

REPUBLIQUE DU CAMEROUN

Paix - Travail - Patrie

UNIVERSITE DE YAOUNDE I

ECOLE NORMALE SUPERIEUR

D'ENSEIGNEMENT TECHNIQUE

D'EBOLOWA

DEPARTEMENT DE D'INGENIERIE

DU BOIS



REPUBLIC OF CAMEROUN

Peace - Work - Fatherland

UNIVERSITY OF YAOUNDE I

HIGHER TECHNICAL TEACHER

TREINING COLLEGE OF

EBOLOWA

DEPARTMENT OF OF WOOD

ENGINEERING

**Filière
INDUSTRIE DU BOIS**

**ETUDE DE PREFAISABILITE D'UN SYSTEME DE
COGENERATION
POUR L'AUTONOMIE ENERGETIQUE AU SEIN DE LA SFID
ET DE LA
COMMUNAUTE DE MBANG DANS L'EST DU CAMEROUN**

Mémoire de fin d'étude
En vue de l'obtention du Diplôme de Professeur d'Enseignement
Technique et
Professionnel de 2e grade (DIPET II)

Par : NDINCHOUT KPOUMIE Ferdinand Ledoux

Sous la direction de

Pr. NJANKOUO Jacques Michel

Maitre de Conférences à l'Université de Yaoundé1

M.NGOULA EWOUKI Uriel

Ingénieur Energéticien (AER)

Année Académique : 2019 - 2020



FICHE DE CERTIFICATION DE L'AUTHENTICITE DU MEMOIRE

Je, soussigné **NDINCHOUT KPOUMIE Ferdinand Ledoux**, matricule 18w403, atteste que le présent mémoire de fin de formation à l'Ecole Normale Supérieure d'Enseignement Technique (ENSET) de l'Université de Yaoundé 1 à Ebolowa est le fruit de mes propres travaux effectués dans la région de l'EST sur le thème : **ETUDE DE PREFAISABILITE D'UN SYSTEME DE COGENERATION POUR L'AUTONOMIE ENERGETIQUE AU SEIN DE LA SFID ET DE LA COMMUNAUTE DE MBANG DANS L'EST DU CAMEROUN.**

Ce travail a été effectué sous l'encadrement professionnel de M. NGOULA EWOUKI Uriel, Ingénieur Energéticien à l'AER et sous la supervision académique du Pr. Dr. Ing NJANKOUO Jacques Michel Maître de Conférences à l'Université de Yaoundé1 (ENSET d'Ebolowa).

Ce mémoire est authentique et n'a fait l'objet d'aucune autre soutenance en vue de l'obtention d'un quelconque grade universitaire.

Nom et signature de l'auteur.

NDINCHOUT KPOUMIE Ferdinand Ledoux

Date

Visa du Directeur de mémoire.

Visa du Chef de Département.

Pr. NJANKOUO Jacques Michel

Pr. NJANKOUO Jacques Michel

Date :

Date :

REPUBLIQUE DU CAMEROUN

Paix - Travail - Patrie

UNIVERSITE DE YAOUNDE I

ECOLE NORMALE SUPERIEURE
D'ENSEIGNEMENT TECHNIQUE

B.P : 886, Ebolowa/Tél : +237 243 71 78 16

Site web: www.enset-ebolowa.com

Mail: ensetebolowa@gmail.com



REPUBLIC OF CAMEROON

Peace -Work- Fatherland

UNIVERSITY OF YAOUNDE I

HIGHER TECHNICAL TEACHERS'
TRAINING SCHOOL

B.P: 886, Ebolowa/Tél: +237 243 71 78 16

Site web: www.enset-ebolowa.com

Mail: ensetebolowa@gmail.com

ATTESTATION DE CORRECTION DE MEMOIRE (2020)

Département.....filière.....

Noms et prénoms du candidat

.....matricule.....

Titre du mémoire.....

.....

Nous soussignés,

.....Examineur du jury

.....Rapporteur / Encadreur

Attestons que le mémoire sus cité a subi toutes les corrections de forme et de fond exigées par le jury.

Fait à Ebolowa le.....

L'examineur

l'encadreur

.....

RECEPISSE DE CORRECTION DE MEMOIRE

Le directeur de l'Ecole Normal Supérieur d'Enseignement Technique de l'Université de Yaoundé I à Ebolowa atteste avoir reçu un exemplaire et un CD contenant la version électronique corrigée du mémoire en un seul fichier.pdf :

Noms et prénoms du candidat.....

.....filière.....

Fait à Ebolowa le.....

Le Directeur,

DEDICACE

À

Mes parents, papa **MEFIRE Theodore** et maman
POUAMOUN KPOUMIE Suzanne

REMERCIEMENTS

Le présent mémoire est le fruit d'un travail effectué dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables et l'autonomie énergétique des Industries de Transformation du Bois (ITB) au Cameroun à travers une étude de préfaisabilité d'un système de cogénération.

Néanmoins, La rédaction de ce mémoire a nécessité la contribution de plusieurs personnes. Ainsi, je tiens à présenter ici mes sincères remerciements et l'assurance de ma gratitude au :

- ❖ Pr **Salomé NDJAKOMO ESSIANE** Directrice de l'Ecole Normale Supérieure d'Enseignement Technique d'Ebolowa pour ses conseils et son sens de rigueur pour une formation de qualité.
- ❖ Pr **NJANKOUO Jacques-Michel** Chef de Département d'Ingénierie du bois pour son encadrement, ses conseils, ses orientations, ses encouragements et sa disponibilité.
- ❖ **À. M. NGOULA EWOUKI Uriel**, ingénieur Energéticien très attentionné. Pour les conseils et les astuces qu'il m'a prodigués pour que je parvienne à rédiger ce mémoire malgré les difficultés rencontrées. Je suis reconnaissant pour son accueil et son encadrement au sein de son entreprise ;
- ❖ Dr **TANESSONG Stève Roméo** pour sa collaboration et sa disponibilité. Je garde au fond de mon cœur une affection particulière pour ce grand homme si généreux ;
- ❖ **À .M. ONANA KOAH** ingénieur de système électrique, pour son savoir-être, sa gentillesse, sa disponibilité, ses conseils et critiques ;
- ❖ **À Mme MONDA Marthe** Ingénieur en valorisation Energétique de la Biomasse pour sa disponibilité et sa rigueur dans les corrections ;
- ❖ **À Mme TCHUMENIE TIENCHEU Solange** Ingénieur Environnementaliste/ HSE pour son assistance, son orientation, sa fidélité et surtout son soutien inconditionnel tout au long de la formation ;
- ❖ **À M. Kaley Justin**, Ingénieur, Agro-sociologue, pour son soutien durant toute la durée de ma formation que ce soit sur le plan financier, moral ou spirituel. Il restera à jamais un modèle que je dois suivre pour mon succès dans tous les aspects de ma vie ;
- ❖ À tout le personnel de la commune rural de Mbang pour les facilités, les informations et conseils mis à ma disposition pour mener à bien mon stage de fin d'étude ;
- ❖ A tous les employés de l'entreprise SFID avec lesquels j'ai travaillé mais dont la liste est très longue pour être citée, pour leur contribution dans cette étude ;
- ❖ **À Mes frères et sœurs (Chaneline, Yannick, kendry et Arnaud)** pour leurs encouragements ;

❖ À tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce travail.

TABLE DES MATIERES

FICHE DE CERTIFICATION DE L'AUTHENTICITE DU MEMOIRE	i
DEDICACE.....	iii
REMERCIEMENTS.....	iv
TABLE DES MATIERES	vi
LISTE DES FIGURES.....	x
LISTE DES TABLEAUX	xi
LISTE DES ABREVIATIONS	xii
RESUME.....	xiii
ABSTRACT	xiv
INTRODUCTION GENERALE	1
1. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU MEMOIRE	1
2. PROBLEMATIQUE	2
3. OBJECTIFS.....	3
3.1. Objectif général.....	3
3.2. Objectifs spécifiques.....	3
4. INTERET DE L'ETUDE	3
4.1 Pour la communauté scientifique.....	4
4.2 Pour l'Etat Camerounais.....	4
4.3 Sur le plan socio-économique et environnemental	4
5. ORGANISATION DU DOCUMENT.....	4
CHAPITRE 1 : REVUE DE LA LITTÉRATURE	5
1.1 CADRE CONCEPTUEL.....	5
1.2 CADRE INSTITUTIONNEL ET REGLEMENTAIRE	6
1.2.1 Cadre légal et réglementaire	6
1.2.2 Cadre institutionnel.....	7
1.3 REVUE DE LITTERATURE	9

1.3.1. NOTION DE BIOMASSE.....	10
1.3.1.1 SOURCES ET TYPOLOGIES DE BIOMASSE	10
1.3.1.2 Généralités sur les sous-produits de la transformation du bois.....	10
1.3.1.3 LA COMPOSITION DE LA BIOMASSE	11
1.3.1.4 CONVERSION ENERGETIQUE DE LA BIOMASSE.....	13
1.3.2.1 Production d'électricité décentralisée	15
1.3.2.2 Centrale thermique à biomasse.....	15
1.3.3 Système de cogénération	16
1.3.3.1 Comparaison de la production énergétique entre un système séparé et un cogénération.....	16
1.3.3.2 Principe de cogénération.....	18
1.3.3.3 Ddifférentes technologies de centrales de cogénération.....	18
1.3.3.4 Critère de choix d'une technologie de cogénération (Moteurs ou turbines).....	20
1.3.3.5 Quelques réalisations dans le monde	21
1.3.4 Etude d'une centrale turbine à vapeur	22
1.3.4.1 Grands principes thermodynamiques.....	22
1.3.4.2 Premier principe de la thermodynamique	22
1.3.4.3 Deuxième principe de la thermodynamique	22
1.3.4.4 Puissance mise en évidence et rendement d'une Machine thermique	23
1.3.5 Lutte contre les GES : Cycle de CO ₂ pour la centrale biomasse :.....	25
CHAPITRE 2: MATERIEL ET METHODES	26
2.1 PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE :.....	26
2.1.1 Date de création et localisation :.....	26
2.1.2 Milieu humain :.....	27
2.1.3 Milieu biophysique	28
2.1.3.1 Climat.....	28
2.1.3.2. Hydrographie	28

2.1.3.3. Relief et sols.....	28
2.1.3.4. La végétation et flore	28
2.1.4 Les Activités socio- économiques	29
2.1.4.1. Exploitation forestière.....	29
2.1.4.2. Agriculture	29
2.1.4.3. Elevage et Pêche	29
2.1.5 Principales infrastructures par secteur	29
2.1.5.3. Eau et Energie	29
2.2 COLLECTE DES DONNEES.....	30
2.2.1 Les données secondaires.....	30
2.2.2 Données primaires	30
2.2.2.1 Caractérisation de la biomasse forestière disponible à Mbang.....	30
2.2.2.1.1 Typologies et sources de biomasse disponible	31
2.2.2.3 Estimation de la quantité de biomasse disponible et du potentiel énergétique primaire :.....	31
2.2.2.1 Besoins énergétiques de la scierie de MBANG (cas de référence) :.....	32
2.2.2.2 BESOINS EN ELECTRIFICATION RURAL.....	33
2.2.2.3 Modèle d'étude de cogénération sélectionné pour ce projet (RETScreen international).....	34
2.2.2.4 Estimation du coût global de production énergétique : analyse financière du projet de cogénération	40
2.2.2.4.2 Analyse financière du projet de cogénération	41
2.3.2.5 Analyse des émissions des GES :	43
CHAPITRE 3 : RESULTATS ET DISCUSSION.....	45
3.1 CARACTERISTQUES, QUANTITES ET POTENTIELS ENERGETIQUES DE BIOMASSE FORESTIERE DISPONIBLES DANS LA COMMUNE DE MBANG	45
3.1.1 Quantité de biomasse forestière disponible dans l'UTB	47
3.1.2 Potentiel énergétique des sous-produits bois.....	48

3.2	DONNEE SUR LE SYSTEME DE COGENERATION PROPOSE POUR L'AUTONOMIE ENERGETIQUE DE L'UTB ET DES POPULATION LOCALES.....	49
3.2.1	Donnée géographique et climatologique de la commune de MBANG	49
3.2.2	Informations sur l'installation :.....	50
3.2.3	DIMENSIONS DE L'INSTALLATION DE COGENERATION.....	50
3.2.3.1	Caractéristique de charge : cas de référence	50
3.2.3.2	Caractéristique de charge : cas proposé	52
3.2.3.3	Caractéristique de Contribution du système de cogénération.....	53
3.2.3.4	Stratégie d'exploitation du système de cogénération.....	53
3.2.3.4	Consommables en combustibles pour la production énergétique du système de cogénération.....	55
3.2.3.5	Bilan du système de production énergétique	56
3.3	COUT ET VIABILITE FINANCIERE DU SYSTEME DE COGENERATION PROPOSE.....	59
3.3.1	Coût du projet	59
3.3.2	Viabilité du projet	60
3.3.3	Revenus du projet	61
3.4	EMISSION DES GES LIEES AU SYSTEME DE COGENERATION PROPOSE.....	62
	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	65
	BIBLIOGRAPHIES.....	67
	ANNEXES.....	70

LISTE DES FIGURES

Figure 1:PCI et humidité du bois [16].....	12
Figure 2 : Option de conversion de production énergétique à partir de la biomasse [18].....	14
Figure 3 : processus de production d'électricité [19].....	16
Figure 4:Comparaison entre la production séparé et celle simultanée.....	17
Figure 5:Principe de fonctionnement d'une cogénération[21].....	18
Figure 6:Turbine à vapeur.....	19
Figure 7:turbine à gaz.....	19
Figure 8 : Moteur à combustion.....	20
Figure 9:Cycle combiné.....	20
Figure 10 : Puissance mise en jeu dans une machine thermique [26].....	23
Figure 11 : cycle de Rankine (Hirn) [26].....	24
Figure 12 : Cycle du CO ₂ [27].....	25
Figure 13 : Carte de la localisation de la commune de MBANG.....	27
Figure 14 : Comparaison de deux systèmes de production conventionnelle et de cogénération [23]......	33
Figure 15: Schéma d'étude des énergies renouvelables sur RETScreen International[29].....	35
Figure 16 : répartition des sous-produits bois.....	48
Figure 17 : donnée climatologique et géographique.....	49
Figure 18 : renseignements sur l'installation.....	50
Figure 19 : profil de charge énergétique cas de référence.....	52
Figure 20 : profil de charge cas proposé.....	52
Figure 21 : contribution en chaleur et électricité du système proposé.....	53
Figure 22 : stratégie d'exploitation –coût en combustible.....	54
Figure 23: stratégie d'exploitation du système de cogénération.....	55
Figure 24: Schéma synoptique de la centrale de cogénération de la commune de Mbang.....	58
Figure 25 : Equivalences de GES.....	63
Figure 26 : Emission de GES.....	63

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : types de sous-produits en industrie du bois.....	10
Tableau 2 : PCI du bois (KWh/t) en fonction de l'humidité relative (%) [17]	13
Tableau 3 : technologie de conversion thermochimique [17]	14
Tableau 4 : Quelques réalisations de centrales à cogénérations [23]	21
Tableau 5: rendement d'une machine thermique [26].....	23
Tableau 6 :Analyse des systèmes de cogénérations	38
Tableau 7: Paramètre économique du projet.....	41
Tableau 8 : biomasse forestière disponible	46
Tableau 9: quantité de résidu de l'UTB	47
Tableau 10 : Potentiel énergétique des sous-produits en fonction de l'humidité.....	48
Tableau 11 : Caractéristique de charge énergétique : cas de référence de la SFID	50
Tableau 12 : consommation de combustible	55
Tableau 13 : sommaire du système	56
Tableau 14 : coût du projet.....	60
Tableau 15: viabilité financière du projet	61
Tableau 16 : revenu du projet.....	62

LISTE DES ABREVIATIONS

ADEME : Agence de l'Environnement et de Maitrise d'Energie

AER : Agence d'Electrification Rurale

AIE : Agence International de l'Energie

ARSEL : Agence de Régulation du Secteur d'Electricité

BIP : Budget d'Investissement Public

BM : Banque Mondiale

CO₂ : Dioxyde de Carbone

CDE : Camerounaise Des Eaux

EDC : Electricity Développement Corporation

FEICOM : Fond Spécial d'Equipement et d'Intervention Intercommunal

FSC: Forest Stewardship Council

GES: Gaz à Effet de Serre

KW: Kilo Watt

KWH_{th} : Kilo Watt Heure thermique

MINEE : Ministère de l'Eau et l'Energie

MINFOF : Ministère des Forets et de la Faunes

MJ : Méga Joule

MWH_e : Méga Watt Heure électrique

OSER : Operateur de Service d'Energie Rural

PME : Petite et Moyenne Entreprise

PNDP : Programme National de Développement Participative

RFA : Redevance Forestier Aménagement

RM : Rendement Matière

RNC : Ressource Naturelle Canadienne

SFID : Société Forestière Industrielle de la Doumé

SONATREL : Société Nationale de Transport d'Electricité

TRI : Taux de Rentabilité Interne

tCO₂ : tonne de Dioxyde de Carbone

UFA : Unité Forestier d'Aménagement

UTB : Unité de Transformation du Bois

VAN : Valeur Actuelle Nette

RESUME

Le présent mémoire s'inscrit dans l'optique de contribuer à l'autonomie énergétique des Industries de Transformation du Bois (UTB) et à l'amélioration de l'accès à l'électricité en milieu rural par l'étude d'un cas pratique : **Etude de Préfaisabilité d'un Système de Cogénération pour l'Autonomie Energétique au sein de la SFID et de la Communauté de Mbang dans l'Est du Cameroun**. Pour ce faire, nous avons effectué les observations directes auprès de la commune de Mbang et au niveau de la SFID en particulier. Le cas de référence nous montre que la population de Mbang et la SFID utilise un système d'électrification conventionnelle caractérisé par l'utilisation d'un groupe électrogène pour les besoins en électricité. Le coût du Kwh est évalué à 250 FCFA. Les besoins de séchage sont assurés par une chaudière d'une capacité de 3200 Kwh_{th} utilisant comme source d'énergie primaire les résidus de bois de la scierie. Le cas proposé qui est le système de cogénération donne lieu à la volonté d'économie d'énergie et la réduction des GES. Ce système nous propose pour l'autonomie énergétique de la SFID une énergie électrique produite annuellement de 6106 Mwh_e et d'une chaleur thermique de 10 845 Mwh_{th} produite à partir d'un seul combustible d'environ 6340 tonnes de biomasse annuelle pour la production énergétique, soit une équivalence de 17 tonne/jour. Ce même système fournit une énergie au réseau national ou réseau d'électrification rurale villageoise, de l'ordre de 1384 Mwh_e par an. Les pics de puissance, chaleur et électricité sont assurés respectivement par un groupe électrogène qui fournit une énergie de 720 Mwh_e représentant 12% de la production de la centrale de cogénération et par chaudière qui fournit environ 1219Mwh_{th} par an. Le prix de revient d'électricité du cas proposé revient à 50 FCFA pour l'UTB et à 50FCFA pour le réseau national d'électrification rurale. Le coût d'investissement global du système de cogénération s'élève à 1.65.890.044 FCFA et la charge d'exploitation s'élève à 222.732. 808 FCFA. Les critères de viabilité de ce projet inscrit la VAN à hauteur de 726.124.808 FCFA. Le délai de récupération des capitaux est de 3 ans sur la durée du projet (20ans).Le taux de rentabilité interne est de 56,4% supérieur au taux d'actualisation. Les revenus du projet sont basés sur la vente d'électricité sur le réseau national ou sur le réseau d'électrification villageois qui s'évalue à 69.190.540FCFA. D'autre part, nous avons le revenu lié à la réduction des GES s'élève à 40.334.113FCFA. La réduction annuelle brute d'émission de GES est de 96 % de tCO₂ évitées dans le cas proposé soit environ 8299,2 tCO₂ par an. L'équivalence de cette réduction est de 763.3 hectares de forêt absorbant du carbone.

Mots Clés : - Biomasse -cogénération - Electrification rurale décentralisée - Rentabilité financière - GES -milieu rural.

ABSTRACT

This thesis is part of the objective of contributing to the energy autonomy of the Wood Transformation Industry (UTB) and to improving access to electricity in rural areas by studying a practical case: Prefeasibility Study of a Cogeneration System for Energy Autonomy in within SFID and the Mbang Community in Eastern Cameroon. To do this, we made a direct observation with the town of Mbang and at the SFID level in particular. The reference case shows us that the population of Mbang and the SFID use a conventional electrification system characterized by the use of a generator for electricity needs. The cost of the KWh is evaluated at 250 FCFA. The drying needs are provided by a boiler with a capacity of 3200 Kwth using the wood residues from the sawmill as a primary energy source. The proposed case which is the cogeneration system gives rise to the desire to save energy and reduce GHGs. This system offers us for the energy autonomy of SFID an electrical energy of 6106 Mwe produced annually and thermal heat of 10845 Mwhth produced from a single fuel of approximately 6340 tonnes of annual biomass for energy production, equivalent 17 tonnes / day. This same system provides energy to the national network or village rural electrification network of around 1384 Mwe per year. The heat and electricity peaks are provided respectively by a generator which supplies an energy of 720 Mwe representing approximately 12% of the production of the cogeneration plant and a boiler which supplies approximately 1219 Mwhth per year. The cost of electricity of the proposed case is 50 FCFA for the SFID and 50 FCFA for the national rural electrification network. The overall investment cost of the cogeneration system is CFAF 1,657,890,044, and the operating cost is CFAF 222,732,808. The viability criteria for this project listed the NPV at 726,124,808 FCFA. The capital recovery period is 3 years over the duration of the project (20 years). The internal rate of return is 56.4% which is higher than the discount rate. Project revenues are based on the sale of electricity on the national grid or on the village electrification network which is valued at FCFA 69,190,540. On the other hand, we have the income linked to the reduction of GHGs amounting to FCFA 4,033,4113. The gross annual reduction in GHG emissions is 96% of tCO₂ in the proposed case, or approximately 8,299.2 tCO₂ per year. The equivalent of this reduction is 763.3 hectares of carbon-absorbing forest.

Key words: - Biomass - cogeneration - Decentralized rural electrification - Financial profitability - GES - rural environment.

INTRODUCTION GENERALE

1. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU MEMOIRE

Les industries du bois sont connues pour générer de larges quantités de résidus qui sont, très souvent, brûlés ou laissés à l'abandon. A l'heure du développement durable, de la gestion des déchets et de la promotion des bioénergies, les importants gisements de bois-énergie non exploités dont dispose le Cameroun représentent un potentiel à exploiter [1]. Sur une valeur estimée à 2.500.000 m³ à l'entrée de la scierie, il est ressorti au Cameroun en 2006 que seulement 748.000 m³ de bois ont été produits. Soit un rendement matière de 30%. L'activité a généré 2.45 millions m³ de résidus de bois, soit environ 1.20 millions tonnes [2]. Ce qui montre que, jusqu'à 70% du volume de bois transformé se retrouve dans les UTB sous forme de sous-produits bois (sciures, rebuts, copeaux, dosses, délignures, chutes d'éboutage, recoupes diverses).

