendement électrique du groupe électrogène à syngaz (Eq.3-5) proviennent des études expérimentales sur un groupe électrogène de 75 kWe à gaz naturel modifié [121] alimenté avec un syngaz de PCI = 5,6 MJ/Nm^3 produit à partir de la gazéification du bois. Le rendement électrique maximal de ce groupe à syngaz est estimé à 21% comme indiqué en gris dans le Tableau 4-3. Cependant, il est à remarquer que ce rendement est inférieur aux rendements à pleine puissance obtenus dans la littérature sur des groupes électrogènes à syngaz (55-100 kW) de même marque (Cummins) que celui considéré dans notre étude [169]–[171]. L'écart maximal est estimé à 19% (Tableau 4-3). Ainsi, nous avons pris en précaution un coefficient d'ajustement de 1,2

pour tenir compte de l'imprécision du modèle (Eq.3-5). Avec ce modèle, le rendement du groupe électrogène à syngaz est calculé à chaque instant t de fonctionnement en fonction de la charge alimentée.

La durée annuelle de fonctionnement du système est fixée à 8040 heures correspondant à un fonctionnement de 335 jours et 24 h/jour. En considérant qu'un arrêt pour réparation, ou entretien et maintenance dure en moyenne 15 h (MTTR), le nombre total d'arrêts pendant les 30 jours restants de l'année est donc de 48 arrêts.

En ce qui concerne la durée de vie du système, le Club des agences et structures nationales africaines en charge de l'électrification rurale recommande que l'horizon temporel de la planification de l'électrification rurale ne doit pas être trop lointain (10 à 20 ans) pour limiter les incertitudes sur les paramètres et hypothèses [155]. Compte tenu de la complexité des systèmes de gazéification et du niveau d'incertitude élevé associé à leur construction [172], il a été retenu dans la présente étude une durée de vie utile de 10 ans.

Par ailleurs, pour le groupe électrogène diesel, sa consommation horaire en diesel est approximée par une fonction linéaire dépendante de la puissance fournie à l'instant t et de sa puissance maximale [164].

Tableau 4-3: Rendement électrique à pleine puissance de différents groupes électrogènes à syngaz

Groupe électrogène	**Puis. nominale (KW)**	**Caractéristiques**	**Modification**	**Biomasse**	**PCI gaz**	**Rendement à pleine puissance (%)**	**Condition d'opération**	**Source**	**Ecart (%)**
Non indiqué	75	Moteur à gaz naturel/allumage par étincelle/6 cylindres /1500trs/mn/ratio de compression 12 :1	Régulateur hydraulique pour maintient de la vitesse de rotation à 1500 trs/min	Bois	5,6 MJ/Nm^3	21	Pilote/ 97% de taux de charge	[121]	-
Cummins G743G	55	Moteur à gaz naturel/aspiration naturelle/ 6 cylindres, 1500 tr/min/ ratio de compression : 10 :1	Adaptation de carburateur	Bois de filao	4,65 MJ/Nm^3	25	48h de test	[171]	**19,05**
Cummins India G855-G	70	moteur à gaz naturel/ aspiration naturelle/6 cylindres/1500tr/mn/ allumage par étincelle/ratio de compression : 10 :1	Non	Noyau d'olive	5,65 MJ /kg	21,5	Pleine charge/2 jrs de test	[169]	**2,38**
Cummins India Limited, GTA855 G	100	moteur à gaz naturel/ allumage par étincelle/ 6 cylindres, 4 temps, turbo chargé/, ratio de compression : 8,5	Non	Bois	4,5 MJ/Nm^3	25	Taux de charge moyen 95% /1000h de suivis	[173]	**19,05**

4.3.2 Paramètres socio-économiques et hypothèses

Le Tableau 4-4 présente les paramètres socio-économiques et les hypothèses utilisées pour l'évaluation des performances du système de production d'électricité.

Tableau 4-4: Paramètres socio-économiques et hypothèses de simulation

Paramètres	**Unités**	**Valeur**	**Source**
Système de gazéification			
Coût des équipements de référence (gazogène et groupe électrogène)	€	48435	Base de données de projet
Facteurs liés au coût d'investissement			Base de données de projet [95] Hypothèse
Transport, taxe et assurances	%	20	
Installation et génie civil	%	27	
Stock de pièces de rechange	%	16	
Formation et test de démarrage	%	22	
Ingénierie	%	0,15	
Imprévu	%	5	
Coefficient de mise à l'échelle du coût des équipements	-	0,65	[95]
Facteur du coût annuel d'entretien et de maintenance	%	6	[174]
Facteur du coût de remplacement de parties d'équipements	%	6	Hypothèse d'expert
Main d'œuvre pour l'exploitation du système de gazéification			
Etape de réception et de préparation de la biomasse (agent non qualifié)	Pers/équipe	2	Hypothèse
Suivi de la production et entretien des équipements (1 technicien, 2 agents semi-qualifiés)	Pers/équipe	3	Hypothèse
Gestion générale de la centrale (Ingénieur)	-	1	Hypothèse
Durée de travail journalier par	h	8	

personne (travail de quart)			
Prix de matières premières et de consommables			
Biomasse	€/t	25	Données d'expertise
Carburant	€/L	1	Observé
Eau	€/L	0,78	[175]
Dolomite	€/t	9,15	Observé
Rémunération de la main d'œuvre			
Ingénieur	€/mois	610	Observé dans le secteur privé au Burkina Faso
Technicien	€/mois	535	
Agents semi-qualifié et non qualifié	€/h	1,25	
Autres paramètres			
Taux d'actualisation	%	9	
Capacité de préparation de la biomasse par la main d'œuvre	t/h	0,4	Hypothèse d'expert
Taux de change	€/ FCFA	655,957	

La plupart des informations utilisées pour l'estimation du coût d'investissement du système de gazéification sont adaptées de la base de données de l'organisation néerlandaise de développement (SNV-Burkina Faso) relative à un système de gazéification de 32 kW dans la localité de Bama. Le coût des équipements (gazogène et groupe électrogène à syngaz) correspond à des données de l'année 2015 et est utilisé comme tel.

En particulier pour le prix de la biomasse, il faut souligner que son estimation est difficile, car son prix final comprend plusieurs éléments tels que le coût de sa collecte et le transport des sites de production vers la centrale. Dans une variété de situations rurales, la biomasse peut être gratuite, mais les coûts de transport peuvent être élevés. A partir des données d'expertise (SNV-Burkina Faso), le prix moyen intégrant ces facteurs est estimé à 35€/t.

Concernant les coûts de remplacement et de maintenance, il a été considéré que seulement le groupe électrogène à syngaz et certaines parties du système gazogène seraient remplacés durant la durée de vie du système. Ne connaissant pas les coûts individuels de chaque équipement, un coût équivalent à 6 % du coût d'investissement total du système de gazéification est retenu par hypothèse pour notre calcul.

Pour le groupe électrogène diesel complémentaire au système à biomasse, le coût annuel de maintenance est estimé par une fonction linéaire dépendante de sa puissance maximale en fonction de sa durée de fonctionnement annuel [164]. Nous avons supposé un facteur du coût de remplacement de 2 %.

Le calcul du taux d'actualisation a tenu compte du taux d'intérêt nominal et de l'inflation [176]. Il est basé sur les estimations de la banque atlantique du Burkina pour des systèmes énergétiques basés sur le PV solaire. Le taux d'intérêt nominal varie entre 6-10 %. L'inflation est estimée à environ 1 % [141].

4.3.3 Paramètres environnementaux et hypothèses

Dans le Tableau 4-5 sont présentés les paramètres environnementaux et hypothèses utilisés pour l'évaluation de performance.

Tableau 4-5: Paramètres environnementaux et hypothèses

Paramètres	**Unité**	**Valeur**	**Source**
Combustion du gaz de synthèse			
CO_2	g/MJ	0	Hypothèse
CO	g/MJ	0,5	[177]
NOx	g/MJ	0,7	
Particules de matières (PM2,5)	g/MJ	0,002	
Autres paramètres			
Facteur d'émission de goudron par volume de gaz de synthèse	g/Nm^3	1,72	[145]
Facteur d'émission en équivalent CO_2 lié au diesel consommé par le groupe diesel	$kgCO_{2eq}/L$	3,5	[178]
Facteurs d'impact en unité comparative de toxicité par quantité de goudron rejeté			
Toxicité humaine non cancérigène	CTUh/kg	2,637E-09	Méthode ILCD 2011 Midpoint+
Toxicité humaine cancérigène	CTUh/kg	1,28 E-09	
Ecotoxicité aquatique	CTUe/kg	1,28 E01	

Concernant les émissions liées à la combustion du gaz de synthèse dans le groupe électrogène, peu de documents scientifiques indiquent des facteurs d'émission par unité d'énergie utilisée. Les émissions de CO_2 liées à la combustion du gaz de synthèse sont considérées nulles. En effet, la méthode d'évaluation d'impact sélectionnée (ILCD 2011 Midpoint +) utilise l'hypothèse de la neutralité du carbone de la biomasse en raison de son cycle de renouvellement. Cette hypothèse de la neutralité du carbone pour la biomasse est conforme à celle retenue pour la comptabilité d'émission proposée par la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques [179].

Pour les autres gaz (CO, NOx) et les particules de matières, il est choisi d'utiliser les valeurs observées par Jain [177] sur des technologies similaires en Inde. Les valeurs indiquées pour le CO sont comprises entre 0,3-0,7g/MJ. Nous retenons une valeur moyenne de 0,5g/MJ d'énergie du syngaz. La quantité de NOx est estimée à 0,7 g/ MJ. Concernant les particules de matières, elles sont généralement de différentes tailles et peuvent être classées en particules de diamètre de 2,5µm (PM2,5) et particules de diamètre 10µm (PM10). Les PM2,5 sont les inorganiques responsables des effets respiratoires. Cependant, la quantité totale de particules de matière indiqué par Jain [177] est de 0,005g/MJ. Nous avons pris pour 40% la part des PM2,5. Le calcul de l'indicateur « effet respiratoire » a tenu compte également du CO et du NOx qui sont des gaz précurseurs de particules de matières conformément à la méthode ILCD 2011 Midpoint +.

Les paramètres concernant les facteurs d'émission de goudrons par volume du gaz de synthèse et l'inventaire des substances sont déterminés à partir des travaux expérimentaux de Ma et al, [145] sur la gazéification des balles de riz dans un gazogène en lit fixe co-courant. Selon les températures de gazéification de 800°C et 700°C respectivement, la production de goudrons varie entre 1,34 et 2,1 g/Nm^3 de syngaz. Il a été considéré dans la présente étude un facteur d'émission moyen de 1,72 g/Nm^3 de syngaz. Trente (30) substances sur les 32 substances relevées sont prises en compte par la méthode d'évaluation ILCD 2011 Midpoint+. Par ailleurs, il faut souligner que la méthode utilisée pour la détermination de ces substances est semi-quantitative basée sur les surfaces de réponse. L'inventaire n'est donc pas très précis. Nous supposons dans cette étude que les goudrons sont éliminés sans aucun traitement comme cela est généralement réalisé par les opérateurs [180]. Les facteurs d'impact pour les catégories d'impacts liés à ces émissions sont estimés directement à partir de l'outil d'analyse de cycle de vie SIMAPRO.

4.4 Résultats et discussion

Cette section présente les résultats de performances obtenus à l'issue de la simulation de chaque scénario de dimensionnement pour répondre à la demande en énergie correspondante aux profils de charges. Les critères de performances calculés sont : l'énergie nette générée, le rendement électrique net, la disponibilité du système de production d'électricité, le coût d'investissement, le coût d'exploitation, le coût moyen actualisé de l'électricité générée, la génération d'emplois et les impacts environnementaux.

Ensuite, une analyse de sensibilité globale du coût de l'électricité est réalisée pour étudier la fiabilité de l'évaluation. Pour le scénario ayant le coût d'électricité le plus bas, une analyse de sensibilité locale est faite pour apprécier l'influence de chacune des variables.

4.4.1 Performance énergétique du système de production d'électricité

4.4.1.1 Énergie nette générée et contribution de chaque source d'énergie

Au total, l'énergie nette générée en fonction des profils de charges des consommateurs satisfaits par le système de production est estimée à 1210 MWh/an. Cette énergie est fournie pour une disponibilité du système de production estimée à 92 % en fonction des moyennes des temps de bon fonctionnement et des moyennes des temps techniques de réparation (Eq. 3-31). En fonction des niveaux de la demande en électricité, l'énergie générée par chacune des sources d'énergie dans chacun des scénarios étudiés (Tableau 4-1) est présentée sur la Figure 4-6.

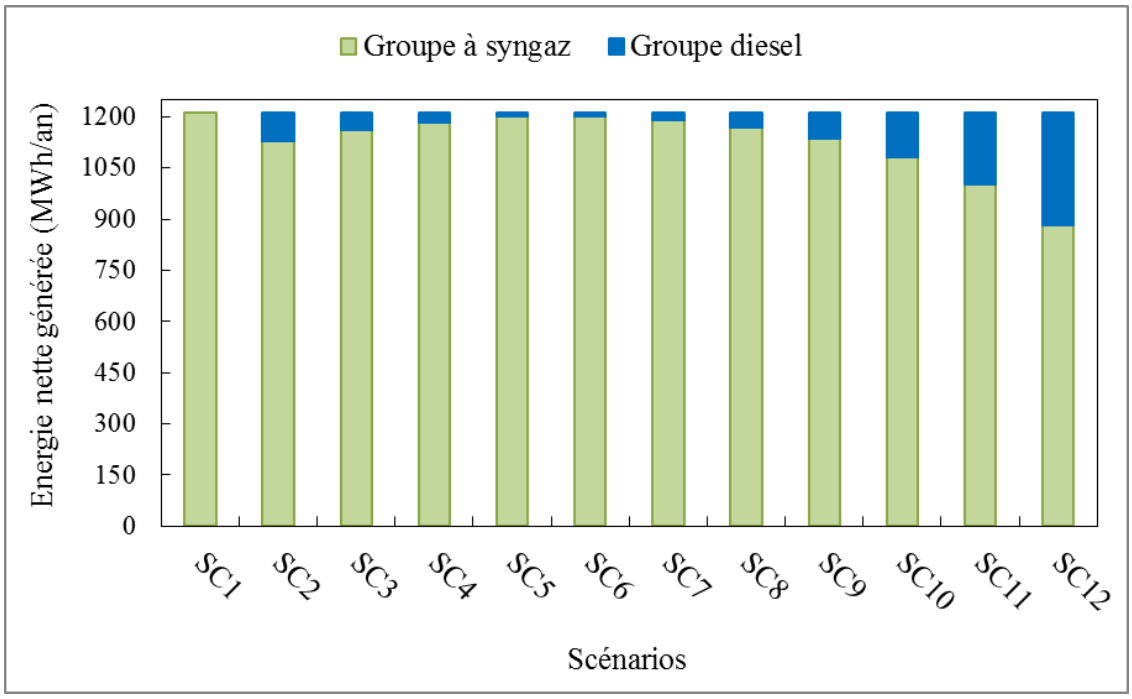


Figure 4-6: Energie nette générée par chaque source d'énergie pour les différents scénarios.

Dans le scénario SC1, le système de gazéification fournit la totalité soit 100 % de l'énergie demandée (1210 MWh/an). Dans les scénarios qui sont des systèmes hybrides, on constate que l'apport du groupe diesel est plus faible pour les scénarios SC5, SC6 et SC7 respectivement d'une puissance du groupe à syngaz de 300 kW, 275 kW et 250 kW. Cet apport représente en moyenne 1 % de l'énergie nette générée. Mais, l'apport est beaucoup plus important dans le scénario SC12 d'une puissance du groupe à syngaz de 125 kW et est estimé à 27 %. Dans les autres scénarios, la contribution du groupe diesel est comprise entre 3 et 17 %.

4.4.1.2 Rendement électrique net du système de gazéification

Le rendement électrique net du système de gazéification est estimé à chaque instant de fonctionnement en fonction de la puissance demandée. La Figure 4-7 indique les rendements minimal, moyen et maximal calculés pour chacun des scénarios étudiés (Tableau 4-1).

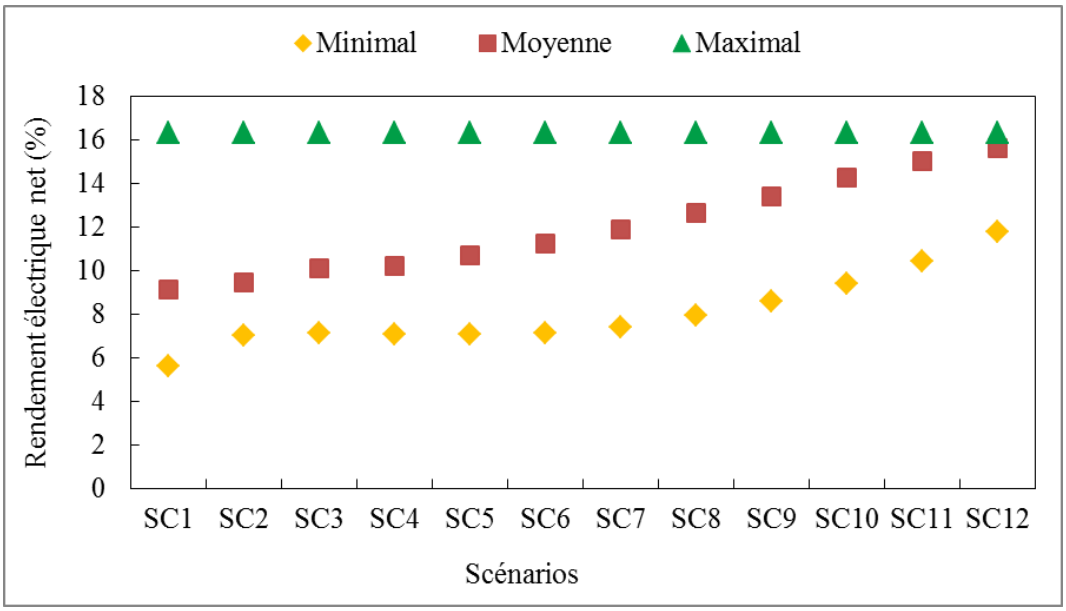


Figure 4-7: Variation du rendement électrique net du système de gazéification pour les différents scénarios

Les résultats indiquent que le rendement électrique maximal qu'on peut atteindre en utilisant les balles de riz comme biomasse pour satisfaire les puissances appelées est de 16 % quel que soit le scénario. En effet, il s'agit du rendement électrique lorsque le système de gazéification fonctionne à sa pleine puissance. A part le scénario SC1 dans lequel on enregistre un rendement minimal d'environ 5 %, on constate que pour les scénarios SC2 à SC10, les valeurs minimales sont entre 7 et 9 %. Ces faibles valeurs de rendement s'expliquent par le fait que le système de gazéification alimente des puissances proches de sa valeur minimale autorisée c'est-à-dire $0{,}3.P_{max}^{Gazo}$ à certaines périodes de son fonctionnement. Par contre, dans les scénarios SC11 et SC12, les valeurs minimales atteignent 11 % environ. Dans ces scénarios, les puissances minimales fournies par le système de gazéification sont proches de $0{,}5.P_{max}^{Gazo}$. Néanmoins, les valeurs moyennes montrent bien l'influence de l'hybridation sur l'amélioration de la performance énergétique du système de gazéification. Le rendement moyen passe de 9 % du scénario SC1 à 16 % environ au scénario SC12 soit une amélioration de 70 % par rapport au scénario SC1.

4.4.2 Performance économique du système de production d'électricité

Le coût d'investissement requis pour la mise en place du système de production d'électricité dans les différents scénarios étudiés (Tableau 4-1) ainsi que le coût moyen actualisé de l'électricité générée sont présentés à la Figure 4-8.

