

REPUBLIQUE DU CAMEROUN

Paix – Travail – Patrie

UNIVERSITE DE YAOUNDE I

FACULTE DES SCIENCES

DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

CENTRE DE RECHERCHE ET DE

FORMATION DOCTORALE EN

SCIENCES,

TECHNOLOGIES & GEOSCIENCES

Laboratoire d'Analyse des Technologies

de l'Energie et de L'Environnement



REPUBLIC OF CAMEROUN

Peace – Work – Fatherland

UNIVERSITY OF YAOUNDE I

FACULTY OF SCIENCE

DEPARTMENT OF PHYSICS

POSTGRADUATE SCHOOL OF

SCIENCE,

TECHNOLOGY & GEOSCIENCES

Environmental Energy

Technologies Laboratory

**Modélisation de la ressource et quantification du
potentiel en énergies renouvelables disponibles au
Cameroun: contribution de leur exploitation au
Développement Durable du pays**

THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat/Ph.D de
Physique

Par : **Edouard MBOUMBOUE**

Master of Science in Physics

Sous la direction de

Prof. Dr. -Hab. Donatien NJOMO

Université de Yaoundé 1

Année Académique : 2018



UNIVERSITE DE YAOUNDE 1
FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

B.P: 812 Yaoundé



THE UNIVERSITY OF YAOUNDE 1
FACULTY OF SCIENCE
DEPARTMENT OF PHYSICS

P.O. Box: 812 Yaoundé

ATTESTATION DE CORRECTION

Nous, soussigné, **Pr NGANHOU Jean** et **Pr BEGUIDE BONOMA**, respectivement Président et Examineur du Jury de Thèse de **Doctorat/Ph.D** de **Mr Edouard MBOUMBOUE**, Matricule **00U253**, Thèse préparée sous la direction du **Pr NJOMO Donatien** et intitulée: «*Modélisation de la ressource et quantification du potentiel en énergies renouvelables disponibles au Cameroun: contribution de leur exploitation au Développement Durable du pays*», soutenue publiquement le 14/09/2018 en vue de l'obtention du grade de **Docteur/Ph.D** en **Physique**, Option **Energie et Environnement** ;

Attestons que toutes les corrections demandées par le jury de soutenance ont été effectuées.

En foi de quoi la présente attestation lui est établie et délivrée pour servir et valoir ce que de droit.

Fait à Yaoundé, le 24 SEPT 2018

Le Président du Jury

Pr NGANHOU Jean

L'Examineur

Pr BEGUIDE BONOMA

Le Chef du Département de Physique



Ndjakpa Jean-Marie
Bienvenu
Professeur

THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de **Doctorat/Ph.D** de Physique
Option: Energie & Environnement

Par:

Edouard MBOUMBOUE

Matricule: 00U253

Master of Science in Physics

Sur le thème:

Modélisation de la ressource et quantification du potentiel en énergies renouvelables disponibles au Cameroun: contribution de leur exploitation au Développement Durable du pays

Sous la direction scientifique de :

Prof. Dr. –Hab. Donatien NJOMO

Université de Yaoundé I

Année 2018

Travail réalisé au Laboratoire d'Analyse des Technologies de l'Energie et de l'Environnement (LATEE)

*Praise to the Almighty God, the most gracious and merciful
whose blessing me through the process of completing this
final year project!*

Declaration

*I undersigned, **Edouard Mboumboue**, hereby declare that this work is the product of my own research with the exception of excerpts cited from other works of which the sources were duly noted.*

*"Lorsque souffle la tempête,
ce qui sauve l'arbre,
ce ne sont pas les feuilles ou les fruits,
mais les racines."*

Dédicaces

Un papa, est comparable à la plus belle senteur d'un parfum. Dès qu'on la perd, le parfum devient sans objet. Mais, la vie est ainsi faite et on fait avec; même si parfois on voudrait qu'il soit encore là pour partager nos peines, nos angoisses, nos doutes mais aussi nos joies. Bref, qu'on soit jeune ou pas, un papa reste celui qui nous a donné la vie et la protection, celui qui a su nous mettre sur la bonne voie et son absence, quel que soit notre âge, laisse toujours ancrée au plus profond de nous une cicatrice.

De mon amour profond, je te dédie ce travail, papa !

Que ton âme repose en paix !

Papa, mbiè' Tâta kyoru te ghue' nzèni !

A toi ma chère et tendre maman, pour l'amour que tu me portes, l'éducation que papa et toi m'avez donnée ainsi que les multiples sacrifices consentis depuis ma tendre enfance, je te dédie ce manuscrit !

AVANT-PROPOS

Cette Thèse qui vient sanctionner mon cursus universitaire est l'aboutissement de sept années de dur labeur, depuis 2010. Sept années difficiles, mais parfois captivantes au cours desquelles une des satisfactions personnelles, au-delà de celle que me procure cette thèse est d'avoir apporté à la suite d'autres chercheurs, ma modeste contribution à l'avancement de la recherche en énergies renouvelables; ce qui, dans le futur, pourrait inspirer d'autres travaux de recherche.

Tout d'abord, je tiens à exprimer ma vive et profonde gratitude à mon Maître, le Professeur Donatien NJOMO qui a su me frayer ce chemin et m'orienter dans cet axe de recherche. Je lui suis infiniment reconnaissant pour tout son soutien et la confiance qu'il m'a témoignée en acceptant de diriger mes travaux de Thèse. Son aide et ses conseils auront été précieux et avisés.

J'exprime ensuite ma reconnaissance au Professeur NGANHOU Jean de m'avoir fait un grand honneur en acceptant de présider à mon jury de Thèse.

Mes remerciements vont aussi à l'endroit des Professeurs WOAFU Paul, ZEKENG Serge, BEGUIDE BONOMA et TCHUEN Ghislain qui ont bien voulu accepter de relire mon manuscrit et de prendre part à ce jury. Je leur dis sincèrement merci pour cette importante contribution.

Je n'oublie pas tous ceux qui m'auront mis sur la piste de la Physique et de sa grandeur au cours des années; je citerai en particulier Mr. TICHEU dès le lycée et un peu plus tard à l'université, tous les enseignants du Département de Physique de l'Université de Yaoundé 1.

Aux Professeurs Papa Alioune NDIAYE et Mamadou Lamine NDIAYE, je rends un vibrant hommage pour l'accueil chaleureux et bienveillant au Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire (CIFRES) de l'Ecole Supérieure Polytechnique de Dakar. Merci pour l'encadrement et le soutien multiforme que vous m'avez régulièrement apportés durant mon séjour.

Un grand merci aux Professeurs Vincent SAMBOU, Cheikh Mohammed Fadel KEBE et Ababacar Ndiaye pour l'encadrement et l'assistance dont j'ai bénéficié durant mon séjour. Encore merci au Pr. KEBE pour m'avoir associé à l'équipe d'encadrement des TP (solaires PV et éolien).

Un merci spécial à mes ami(e)s et collègues du CIFRES pour leur soutien et leur amitié: Je citerai nommément: Falilou, MBODJI «Sa Majesté», Daniel, El Bachir, Cheikh El Benani, Omar Cissé, «Doyen» Zoutene, Bop «l'Imam», Mamadou Sylla, Amy Mbaye, O. Wane, Aïdara, Kolly, Youssouf Aïdara, Binéta, etc... Les pauses café auront souvent été une source de réconfort. MBODJI, où est passé notre fameux «thé solaire»? Je leur dis également merci pour l'atmosphère conviviale qui a été si bien entretenue. J'espère rencontrer encore dans ma carrière une telle atmosphère de travail.

Un clin d'œil spécial à mes ami(e)s et collègues boursiers: A. Tossa, K. K. Sossoe, Adjissi Kouassi, Pierrot, Haja Martial, Jackot RAKOTOMALALA, Imgba Kossi, Dolly et Camara pour les moments de collaboration, de partage et de convivialité que nous avons passé ensemble à Dakar.

*Ce travail a pu être mené à terme grâce aux encouragements et soutiens multiformes de certaines âmes de bonne volonté. Je pense particulièrement à Monsieur NGOUMBE Zacharie qui m'a soutenu du début à la fin de mes travaux de Thèse sans jamais chercher à savoir qui je suis, d'où je viens, ni le fils de qui je suis. A travers votre geste, j'ai pu réaliser que la vie devrait tendre à la simplicité. Je ne saurai trouver les mots justes pour vous exprimer ma profonde gratitude; Puissiez-vous trouver dans ce travail, le témoignage de ma très vive reconnaissance ! **Ayue nu rëni ke wawa !***

Ma reconnaissance va également à l'endroit de la Commission Européenne qui, à travers le projet PAFROID (Partenariat inter-universitaire entre l'AFRIQUE et l'Océan-Indien pour le Développement) m'a accordée une bourse de mobilité ce qui m'a permis de concrétiser ce projet d'études que je caresse depuis fort longtemps.

Je voudrais aussi remercier les aînés, ami(e)s et cadets doctorants du LATEE pour tous les moments inoubliables que nous avons passé ensemble: Dr. AKANA, Dr. KOUMI Simon, Dr. Vondou, M. Fotsing, Kodji Deli, Dr. Tamba, EKOE A. Aloys, Isabelle, Georgette, Brigitte, Cyrille, Clovis, Deli Goron, Léonard, Stéphane, Astelle, Lesly, Sakaros, Denis, Mounpain, Mahamat, etc... Un grand pardon à ceux que j'aurai oubliés.

J'adresse un merci spécial à mon frère et ami Ing. MOUNGNOUTOU Mfetoum I. pour la collaboration, le soutien et les fructueux échanges scientifiques que nous avons entretenus durant cette aventure.

Sincères remerciements à mon frère et ami Eugène Patrick Njemapndi qui m'a chaleureusement accueilli et facilité mon installation à Dakar. Merci aussi pour les moments agréables que nous avons passés ensemble. Et pour les fous rires et les sermons. Eugène, quand irons-nous encore aux Zorbis ? Un clin d'œil spécial à mon ami et frère TAM Pierre Justin pour tout son soutien durant mon séjour de Libreville. Encore merci cher frère !