Les scieries sont généralement installées dans des zones retirées non desservies par les réseaux électriques nationaux [3]. Le sciage des grumes d'essences tropicales nécessite une quantité très variable d'électricité qui est satisfait par un générateur diesel/essence (ou groupe électrogène) dont le prix de revient du KWh tournant autour de 250 FCFA/kWh [4]. Le coût de fonctionnement de ces derniers est exorbitant et rien ne laisse prévoir une tendance à leur réduction. Le potentiel de production d'énergie électrique des scieries est presque toujours largement excédentaire par rapport aux besoins propres de la scierie. Ce surplus permettant l'alimentation des villes situées à proximité de l'UTB, compte tenu des caractéristiques des besoins d'électrification des villes moyennes en milieu tropical.

Face à l'objectif énergétique fixé par le MINEE¹, l'adoption et la publication de l'arrêté ministériel N°00000013/MINEE du 26 janvier 2009, portant sur la libéralisation du service de production, le distribution et de vente de l'électricité au Cameroun [5] donne ainsi la possibilité sur le plan institutionnel aux producteurs privés² d'accompagner le MINEE dans l'amélioration de l'offre en électricité au Cameroun.

¹ Accès à l'électricité : 80% de la population en 2020, 100% en 2035 ; EnR : 25% hors grande hydro en 2035; EE : 2250GWh correspondant à 450MW de capacité installée à l'horizon 2025

² Kribi Power Development Corporation (KPDC, 216 MW); Dibamba Power Development Corporation HFO thermal power plant (DPDC, 88 MW); Projet Memve'ele (hydro power plant 211MW - 2017); Nachtigal Amont Hydro power plant (EDF/SFI/Rio Tinto Alcan, 420 MW - 2020); Mekin Hydroelectric Development Corporation (Hydro-Mékin, 15 MW - 2016)

Le mécanisme du développement durable prône la protection de l'environnement et la préservation des ressources naturelles par la limitation de la consommation des énergies fossiles [6]. Il est donc indispensable pour les UTB de chercher des solutions nouvelles pour valoriser les sous-produits du bois qu'ils produisent à travers la valorisation du potentiel disponible pour la production énergétique.

2. PROBLEMATIQUE

La région de l'Est est la plus étendue du Cameroun (22,95% du territoire national). Cette région administrative, couvrant 109000 km², soit environ le quart de la superficie du Cameroun est constituée à 75% de zone forestière [7]. Actuellement, ENEO compte six centrales thermiques qui alimentent les principales villes de l'Est et quelques localités rurales [8]. La commune de Mbang est située dans le département de la Kadey, région de l'Est. La SFID dispose d'une UTB qui a une forte influence sur le plan socioéconomique de la commune [9].

Sur le plan énergétique, la commune de Mbang n'est pas desservie par le réseau national d'électricité. Cette situation décourage les initiatives nécessitant de l'énergie électrique. Un recensement des producteurs autonomes a été réalisé récemment à la diligence de l'ARSEL. Les Principaux producteurs autonomes dans la zone non couverte par le réseau 30kV de l'Est avaient pour puissance installés 20 983 Kw tous ayant un système d'électrification conventionnelle (groupe électrogènes) [8]. Cette analyse nous montre le désir du secteur privé (malgré le prix exorbitant du Kwh 250 FCFA) à accompagner le secteur public dans la résolution du problème énergétique au Cameroun³. La commune regorge d'énorme potentialité en biomasse forestière pouvant être valorisé énergétiquement pour l'amélioration de l'offre énergétique dans cette localité tout en réduisant le cout du Kwh électrique.

La région de l'Est compte 21 unités de transformations (UTB) de première catégorie réparties dans plusieurs départements/localités⁴. D'où la présence d'une potentialité énergétique en biomasse végétale (bois, déchet d'industrie de transformation du bois, et d'exploitation forestière) [10]. Ce pendant, malgré leur importante contribution à l'économie nationale, les zones rurales forestières souffrent énormément du problème d'électrification. Or, par ailleurs

³ L'arrêté ministériel N°00000013/MINEE du 26 janvier 2009, portant sur la libéralisation du service de production, distribution et de vente de l'électricité au Cameroun

⁴ Décision n°0353 /D/MINFOF de la 27/02/2012 portant catégorisation des UTB et déterminant le degré de transformation des produits bois

,les études effectuées dans ces zones ont montré qu'elles n'ont besoin que de petite puissances électriques.

La présente étude dont le sujet « **Etude de Préfaisabilité d'un Système de Cogénération pour l'Autonomie Energétique au sein de la SFID et de la Communauté de Mbang dans l'Est du Cameroun** » s'inscrit dans l'optique de contribuer à la résolution du problème de déficit énergétique en milieu forestier au Cameroun.

3. OBJECTIFS

3.1. Objectif général

L'objectif général de ce travail est de produire un modèle d'étude de préfaisabilité d'un système de cogénération à biomasse forestière pour l'autonomie énergétique de la SFID et la communauté de Mbang.

3.2. Objectifs spécifiques

Plus spécifiquement, il s'agit de :

- Caractériser la biomasse forestière disponible à Mbang ;
- Dimensionner le système de production énergétique ;
- Procéder à l'analyse financière et estimer le coût globale d'installation de la centrale de cogénération ;
- Analyser les émissions de GES engendrées par la centrale de cogénération.

4. INTERET DE L'ETUDE

Les UTB situés en zone rurale non couverte par le réseau électrique ainsi que les populations de cette localité souffrent énormément du problème d'approvisionnement en électricité. Le coût du KWh, estimé à 250FCFA pour leur système d'électrification conventionnel devient exorbitant sans oublier les tonnes d'émissions de CO₂ dans la nature ainsi que l'épuisement de la ressource fossile. Cette situation pousse les industriels et l'Etat à se tourner vers les énergies renouvelables. L'évaluation du potentiel ressource renouvelable de chaque localité est donc impératif pour l'amélioration de l'offre énergétique dans les zones rurales isolées, tout en respectant la norme ISO 14001, Cette étude a un intérêt pour la

communauté scientifique et pour l'Etat Camerounais sur le plan socio-économique et environnemental.

4.1 Pour la communauté scientifique

Elle va permettre de compléter les informations en apportant un plus sur les travaux qui ont déjà été réalisés par d'autres personnes sur ces activités.

4.2 Pour l'Etat Camerounais

Elle permettra de contribuer à l'autonomie et à la sécurité énergétique de l'Etat du Cameroun sur l'ensemble du territoire et à booster son économie.

4.3 Sur le plan socio-économique et environnemental

Cette étude présente une importance avérée sur le plan socio-économique et environnemental, à savoir :

- La réduction de la pollution environnementale par l'usage de la ressource renouvelable ;
- L'utilisation d'une source d'énergie stable et diversifiée ;
- L'apport d'une solution locale aux collectivités des régions rurales ou éloignées en satisfaisant leurs besoins énergétiques, en diversifiant l'économie et en leur procurant des emplois ;
- L'autonomie énergétique des industries de transformations du bois.

5. ORGANISATION DU DOCUMENT

Le présent mémoire est subdivisé en trois (03) chapitres. Après l'introduction générale, le premier chapitre intitulé revue de la littérature permettra de comprendre plusieurs concepts intervenant dans le domaine de l'étude afin de mieux préparer le lecteur à la compréhension des termes et la situation dans laquelle l'étude s'insère aujourd'hui. Dans le deuxième chapitre, intitulé matériel et méthodes, il est présenté la zone d'étude et les différentes techniques utilisées pour la collecte des données. Le troisième chapitre présente les résultats et discussions, suivi par la conclusion et les recommandations.

CHAPITRE 1 : REVUE DE LA LITTÉRATURE

Dans ce chapitre, il est question de définir quelques concepts clés pour une bonne compréhension de l'étude mais aussi la présentation de l'avancement des recherches sur le thème de la valorisation énergétique de la biomasse forestière dans le monde.

Conscient de la nécessité qu'impliquent son essor économique et le devoir de satisfaire les besoins des générations actuelles et futures, le Cameroun s'est non seulement approprié des instruments internationaux de protection de la nature, mais s'est aussi et surtout doté d'une législation spécifique et d'un cadre institutionnel en matière l'électrification.

Nous présentons dans ce chapitre les concepts liés à notre sujet, le cadre institutionnel et le cadre juridique associés au contexte.

1.1 CADRE CONCEPTUEL

Dans cette partie du chapitre, nous nous proposons d'apporter une clarification sur les concepts clés.

Biomasse : c'est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers⁵.

Biomasse forestière : c'est l'ensemble des résidus forestiers primaires générés pendant les opérations forestières conventionnelles comme la préparation du site, les coupes de récupération, les éclaircis et les coupes finales ; des résidus forestiers secondaires produits pendant les processus industriels de transformation du bois et des résidus tertiaires qui proviennent de la construction, de la rénovation et de la démolition ainsi que du bois de chauffe[18].

Biomasse énergétique : ensemble des matières organiques pouvant se transformer en énergie.

Valorisation énergétique : c'est l'utilisation des déchets combustibles en tant que moyen de production d'énergie, par incinération direct avec ou sans autre combustible ou par tout autre procédé mais avec récupération de la chaleur [18].

⁵l'article L211-2 du code de l'énergie- (issu de l'article 29 de la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et codifié l'ord .n°2011-504 du 9 mai 2011

Milieu rural : agglomération située en dehors du périmètre d'un chef-lieu de département et ne bénéficiant pas de services énergétiques [11].

Energie rurale : c'est toute forme d'énergie utilisée en milieu rural pour la satisfaction des besoins domestiques, socio-communautaires, artisanaux, commerciaux ou industriels, générée notamment à partir des hydrocarbures, de charbon minéral ou de sources d'énergie renouvelables (biomasse, eau, soleil, vent, géothermie, etc.)⁶.

Energie renouvelable : c'est une source d'énergie dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elle puisse être considérée comme inépuisable à l'échelle humaine.

Electrification rurale : désigne le processus de mise en disposition de l'énergie électrique aux populations de régions rurales et/ ou éloignées [11].

Projet d'électrification rurale : l'intervention visant la constitution et l'exploitation, en zone rurale d'infrastructures et d'équipements pour fourniture, dans au moins un village sur une période minimale de quinze à vingt ans, des services d'énergie électrique aux utilisateurs finaux domestiques, sociocommunautaires, artisanaux, commerciaux ou industriels avec l'obligation de connecter un taux élevé des habitations de la zone d'agglomération principale d'un village et d'intégrer le maximum d'hameaux et d'écarts situés au-delà des limites de la zone d'habitation principale[11].

Décentralisation : c'est une politique de transfert des attributions de l'état vers des collectivités territoriales ou des institutions publiques pour qu'elles disposent d'un pouvoir juridique et d'une autonomie financière.

1.2 CADRE INSTITUTIONNEL ET REGLEMENTAIRE

Il est question dans cette partie du document, de présenter les institutions et les textes qui vont aider non seulement à l'analyse mais aussi à la compréhension du travail effectué.

1.2.1 Cadre légal et réglementaire

Le cadre légal et réglementaire de l'électricité est défini par la loi, les décrets et les décisions d'application suivants [11] :

⁶ Décret n° 2009/409 du 10 décembre 2009 portant création, organisation et fonctionnement du fonds d'énergie rurale

- **Loi n° 98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité**, qui procède à la réorganisation du cadre institutionnel et des activités du secteur dans le but de son ouverture à la concurrence ;
- **Décret n° 99/125 du 15 juin 1999** portant organisation et fonctionnement de l'Agence de régulation du secteur de l'Electricité (ARSEL) ;
- **Décret n° 99/193 du 8 septembre 1999** portant organisation et fonctionnement de l'Agence d'électrification rurale (AER) ;
- **Décret n° 2009/409 du 10 décembre 2009** portant création, organisation et fonctionnement du Fonds d'Energie Rurale (FER) chargé d'assurer de façon durable le financement des programmes et projets d'énergie rurale ;
- **Décret N°2015/454 du 08 oct. 2015** portant création de la Société Nationale de Transport de l'électricité (SONATREL) ;
- **Décret n° 2000/464/PM du 30 juin 2000** régissant les activités du secteur de l'électricité ;

- **Décret n° 2001/021/PM du 29 janvier 2001** fixant le taux et les modalités de calcul, de recouvrement et de la répartition de la redevance due par les opérateurs exerçant dans le secteur de l'électricité ;
- **Décision n° 057/DG/ARSEL du 21 octobre 2003** fixant les tarifs de vente hors taxes d'électricité applicables par la société ENEO ;
- **Décret n° 2006/406 du 29 novembre 2006** portant création d'Electricity Development Corporation (EDC)

1.2.2 Cadre institutionnel

Les principaux acteurs du secteur de l'électricité peuvent être regroupés en trois grandes catégories [12] : les administrations de tutelle politique, administrative et technique ; les établissements publics et les sociétés privées.

- **Les administrations de tutelle politique, administrative et technique :**
 - ✓ La Présidence de la République, qui assure la tutelle politique et oriente la politique générale de l'ensemble du secteur de l'énergie ;
 - ✓ Les services du Premier Ministre, qui coordonnent l'action de tout le Gouvernement et donc des ministères intervenant dans le secteur de l'énergie ;
 - ✓ le Ministère de l'Energie et de l'Eau (MINEE), qui est chargé de l'élaboration de la politique énergétique nationale et du suivi des activités du secteur, élabore et applique

la législation et la réglementation, et assure la tutelle administrative et technique des établissements publics et parapublics du secteur ;

- ✓ le Ministère des Finances (MINFI), qui est responsable de la fiscalité et des contrôles douaniers des activités du secteur, assure la gestion du Budget d'investissement public (BIP) et des fonds des initiatives d'allègement des dettes bilatérales et multilatérales - comme celle concernant les Pays pauvres très endettés (PPTE)⁷
- ✓ le Ministère du Commerce (MINCOMMERCE) qui homologue les prix des matériels électriques.

D'autres ministères interviennent également dans le secteur de l'électricité, sans avoir de mission de tutelle. Il s'agit notamment :

- ✓ Du Ministère des Travaux Publics, qui assiste le MINEE dans le contrôle administratif et technique des grands ouvrages de production d'énergie électrique ;
- ✓ Du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable en charge de la gestion de l'environnement à travers les études d'impacts environnementales et sociales
- ✓ Du Ministère de l'Economie, de la Planification et de l'Aménagement du Territoire (MINEPAT), qui est chargé de la négociation et de la gestion des conventions de financement avec les organismes et organisations extérieurs, notamment au niveau de différents projets d'électrification initiés par les administrations, les collectivités locales ou les organisations non gouvernementales.

➤ **Etablissements publics**

Trois établissements publics interviennent dans le secteur électrique sous la tutelle du MINEE[11] :

- ✓ l'**ARSEL**, établissement public chargé de la régulation, du contrôle et du suivi du secteur de l'électricité, et a compétence notamment en matière de tarifs, de contrats de concession, de demande d'autorisation et de licence, d'élaboration des standards et normes applicables, de respect de législations environnementales ;
- ✓ l'**AER**, établissement public chargé de la promotion de l'électrification rurale. il accorder aux opérateurs et aux usagers l'assistance technique (enquêtes, études, montages des dossiers) et éventuellement financière nécessaires à son développement ;

⁷ Initiative lancée en 1996 et révisée en 1999 par le Fonds monétaire international et la Banque mondiale, visant à réduire Le poids de la dette. 42 pays en bénéficient, dont le Cameroun.

- ✓ **L'EDC**, établissement public de patrimoine détenu à 100% par l'Etat camerounais, chargée de gérer le patrimoine public et réaliser tout projet d'infrastructure qui lui est confié par l'Etat dans le secteur de l'électricité. EDC vient juste d'entrer en activité, son Président du Conseil d'administration et son Directeur général ont pris leurs fonctions en février 2008.

➤ **Sociétés privées**

Les sociétés privées intervenant dans le secteur de l'électricité sont assez nombreuses. Cependant, une seule d'entre elles, ENEO, assure actuellement la production, le transport et la distribution d'énergie électrique. Les autres sociétés n'interviennent pas en effet comme fournisseurs de services d'énergies rurales (OSER), mais réalisent uniquement des prestations de fournitures et/ou de travaux. Les autres sociétés privées opérant dans le secteur électrique sont généralement des petites ou moyennes entreprises (PME) qui réalisent des travaux en sous-traitance pour le compte d'ENEO, du MINEE, de l'AER, des communes, d'autres ministères techniques ou de programmes ou projets

➤ **Sources de financement**

Plusieurs sources de financement sont actuellement utilisées par les différents acteurs publics et privés intervenant dans le secteur de l'électricité, pour financer les investissements d'électrification rurale. Les principales sont [11]. :

- Le BIP ;
- Les fonds PPTE ;
- Les bailleurs de fonds ;
- Le Fond spécial d'équipement et d'intervention intercommunal (FEICOM) ;
- Les fonds propres privés.

1.3 REVUE DE LITTERATURE

Cette partie est consacrée à une compréhension des informations contenues dans la littérature relative à l'étude de la valorisation des déchets biodégradables ou de la biomasse en général.

1.3.1. NOTION DE BIOMASSE

Le terme biomasse regroupe toutes les matières organiques qui peuvent dégager de l'énergie par combustion directe ou suite à une étape de transformation. La biomasse représente donc aussi bien la fraction biodégradable des déchets industriels ou agricoles que le bois issu directement de la forêt, [13].

1.3.1.1 SOURCES ET TYPOLOGIES DE BIOMASSE

Cinq principaux types de la biomasse forestière peuvent être utilisés à des fins énergétiques [14]:

- Les résidus des récoltes laissés sur les parterres de coupe (arbres non marchands cimes et branches) ;
- la bûche de bois (bois de chauffage) ;
- Les billes longues de bois des essences à faible potentiel commercial (réduites en copeaux) ;
- Les résidus industriels du sciage (sciures, rabotures et écorces) ;
- Les cultures énergétiques ligneuses.

1.3.1.2 Généralités sur les sous-produits de la transformation du bois

L'opération d'usinage est le premier stade de la filière de transformation du bois d'œuvre en tant que matériau industriel, ce qui lui confère une place principale dans le processus de valorisation du bois. Les opérations de transformation, depuis la grume jusqu'au produit final, entraînent la production de déchets de toutes sortes, de tailles comme de formes [15]. Dans les unités de transformation du bois (UTB), les sous-produits existent sous plusieurs formes et de dimensions variables selon le type de transformation dont ils sont issus. Il s'agit de deux types de transformation : le sciage (**Tableau 1**) données par types de sous-produits.

Tableau 1 : types de sous-produits en industrie du bois

Types de sous-produits	Provenances	Photographies
Sciures	issus de toute les machines du sciage y compris le tronçonnage au parc	
Dosses	issus de la mise en épaisseur des grumes en scierie (scie de tête).	
Délicatures	forme parallélépipède de faible largeur - issus de la mise en largeur des pièces (déligneuse)	
Rebuts	Formes géométrique multiples de faibles dimensions – issus de la mise en longueur des pièces (ébouteuse)	

La disponibilité réelle en déchets à considérer pour la production combinée d'électricité et de chaleur sera constituée des éléments suivants (en pourcentage du volume de la grume) [1]:

- Sciures, 16 % ;
- Dosses, délignures et aubier, 25 % ;
- Chutes d'éboutage, 13 % ;
- Défauts de cœur, 10 %.

Soit un total de 70 %.

La quantité de résidu représente à cette effet 70% du volume de grume à l'entrée de UTB et 30% représente la quantité de débité produit par l'UTB.

1.3.1.3 LA COMPOSITION DE LA BIOMASSE

Le bois est une source d'énergie locale, naturelle et renouvelable par photosynthèse. Le combustible bois est consommé par tous sur la planète et peut être considéré comme inépuisable. Sa consommation raisonnée n'entame pas le patrimoine des générations futures et permet d'économiser les énergies fossiles dont les stocks sont limités (pétrole, gaz, charbon, uranium).

Ses caractéristiques intrinsèques du bois en tant que combustible sont :

- **L'humidité H** exprimée en %, représente la quantité d'eau contenue dans le bois par rapport à sa masse humide (figure 1). [16]

$$H\% = \frac{M_h - M_o}{M_o} \times 100 \quad (1.1)$$

Avec M_h : la masse de l'élément de bois humide

M_o : La masse du même élément de bois anhydre

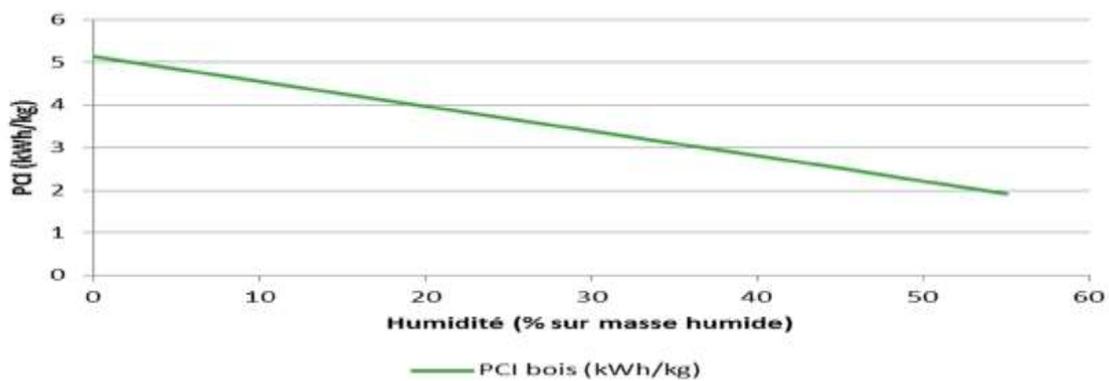


Figure 1:PCI et humidité du bois [16]

La figure 1 ci-dessus montre la variation du PCI en fonction du taux d'humidité du bois .plus le bois est sec plus le PCI augmente.

- **Le pouvoir calorifique inférieur PCI:** il correspond à l'énergie produite par la combustion d'un combustible sans tenir compte de la chaleur latente contenue dans la vapeur d'eau produite. Le PCI représente l'énergie dégagée sous forme de chaleur lors de sa combustion complète (**Tableau 2**) et s'exprime en kilowatts heure (kWh) ou en mégajoules (MJ) par kilo ou tonne de matière [16].

$$PCI_H = PCI_{anhy} \times \left(1 - \frac{HR\%}{100}\right) - \left(2,5 \times \frac{HR\%}{100}\right) \quad (1.2)$$

Où HR% correspond à l'humidité relative du bois exprimée en fonction de sa masse humide.