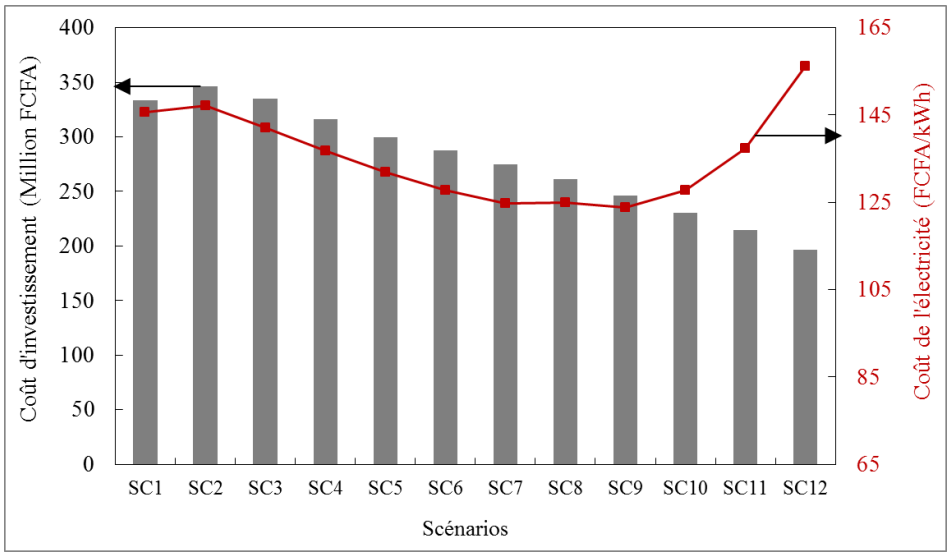


Figure 4-8: Coût d'investissement et coût de l'électricité générée pour les différents scénarios

Le coût d'investissement du système de production 100 % gazéification de biomasse (scénario SC1) est estimé à 333 millions FCFA (508 k€) environ pour une capacité de production installée de 375 kW. Dans les autres scénarios hybrides SC2 à SC12 ; le coût d'investissement total diminue au fur et à mesure que la puissance du groupe à syngaz diminue (375 à 125 kW) et même malgré l'augmentation du coût du groupe diesel associé dont la puissance passe de 80 à 240 kW du scénario SC5 à SC12 (Tableau 4-1). Cela traduit bien que le système biomasse est à plus forte intensité capitalistique que le système conventionnel « groupe diesel ». Pour les configurations étudiées ici, le scénario SC12 nécessite l'investissement total le moins élevé (197 millions FCFA soit 300 k€) et le scénario SC2 nécessite l'investissement total le plus élevé (346 millions FCFA soit 528 k€).

En ce qui concerne le coût moyen actualisé de l'électricité sur les 10 ans de vie du système de production, on observe une tendance différente de celle du coût d'investissement pour les scénarios étudiés. L'électricité générée dans le scénario SC1 basé uniquement sur le système de gazéification coûte 146 FCFA/kWh (0,222 €/kWh). Ce coût augmente légèrement à 147 FCFA/kWh (0,224 €/kWh) dans le scénario SC2 associant un groupe à syngaz de 375 kW et

un groupe diesel de 100 kW. Cela est dû au fait qu'on a investi dans un système d'une puissance totale plus élevée, mais qui est sous-utilisé. Une baisse progressive du coût moyen actualisé de l'électricité est notée du SC2 au SC9. La valeur la plus basse du coût de production de l'électricité est obtenue pour le SC9 : 124 FCFA/kWh (0,189 €/kWh) ; soit une réduction de 15 % par rapport au SC1. Une configuration en système hybride peut donc améliorer le coût de production de l'électricité. Mais, dans le cas des scénarios SC10 à SC12, ce coût augmente de 128 FCFA/kWh (0,195 €/kW) à 157 FCFA/kWh (0,24 €/kWh) dans le scénario SC12. Le coût de production est alors 7 % plus élevé que celui obtenu dans le SC1. La remontée du coût de l'électricité peut être liée à la plus forte intégration du groupe diesel dans le système de production (Figure 4-6) et qui a engendré une plus forte consommation du carburant. Compte tenu de leurs meilleurs rendements électriques et de leurs coûts d'investissement plus bas, on aurait pu s'attendre à avoir le plus bas coût d'électricité, mais il s'est avéré que le coût élevé du diesel a contrebalancé cet effet bénéfique. On peut déduire de ces résultats qu'une intégration progressivement plus forte du groupe électrogène diesel augmentera aussi le coût de l'électricité. L'hybridation n'est donc intéressante que jusqu'à un certain ratio de puissance du groupe diesel sur la puissance totale installée. Dans notre cas d'étude, ce ratio est estimé ici à 65 % environ avec le scénario SC12 associant un groupe électrogène à syngaz de 125 kW et un groupe électrogène diesel de 240 kW.

En somme, il faut retenir que les scénarios SC7, SC8 et SC9 offrent un coût d'électricité le plus bas (autour de 125 FCFA/kWh, soit 0,19 €/kWh) comparés aux autres scénarios.

Pour déterminer les éléments contributeurs au coût d'électricité générée, les proportions des divers composants de ce coût pour les différents scénarios sont présentées à la Figure 4-9. Elle présente la part du coût d'investissement et les parts des éléments du coût d'exploitation (biomasse, main d'œuvre, carburant, dolomite et eau, la maintenance et les remplacements de parties d'équipements).

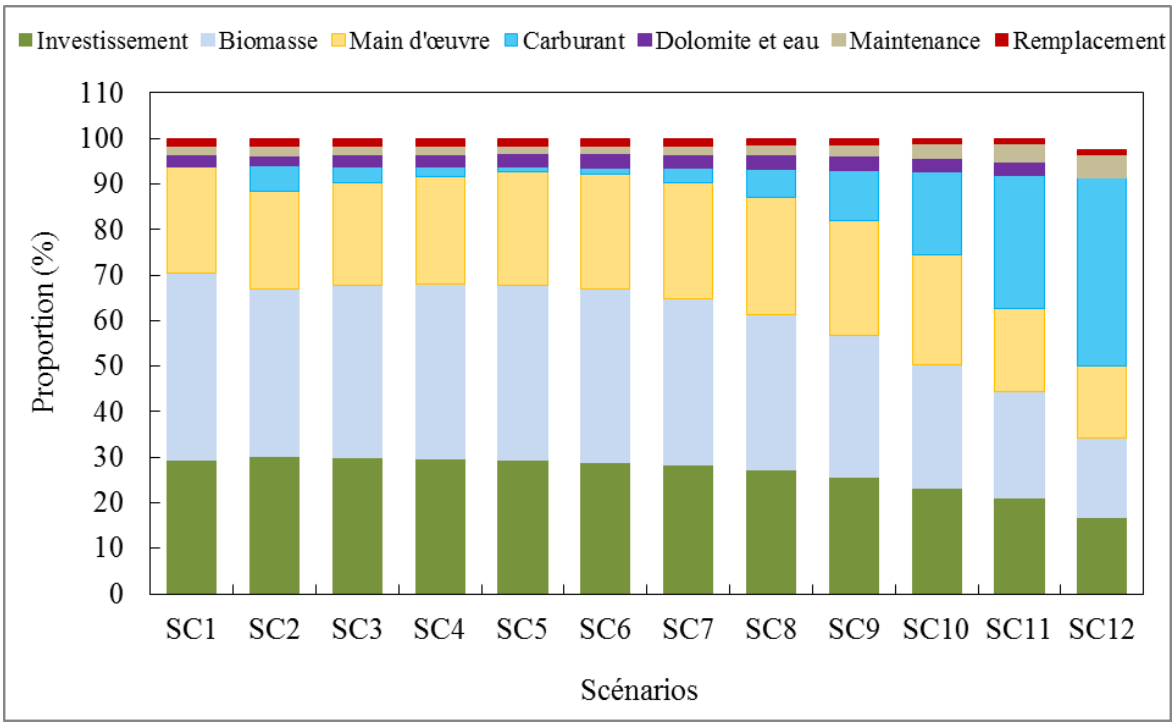


Figure 4-9: Proportions des divers composants du coût de l'électricité pour les différents scénarios

On peut remarquer pour tous les scénarios que l'ensemble des éléments du coût d'exploitation représente au moins 70 % du coût de l'électricité. Du scénario SC1 au scénario SC10, le coût de la biomasse représente parmi les éléments du coût d'exploitation, la plus grande partie du coût de l'électricité et varie entre 27 et 41 %. Sa contribution à elle seule dépasse celle du coût d'investissement qui varie entre 23 et 30 %. Dans ces scénarios, le coût de la biomasse est suivi de celui de la main d'œuvre qui varie entre 21 et 26 %. Par ailleurs, la Figure 4-9 montre que dans les scénarios SC9 et SC10, le coût du carburant diesel représente respectivement 11 % et 18 % du coût de l'électricité générée alors qu'elle est estimée à moins de 6 % pour les autres scénarios. Par contre dans les scénarios SC11 et SC12, le coût du diesel représente la plus grande partie du coût de l'électricité générée et est estimé respectivement à 29 et 40 %. Il est suivi du coût de la biomasse estimé respectivement à 23 et 17 %. Ces résultats confirment ainsi que la montée du coût de l'électricité obtenue à partir du scénario SC10 au scénario SC12 (Figure 4-8) est liée à la forte intégration du groupe diesel dans le système de production.

En somme, le coût des combustibles (biomasse, diesel), le coût d'investissement et le coût de la main-d'œuvre sont les composants majeurs du coût de l'électricité.

4.4.3 Performance sociale du système de production

Le Tableau 4-6 présente les résultats concernant le nombre d'emplois directs créés pour les différents scénarios étudiés. Il indique le nombre d'emplois créés à chaque étape du processus de la production d'électricité et également l'emploi total généré par an.

Tableau 4-6: Nombre d'emplois créés pour les différents scénarios (ETP/an)

	Scénarios											
	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	SC6	SC7	SC8	SC9	SC 10	SC 11	SC 12
Réception et préparation des balles de riz	4	4	4	3	3	3	3	3	3	2	2	2
Suivi de la production et la maintenance	9	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Gestion du système	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Emploi total (ETP/an)	**14**	13	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12

Le nombre total d'emplois directs générés dans le scénario SC1 est estimé à 14 équivalents temps plein (ETP) par an dont 4 emplois qualifiés. Dans les scénarios hybrides SC2 à SC9, ce nombre total d'emplois passe à 13 ETP/an puis à 12 ETP/an du scénario SC10 au scénario SC12 soit une baisse de 17 % par rapport au scénario SC1. Cela est dû à la baisse des emplois provenant de la réception et de la préparation des balles de riz qui sont eux aussi liés aux niveaux de consommation de la biomasse. Une forte intégration du groupe diesel dans le système de production diminue la consommation en biomasse et par conséquent diminue le besoin en main-d'œuvre pour la préparation de la biomasse.

Au nombre des emplois créés, environ 65% proviennent du suivi et de la maintenance du système de production d'électricité.

Au total, les scénarios hybrides SC2-SC12 ne sont donc pas favorables à la création d'emplois par rapport au scénario non hybride basé uniquement sur la gazéification de la biomasse (SC1).

4.4.4 Performance environnementale du système de production d'électricité

Cette section présente les bénéfices et les impacts environnementaux et sanitaires des relatifs au processus de la gazéification de la biomasse dans les différents scénarios étudiés : il s'agit des émissions de gaz à effet de serre évitées et des effets respiratoires liés à la combustion du syngaz ; de la toxicité humaine et de l'écotoxicité aquatique liées aux rejets des goudrons dans l'environnement. En effet, nous n'avons pas considéré d'impacts de rejets de diesel dans l'environnement (fuite de bidons, renversement accidentel, etc.) et également les impacts liés aux émissions provenant de la combustion du diesel.

4.4.4.1 Emissions de gaz à effet de serre évitées

La Figure 4-10 présente les émissions de gaz à effet de serre (GES) évitées du système de production pour les différents scénarios étudiés.

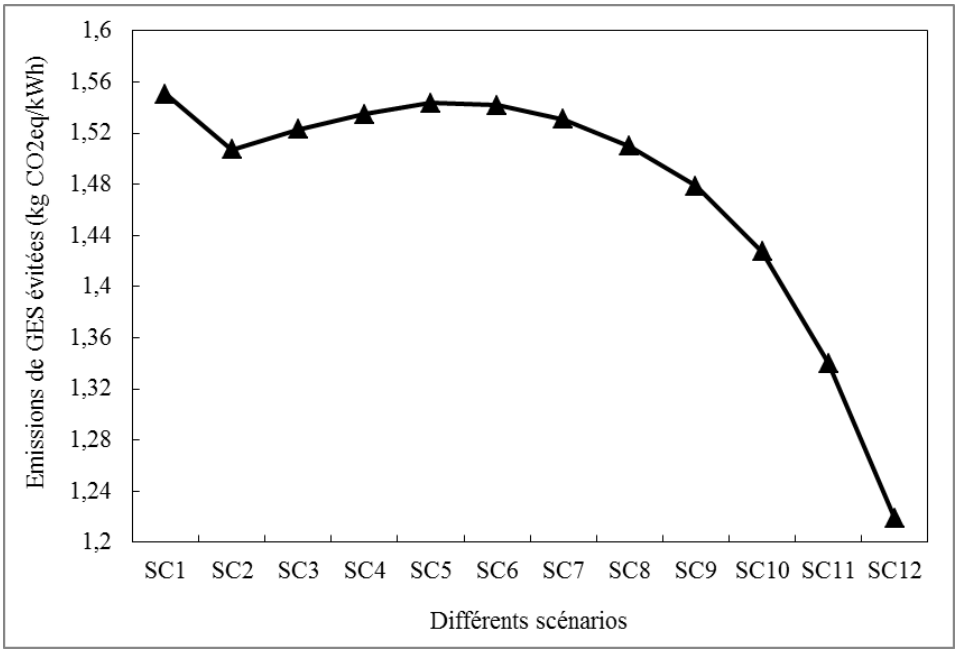


Figure 4-10: Emissions de GES évitées pour les différents scénarios

Il est estimé que la quantité de gaz à effet de serre qui peut être évitée dans le scénario SC1 basée uniquement sur la gazéification de biomasse est de 1,55 $kgCO_2eq/kWh$ d'électricité produite. Cette valeur descend à 1,51 $kgCO_2eq$ dès qu'un groupe diesel a été associé au système de gazéification (scénario SC2 associant une puissance du système gazo-électrogène de 375 kW et un groupe diesel de 100 kW).

Ainsi, dans tous les scénarios SC2 à SC12 on évite moins d'émissions de GES par rapport au scénario SC1. Dans ces scénarios, les émissions de GES proviennent de la consommation du diesel par le groupe électrogène diesel en complément de la biomasse. Toutefois, le niveau de réduction de gaz à effet de serre dans chacun de ces scénarios est proportionnel à la quantité de diesel consommée. De ce fait, on constate du scénario SC2 au scénario SC6 que le niveau des émissions des GES évitées augmente relativement jusqu'à 1,54 $kgCO_2eq$; avec seulement un écart de 0,5 % par rapport au scénario SC1. Du scénario SC6 au scénario SC12, le niveau des émissions de GES évitées diminue progressivement jusqu'à 1,2 $kgCO_2eq$ dans le scénario SC12 ; soit un écart de 27 % par rapport au scénario SC1. Le scénario SC1 non hybride conserve donc un attrait évident pour réduire les émissions de GES.

4.4.4.2 Toxicité humaine et écotoxicité aquatique

La Figure 4-11 présente les impacts en terme de toxicité humaine non cancérigène (THNC) et de toxicité humaine cancérigène (THC) des rejets de goudrons issus du processus de gazéification pour les différents scénarios étudiés.

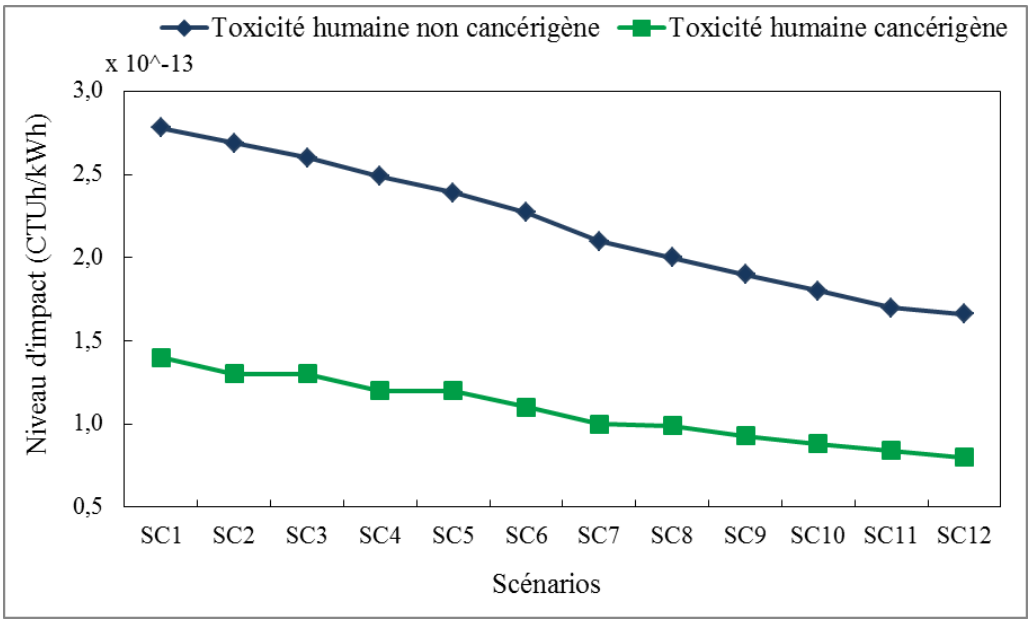


Figure 4-11: Toxicité humaine non cancérigène et cancérigène pour les différents scénarios

On peut constater que les niveaux d'impact de THNC sont supérieurs à ceux de la THC. Pour chaque type d'impact, les niveaux d'impact baissent au fur et à mesure du

scénario SC1 au scénario SC12. Cette diminution de la toxicité peut être attribuable à la diminution du taux de goudrons dans le syngaz produit du fait de la réduction de la production du gaz de synthèse lorsque la puissance du système de gazéification est diminuée. Dans le scénario SC1, la THNC est estimée à 2,8.10^$^{-13}$ CTUh/kWh. Dans le scénario SC12 le niveau d'impact est passé à 1,8.10^$^{-13}$ CTUh/kWh soit une réduction de 63 % par rapport au scénario SC1. Dans le cas de la THC, le niveau d'impact a varié de 1,4.10^$^{-13}$ à 0,88.10^$^{-13}$ CTUh/kWh soit une réduction 61 % par rapport au scénario SC1.

La même tendance est observée pour l'écotoxicité aquatique (EAq) dont les résultats sont présentés à la Figure 4-12.

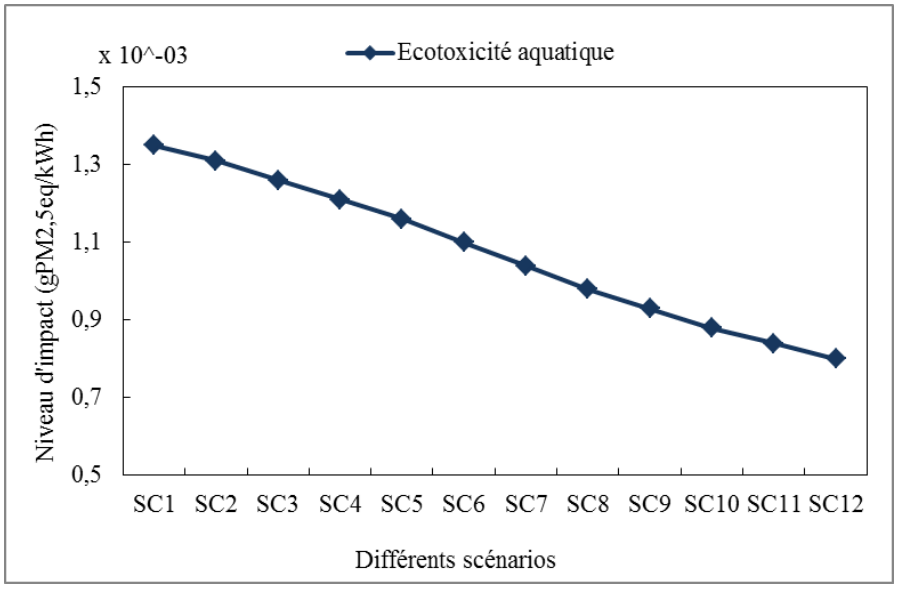


Figure 4-12: Ecotoxicité aquatique pour les différents scénarios

Du scénario SC1 au scénario SC12, le niveau d'impact passe de 1,35.10^$^{-03}$ CTUe/kWh à 0,8.10^$^{-03}$ CTUe/kWh, soit une réduction de 68 %.