Qu'il me soit également permis de souligner la participation individuelle et collective de beaucoup d'autres personnes, parents, oncles, tantes, frères, sœurs, neveux et nièces. Je citerai en particulier, le Révérend Docteur Moundé Lucas, papa Kouttou Simon, maman Déborah, tonton Njoya Jacques, Mr. Ghapoutsa René et Mme, Nji MOUNGNOUTOU Ibrahim, tante Hélène, Mme Ndam née Nyinyianjouene Marthe, Mme Massah Jeannette, Mme Chupanje, Mfomboure Fewou Jean-Daniel, Ndam Mfondi Henri, Ntieche Jérémie, père Ludo, Mbohoul Mohammed, Felix Mapoure, Pare Oume, Nanou, Junior, Judith, Salomon, Adamou, etc. A tous et à toutes, je dis merci pour vos soutiens multiformes.

A tous ceux que je ne peux énumérer ici tant ils sont nombreux à avoir une place dans mon cœur: amis, collaborateurs, parents, frères, cousins, neveux, etc. A tous ceux qui, de près ou de loin et de quelque manière que ce soit ont contribué à l'aboutissement de ce travail, je leur sais gré des contributions multiformes qu'ils m'ont régulièrement apportées durant mes travaux et tout particulièrement dans la réalisation de cette étude et je tiens à dire à tous mes sincères remerciements. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer.

Je ne saurais jamais assez dire merci à mes frères et sœurs pour leur soutien inconditionnel et leurs encouragements tout au long de mon cursus. Il s'agit de: papa Nji MOUNCHILI Yufon Daniel, Jean-Placide, Augustin, Martin, Thierry, Lydie, Alice, Charlotte, Momanji Irène, Valérie, Joséphine, nâ Judith, Neh Marie-Adèle ; A chacun et chacune d'entre vous, voyez en ce travail le fruit de vos multiples sacrifices et que cette Thèse soit l'objet de votre satisfaction !

A toi Ida, mon amour, plus que quiconque, tu m'as soutenu dans cette dure épreuve. Tu as supporté et enduré mon absence au moment où j'aurais dû être à tes côtés. Merci pour tout !

Mes dernières pensées mais alors les plus profondes vont à mes parents, papa MOUNCHILI NGOUH François de regrettée mémoire et ma chère maman MFOUT Séphora, pour l'éducation qu'ils m'ont donnée, l'amour qu'ils m'ont témoigné et les recadrages qui se sont révélés nécessaires. Vous m'avez appris l'importance de la famille, la force dans l'adversité, l'importance de l'amour et de la patience et le plaisir de la charité. Vous avez été les plus grands des Professeurs. Pardon pour vos regrets. Et merci pour votre fierté. Puisez en moi toute la force dont vous avez besoin et recevez toute mon affection. Je vous dédie non pas ce manuscrit, mais ce qu'il représente à nos yeux à tous les trois.

Le Tout Puissant fit pour moi des merveilles, Saint est son nom !

*"Demain ne sera pas comme hier...
Il sera nouveau et dépendra de nous:
il est moins à découvrir qu'à inventer."*

[Gaston Berger]

« Pour nous développer, nous avons besoin de l'Énergie ;

Mieux encore,

*Pour nous développer **durablement**, repousser les frontières
de la pauvreté et laisser en héritage un **environnement sain** aux
générations futures, nous **devons** promouvoir l'usage des
Énergies Renouvelables ! »*

[L'Auteur]

Table des matières

Pages

Déclaration sur l'honneur	iii
Dédicace	iv
Avant-propos	v
Table des matières	viii
Table des illustrations.....	xi
Liste des figures	xi
Liste des tableaux	xiii
Résumé	xv
Abstract	xvi
Introduction générale	1
Références.....	4
Chapitre 1: Généralités-Revue de la littérature.....	5
I. Introduction.....	6
II. Généralités.....	6
1. Objectifs et contexte de l'étude.....	6
1.1. Objectifs.....	6
1.2. Contexte et problématique.....	6
2. Situation énergétique.....	7
2.1. Les ressources énergétiques du pays.....	7
2.2. Production d'énergie par forme.....	8
3. Corrélation entre énergies renouvelables et développement durable.....	10
3.1. Les énergies renouvelables.....	10
3.1.1. Pourquoi les énergies renouvelables ?.....	10
3.1.2. Les contraintes au développement des énergies renouvelables.....	11
3.1.3. L'efficacité énergétique, l'autre pilier des énergies renouvelables.....	11
3.2. Le développement durable.....	11
3.3. Contribution des énergies renouvelables au développement durable du Cameroun.....	12
3.4. Le statut mondial des énergies renouvelables: aperçu général.....	13
4. Energie, gaz à effet de serre et changement climatique.....	14
4.1. Les gaz à effet de serre (GES): origines et types.....	14
4.2. Energie et émissions de GES au Cameroun.....	16
4.3. Les changements climatiques.....	17
III. L'énergie solaire.....	18
1. Repérage du soleil dans le ciel.....	18
1.1. Les mouvements de la terre autour du soleil.....	18
1.2. Heures et temps.....	21
1.3. Interactions du rayonnement solaire avec l'atmosphère.....	23
2. Le rayonnement solaire au sol.....	26
2.1. Vue d'ensemble des modèles d'estimation.....	27
2.2. Modèle de Yves Jannot (2011).....	28
3. Domestication de l'énergie solaire: de la ressource à l'énergie utile.....	30
3.1. L'effet photovoltaïque: Définition et historique.....	30
3.2. Les filières technologiques.....	30
IV. L'hydroélectricité.....	32
1. Etudes hydrologiques.....	32

1.1. Evaluation des débits de cours d'eau par une mesure de débit.....	33
1.2. Caractéristiques des écoulements d'un cours d'eau.....	38
1.3. Estimation de la puissance d'une centrale et de la production énergétique.....	41
2. Les équipements de production hydroélectrique.....	42
2.1. Les turbines hydrauliques.....	43
V. La bioénergie.....	51
1. Définition.....	51
2. Quelques notions fondamentales relatives à la biomasse.....	51
2.1. Un cycle de CO ₂ neutre ou fermé.....	51
2.2. Composition.....	52
2.3. L'humidité relative (HR).....	53
2.4. Le pouvoir calorifique.....	54
2.5. Propriétés thermiques.....	55
3. Les filières de conversion de la biomasse en énergie.....	56
3.1. Les filières de conversion thermochimique.....	57
3.1.2. La combustion du bois.....	61
VI. Conclusion.....	63
Références.....	64
Chapitre 2: Matériel, données et méthodes	67
I. Introduction.....	68
II. L'énergie solaire.....	68
1. Estimation du gisement solaire camerounais.....	68
1.1. Modélisation mathématique de la ressource solaire.....	69
1.2. Evaluation de la performance des modèles.....	71
1.3. Simulations numériques.....	72
2. Modélisation mathématique d'une photopile.....	73
2.1. La cellule «idéale».....	74
2.2. La cellule réelle.....	74
2.3. Cas d'un module ou panneau PV.....	75
3. Les capacités de production actuellement installées au Cameroun.....	77
3.1. L'énergie solaire PV.....	77
3.2. L'énergie solaire thermique.....	81
III. L'hydroélectricité.....	82
1. Estimation du potentiel hydroélectrique de la rivière Nchi.....	82
1.1. Présentation du site.....	82
1.2. Estimation du débit.....	82
1.3. Validation du modèle.....	83
1.4. Estimation du potentiel.....	84
2. Sélection d'une pico-turbine de faible chute à l'aide d'une analyse multicritères.....	84
2.1. Méthodologie de sélection de la turbine.....	85
2.2. Exemple d'application de la méthodologie de sélection.....	89
3. Les capacités de production actuellement installées en pico hydro.....	91
IV. La biomasse.....	91
1. Estimation du potentiel énergétique de la biomasse.....	91
1.1. Les déchets forestiers.....	91
1.2. Les résidus agricoles.....	93
1.3. Les déjections animales.....	93
1.4. Les déchets solides municipaux.....	94
2. Modélisation mathématique d'un foyer amélioré.....	94
2.1. Visualisation des principaux transferts de chaleur.....	95

2.2. Configuration du modèle.....	95
2.3. Simulations numériques.....	98
V. Conclusion.....	99
Références.....	100
Chapitre 3: Résultats et discussions.....	103
1. Généralités	104
2. L'énergie solaire.....	104
2.1. Le potentiel solaire du Cameroun.....	104
2.2. Caractéristiques électriques d'une cellule solaire PV.....	112
3. L'hydroélectricité.....	114
3.1. Le potentiel hydro de la rivière Nchi.....	114
3.2. Inventaire des sites équipables et potentiel hydro du Cameroun.....	116
3.3. Analyse multi-critères pour la sélection d'une pico-turbine de faible chute	120
4. La bioénergie.....	122
4.1. Les déchets forestiers.....	122
4.2. Les résidus d'exploitation agricole.....	123
4.3. Les déjections animales.....	124
4.4. Simulations du foyer amélioré.....	125
5. L'intérêt de la valorisation énergétique de la biomasse	127
6. Conclusion.....	127
Références.....	128
Conclusion générale, recommandations et perspectives.....	129
1. Rappel des objectifs.....	130
2. Bilan des travaux effectués.....	130
3. Recommandations.....	131
4. Apports, limites et perspectives.....	132
Annexes.....	133
Annexe A: Régimes de notation des critères qualitatifs de sélection.....	134
Annexe B: Publications et communications de l'auteur.....	136