PCI_{anhy} est le pouvoir calorifique du bois à l'état sec

Tableau 2 : PCI du bois (KWh/t) en fonction de l'humidité relative (%) [17]

Humidité(%)	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
PCI(KWh)	5000	4720	4440	4160	3880	3600	3320	3040	2800	2480	2200	1920	1640

- **La composition chimique** est en particulier la teneur en métaux alcalins, azote, halogènes et cendres; sur ce critère la paille se distingue nettement du bois partant de la composition chimique de la biomasse, on distingue deux grandes catégories de biomasses énergétiques ;
- ✓ Les biomasses humides peu lignifiées : il s'agit de la biomasse fermentescible ex : lisiers, résidus liquides, et déchets ;
 - ✓ Les biomasses sèches ou ligneuses qui sont constituées principalement de composés ligno-cellulosique ayant un taux d'humidité inférieur à 20%. Ce type de biomasse est adapté à la conversion thermochimique.

1.3.1.4 CONVERSION ENERGETIQUE DE LA BIOMASSE

Le potentiel de production d'énergie à partir de la biomasse passe par divers procédés de conversion (**figure 2**). Ces chaînes de production d'énergie présentent des particularités selon les biocombustibles utilisés, en termes de puissance et d'envergure des systèmes, des coûts d'investissements et de fonctionnement, de la distribution et de l'utilisation finale de l'énergie. Les options de conversion sont thermochimiques (combustion directe, gazéification, pyrolyse ou liquéfaction) ou biochimiques (digestion, fermentation) [18].

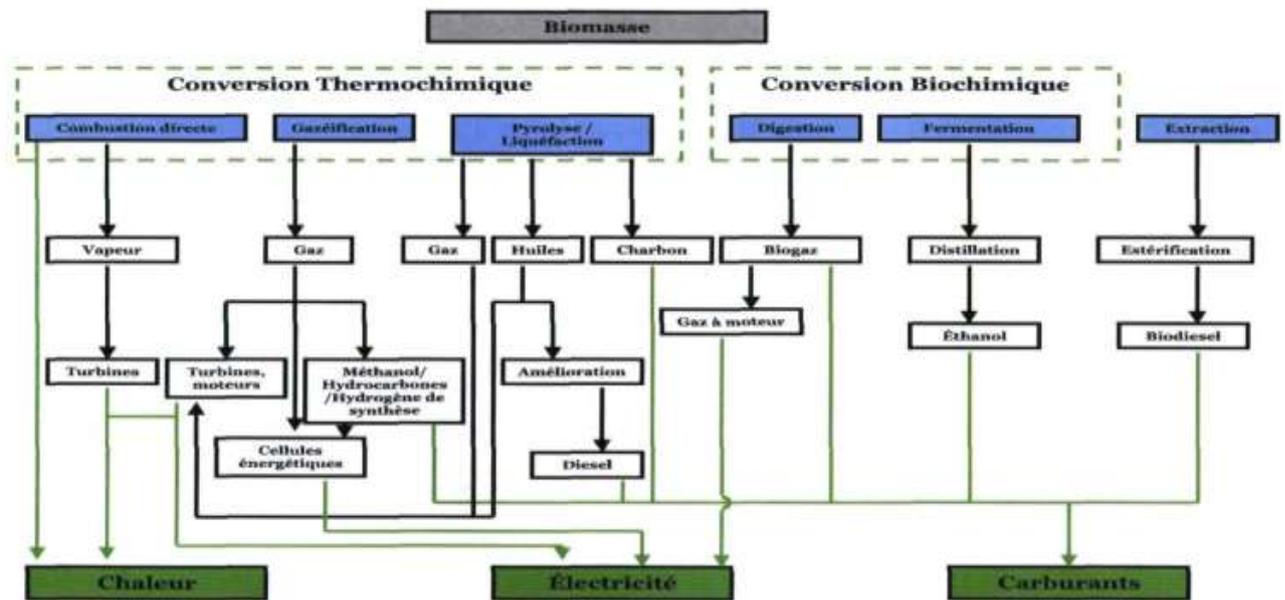


Figure 2 : Option de conversion de production énergétique à partir de la biomasse [18].

Plusieurs technologies existent pour convertir l'énergie que contient la biomasse sèche en chaleur utile ou en électricité (tableau 3).

Tableau 3 : technologie de conversion thermochimique [17]

procédé	Excès d'air	température	Produit principal	Utilisateur possible
Combustion	$\lambda > 1$	800-1300°C	Gaz d'échappement chauds	Production d'eau chaude, de vapeur ou de gaz chauds pour la production de l'électricité
Gazéification	$0,2 < \lambda < 0,5$	700-900°C	Gaz à PCI faible à moyen	Gaz combustible pour moteur à gaz, turbine à gaz et piles à combustible
Pyrolyse et carbonisation	$0 < \lambda < 0,2$	400-700°C	Huiles pyroliques à PCI moyen	Carburant pour moteur diesel ou pour turbine à gaz, production charbon de bois.

1.3.2.1 Production d'électricité décentralisée

La production d'énergie électrique se fait à partir de l'énergie renouvelable et non renouvelable :

- L'énergie non renouvelable utilise les ressources fossiles (charbon, pétrole, Tourbe, pétrole, gaz naturel, uranium...). Cette source d'énergie pollue l'environnement via les gaz à effet de serre produite lors de sa conversion.
- Une énergie renouvelable est une énergie régénérée naturellement à l'échelle d'une vie humaine. Les principaux types d'énergies renouvelables pour la production d'électricité sont [3]. :
- ✓ **La centrale solaire thermique et photovoltaïque** : Le rayonnement du soleil est une source primaire d'énergie renouvelable ;
- ✓ **La centrale éolienne** : Les mouvements des masses d'air provoqués par les différences de température entre celles-ci, donnent naissance au vent dont l'énergie générée peut être exploitée : c'est l'énergie éolienne ;
- ✓ **La centrale hydraulique** : L'énergie hydraulique est la puissance générée par les masses d'eau en mouvement dans les cours d'eau. Cette énergie est principalement orientée vers la production d'électricité ;
- ✓ **La centrale thermique à biomasse** : Le phénomène de photosynthèse qui a pour origine le soleil, crée différents matériaux énergétiquement exploitables ; c'est l'énergie de la biomasse dont les plus courants sont le bois, le biogaz et les biocarburants ;
- ✓ **La centrale géothermique** : L'énergie géothermique provient de l'accroissement de la température dans les couches internes de la terre .

1.3.2.2 Centrale thermique à biomasse

Le processus de production de l'énergie électrique (**Figure 3**) se base sur les conversions successives de différentes formes de l'énergie [19]. Elle peut se schématiser de la façon suivante:

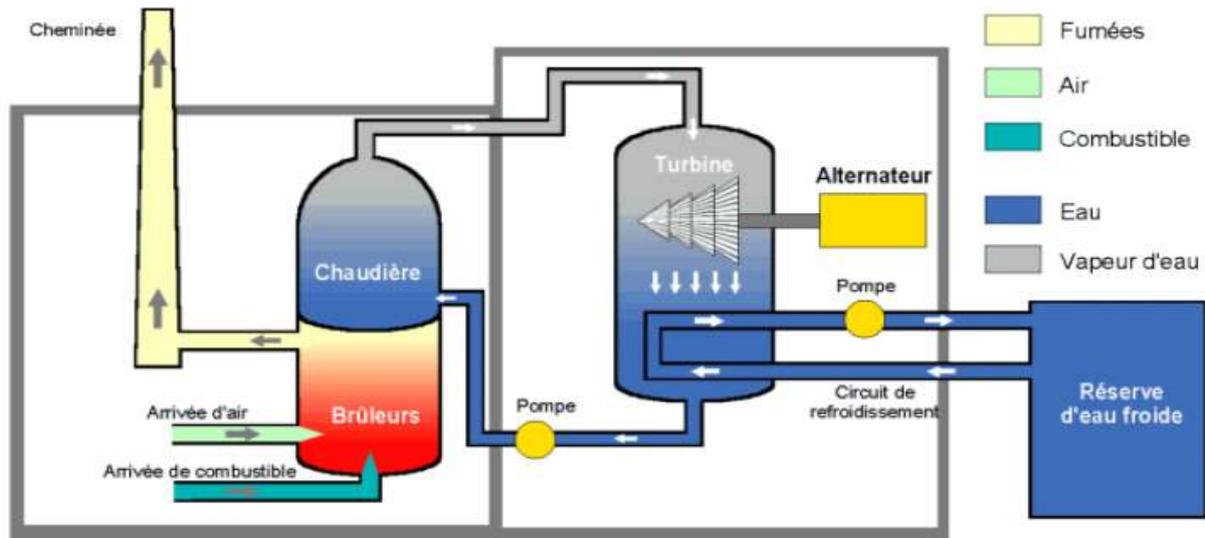


Figure 3 : processus de production d'électricité [19]

1.3.3 Système de cogénération

La cogénération est la production simultanée de deux ou plusieurs formes d'énergies à partir d'un combustible.

Les systèmes de cogénération produisent donc de l'électricité et de l'énergie thermique dans un système intégré. Ceci diffère de la pratique courante de production de l'électricité dans une centrale électrique et le recours à des équipements de chauffage sur place et refroidissement pour satisfaire aux besoins non électriques.

1.3.3.1 Comparaison de la production énergétique entre un système séparé et un cogénération

La **Figure 4** présente la comparaison de la production énergétique entre un système de productions séparé traditionnel et un système de cogénération énergétique.

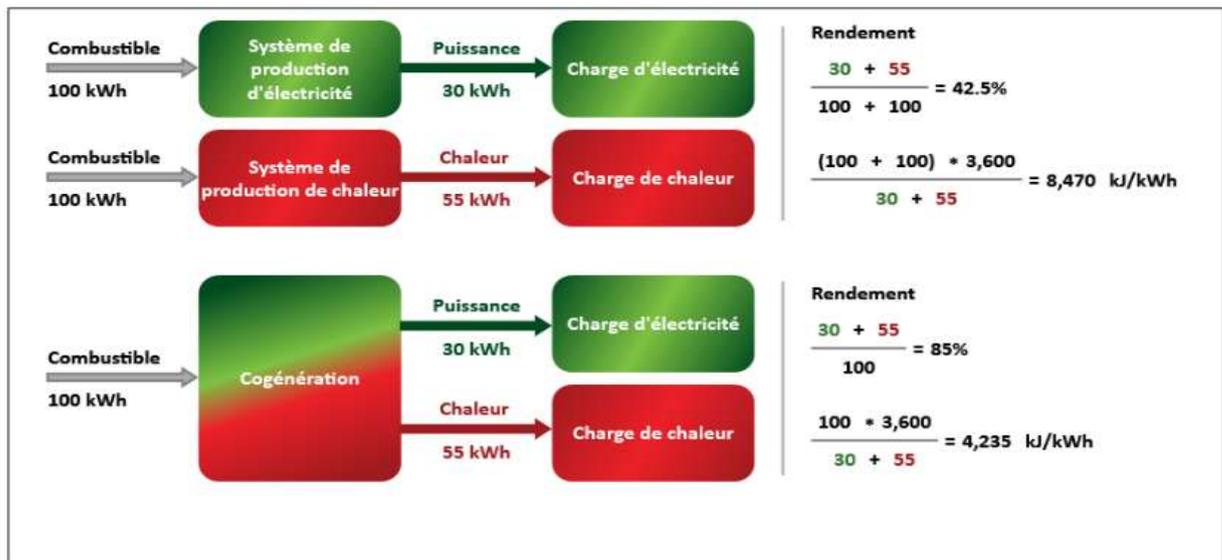


Figure 4: Comparaison entre la production séparé et celle simultanée

La production simultanée de la chaleur et électricité dans les systèmes de cogénération énergétique présente plusieurs avantages [20] :

➤ **Optimisation d'efficacité énergétique de la production simultanée d'électricité et de chaleur :**

- ✓ Offre un excellent rendement énergétique global ;
- ✓ Permet d'éviter les pertes en ligne sur le réseau là où coexistent des besoins d'électricité et de chaleur ;
- ✓ une baisse de la quantité d'électricité achetée au réseau ;
- ✓ un régime tarifaire parfois plus intéressant.

➤ **Amélioration d'impact environnemental**

La cogénération entraîne :

- ✓ Une forte réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- ✓ Une économie en matière de renforcement du réseau électrique ;

➤ **Sécurisation de l'approvisionnement énergétique**

On distingue généralement deux modes de cogénération :

- ✓ **Cogénération climatique** : la chaleur récupérée est utilisée pour des besoins de chauffages.
- ✓ **Cogénération processus** : la chaleur récupérée alimente un processus industriel

1.3.3.2 Principe de cogénération

Le principe de la cogénération consiste à produire de l'énergie mécanique (convertie en électricité) et de la chaleur au même moment dans une même installation et ceci à partir de la même source d'énergie. Une partie de la chaleur produite est utilisée pour activer un moteur (à combustion externe ou interne) ; une turbine pour la production de l'électricité [21]. La chaleur restante est utilisée directement pour chauffer de l'eau ou produire de la vapeur. La **Figure 5** donne le principe de fonctionnement de ce système

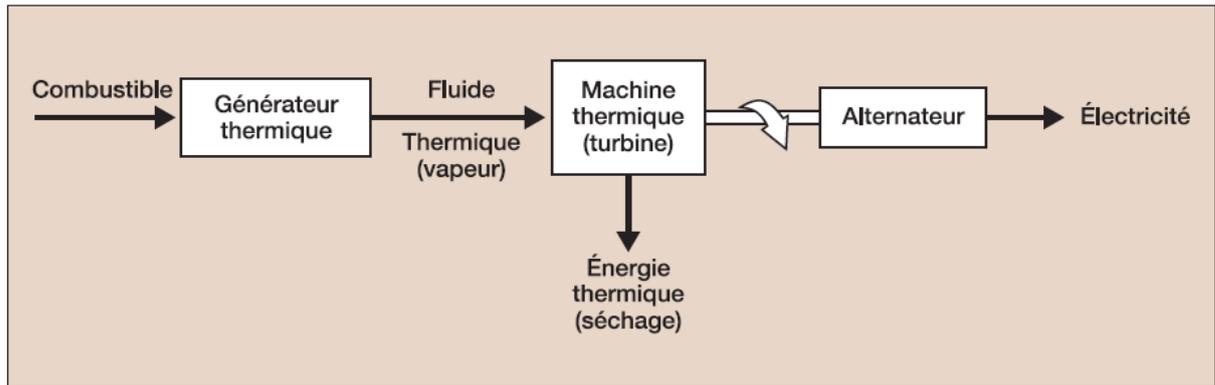


Figure 5: Principe de fonctionnement d'une cogénération[21].

1.3.3.3 Différentes technologies de centrales de cogénération

Plusieurs technologies sont utilisées pour la production d'électricité et de chaleur. Nous avons entre autres [22] :

- **Turbines à vapeur** : La vapeur haute pression générée par une chaudière est ensuite détendue dans une turbine (production d'électricité). La chaleur est disponible sous la forme de vapeur (utilisation directe) ou d'eau chaude (utilisation indirecte – chauffage). Elles sont utilisées en aval d'une chaudière (bois, charbon, fuel lourd, ordures ménagères...) d'une puissance unitaire de plusieurs dizaines de MW. Le schéma de principe est développé en **figure 6**.

- **Moteurs à combustion interne (gaz, diesel) :** Les fumées issues de la combustion sont refroidies jusqu'à 120 °C pour les moteurs à gaz, et jusqu'à 200 °C pour les moteurs diesel.

Avec ces moteurs, on produit de l'eau chaude et très rarement de la vapeur. Leur puissance unitaire va de quelques dizaines de kW à 4 000 kW. Le schéma de principe est développé en **figure 8**.

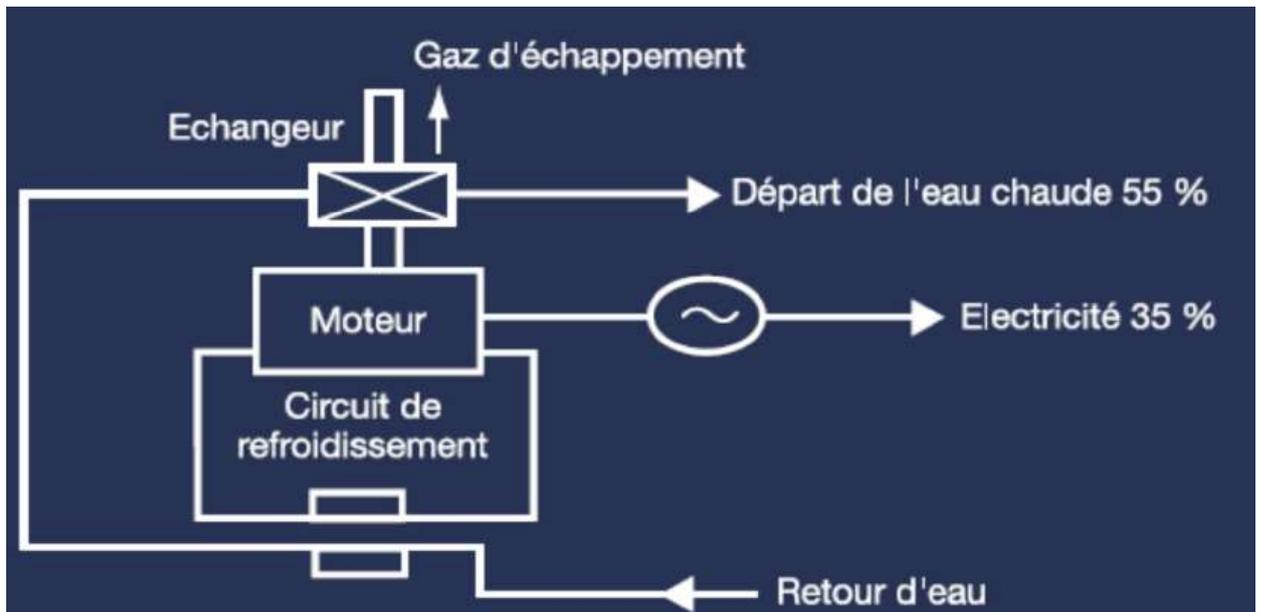


Figure 8 : Moteur à combustion

- **Les turbines à cycle combiné :** Elles utilisent une turbine à gaz et une turbine à vapeur pour améliorer le rendement électrique. Le schéma de principe est développé en **figure 7**.

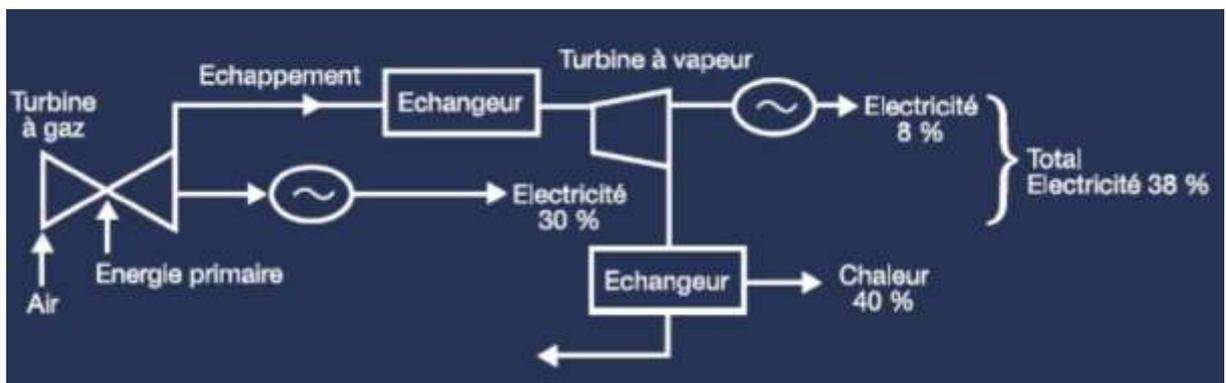


Figure 9: Cycle combiné

1.3.3.4 Critère de choix d'une technologie de cogénération (Moteurs ou turbines)

Il existe deux techniques de production [23] :

- ✓ Les turbines
- ✓ Les moteurs à combustion interne, fonctionnant au gaz ou au fuel.

Le choix dépend principalement de la puissance électrique nécessaire, de la nature des besoins thermiques, des modalités d'utilisation de l'énergie ainsi que du rapport des puissances thermiques et électriques définies pour l'installation considérée. La turbine atteint des puissances nominales plus élevées que le moteur, mais ce dernier a un temps de démarrage plus court, ce qui est fondamental pour l'alimentation de secours d'équipements de sécurité (hôpital par exemple). La turbine possède également, à puissance égale, un rendement en chaleur supérieur au moteur, lequel présente un rendement supérieur en électricité.

1.3.3.5 Quelques réalisations dans le monde

Il n'est pas toujours facile de disposer des informations complètes sur les installations de ce type. Quelques unités sont cependant décrites dans le **tableau 4**. Il est important de remarquer que les niveaux d'investissement sont variables selon le type de technologie mais aussi en fonction de la situation. Ainsi, les niveaux d'investissement en Malaisie sont très faibles, comparativement aux installations européennes. Cela vient du fait que les exigences en matière d'automatisation et de limitation des émissions sont très différentes. Une partie du matériel a, en outre, été construite en Malaisie ou à Singapour [23].

. Les performances des installations sont également très différentes selon le type de centrale ; ainsi, l'unité allemande de Schongauer présente logiquement l'un des meilleurs rendements électriques, mais le plus mauvais rendement global. Cette installation qui ne fait pas de cogénération met bien en évidence l'intérêt de cette dernière.

Tableau 4 : Quelques réalisations de centrales à cogénérations [23]

	Puissance électrique (MW _e)	Puissance thermique (MW _{th})	Type de centrale	Type de générateur	Type de combustible	Consommation (t/an)	Rendement électrique brut (%)	Rendement global	Investissement (millions d'euros) (1)
Taufkirchen, Allemagne	2,1	4,3	Réseau de chaleur	Turbine soutirage	Bois	16 000	22	63,6	9,15
Schongau, Allemagne	11,4	0	Centrale électrique	Turbine soutirage	Bois	110 000	26,8	22,9	34,24
Lohr, Allemagne	0,46	1,5	Cogénération dans industrie du bois	Turbine vapeur condensation	Bois	6 500	10,6	43,9	1,68
Sibu, Sarawak, Malaisie	1,7	7,9	Cogénération dans industrie du bois	Turbines condensation	Bois	Nd	Nd	Nd	1,67
Batu Caves, Malaisie	1,5	3,1	Cogénération dans industrie du bois	Turbine condensation + contre-pression	Bois	Nd	Nd	Nd	1,34
Rudkobing, Danemark	2,3	7,5	Réseau de chaleur	Turbine soutirage	Paille	14 950	29	88,8	9,3
Assens, Danemark	5,2	11,3	Réseau de chaleur	Turbine soutirage	Bois	25 300	24	91,6	18,3

1.3.4 Etude d'une centrale turbine à vapeur

1.3.4.1 Grands principes thermodynamiques

La thermodynamique étudie les rapports entre les phénomènes thermiques et mécaniques relatifs aux corps dans leurs états macroscopiques [24].