Ces différents impacts sont liés à la nature des substances chimiques contenues dans les rejets de goudron provenant de la gazéification des balles de riz. Il faut rappeler que les niveaux d'impacts sont calculés en considérant que les substances sont éliminées dans l'environnement au sol. Toutefois, les travaux de Chidikofan et al. [143] ont montré que ces niveaux d'impacts peuvent être plus élevés si les substances sont rejetées dans les eaux de surface (cours d'eau, rivières..). Cela est dû à la variabilité du comportement des substances chimiques dans chaque compartiment de l'environnement (eau ou sol). En effet, le niveau de THNC des goudrons peut être 50 fois supérieur dans l'eau que sur le sol. La différence est de

85 fois pour la THC et de 95 fois pour l'EAq. Vu que la zone d'étude dispose de nombreux cours d'eau, une attention particulière doit être accordée à la gestion et au traitement de ces polluants.

Les substances contributrices aux impacts sont différentes et sont présentées sur les Figures Figure 4-13 et Figure 4-14 respectivement pour l'impact de la THNC et l'EAq.

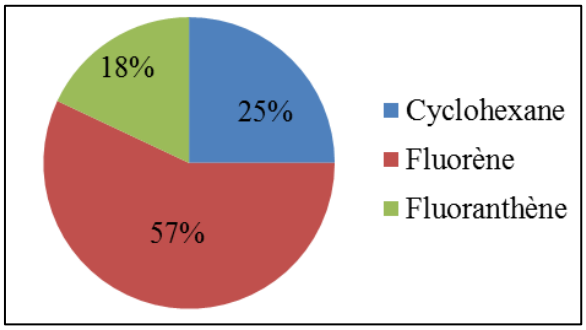


Figure 4-13: Contributeurs à l'impact de la toxicité humaine non cancérigène (THNC)

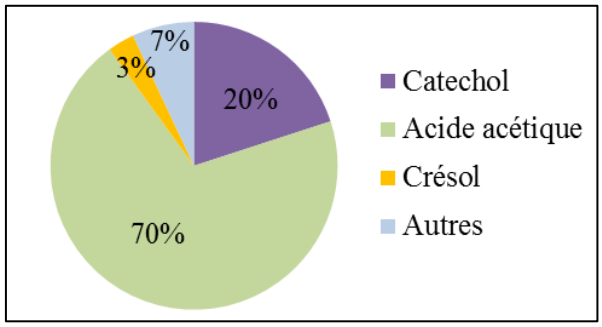


Figure 4-14: Contributeurs à l'impact d'écotoxicité aquatique (EAq)

Le fluoranthène est le contributeur majeur (57 %) à la THNC. Par contre, le premier contributeur à l'EAq est l'acide acétique (70 %). Par ailleurs, il est déterminé que la THC est due au catechol qui contribue à 100 % à l'impact.

4.4.4.3 Effets respiratoires

Les résultats concernant les effets respiratoires sont présentés sur la Figure 4-15. Ces effets respiratoires sont relatifs à l'impact des fumées de combustion du syngaz uniquement.

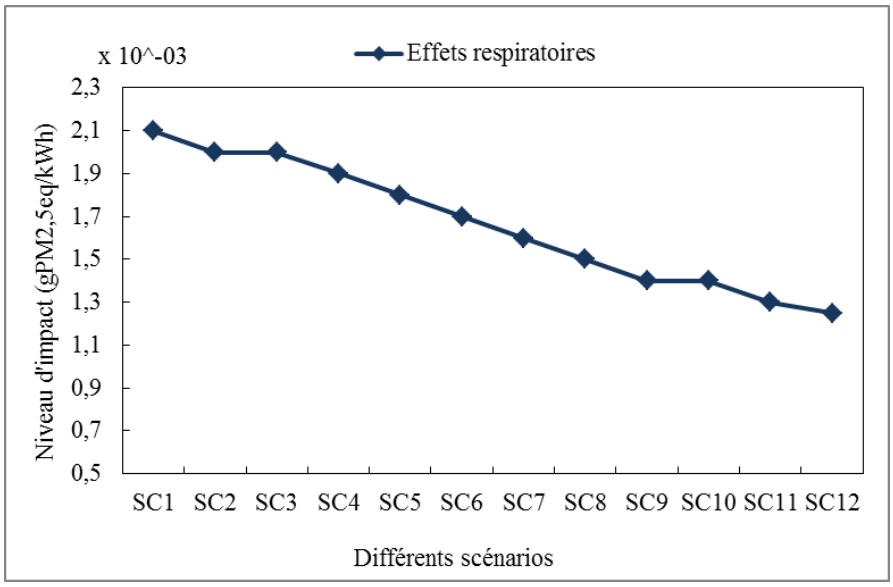


Figure 4-15: Effets respiratoires pour les différents scénarios

A l'instar des autres types d'impact, la tendance observée est la même. Le niveau d'impact estimé à 2,1.10^$^{-03}$ gPM2,5eq/kWh dans le scénario SC1 diminue au fur et à mesure pour atteindre 1,4.10^$^{-03}$ gPM2,5eq/kWh dans le scénario SC12, soit une réduction de 33 % par rapport au scénario SC1.

4.4.5 Récapitulatif des résultats de performances et discussion

Le

Tableau 4-7 présente le récapitulatif des performances du système de production pour les 12 scénarios étudiés. L'énergie nette générée étant les mêmes (1210 MWh/an) pour tous les scénarios, elle n'est pas indiquée dans le

Tableau 4-7. Les valeurs en gras indiquent la meilleure performance obtenue sur chaque critère.

Tableau 4-7 : Récapitulatif des résultats de performances du système de production d'électricité pour les différents scénarios

	Critères de performances								
Différents scénarios	Rendement électrique net (%)	Coût d'investissement (Million FCFA)	Coût de l'électricité générée (FCFA/kWh)	Nombre d'emplois générés (ETP/an)	Gaz à effets de serre évités (kgCO2eq/kWh)	Toxicité humaine non cancérigène (x 10^{-13} CTUh/kWh)	Toxicité humaine cancérigène (x10^{-13} CTUh/kWh)	Ecotoxicité (x 10^{-03} CTUe/kWh)	Effets respiratoires (x 10^{-03} gPM2,5eq/kWh)
SC1	9,2	333	146	**14**	**1,55**	2,8	1,4	1,35	2,1
SC2	9,45	346	147	13	1,51	2,7	1,3	1,31	2
SC3	10,1	335	142	13	1,52	2,6	1,3	1,26	2
SC4	10,23	316	137	13	1,53	2,5	1,2	1,21	1,9
SC5	10,68	300	132	13	1,54	2,4	1,2	1,16	1,8
SC6	11,24	287	128	13	1,54	2,3	1,1	1,1	1,7
SC7	11,9	275	125	13	1,53	2,1	1	1,04	1,6
SC8	12,65	261	125	13	1,51	2,0	0,99	0,98	1,5
SC9	13,43	246	**124**	13	1,48	1,9	0,93	0,93	1,4
SC10	14,26	230	128	12	1,43	1,8	0,88	0,88	1,4
SC11	15,04	214	137	12	1,34	1,7	0,84	0,84	1,3
SC12	**15,61**	**197**	157	12	1,22	**1,66**	**0,8**	**0,8**	**1,25**

On constate que les résultats sont sensiblement différents d'un scénario à l'autre. Les résultats sont plus ou moins contrastés pour les trois critères : rendement électrique net, coût d'investissement et coût de l'électricité générée ; tandis que les critères d'ordre environnemental et social ne montrent pas de grandes différences entre scénarios. De manière spécifique, plusieurs points marquants sont à relever:

✓ En termes de performance énergétique, l'hybridation améliore le rendement électrique net du système de gazéification. Pour satisfaire le besoin en électricité correspondant aux courbes de charges de notre cas d'étude; le rendement électrique varie de 9,2 % à 15,6 % selon la configuration du système de production. Cependant, il a été constaté que l'hybridation ne permet pas de maximiser l'utilisation de la biomasse locale disponible au profit du diesel qui est un carburant importé au Burkina Faso. En outre, une forte consommation du diesel implique un faible niveau de réduction des émissions de GES. Le scénario SC1 non hybride conserve donc un attrait évident pour valoriser la biomasse locale et pour réduire les émissions de GES malgré son rendement électrique bas.

✓ En termes de coût d'investissement, les scénarios avec une forte intégration du groupe diesel, soit les scénarios SC10, SC11 et SC12 apparaissent moins chers. Cependant, en termes de puissance totale installée (Cf. Tableau 4-1) ils n'offrent pas une flexibilité par rapport aux scénarios SC2, SC3, SC4 pour s'adapter aux évolutions de la demande. Par ailleurs, il faut souligner que le coût d'investissement de la technologie de gazéification de biomasse peut être réduit si la technologie ou certains composants du gazéifieur ou de la ligne de filtration du syngaz sont fabriqués par des entreprises locales. Cela permettrait également d'augmenter les bénéfices sociaux associés à cette technologie en terme de création d'emplois.

✓ En ce qui concerne le coût de l'électricité, les scénarios hybrides SC7, SC8 et SC9 offrent le coût le plus bas. Néanmoins, l'hybridation n'est plus intéressante à partir d'un certain ratio de puissance du groupe diesel par rapport à la puissance totale installée. En effet, la comparaison du scénario SC12 par rapport au scénario SC1 montre qu'à partir de 65 % du ratio de puissance du groupe diesel que la gazéification de la biomasse même seule devient plus intéressante. On peut donc en déduire *a fortiori* que la production d'électricité uniquement par la gazéification de biomasse peut être compétitive par rapport à la production d'électricité par un groupe électrogène diesel seul si la technologie de gazéification est

maîtrisée. Par ailleurs, il faut souligner que la biomasse est plus disponible que le carburant fossile qui rencontre quelques fois des difficultés d'approvisionnement en milieu rural éloigné des grands centres urbains. Avec la biomasse, il est possible de développer localement des stratégies optimales d'approvisionnement et d'exploitation. Les scénarios SC1, SC5 et SC6 conservent donc un attrait pour cette localité pour maximiser la valorisation des déchets abondants. De plus, la localité de Bama produit également du coton comme première culture de rente (section 4.1.3); donc des tiges de coton peuvent être également exploitées. Pour toutes ces raisons, il serait plus intéressant de s'orienter vers des scénarios avec une faible intégration du diesel et qui offrent des coûts pas forcément les plus bas, mais tout de même abordable.

- ✓ On constate que les niveaux d'impacts environnementaux et sanitaires des scénarios hybrides SC2 à SC12 sont plus bas que ceux du scénario SC1. Cependant, il faut souligner que l'évaluation s'est focalisée sur les impacts liés aux émissions provenant de la gazéification de la biomasse sans intégrer ceux associés à l'utilisation du diesel. On peut ainsi considérer à l'inverse que les scénarios hybrides sont plus négativement impactant que le scénario SC1 et encore plus pour ceux dans lesquels il y a une forte utilisation du diesel (SC2, SC9 à SC12).

- ✓ Les emplois directs créés dans tous les scénarios hybrides sont inférieurs à ceux créés dans le scénario SC1 ; bien que les emplois pouvant être induits par la mise en œuvre du projet dans la localité et en particulier les emplois liés à l'approvisionnement du système en biomasses locales ne soient pas pris en considération dans le scénario SC1.

En considérant les multiples facteurs précédemment énumérés, mais également leur interdépendance, trois critères peuvent être retenus pour discriminer les scénarios: **le niveau d'apport du groupe électrogène diesel dans la production d'électricité, le coût de l'électricité** et la **flexibilité du système de production** en rapport avec sa capacité à s'adapter aux évolutions de la demande. Ainsi, le choix final du scénario approprié dépendra donc des préférences du décideur pour chacun de ces critères.

4.4.6 Analyse de sensibilité sur le coût moyen actualisé de l'électricité pour les différents scénarios

Après avoir examiné les différents scénarios, il en ressort que l'une des options qui répond au mieux aux profils de charge pour un coût de production d'électricité le plus bas est le scénario hybride SC9 associant un système gazo-électrogène 200 kW et un groupe diesel de 170 kW. Toutefois, il existe de nombreuses variables clés dont dépend ce coût et qui sont incertaines. Pour les décideurs et les investisseurs, il est important d'avoir une estimation précise de la réalité. Par conséquent, ce travail de recherche a utilisé l'analyse de sensibilité pour étudier les performances du système associées à ces incertitudes.

A partir de l'inventaire des variables qui interviennent dans le calcul du coût de l'électricité et des précédents résultats de performance économique, les variables considérées sont :

- la durée de vie du système de production d'électricité ;
- le taux d'actualisation ;
- le prix de la biomasse ;
- le coût d'investissement;
- le prix du carburant diesel;
- l'humidité de la biomasse.

Par ailleurs, nous avons considéré pour cette étude de sensibilité qu'il faut stabiliser les rémunérations de tous les employés pour respecter la règlementation d'une part et d'autre part pour les motiver au travail. Cela signifie que les salaires mensuels des ingénieurs et techniciens ainsi que les rémunérations par heure de travail des agents de production restent inchangés.

En raison du nombre élevé de variables d'entrée (06) et du nombre de scénarios (12), il serait difficile pour le décideur d'analyser d'abord une à une l'influence des variables pour chacun des scénarios pour mieux identifier l'option appropriée. Il est donc choisi pour les besoins de ce cas d'étude de réaliser dans un premier temps une analyse de sensibilité globale selon la méthodologie décrite en section 3.2.4. Par la suite, pour l'option retenue, une analyse de sensibilité locale est faite pour permettre d'apprécier les tendances de la variation liée à chaque variable d'entrée. Les variations des valeurs définies pour chaque variable d'entrée sont présentées dans le Tableau 4-8.

Tableau 4-8 : Variation des valeurs des variables d'entrée pour l'analyse de sensibilité

Variables d'entrée	**Unité**	**Valeur**			**Source**
		Min	**Initiale**	**Max**	
Durée de vie du système	Année	5	10	15	Hypothèse [155]
Taux d'actualisation	%	3	9	15	[181] et hypothèse
Teneur en eau des balles de riz	%	8	12	20	Hypothèse [168]
Prix des balles de riz	€/t	15	25	30	Données d'expertise
Prix du carburant	€/L	0,8	1	1,3	
Multiplicateur du coût d'investissement	-	0,7	1	1,3	[174]

4.4.6.1 Influence globale des variables d'entrée pour les différents scénarios

Les Figures Figure 4-16 à Figure 4-27 montrent comment le coût de l'électricité varie sous l'influence de la variation simultanée des variables d'entrée considérées incertaines. Elles présentent les fréquences du coût de l'électricité suivant les classes de variation pour les différents scénarios étudiés.

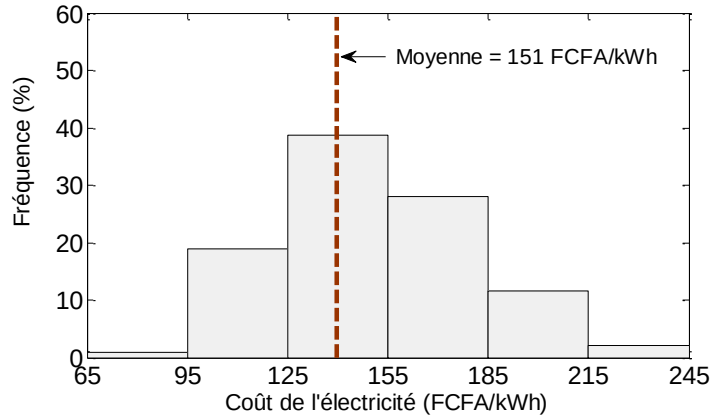


Figure 4-16: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC1 non hybride

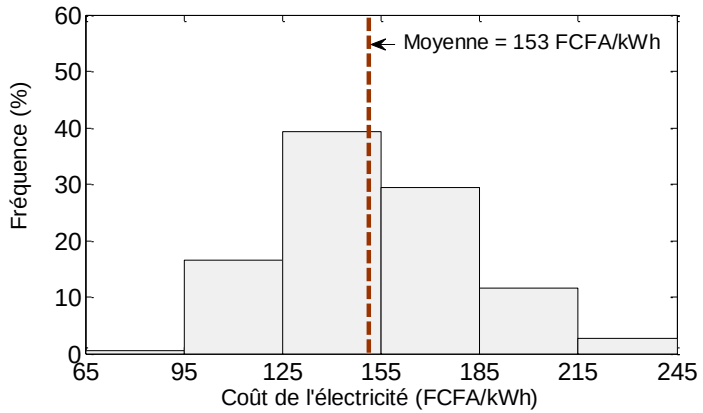


Figure 4-17: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC2 (Groupe syngaz **375 kW)**

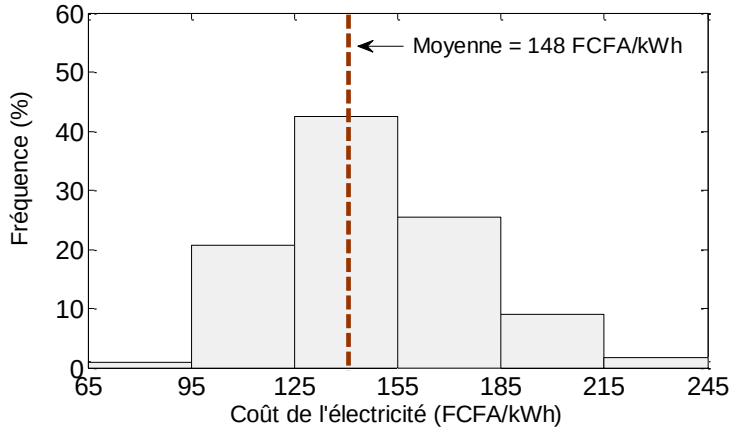


Figure 4-18: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC3 (Groupe syngaz **350 kW)**

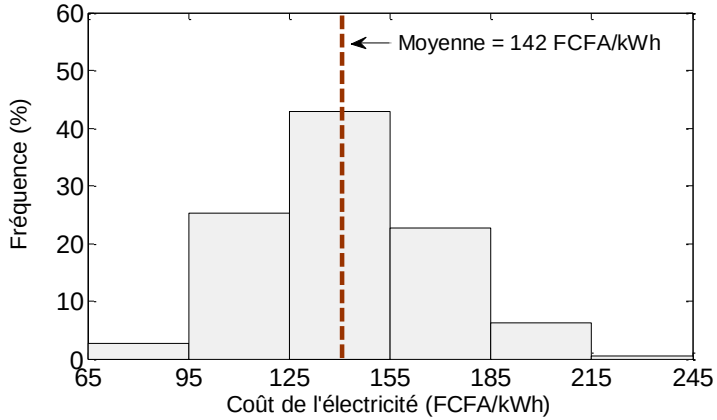


Figure 4-19: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour pour le scénario SC4 (Groupe syngaz **325 kW)**

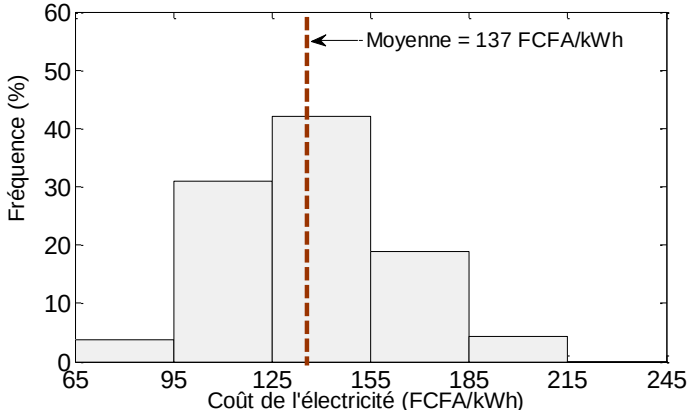


Figure 4-20: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC5 (Groupe syngaz **300 kW)**

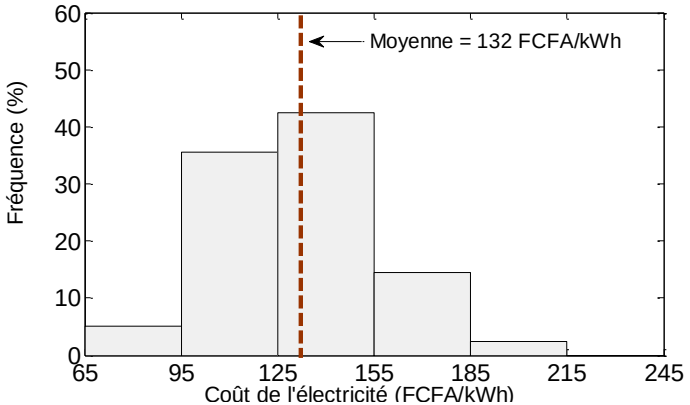


Figure 4-21: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC6 (Groupe syngaz **275 kW)**