Table des illustrations

Liste des figures

	<i>Pages</i>
Chapitre 1	
Figure 1.1: Évolution de la production pétrolière de 1980 à 2013.....	9
Figure 1.2: Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.....	18
Figure 1.3: Coordonnées géographiques d'un point du globe.....	19
Figure 1.4: Angle horaire (ω) du soleil.....	19
Figure 1.5: Repérage de la position du Soleil par l'azimut (a) et la hauteur (h).....	20
Figure 1.6: Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.....	22
Figure 1.7: Equation du temps (ET) et déclinaison (δ) en fonction du jour de l'année.....	22
Figure 1.8: Echanges énergétiques moyens entre la surface terrestre, l'atmosphère et l'espace.....	23
Figure 1.9: Définition du nombre d'Air Mass (m).....	25
Figure 1.10: Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère et au sol.....	26
Figure 1.11: Composantes du rayonnement solaire arrivant au sol.....	26
Figure 1.12: Etapes de fabrication des cellules PV.....	31
Figure 1.13: Cellules PV monocristalline (a) et multi-cristalline (b).....	31
Figure 1.14: Module PV souple au silicium amorphe α Si triple jonction (a) et hybride microcristallin amorphe (b).....	31
Figure 1.15: Schéma type d'une installation hydroélectrique.....	33
Figure 1.16: Mesure du niveau de la rivière.....	34
Figure 1.17: Courbe hauteur-débit.....	35
Figure 1.18: Mesure de la section transversale.....	35
Figure 1.19: Moulinets hydrométriques à éléments rotatifs.....	36
Figure 1.20: Mesure des débits par déversoirs et canaux jaugeurs à col.....	37
Figure 1.21: Exemple d'une courbe des débits classés.....	39
Figure 1.22: Définition du débit réservé.....	42
Figure 1.23: Vue schématique d'un aménagement hydroélectrique et des sections de mesure.....	44
Figure 1.24: Coupe d'un injecteur avec déflecteur.....	45
Figure 1.25: Vue d'une Pelton à 2 injecteurs et axe horizontal (a) et vertical (b).....	45
Figure 1.26: Roue de turbine Pelton (a) et principe de fonctionnement (b).....	45
Figure 1.27: Principe d'une turbine Turgo.....	46
Figure 1.28: Schéma de principe d'une turbine Banki-Mihell.....	46
Figure 1.29: Turbine Francis à axe vertical (a) et à axe horizontal (b).....	47
Figure 1.30: Coupe d'une turbine Kaplan à double réglage.....	48
Figure 1.31: Cycle neutre du carbone lors de la valorisation énergétique de la biomasse.....	52
Figure 1.32: Evolution du PCS et du PCI du bois en fonction du taux d'humidité.....	55
Figure 1.33: Les procédés de conversion énergétique de la biomasse.....	56
Figure 1.34: Pertes de combustion et alimentation de la combustion en air primaire et secondaire.....	60
Chapitre 2	
Figure 2.1: Carte d'ensoleillement de l'Afrique et du Cameroun.....	69
Figure 2.2: Diagramme de simulations.....	73
Figure 2.3: Schéma électrique équivalent du modèle à une diode.....	74
Figure 2.4: Schéma équivalent du module.....	77
Figure 2.5: Eclairage public et mini-centrales PV d'Esse et du campus de l'UY 1.....	78

Figure 2.6: Centrale solaire PV de Bayomen (80 kWc).....	80
Figure 2.7: Capteurs solaires thermiques du Lycée agricole de Yabassi.....	82
Figure 2.8: Bassin versant de la rivière Nchi (a) et site en étude (b).....	82
Figure 2.9: Diagramme typique du domaine d'application des turbines.....	85
Figure 2.10: Méthodologie de sélection de la turbine.....	85
Figure 2.11: Types de turbine.....	87
Figure 2.12: Pico-centrale hydroélectrique de Nkah, Région du Nord-Ouest.....	91
Figure 2.13: Foyer traditionnel à trois pierres et prototype du foyer étudié.....	95
Figure 2.14: Echanges énergétiques au sein d'un foyer amélioré.....	95
Figure 2.15: Configuration simplifiée du modèle.....	96
Figure 2.16: Système global d'équations.....	98

Chapitre 3

Figure 3.1: Evolution de la moyenne journalière de l'irradiation solaire globale.....	106
Figure 3.2: Moyennes mensuelles du rayonnement solaire global.....	107
Figure 3.3: Evolution des températures le long de l'année.....	109
Figure 3.4: Diagrammes de dispersion entre les valeurs mesurées et estimées	110
Figure 3.5: Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) indiquant les trois points remarquables aux STC.....	112
Figure 3.6: Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) à température constante.....	113
Figure 3.7: Caractéristiques I-V (gauche) et P-V (droite) à éclairage constant.....	113
Figure 3.8: Courbe de débit journalier modélisée par une Gaussienne.....	114
Figure 3.9: Hydrogramme des débits mesurés et estimés.....	114
Figure 3.10: Courbe des débits classés de la rivière Nchi.....	115
Figure 3.11: Corrélation entre les débits mesurés et estimés.....	115
Figure 3.12: Evolution de la densité de puissance en fonction de la hauteur de chute.....	120
Figure 3.13: Evolution du rendement en fonction de la hauteur de chute.....	121
Figure 3.14: Pondérations en fonction de la hauteur de chute.....	121
Figure 3.15: Notes pondérées à 3,5 m de chute avec la contribution des différents critères de sélection..	122
Figure 3.16: Evolution du débit massique, de la température et du ratio d'excès d'air.....	126
Figure 3.17: Evolution des débits (massique et volumique) et de la température.....	126

Liste des tableaux

Pages

Chapitre 1

Tableau 1.1: Evolution de la structure du parc de production d'électricité (en MW).....	8
Tableau 1.2: Situation de l'électrification rurale en 2003.....	10
Tableau 1.3: Durée de séjour approximative dans l'atmosphère des gaz à effet de serre.....	16
Tableau 1.4: PRG relatif de certains GES.....	16
Tableau 1.5: Emission de GES liées à l'énergie en 2008.....	17
Tableau 1.6: Correction d'altitude pour la masse d'air traversée.....	25
Tableau 1.7: Evolution des rendements des différentes technologies.....	32
Tableau 1.8: Valeurs types du coefficient (n) de Manning pour des cours d'eau.....	38
Tableau 1.9: Organisation par ordre décroissant des données de la courbe chronologique des débits.....	39
Tableau 1.10: Débit minimal admissible de différents types de turbines.....	42
Tableau 1.11: Echelle de vitesse spécifique pour chaque type de turbine.....	50
Tableau 1.12: Composition de quelques biomasses végétales.....	52
Tableau 1.13: Comparaison des variations de concentration en principaux éléments constitutants des cendres entre le bois et la paille.....	53
Tableau 1.14: Conductivité thermique longitudinale du bois.....	56
Tableau 1.15: Composition de l'air atmosphérique.....	59
Tableau 1.16: Composition élémentaire sur bois sec de quelques essences, exprimée en % massiques....	61
Tableau 1.17: Quelques exemples de rendement thermique observés pour différents types d'installation.	63

Chapitre 2

Tableau 2.1: Coordonnées géographiques des dix chefs-lieux de régions du Cameroun.....	72
Tableau 2.2: Facteur d'idéalité (n).....	77
Tableau 2.3: Paramètres E_{g0} , α et β de la relation (2.25).....	77
Tableau 2.4: Kits solaires du projet ERD-Rumpi.....	78
Tableau 2.5: Mini-centrales du projet d'électrification de 166 localités par systèmes solaires PV.....	79
Tableau 2.6: Caractéristiques des stations de jaugeage de référence.....	83
Tableau 2.7: Critères de sélection.....	86
Tableau 2.8: Pondérations utilisées dans l'exemple d'application.....	89
Tableau 2.9: Spécification de la turbine.....	90
Tableau 2.10: Les critères de sélection.....	90
Tableau 2.11: Puissances installées en pico hydroélectricité.....	91

Chapitre 3

Tableau 3.1: Validation des modèles d'estimation à l'aide des paramètres statistiques.....	105
Tableau 3.2: Le potentiel solaire du Cameroun.....	112
Tableau 3.3: Moyennes mensuelles des débits mesurés par la méthode des flotteurs.....	114
Tableau 3.4: Inventaire des sites hydroélectriques identifiés et potentiel.....	116
Tableau 3.5: Localisation des sites exploitables en microcentrales.....	117
Tableau 3.6: Sites exploitables en micro-centrales dans la région de l'Ouest.....	119
Tableau 3.7: Répartition géographique des sites hydroélectriques du Cameroun.....	119
Tableau 3.8: Potentiel énergétique des résidus forestiers.....	123
Tableau 3.9: Potentiel énergétique des résidus agricoles.....	123
Tableau 3.10: Potentiel énergétique des résidus des cultures d'exportation.....	124
Tableau 3.11: Potentiel énergétique des déchets d'origine animale.....	124
Tableau 3.12: Potentiel énergétique total des résidus de biomasse.....	124
Tableau 3.13: Potentiel énergétique global.....	125

Tableau 3.14: Paramètres géométriques du foyer.....	125
---	-----

Annexes

Tableau A1: Régimes de notation des travaux de génie civil.....	134
Tableau A2: Régimes de notation du rendement au débit/chute partiel(le).....	134
Tableau A3: Régime de notation de la maintenance et de l'entretien.....	135
Tableau A4: Régime de notation de la modularité.....	135

Résumé

Cette Thèse a pour objectif principal, l'optimisation de la production énergétique au Cameroun grâce aux énergies renouvelables. Elle vise de manière spécifique à localiser, modéliser et quantifier les ressources énergétiques renouvelables disponibles et à évaluer leur potentiel énergétique techniquement exploitable en tenant compte de la thermodynamique des systèmes de conversion matures de ces sources d'énergies. Enfin, elle évalue leur contribution potentielle au développement durable du pays en analysant de façon détaillée l'impact positif attendu de leur exploitation.