1.3.4.2 Premier principe de la thermodynamique

L'énergie interne U d'un système isolé est constante. "Lorsqu'un système thermodynamique fermé subit un cycle de transformations qui la ramène à son état initial, la somme du travail W et de la chaleur Q échangés est nulle. La formulation mathématique du premier principe pour un système fermé [24] est :

$$U = W + Q \quad \text{Ou} \quad Du = W + Q \quad (1.3)$$

- **Notion d'enthalpie H** : Lorsque la chaleur est fournie à pression constante, il en résulte une augmentation de l'énergie interne par suite de la dilation du gaz et un travail contre la pression extérieure. L'enthalpie est définie comme la somme de cette énergie interne et de ce travail.

Pour un système ouvert (avec transvasement), on utilise l'enthalpie

$$H = U + PV. \quad (1.4)$$

Où P est la pression et V est le volume

1.3.4.3 Deuxième principe de la thermodynamique

Le deuxième principe introduit une nouvelle fonction d'état dite entropie S qui décrit le comportement des systèmes par la maximalisation de leur entropie à l'équilibre.

Le deuxième principe définit le sens privilégié suivant lequel les transformations peuvent se dérouler et précise les conditions d'équilibre du système [25].

- **Notion d'entropie** : l'entropie S permet de mesurer la capacité de travail de la chaleur et s'exprime en (j/k). C'est une grandeur caractéristique d'un état tout comme la pression ou l'enthalpie. l'entropie a une valeur bien précise pour chacun de ses états.
- **Notion d'exergie** : L'exergie E_{xh} d'un système est définie comme la quantité de travail maximum que l'on peut obtenir lorsque l'interaction du système avec le milieu ambiant implique seulement des processus thermiques et mécaniques réversibles.

1.3.4.4 Puissance mise en évidence et rendement d'une Machine thermique

La figure 10 ci-dessous nous présente les puissances mises en évidence dans une machine thermique.

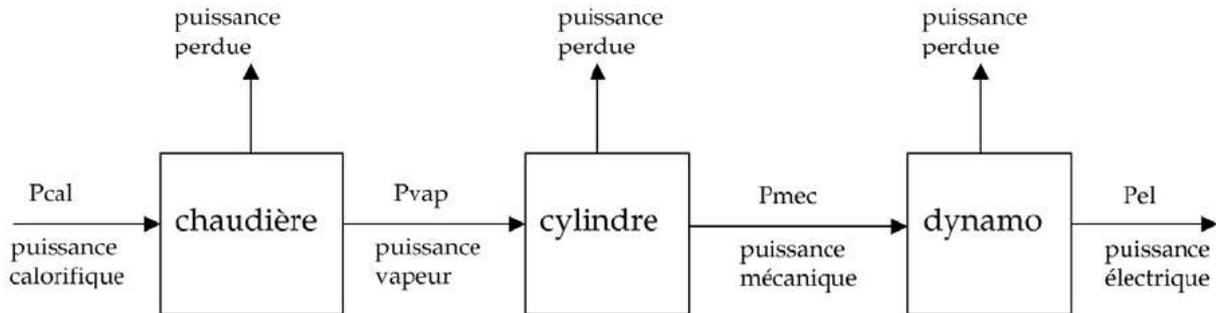


Figure 10 : Puissance mise en jeu dans une machine thermique [26]

Les rendements de la composante d'une machine thermique sont conciliés dans le **tableau 6** si dessous

Tableau 5: rendement d'une machine thermique [26]

Rendement	De la chaudière	De la turbine	De l'alternateur	Globale
Formule	$N_{ch} = \frac{P_{va}}{P_{cal}}$	$N_{cy} = \frac{P_{mec}}{P_{va}}$	$N_{dy} = \frac{P_{el}}{P_{mec}}$	$N_{gl} = \frac{P_{el}}{P_{cal}}$

Les différents cycles de machine thermique sont [26]:

- **Cycle de Carnot :** Le cycle de Carnot est un cycle thermodynamique théorique constitué de 4 processus réversibles : la compression, la vaporisation (isobare-isotherme), la détente adiabatique, la condensation isobare-isotherme ;
- **Le cycle de Rankine :** Le générateur de vapeur produit de la vapeur saturée qui traverse la turbine où elle se détend avant de se condenser, puis l'eau condensée retourne à la chaudière à travers la pompe alimentaire. Dans le cycle de Rankine, une partie de la détente s'effectue dans la zone humide, ce qui peut entraîner la corrosion de la turbine. Pour remédier à cela et augmenter le rendement du moteur thermique, on réalise une surchauffe ;
- **Le cycle de Rankine avec surchauffe (Hirn) :** Pour éviter d'avoir de la vapeur humide lors de la détente dans la turbine, on procède à une surchauffe de la vapeur à pression constante. Cette surchauffe permet également par ce biais d'améliorer le rendement.

Le cycle de Hirn permet de réaliser un cycle sec, c.-à-d. qui en fin de détente se trouve en dehors du domaine de la vapeur humide .Pour obtenir la vapeur surchauffée (**voir figure11**), on envoie la vapeur à l’aval de la chaudière dans la surchauffeur où les produits de combustion permettent de porter la vapeur à pression constante à une température plus élevée [25].

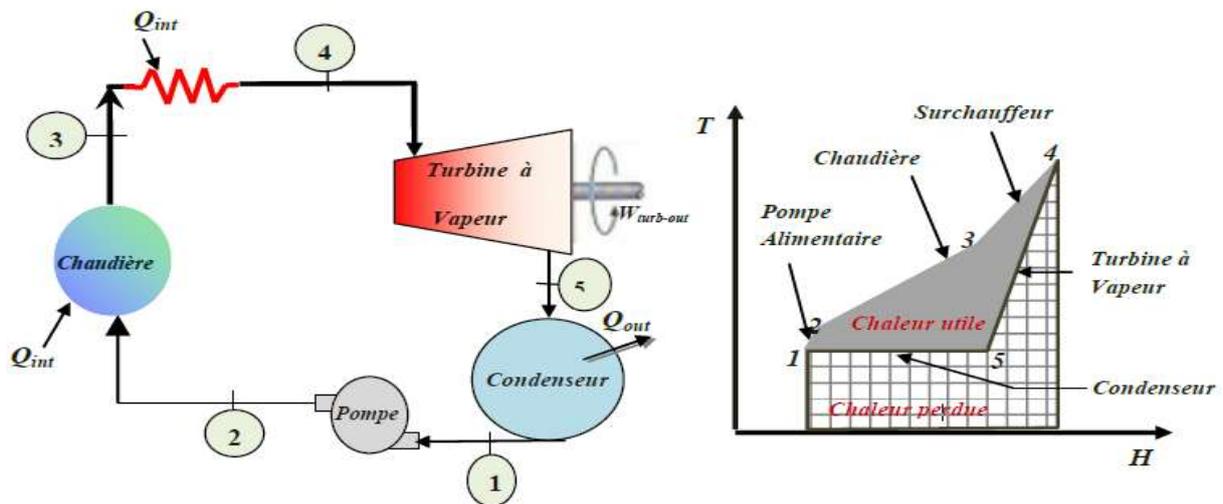


Figure 11 : cycle de Rankine (Hirn) [26]

- ✓ **Le premier processus** du cycle de Rankine est l’augmentation de la pression de l’eau provenant du condenseur, à l’aide d’une pompe d’extraction. L’élévation de pression est accompagnée d’une légère augmentation d’enthalpie. La ligne 1-2 représente l’énergie ajoutée par la pompe alimentaire.
- ✓ **Le deuxième processus** du cycle de Rankine (ligne 2-3) correspond à un apport de chaleur (représentée par Q) à l’eau entrant dans la chaudière. L’eau, dans la chaudière, passe de l’état liquide à l’état de vapeur, puis est séchée et surchauffée. La production de vapeur est supposée se produire à pression constante. De l’énergie est ajoutée à la vapeur lors de son passage à travers la surchauffeur (ligne 3-4). La vapeur se détend et se refroidit en traversant la turbine, (ligne 4-5). L’énergie de la vapeur se transforme en travail. Le dernier processus du cycle de Rankine (ligne 5-1), est la condensation de la vapeur à la sortie de la turbine [26].

La condensation entraîne une perte considérable de chaleur, appelée chaleur de condensation

- **Le cycle de Hirn resurchauffe** : on peut aussi procéder à une ou plusieurs réchauffes, dans ce cas on renvoie de la vapeur partiellement détendue vers la chaudière où sa

température est relevée de façon isobare. Cette technique permet d'avoir un meilleur rendement et plus de longévité mais pour un coût et une complexité plus élevés.

1.3.5 Lutte contre les GES : Cycle de CO₂ pour la centrale biomasse :

Lors de sa combustion, la biomasse libère du CO₂, un gaz à effet de serre. Mais le CO₂ libéré est celui que les plantes et végétaux ont capté dans l'atmosphère durant leur croissance (figure 12) [27].

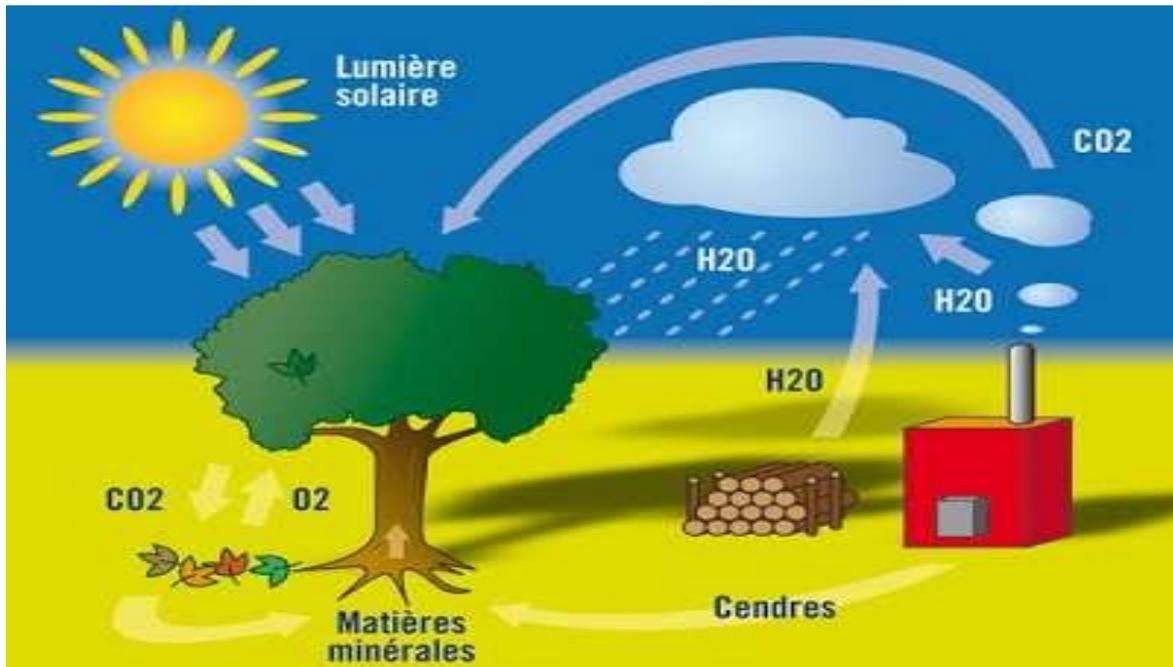


Figure 12 : Cycle du CO₂ [27]

Il n'y a donc pas d'émission de CO₂ nouveau : la valorisation énergétique de la biomasse est neutre au niveau du CO₂ : On dit que le cycle du carbone est neutre ou fermé. La biomasse énergie ne participe pas au réchauffement climatique pour autant que les systèmes d'exploitations agricoles et forestiers soient durables et responsables. Les combustibles fossiles quant à eux augmentent la concentration en CO₂ dans l'atmosphère lors de chaque utilisation. Dans ce cas, on dit que le cycle du carbone est ouvert [27].

CHAPITRE 2: MATERIEL ET METHODES

Dans cette partie du travail, nous allons présenter la zone d'étude, ensuite la méthodologie de collecte de données et enfin le traitement des données.

2.1 PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE :

Il s'agit de localiser et de décrire le milieu physique et socio-économique de la zone d'étude.

2.1.1 Date de création et localisation :

La commune de MBANG est située dans le département de la Kadey, dans la région de l'Est. La commune de MBANG est créée par Décret N° **82/485 du 27 septembre 1982** du Ministère de l'administration Territoriale. Elle couvre une superficie de 4272 km². Elle est limitée au nord par la commune de BATOURI, au nord-ouest par la commune de NDEMNAM, à l'Est par la commune de NDELELE ; au Sud-Est par la commune de GARIGOMBO et au Sud-ouest par la commune de LOMIE [9] . La **figure 13** ci-dessous nous présente la carte de localisation de la zone d'étude.

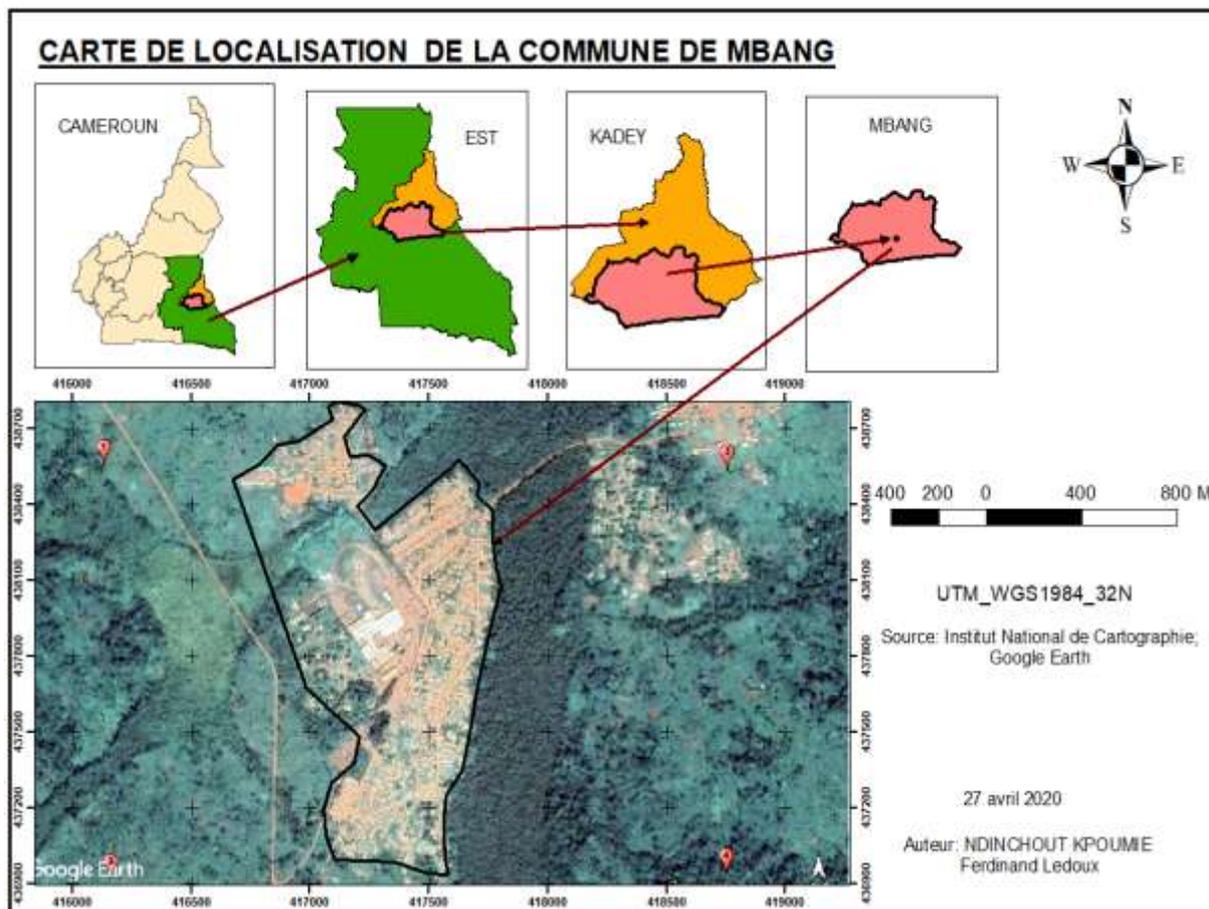


Figure 13 : Carte de la localisation de la commune de MBANG

2.1.2 Milieu humain :

La population de MBANG est estimée à 26 605 habitants d'après le dernier recensement. Pour une densité de 11,13 habitants au km². Les ethnies autochtones sont constituées de Mezimé, Bangantou, Bolli-Lossou, Gbwei et Mbopalo. Les pygmées Baka n'ont pas de villages propres. Leurs campements sont rencontrés dans plusieurs villages (Akom, Koso, Mbang, Nkolmbong, Békaré, Domiaka etc.). Les différents groupes ethniques dans la commune vivent en parfaite harmonie. Chaque groupe a un apport sur le plan culturel mais également économique.

Les ethnies allogènes sont constituées des Foulbés, les Bamilékés, les Bamouns, les Maka et les anglophones. [9].

2.1.3 Milieu biophysique

2.1.3.1 Climat

La commune de MBANG est soumise dans son ensemble à l'influence d'un climat équatorial chaud et humide de type guinéen classique à deux saisons de pluies entrecoupées de deux saisons sèches. Au cours de l'année, les saisons se succèdent de manière suivante [9]:

- La petite saison des pluies de mi-mars à juin ;
- La petite saison sèche de juin à mi-août ;
- La grande saison des pluies de mi-août à mi-novembre ;
- La grande saison sèche de mi-novembre à mi-mars.

Les précipitations annuelles moyennes se situent entre 1500 et 1800 mm. La hauteur moyenne mensuelle de pluie sur les 25 dernières années est de 1650 mm. La température moyenne de la région oscille autour de 23°C. Dans des telles conditions, on peut cultiver une gamme variée de tubercules, céréales et fruits toute l'année.

2.1.3.2. Hydrographie

La Doumé est un fleuve de grande influence dans la région. Il constitue un réseau hydrographique dense avec de multiples étendues d'eau poissonneuses. Les bacs du tronçon Batouri – Amouré sur la Kadeyi et celui du tronçon Bimba – Kanyol II sur la Doumé, sont pratiquement inopérants en forte période de pluies entre août et octobre du fait des inondations [9].

2.1.3.3. Relief et sols

Le relief dominant de la commune de MBANG est relativement plat et avec une altitude moyenne qui oscille entre 600 et 900 m d'altitude. Le paysage est celui d'une pénéplaine accidentée par endroit, supportant un couvert forestier [9]. La Commune est une réserve des terres fertiles exploitables.

Deux principaux types de sols se rencontrent dans cette localité à savoir les sols ferrallitiques et les sols hydromorphes.

2.1.3.4. La végétation et flore

La végétation de MBANG est marquée par la forêt. Une initiative de création de forêt communale de 19 854 ha est engagée par l'exécutif communal. De nombreuses concessions forestières sont attribuées dans la zone notamment : **UFA 10 053, UFA 10 054, UFA 10 056** et plusieurs forêts communautaires. La zone forestière communale est caractérisée par des

formations végétales qualifiées de forêt dense humide sempervirente, alternant avec la forêt semi décidue à grandes superficies de forêts marécageuses [9].

2.1.4 Les Activités socio- économiques

La diversification des activités économiques notamment : l'exploitation forestière, l'agriculture, la chasse, la pêche, la cueillette, l'élevage et le petit commerce constitue une stratégie de survie de la population dans la localité. En effet, la réalisation des activités ne repose pas sur une spécialisation au sein de la localité [9].

2.1.4.1. Exploitation forestière

La SFID et la GRUMCAM sont présentes dans le secteur de l'exploitation forestière. La SFID a une unité de transformation qui a une forte influence sur le contexte socio-économique de la commune.

2.1.4.2. Agriculture

Les principales cultures pratiquées par les populations sont : le plantain, le manioc, le macabo, l'arachide, le maïs, le concombre. Le bananier plantain est largement cultivé avec des superficies oscillant entre 1 et 2.5 hectares par ménage. 75% des produits agricoles sont utilisés pour l'autoconsommation, le reste (25%) est commercialisé pour générer des revenus aux ménages [9].

2.1.4.3. Elevage et Pêche

Dans sa grande majorité, cette activité est pratiquée de manière traditionnelle. Si les femmes s'occupent plus de la volaille, les hommes élèvent les porcs, les caprins les bovins , l'élevage amélioré (porcins, ovins, caprins, volaille) [9] .

2.1.5 Principales infrastructures par secteur

2.1.5.3. Eau et Energie

La ville de MBANG ne dispose pas d'un réseau d'adduction d'eau (CDE).

Sur le plan énergétique, la commune n'est pas desservie par le réseau national d'électricité ENEO cette situation décourage les initiatives nécessitant de l'énergie électrique et amène les populations à s'équiper en groupes électrogènes [9].

. La commune dispose néanmoins de trois groupes électrogènes et un réseau électrique installé à la SFID à BOUMDEL. Pour le reste, les villages Bimba, Dard, Djouth I, Ngoulemakong et Bamekok possèdent un système d'électrification décentralisée mis en place grâce à la Redevance Forestière Annuelle (RFA). La ville de MBANG a besoin d'être connecté au réseau national d'électricité et les électrifications décentralisées citées plus haut ont besoins d'être réhabilitées.

2.2 COLLECTE DES DONNEES

2.2.1 Les données secondaires

Elles sont constituées d'informations tirées d'ouvrages publiés, d'articles scientifiques, de mémoires et de tout autre document présentant un intérêt pour notre thème. Cette collecte s'est faite à partir des sources suivantes : Internet, documents existants et disponibles au sein de la SFID. De ces documents, ressortent les informations et les outils méthodologiques qui ont permis de faire l'état des besoins énergétiques de la commune de MBANG et de caractériser la biomasse forestière disponible à la SFID.

Ainsi, les grandes étapes méthodologiques de notre étude se présentent de la manière suivante :

- Caractérisation de la biomasse forestière disponible à MBANG ;
- Dimensionnement du système de production énergétique ;
- Analyse financière et estimation du coût global d'installation de la centrale de cogénération ;
- Analyse des émissions de GES.

2.2.2 Données primaires

2.2.2.1 Caractérisation de la biomasse forestière disponible à Mbang

La caractérisation de la biomasse nous permet de connaitre entre autres :

- Les types de biomasses disponibles, leurs origines et les propriétés physico-chimiques de biomasse ciblées pouvant être utilisées pour la production énergétique ;
- La quantité de biomasse ou de résidus disponibles à la SFID.

2.2.2.1.1 Typologies et sources de biomasse disponible

Pour mener à bien cette étude, nous avons effectué des observations directes auprès de la SFID pour avoir les informations sur les types et les sources de biomasses forestières présentes sur le site d'exploitation forestière et au niveau de son industrie de transformation du bois.