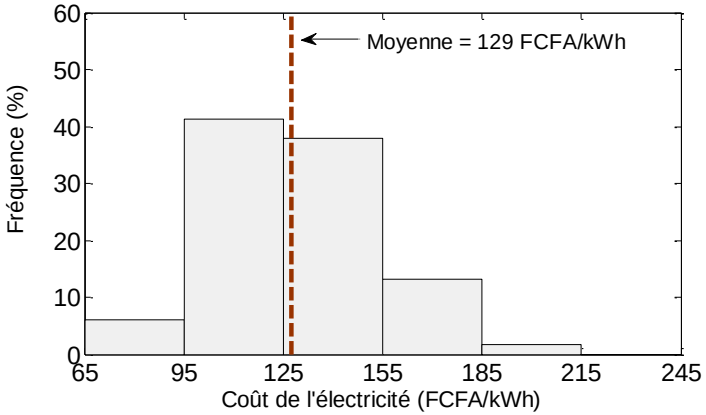


Figure 4-22: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC7 (Groupe syngaz **250 kW)**

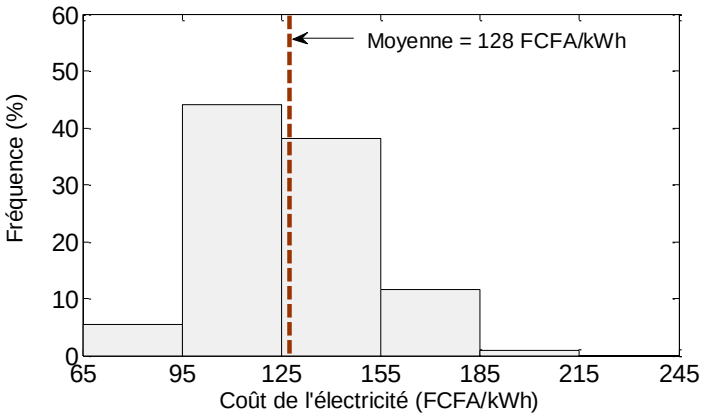


Figure 4-23: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour pour le scénario SC8 (Groupe syngaz **225 kW)**

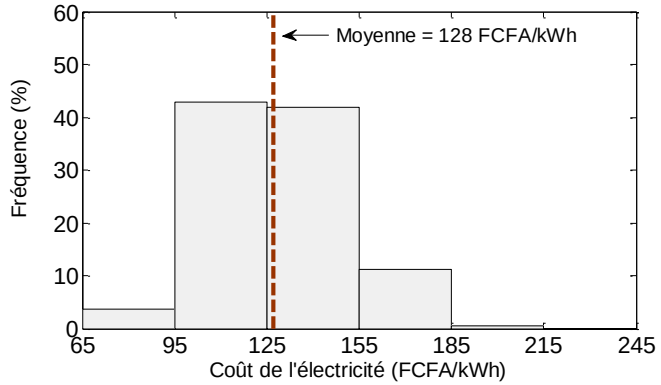


Figure 4-24: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC9 (Groupe syngaz **200 kW).**

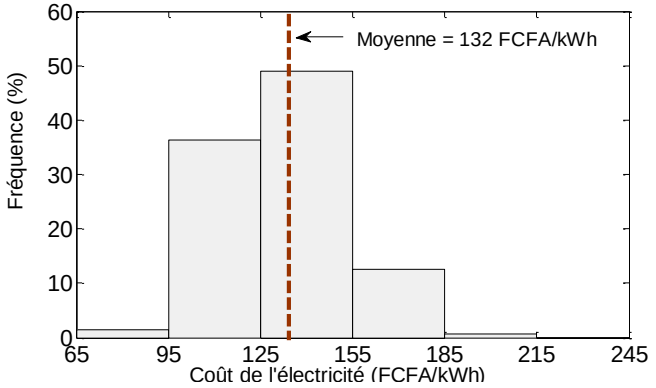


Figure 4-25: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC10 (Groupe syngaz **175 kW)**

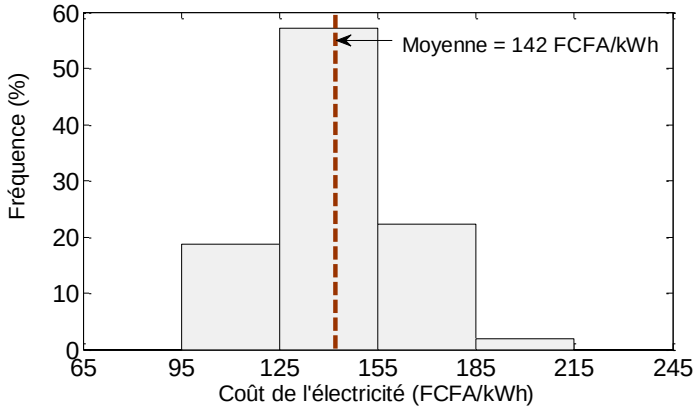


Figure 4-26: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC11 (Groupe syngaz **150 kW)**

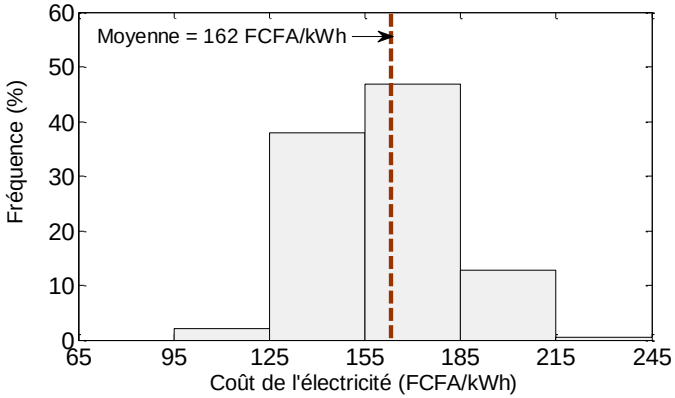


Figure 4-27: Analyse de sensibilité globale montrant la variance du coût de l'électricité pour le scénario SC12 (Groupe syngaz **125 kW)**

En général, on constate que le coût de l'électricité générée peut être compris entre 65 et 245 FCFA/kWh (0,1 et 0,4 €/kWh) du scénario SC1 à SC4 ; entre 65 et 215 FCFA/kWh (0,1 et 0,33 €/kWh) du scénario SC5 à SC10 ; entre 95 et 215 FCFA/kWh (0,14 et 0,33 €/kWh) pour le scénario SC11 et entre 95 et 245 FCFA/kWh (0,14 et 0,4 €/kWh) pour le scénario SC12. Les moyennes du coût de l'électricité pour les différents scénarios varient entre 128 et 162 FCFA/kWh (0,2 et 0,25 €/kWh).

Pour les scénarios SC1, SC2 et SC3, la probabilité que le coût soit compris entre 125 et 155 FCFA/kWh (0,19 et 0,24 €/kWh) est élevée (≈ 43 %). Cette probabilité est plus élevée par rapport à celle (proche de 30 %) d'un coût compris entre 155 et 185 FCFA/kWh (0,24 et 0,28 €/kWh) pour les scénarios SC1 à SC3 ; et plus élevée par rapport à celle (25 - 35%) d'un coût compris entre 95 et 125 FCFA/kWh (0,14 et 0,19 €/kWh) pour les scénarios SC4 à SC6.

Par contre, pour les scénarios SC7 et SC8, la probabilité que le coût soit compris entre 95 et 125 FCFA/kWh (0,14 et 0,19 €/kWh) est plus élevée (≈ 43 %) par rapport à un coût compris entre 125 et 155 FCFA/kWh (0,19 et 0,24 €/kWh); proche de 38 %. Cependant, pour le scénario SC9, les probabilités d'avoir un coût compris entre ces deux classes de valeurs sont relativement égales (43 %). Pour le scénario SC10, on peut espérer avoir un coût d'électricité compris entre 125 et 155 FCFA/kWh (0,19 et 0,24 €/kWh) avec une probabilité d'environ 50 % et entre 95 et 125 FCFA (0,14 et 0,19 €/kWh) avec une probabilité de 38 %. Pour le scénario SC11, la probabilité d'avoir un coût d'électricité entre 125 et 155 FCFA/kWh (0,19 et 0,24 €/kWh) est très élevée et de 55 %. Les possibilités d'avoir un coût entre 95 et 125 FCFA/kWh (0,14 et 0,19 €/kWh) et 155 et 185 FCFA/kWh (0,24 et 0,28 €/kWh) sont faibles et sont de 19 et 23 % respectivement. Dans le cas du scénario SC12, avec une probabilité de 48 %, on aura un coût d'électricité compris entre 155 et 185 FCFA/kWh (0,24 et 0,28 €/kWh). Toutefois, il est possible à 38 % d'obtenir un coût entre 125 et 155 FCFA/kWh (0,19 et 0,24 €/kWh).

En comparant les moyennes du coût de l'électricité pour les différents scénarios, on constate que les scénarios SC7, SC8 et SC9 offrent toujours les coûts les plus bas. Il est de 129 FCFA/kWh (0,197 €/kWh) pour le scénario SC7 et 128 FCFA/kWh (0,195 €/kWh) pour SC8 et SC9. Cette tendance est en accord avec celle précédemment obtenue.

Le calcul des indices de sensibilité (section 3.2.5) a permis de déterminer les variables qui contribuent le plus à cette variation du coût de l'électricité calculé. Les résultats sont présentés sur la Figure 4-28 pour les différents scénarios.

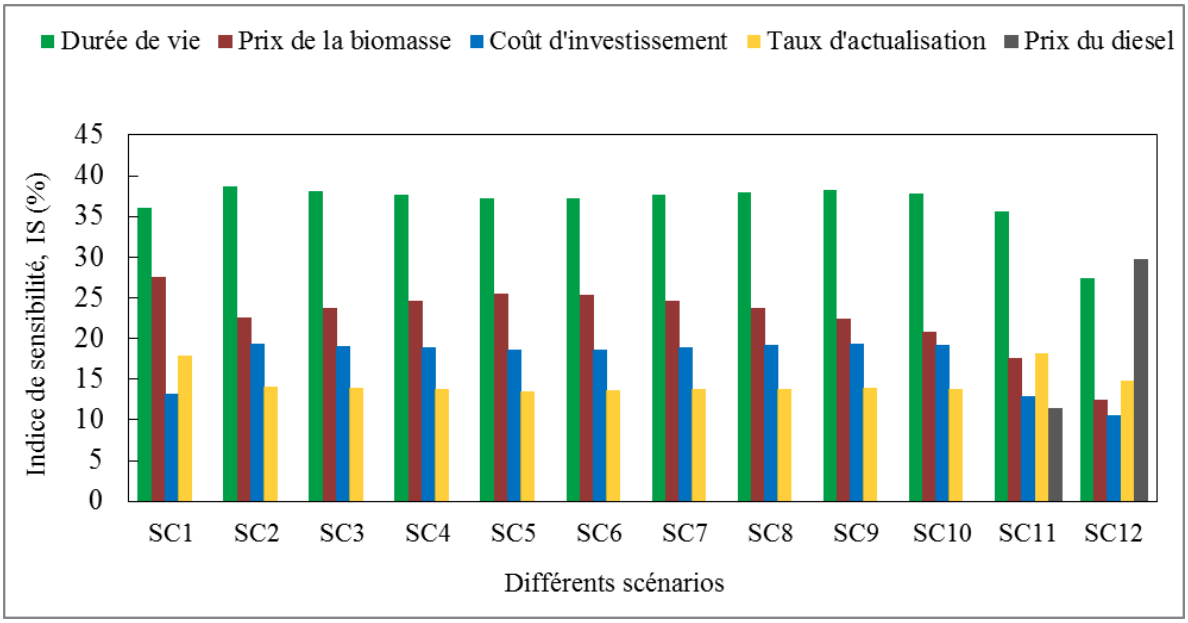


Figure 4-28: Contribution des variables d'entrée à la variance du coût de l'électricité générée pour les différents scénarios

Les tendances obtenues sont similaires pour tous les scénarios à part les scénarios SC11 et SC12 où nous avons 5 variables influentes au lieu de 4 variables comme dans les autres scénarios. Cette cinquième variable est le prix du diesel. Pour tous les scénarios hybrides SC2 à SC10, les trois premières variables qui ont le plus d'influence sur la variation du coût de l'électricité sont: la durée de vie du système de production (≈38 %), puis le coût de la biomasse (entre 21-26%) et le coût d'investissement (≈ 19 %). Par contre dans les scénarios SC1 et SC11, l'influence du taux d'actualisation est supérieure à celle du coût d'investissement (18 % contre 13%). Cependant, dans le scénario SC12, l'influence du prix du diesel est plus élevée que toute autre variable, y compris la durée de vie du système.

Par ailleurs, nous pouvons également constater dans tous les scénarios que la teneur en eau de la biomasse dans la gamme considérée ici n'a pas donné une influence sur le coût de production de l'électricité au regard des autres variables d'entrée.

Si l'on considère seulement le coût de l'électricité, nous pouvons retenir à partir des résultats d'analyse de sensibilité globale le **scénario SC8** associant un système gazo-électrogène de 225 kW et un groupe diesel de 150 kW. Toutefois, sa viabilité économique dans ce contexte d'étude ne peut être assurée si la capacité de paiement des consommateurs ou leur volonté de payer l'électricité atteint au minimum 144 FCFA/kWh (0,22 €/ kWh), soit 17 FCFA/kWh (0,026 €/kWh) de plus que la moyenne du coût de l'électricité généré qui est de 127 FCFA/kWh (0,194 €/kWh).

4.4.6.2 Influence de chaque variable d'entrée sur le coût de l'électricité générée avec le scénario SC8

Les Figures Figure 4-29 à Figure 4-34 présentent la variation du coût de l'électricité générée dans le scénario hybride SC8 pour chaque variable d'entrée (dans la plage de valeur stipulée).

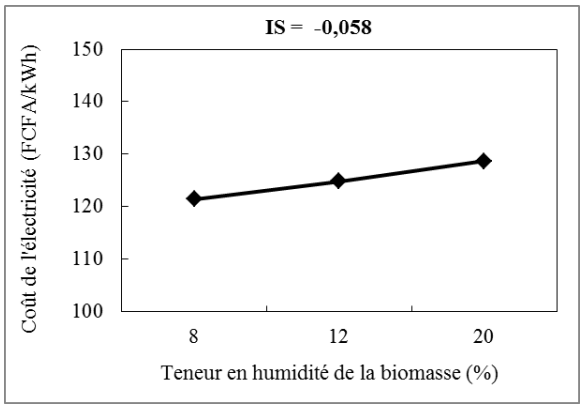


Figure 4-29: Influence de la teneur en humidité de la biomasse sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW.

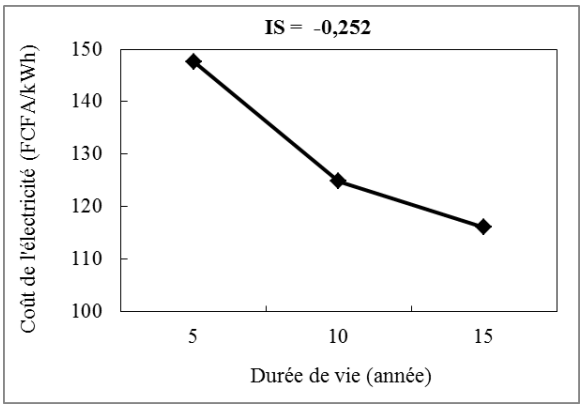


Figure 4-30: Influence de la durée de vie sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW.

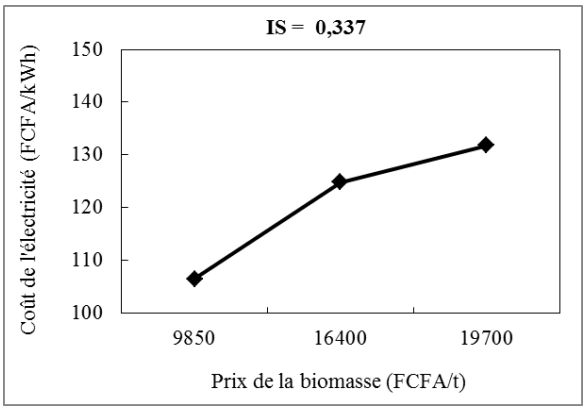


Figure 4-31: Influence du prix de la biomasse sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW.

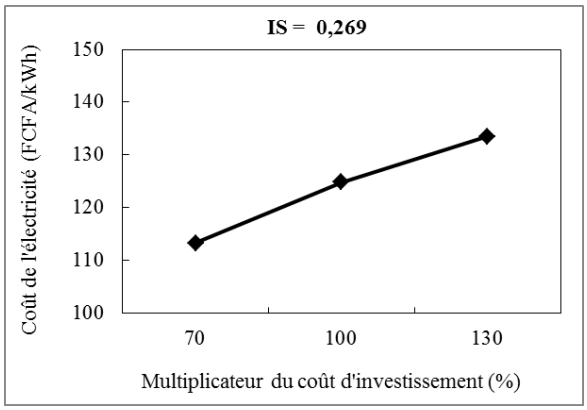


Figure 4-32: Influence du coût d'investissement sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW.

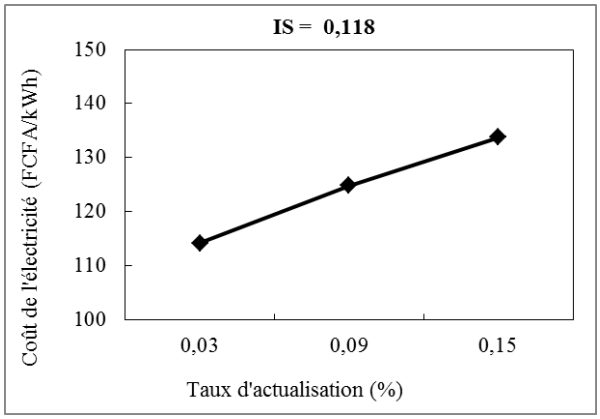


Figure 4-33: Influence du taux d'actualisation sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW.

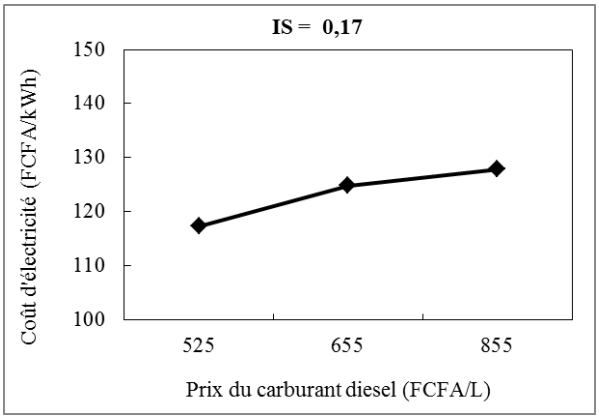


Figure 4-34: Influence du prix du carburant sur le coût de l'électricité pour le système hybride d'une puissance du gazogène de 225 kW.

Les résultats montrent que le coût de la production d'électricité varie de façon ascendante lorsque les variables évoluent de leur valeur minimale à leur valeur maximale à l'exception de la durée de vie du système pour laquelle sa variation entraîne une décroissance du coût de l'électricité. Pris individuellement, les indices de sensibilité des variables indiquent que le coût d'électricité est sensible en ordre décroissant au : prix de la biomasse, au coût d'investissement, à la durée de vie du système, au prix du carburant diesel et au taux d'actualisation.

Bien que l'analyse de sensibilité globale soit plus précise pour une prise de décision éclairée parce qu'elle prend en compte l'effet combiné de toutes les variables, ces résultats d'analyse locale apportent également des informations complémentaires aux décideurs sur chacune des variables pour mieux analyser les risques selon ses connaissances.

4.4.7 Analyse de sensibilité sur la disponibilité du système de production d'électricité

Les performances du système de production ont été analysées pour une disponibilité de 92 % avec comme résultat un coût d'électricité estimé à 125 FCFA/kWh (0,19 €/kWh) pour le scénario SC8. Toutefois, ce coût de l'électricité peut également varier en fonction de la disponibilité du système de production qui à son tour dépend de deux principales variables : la moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux pannes (MTBF) et la moyenne des temps techniques de réparation (MTTR).