Trois filières d'énergies renouvelables ont fait l'objet de notre étude à savoir, le solaire, l'hydroélectricité et la biomasse-énergie. Dans la filière biomasse, nous avons évalué quatre sources: les déchets forestiers, les résidus d'exploitation agricole, les déjections animales et les déchets solides municipaux. Pour chaque filière étudiée, le potentiel énergétique annuel a été estimé. Le Cameroun reçoit ainsi du soleil en moyenne nationale une irradiation de $4,0144 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{j}^{-1}$ pour un potentiel brut de $7,3\times 10^8 \text{ GWh}$. De même, il dispose de $71,5 \text{ TWh}$ d'origine hydraulique (pour une puissance garantie de 7946 MW), 902 millions m^3 de biogaz et $67,5 \text{ TWh}$ issue de la biomasse. En combinant les trois filières, nous obtenons un potentiel renouvelable global de 902 millions m^3 de biogaz et $7,3\times 10^5 \text{ TWh}$ d'électricité. Le potentiel électrique représente 126714 fois la production électrique totale du Cameroun estimée en 2014 à $5,761\times 10^9 \text{ kWh}$. Ces résultats sont la preuve par deux que le Cameroun dispose suffisamment de quoi assurer son développement, et ce, de façon propre, équitable et durable.

En fonction du type de la ressource, la forme souhaitée de l'énergie finale, l'impact environnemental et les conditions économiques, les ressources renouvelables peuvent être converties en énergie utile à l'aide de plusieurs technologies qui sont actuellement à différents stades d'utilisation et d'amélioration. C'est dans cette optique que nous avons modélisé quelques systèmes de conversion. Dans la filière solaire, nous avons développé un modèle mathématique permettant de représenter la production électrique d'un module photovoltaïque dans une journée type. En hydroélectricité, nous avons développé une méthode d'optimisation multi-critères pour la sélection d'une pico-turbine de faible chute; cette méthode nous a permis de retenir comme meilleure solution pour la rivière Nchi en étude, une turbine de type Turgo simple-jet. Enfin, dans la filière biomasse, nous avons développé un modèle d'analyse thermique d'un foyer amélioré. Tous ces modèles ont été simulés avec succès.

Mots clés: Bioénergie; Cameroun; développement durable; énergies renouvelables; hydroélectricité; modélisation/simulation; rayonnement solaire; système énergétique.

Abstract

The main objective of this thesis is the optimization of energy production in Cameroon through renewable energies. It specifically aims to locate, model and quantify available renewable resources and to assess their technically exploitable energy potential by taking into account the thermodynamics of mature conversion systems of these energy sources. It finally assesses their potential contribution to sustainable development of the country by analyzing in detail the expected positive impact of their exploitation.

Three forms of renewable energies are studied namely, solar energy, hydroelectricity and the bioenergy. Regarding bioenergy, four sources were assessed: forest residues, agricultural crop residues, animal manure and municipal solid wastes. For each form studied, the annual energy potential has been estimated. Cameroon therefore receives from the sun in national average, an irradiation of $4.0144 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$ for a gross potential of 7.3×10^8 GWh. Similarly, it has 71.5 TWh from hydropower (for a guaranteed power of 7946 MW), 902 million m^3 of biogas and 67.5 TWh from biomass. Combining the three renewables' forms, we get a global renewable potential of 902 million m^3 of biogas and 7.3×10^5 TWh of electricity. The electric potential represents 126,714 times the total electricity production of Cameroon estimated in 2014 at 5.761×10^9 kWh. These findings are the twofold proof that Cameroon has enough to ensure its development, in a clean, equitable and sustainable way.

Depending on the type of resource, desired final energy, environmental impact and economic conditions, renewable resources can be converted into useful energy using several technologies that are currently at different stages of use and improvement. It is in this perspective that we have modeled some conversion systems. Regarding solar energy, we have developed a mathematical model to represent the electrical production of a photovoltaic module in a typical day. In hydropower, we have developed a multi-criteria optimization method for the selection of a low drop pico-turbine; this method allowed us to retain as a best solution for the Nchi River under study, a single-jet Turgo turbine. Finally, concerning bioenergy, we have developed a thermal analysis model of an improved cook-stove. All these models have been successfully simulated.

Keywords: *Bioenergy; Cameroon; energy system; hydroelectricity; modeling/simulation; renewable energies; solar radiation; sustainable development.*

Introduction Générale

Introduction générale

Ce travail de Thèse a été réalisé au Laboratoire d'Analyse des Technologies de l'Energie et de l'Environnement (LATEE) de l'Université de Yaoundé 1. Il vise en premier lieu l'optimisation de la production énergétique du Cameroun grâce à ses ressources renouvelables et tente par-là d'apporter une part de solution à la crise énergétique que traverse ce pays depuis bientôt deux à trois décennies.

L'accès aux services énergétiques modernes est une condition essentielle pour lutter contre la pauvreté, promouvoir la croissance économique, créer des emplois, assurer la fourniture de services sociaux de base et promouvoir le développement humain [1]. Ce rôle primordial de l'énergie dans le processus du développement a été reconnu à juste titre par la communauté internationale. En 2012, l'Assemblée générale des Nations Unies a déclaré la décennie 2014-2024, «décennie de l'énergie durable pour tous», soulignant ainsi l'importance des questions énergétiques pour le développement durable [2]. En effet, l'énergie a toujours constitué un enjeu vital pour l'homme et les sociétés humaines. Les comportements humains sont fortement induits par sa disponibilité ou sa non-disponibilité, son abondance ou sa pénurie [3]. De ces comportements vont découler de nouveaux enjeux, en particulier pour l'environnement et les équilibres socio-économiques. La prise de conscience de l'importance de ces enjeux (réchauffement climatique, épuisement des ressources, augmentation des coûts de la santé, ...) devrait, nous l'espérons, permettre de tendre vers une utilisation plus rationnelle de l'énergie et une optimisation des processus énergétiques que nous mettons ou devons mettre en œuvre tous les jours.

L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesses. La production d'énergie ramenée au nombre d'habitants est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les différents pays et régions du monde. Pour ne prendre que le secteur de l'électricité, l'Amérique du Nord est comme toujours la région du monde où l'on produit le plus d'électricité par habitant (14167 KWh/hab). C'est plus de deux fois plus qu'en Europe de l'Ouest (6646 KWh/hab), plus de trois fois plus qu'en Europe centrale (4411 KWh/hab), encore plus de quatre fois plus qu'en Asie de l'Est et du Sud-Est (3400 KWh/hab), huit fois plus qu'en Afrique du Nord (1771 KWh/hab) et près de trente fois plus qu'en Afrique subsaharienne (490 KWh/hab) [4]. Au Cameroun, ce ratio est de 249 KWh/hab, largement inférieur à la moyenne africaine. Ainsi, la problématique de l'énergie est au cœur de l'actualité mondiale. Avec une consommation et une demande sans cesse croissantes liées d'une part à la croissance démographique et d'autre part au développement industriel, la production de l'énergie est une question centrale de notre société avec des implications économiques, géopolitiques, environnementales et sociétales [5]. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voire amplifier cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques, en particulier l'Asie et l'Afrique sub-saharienne [6].

De nos jours, la production mondiale d'énergie est largement dominée par les énergies fossiles (pétrole, charbon et gaz naturel) qui, en 2008, ont représenté 78 % du marché [7]. D'une part, ces sources d'énergie fossiles sont à l'origine des problèmes environnementaux actuels et si rien n'est fait, de graves conséquences telles les pluies acides, les épidémies, la faim, la sécheresse, les cyclones, les inondations, etc... sont à craindre pour les années à venir [8]. D'autre part, l'amenuisement de ces réserves en combustibles fossiles laisse présager des crises énergétiques dans un horizon pas si lointain car l'époque du pétrole et du gaz bon marché touche à sa fin [8, 9]. Devant cette situation, les pays en voie de développement, en particulier ceux d'Afrique subsaharienne (dont le Cameroun) sont les plus vulnérables. Si l'on considère en outre les émissions de gaz correspondantes comme celle de CO₂, l'humanité en très forte croissance commence à

représenter un élément très perturbateur de l'écosystème, qui risque de rompre un équilibre très subtil dont nous connaissons mal les capacités d'adaptation. Rappelons qu'actuellement, seule une faible proportion d'êtres humains (environ 20%) –celle des pays industrialisés, dissipe à elle seule les trois quarts de l'énergie convertie par les activités humaines [9]. Que se passera-t-il si toute l'humanité atteint (et elle y prétend légitimement) ce niveau de consommation? Inexorablement, selon une loi de diffusion classique connue en physique, les différences de niveau de vie entre pays riches et pays en voie de développement s'équilibreront et il va devenir nécessaire d'optimiser sérieusement notre consommation d'énergie par habitant. Surtout, il faudra apprendre à ne plus la gaspiller si nous voulons conserver notre niveau de confort.

Pour relever cet important défi, deux alternatives s'offrent à l'humanité. La première concerne l'efficacité énergétique. Il s'agit de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et d'optimiser la productivité des centrales en améliorant leur performance. Cette alternative est cependant limitée par des contraintes d'ordre économique, organisationnel et le problème de l'accès au marché des capitaux [10]. Sur le plan économique, nous citerons les coûts cachés qui concernent principalement la recherche d'information sur les technologies, les coûts de mise en œuvre, d'apprentissage, d'adaptation du personnel, de ruptures de production, etc. Bref, des coûts d'information et de transaction. Ceux-ci sont en grande partie liés au degré de nouveauté de la technologie. Sur le plan organisationnel, il ya la culture de l'entreprise, c'est-à-dire l'ensemble des valeurs, des normes et des croyances qui fondent, à ses yeux, sa légitimité et son identité. Il est probable qu'une culture qui met en avant la responsabilité sociale de l'entreprise, sa dimension éthique, etc., aura plus de chance de se doter d'un programme d'efficacité énergétique qu'une entreprise braquée exclusivement sur les indicateurs financiers ou l'excellence technologique. La deuxième alternative (objet de notre étude) consiste à développer les sources alternatives d'énergie, en l'occurrence les sources d'énergies renouvelables. En effet, les énergies renouvelables sont maintenant reconnues comme des sources d'énergie ordinaires à travers le monde [11]. Leur diversité est un avantage et leur complémentarité est à mettre en avant pour assurer un approvisionnement durable, continu et respectueux de l'environnement.