2.2.2.3 Estimation de la quantité de biomasse disponible et du potentiel énergétique primaire :

L'estimation de la biomasse a consisté à déterminer la quantité de résidus disponible à l'UTB connaissant la capacité annuelle de production de la SFID qui est de 35000m³ de débités (volume de débité à la sortie d'usine)⁸. L'analyse documentaire des industries du bois à travers le circuit de sciage (voir annexe1) au Cameroun par le MINFOF et le rapport du GTZ ont montré que le rendement matière (RM) était de 30% en 2006 [2]. Dans le cadre cette étude, un (RM) de l'ordre de 40% a été prise à cause de la durée de vie du projet. Pour plus de fiabilité sur la disponibilité de la matière première, Pour avoir la masse des résidus disponible en Kg, nous avons appliqué la formule suivante :

$$M = \rho \times V \quad (2.1)$$

Où **M** est la masse du bois en kg, **ρ** est la masse volumique en (kg/m³) et **V** est le volume en (m³).

Les essences de bois transformées par l'UTB sont : ayous ,sapelli fraké , padouk .

Nous avons utilisé la masse volumique moyenne de ses essences pour calculer la masse de résidus (650Kg /m³).

➤ L'évaluation du potentielle d'énergie primaire (**E_p**) en kWh disponible sur le site se calcule par la formule suivante :

$$E_p = M \times PCI \quad (2.2)$$

Les bois étant sciés à l'état vert dans l'UTB, sont rejetés à un taux d'humidité élevé (supérieur à 40%). Le pouvoir calorifique inférieur(**PCI**) du bois est calculé par la formule suivante :

$$PCI = PCI_{\text{anhy}} \times \left(1 - \frac{HR\%}{100}\right) - \left(2,5 \times \frac{HR\%}{100}\right) \quad (2.3)$$

⁸ <http://www.rougier.fr/rougier-afrique-international/12SFID-societe-et-industrielle-de-doume.html>

Avec **HR%** correspond à l'humidité relative du bois et **PCI_{anhy}** est le pouvoir calorifique du bois à l'état sec (5000KWh/t).

2.2.2 METHODOLOGIE D'ETUDE DE PREFAISABILITE D'UNE CENTRALE DE COGENERATION DE MBANG

2.2.2.1 Besoins énergétiques de la scierie de MBANG (cas de référence) :

Les besoins énergétiques de la SFID MBANG sont de deux ordres :

- électriques pour actionner les moteurs ou outils de coupe ;
- thermiques pour le séchage du bois.

Le sciage des grumes d'essences tropicales nécessite une quantité très variable d'électricité. Cette demande en électricité dépend directement de l'essence sciée et de sa densité, de la qualité des grumes, des équipements utilisés pour le sciage et de la puissance des moteurs qui les entraînent. Ces scieries sont équipées de séchoirs à bois alimentés par la vapeur issue d'une chaudière [23].

En considérant la situation géographique de MBANG, nous constatons que cette localité n'est pas alimentée en réseau électrique national d'où l'utilisation de système d'électricité conventionnelle (groupe électrogène) comme source d'énergie.

Ce système de production d'électricité est caractérisé par deux sources d'énergie primaire dont les résidus pour la production de la chaleur utilisés dans les séchoirs et le gasoil pour l'alimentation des groupes électrogènes.

➤ La consommation électrique des groupes dépend du litre de gasoil. Le gasoil étant considéré comme fioul, la production de 1kwhé vaut 205g de gasoil, et une masse volumique moyenne de 0,855 kg/l. Le coût du kWh des systèmes de production d'électricité conventionnel s'élève à 250FCFA et le coût d'un litre de gasoil à 570FCFA.

- Pour les besoins thermiques, les résidus de la scierie sont utilisés dans une chaudière à combustion.

L'UTB a donc deux systèmes de production énergétique indépendante. Il est envisageable de mettre sur pied un système de cogénération qui produit simultanément la chaleur et l'électricité grâce à un seul combustible.

Pour une meilleure compréhension du sujet, un schéma synthétique est proposé ci-dessous. Il donne une estimation des grandeurs énergétiques et massiques impliquées en comparant deux scieries de 1ère transformation isolées du réseau électrique. Celle de gauche

fonctionne avec du gazoil tandis que celle de droite utilise une unité de cogénération alimentée avec ses résidus de bois [23].

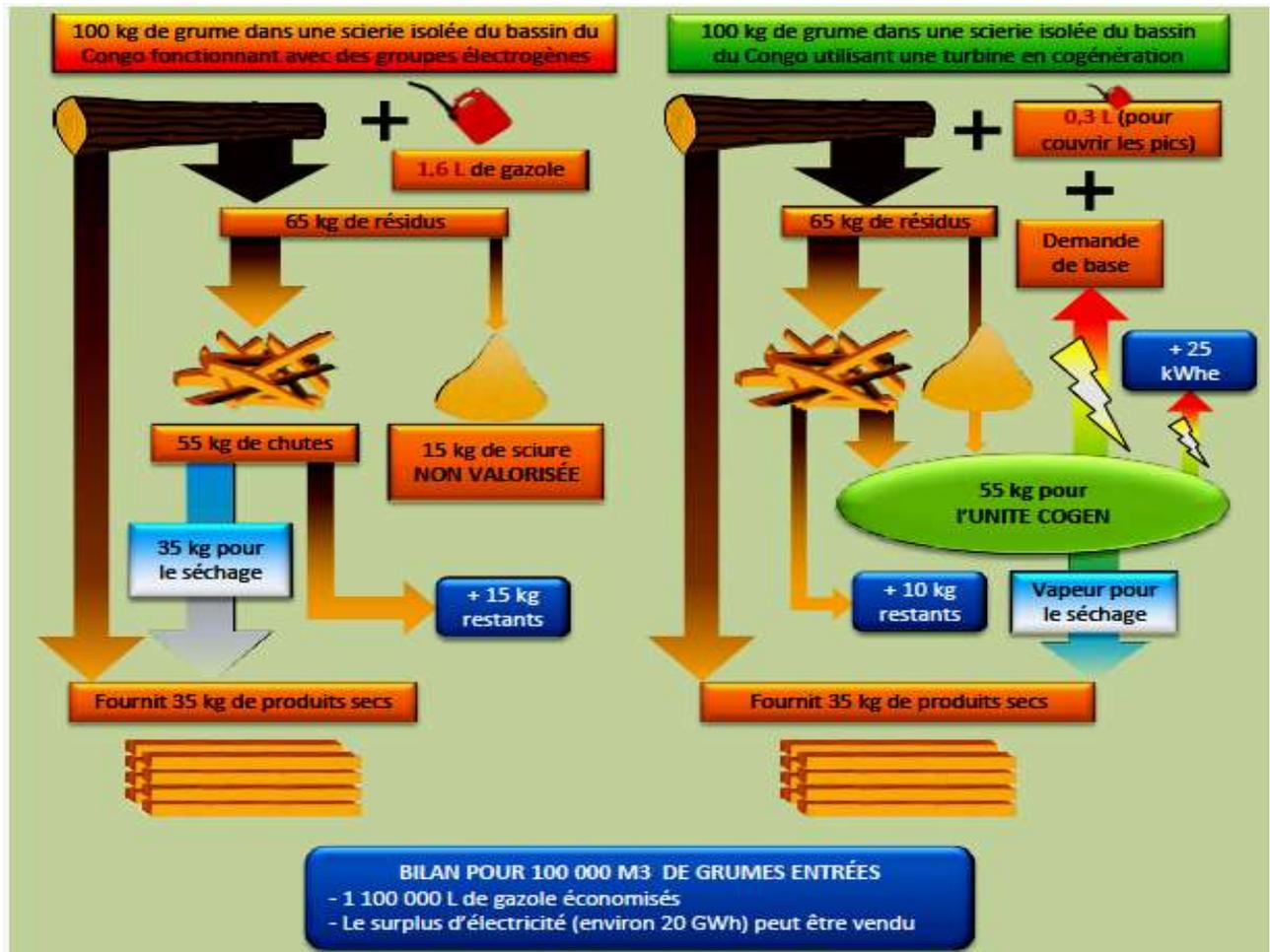


Figure 14 : Comparaison de deux systèmes de production conventionnelle et de cogénération [23].

2.2.2.2 BESOINS EN ELECTRIFICATION RURAL

Le potentiel de production d'énergie électrique et thermique à partir des déchets de bois des scieries est presque toujours largement excédentaire par rapport aux besoins propres de la scierie. En cas de proximité d'une ville, compte tenu des caractéristiques des besoins des villes moyennes en milieu tropical, la valorisation des déchets peut permettre de couvrir une large part des besoins en électricités [21].

- ✓ premier cas de figure, la scierie est située à proximité d'un réseau électrique et l'intégralité du surplus de production peut être revendue à la compagnie nationale d'électricité ;

- ✓ dans un autre cas de figure, il n'y a pas de réseau national et le surplus peut alimenter de mini-réseaux villageois, des coopératives ou d'autres industries.

La population de MBANG est estimée à 26 605 habitants d'après le dernier recensement. Pour une densité de 11,13 habitants au km². Un village de 2 000 habitants présentant un niveau d'activité économique satisfaisant correspond à une demande électrique intérieure de l'ordre de 50 kW à 100 kW, y compris l'éclairage public et la prise en compte des besoins de développement [23].

La centrale de cogénération de MBANG va produire un surplus d'électricité qui sera injecté dans le réseau locale ou sur la ligne de 30kv projetée par EDC [8]. (voir annexe 2).

2.2.2.3 Modèle d'étude de cogénération sélectionné pour ce projet (RETScreen international)

RETScreen International est à la fois un outil de sensibilisation aux énergies propres, d'aide à la décision et de renforcement des compétences [28]. L'outil consiste en un logiciel normalisé et intégré d'analyse de projets d'énergies propres qui peut être utilisé partout dans le monde pour évaluer la production énergétique, les coûts du cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Chaque modèle de technologie d'énergie propre RETScreen (projet d'installation photovoltaïque, etc.) a été développé dans un classeur Microsoft® Excel individuel. Chaque classeur est ensuite composé d'une série de feuilles de calcul. Ces feuilles de calcul ont un aspect commun et suivent une démarche normalisée, commune à tous les modèles RETScreen. En plus du logiciel, l'outil comprend des bases de données (produits, coûts et données météorologiques), un manuel en ligne, un site Web, un manuel d'ingénierie, des études de projets et un cours de formation.

L'analyse standard se fait en 5 étapes



La méthode de calcul employée par RETScreen a été développée par ressources naturelles canada⁹.

Intérêt de l'utilisation de RETScreen International :

⁹ Ressources naturelle canada est un ministère fédéral canadien voué à la gestion des ressources naturelles, créé en 1995 par la fusion du ministère de l'énergie, des mines et des ressources avec celui de la forêt

- ✓ Simplifie les analyses de pré faisabilité ainsi que l'analyse de faisabilité pour des projets simples;
- ✓ Requièrre peu de données d'entrée et offre des bases de données climatiques, technologiques, et de produit ;
- ✓ Calcule automatiquement les paramètres et permet une comparaison objective grâce à des procédures standardisées ;
- ✓ Permet d'identifier rapidement les projets les plus promoteurs à travers l'analyse économique financière et environnementale¹⁰.



Figure 15: Schéma d'étude des énergies renouvelables sur RETScreen International[29]

2.2.2.4 DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME DE PRODUCTION ENERGETIQUE

Les étapes suivantes ont été adoptées pour le dimensionnement de cette unité de production énergétique selon RETScreen international [29] :

➤ **Lieu d'implantation du système**

A l'aide du système d'information géographique, nous avons localisé la commune de MBANG. Nous avons utilisé les logiciels Google Earth, Qgis, et Retscreen pour la localisation du site d'implantation. Par ailleurs RETScreen procède une base de données climatique de plus de 4700 stations météorologiques au sol et intègre des données » satellite» de la NASA afin de couvrir la surface totale habitée de la terre.

¹⁰ L'analyse du volet environnemental a été développée en collaboration avec le programme des Nation Unies pour l'environnement (PNUE), et Fonds prototype pour le carbone (FPC) de la Banque Mondiale (BM)

➤ **Information sur l'installation**

Il est question de donner les informations sur les éléments suivants : type d'installation, nom de l'installation, description, pays, région.

➤ **Choix du système**

Il est fonction des besoins énergétiques exprimés par les UTB. La SFID a besoin de l'électricité pour actionner les machines pour la transformation du bois, et de la chaleur thermique pour les besoins de séchage. Il s'agit ici d'un système de production d'électricité et de chaleur. Le logiciel présente plusieurs systèmes entre autres la production électrique, la production de chaleur, la production de chaleur, d'électricité et de froid, la production d'électricité et de chaleur.

➤ **Électricité et combustible**

Les informations sur le coût des combustibles et de l'électricité sont capitales pour ce projet sans oublier les PCI des combustibles. Deux cas de figures sont soulevés : le cas de référence (système conventionnel) et le cas proposé (système de cogénération).

- ✓ **Cas référence** : le prix du Kwh pour le système conventionnel est de 250FCFA, 1 litre de gasoil correspond à 570FCFA, le PCI est de 41,1Mj /kg ;
- ✓ **Cas proposé** : pour cette étude nous avons proposé un prix de 40fcfa /kWh et avons comme combustible les déchets de bois produit lors de la transformation des grumes à la scierie. Pour une centrale valorisant les déchets de bois d'une scierie sur site, le prix du combustible à l'entrée du gazogène ou de la chaudière variera de 9 à 11,5 FCFA/kg, soit 13,72 à 17,53 Euro/tonne (voir **annexe 3**). Nous avons proposé un prix de 14 euro (9100FCFA/tonne) à cause de quelques procédés que devra subir la biomasse avant sa mise en œuvre dans le réacteur de combustion. Le PCI considéré à cet effet est de 18,4Mj/Kg.

➤ **Caractérisation de charge du réseau (électrique et chaleur)**

Il s'agit ici de déterminer la quantité d'électricité ou de chaleur utilisée au cours d'une période afin d'apprécier les variations de charge. Cette charge nous permet de connaître la puissance nominale et le pic de puissance du système.

Les enquêtes menées à la scierie de MBANG mettent en évidence deux situations :

- ✓ **cas de référence** : nous avons constaté que la puissance installée du groupe électrogène de la SFID était de 1300Kwe et de 3200Kwh pour celle de production de l'énergie thermique pour le séchage du bois. Nous avons étudié les relevés mensuels estimatifs de

l'UTB sur une période d'un an pour connaître les caractéristiques de charge (variation de consommation, le pic et la puissance nominal).

- ✓ **Cas proposé :** Le choix de la cogénération répond à plusieurs types de besoins: satisfaction de besoins en chaleur (froid) et électricité, volonté d'économie d'énergie et de réduction d'émissions des GES, production d'énergie décentralisée [30]. Dans un projet d'énergie renouvelable, il est important de réduire tout point de consommation énergétique. Nous avons appliqué à ce système les mesures d'efficacités énergétiques¹¹ pour une meilleure économie énergétique. Pour ce travail nous avons appliqué un pourcentage d'efficacité de 10% pour les charges électriques et de 10% pour les charges de chaleur .

Nous pouvons aussi calculer la Charge électrique du bâtiment, Q_p , en kW,

$$Q_p = E_p / (8760 + \eta \times 143) \quad (2.5)$$

Où E_p est l'énergie électrique annuelle en kWh qui n'est pas utilisée pour la production de chaleur et η est le rendement « % à ajouter à la moyenne mensuelle max. pour charge de pointe».

Les informations ont été traitées grâce au logiciel Retscreen.

➤ **Équipement de production de chaleur et d'électricité**

Avant d'effectuer un premier dimensionnement de l'unité de cogénération, il est utile de choisir le type de technologie qui convient le mieux à votre établissement. La cogénération de chaleur et d'électricité peut être obtenue au moyen de plusieurs technologies [27]:

- un moteur à gaz ou diesel ;
- une turbine à gaz ;
- une turbine à vapeur.

Nous allons à présent détailler ces différentes technologies, avec leurs avantages et leurs inconvénients, afin de vous aiguiller dans votre choix.

¹¹ L'Efficacité énergétique désigne l'état de fonctionnement d'un système pour lequel la consommation d'énergie est minimisée pour un service rendu identique

Tableau 6 :Analyse des systèmes de cogénérations

ANALYSE COMPARATIVE DES SYSTEMES								
MOTEUR A GAZ OU A DIESEL			TURBINE A GAZ			TURBINE A VAPEUR		
Avantages	Inconvénients		Avantages	Inconvénients		Avantages	Inconvénients	
A partir de 30Kwe combustible (diesel ou gaz), coût d'achat abordable	Coût de maintenance élevé	de	A partir de 500Kwe	Faible rendement électrique pour les petites puissances		Convient à tous types de combustible (biomasse forestière, fuel.....)	à	Peu intéressante pour les faibles, besoin de chaleur
Bien adapté à la préparation d'eau chaude	Peu propice à la production de chaleur	de	Production aisée de vapeur	Investissement élevé		Très bon rendement global		Investissement élevé
Adapté pour des besoins énergétiques du même ordre que les chaleurs	Durée de vie limitée	de	Bon rendement	Fonctionnement quasi-continu		Durée de vie élevée		Fonctionnement quasi continu
Peut jouer le rôle de groupe de secours en cas de panne	Entretien programmé					Convient bien lorsque les besoins de vapeur sont nettement plus importants		

que les
besoins
électriques

Le besoin de chaleur de la SFID étant largement supérieur au besoin électrique, la turbine à vapeur semble la meilleure option pour notre centrale de cogénération. De plus la biomasse bois est le combustible utilisé dans la centrale. Le moteur à diesel ou à gaz et la technologie turbine à gaz n'acceptent pas pour combustible primaire le bois.

Le principe d'une centrale thermique à vapeur idéal fonctionne selon le cycle de Hirn. Ce cycle utilise un fluide condensable, qui est refroidi à une pression et une température suffisantes pour qu'il soit entièrement liquéfié avant compression. Ce cycle à vapeur est modélisé sur le diagramme entropique (**voir annexe 4**). Les paramètres considérés pour cette étude ont été puisés de l'étude d'une centrale thermique fonctionnant sur ce cycle de Rankine surchauffé (Hirn) pour la production d'électricité [31]. Toutes ses données sont présentes dans le logiciel RETSCREEN introduite en fonction des paramètres des constructeurs.

Calcul de quelques paramètres :

✓ débit d'eau dans le cycle (\dot{m})

L'eau à la sortie de la pompe à une température $T_1 = 20^\circ\text{C}$ et à la sortie de la chaudière à une température de $T_2 = 560^\circ\text{C}$. Connaissant la puissance thermique P_{th} et la capacité massique de l'eau C_{eau} de l'ordre de (4185 J/kg) nous pouvons trouver le débit volumique de l'eau \dot{m} via l'expression suivant :

$$\dot{m} = \frac{P_{th}}{C_m \times (T_2 - T_1)} \quad (2.5)$$

✓ Energie thermique produite par jour

Pour trouver l'énergie thermique (E_{th}) journalière produite à la centrale, il suffit de faire le produit de la puissance thermique (P_{th}) par le nombre d'heure (T) de fonctionnement de la centrale à biomasse. $E_{th} = P_{th} \times T$ (2.6)

✓ **Puissance mécanique de la turbine p_{mec} :**

La puissance mécanique de la turbine représente 85% de la puissance. Sa puissance est donnée par la formule :

$$P_{mec} = \eta_{dy} \times P_{el} \quad (2.7)$$

η_{dy} est le rendement turbo alternateur et (p_{el}) est la puissance électrique

✓ **Quantités de biomasses journalières utilisées Q_b**

La biomasse est le combustible utilisé pour produire l'énergie dans une chaudière. Sachant que la capacité calorifique de la biomasse est $C_c=2800\text{kwh/t}$ et connaissant l'énergie thermique E_{th} journalière, l'expression de la quantité de biomasse est de :

$$Q_b = \frac{E_{th}}{C_c} \quad (2.8)$$

➤ **Caractéristique du système proposé**

Ici il est question de définir les systèmes qui permettront de satisfaire les charges de pointe du système de production énergétique.

Pour la satisfaction des charges de pointe pour l'électricité, nous allons utiliser un groupe électrogène ; et pour la chaleur nous allons utiliser la chaudière déjà disponible au niveau de la scierie. Ces équipements de pointe n'engendrent aucun coût à cause de leurs existences au sein de la scierie.

2.2.2.4 Estimation du coût global de production énergétique : analyse financière du projet de cogénération

2.2.2.4.1 Estimation du coût global de la production énergétique

Le chiffrage de l'investissement initial d'une installation de cogénération consiste à déterminer le montant global du système permettant la production énergétique [32]. L'investissement pour une centrale de cogénération comprend :

- Le coût des équipements ;
- Le coût d'installation ;

➤ Et les frais généraux.

L'investissement dépend de la technologie et de la puissance électrique produite par l'installation de cogénération. Pour celle de MBANG, nous avons utilisé 2100 euro /kW électrique produite à partir d'une turbine à vapeur [30].

Les frais d'exploitation englobent les frais d'entretien, de personnel et éventuellement du coût de la puissance de réserve, c'est-à-dire celle que la compagnie d'électricité garantit à l'exploitant pour pallier les pannes [32]. Nous avons utilisé les données de RETScreen qui propose un coût d'exploitation de 300\$/KW produit.

2.2.2.4.2 Analyse financière du projet de cogénération

La viabilité d'un projet de cogénération repose sur la détermination des éléments suivant [33] :

- La **VAN** : La valeur Actuelle Nette (VAN) est l'un des principaux critères de choix des investissements. La valeur actuelle nette d'un investissement est donc la somme des flux nets de liquidité (ou flux nets de trésorerie) actualisés générés par cet investissement durant sa durée de vie ;
- **TRI** : Le Taux de Rendement Interne (TRI) ou Taux de Rentabilité Interne est le taux d'actualisation pour lequel la dépense d'investissement est égale à la somme des cash-flows¹² générés par l'investissement ;
- Le **délai de récupération** : Le Délai de Récupération ou délai de remboursement ou délai de recouvrement est le temps nécessaire au remboursement de l'investissement initial.

Les paramètres considérés pour ce projet de cogénération ont été harmonisés dans le **tableau 7** ci-dessous.