Une analyse de sensibilité locale est réalisée à cet effet pour ce scénario hybride SC8. La définition des valeurs caractérisant l'incertitude sur ces variables par rapport à leurs

valeurs initiales est basée sur des hypothèses d'expert. Les résultats sont présentés sur les Figures Figure 4-35 et Figure 4-36. Elles montrent à la fois la variation de la disponibilité et du coût d'électricité en fonction de la variation de chaque variable d'entrée.

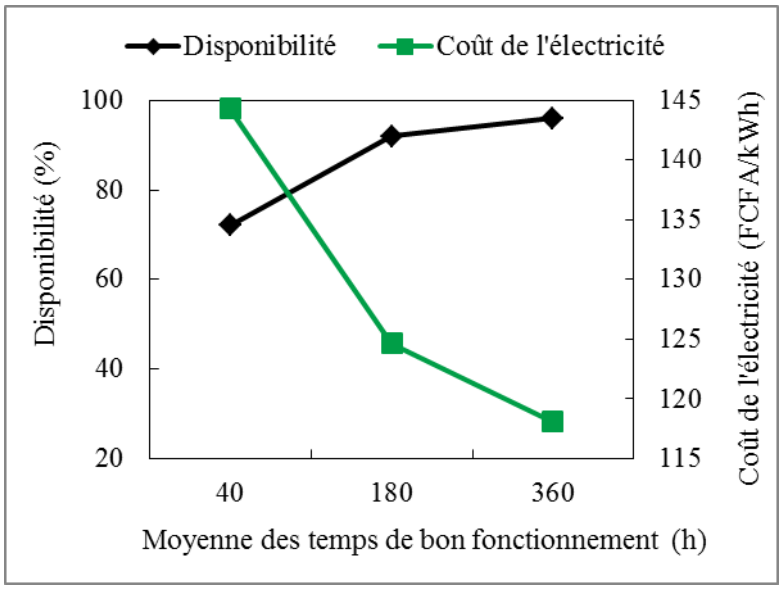


Figure 4-35: Influence de la moyenne des temps de bon fonctionnement sur la disponibilité du système de production et le coût de l'électricité pour une moyenne des temps de réparation de 15 h.

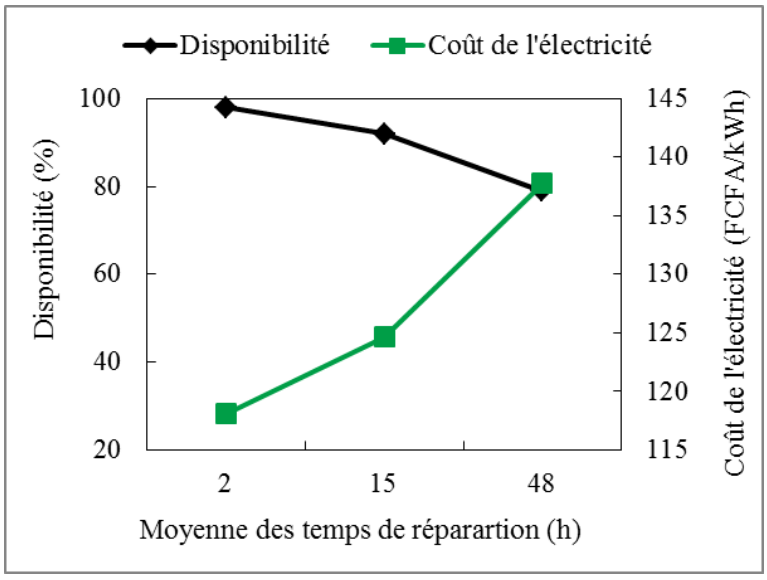


Figure 4-36: Influence de la moyenne des temps de réparation sur la disponibilité du système de production et le coût de l'électricité pour une moyenne des temps de bon fonctionnement de 180 h.

L'analyse a révélé des effets inverses pour les deux paramètres. Sur la Figure 4-35, la variation du MTBF de 40 à 360 h entraîne une augmentation de la disponibilité du système de 72% à 96% ; tandis que sur la Figure 4-36, la variation du MTTR de 2 à 48 h entraîne une diminution de la disponibilité de 98 % à 79 %. Un coût d'électricité bas de 118 FCFA/kWh (0,18 €/kWh) peut être obtenu avec une disponibilité de 98 %, mais il remonte à 144 FCFA/kWh (0,22 €/kWh) avec une disponibilité de 72 %.

L'indice de sensibilité pour chacune des variables MTBF et MTTR est estimé respectivement à 0,14 et -0,07. Ces résultats signifient que la disponibilité est très sensible au MTBF qui caractérise la fiabilité du système. Cela souligne l'importance de veiller à garantir des temps de fonctionnement longs en utilisant une main-d'œuvre qualifiée et expérimentée. Mais dans le même temps, il importe de minimiser le MTTR en utilisant par exemple un système moins complexe facilitant l'accès aux composants, et en ayant en permanence un stock de pièces de rechange. D'un point de vue opérationnel, un équilibre est donc à chercher entre ces deux variables si l'on veut maintenir la disponibilité du système à un niveau donné.

Conclusion

Dans ce chapitre, un cas d'étude d'évaluation de performances d'un système de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural au Burkina Faso a été présenté. Douze (12) configurations de système sont évaluées pour satisfaire les mêmes profils de charges. Ces configurations sont composées d'une configuration basée uniquement sur la gazéification de biomasse et 11 configurations basées sur des systèmes hybrides comprenant un système par gazéification de biomasse associé à un groupe électrogène diesel ; cela en différentes combinaisons de capacités de production installées.

Les résultats démontrent en fonction des conditions d'opération, des contraintes de fonctionnement et des objectifs, que le modèle d'évaluation développé est capable de déterminer les performances à la fois technique, économique, environnementale et sociale des différentes configurations de systèmes alternatives. Toutefois, le choix final d'une configuration ou d'une autre dépendra des préférences du décideur pour l'un ou l'autre des critères de performance.

L'analyse des performances des différentes configurations a montré que l'hybridation permet d'améliorer les performances en termes de rendement énergétique et du coût de l'électricité. Néanmoins, il importe de souligner en ce qui concerne le coût de l'électricité générée que l'hybridation est intéressante seulement jusqu'à un ratio de puissance du groupe

électrogène diesel sur la puissance totale installée, ici estimé à 65 %. En revanche, le système de production basé uniquement sur la gazéification offre de meilleures performances environnementales et sociales notamment en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre lié à la consommation du diesel et de création d'emplois directs. Toutefois, la production d'électricité par la gazéification de biomasse peut se révéler encore plus intéressante si l'ingénierie locale est développée pour la fabrication de la technologie ou de certains composants. Ce qui permettrait de réduire à la fois les coûts d'investissement et d'augmenter le nombre d'emplois créés.

Les analyses de sensibilité sur le coût moyen actualisé de l'électricité ont permis d'une part de déterminer les performances du système de production associées à la variation des variables incertaines et d'autre part de déterminer les variables les plus influentes. Toutefois, les résultats sont différents selon que l'on effectue une analyse locale ou une analyse globale ; mais les deux approches sont complémentaires pour fournir aux décideurs des informations pertinentes pour une prise de décision de dimensionnement éclairée et une meilleure exploitation du système de production. De ces analyses, il ressort que les variables les plus influentes sur le coût de production de l'électricité sont : la durée de vie du système, le prix des combustibles (biomasse et diesel), le coût d'investissement, ainsi que les moyennes de temps de bon fonctionnement entre deux pannes qui caractérisent la fiabilité du système de production.

Chapitre 5 . Conclusion générale et perspectives

Cette thèse a été consacrée au développement d'une méthodologie d'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural des pays en développement.

La première étape de ce travail a consisté à examiner les méthodologies existantes pour l'évaluation des performances et de la durabilité des systèmes énergétiques et celles utilisées dans les études d'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse hors réseau. L'analyse bibliographique a montré d'une part qu'il existe des outils pour l'évaluation des performances de systèmes énergétiques, mais qui évaluent différents aspects de la durabilité sans la considérer dans sa globalité. Dans les études d'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse à petite échelle ou hors réseau, aucune démarche structurant l'ensemble du processus d'évaluation n'est proposée. La plupart des études se sont principalement concentrées sur la dimension économique en s'intéressant de manière imparfaite à l'aspect technique ; à l'impact sur l'environnement et à l'aspect social. Les études qui ont abordé la question de l'évaluation dans son aspect multidimensionnel se sont majoritairement intéressées à la sélection des critères d'évaluation dans des contextes spécifiques. Cependant, très peu d'entre elles ont intégré à la fois les dimensions technique, économique, environnementale et sociale. Dans ces études d'évaluation de la durabilité, les auteurs ont utilisé des méthodes d'analyse multicritère se focalisant sur l'étape finale du processus d'évaluation c'est-à-dire l'aide à la décision et non sur la caractérisation des performances durables des systèmes spécifiques à leur contexte local.

Partant de ces constats, cette thèse a donc développé dans sa deuxième partie (chapitre 3), un cadre méthodologique qui structure les étapes du développement de la méthodologie d'évaluation. Il est constitué de manière indissociable des 3 étapes suivantes : (i) la définition des critères d'évaluation de performances après une analyse fine du système à évaluer et de son environnement ; (ii) l'évaluation des critères et (iii) l'analyse d'incertitude. A partir de ce cadre, une méthodologie d'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest est développée. A la première étape, les critères d'évaluation sont définis à travers une démarche d'analyse fonctionnelle en prenant en compte les dimensions technique (rendement électrique du système, énergie nette générée, fiabilité, maintenabilité, disponibilité, maturité technologique, flexibilité), économique (coût d'investissement, coût d'exploitation, coût de l'électricité générée), sociale (création d'emplois) et environnementale (nuisances sonores, impacts sur l'environnement et sur la santé humaine). Toutefois, ces critères ne sont pas exhaustifs. Un modèle d'évaluation a été

élaboré pour l'estimation de chacun des critères considérés. Une des spécificités du modèle est la prise en compte de la variabilité du profil de charge des consommateurs permettant d'analyser les performances du système dans des conditions proches des conditions réelles de fonctionnement ; mais également la prise en compte des propriétés de la biomasse utilisée qui est une ressource renouvelable localement disponible.

Une autre spécificité de la méthodologie développée est la prise en compte des impacts environnementaux liés aux rejets de goudrons dans le milieu naturel. Ces rejets sont souvent négligés en raison des difficultés de caractérisation des goudrons dues à leur composition en molécules chimiques complexes. Pour la recherche environnementale, c'est une étape significative pour l'évaluation de la chaîne globale de production d'électricité basée sur la gazéification de biomasse en milieu rural hors réseau.

La démarche proposée pour l'analyse d'incertitude est basée sur une approche d'analyse de sensibilité locale et globale. L'analyse locale s'est basée sur les méthodes standards, mais avec une quantification du degré de l'influence de la variable d'entrée incertaine sur la variation de la variable de sortie. La méthode d'analyse de sensibilité globale a permis au travers d'un plan d'expérience une évaluation rapide, en s'affranchissant de la connaissance des distributions de probabilité des variables incertaines requise dans la simulation de Monte-Carlo.

La troisième partie de ce rapport (chapitre 4) a permis d'appliquer le modèle d'évaluation sur un projet de système de production d'électricité par gazéification de biomasse en remplacement d'une centrale diesel dans un village non raccordé du Burkina Faso. L'étude s'est basée sur les données réelles de demande en électricité d'un village de référence. Les courbes de charges que nous avons établies ont montré une très grande variabilité de la puissance électrique demandée heure par heure au cours d'une journée, et également d'une journée à l'autre. Parmi les 12 scénarios étudiés, un scénario est basé uniquement sur la gazéification de biomasse et 11 scénarios sont basés sur des systèmes hybrides comprenant un système par gazéification de biomasse associé à un groupe électrogène diesel ; cela en différentes combinaisons de capacités de production installées.

L'analyse des performances des différentes configurations a montré que le système de production basé uniquement sur la gazéification offre de meilleures performances environnementales et sociales notamment en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre lié à la consommation du diesel et de création d'emplois.

Il est constaté aussi que l'hybridation permet d'améliorer les performances en termes de rendement énergétique et du coût de l'électricité . Cependant, les analyses ont permis de noter d'un point de vue économique que l'hybridation est intéressante par rapport au système non hybride jusqu'à un certain ratio de puissance du groupe diesel sur la puissance totale installée. En effet, à partir d'un ratio de puissance du groupe diesel de 65% environ de la puissance totale installée du système de production d'électricité, le coût de l'électricité produite est 7% plus élevé que le coût correspondant du système non hybride. On en déduit ainsi qu'une intégration progressivement plus forte du groupe électrogène diesel, augmentera aussi le coût de l'électricité. Concernant l'analyse au niveau social, le nombre d'emplois directs créés dans le scénario hybride à ce ratio de puissance du groupe diesel (65% la puissance totale installée du système de production d'électricité) est 15% plus bas que celui créé avec le système non hybride. Cela démontre l'intérêt de l'utilisation de la biomasse locale disponible par rapport au diesel qui rencontre quelques fois des difficultés d'approvisionnement sans compter ses émissions de gaz à effet de serre associées. En outre, le prix du diesel peut fortement augmenter suivant l'évolution des cours internationaux tandis que la biomasse peut avoir un prix plus stable.

En se plaçant d'un point de vue de l'opérateur et des consommateurs, la configuration hybride associant un système gazo-électrogène de 300 kW et un groupe électrogène diesel de 80 kW peut être retenue pour valoriser au mieux la ressource en biomasse avec un coût d'électricité abordable. Par ailleurs, l'analyse de sensibilité globale a permis d'identifier les trois variables les plus influentes sur le coût de l'électricité dans l'ordre décroissant suivant: la durée de vie du système de production d'électricité, le coût de la biomasse et le coût d'investissement.

En terme de perspectives d'amélioration de cette recherche, plusieurs axes complémentaires ont été identifiés :

- ***Elaboration de modèles d'interprétation des performances*** **:** le cadre méthodologique proposé dans le chapitre 3 s'est limité à l'étape d'élaboration de modèles d'observation et de leur exploitation. A cette étape le décideur use de son esprit critique et interprète le comportement observé de manière qualitative ; puis conclus sur l'appréciation globale attribuée à cette solution en prenant en compte les multiples critères dont il évalue les priorités relatives. Il est nécessaire de compléter ce cadre méthodologique par un modèle d'interprétation des performances observées par exemple sous la forme de fonctions de désirabilité flexibles et réalistes. Cela permettra de formaliser le processus et mieux guider le décideur dans son choix selon ses préférences.

- ***Validation de la méthode d'analyse fonctionnelle*** : dans la deuxième partie du chapitre 3, l'application de la méthode d'analyse fonctionnelle est faite en considérant les experts comme des personnes ressources. Il serait intéressant de tester la validité de l'approche sur le terrain en incluant des parties prenantes ou des bénéficiaires de tels projets d'électrification rurale par gazéification de biomasse.

- ***Prise en compte de la disponibilité de la biomasse.*** La disponibilité de la biomasse est un facteur clé de la durabilité des systèmes de gazéification ; ce qui n'est pas pris en compte dans cette étude. Il peut être intéressant d'étendre les limites du système étudié à la partie mobilisation de la biomasse et étudier son influence sur le dimensionnement du système de production (en cas de disponibilité saisonnière), sur les modalités de l'exploitation du système de production, ainsi que sur la durabilité du système.

- ***Evaluation des bénéfices sociaux***: le modèle d'évaluation utilisé inclut uniquement les emplois directs générés par l'exploitation du système de production, les emplois externes ne sont pas comptabilisés. La méthodologie serait à améliorer pour prendre aussi en compte tous les emplois induits par la mise en œuvre du projet dans la localité : il s'agit en particulier des emplois liés à l'approvisionnement du système en biomasses locales, à l'entretien des infrastructures, à la maintenance et aux réparations par des mécaniciens et chaudronniers locaux, etc. Ceux-ci pourront mieux démontrer la pertinence du système de gazéification par rapport à l'utilisation des groupes diesel dans ces zones rurales.

- ***Intégration d'autres options technologiques :*** le modèle d'évaluation des performances du système de production d'électricité a été conçu en se focalisant sur une technologie de gazéification couplée à un groupe électrogène à moteur 100% syngaz ; alors que certains groupes électrogènes utilisent ensemble du syngaz et du diesel (dual-fuel). Ce choix technologique limité par le manque de connaissances sur le comportement des groupes électrogènes dual-fuel est une contrainte pour l'utilisation générique du présent modèle en terme du calcul du rendement électrique du système de production. Il serait donc intéressant de mener des recherches sur le comportement de cette technologie dual-fuel (syngaz+diesel) pour élargir les possibilités de comparaison d'options alternatives.

Par ailleurs, au lieu d'hybrider le système de gazéification avec un groupe diesel, il serait intéressant d'étudier la combinaison de plusieurs groupes à syngaz, ou encore l'hybridation avec d'autres systèmes d'énergie renouvelables comme les systèmes solaires photovoltaïques. Cependant, il sera nécessaire dans ce dernier cas de connaître plus en détail les types de

consommateurs pour mieux définir les charges prioritaires pour chaque type de système d'énergie électrique.

- ***Prise en compte de l'évolution de la demande d'électricité sur la durée de vie du système :*** Le modèle d'évaluation de performances a pris en compte la variabilité du profil de charge des consommateurs sans toutefois traiter de l'évolution des demandes sur la durée de vie du système. On peut envisager l'élaboration de modèles dynamiques afin d'intégrer ce facteur. La prise en compte de ce facteur aura également une influence sur le choix de la capacité des systèmes de production d'électricité et la définition des stratégies d'exploitation sur leur durée de vie.

Références bibliographiques

[1] IEA, "World Energy Outlook 2017-Electricity Access Database," 2017. [Online]. Available: http://www.worldenergyoutlook.org.[accédé le 14 décembre 2017].

[2] Y. Azoumah, E. W. Ramd, G. Tapsoba, and S. Thiam, "Siting guidelines for concentrating solar power plants in the Sahel: Case study of Burkina Faso," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 8, pp. 1545–1553, Aug. 2010.

[3] Y. Azoumah, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, and P. Girard, "Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The 'flexy-energy' concept," *Energy Policy*, vol. 39, no. 1, pp. 131–141, Jan. 2011.

[4] E. Lorenzo, "Photovoltaic Rural Electrification," *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 5, no. 1, pp. 3–27, Jan. 1997.

[5] N. U. Blum, R. Sryantoro Wakeling, and T. S. Schmidt, "Rural electrification through village grids—Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 482–496, Jun. 2013.

[6] ECOWAS, "White paper for a regional policy geared towards increasing access to energy services for rural and peri-urban populations in order to achieve the Millennium Development Goals Supported by UNDP and French Ministry of Foreign Affairs." 2005. http://www.compete-bioafrica.net/policy/ECOWAS%20WP.pdf.

[7] A. Tossa, "Etude comparative des performances de technologies photovoltaïques dans différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest," Thèse de doctorat, 2iE, Burkina-Faso, 2017.

[8] S. Karekezi, J. Kimani, and A. Wambile, "Les énergies renouvelables en Afrique Dans 'Énergies renouvelables, développement et environnement : Discours, réalités et perspectives,'" *Liaison Énerg.-Francoph.*, no. 23, pp 38–48, Avr. 2007.

[9] B. Dessus, "Le photovoltaïque, clé du développement des pays du Sud? Dans 'Énergies renouvelables, développement et environnement : Discours, réalités et perspectives,'" *Liaison Énerg.-Francoph.*, no. 23, pp 26–27, 2007.

[10] G. D. Kamalapur and R. Y. Udaykumar, "Rural electrification in India and feasibility of Photovoltaic Solar Home Systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 594–599, Mar. 2011.

[11] P. Carneiro and P. Ferreira, "The economic, environmental and strategic value of biomass," *Renew. Energy*, vol. 44, pp. 17–22, Aug. 2012.

[12] P. Thornley, “Increasing biomass based power generation in the UK,” *Energy Policy*, vol. 34, no. 15, pp. 2087–2099, Oct. 2006.

[13] S. Dasappa, “Potential of biomass energy for electricity generation in sub-Saharan Africa,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 15, no. 3, pp. 203–213, Sept. 2011.

[14] M. Shaaban and J. O. Petinrin, “Renewable energy potentials in Nigeria: Meeting rural energy needs,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 72–84, Jan. 2014.