Au Cameroun comme dans la plupart des pays en développement, on observe un déficit important d'informations et de données en énergies renouvelables et lorsqu'elles existent, ces données sont éparées, parfois incomplètes (quelques aspects) et ne concernent que quelques localités, ce qui constitue un véritable handicap pour le développement du secteur et un frein pour les travaux de recherche. Pour tenter de résorber ce déficit, cette étude, à la suite de quelques autres [12-14], constitue un outil de travail additionnel pour les chercheurs intéressés par ces questions.

C'est dans ce contexte général que se situe notre étude qui vise trois objectifs principaux: localiser et quantifier les ressources renouvelables disponibles au Cameroun et estimer leur potentiel énergétique, étudier les technologies de conversion y afférentes et analyser la contribution potentielle des énergies renouvelables au développement durable du pays. Trois filières ont focalisé notre attention à savoir, le solaire, l'hydroélectricité et la biomasse. Afin d'accomplir au mieux cette étude, le présent mémoire est structuré en trois chapitres en plus de l'introduction générale et de la conclusion générale.

Le premier chapitre consacré à la recherche bibliographique passe en revue les différentes technologies de conversion et les modèles d'estimation des potentiels disponibles dans la littérature. Il fait aussi le point sur les problématiques d'ordre général en présentant le contexte de l'étude et la situation énergétique actuelle du pays et en analysant les enjeux énergétiques et environnementaux actuels. Le chapitre 2 présente le matériel et la méthodologie générale ayant conduit les travaux. Le troisième et dernier chapitre quant à lui présente de manière synthétique l'ensemble des résultats obtenus ainsi que leur interprétation. Enfin, une conclusion générale ouverte sur des perspectives suivie des annexes clôturent notre étude tout en formulant quelques recommandations.

Références

- [1] UNDP. Energizing the MDGs: a guide to energy's role in reducing poverty. New York, NY; 2005.
- [2] UNGA, 2012. "Decade of Sustainability for All 2014-2024". United Nations General Assembly, GA/11333 EN/274, United Nations, New York, 2012. Available at: www.un.org/News/Press/docs/2012/ga11333.doc.htm. [Last accessed: 15/09/2016].
- [3] Sibi Bonfils, 2006. «Stratégies énergétiques pour le développement durable». IEPF, pp.29-38, 2006.
- [4] <http://www.indexmundi.com/factbook/fields/electricity-production>. [Last accessed: Sep/2016].
- [5] Bernard Multon, 1999. L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production, Journées électrotechniques du Club EEA, Paris 28-29 janvier 1999.
- [6] WEO, 2015. World Energy Outlook, International Energy Agency (IEA), 2015.
- [7] Annual Energy Outlook 2010 Early Release Overview, EIA, December 2009.
- [8] GIEC-IPCC, 2007. «Changements climatiques 2007: Rapport de synthèse», 2007.
- [9] Christine Heurax et al., 2011. «Energie, croissance et développement durable : une équation africaine», Institut Français des Relations Internationales-IFRI, 2011.
- [10] Paul-Marie Boulanger, 2007. «Les barrières à l'efficacité énergétique», Reflets et perspectives de la vie économique 2007/4 (Tome XLVI), p. 49-62. DOI 10.3917/rpve.464.0049
- [11] REN21. 2016. Renewables 2016 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).
- [12] SIE-Cameroun, 2010. « Système d'Information Energétique du Cameroun », Rapport 2010.
- [13] Tchouate H. P., 2003. « Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique: le cas du Cameroun », Thèse de Doctorat, Université Catholique de Louvain, Déc. 2003.
- [14] Tekounegning. «Contribution au développement des micros centrales hydroélectriques dans la région de l'Ouest Cameroun». Thèse de Doctorat/Ph.D en Génie Energétique, Université de Dschang, Octobre 2010.

*Chapitre 1: Généralités-Revue de
la littérature*

Chapitre 1: Généralités-Revue de la littérature

I. Introduction

Dans ce chapitre, nous passons en revue les méthodes et modèles d'estimation des potentiels ainsi que les systèmes de conversion des trois formes d'énergie renouvelable étudiées, notamment l'énergie solaire, l'hydroélectricité et la biomasse. Nous présentons aussi le contexte dans lequel s'inscrit notre étude ainsi que la situation énergétique actuelle du pays. Enfin, nous faisons le point sur les problématiques d'ordre général et analysons les enjeux énergétiques et environnementaux actuels. Quelques chiffres montrent l'importance et l'évolution spatio-temporelle de la production renouvelable mondiale.

II. Généralités

1. Objectifs et contexte de l'étude

1.1. Objectifs

L'objectif globalement visé par cette thèse est en premier lieu, l'optimisation de la production énergétique grâce aux énergies renouvelables. Cet objectif global se décline en trois objectifs spécifiques:

- Localiser, modéliser et quantifier les ressources renouvelables disponibles et estimer leur potentiel énergétique techniquement exploitable;
- Modéliser les systèmes de conversion y afférents;
- Analyser l'impact positif attendu de leur exploitation et leur contribution potentielle au développement durable du pays.

1.2. Contexte et problématique

Le second Sommet de la Terre qui s'est tenu à Rio en 1992 a vu l'avènement du concept de Développement Durable dont le fondement repose sur trois piliers essentiels et indissociables que sont les trois «E»: **Economie, Environnement, Energie** [1]. Ce Sommet a provoqué une vague d'espoir et d'optimisme. Cependant, plus de deux décennies après, nous sommes bien loin du développement durable. La planète est confrontée à une pauvreté endémique, à une dégradation de son environnement et à des modes de vie non-durables. Le fossé entre pauvres et riches s'est davantage élargi. Dans le même temps, l'écosystème est fortement perturbé sous l'effet des changements climatiques [2]: des milliers de décès supplémentaires par an sont enregistrés dans le monde et une élévation moyenne de la température planétaire d'environ 2°C fait peser sur des millions de personnes une menace accrue de famines, d'épidémies, d'inondations et de pénuries d'eau.

Si l'on ne considère que le 3^{ème} pilier, la demande en énergie au Cameroun reste encore insatisfaite et le taux d'accès aux énergies modernes est très faible, de l'ordre de 15% pour l'électricité et de 18% pour le gaz domestique en moyennes nationales; l'accès à l'électricité est inférieur à 5% dans les zones rurales contre environ 50% dans les zones urbaines [3]. D'autre part, plus de 60% de la population camerounaise vit en milieu rural. Raccorder ces ménages aux réseaux interconnectés requiert des investissements énormes que l'Etat ne peut réunir d'un coup compte tenu de la conjoncture ambiante. En conséquence, la consommation d'énergie s'articule essentiellement autour de la biomasse avec ses impacts sur la vie de ses utilisateurs. A titre illustratif, en 2002 au Cameroun, du fait de la pollution de l'air à l'intérieur des habitations, 11600 enfants de moins de cinq ans sont décédés des suites des infections aiguës des voies respiratoires inférieures et 1290 adultes (femmes) de plus de trente ans sont décédés des suites de broncho-pneumopathie chronique obstructive [4]. Tous ces faits et constats sont affligeants et incompatibles avec tout espoir de développement durable.

Au Cameroun, l'hydroélectricité est la source de préférence; elle représente 74.4 % de la production nationale contre environ 1 % pour la biomasse, le reste (soit 24,6 %) étant assuré

par les centrales thermiques [3]. De nouveaux projets ont été validés par le gouvernement et devraient voir le jour dans les années à venir. Le problème de l'énergie hydraulique est qu'elle varie énormément en fonction des saisons et oblige notamment le pays à recourir aux centrales thermiques pendant les saisons sèches, solution polluante, émettrice des GES et très coûteuse. L'inventaire des GES émis au Cameroun nous indique que l'énergie (production/transport/consommation) contribue à hauteur de 7,36% de ces émissions [5]. De plus, les délais d'exécution des centrales hydro sont relativement longs (4-6 ans) par rapport à d'autres types de centrales (moins de 2 ans pour les centrales solaires PV par ex.).

Le Cameroun dispose pourtant d'autres ressources renouvelables susceptibles d'être valorisées et capables de satisfaire à long terme une bonne partie de la demande [6]. Il devient donc impératif de faire évoluer le mix énergétique camerounais vers les énergies renouvelables en privilégiant l'électricité décentralisée en mini-réseaux isolés. Seulement, les bases d'une telle transition énergétique doivent être économiquement efficaces, socialement équitables, viables sur le plan environnemental et contribuer à la réduction des disparités; car, le défi aujourd'hui, consiste à assurer un développement susceptible de permettre aux plus défavorisés de sortir de la précarité sans condamner les générations futures à subir un environnement plus dégradé encore qu'il ne l'est aujourd'hui. Mais, la question de fond est de savoir comment cette transition doit être opérée ? Avec quelles ressources (énergétiques, technologiques, financières et humaines) ? Et suivant quels choix ?

2. Situation énergétique

2.1. Les ressources énergétiques du pays

Le Cameroun compte des ressources considérables en hydroélectricité, importantes en énergies renouvelables et modestes en hydrocarbures. Les réserves prouvées de pétrole brut sont d'environ 30 millions de tonnes. Au rythme actuel de la production (4,5 millions de tonne métriques en moyenne par an), le Cameroun ne disposerait que de moins de 10 ans de production pétrolière [3]! Certes, de nouveaux permis ont été accordés, notamment dans la zone frontalière du lac Tchad et dans l'offshore du Sud-Ouest. A ceci s'ajoute l'espoir de pouvoir valoriser la presqu'île de Bakassi, potentiellement riche en brut léger. En dehors du pétrole, le Cameroun possède des gisements de gaz naturel aujourd'hui estimés à environ 186 milliards de m³ [7]. Par type d'énergie, les ressources énergétiques se présentent comme suit:

2.1.1. Les réserves d'hydrocarbures

En 2013, les réserves prouvées de pétrole sont estimées à 0,2 milliards de barils et 4,77 Tcf (1 Trillion cubic feet = 1000 milliards de pieds cubes) soit 186 milliards de m³ de gaz naturel [8].