Tableau 7: Paramètre économique du projet

¹² La notion de cash-flow est une notion de trésorerie. Il s'agit de la différence entre les entrées et les sorties monétaires au cours de la période

Paramètres financiers

Général		
Taux d'indexation des combustibles	%	2%
Taux d'inflation	%	3%
Taux d'actualisation	%	10%
Taux de réinvestissement	%	30%
Durée de vie du projet	an	20
Financement		
Ratio d'endettement	%	25%
Dette du projet	XAF	414 472 511
Capitaux propres investis	XAF	1 243 417 533
Taux d'intérêt sur la dette	%	10%
Durée de l'emprunt	an	4
Paievements de la dette	XAF/an	130 753 976
Analyse d'impôt sur le revenu		
Taux d'imposition sur le revenu	%	38%
Report des pertes?		Non
Méthode d'amortissement		Dégressif
Règle de la demi-année - an 1		Non
Allocation du coût en capital	%	100%
Taux d'amortissement	%	5%

For mules utilisées

➤ **Calcul du cash flow:** $CF_k = R_k - D_k - I_k$ (2.9) [33]

Où CF_k = Cash-flow de l'année k ; R_k = Recettes de l'année k ; D_k = Dépenses de l'année k
 I_k = Investissement de l'année k

➤ **Calcul du prix de revient actualisé du KWh :** $PR = \frac{I_0 + D \frac{(1+i)^{-n}}{i}}{Q \frac{1-(1+i)^{-n}}{i}}$ [33]

➤ **Calcul de la valeur actuelle nette (VAN) :**

$$VAN = -I_0 + CF_1 (1+i)^{-1} + CF_2 (1+i)^{-2} + \dots + CF_n (1+i)^{-n} \quad (2.10) [33]$$

Où (i) est le taux d'actualisation

➤ **Calcul de l'annuité de remboursement (c_n) :**

$$C_n = a \frac{(1+i)^n - 1}{i} (1+i) \quad (2.11) [33]$$

➤ **Calcul du Taux de Rendement interne (TRI) :**

$$I_0 = CF_1 (1+i)^{-1} + CF_2 (1+i)^{-2} + \dots + CF_n (1+i)^{-n} \quad (2.12) [33]$$

➤ **Calcul du Délai de Récupération ou Pay-back-period :**

$$CF_1(1+i)^{-1} + CF_2(1+i)^{-2} + \dots + CF_d(1+i)^{-d} = I_0 \quad (2.13)$$

2.3.2.5 Analyse des émissions des GES :

Les émissions polluantes, dont le CO₂, sont généralement directement proportionnelles à la consommation d'énergie. Qui dit économie d'énergie primaire pour assurer les mêmes besoins (électriques et thermiques), dit réduction des émissions en CO₂.

La technologie de la cogénération permet de réaliser des gains d'énergie primaire appréciables, mais elle contribue également à réduire les émissions de CO₂ rejetées dans l'atmosphère [27].

➤ **Calculons la quantité de CO₂ émise dans le cas de référence (MWh/an) :** le fioul est la source d'énergie utilisée pour la production d'électricité provenant des moteurs diésels. La consommation de cette unité de production énergétique est approximativement de 205 g/kWh d'électricité). En prenant pour référence une centrale à moteur diésel pour la production électrique, la quantité de fioul utilisé est donnée par la relation suivante :

$$M_{\text{Fioul}} = E_{\text{AP}} \times C_{\text{Fioul}} \quad (2.14)$$

Avec

- ✓ M_{Fioul} la quantité de fioul en g
- ✓ E_{AP} l'énergie produite en KWh
- ✓ C_{Fioul} la consommation du fioul en g/KWh

Le fioul émet 2,65 Kg CO₂/l et a une densité de 0,85Kg/l [33]. La quantité de CO₂ émise est donné par la formule suivante :

$$M_{\text{CO}_2} = \frac{M_{\text{Fioul}}}{D_{\text{Fioul}}} \times E_{\text{CO}_2} \quad (2.15)$$

Avec M_{CO_2} la quantité de CO₂ émise par une centrale à fioul en Kg ; M_{Fioul} la quantité de fioul en en Kg ; D_{Fioul} la densité du fioul en Kg/l ; E_{CO_2} l'émission de CO₂ du fioul en Kg/l.

➤ **Calcul de la réduction annuelle d'émissions en CO₂: RCO₂ (tCO₂)**

$$RCO_2 = (ECO_2 + QCO_2) \times FCO \quad (2.16)$$

Avec **ECO₂** le coefficient d'émission du combustible du cas proposé en KgCO₂/MWh ; **QCO₂** le coefficient d'émission du combustible du cas proposé KgCO₂/MWh ; **FCO₂** la quantité d'énergie annuelle produite par l'installation de cogénération en MWh (**Voir annexe 6**).

CHAPITRE 3 : RESULTATS ET DISCUSSION

Ce chapitre a pour but de présenter les résultats auxquels notre méthodologie a abouti, c'est-à-dire les résultats obtenus à toutes les étapes liées à l'étude de préféabilité d'un système de cogénération. Les résultats obtenus sont sur la base des données que nous avons pu prendre sur le terrain.

Il est consacré dans un premier temps à la présentation et à la discussion des principaux résultats obtenus au cours de cette étude. Ensuite ceux portant sur l'analyse des aspects économiques et environnementaux de la production énergétique par le biais d'une unité de cogénération à biomasse bois par opposition au système conventionnel. Nous avons élaboré par la suite des recommandations ou perspectives de recherche liées à la thématique abordée.

3.1 CARACTERISTIQUES, QUANTITES ET POTENTIELS ENERGETIQUES DE BIOMASSE FORESTIERE DISPONIBLES DANS LA COMMUNE DE MBANG

De par sa situation géographique, la commune de MBANG regorge d'un potentiel forestier prépondérant à l'activité forestière. Plusieurs UFA et vente de coupes sont attribuées par le MINFOF aux sociétés forestières pour l'exploitation. Le **tableau 8** suivant nous renseigne sur les déchets générés par la foresterie

Tableau 8 : biomasse forestière disponible

BIOMASSE FORESTIERE DISPONIBLE DANS LA COMMUNE DE MBANG					
industrie forestière	Source de biomasse	type de biomasse	lieu de localisation	catégorie de biomasse	composition chimique
EXPLOITATION FORESTIERE	les sous-produits du bois	bois de chauffe	foret et zone rural	biomasse sèche	40-50 % de cellulose, 30-40 % de lignine 10-20 % d'hémicelluloses
	les résidus des récoltes laissés sur les parterres de coupe	arbres non marchands cimes et branches)	foret communautaire, UFA, les ventes de coupe	biomasse sèche	40-50 % de cellulose, 30-40 % de lignine 10-20 % d'hémicelluloses
INDUSTRIE BOIS (SCIERIE)	les billes longues de bois des essences à faible potentiel commercial	billes de bois déclassées	Scierie (SFID)	biomasse sèche	40-50 % de cellulose, 30-40 % de lignine 10-20 % d'hémicelluloses
	les résidus industriels du sciage	sciures, rabotures et écorces, délignure	Scierie (SFID)	biomasse sèche	40-50 % de cellulose, 30-40 % de lignine 10-20 % d'hémicelluloses

La biomasse forestière est le fruit de l'industrie forestière. Les travaux d'exploitation forestière en forêt engendrent d'énormes quantités de déchets. Les cimes, les branches, les souches, les racines, les coursons abandonnés dans les parcs à bois représentent environ 50% du volume sur pied [2]. Pour une installation du bioénergie, la collecte de ces résidus entraînent un coût élevé de la biomasse due à la distance qui sépare la forêt du lieu d'implantation. En industrie du bois, le rendement matière est de 40% dont on estime que les déchets représentent 60% de la grume. Au cas où l'installation de cogénération est installée dans l'UTB ou à proximité, le coût du bio combustible devient relativement bas.

3.1.1 Quantité de biomasse forestière disponible dans l'UTB

La SFID a une capacité de production d'avivés de 35000m³ de bois par an soit 40% du volume de grumes à l'entrée de la scierie. Le volume des sous-produits s'évalue à hauteur de 52500m³, soit environ 60% du volume de grumes (voir **tableau 10**).

Tableau 9: quantité de résidu de l'UTB

Estimation de la quantité de bois issu de la SFID de Mbang			
quantités	volume entré usine	volume sortie usine	sous- produits
volumes (m3/an)	87500	35000	52500
volume (kg/an)	65625000	26250000	39375000
rendement %	100	40	60

L'étude de Girard (2003) montre que, le volume de l'ensemble des chutes en bois massif représente couramment autour de 30 % du volume de la grume et peut parfois atteindre 40 %. Seule une fraction infime de ces déchets est utilisée en chaudière à eau chaude pour le séchage du bois. Le reste est mis en décharge. Cette scierie dispose approximativement d'un

volume journalier de 145m³ de résidus, soit 108,75tonnes de biomasse par jour. La population de MBANG pour ses besoins en bois d'œuvres devra prélever 35% de la quantité de biomasse disponible soit 37,5 tonnes par jour.

La centrale de cogénération dispose de 70,5 tonnes de résidus disponibles pour la production énergétique.

La répartition de sous-produits de la SFID en pourcentage du volume de grumes est conciliée dans la **figure 16**.

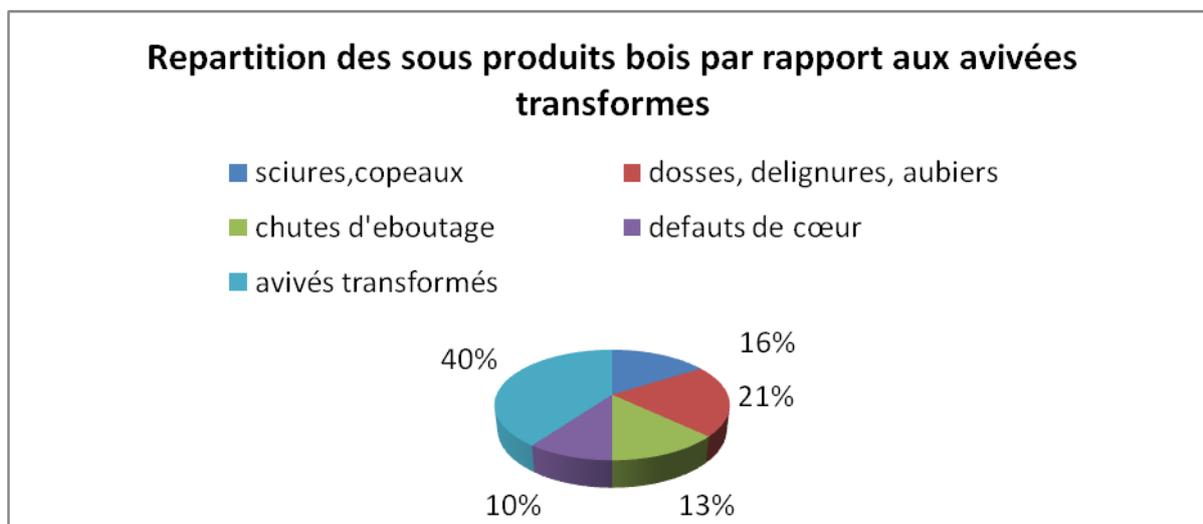


Figure 16 : répartition des sous-produits bois

3.1.2 Potentiel énergétique des sous-produits bois

Tableau 10 : Potentiel énergétique des sous-produits en fonction de l'humidité

Composante	Capacités
Masse volumique (Kg/m ³)	750
taux d'humidité(%)	40
PCI(KWh/kg)	2800
masse (t/an)	39375
masse(t/j)	108,75
energie annuelle fournie(KWh/ans)	110250000
energie journaliere fournie(KWh/t)	304500

La SFID de MBANG dispose d'un gisement annuel de 39375 tonnes de sous-produits encore non valorisés. Cette masse contient un potentiel énergétique de l'ordre de 110250000 KWh pouvant être fournie par an pour la production énergétique en fonction de son pouvoir calorifique et son taux d'humidité.

3.2 DONNEE SUR LE SYSTEME DE COGENERATION PROPOSE POUR L'AUTONOMIE ENERGETIQUE DE L'UTB ET DES POPULATION LOCALES

3.2.1 Donnée géographique et climatologique de la commune de MBANG

Les données géographiques et climatologiques de la commune de MBANG sont représentées sur la **figure 17** suivante :

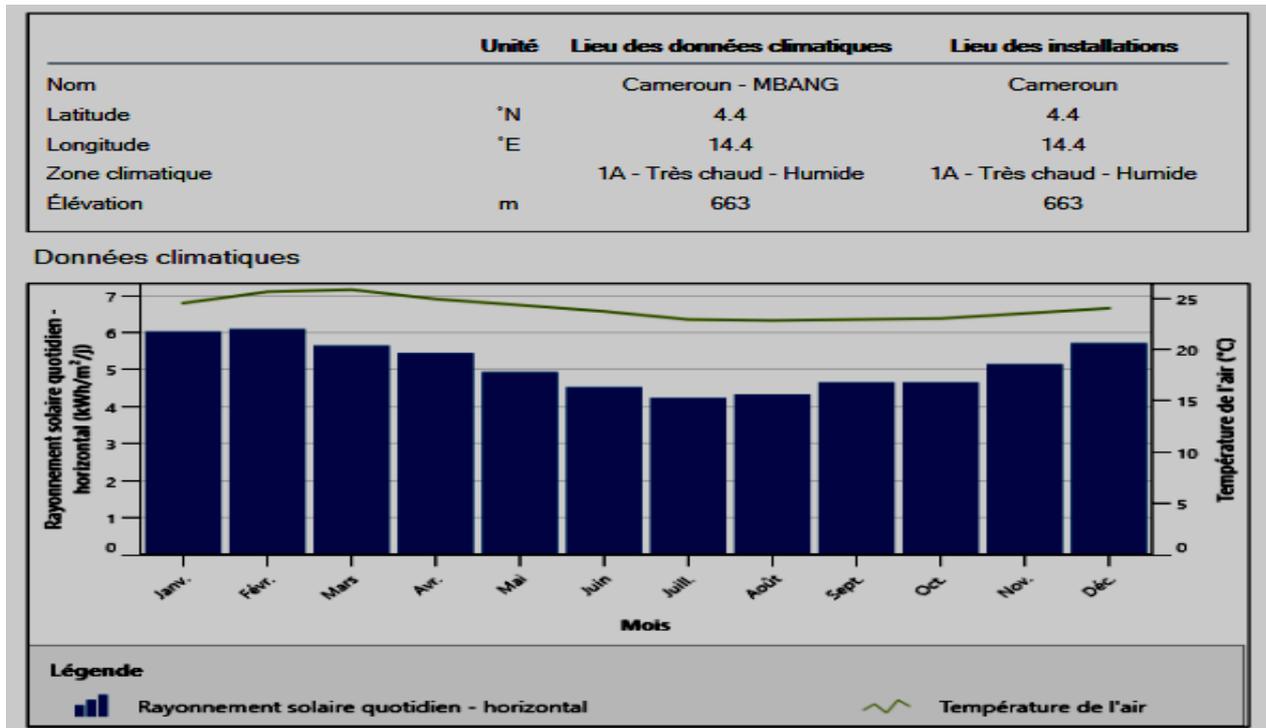


Figure 17 : donnée climatologique et géographique

L'installation est située au Cameroun dans la région de l'est, commune de MBANG. La zone climatique est de type 1A très chaud et humide. Le rayonnement solaire quotidien minimal est de 4Kwh/m²/J et le maximum est de 6kwh/m²/J. La température de l'air maximale est de 20°C correspondant au mois de Janvier et Février. Celle minimale est de 15°C correspondant au mois de Juillet et Aout.

3.2.2 Informations sur l'installation :

Les informations qui renseignent l'installation sont conciliées sur la **figure 18**

Renseignements sur l'installation	
Type d'installation	Production d'électricité Chaleur Froid
Type	Production de chaleur et d'électricité
Description	SFID DE MBANG-industrie du bois (sierie)/Electrification rurale
Préparé pour	L'autonomie énergtique de la commune de MBANG
Préparé par	NDINCHOUT KPOUMIE Ferdinand Leoux
Nom de l'installation	Archébiotechsystem forest
Adresse	BP.214
Ville/Municipalité	MBANG
Province/État	Est
Pays	Cameroun

Figure 18 : renseignements sur l'installation

L'installation de cogénération a pour nom **Archébiotechsystem Forest** préparée pour l'autonomie énergétique de la commune de MBANG. Ce système de production chaleur et d'électricité est basée dans l'Est Cameroun.

3.2.3 DIMENSIONS DE L'INSTALLATION DE COGENERATION

3.2.3.1 Caractéristique de charge : cas de référence

La caractéristique de charge de référence présente les charges électriques et de chaleurs de la SFID sur une période d'un an. Le **tableau 12** nous donne un aperçu ce système conventionnel.

Tableau 11 : Caractéristique de charge énergétique : cas de référence de la SFID

Électricité - annuelle	MWh	Moyenne brute	Moyenne nette	
		7 584	7 584	
Coût total de l'électricité	XAF	1 895 904 380	1 895 904 380	
Mois	Charge électrique moyenne brute	Charge électrique moyenne nette	Charge de froid moyenne	Charge de chaleur moyenne
	kW	kW	kW	kW
Janvier	850	850	0	1 500
Février	866	866	0	1 650
Mars	850	850	0	1 467
Avril	815	815	0	1 440
Mai	956	956	0	1 500
Juin	920	920	0	1 560
Juillet	955	955	0	1 500
Août	800	800	0	1 440
Septembre	850	850	0	1 464
Octobre	750	750	0	1 440
Novembre	825	825	0	1 500
Décembre	850	850	0	1 620
Charge de pointe - annuelle (kW)	1 377	1 377	0	3 000

Dans les années antérieures, la SFID produisait une énergie électrique conventionnelle de 7584 Mwh pour une puissance de pointe de 1377kw. Lorsqu'on applique le prix de 250FCFA /KWh à la production annuelle, nous avons comme coût total d'électricité 1.895.904.380 FCFA. La chaleur produit à partir de la chaudière bois a pour puissance minimal de1440kw au cours de l'année, et une puissance de pointe de 3000Kw. **La figure 19** ci-dessous nous donne le profil de consommation du cas de référence.

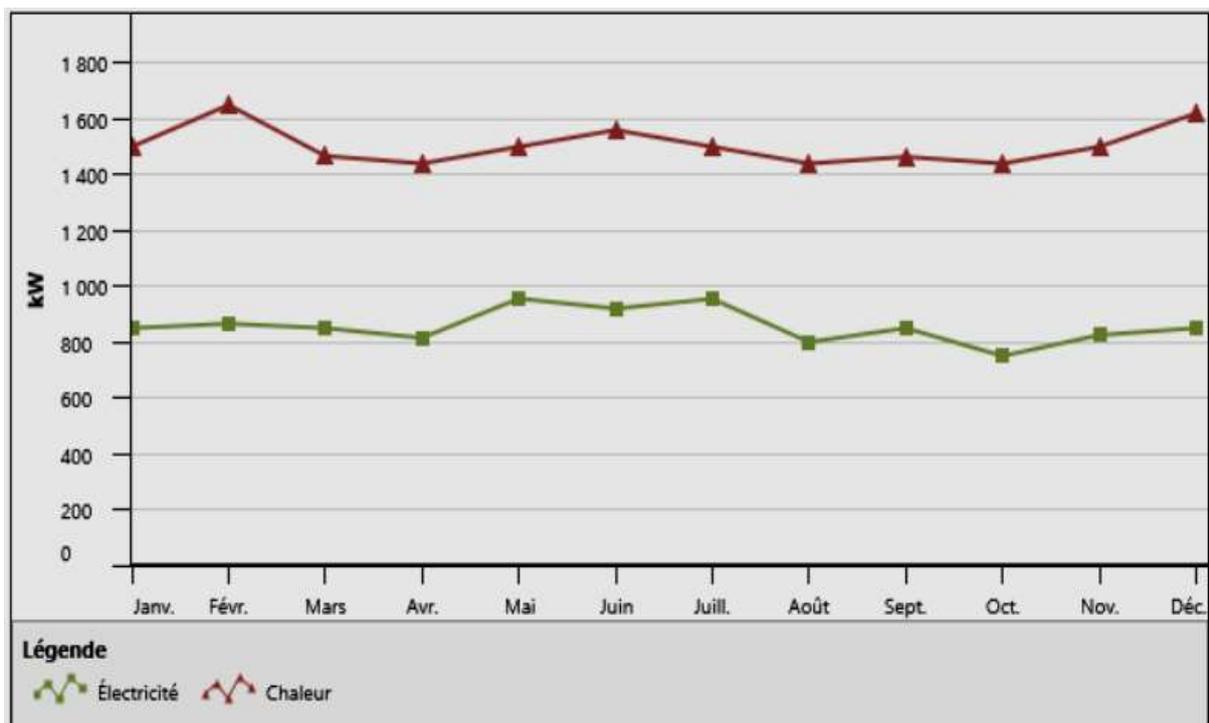


Figure 19 : profil de charge énergétique cas de référence

3.2.3.2 Caractéristique de charge : cas proposé

Le système de cogénération ainsi proposé répond à plusieurs exigences :

- ✓ satisfaction des besoins en chaleur et électricité,
- ✓ volonté d'économie d'énergie et de réduction d'émissions de gaz à effet de serre ,
- ✓ production d'énergie décentralisée [30].

La **figure20** ci-dessous nous présente le profil de consommation avec comme source d'inspiration le cas de référence. Ce profil différent de la précédente, est basé sur la réduction des dépenses énergétiques tout en encourageant l'économie énergétique. L'efficacité énergétique est le concept fondamental de cette nouvelle installation. Nous avons appliqué un pourcentage de 10% d'économie énergétique au cas de référence.

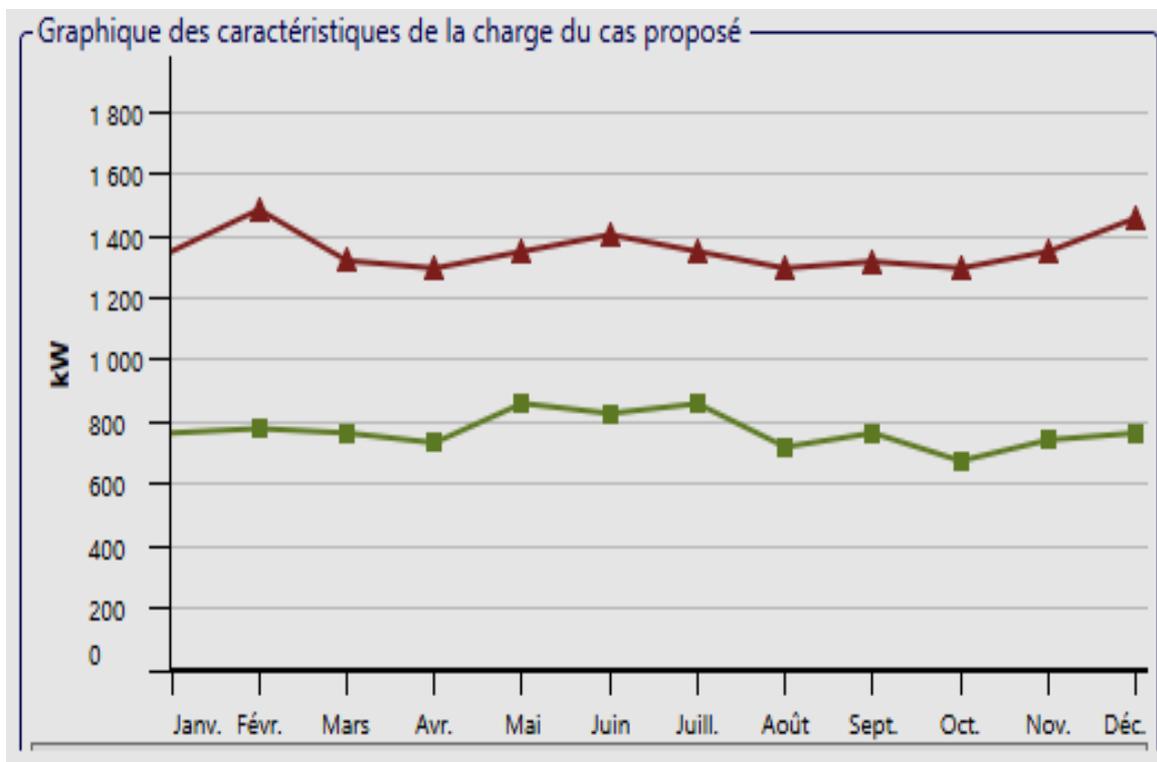


Figure 20 : profil de charge cas proposé.