[15] P. Girard, “Opportunités pour la petite génération d’électricité à partir de la biomasse en Afrique.,” CIRAD-Forêt, Rapport Final, 2004.

[16] P. Sriwannawit, P. A. Anisa, and A. M. Rony, “Policy Impact on Economic Viability of Biomass Gasification Systems in Indonesia,” *J. Sustain. Dev. Energy Water Environ. Syst.*, vol. 4, no. 1, pp. 56–68, Mar. 2016.

[17] A. Kumar, P. Mohanty, D. Palit, and A. Chaurey, “Approach for standardization of off-grid electrification projects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 1946–1956, Oct. 2009.

[18] J.-J. Wang, Y.-Y. Jing, C.-F. Zhang, and J.-H. Zhao, “Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 9, pp. 2263–2278, Dec. 2009.

[19] B. Mainali and S. Silveira, “Using a sustainability index to assess energy technologies for rural electrification,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1351–1365, Jan. 2015.

[20] S. Quoilin and M. Orosz, “Rural Electrification through Decentralized Concentrating Solar Power: Technological and Socio-Economic Aspects,” *J. Sustain. Dev. Energy Water Environ. Syst.*, vol. 1, no. 3, pp. 199–212, Sept. 2013.

[21] A. K. S. Parihar, Virendra Sethi, and Rangan Banerjee, “Sustainability Assessment of Biomass Gasification Based Distributed Power Generation in India,” in *Proceedings of the First International Conference on Recent Advances in Bioenergy Research*, S. Kumar, S. K. Khanal, and Y. K. Yadav, Eds. New Delhi: Springer India, pp. 213–225, 2016.

[22] B. Rousval, “Aide multicritère à l’évaluation de l’impact des transports sur l’environnement.,” Thèse de doctorat, Université Paris IX Dauphine, Paris, 2005.

[23] T. Buchholz, E. Rametsteiner, T. A. Volk, and V. A. Luzadis, “Multi Criteria Analysis for bioenergy systems assessments,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 2, pp. 484–495, Feb. 2009.

[24] B. Roy, *Méthodologie Multicritère d’Aide à la Décision*. Economica, Paris, France. 425p. 1985.

[25] V. H. Dale, R. A. Efroymson, K. L. Kline, and M. S. Davitt, “A framework for selecting indicators of bioenergy sustainability,” *Biofuels Bioprod. Biorefining*, vol. 9, no. 4, pp. 435–446, Jul. 2015.

[26] J. A. Scott, W. Ho, and P. K. Dey, “A review of multi-criteria decision-making methods for bioenergy systems,” *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 146–156, Jun. 2012.

[27] C. Wimmler, G. Hejazi, E. de O. Fernandes, C. Moreira, and S. Connors, “Multi-Criteria Decision Support Methods for Renewable Energy Systems on Islands,” *J. Clean Energy Technol.*, vol. 3, no. 3, pp. 185–195, May, 2015.

[28] A. Maxim, “Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis,” *Energy Policy*, vol. 65, pp. 284–297, Feb. 2014.

[29] Y. T. Chong, K. M. Teo, and L. C. Tang, “A lifecycle-based sustainability indicator framework for waste-to-energy systems and a proposed metric of sustainability,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 797–809, Avr. 2016.

[30] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, “Sustainability considerations for electricity generation from biomass,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 5, pp. 1419–1427, Jun. 2010.

[31] P. Manara and A. Zabaniotou, “Indicator-based economic, environmental, and social sustainability assessment of a small gasification bioenergy system fuelled with food processing residues from the Mediterranean agro-industrial sector,” *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 8, pp. 159–171, Dec. 2014.

[32] B. Mainali, S. Pachauri, N. D. Rao, and S. Silveira, “Assessing rural energy sustainability in developing countries,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 19, pp. 15–28, Apr. 2014.

[33] B. Ness, E. Urbel-Piirsalu, S. Anderberg, and L. Olsson, “Categorising tools for sustainability assessment,” *Ecol. Econ.*, vol. 60, no. 3, pp. 498–508, Jan. 2007.

[34] A. Gasparatos and A. Scolobig, “Choosing the most appropriate sustainability assessment tool,” *Ecol. Econ.*, vol. 80, pp. 1–7, Aug. 2012.

[35] S. C. Bhattacharyya, “Review of alternative methodologies for analysing off-grid electricity supply,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 677–694, Jan. 2012.

[36] R. K. Singh, H. R. Murty, S. K. Gupta, and A. K. Dikshit, “An overview of sustainability assessment methodologies,” *Ecol. Indic.*, vol. 9, no. 2, pp. 189–212, Mar. 2009.

[37] V. Buytaert, B. Muys, N. Devriendt, L. Pelkmans, J. Kretzschmar, and R. Samson, “Towards integrated sustainability assessment for energetic use of biomass: A state of

the art evaluation of assessment tools.," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, pp. 3918–3933, Oct. 2011.

[38] E. Ilskog and B. Kjellstrom, "And they lived sustainable ever after? Assessment of rural electrification cases by means of indicators," *Energy Policy*. vol. 36, pp. 2674–84, Jul. 2008.

[39] E. Ilskog, "Indicators for assessment of rural electrification—an approach for comparison apples and pears," *Energy Policy*, vol. 36, no.7, pp. 2665–73, Jul. 2008.

[40] A. Pires, G. Martinho, and N.-B. Chang, "Solid waste management in European countries: A review of systems analysis techniques," *J. Environ. Manage.*, vol. 92, no. 4, pp. 1033–1050, Apr. 2011.

[41] D. Pearce, G. Atkinson, and S. Mourato, "Cost-benefit analysis and the environment: recent developments." OECD-Paris., 2006.

[42] W. Wiskerke, V. Dornburg, C. Rubanza, R. Malimbwi, and A. Faaiij, "Cost/benefit analysis of biomass energy supply options for rural smallholders in the semi-arid eastern part of Shinyanga Region in Tanzania," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, pp. 148–165, Jan. 2010.

[43] D. Diakoulaki and F. Karangelis, "Multi-criteria decision analysis and cost–benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 4, pp. 716–727, May. 2007.

[44] S. Feuillette *et al.*, "The use of cost–benefit analysis in environmental policies: Some issues raised by the Water Framework Directive implementation in France," *Environ. Sci. Policy*, vol. 57, pp. 79–85, Mar. 2016.

[45] P. Gluch and H. Baumann, "The life cycle costing (LCC) approach: a conceptual discussion of its usefulness for environmental decision-making.," *Build. Environ.*, vol. 39, pp. 571–580, May. 2004.

[46] D. Palit, R. Malhotra, and A. Kumar, "Sustainable model for financial viability of decentralized biomass gasifier based power projects," *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 4893–4901, Sep. 2011.

[47] S. Mahapatra and S. Dasappa, "Rural electrification: Optimising the choice between decentralised renewable energy sources and grid extension," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 2, pp. 146–154, Jun. 2012.

[48] ISO, "International standard 14040:2006E. Environmental mangement - Life cycle assessment - Principles and framework. International Organisation for Standardisation, Geneva." 2006a. https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14040:ed-2:v1:en [accédé le 18 Août 2017].

[49] ISO, “International standard 14044:2006E. Environmental mangement - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. International Organisation for Standardisation, Geneva.” 2006b. https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14040:ed-2:v1:en [accédé le 18 Août 2017].

[50] M. Kimming *et al.*, “Biomass from agriculture in small-scale combined heat and power plants – A comparative life cycle assessment,” *Biomass Bioenergy*, vol. 35, no. 4, pp. 1572–1581, Apr. 2011.

[51] T. L. T. Nguyen, J. E. Hermansen, and R. G. Nielsen, “Environmental assessment of gasification technology for biomass conversion to energy in comparison with other alternatives: the case of wheat straw,” *J. Clean. Prod.*, vol. 53, pp. 138–148, Aug. 2013.

[52] T. L. T. Nguyen and J. E. Hermansen, “Life cycle environmental performance of miscanthus gasification versus other technologies for electricity production,” *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 9, pp. 81–94, Mar. 2015.

[53] J. Guine *et al.*, “Life Cycle Assessment: Past, Present, and Future,” *Environ. Sci. Technol. Artic. ASAP*, vol. 45, no. 1, pp. 90–96, Sept.2010.

[54] G. Finnveden *et al.*, “Recent developments in life cycle assessment,” *J Env. Manag*, vol. 91, no. 1, pp. 1–21, Oct. 2009.

[55] T. Wiedmann, J. Minx, J. Barrett, and M. Wackernagel, “Allocating ecological footprints to final consumption categories with input–output analysis,” *Ecol. Econ.*, vol. 56, no. 1, pp. 28–48, Jan. 2006.

[56] E. Holden and K. . Høyer., “The ecological footprints of fuels.Transportation Research Part D:,” *Transp. Environ.*, vol. 10, pp. 395–403, Sept. 2005.

[57] G. Stoeglehner, and M. Narodoslawsky, “How sustainable are biofuels? Answers and further questions arising from an ecological footprint perspective,” *Bioresour. Technol.*, vol. 100, no.16, pp. 3830-3825, Aug. 2009.

[58] D. Laner and H. Rechberger, “Material Flow Analysis,” in *Special Types of Life Cycle Assessment*, M. Finkbeiner, Ed. Dordrecht: Springer Netherlands, pp. 293–332, 2016.

[59] G. Finnveden and A. Moberg, “Environmental systems analysis tools–an overview,” *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 12, pp. 1165–1173, Oct. 2005.

[60] R. Saidur, S. BoroumandJazi, and H. Mohammed, “A review on exergy analysis of biomass based fuels.,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no.2 pp. 1217–1222, Feb. 2012.

[61] G. Assefa and B. Frostell, “Social sustainability and social acceptance in technology assessment: A case study of energy technologies,” *Technol. Soc.*, vol. 29, no. 1, pp. 63–78, Jan. 2007.

[62] J. Delaure, “Mise au point d’une méthode d’évaluation systémique d’impact des projets de développement agricole sur le revenu des producteurs: étude de cas en région Kpélé (République de Guinée),” Thèse de doctorat, Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l’Environnement (Agro Paris Tech), France, 2007.

[63] Interorganizational Committee on Guidelines and Principles (ICGP), “Principles and guidelines for social impact assessment in the USA,” *Impact Assess. Proj. Apprais.*, vol. 21, no. 3, pp. 231–250, Sept.2003.

[64] D. Gallego Carrera and A. Mack, “Sustainability assessment of energy technologies via social indicators: Results of a survey among European energy experts,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 2, pp. 1030–1039, Feb. 2010.

[65] Centre for Good Governance (CGC). A Comprehensive Guide for Social Impact Assessment.” 42p. 2006. http://unpan1.un.org/intradoc/groups/public/documents/cgg/unpan026197.pdf. [Accédé le 09 Août 2017].

[66] M. Z. Hauschild, L. C. Dreyer, and A. Jørgensen, “Assessing social impacts in a life cycle perspective—Lessons learned,” *CIRP Ann. - Manuf. Technol.*, vol. 57, no. 1, pp. 21–24, Feb. 2008.

[67] B. P. Weidema, “ISO 14044 also Applies to Social LCA,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 10, no. 6, pp. 381–381, Nov. 2005.

[68] I. Dunmande, A. S. Onawumi, C. O. Loto, and F. Oyawale, “A Social Lifecycle Assessment Model for Sachet Water Production in Nigeria,” presented at the 3rd International conference on African Development Issues (CU-ICADI) at Nigeria, 7p. 9-11 May 2016.

[69] M. Blom and C. Solmar, “How to socially assess biofuels, a case study of the UNEP/SETAC code of practice for social economical LCA,” Master’s thesis in cooperation with the Division of Quality and Environmental Management, Luleå University of Technology, Stockholm, Sweden., 136p. 2009.

[70] Y. Manik, J. Leahy, and A. Halog, “Social life cycle assessment of palm oil biodiesel: a case study in Jambi Province of Indonesia,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 18, no. 7, pp. 1386–1392, Aug. 2013.

[71] B. F. Noble, “Environmental impact assessment". *eLS*. Sept. 2011. http://dx.doi.org/10.1002/9780470015902.a0003253.pub2.

[72] J. Pope, D. Annandale, and A. Morrison-Saunders, “Conceptualizing sustainability assessment,” *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 24, pp. 595–616, Aug. 2004.

[73] J.R. San Cristobal, *Multi Criteria Analysis in the Renewable Energy Industry*. Green Energy and Technology. Springer London, 2012.

[74] A. Collignan, "Méthode d'optimisation et d'aide à la décision en conception mécanique: Application `à une structure aéronautique," ENSAM-Bordeaux, France, 2011.

[75] C. Nguyen, K. Schemeleva, S. Durieux, and C. Caux, "Conception d'un système d'évaluation de la performance multicritères base sur les préférences des décideurs." 9ème Conférence internationale de Modélisation, Optimisation et SIMulation MOSIM'12, *« Performance, interopérabilité et sécurité pour le développement durable »*, Bordeaux-France 10 p. 6-8 juin 2012.

[76] J. Jacques, "Pratique de l'analyse de sensibilité : comment évaluer l'impact des entrées aléatoires sur la sortie d'un modèle mathématique," *Pub IRMA Lille*, vol. 71, no. 3, 19p, 2011.

[77] A. Saltelli, P. Annoni, I. Azzini, F. Campolongo, M. Ratto, and S. Tarantola, "Variance based sensitivity analysis of model output. Design and estimator for the total sensitivity index," *Comput. Phys. Commun.*, vol. 181, no. 2, pp. 259–270, Feb. 2010.

[78] A. Saltelli, S. Tarantola, F. Campolongo, and M. Ratto, *Sensitivity Analysis in Practice: A Guide to Assessing Scientific Models*, John Wiley & Sons, 2004.

[79] A. Saltelli, *The critique of modelling and sensitivity analysis in the scientific discourse. An overview of good practices*. Transatlantic Uncertainty Colloquium (TAUC), Washington, 10-11, Oct. 2006.

[80] B. Iooss and P. Lemaître, Eds., "A Review on Global Sensitivity Analysis Methods," *in: G. Dellino, C. Meloni (Eds.), Uncertainty Management in Simulation-Optimization of Complex Systems*, Springer Boston, vol. 59, pp101-122, 2015.

[81] B. Buragohain, P. Mahanta, and V. S. Moholkar, "Biomass gasification for decentralized power generation: The Indian perspective," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 73–92, Jan. 2010.

[82] C. Diyoke, S. Idogwu, and U. . Ngwaka, "An economic assessment of biomass gasification for rural electrification in Nigeria.," *Int J Renew Energy Technol Res*, vol. 3, no.1, pp1–17, Jan. 2014.

[83] M. R. Nouni, S. C. Mullick, and T. C. Kandpal, "Biomass gasifier projects for decentralized power supply in India: A financial evaluation," *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1373–1385, Feb. 2007.

[84] T. Myllyviita *et al.*, "Sustainability assessment of wood-based bioenergy – A methodological framework and a case-study," *Biomass Bioenergy*, vol. 59, pp. 293–299, Dec. 2013.

[85] P. Bürgi, “Sustainability assessment of bioenergy generation in the South-Indian State of Karnataka: Multi-criteria analysis of a biomass gasification power plant.,” Diploma thesis for Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zürich, 162 p. 2003.

[86] M. Bendaoud, C. Lecomte, and B. Yannou, “A Methodological Framework to Design and Assess Food Traceability Systems,” *Int. Food Agribus. Manag. Rev.*, vol. 15, no. 1, Mar. 2012.

[87] H. Beraud, B. Barroca, and G. Hubert, “Functional analysis, a resilience improvement tool applied to a waste management system – application to the ‘household waste management chain,’” *Nat. Hazards Earth Syst. Sci.*, vol. 12, no. 12, pp. 3671–3682, Dec. 2012.

[88] R. Tassinari and H. Martre, *Pratique de l’analyse fonctionnelle*. Paris: Dunod, 2003.

[89] D. Allaire, “Amélioration de la performance énergétique d’un système immobilier. Développement d’une approche systémique appliquée au parc immobilier du ministère de la défense.” Thèse de doctorat, Paris-Est Marne-la-Vallée, France, 2012.

[90] R. Tassinari, *Pratique de l’analyse fonctionnelle,* 4ème édition. Dunod, 2006.

[91] A. Maxim, “Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis,” *Energy Policy*, vol. 65, pp. 284–297, Feb. 2014.

[92] Y. Vernat, “Formalisation et qualification de modèles par contraintes en conception préliminaire »,” Thèse de doctorat, ENSAM Bordeaux, France, 2004.

[93] Y. Vernat, J. . Nadeau, and P. Sebastian, “Formalisation and qualification of models adapted to preliminary design,” *Int. J. Interact. Des. Manuf.*, vol. 4, no.1, pp.11–24, Fev. 2010.

[94] M. Bonnet, “Méthodologie des modèles de simulation en hydrogéologie,” Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 1978.

[95] T. Buchholz, I. Da Silva, and J. Furtado, “Power from wood gasifiers in Uganda: a 250 kW and 10 kW case study,” *Proc. Inst. Civ. Eng. - Energy*, vol. 165, no. 4, pp. 181–196, Nov. 2012.

[96] H. Abe *et al.*, “Potential for rural electrification based on biomass gasification in Cambodia,” *Biomass Bioenergy*, vol. 31, no. 9, pp. 656–664, Sep. 2007.

[97] S. Kohli and M. . Ravi, “Biomass Gasification for Rural Electrification: Prospects and Challenges,” *SESI J.*, vol. 13, no. (1 and 2), pp. 83–102, Jul.2003.

[98] P. McKendry, “Energy production from biomass (part 3): gasification technologies,” *Bioresour. Technol.*, vol. 83, pp. 55–63, May 2002.

[99] M. Puig-Arnavat, J. C. Bruno, and A. Coronas, “Review and analysis of biomass gasification models,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 2841–2851, Dec. 2010.

[100] M. La Villetta, M. Costa, and N. Massarotti, “Modelling approaches to biomass gasification: A review with emphasis on the stoichiometric method,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, pp. 71–88, Jul. 2017.

[101] S. Consonni and F. Viganò, “Waste gasification vs. conventional Waste-To-Energy: A comparative evaluation of two commercial technologies,” *Waste Manag.*, vol. 32, no. 4, pp. 653–666, Apr. 2012.

[102] Y. S. Mohammed, M. W. Mustafa, N. Bashir, and A. S. Mokhtar, “Renewable energy resources for distributed power generation in Nigeria: A review of the potential,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 257–268, Jun. 2013.

[103] A. Demirbas, “Biomass Gasification for Power Generation in Turkey,” *Energy Sources Part Recovery Util. Environ. Eff.*, vol. 28, no. 5, pp. 433–445, Feb. 2006.

[104] A. Ibrahim and S. Bari, “Effect of Varying Compression Ratio on a Natural Gas SI Engine Performance in the Presence of EGR,” *Energy Fuels*, vol. 23, no. 10, pp. 4949–4956, Sept. 2009.

[105] N. P. Pérez, E. B. Machin, D. T. Pedroso, J. J. Roberts, J. S. Antunes, and J. L. Silveira, “Biomass gasification for combined heat and power generation in the Cuban context: Energetic and economic analysis,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 90, pp. 1–12, Nov. 2015.

[106] V. S. Sikarwar *et al.*, “An overview of advances in biomass gasification,” *Energy Env. Sci*, vol. 9, no. 10, pp. 2939–2977, Jul. 2016.

[107] D. Baruah and D. C. Baruah, “Modeling of biomass gasification: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 806–815, Nov. 2014.

[108] Z. A. Zainal, R. Ali, C. H. Lean, and K. N. Seetharamu, “Prediction of performance of a downdraft gasifier using equilibrium modeling for different biomass materials,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 42, no. 12, pp. 1499–1515, Aug. 2001.

[109] A. Melgar, J. F. Pérez, H. Laget, and A. Horillo, “Thermochemical equilibrium modelling of a gasifying process,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 1, pp. 59–67, Jan. 2007.

[110] S. Jarungthammachote and A. Dutta, “Thermodynamic equilibrium model and second law analysis of a downdraft waste gasifier.,” *Energy*, vol. 32, pp. 1660–9, Sept. 2007.

[111] A. Z. Mendiburu, J. J. Roberts, J. A. Carvalho, and J. L. Silveira, “Thermodynamic analysis and comparison of downdraft gasifiers integrated with gas turbine, spark and

compression ignition engines for distributed power generation," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 66, no. 1–2, pp. 290–297, May 2014.