2.1.2. Les ressources solaires

Le Cameroun dispose d'un potentiel solaire abondant et disponible, mais très faiblement exploité. L'insolation moyenne dans la partie nord du pays est de 5,8 kWh/m²/jour et dans la partie sud 4 kWh/m²/jour. Ainsi, on observe une insolation moyenne de 4,9 kWh/m²/j pour l'ensemble du pays [9].

2.1.3. Les ressources hydroélectriques

Après la République Démocratique du Congo, le Cameroun dispose du deuxième plus grand potentiel hydroélectrique en Afrique sub-Saharienne, mais largement sous exploité (moins de 5%). Le potentiel total est estimé à 20 GW, avec un productible de 115 TWh par an [3]. Le potentiel pour les petites installations hydrauliques (puissance inférieure à 1 MW) est estimé à 1115 TWh, principalement dans les régions de l'Est et de l'Ouest.

2.1.4. Les ressources en biomasse

Le Cameroun a le deuxième plus grand potentiel de biomasse en Afrique sub-saharienne, avec 21 millions d'hectares de forêt couvrant les trois-quarts de son territoire [10]. Cependant, l'utilisation abusive et insoutenable de cette ressource a conduit à un déboisement significatif dans tout le pays, avec une vitesse de déforestation de 100000 hectares/an et la régénération de seulement 3000 hectares/an [11, 12]. Le potentiel électrique à partir des résidus de biomasse est énorme et estimé à 1200 GWh [13]. Le pays dispose également d'un grand potentiel pour la production de biocarburants.

2.1.5. Les ressources éoliennes

La majeure partie du pays a une vitesse de vent insuffisante pour la production d'énergie avec une moyenne de 2-4 m/s à 100 mètres de hauteur. Selon des études disponibles, le potentiel éolien existe dans les régions du nord, de l'ouest et du littoral. Le nord a une vitesse moyenne de 5-7 m/s. Le département des Bamoutos (région de l'ouest) enregistre des vitesses de 6,65 m/s et aurait la capacité d'accueillir un champ de trois aérogénérateurs d'une capacité cumulative totale installée de 14 MW [12].

2.1.6. Les ressources géothermales

Le potentiel camerounais n'est pas connu, mais quelques points chauds ont été identifiés à Laopanga, katip Foulbé, Voludé et Bazao (localité de Ngaoundéré), dans la zone du Mont Cameroun, du Manengoumba et celle du Lac Monoun [3, 12].

2.2. Production d'énergie par forme

En 2010, le Cameroun a produit au total 8521 Ktep, soit 53% de biomasse, 4,3% d'électricité et 42,7% de produits pétroliers [10]. Pendant que la production de l'énergie à partir de la biomasse et des barrages hydroélectrique reste croissante depuis l'année 2000, celle du pétrole décroît depuis 2008. Ceci est dû à l'épuisement des réserves pétrolières. Mais l'on espère qu'avec la découverte de nouveaux gisements pétroliers, elle retrouvera dans les années à venir une plus grande stabilité conformément aux projections de la SNH.

2.2.1. Production d'électricité

De 2001 à 2010, la puissance électrique installée du pays s'est accrue. Elle est ainsi passée de 951 MW en 2001 à 1593 MW en 2010. L'on peut noter une augmentation non négligeable de 21 MW entre 2009 et 2010 et 642 MW entre 2000 et 2010 [14].

Tableau 1.1: Evolution de la structure du parc de production d'électricité (en MW) [14]

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Parc thermique										
Fuel oil AES-Sonel	19,5	19,5	19,5	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	117,9	115,0
Gasoil AES-Sonel	78,0	81,0	121,0	101,3	104,3	101,0	97,6	113,0	99,8	83,7
Centrale de yassa									86,1	86,1
Total thermique	97,5	100,5	140,5	206,2	209,2	205,9	202,5	217,9	303,7	284,8
Parc hydroélectrique										
Edéa	263	263	263	263	263	263	263	263	263	267
Songloulou	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384
Lagdo	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Total hydroélectricité	719	719	719	719	719	719	719	719	719	723
Puissance totale AES-Sonel	817	820	860	925	928	925	922	937	1023	1008
% Thermique	12%	12%	16%	22%	23%	22%	22%	23%	30%	28%
Auto-production										
Puissance est. Opérationnelle Onshore	125	214	268	301	323	342	377	427	500	562
Puissance est. Opérationnelle Offshore	10	15	18	18	18	11	32	10	49	24
Puissance opérationnelle totale	135	229	286	319	342	353	409	436	549	586
Total parc de production	951	1048	1145	1244	1270	1278	1331	1373	1572	1593

Il ressort de ce tableau que l'hydroélectricité est prépondérante dans la production électrique du pays. La part des auto-producteurs dans la production thermique qui représente plus du tiers de la puissance totale installée, reflète le niveau du déficit énergétique et la volonté des industriels et des populations à s'auto-alimenter en énergie électrique.

Il faut ajouter à ces infrastructures énergétiques les barrages de retenue d'eau de Mbakaou (2,6 milliards de m³), Bamendjin (1,8 milliards de m³) et Mapé (3,2 milliards de m³) et les centrales de production en cours de construction ainsi que celles mises en service récemment: Menve'ele (230 MW) ; Mekin (12 MW) ; Natchigal (275 MW) ; Lom-Pangar (30 MW) ; la Centrale à Gaz de Kribi (256 MW) [3].

2.2.2. Production d'hydrocarbures

2.2.2.1. Produits pétroliers

En 2012, la production pétrolière du Cameroun s'est élevée à 63000 barils/jour contre 185000 barils/jour en 1985, année où le pays a atteint son pic de production (figure 1.1). La consommation quant à elle est de 30000 barils/jour [15]. Comme on peut le remarquer sur cette figure, la production pétrolière au Cameroun va décroissant depuis 1985, preuve du tarissement des ressources.

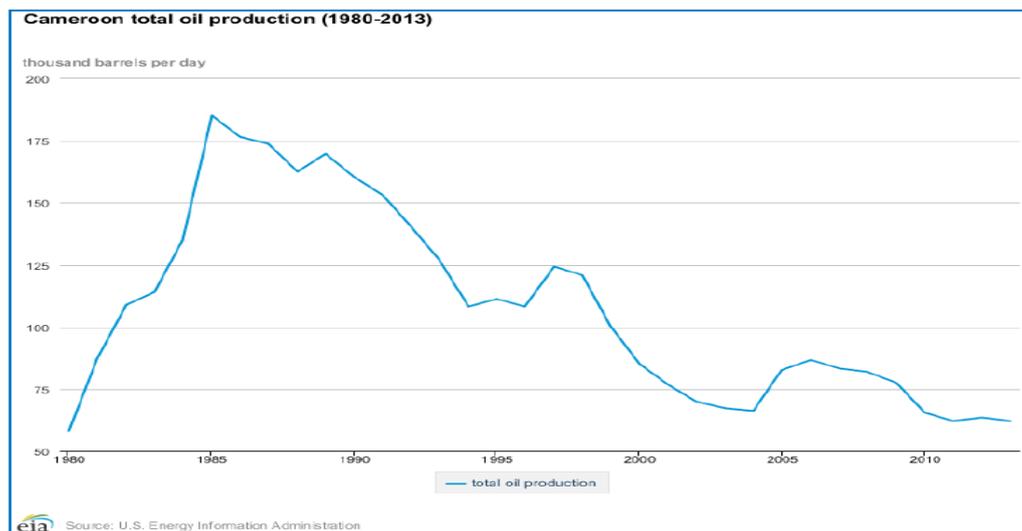


Figure 1.1: Évolution de la production pétrolière de 1980 à 2013 [8]

2.2.2.2. Accès au gaz domestique

Le gaz est un service exclusivement utilisé par les ménages urbains les plus aisés. L'enquête sur le gaz de pétrole liquéfié (GPL) réalisée en 2004 révèle que seulement 18,6% de ménages ont accès au gaz domestique, ce chiffre correspond à 46% en zone urbaine et 3,3% en milieu rural (contre 1% en 1995) [16].

2.2.3. Production du bois de chauffe et ses sous-produits

En 2009, le Cameroun a produit environ 11,4 millions de tonnes de bois de chauffe, 214000 tonnes de charbon de bois et 301000 tonnes de sciure et copeaux de bois [17]. Les principaux consommateurs du bois et ses sous-produits sont les ménages (en particulier, les ménages ruraux), dont 82,6 % l'utilisent sous forme de bois de chauffe, de charbon de bois, de sciure ou de copeaux, comme principale et parfois unique source d'énergie de cuisson.

2.2.4. Situation de l'électrification rurale

Dans le monde rural, l'électrification est un puissant facteur de développement socioéconomique. Le tableau 1.2 présente la situation du Cameroun en 2003.

Tableau 1.2: Situation de l'électrification rurale en 2003

	Centre	Sud	Littoral	Est	Ouest	Nord-ouest	Sud-ouest	Adam aoua	Nord	Ext. nord	Total
Population totale	2247786	436379	1866319	707314	1693418	1532148	1101360	662907	1373691	2405747	14027069
Population rurale	1053557	314941	358011	498364	1148233	1196441	761060	423755	986473	1930355	8671190
Nombre localités	2312	1251	765	1145	1048	541	964	584	1448	3257	13315
Localités rurales	1540	587	418	751	1155	1151	611	417	732	1638	9000
200<Pop.localité<5000	405	416	145	42	379	96	108	13	22	67	1693
Localités rurales non électrifiées	1135	171	273	709	776	1055	503	404	710	1571	7307
Local. potentielles à électrifier (extension réseau)	451	159	172	316	283	165	179	114	117	296	2252
Nombre d'abonnés ruraux	14000	7830	7245	1320	11880	5800	3720	480	1040	2440	55755
Taille des ménages	5	5	4	5	6	7	6	5	5	5	5
Taux d'accès en zone rurale (%)	6.96	12.48	9.05	1.35	5.9	3.34	2.87	0.57	0.51	0.65	4.368

[Source : AER-Cameroun]

Il ressort de ce tableau un taux moyen d'accès en zone rurale de 4,36 % ce qui est très faible par rapport à la moyenne africaine.