Le système de cogénération a une puissance de pointe 1239Kw inférieur au cas proposé. Cette diminution est dû aux mesures d'efficacité énergétique proposées. L'énergie thermique produite est de 12064 Mwhth avec une puissance de pointe de 2700Kwth.

3.2.3.3 Caractéristique de Contribution du système de cogénération

La **figure 21** ci-dessous nous renseigne sur la contribution du système de production chaleur et électricité. Cette contribution est fonction de la capacité du système à satisfaire les besoins énergétiques.

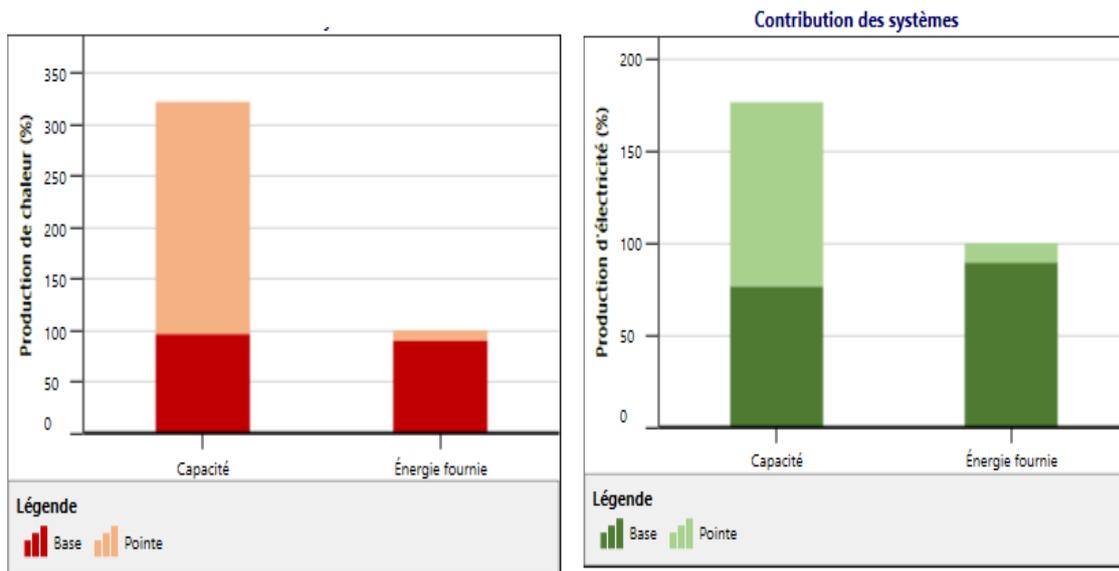


Figure 21 : contribution en chaleur et électricité du système proposé

Avec une capacité de 76%, le système de production électrique (couleur verte) est en mesure de fournir environ 89,5% de l'énergie demandée. Pour les besoins de séchages de bois, avec une capacité de 95%, le système de production de chaleur (couleur rouge) pourra fournir 85% d'énergie thermique liées au besoin de séchage.

3.2.3.4 Stratégie d'exploitation du système de cogénération

La stratégie d'exploitation du système nous donne les informations sur les prix des combustibles du cas de référence et du cas proposé pour une meilleure compréhension du fonctionnement. Les quantités d'énergies produites par le système de cogénération sont présentées dans la **figure 22** ci-dessous.

Stratégie d'exploitation - Coût en combustible

Système de production d'électricité de base	Système de production d'électricité #1 - Turbine à vapeur	
	Pleine puissance électrique - sans soutirage	
Prix du combustible - production de chaleur du cas de référence	XAF/MWh	3 184
Prix de l'électricité - cas de référence	XAF/MWh	250 000
Prix du combustible - production d'électricité du cas proposé	XAF/MWh	1 273
Prix de l'électricité exportée	XAF/kWh	50
Prix de l'électricité - cas proposé	XAF/kWh	50

Figure 22 : stratégie d'exploitation –coût en combustible

La technologie de cogénération sélectionnée est une turbine à vapeur sans soutirage dont les caractéristiques d'usage sont présentes à l'annexe 7. Nous constatons ici que le prix de l'électricité au cas de référence était de 250000FCFA /Mwh. Le système proposé nous présente un prix de 50FCFA/Kwh produit.

Le système proposé fourni un surplus d'énergie électrique qui est injecté sur le réseau national ou sur le réseau d'électrification rurale construit par la commune. Le prix de vente est très attractif quant aux utilisateurs en milieu rurale (50FCFA/Kwhe). Il y'a donc une réduction de 200FCFA du coût proposer au cas de référence.

Les quantités d'énergies ainsi produites par le système de cogénération sont conciliées sur la figure ci-dessus :

Stratégie d'exploitation - système de production d'électricité de base

Électricité fournie à la charge	MWh	6 106
Électricité exportée au réseau	MWh	1 384
Électricité - complément nécessaire	MWh	720
Quantité de chaleur récupérée	MWh	10 845
Chaleur - complément nécessaire	MWh	1 219
Combustible pour production d'électricité	MWh	32 361
Profit (pertes)d'exploitation	XAF	1 739 390 965
Rendement	%	56.7

Figure 23: stratégie d'exploitation du système de cogénération

Le système produit une énergie électrique de 6160Mwh et exporte 1385Mwh au réseau d'électrification rural.

La population rurale pourra satisfaire ses besoins énergétiques à moindre coût et pourra booster le développement économique de sa localité. La quantité de chaleur récupérée pour les besoins de séchage est de l'ordre de 10845Mwh_{th}. Le rendement du système est de l'ordre de 56,7%.

Le complément d'électricité qu'il faut pour assurer l'offre de 100% est de l'ordre de 720Mwh et celui de la chaleur pour les besoins de séchage est de 1219Mwh. Il est important d'envisager l'usage de groupe électrogène et de chaudière déjà présents au sein de l'entreprise pour combler ce déficit pendant les périodes de pointe en électrique et chaleur.

3.2.3.4 Consommables en combustibles pour la production énergétique du système de cogénération

La production énergétique nécessite l'usage de combustibles d'origines renouvelables et non renouvelables. Pour ce système de cogénération, les résidus de bois de l'UTB est le combustible utilisé à plus de 90%. Le tableau suivant nous donne les proportions (**Tableau 13**).

Tableau 12 : consommation de combustible

	Type de combustible	Consommation de combustible - unité	Consommation de combustible
Électricité			
Charge de base	Bois - résidus typiques	t	6 340
Charge de pointe	Mazout (#6)	L	2 790
Chaleur			
Charge de base	Chaleur récupérée		
Charge de pointe	Bois - résidus typiques	t	308

- **cas d'électricité** : le combustible utilisé est le bois de résidu et il faut 6340 tonnes de biomasses annuelle pour la production énergétique, soit une équivalence de 17 tonnes/jour. Pour la satisfaction des besoins de pointe, il faut 2790 litres de combustibles fossiles (mazout) dans les groupes électrogènes pour couvrir les charges de pointe.
- **cas de chaleur** : la chaleur est récupérée au niveau de la turbine pour la satisfaction des besoins de séchage dans l'UTB. Pour la chaleur de pointe une chaudière est utilisée avec une quantité de biomasse annuel de 308 tonnes, soit environ 1 tonne par jour.

3.2.3.5 Bilan du système de production énergétique

Le bilan du système du **tableau 14** nous présente un bref aperçu des caractéristiques de production énergétique.

Tableau 13 : sommaire du système

	Technologie	Type de combustible	Capacité kW	Énergie fournie MWh
Électricité				
Charge de base	Turbine à vapeur	Bois - résidus typiques	950	6 106
Charge de pointe	Moteur à pistons	Mazout (#6)	1 286	720
Électricité exportée au réseau			0	1 384
			<hr/>	
		Total	2 235	8 209
Chaleur				
Charge de base	Turbine à vapeur	Chaleur récupérée	2 602	10 845
Charge de pointe	Chaudière	Bois - résidus typiques	3 000	1 219
			<hr/>	
		Total	5 602	12 064

Le système de cogénération produit une électricité de 6106Mwh_e pour la charge de base et une chaleur thermique de 10845 Mwh_{th} pour les besoins de séchage. Ses deux formes d'énergies sont produites à l'aide d'une même quantité de biocombustible, d'une quantité annuelle de 6340 tonnes soit 17tonnes par jour. Les charges de pointe de chaleur et d'électricité sont fournies respectivement par une chaudière à bois qui produit environ 1219Mwh_{th} et d'un groupe électrogène qui produit une énergie annuelle de 720Mwh_e. La population riveraine bénéficie pour les besoins en électrification rural de 1384 Mwh_e par an.

Les paramètres du cycle à vapeur sont conciliés à l'**annexe 10**

Il est important de savoir que l'électricité de charge de pointe produit par le groupe électrogène représente 12% de la production de la biomasse bois. En d'autres termes, la production d'électricité avec les résidus de bois représente 87% de la production totale du système de cogénération. D'où l'impact minimal des GES sur l'environnement.

Il est possible pour des projets d'électrification de mettre sur pied 4 centrales de cogénération de même caractéristiques dans cette même localité à cause du surplus de biomasse restant non valorisée. Sur 70 tonnes de biomasse journalières produites, tenant en compte au préalable des besoins en bois d'œuvre, seulement 17 tonnes sera utilisé. Nous avons entre autre 53 tonnes non valorisées. Le potentiel est immense pour l'autonomie énergétique de

quelques localités environnantes à travers l'injection dans le réseau national de l'électricité produite à partir des résidus de bois des industries de transformation du bois.

La **figure 24** ci-dessous nous présente un schéma synoptique de la centrale de cogénération.

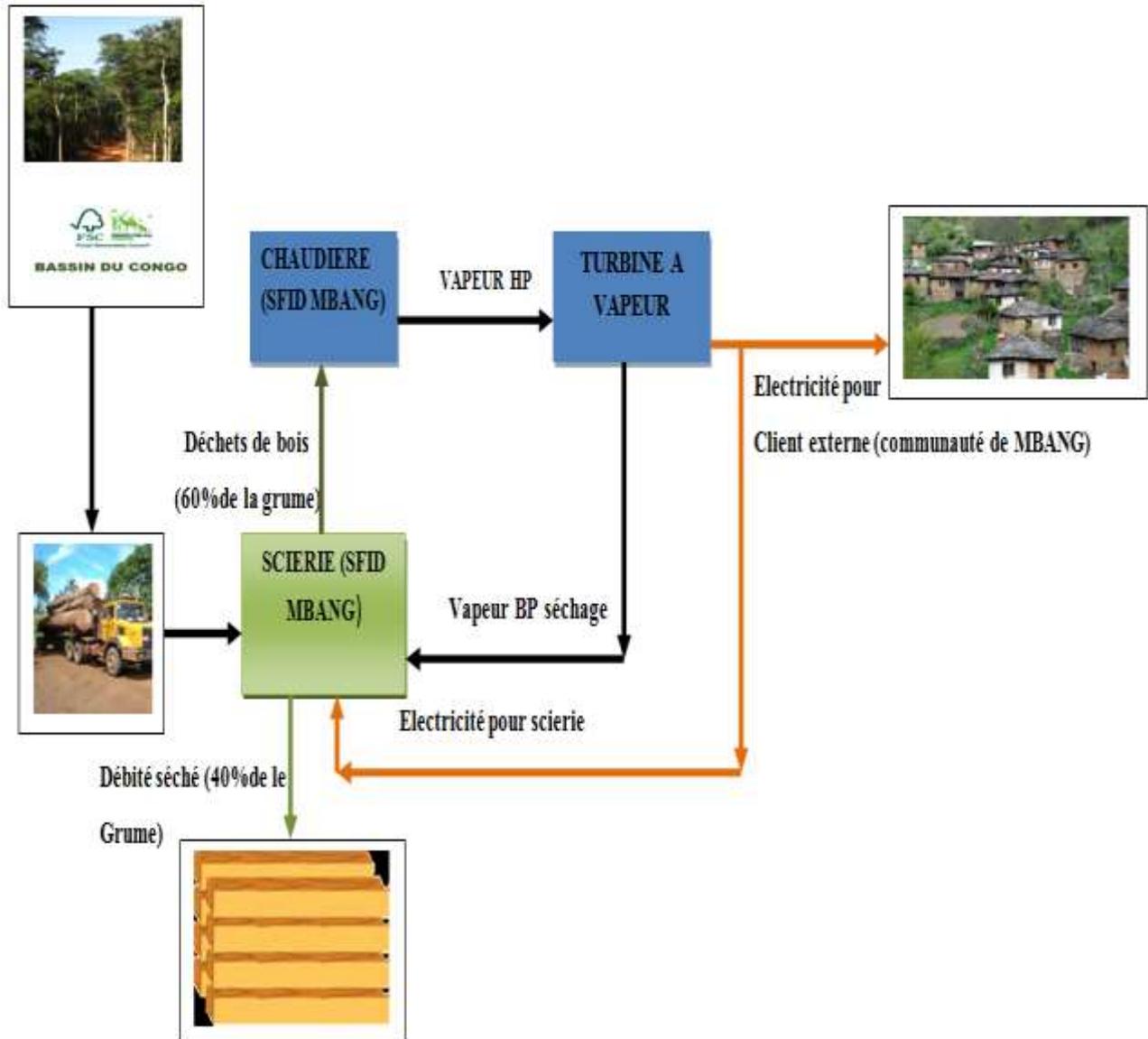


Figure 24: Schéma synoptique de la centrale de cogénération de la commune de Mbang

Pour une pérennisation de la biomasse forestière comme bio combustible pour la centrale de cogénération, il faut que les forêts de la SFID Soient gérées durablement. D'ailleurs en 2013, elles passent avec succès le label FSC garantissant à l'échelle mondiale une gestion durable de la ressource.

3.3 COUT ET VIABILITE FINANCIERE DU SYSTEME DE COGENERATION PROPOSE

3.3.1 Coût du projet

Le coût du projet d'installation de cogénération pour la SFID de MBANG est constitué de :

➤ Le coût des équipements

- ✓ Groupe de cogénération (turbine à vapeur et alternateur)
- ✓ Raccordement du circuit de chauffage au groupe de cogénération;
- ✓ Raccordement électrique ;
- ✓ Réseau de chaleur (distribution, sous-station, raccordement);
- ✓ Tampon de stockage si c'est nécessaire, qui permet le stockage du surplus de chaleur. La chaleur ainsi stockée est utilisée lorsque la demande est supérieure à la production ou encore pendant les heures d'arrêt; Récupérateur sur fumées;
- ✓ Chaudières d'appoint, sauf si elles sont déjà disponibles pour la même utilisation ; les chaudières d'appoint servent à assurer le surplus de demande lorsque la puissance demandée est supérieure à celle des groupes de cogénération ou lorsque celle-ci est inférieure à la puissance minimale admissible des groupes; Système de traitement des fumées, lorsque c'est nécessaire.

➤ Le coût d'installation :

- ✓ Surcoût d'investissement dû au local abritant l'installation de cogénération ;
- ✓ Local pour les chaudières d'appoint ;
- ✓ Génie civil ; Ingénierie (étude) ; Frais d'autorisation.

➤ Et les frais généraux.

Le **tableau 15** nous donne les informations à cet effet.

Tableau 14 : coût du projet

Coûts d'investissement (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût d'investissement			XAF	1 657 890 044
<input type="checkbox"/> Afficher données				
<input type="checkbox"/> Défini par l'utilisateur	coût		XAF	-
<input type="checkbox"/> +				
Total des coûts d'investissement			XAF	1 657 890 044
Frais annuels (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	projet		XAF	160 648 193
<input type="checkbox"/> Afficher données				
Coût en combustible - cas proposé			XAF	62 084 615
<input type="checkbox"/> Défini par l'utilisateur	coût		XAF	-
<input type="checkbox"/> +				
Total des frais annuels			XAF	222 732 808
Économies annuelles	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût en combustible - cas de référence			XAF	1 938 577 453
<input type="checkbox"/> Défini par l'utilisateur	coût		XAF	-
<input type="checkbox"/> +				
Total des économies annuelles			XAF	1 938 577 453

Le coût d'investissement s'élève à 1.657.890.044FCFA englobant entre autre les coûts des équipements électriques, thermiques, de l'acquisition de la surface nécessaire pour l'installation, du génie civil et des frais généraux. Les charges d'exploitation s'élèvent à 222.732.808 FCFA qui est en effet le besoin en fond de roulement pour permettre à l'installation de fonctionner et d'assurer la maintenance lors des pannes.

3.3.2 Viabilité du projet

Trois critères sont principalement utilisés pour déterminer la rentabilité d'un projet d'investissement. Nous avons la valeur actuelle nette, le taux interne de rentabilité, et le délai de récupération. Le **tableau 15** ci-contre nous renseigne sur la viabilité de notre projet de cogénération.

Tableau 15: viabilité financière du projet

Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	56.4%
TRIM avant impôt - capitaux propres	%	34.7%
TRI avant impôt - actifs	%	43.6%
TRIM avant impôt - actifs	%	32.8%
TRI après impôt - capitaux propres	%	37.2%
TRIM après impôt - capitaux propres	%	31.6%
TRI après impôt - actifs	%	29%
TRIM après impôt - actifs	%	29.8%
Retour simple	an	2.3
Retour sur les capitaux propres	an	3
Valeur Actualisée Nette (VAN)	XAF	726 124 808
Économies annuelles sur la durée de vie	XAF/an	1 142 426 970

La VAN de ce projet s'élève à 726.124.808 FCFA. Nous constatons bien évidemment que lorsque que la VAN est positive, le projet peut être rentable. Le délai de récupération des capitaux est de 3ans sur la durée du projet qui est de 20ans. Plus le DR est long, plus le risque est élevé. Le taux de rentabilité interne est de 56,4% supérieur au taux d'actualisation. Nous pouvons conclure que notre projet est rentable.

3.3.3 Revenus du projet

Ici nous avons deux sources de revenus de la centrale de cogénération :

- Les revenus d'exportation d'électricité ;
- les revenus pour la réduction de GES.

Tableau 16 : revenu du projet

Revenus annuels

Revenu d'exportation d'électricité		
Électricité exportée au réseau	MWh	1 384
Prix de l'électricité exportée	XAF/kWh	50
Revenu d'exportation d'électricité	XAF	69 190 540
Taux d'indexation sur l'exportation d'électricité	%	20%
Revenu pour réduction de GES		
Réduction nette de GES	tCO ₂ /an	7 469
Réduction nette de GES - 20 ans	tCO ₂	149 386
Crédit pour réduction de GES	XAF/tCO ₂	5 400
Revenu pour réduction de GES	XAF	40 334 113
Durée du crédit pour réduction de GES	an	10
Réduction nette de GES - 10 ans	tCO ₂	74 693
Taux d'indexation du crédit pour réduction de GES	%	3%

Une énergie électrique de l'ordre de 1384 Mwhe est exportée au réseau national ou au réseau local de distribution électrique pour pallier au problème de déficit énergétique en milieu rurale. Le prix du Kwhe exporté au réseau est de 50FCFA à déboursier par la population pour leur besoin énergétique. Le revenu annuel de cette vente s'élève à 69.190.540FCFA.

Dans l'optique d'encourager les producteurs d'énergie propre, les nations unis sont prêts à payer pour la réduction du tCO₂/an. Pour une réduction de prêt de 7469 tCO₂/an, le revenu lié à la réduction des GES s'élève à 40.334.113FCFA.

3.4 EMISSION DES GES LIEES AU SYSTEME DE COGENERATION PROPOSE

Le principe de la cogénération est de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Cette technologie permet de réaliser des gains d'énergie primaire appréciables mais elle contribue également à réduire les émissions de CO₂ rejetées dans l'atmosphère.

Le système conventionnel de production énergétique de la SFID du cas de référence rejetait 8638,1 tCO₂ par an (voir **figure 25**).

Équivalences de GES



Figure 25 : Equivalences de GES

Le cas proposé du système a biomasse bois rejete une quantité de 338,9 tCO₂ par an, soit une équivalence de :

- 8299.1 litres d'essence non consommés ;
- 1520 automobiles et camions légers non utilisés ;
- 2861,8 tonnes de déchets recyclés ;
- 763,3 hectares de forêts absorbants du carbone.

La figure 26 nous renseigne sur le taux de réduction des GES du cas proposé par rapport au cas de référence.

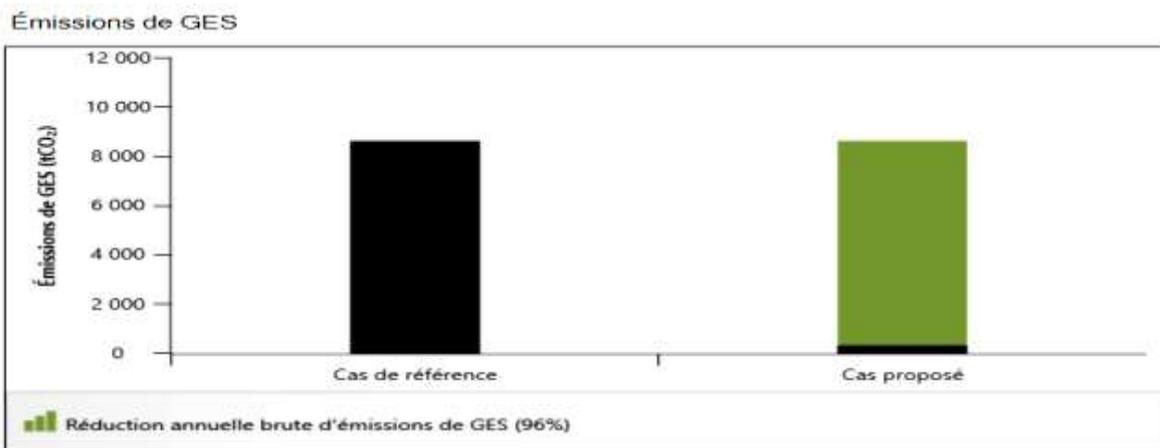


Figure 26 : Emission de GES

La réduction annuelle brute d'émission de GES est de 96% de tCO₂ évitées dans le cas proposé.