[112] T. H. Jayah, L. Aye, R. J. Fuller, and D. F. Stewart, "Computer simulation of a downdraft wood gasifier for tea drying," *Biomass Bioenergy*, vol. 25, no. 4, pp. 459–469, Oct. 2003.

[113] H. Robert and W. Don. *Perry's chemical engineers' handbook*, Sixth edition. New York: McGraw Hill, 1984.

[114] M. Baratieri, P. Baggio, L. Fiori, and M. Grigiante, "Biomass as an energy source: thermodynamic constraints on the performance of the conversion process," vol. 99, pp. 7063–73, 2008.

[115] M. Ioelovich, "Energetic Potential of Plant Biomass and Its Use," *Int. J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, 26 p., 2013.

[116] M. Vaezi, M. Passandideh-Fard, M. Moghiman, and M. Charmchi, "Gasification of heavy fuel oils: a thermochemical equilibrium approach," *Fuel*, vol. 90, pp. 878–85, Feb.2011.

[117] C. Gai and Y. Dong, "Experimental study on non-woody biomass gasification in a downdraft gasifier," *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 37, no. 6, pp. 4935–4944, Mar. 2012.

[118] A. Mountouris, E. Voutsas, and D. Tassios, "Solid waste plasma gasification: Equilibrium model development and exergy analysis," *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 13–14, pp. 1723–1737, Aug. 2006.

[119] S. J. Yoon, Y.-I. Son, Y.-K. Kim, and J.-G. Lee, "Gasification and power generation characteristics of rice husk and rice husk pellet using a downdraft fixed-bed gasifier," *Renew. Energy*, vol. 42, pp. 163–167, Jun. 2012.

[120] N. P. Pérez, E. B. Machin, D. T. Pedroso, J. J. Roberts, J. S. Antunes, and J. L. Silveira, "Biomass gasification for combined heat and power generation in the Cuban context: Energetic and economic analysis," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 90, pp. 1–12, Nov. 2015.

[121] P. Raman and N. K. Ram, "Performance analysis of an internal combustion engine operated on producer gas, in comparison with the performance of the natural gas and diesel engines," *Energy*, vol. 63, pp. 317–333, Dec. 2013.

[122] C. Kahraman, İ. Kaya, and S. Cebi, "A comparative analysis for multiattribute selection among renewable energy alternatives using fuzzy axiomatic design and fuzzy analytic hierarchy process," *Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 1603–1616, Oct. 2009.

[123] T. Tsoutsos, M. Drandaki, N. Frantzeskaki, E. Iosifidis, and I. Kiosses, “Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1587–1600, May 2009.

[124] D. Diakoulaki and F. Karangelis, “Multi-criteria decision analysis and cost-benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece.” vol. 11, no. 4, pp. 716–27, May 2007.

[125] M. Troldborg, S. Heslop, and R. L. Hough, “Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 1173–1184, Nov. 2014.

[126] D. Streimikiene, T. Balezentis, I. Krisciukaitienė, and A. Balezentis, “Prioritizing sustainable electricity production technologies: MCDM approach,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 3302–3311, Jun. 2012.

[127] A. I. Chatzimouratidis and P. A. Pilavachi, “Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierarchy Process,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 3, pp. 778–787, Mar. 2009.

[128] J. R. San Cristóbal, “Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in spain: The Vikor method,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 498–502, Feb. 2011.

[129] R. B. Hiremath, B. Kumar, P. Deepak, P. Balachandra, N. H. Ravindranath, and B. N. Raghunandan, “Decentralized energy planning through a case study of a typical village in India,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 4, Jul. 2009.

[130] L. Stamford and A. Azapagic, “Sustainability indicators for the assessment of nuclear power,” *Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 6037–6057, Oct. 2011.

[131] E. L. L. Rovere, J. B. Soares, L. B. Oliveira, and T. Lauria, “Sustainable expansion of electricity sector: Sustainability indicators as an instrument to support decision making,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 422–429, Jan. 2010.

[132] A. Rentizelas, S. Karellas, E. Kakaras, and I. Tatsiopoulos, “Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 3, pp. 674–681, Mar. 2009.

[133] J. C. Meerman, A. Ramírez, W. C. Turkenburg, and A. P. C. Faaij, “Performance of simulated flexible integrated gasification polygeneration facilities, Part B: Economic evaluation.,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 8, pp. 6083–6102, Oct. 2012.

[134] J. C. Meerman, A. Ramírez, W. C. Turkenburg, and A. P. C. Faaij, "Assessing the economic feasibility of flexible integrated gasification Co-generation facilities," *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 1973–1980, Feb. 2011.

[135] A. Gerrard, Guide To Capital Cost Estimating - *IChemE*, 4th ed. Rugby, Warwickshire, U.K.: Institution of Chemical Engineers, 2000.

[136] R. Turton, R. C. Bailie, B. Whiting, C. Wallace, and J. Shaeiwitz, *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes,* 3rd ed. New Jersey: Prentice Hall, 2008.

[137] A. Chauvel, Manuel d'évaluation économique des procédés. *Nlle ed.* Technip, 2001.

[138] C. R. Coronado, J. T. Yoshioka, and J. L. Silveira, "Electricity, hot water and cold water production from biomass. Energetic and economical analysis of the compact system of cogeneration run with woodgas from a small downdraft gasifier," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1861–1868, Jun. 2011.

[139] K. Choy, J. Porter, C. Hui, and G. Mckay, "Process design and feasibility study for small scale MSW gasification," *Chem. Eng. J.*, vol. 105, no. 1–2, pp. 31–41, Dec. 2004.

[140] S. Larsson, D. Fantazzini, S. Davidsson, S. Kullander, and M. Höök, "Reviewing electricity production cost assessments," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 170–183, Feb. 2014.

[141] B. I. Ouedraogo, S. Kouame, Y. Azoumah, and D. Yamegueu, "Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE," *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 573–582, Jun. 2015.

[142] ISO, "Environmental Management - Life Cycle Assessment Requirements and Guidelines; ISO 14044; Geneva, Switzerland." 2006. https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14040:ed-2:v1:en [accédé le 18 Août 2017].

[143] G. Chidikofan, A. Benoist, M. Sawadogo, G. Volle, J. Valette, Y. Coulibaly, J. Pailhes. "Assessment of Environmental Impacts of Tar Releases from a Biomass Gasifier Power Plant for Decentralized Electricity Generation," *Energy Procedia*, vol. 118, pp. 158–163, Aug. 2017.

[144] T. Abbasi and S. A. Abbasi, "Biomass energy and the environmental impacts associated with its production and utilization," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 3, pp. 919–937, Apr. 2010.

[145] Z. Ma, J. Ye, C. Zhao, and Q. Zhang, "Gasification of Rice Husk in a Downdraft Gasifier: The Effect of Equivalence Ratio on the Gasification Performance, Properties, and Utilization Analysis of Byproducts of Char and Tar," *BioResources*, vol. 10, no. 2, Mar. 2015.

[146] S. Elancheliyan and J. Krishnakumar, “Environmental Noise from Construction Site Power Systems and Its Mitigation,” *Int. J. Innov. Res. Sci. Eng. Technol.*, vol. 2, no. 10, pp. 5107–5114, Oct. 2013.

[147] T. Kaya and C. Kahraman, “Multicriteria renewable energy planning using an integrated fuzzy VIKOR & AHP methodology: The case of Istanbul,” *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2517–2527, Jun. 2010.

[148] OSHA, “Occupational Noise Exposure, Safety and Health Regulations for Construction“. 1926.52(d) (1, 2).” 2002. https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=10625. [Accédé le 15 juin 2016].

[149] M. Wei, S. Patadia, and D. M. Kammen, “Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 2, pp. 919–931, Feb. 2010.

[150] V. H. Dale *et al.*, “Indicators for assessing socioeconomic sustainability of bioenergy systems: A short list of practical measures,” *Ecol. Indic.*, vol. 26, pp. 87–102, Mar. 2013.

[151] P. Thornley, J. Rogers, and Y. Huang, “Quantification of employment from biomass power plants,” *Renew. Energy*, vol. 33, no. 8, pp. 1922–1927, Aug. 2008.

[152] U. Arena, F. Di Gregorio, and M. Santonastasi, “A techno-economic comparison between two design configurations for a small scale, biomass-to-energy gasification based system,” *Chem. Eng. J.*, vol. 162, no. 2, pp. 580–590, Aug. 2010.

[153] I. . Sobol′, “Global sensitivity indices for nonlinear mathematical models and their Monte Carlo estimates,” *Math. Comput. Simul.*, vol. 55, no. 1–3, pp. 271–280, Feb. 2001.

[154] E. Plischke, E. Borgonovo, and C. L. Smith, “Global sensitivity measures from given data,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 226, no. 3, pp. 536–550, May 2013.

[155] Club des Agences et Structures nationales africaines en charge de l'Electrification Rurale (Club-ER), “Outils et méthodologies de planification de l’électrification rurale,” Rapport de travail. 56 p. 2010. http://energyfacilitymonitoring.eu/wp-content/uploads/2016/06/CLUBER_3_outilplanif_fr_bd.pdf. [Accédé le 30 mars 2016].

[156] Banque mondiale, “Burkina Faso Vue d’ensemble,” *World Bank*. http://www.banquemondiale.org/fr/country/burkinafaso/overview. [Accédé le 22-Octobre 2017].

[157] Y. Dembele, “Cartographie des zones socio-rurales du Burkina Faso. Rome, Italie, FAO. www.fao.org/nr/water/docs/BFA_LZ_analysis.pdf. [Accédé le 14 septembre 2017].

[158] M. M'Bodj, "Décentralisation et gestion des ressources en eau: cas de la commune de Bama," Mémoire de Master, Institut International de l'Eau et de l'Environnement, Burkina Faso, 2009.

[159] D. Kadiatou, "Diversification des systèmes de production piscicole: élevage de Oreochromis niloticus (Linné, 1758) en cage et en trou à poisson," Mémoire d'Ingénieur, Université Polytechnique de Bobo-Dioulasso, Burkina Faso, 2012.

[160] INSD, "Institut National de la Statistique et de Développement. Recensement général de la population et de l'habitation de 2006." http://www.insd.bf/documents/publications/insd/publications/resultats_enquetes/autres%20enq/Resultats_definitifs_RGPH_2006.pdf.[Accédé le 14 septembre 2017].

[161] SNV, "Analyse environnementale de la valorisation des sous-produits de la chaine de valeur de riz au Burkina Faso," SNV, Burkina-Faso, Rapport de travail, Version finale, 2014.

[162] M. Tiegna, "Factures impayées menacent la lumière du progrès. Posté par admin le 31 juillet 2013 dans Actualité, communiqué." 2013. http://www.fde.bf/?p=92.

[163] Strasbourg Electricité Réseaux (SER), "Comptage électrique Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique," 2004. http://docplayer.fr/31124807-Cahier-des-charges-fonctionnel-du-comptage.html. [Accédé le 21 avril 2017].

[164] D. Tsuanyo, Y. Azoumah, D. Aussel, and P. Neveu, "Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications," *Energy*, vol. 86, pp. 152–163, Jun. 2015.

[165] A. Malik and S. K. Mohapatra, "Power generation using cotton stalk-derived producer gas in diesel engines," *Energy Sources Part Recovery Util. Environ. Eff.*, vol. 38, no. 19, pp. 2816–2822, Oct. 2016.

[166] F. C. Luz *et al.*, "Techno-economic analysis of municipal solid waste gasification for electricity generation in Brazil," *Energy Convers. Manag.*, vol. 103, pp. 321–337, Oct. 2015.

[167] A. Dubout, "Performance analysis of a downdraft fixed bed rice husk gasification system for electricity production in rural Burkina Faso," Master thesis, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2016.

[168] A. Kumar, J. B. Cameron, and P. C. Flynn, "Biomass power cost and optimum plant size in western Canada," *Biomass Bioenergy*, vol. 24, no. 6, pp. 445–464, Jun. 2003.

[169] N. K. Margaritis, P. Grammelis, D. Vera, and F. Jurado, "Assessment of Operational Results of a Downdraft Biomass Gasifier Coupled with a Gas Engine," *Procedia - Soc. Behav. Sci.*, vol. 48, pp. 857–867, 2012.

[170] U. Henriksen J. Ahrenfeldt, T. KvistJensen, B. Gøbel, J. DallBentzen., "The design, construction and operation of a 75kW two-stage gasifier," *Energy*, vol. 31, no. 10–11, pp. 1542–1553, Aug. 2006.

[171] G. Sridhar, H. V. Sridhar, S. Dasappa, P. J. Paul, N. K. S. Rajan, and H. S. Mukunda, "Development of producer gas engines," *Proc. Inst. Mech. Eng. Part J. Automob. Eng.*, vol. 219, no. 3, pp. 423–438, Mar. 2005.

[172] D. E. Larson, H. Jin, and F. E. Celik, "Gasification-Based Fuels and Electricity Production from Biomass, without and with Carbon Capture and Storage," Princeton University, NJ, Final report, 2005.

[173] S. Dasappa, D. N. Subbukrishna, K. C. Suresh, P. J. Paul, and G. S. Prabhu, "Operational experience on a grid connected 100kWe biomass gasification power plant in Karnataka, India," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 15, no. 3, pp. 231–239, Sept. 2011.

[174] M. . Peters, K. D. Timmerhaus, and R. E. West, *Plant Design and Economics for Chemical Engineers.*, 5th edition. New York: McGraw Hill, 2003.

[175] C. Pezon and R. Bassono, "Le coût des systèmes d'approvisionnement en eau potable au Burkina Faso : une application de l'approche des coûts à long terme," WASHCost Burkina Faso, Progress Report, 2012.

[176] M. Meratizaman, S. Monadizadeh, A. Ebrahimi, H. Akbarpour, and M. Amidpour, "Scenario analysis of gasification process application in electrical energy-freshwater generation from heavy fuel oil, thermodynamic, economic and environmental assessment," *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 40, no. 6, pp. 2578–2600, Feb. 2015.

[177] B. Jain, "Biomass gasification: An introduction." 2006. http://cgpl.iisc.ernet.in/site2/Portals/0/Publications/Presentations/BioEnergy/BiomassGasificationAnIntroduction-BCJain.pdf.

[178] R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín, J.M. Yusta-Loyo, J.A. Domínguez-Navarro, I.J. Ramírez-Rosado and J. IsmaelAso. "Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4033–4041, Nov. 2011.

[179] J. Ros, J. van Minnen, and E. Arets, "Climate effects of wood used for bioenergy," PBL/Alterra Note, The Hague/Bilthoven, Technical report 1202, 2013.

[180] S. Shackley *et al.*, "Sustainable gasification–biochar systems? A case-study of rice-husk gasification in Cambodia, Part I: Context, chemical properties, environmental and health and safety issues," *Energy Policy*, vol. 42, pp. 49–58, Mar. 2012.

[181] A. B. Roumboutsos, “Sustainability, Social Discount Rates and the Selection of Project Procurement Method,” *Int. Adv. Econ. Res.*, vol. 16, no. 2, pp. 165–174, May 2010.

[182] J. Rosnay, Le macroscope, vers une vision globale, *Seuil. Collection Points*, Paris. 1975.

[183] E. Morin, *La méthode, Tome 1 : la nature de la nature. Le Seuil, Edition de poche, collection Points.* Delmas, 1977.

[184] D. Durand, *La systémique*, 12ème ed. Presses universitaires, Paris, France, 2013.

ANNEXES

Annexe A: Propriétés thermodynamiques des espèces de gaz.

Tableau A-1 : chaleurs spécifiques (Constantes A,B,D et E) [108].

Espèces chimiques	Formule	T_{max}	A	10^3B	10^6D	$10^{-5}E$
Méthane	CH_4	1500	1,702	9,081	-2,164	_
Hydrogène	H_2	3000	3,249	0,422	_	0,083
Monoxyde de carbone	CO	2500	3,376	0,557	_	-0,031
Dioxyde de carbone	CO_2	2000	5,457	1,047	_	-1,157
Azote	N_2	2000	3,280	0,593	_	0,040
Eau	H_2O	2000	3,470	1,450	_	0,121
Carbone	C	2000	1,771	0,771	_	-0,867

Tableau A-2: Enthalpie standard de formation des différentes espèces de gaz à 25°C (kJ/kmol) [108]

Espèces chimiques	Formule	*Phase*	$\Delta H°_{298}$*(kJ/kmol)*
Eau	H_2O	gaz	-241818
Eau	H_2O	liquide	-285830
Dioxyde de carbone	CO_2	gaz	-393509
Monoxyde de carbone	CO	gaz	-110525
Méthane	CH_4	gaz	-74520
Hydrogène	H_2	gaz	0
Oxygène	O_2	gaz	0
Azote	N_2	gaz	0

Tableau A-3: Fonction Gibbs de formation à 298,15 °K des différentes espèces de gaz (kJ/kmol) [108].

Espèces chimiques	Formule	*Phase*	$\Delta G°_{f,298}$*(kJ/kmol)*
Eau	H_2O	gaz	-228572
Eau	H_2O	liquide	-237129
Dioxyde de carbone	CO_2	gaz	-394359
Monoxyde de carbone	CO	gaz	-137169
Méthane	CH_4	gaz	-50460
Hydrogène	H_2	gaz	0
Oxygène	O_2	gaz	0
Azote	N_2	gaz	0

Annexe B: Détermination des constantes d'équilibre K_1, K_2

L'expression globale de la constante d'équilibre est une fonction dépendante de l'énergie libre de Gibbs (ΔG°) et de la température (*T*) de réaction telle que :

$$\ln K = -\frac{\overline{\Delta G_T^{\,0}}}{RT} \qquad \text{(B-1)}$$

Où :

K est la constante d'équilibre pour une réaction donnée;

R est la constante des gaz parfaits (8,314 kJ / (kmol.K), ;

T est la température de réaction ;

$\overline{\Delta G_T^{\,0}}$ est l'énergie standard de Gibbs à une température T donnée.

La dépendance de ΔG°par rapport à la température peut être écrite comme suit :

$$\frac{d(\Delta G°)/RT}{dT} = \frac{-\Delta H°}{RT^2} \qquad \text{(B − 2)}$$

où ΔH° représente l'enthalpie standard de formation d'une espèce de gaz.

La substitution de l'équation (B -1) dans l'équation (B -2) donne :

$$\frac{d\ lnK}{dT} = \frac{\Delta H°}{RT^2} \qquad \text{(B − 3)}$$

L'équation (B-3) donne l'effet de la température sur la constante d'équilibre. Si la réaction est exothermique, la constante d'équilibre K sera réduite si la température augmente. Pour une réaction endothermique, elle augmente lorsque la température augmente.

Etant donné que l'enthalpie de formation est fonction de la température, l'équation Eq. (B-3) peut être intégrée comme suit :

$$\ln K = \int \frac{\Delta H°}{RT^2} dT + I \qquad \text{(B-4)}$$

Où I est la constante d'intégration.

$\Delta H°$ est donné par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta H°}{R} = \frac{J}{R} + (\Delta A)T + \frac{(\Delta B)}{2}T^2 + \frac{(\Delta C)}{3}T^3 - \frac{(\Delta D)}{T} \qquad (B-5)$$

Où J est une constate et ΔA, ΔB, ΔC, ΔD sont des coefficients de détermination de la chaleur spécifique des éléments.

La substitution de l'équation (B-5) dans (B-4) donne après intégration:

$$lnK = \frac{-J}{RT} + (\Delta A) ln\, T + \frac{(\Delta B)}{2}T + \frac{(\Delta C)}{6}T^2 + \frac{(\Delta D)}{2T^2} + I \qquad (B-6)$$

De l'équation (B-1), $-RT\ln K = \Delta G°$. La multiplication de l'équation de l'équation (B-6) avec le terme (-RT) donne :

$$\Delta G° = J - RT\left((\Delta A) ln\, T + \frac{(\Delta B)}{2}T + \frac{(\Delta C)}{6}T^2 + \frac{(\Delta D)}{2T^2} + I\right) \qquad (B-7)$$

Les équations (B-5) à (B-7) seront utilisées pour trouver la constante d'équilibre à n'importe quelle température T de réaction. Après avoir obtenu la valeur de $\Delta H°$, la connaissance de la chaleur spécifique est suffisante pour déterminer la constante *J* en utilisant l'équation (B -7) à la température de référence de 298,15 K. De même, la constante *I* est déterminée en utilisant l'équation (B-6) ou (B-7) à la même température que la valeur de ΔG° ou lnK est connue, normalement à 298,15°K. Ayant les constantes I et J, avec ΔG° et $\Delta H°$ nous pouvons utiliser l'équation (B-6) pour déterminer la constante d'équilibre K.