3. Corrélation entre énergies renouvelables et développement durable

3.1. Les énergies renouvelables

On entend par énergie renouvelable une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme potentiellement inépuisable à l'échelle de temps humaine [18, 19]. Le caractère renouvelable d'une énergie dépend non seulement de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée. Par exemple, le bois est une source d'énergie renouvelable tant qu'on abat moins d'arbres qu'il n'en pousse. Le comportement des consommateurs d'énergie (d'où la notion de développement durable) est donc un facteur important à prendre en compte dans le concept d'énergies renouvelables.

Les principales sources d'énergie renouvelables sont: l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la géothermie, l'énergie marine et la biomasse.

Selon la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun, sont considérées comme énergies renouvelables les sources d'énergies suivantes [20]: Energie solaire thermique et photovoltaïque ; Energie éolienne ; Energie hydraulique des cours d'eau de puissance exploitable inférieure ou égale à 5 MW ; Energie de la biomasse ; Energie géothermique ; Energie d'origine marine. Cette loi exclue totalement du domaine des énergies renouvelables les rivières et autres aménagements hydroélectriques pouvant délivrer une puissance supérieure à 5 MW ce qui pose quand même le problème de la définition des énergies renouvelables telle qu'adoptée par la communauté scientifique internationale.

3.1.1. Pourquoi les énergies renouvelables ?

Pour de nombreuses raisons. Tout d'abord, si nous ne développons pas leur utilisation, les réserves en énergies fossiles s'épuiseront tôt ou tard, puisqu'elles ne sont pas renouvelables ! Ces sources d'énergie non renouvelables sont responsables de l'effet de serre à l'origine du réchauffement climatique qui menace notre planète et compromet l'avenir des générations futures. N'oublions pas non plus que le pétrole et le gaz sont la plupart du temps des produits importés par les Etats non producteurs. Le Cameroun, en tant que modeste producteur a donc tout intérêt à exploiter ses ressources renouvelables dont le potentiel est immense. En augmentant l'utilisation des sources d'énergie renouvelables, on renforce aussi la sécurité de l'approvisionnement en énergie. Une des particularités des énergies renouvelables est la possibilité de produire à partir des ressources locales pour satisfaire les besoins énergétiques locaux. La modularité des niveaux de puissance leur procure un avantage particulier dans les applications telles que l'électrification rurale décentralisée. D'autre part, les énergies

renouvelables sont maintenant reconnues comme des sources d'énergie ordinaires à travers le monde [21]. Elles constituent un important vivier d'emplois. En perspective, on prévoit dans les années à venir la création de dizaines de millions d'emplois dans ce secteur dans le monde, ce qui devrait faire baisser le chômage, notamment chez les jeunes.

Au niveau international, l'Assemblée Générale des Nations Unies a adopté en septembre 2015 l'objectif de développement durable «pour l'accès de tous à des services énergétiques durables» (ODD 7) [22]. De même, 195 pays ont adopté, en décembre 2015, l'Accord de Paris [23] sur le climat qui les engage à favoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, dans le cadre de la réalisation de l'objectif limitant le réchauffement mondial en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels. Il existe un lien indiscutable entre la protection environnementale, la réduction de la pauvreté, la croissance économique et le développement technologique. Toutes ces questions sont intimement liées les unes aux autres et le développement des énergies renouvelables se trouve au cœur de ces préoccupations.

3.1.2. Les contraintes au développement des énergies renouvelables

Les facteurs qui freinent le déploiement des énergies renouvelables sont de plusieurs ordres; politique, économique, social, technologique et même technique. En effet, les prix actuels des carburants fossiles sont très bas et gênent l'émergence de nouvelles technologies inévitablement plus coûteuses tant qu'elles n'ont pas atteint une production de masse. Parallèlement, une proportion croissante de la population s'inquiète, souvent à juste titre, des dangers liés à l'utilisation des combustibles fossiles et de la fission nucléaire. Cette fraction de la population, d'une part, et les nombreux lobbies industriels, d'autre part, exercent leurs influences au niveau politique pour faire pencher la balance de leur côté mais, pour l'instant, les seconds sont encore les plus puissants.

D'autre part, la primauté des subventions accordées aux systèmes énergétiques conventionnelles par rapport aux énergies renouvelables, les coûts d'acquisition des technologies encore trop élevés, leur faible diffusion, l'absence de main d'œuvre qualifiée couplée à la faible structuration du secteur constituent des pesanteurs importantes au développement des énergies renouvelables. En fonction des spécificités propres à chaque pays, continent ou région du monde, d'autres barrières au déploiement des énergies renouvelables peuvent être identifiées.

3.1.3. L'efficacité énergétique, l'autre pilier des énergies renouvelables

Un scénario du type tout-renouvelable n'est pas plausible. Etant donné que la transition énergétique ne peut s'opérer en un temps record, l'efficacité énergétique est une alternative intéressante aux côtés des énergies renouvelables. Bien que l'intensité énergétique (énergie primaire consommée par unité de production économique) se soit améliorée à travers le monde et dans la quasi-totalité de ses régions depuis 1990, il existe d'immenses opportunités d'améliorer l'efficacité énergétique dans tous les secteurs et pays [24].

Les éléments qui poussent les politiques à encourager l'amélioration de l'efficacité énergétique incluent le renforcement de la sécurité énergétique, l'appui à la croissance économique et l'atténuation du changement climatique. Dans les pays les plus pauvres, une meilleure efficacité énergétique facilitera la prestation des services énergétiques aux personnes qui en sont privées. Pour y parvenir, un nombre croissant de pays ont adopté des objectifs et des politiques sur l'efficacité énergétique des bâtiments, des appareils, des véhicules de transport et de l'industrie.

3.2. Le développement durable

La notion du développement durable a vu le jour pour la première fois en 1992 à Rio de Janeiro lors d'une rencontre des leaders mondiaux baptisée le Sommet de la Terre [1]. Selon

sa définition la plus communément acceptée (Rapport Brundtland, 1987), on entend par développement durable «un développement qui satisfait les besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins» [25]. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement [26]. Au cœur de cette nouvelle problématique se trouvent entre autres préoccupations, celles liées à l'énergie, qu'il s'agisse de sa production (risque de pénurie, dangers pour l'environnement ou la santé humaine), ou de sa consommation (accessibilité, lutte contre le gaspillage).

L'ambition du développement durable suppose la mise à la disposition du plus grand nombre et de façon équitable d'un certain nombre de «biens publics communs» qui sont consubstantiels de la notion même de développement et qu'on peut traduire par une série de droits fondamentaux: le droit à la santé, à l'alimentation, au logement, à l'éducation, au confort domestique, à la mobilité, etc.

3.3. Contribution des énergies renouvelables au développement durable du Cameroun

Plusieurs auteurs ont établi de manière évidente le lien indéniable qui existe entre les énergies renouvelables et le développement durable [27, 28]. Au Cameroun comme ailleurs, il existe d'énormes avantages que les zones rurales pourraient tirer de l'industrie des énergies renouvelables. Les besoins énergétiques des populations urbaines étant relativement faciles à satisfaire, nous nous limitons à l'analyse de ceux des populations rurales, ce d'autant plus que ces dernières représentent plus de 80% de la population totale. En effet, les zones urbaines ont un accès facile aux réseaux de distribution électrique et de combustibles modernes ce qui n'est pas le cas pour les zones rurales où l'éloignement et la faible concentration en populations en font des zones non rentables pour les sociétés de services énergétiques. Le développement de l'industrie des énergies renouvelables est susceptible de procurer au monde rural les avantages suivants:

- **Développement des infrastructures rurales:** La plupart des zones rurales au Cameroun ne disposent pas d'installations de base. La culture, la récolte et la transformation des produits agricoles et énergétiques pourront stimuler le développement rural et créer de nouvelles opportunités de revenus. L'industrie de la bioénergie attirera et augmentera les investissements nécessaires au développement des infrastructures rurales comme les points d'eau potable, les routes, les chemins de fer, l'électricité, les hôpitaux, les marchés, etc.
- **Création d'emplois et des richesses:** L'allocation de prêts et autres incitations gouvernementales et/ou du secteur privé pourra faciliter la modernisation de l'agriculture rurale. De nouveaux emplois pour une main-d'œuvre hautement qualifiée seront créés dans les industries de la bioénergie et les cultures énergétiques dédiées pourront être développées. Cela pourra augmenter le nombre d'industries manufacturières et d'emplois dans les zones rurales, améliorer les revenus des populations rurales et créer de la richesse.
- **Extension du marché rural:** L'industrie de la bioénergie attirera d'autres fournisseurs de services, ce qui créera d'autres effets multiplicateurs. Les activités commerciales pourront également se développer avec l'augmentation de la demande. Enfin, les populations rurales auront également accès à des gammes variées de biens et services.
- **Acquisition des compétences et augmentation des effectifs scolaires:** L'industrie de la bioénergie et les autres fournisseurs de services auront besoin d'une main-d'œuvre qualifiée et semi-qualifiée ce qui conduira à la création des centres de formation dans les zones rurales. En outre, des bourses d'études pourront être fournies aux jeunes ruraux dans le cadre des responsabilités sociales des entreprises.