L'utilisation du bois comme source d'énergie dans une centrale thermique contribue fortement à la lutte contre le réchauffement climatique (effet de serre). La différence avec les énergies fossiles, est qu'elles recyclent dans l'atmosphère le gaz carbonique (CO₂) absorbé par les forêts. Elles sont donc considérées neutres sur le plan des émissions de CO₂.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Pour aboutir à l'étude de préfaisabilité d'un système de cogénération pour l'autonomie énergétique de la SFID et de la commune de MBANG, nous avons (a) caractériser la biomasse forestière disponible à MBANG, (b) Dimensionner le système de production énergétique (c) procéder à l'analyse financière et estimer le coût globale d'installation de la centrale de cogénération et (d) analyser les émissions des GES engendrées par la centrale de cogénération.

Le niveau de référence nous montre que l'UTB utilise un système d'électrification conventionnelle (groupe électrogène) et dont le prix d'un litre de gasoil s'élève à 570FCFA et dépense 250FCFA pour le Kwh_e. Les besoins de séchage sont assurés par une chaudière utilisant les résidus bois comme combustible.

Le Système de cogénération correspondant donne au cas proposé pour l'autonomie énergétique de l'UTB, une énergie électrique produite annuellement de 6106 Mwh_e et une chaleur thermique de 10845 Mwh_{th} produite à partir d'un seul combustible d'une quantité de 6340 tonnes de biomasse annuelle. Le système fourni une énergie annuelle de 1384 Mwh_e au réseau d'électrification rural villageoise. Le prix de revient d'électricité du cas proposé revient à 50FCFA pour l'UTB et de 50FCFA pour le réseau national d'électrification rural.

Le cout d'investissement global du système de cogénération s'élève 1657890044FCFA et la charge d'exploitation s'élève à 222732808 FCFA. Les critères de viabilité de ce projet inscrivent la VAN à une hauteur de 726124808 FCFA. Le délai de récupération des capitaux est de 3ans sur la durée du projet (20ans). Le taux de rentabilité interne est de 56,4% supérieur au taux d'actualisation. La réduction annuelle brute d'émission de GES est de 96% de tCO₂ évitées dans le cas proposé soit environ 8299,2 tCO₂ par an.

RECOMMANDATIONS :

Compte tenu de l'importance de l'électricité dans la productivité des UTB, dans le développement socio -économique des populations rurales et son rôle prépondérant dans la lutte contre la pauvreté et de son impact positif sur l'environnement, l'Electrification Décentralisée au moyen des centrales de cogénération est à promouvoir.

Pour cela, nous formulons les recommandations suivantes :

- **Sur le plan institutionnel, le secteur des énergies** est régi au Cameroun par divers organismes. Mais les opérations entreprises dans ce domaine ne sont pas coordonnées de manière rigoureuse et ce manque de coordination constitue l'une des difficultés majeures du secteur. Pour preuve, La Direction des Forêts du Ministère des Forêts et de la Faune (MINFOF) est surtout concernée par l'exploitation du bois d'œuvre, alors que la Direction de l'Energie du MINEE est chargée de la mise en valeur du bois-énergie. L'insuffisante coordination entre ces deux directions provoque souvent des conflits d'intérêt. Il est important de travailler en synergie.
- **Le Plan Directeur d'Electrification Rurale (PDER)** a été élaboré par le Gouvernement du Cameroun avec l'assistance des partenaires au développement pour adresser le désenclavement énergétique des zones rurales. Ce programme est bâti autour de micro/mini centrales hydroélectriques et ne font guère référence à la biomasse forestière comme une source de génération de l'électricité décentralisée. Une révision de ce plan est primordiale.
- **Le Plan de développement du transport d'énergie** encourage la production énergétique centralisée. Or, les pertes techniques sur le transport de l'électricité sont évaluées à **20%**, l'électrification décentralisée pourra réduire les pertes de transports .Ce plan devra encourager les projets d'électrification en fonction du potentielle ressource de chaque zone.

En somme nous pouvons dire que, le cadre législatif dans le domaine de l'utilisation de la biomasse forestière pour la production énergétique fait face à des obstacles divers dont les plus importants seraient:

- ✓ Soutien insuffisant par les pouvoirs locaux ;
- ✓ Obstacles réglementaires ;
- ✓ Absence de normes pour la production, la distribution et la vente de l'énergie électrique Produite à partir de la biomasse forestière.

BIBLIOGRAPHIES

- [1] GIRARD P., PINTA F., DE STEENE L., 2003. « Valorisation énergétique des sous-produits de scierie » Cirad-Forêt. Bois et forêts des tropiques, dossier n° 777 (3).7p-15p.
- [2] GTZ, 2012, « Note technique sur le bois énergie à au Cameroun », L'équipe Technique du GTZ/Pro PSFE/Antenne de la Province de l'Est Cameroun, 14p.
- [3] TCHOULATE, P. (2002). énergie renouvelables et cogénération pour le développement en afrique:session biomasse sèche.
- [4] MINISTERE DE L'EAU ET DE L'ENERGIE. (2008). système d'information d'énergétique du cameroun.
- [5] NGNINKAM E., TOTAL E. (2010). système énergétique du cameroun:vulnérabilité,adaptation ,résilience.
- [6] AGENCE INTERNATIONNAL DE L'ENERGIE. (2008). Injection de photovoltaïque en reseau diésel isolé:quelque criteres de faisabilité.rapport 45P
- [7] MINEF ., BM., COOPERATION TECHNIQUE ALLEMANDE. (1994). evaluation du plan national de gestion de l'environnement au cameroun.Diagnostic de la situation environnemental de la province de l'Est.p.56
- [8] ELECTRICITY DEVELOPEMENT CORPORATION. (2011). projet d'extension et de densification de reseaux de l'Est associé qu projet hydroélectrique de lom pangar .58p.
- [9] PNDP. (2012) Plan communal de développement de la commune de Mbang P.42
- [10] Dr. HIOLHIOL. (2019) Etat des lieux des acteurs du secteur privé de la filière foret-bois au Cameroun .ATIBT
- [11] BANQUE MONDIALE. (2008) rapport final fond d'énergie rural du Cameroun Public Disclosure Authorized MARGES
- [12]SOFRECO. (2007) Projet Multisectoriel d'Urgence, de Réhabilitation et de Reconstruction (PMURR) Étude d'Électrification Rurale 92-98, boulevard Victor Hugo 92115 Clichy Cede – France Biomasse
- [13]BOUKHETAIA N., FYOT J., HOLIN H. (2010). biomasse energie. industrie des énergies decarbonées.p 23

- [14] ChERISEY H., ROY C., POUET J. (2007). LA VALORISATION DE LA BIOMASSE,guide d'information et des etablissements publics.
- [15] SALES C., 2003 « Innovation technologique et valorisation des sous-produits des filières
- [16] MARTIN, P. (2015). Bois énergie :les combustibles bois,ValBiom /Facilitateur bioénergies p. 20.
- [17] DESPRES B. (2012). étude de faisabilité et de dimensionnement du resau de chaleur avec chaufferie biomasse. rapport de stage Master 2 MEPP université de lorraine: index energie.42p
- [18] HAMADOU, B. (2016). caractérisation de la biomasse. p. 10.
- [19] ISSAM, B. (2010). identification des élément d'une centrale électrique thermique :Approche multi-modèle. Mémoire,Magister Université Badji Mokhtar ,Annaba ,Faculté des science de l'ingénieur ,Département d'électronique
- [20] WALLONNE (2003) installer une cogénération dans votre établissement (chaleur, électricité) p.12
- [21]PHILIPPE G. (2003) valorisation énergétique de sous produit de scierie CIRAD foret laboratoire biomasse énergie environnement
- [22]ADEME. (2011) Etude sur l'analyse économique des installations de cogénération biomasse en Europe
- [23] ATIBT. (2012) guide pour le développement de projet de cogénération dans les industries de transformation du bois du bassin du Congo. Cirad-Forêt. Bois et forêts des tropiques, dossier n°277 (3).36p.
- [24].SILVA E., THIBAUT P. (2011). Cycles thermodynamiques des machines thermique. HAL.
- [25] GICQUEL R. (2012). principe de base en thermodynamique. paris: technique de l'ingénieur. P.12
- [26] CHEKCHEK, B. (2014).Analyse thermodynamique d'une centrale thermique hybride solaire/gaz.memoire magistere en physique département des science de la matière université HADJ LAKHDAR BATNA .71p.
- [27] IBGE. (2019) guide cogénération (comment estimer la pertinence d'une installation de cogénération Bruxelles environnement
- [28].DIANA. (2011) RETscreen : Atelier régional de formation avancée sur RETscreen international Page 23

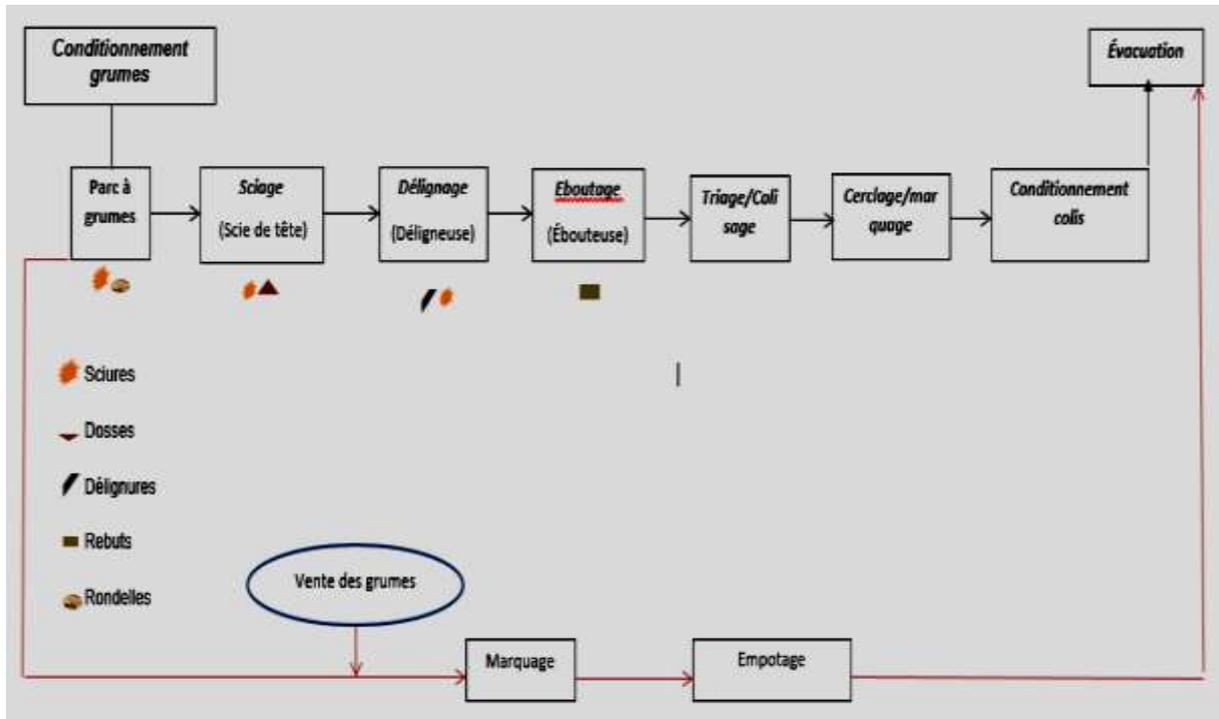
- [29].RNC. (2010) logiciel RESTscreen : Annuaire de l'utilisation en ligne ,centre d'aide de décision sur les énergies propres (modèle centrale de cogénération) P.32
- [30] PRISME (2005) la cogénération –tri génération institue de l'énergie et l'environnement de la francophonie p.45
- [31]GIQUEL R. (2013). diagramme thermodynamique, fluide pure, azéotropes, et gaz idéaux. paris: technique de l'ingénieur.22p
- [32]ENEFIBIO. (2006) Renforcement de capacité des consultantes africaines formations aux études de faisabilité des projets de bioénergie : Saint-Louis, Sénégal
- [33] TRAORE, F. (2015). gestion financière de projet. p. 56.
- [34] FELICIA F., IVAN N., ALIOU M. (2012). étude de prefaisabilité d'une centrale électrique à paille de riz. Rapport d'étude ,rapport d'étude technical University of Denmark p. 55

SITES INTERNET :

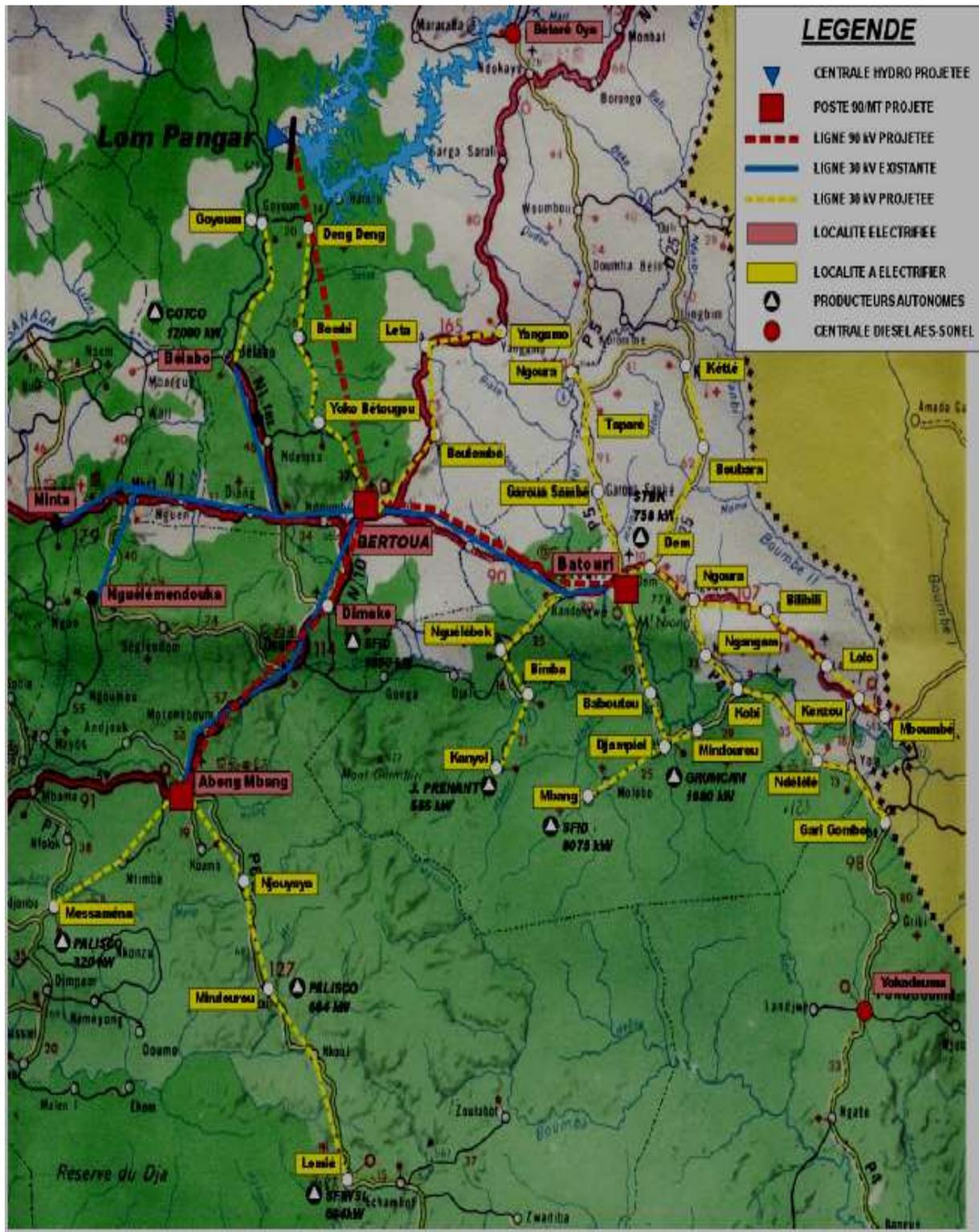
- <http://www.rougier.fr/rougier-afrique-international/12SFID-societe-et-industrielle-de-doume.html> (Consulté le 8/12/2019)
- <http://www.wikipédia.com> (consulté le 14 /01/2020)
- <http://www.bruxellesenvironnement.be> (consulté le 30 /05/2020)
- <http://www.RETSscreen.net>(consulté le 30 /05/2020)
- <https://WWW.memoireonline.com> (consulté le 30 /05/2020)
- <http://www.minfof-cm.gov> (consulté le 02 /06/2020).
- [http://www.statistics-camroun.org/...](http://www.statistics-camroun.org/) consulté le 27/04/2020
- <http://www.thermooptim.org/sections/logiciels/divers-portail/presentation-du-portail.....> consulté le 8/03/2020

ANNEXES

Annexe 1 : circuit matière unité de sciage



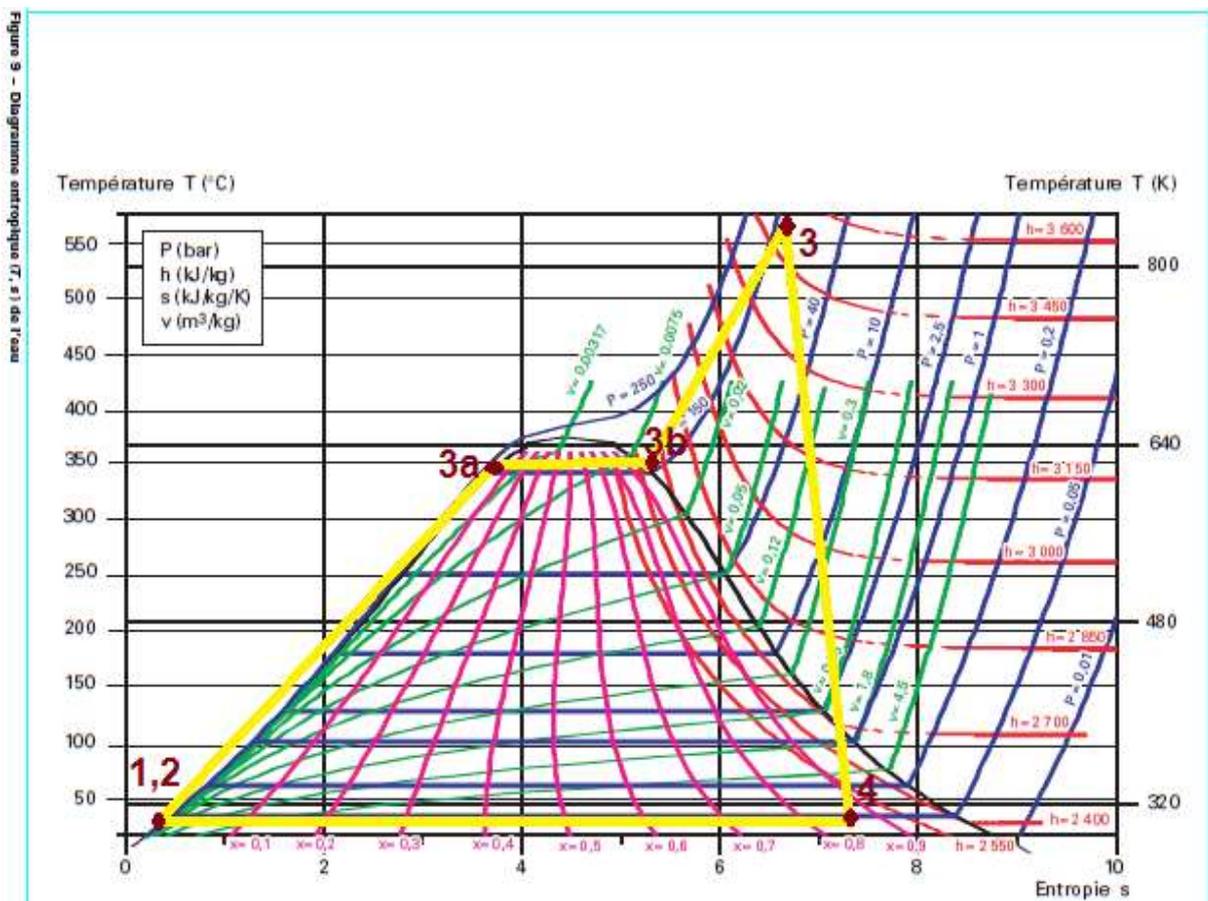
Annexe 2 : projet d'extension électrique



Annexe 3 : coût de la biomasse

	Filière bois €/tonne	Filière coton €/tonne
Production/récolte/achat	15,55	7,17
Transport	5,64	12,65
Conditionnement, chargement	6,1	6,4
Stockage	4,57	7,62
Total	31,86	33,83

Annexe 4 : Modélisation du cycle a vapeur simple sur diagramme entropique(t ,s)



Annexe 5 : cout des systèmes de cogénération

Technologie	Coût d'investissement (€/kW installé)	Coût d'entretien (€cents/kWh)
Turbine à vapeur	900 – 2100	0.15 – 0.23
Turbine à gaz	400 – 900	0.48 – 0.53
Moteur à gaz	245 – 6800 (formule $5783 \times P^{-0.39}$)	0.60 – 3.25 (formule $5.45 \times P^{-0.26}$)
Moteur diesel	550 – 2650	0.44 – 2.66

Annexe 6 : coefficient d'émission de CO₂ combustible

Coefficients d'émission de CO ₂ par combustible		
Mazout	$C_{\text{Mazout}} = 306$	[kg CO ₂ / MWh _p]
Gaz naturel	$C_{\text{GN}} = 251$	[kg CO ₂ / MWh _p]
Bois cultivé	$C_{\text{Bois cultivé}} = 45$	[kg CO ₂ / MWh _p]
Déchets de bois	$C_{\text{Bois déchets}} = 23$	[kg CO ₂ / MWh _p]
Matières organiques biodégradables	$C_{\text{Mat. orga.}} = 0$	[kg CO ₂ / MWh _p]

Annexe7: information sur la turbine

Turbine à vapeur - Un seul combustible

Choix du combustible

Type de combustible: Bois - résidus typiques - t

Prix du combustible: XAF/t 9100

Turbine à vapeur

Débit de vapeur: kg/h 4 300

Pression d'opération: bar 160

Température de saturation: °C 347

Température de surchauffe: °C 560

Enthalpie: kJ/kg 3 467

Entropie: kJ/kg/K 6.5

Soutirage de vapeur

Sortie de turbine - pression de vapeur

Sortie de turbine - pression de vapeur: bar 3

Température: °C 134

Indice de qualité de la vapeur d'eau: 0.91 

Enthalpie: kJ/kg 2 532

Consommation spécifique théorique de vapeur: kg/kWh 3.8

Rendement de la turbine à vapeur (TV): % 85%

Consommation spécifique réelle de vapeur: kg/kWh 4.5