En considérant les deux équations requises pour la détermination des constantes d'équilibre,

Méthanation : $$C + H_2 \leftrightarrow CH_4 \Rightarrow K_2 = \frac{n_{CH_4}}{n_{H_2}^{\ 2}} \qquad (B-8)$$

Water-gas-shift: $$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \Rightarrow K_1 = \frac{n_{CO2} * n_{H_2}}{n_{CO} * n_{H_2O}} \qquad (B-9)$$

les valeurs de ΔG°, $\Delta H°$ ΔA, ΔB, ΔC, ΔD pour le cas de la réaction de méthanation sont obtenues comme suit [108]:

$$\Delta H° = (\Delta H°_{298})_{CH4} - (\Delta H°_{298})_C - 2(\Delta H°_{298})_{H2} \qquad (B-10)$$

$$\Delta G° = (\Delta G°_{298})_{CH4} - (\Delta G°_{298})_C - 2(\Delta G°_{298})_{H2} \qquad (B-11)$$

Les équations pour déterminer les valeurs de ΔA, ΔB, ΔC et ΔD peuvent être écrites comme:

$$\Delta A = A_{CH_4} - A_C - 2A_{H_2} \quad (B-12)$$

$$\Delta B = B_{CH_4} - B_C - 2B_{H_2} \quad (B-13)$$

$$\Delta C = C_{CH_4} - C_C - 2C_{H_2} \quad (B-14)$$

$$\Delta D = D_{CH_4} - D_C - 2D_{H_2} \quad (B-15)$$

Le calcul des constantes J et I pour les équations (B-5) et (B-7) à 298°K, exige des valeurs de l'enthalpie de formation ΔH° et ΔG° à 298°K. Ces données sont présentées dans les tableaux A-1 à A-3. Ainsi :

$$\Delta H°_{298} = -7520 - 0 - 2(0) = -74520\ KJ/Kmol \quad (B-16)$$

$$\Delta G°_{298} = -50460 - 0 - 0 = -50460\ KJ/Kmol \quad (B-17)$$

La substitution des valeurs connues dans l'équation (B-6) pour T= 298 °K donne :

$$\frac{-74520}{8{,}314} = \frac{J}{R} + (-6.567)\,(298.15) + \frac{7{,}466 * 10^{-3}}{2(298{,}15)^2} + \frac{-2{,}164 * 10^{-6}}{3} * (298{,}15)^{3} - \frac{0{,}701 * 10^{-5}}{298{,}15} + 32{,}541 \quad (B-18)$$

Avec $J/R = -7083{,}18$ => $J = -58899{,}6$

La substitution des valeurs connues dans l'équation (B-7) pour T = 298 K donne :

$$-50460 = -5888{,}6 - 8{,}314 * 298{,}15 \left[(-6{,}567)\, ln(298{,}15) + \frac{7{,}466 * 10^{-3}}{2}(298{,}15) + \frac{-2{,}164 * 10^{-6}}{6} * (298{,}15)^{2} + \frac{0{,}701 * 10^{5}}{2 * (298{,}15)^2} + I\right] \quad (B-19)$$

I = 32,544

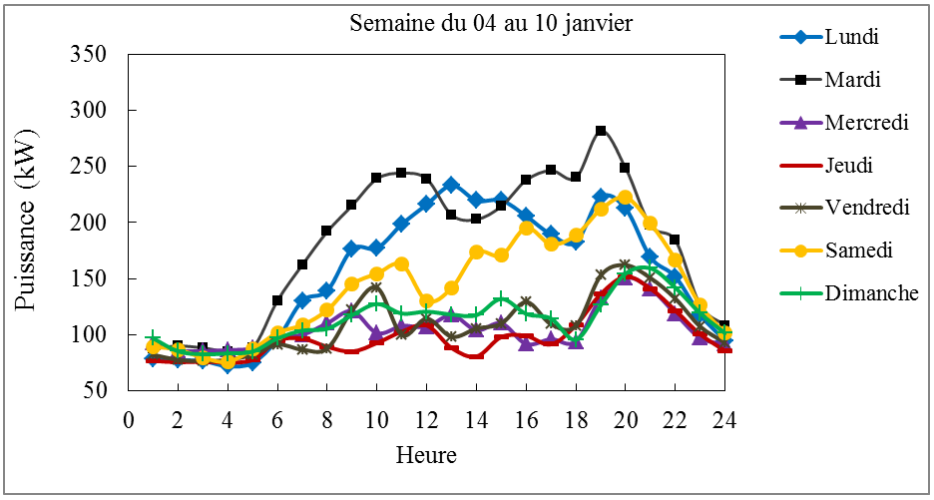
Par conséquent, la dépendance de la constante d'équilibre de la température à travers l'équation (B-6) peut être exprimée comme suit :

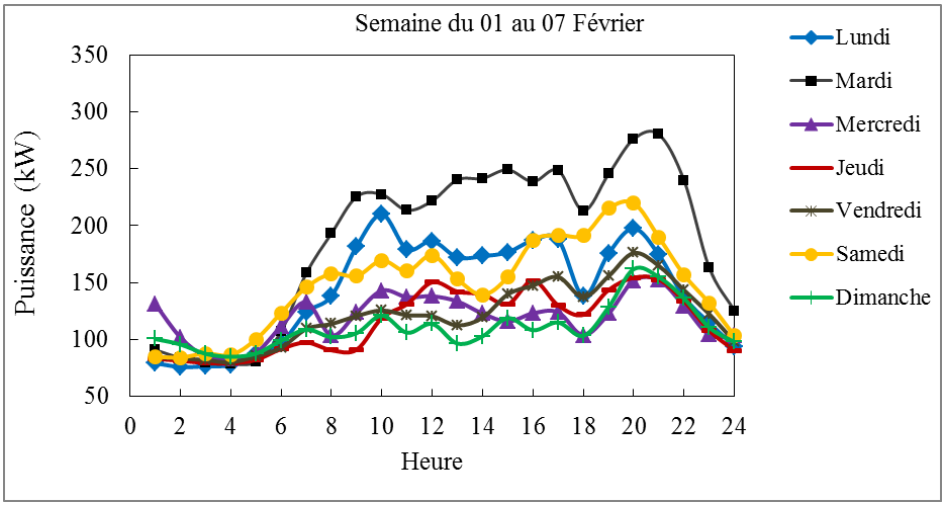
$$\ln K_1 = \frac{7082{,}848}{T} + (-6.567)\ln T + \frac{7{,}466 * 10^{-3}}{2}T + \frac{-2{,}164 * 10^{-6}}{6}T^2 + \frac{0{,}701 * 10^5}{2(T)^2} + 32{,}541 \qquad (B-20)$$

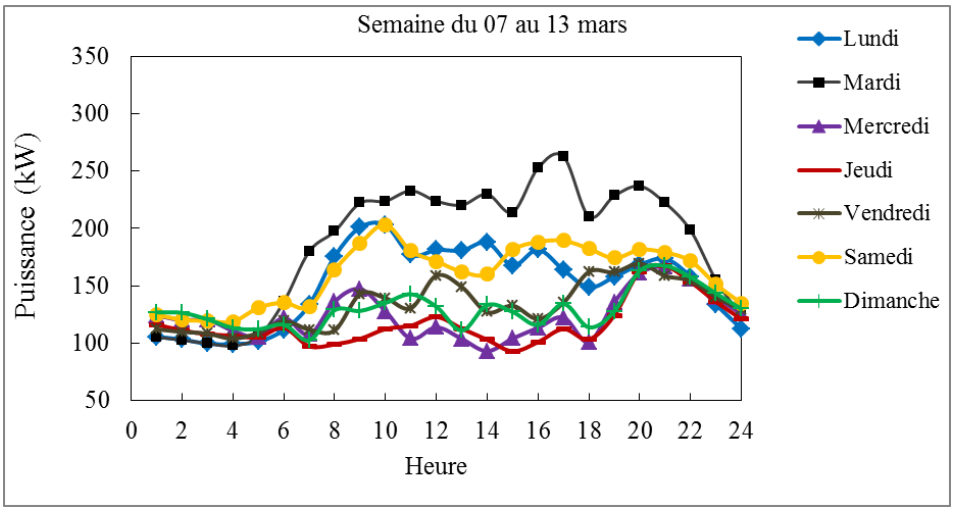
La procédure similaire est aussi utilisée pour déterminer l'expression de la constante d'équilibre K_2 en fonction de la température pour la réaction Water Gas-shift tel que :

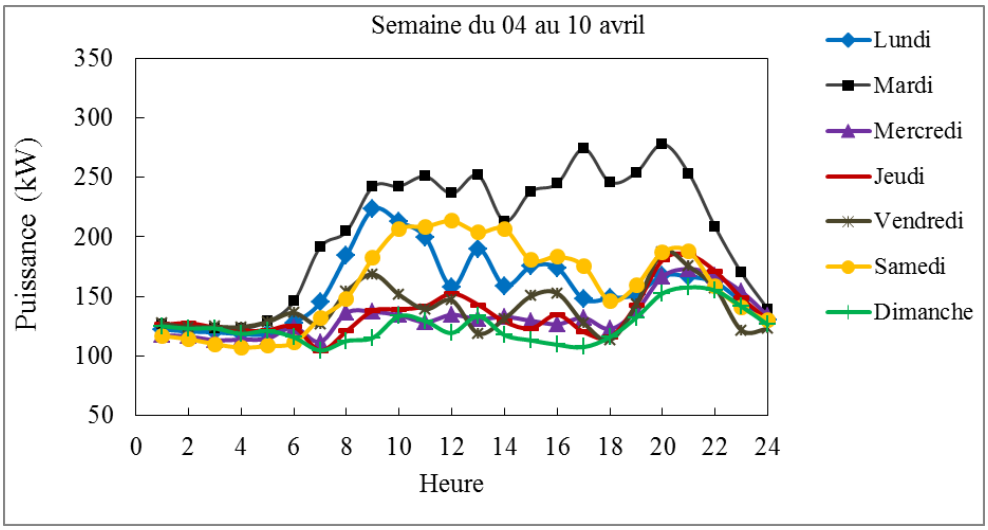
$$\ln K_2 = \frac{5870{,}53}{T} + 1{,}86\ln T - 2{,}7 * 10^{-4}T - \frac{58200}{T^2} - 18{,}007 \qquad (B-21)$$

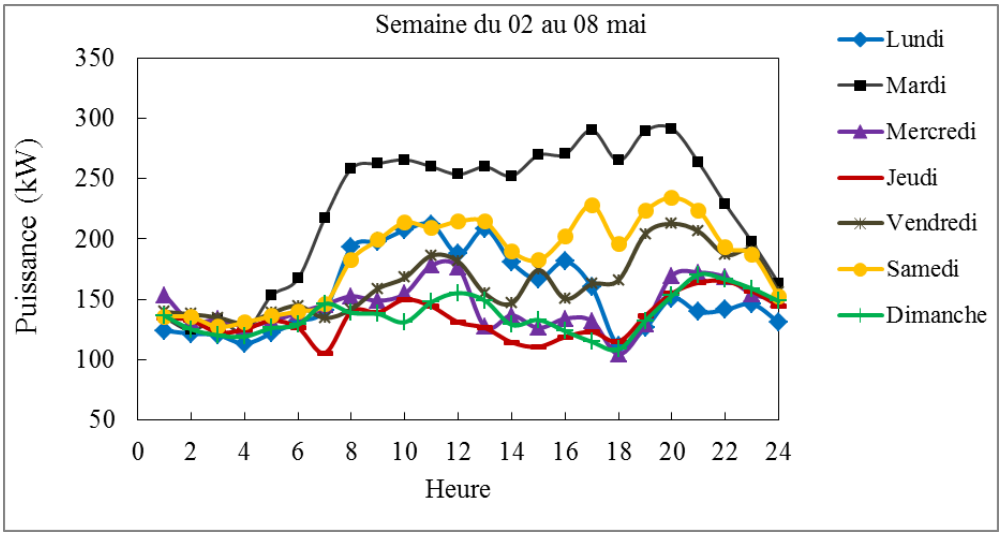
Annexe C: Profil de demande d'une semaine type pour chaque mois de janvier à juin

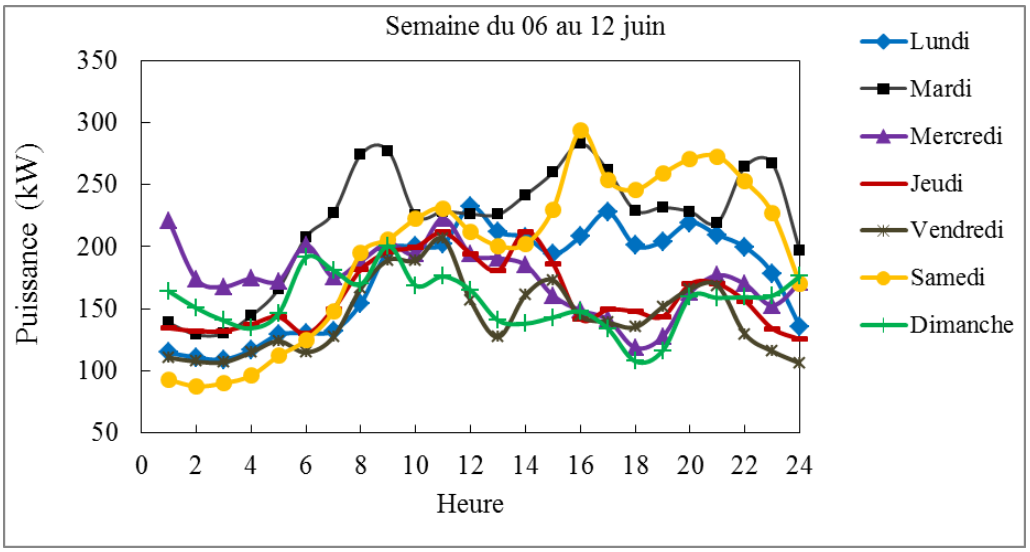







Semaine du 04 au 10 avril
Puissance (kW)
350
300
250
200
150
100
50
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24
Heure
Lundi
Mardi
Mercredi
Jeudi
Vendredi
Samedi
Dimanche


Semaine du 02 au 08 mai
Puissance (kW)
350
300
250
200
150
100
50
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24
Heure
Lundi
Mardi
Mercredi
Jeudi
Vendredi
Samedi
Dimanche


Semaine du 06 au 12 juin
Puissance (kW)
350
300
250
200
150
100
50
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24
Heure
Lundi
Mardi
Mercredi
Jeudi
Vendredi
Samedi
Dimanche

Glossaire

Acteur/bénéficiaire/partie prenante : tout individu, groupe ou organisation, activement ou passivement concerné par une décision ou un projet ; c'est-à-dire dont les intérêts peuvent être affectés positivement ou négativement à la suite de son exécution ou de sa non-exécution.

Critères d'appréciation : Elément de référence utilisée pour apprécier la façon dont une fonction est remplie ou une contrainte est respectée (NF X50–151).

Facteur d'utilisation de capacité : Il est défini comme le rapport de l'énergie réelle produite au maximum théorique de fonctionnement en permanence à la puissance installée du système de production.

Fonction : Action du système (ici système de production d'électricité) ou de l'un de ses composants exprimée exclusivement en termes de finalité (NF X50-151).

Fonction contrainte : Elles naissent d'une contrainte imposée par un élément extérieur, ou encore d'une exigence particulière de l'utilisateur voire de la présence de normes et de législations.

Fonction principale : Action attendue d'un produit (ou réalisée par lui) pour répondre au besoin d'un utilisateur donné (Norme NF X50–151). On les représente sur le diagramme Pieuvre par des liens entre deux éléments de l'environnement, liens passant par le système ;

Indicateur : variable qualitative ou quantitative qui peut être obtenue à partir de mesures sur le terrain ou à partir de modèle et qui est directement liée aux objectifs de gestion ou à une question scientifique ».

Milieu extérieur : Ensemble des éléments ou « agents » extérieurs au système, ayant une relation directe ou indirecte, habituelle ou exceptionnelle avec le système.

Paramètres : les constantes qui ne changent pas au cours du processus de simulation.

Profil de charge : désigne ici la représentation qui décrit l'évolution de la consommation d'énergie au cours d'un temps donné.

Système : ensemble d'entités qui interagissent dynamiquement et sont organisées en fonction d'une finalité [182]; dans un environnement actif, dans lequel il adopte un comportement [183]. Ainsi défini, le concept de système repose sur six préceptes élémentaires caractérisant communément la systémique: la globalité, la finalité, l'organisation, l'interactivité, l'évolutivité et la complexité [184].

[1] NF X 50-151 Septembre 2007 : Management par la valeur - Expression Fonctionnelle du Besoin et cahier des charges fonctionnel - Exigences pour l'expression et la validation du besoin à satisfaire dans le processus d'acquisition ou d'obtention d'un produit.

DEVELOPPEMENT METHODOLOGIQUE POUR L'EVALUATION DES PERFORMANCES ET DE LA DURABILITE DE SYSTEMES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE PAR GAZEIFICATION DE BIOMASSE EN MILIEU RURAL : ETUDE DE CAS AU BURKINA FASO.

Résumé : Le but de cette thèse est de développer une méthodologie permettant d'évaluer les performances et la durabilité des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en milieu rural dans les pays en développement. Cette thèse propose un cadre méthodologique général qui décrit les démarches visant: (1) à définir les critères d'évaluation de performances (2) à choisir les méthodes ou modèles d'évaluation des critères et (3) à choisir la méthode permettant l'analyse d'incertitude. A partir de ce cadre méthodologique, une méthodologie d'évaluation des systèmes de production d'électricité par gazéification de biomasse en Afrique de l'Ouest est développée. Un ensemble de 14 critères d'évaluation sont définis en prenant en compte quatre dimensions de la durabilité (technique, économique, environnemental, social). Des modèles sont élaborés pour l'estimation de chacun des critères considérés. Le modèle d'évaluation global est appliqué sur un projet de système de production d'électricité par gazéification de biomasse au Burkina Faso. Douze (12) configurations de système sont évaluées pour satisfaire les mêmes besoins énergétiques (profil de charges). Les résultats de performances sont sensiblement différents d'un scénario à l'autre au regard de trois critères : rendement électrique net, coût d'investissement et coût de l'électricité générée ; tandis que les critères d'ordre environnemental et social ne montrent pas de grandes différences entre scénarios. Cependant, les analyses ont permis d'identifier d'un point de vue de l'opérateur, du bailleur de fonds ou des consommateurs, la configuration du système de production la plus durable dans ce contexte d'implantation.

Mots clés : Electrification rurale, Gazéification de biomasse, Durabilité, Méthodologie d'évaluation, Simulation, Afrique de l'Ouest.

METHODOLOGICAL DEVELOPMENT FOR PERFORMANCE AND SUSTAINABILITY ASSESSMENT OF POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON BIOMASS GASIFICATION IN RURAL AREAS: CASE STUDY IN BURKINA FASO.

ABSTRACT: This thesis aims to develop a performance assessment methodology of power generation systems based on biomass gasification in a rural area case in developing countries. The general methodological framework of this thesis is described in the approaches as follow: (1) defining performance assessment criteria, (2) selecting methods or models for assessing the criteria, and (3) choosing the method of analyzing the reliability of the assessment. Based on this methodological framework, a methodology for the assessment of electricity generation by biomass gasification systems in West Africa is developed. Fourteen (14) assessment criteria are defined by taking in account technical, economic, environmental and social aspects. Models are developed for the calculation of each criterion considered. The models are then applied to carry out a performance assessment of the electricity generation by biomass gasification project in Burkina Faso. Twelve (12) system configurations are assessed to satisfy the same load profiles. The results are different according to the performance criteria. The performance results are materially different from one scenario to another against three criteria: net electrical efficiency, specific investment cost and cost of electricity generated; while the environmental and social criteria do not show large differences between scenarios. However, the analysis allowed identifying from a point of view of the operator, the donor or the consumers, the most sustainable production system configuration in this implantation context.

Keywords : Rural electrification, Biomass gasification, Sustainability, assessment methodology, Simulation, West Africa.

ARTS ET MÉTIERS ParisTech

2iE