- **Augmentation de la productivité:** principalement pour les femmes et les jeunes filles qui seront libérées des corvées de collecte d'eau et de bois de chauffage, car très souvent, elles parcourent de longues distances pour y parvenir. Les conditions de cuisson seront aussi nettement améliorées et le temps considérablement réduit. Les jeunes filles pourront ainsi disposer de plus de temps pour se consacrer aux études et les femmes à d'autres activités génératrices de revenus.
- **Réduction de la pauvreté:** le développement de l'industrie des énergies renouvelables réduira la pauvreté rurale caractérisée par un faible revenu, le chômage des jeunes et le manque d'infrastructures de base.
- **Lutte contre l'exode rural:** Si tout ce qui précède est mis en œuvre, la qualité de vie des populations rurales sera grandement améliorée; elles n'auront plus envie de vider les villages pour s'installer en ville à la quête d'un mieux-être, ce qui réduira considérablement le phénomène de l'exode rural.

En somme, la capacité des technologies d'énergies renouvelables à éviter les émissions de GES associées à la combustion des combustibles fossiles en fait des sources d'énergie propre et, à ce titre, les qualifie de projets MDP (Mécanisme pour un Développement Propre). Ceci permet de générer des revenus additionnels grâce à la vente des réductions d'émissions et de surmonter (au moins en partie) la barrière financière qui plombe le développement de ce secteur. Les nombreuses expériences réalisées sous d'autres cieux ont permis de constater que les technologies des énergies renouvelables présentent un vaste potentiel contributif au développement durable.

3.4. Le statut mondial des énergies renouvelables: aperçu général

L'année 2015 a été exceptionnelle pour les énergies renouvelables dans le monde entier. L'augmentation mondiale des capacités n'a jamais été aussi importante. Des difficultés persistent toutefois, en particulier au-delà du secteur électrique. L'année 2015 a également été marquée par plusieurs faits qui ont eu une incidence sur les énergies renouvelables. Il y a notamment eu une baisse spectaculaire des cours mondiaux des combustibles fossiles; une série d'annonces de prix pour l'électricité renouvelable, proposées dans le cadre de contrats d'approvisionnement à long terme, ayant battu son record à la baisse; une attention très croissante portée au stockage de l'énergie; et un accord historique à Paris sur le climat qui a réuni la communauté mondiale.

En effet, l'augmentation de la capacité de production électrique renouvelable a été sans précédent en 2015, avec une estimation de 147 gigawatts ajoutés. La capacité de chauffage basée sur les énergies renouvelables a pour sa part augmenté de 38 gigawatts «thermiques» (GWth) [21]. La production totale de biocarburants s'est également accrue. Cette avancée s'est produite malgré la chute brutale des cours mondiaux des combustibles fossiles; la persistance des subventions accordées aux combustibles fossiles; et les autres difficultés posées aux énergies renouvelables, notamment l'intégration de parts croissantes de production d'énergie renouvelable, l'instabilité des régimes politiques, les obstacles réglementaires et les contraintes budgétaires.

Toujours en 2015, le Maroc a inauguré la première tranche d'un énorme complexe appelée à devenir la plus grande centrale thermo solaire au monde. Cette tranche baptisée "Noor 1" d'une capacité de 160 MW est à 20 kilomètres de Ouarzazate à la lisière du désert. Le site a été choisi pour son ensoleillement maximal de 320 jours par an. La centrale compte cinq cent mille panneaux solaires (miroirs incurvés) étalés sur 480 hectares, soit l'équivalent de 600 terrains de football. Avec cela, le Maroc se situera en tête du peloton du "solaire thermodynamique" dont l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prévoit qu'il représentera à l'horizon 2050 11% de la production d'électricité mondiale, avec 1000 GW [29]. En matière

d'énergie renouvelables, le Maroc s'est fixé pour objectif un premier seuil de 42% en 2020, et depuis la COP 21, de 52% en 2030.

4. Energie, gaz à effet de serre et changement climatique

4.1. Les gaz à effet de serre (GES): origines et types

Commençons par établir le bilan le plus simple: celui qui prévalait avant l'ère industrielle.

4.1.1. Bilan énergétique de la Terre avant l'ère industrielle

Nous supposons que la Terre constitue un système thermodynamique fermé possédant à un instant donné une énergie totale E . Dans l'approche simplifiée présentée ici, nous ne considérerons que la température moyenne de la Terre, sans tenir compte des variations de température selon les saisons ou la latitude. Ce système thermodynamique fermé est soumis à des flux entrants et sortants d'énergie qu'il faut comptabiliser. Les flux extérieurs d'énergie dont il sera tenu compte dans cette approche sont l'énergie solaire incidente E_S et l'émission, via le rayonnement infrarouge, d'énergie vers l'espace E_{IR} . À l'équilibre, ces deux quantités d'énergie doivent être égales. Le premier principe du système fermé s'écrit [31]:

$$dE = E_S - E_{IR} = 0 \quad (1.1)$$

La température d'équilibre de la Terre résulte d'un bilan énergétique entre l'énergie solaire reçue et l'énergie infrarouge émise. Appelons Φ_S le flux solaire incident reçu en permanence, hors atmosphère, par une section équatoriale de la Terre. Compte tenu de l'albédo a , une partie de ce rayonnement est directement réfléchi par l'atmosphère. Par conséquent, seule la fraction $(1 - a)$ atteint l'atmosphère au niveau de la Terre. L'énergie reçue par la Terre, par seconde, est donc [31, 32]:

$$\dot{E}_S = \pi R^2 (1 - a) \Phi_S \quad (1.2)$$

Par ailleurs, la Terre émet un flux d'énergie, par unité de surface, Φ_{IR} dans l'infrarouge. À ce flux correspond une puissance émise par toute la surface de la Terre, qui est donnée par [36]:

$$\dot{E}_{IR} = 4\pi R^2 \Phi_{IR} \quad (1.3)$$

À l'équilibre, les deux puissances sont égales et on obtient [31, 36]:

$$\dot{E}_S = \pi R^2 (1 - a) \Phi_S = \dot{E}_{IR} = 4\pi R^2 \Phi_{IR}$$

$$\text{Soit : } \Phi_{IR} = \frac{1-a}{4} \Phi_S \quad (1.4)$$

$$\text{Or; } \Phi_{IR} = \varepsilon \sigma T^4 = (1 - \gamma) \sigma T^4 \quad (1.5)$$

Où σ est la constante de Boltzmann, ε l'émissivité de la Terre et γ le coefficient d'effet de serre. On en déduit la température d'équilibre de la terre si l'on connaît les grandeurs Φ_S , γ et σ [31]:

$$T = \sqrt[4]{\frac{\frac{1-a}{4} \Phi_S}{(1-\gamma)\sigma}} \quad (1.6)$$

Application numérique:

- Sans effet de serre naturel ($\gamma = 0$).

Le flux solaire reçu par la surface extérieure de l'atmosphère est de $1\,345\text{ W/m}^2$ et l'albédo de la Terre est égal à $0,31$. Le flux solaire reçu par la surface de la Terre est donc égal à $\Phi_s \approx 953$

$$\text{W/m}^2, \text{ ce qui donne : } T_0 = \sqrt[4]{\frac{\frac{1}{4} \times 953}{5,64 \times 10^{-8}}} = 254,7\text{ K} = -18,3^\circ\text{C} \cong -18^\circ\text{C}$$

- Avec effet de serre naturel ($\gamma = 0,386$) [31].

$$\text{On obtient maintenant : } T_0 = \sqrt[4]{\frac{\frac{1}{4} \times 953}{0,614 \times 5,64 \times 10^{-8}}} = 288\text{ K} = 15^\circ\text{C}$$

Sans effet de serre naturel, la vie sur Terre serait très problématique, car la température moyenne serait seulement de -18°C , au lieu de $+15^\circ\text{C}$ actuellement. L'effet de serre naturel est donc un phénomène plutôt bénéfique.

4.1.2. Bilan énergétique de la Terre en présence du forçage radiatif

Avec l'apparition de l'effet de serre anthropique dû à l'activité humaine, le flux infrarouge émis par la Terre diminue et le coefficient d'effet de serre γ augmente. Par conséquent, un déséquilibre énergétique apparaît à la surface de la Terre, puisque l'énergie émise devient inférieure à l'énergie solaire incidente. C'est ce qu'on appelle le forçage radiatif [31].

D'après le 4^e rapport du GIEC publié fin 2007 [2], le réchauffement de $0,72^\circ\text{C}$ observé est dû à un forçage radiatif global des activités humaines depuis 1750 qui serait égal à $1,6\text{ W/m}^2$. L'émission infrarouge donnée par le coefficient d'effet de serre de $0,614$ est égale à 238 W/m^2 , la variation du coefficient d'effet de serre due au forçage radiatif est donc de [31]:

$$d\gamma = \frac{1,6}{238} = 0,0067. \text{ On obtient pour la nouvelle température:}$$

$$T_1 = \left[\frac{\frac{1}{4} \times 953}{0,6073 \times 5,64 \times 10^{-8}} \right]^{1/4} = 288,79\text{ K}$$

Soit une élévation de $0,79\text{ K}$, ce qui correspond bien aux $0,72\text{ K}$ observé. En l'absence d'inertie thermique de la Terre, sa température s'adapterait instantanément à ce déséquilibre, car une augmentation de la température de la surface de la Terre permettrait d'augmenter le flux infrarouge et donc de rétablir l'équilibre. Mais l'énergie nécessaire pour établir ce nouvel équilibre est supérieure à celle fournie par le déséquilibre, essentiellement à cause de la masse des océans. Le résultat est que la Terre est en déséquilibre énergétique: elle reçoit plus d'énergie qu'elle n'en émet [2, 31].

4.1.3. Les différents types de gaz à effet de serre (GES)

On dénombre plusieurs types de gaz à effet de serre. La Convention climat prend en compte les GES suivants : le gaz carbonique, (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), l'ozone (O_3), l'Hexafluorure de soufre (SF_6 : applications électriques, transformateurs) et une série de gaz appelés halocarbures ($\text{C}_x\text{H}_y\text{Hal}_z$), qui n'existent pas à l'état naturel et qui sont

produits par l'activité industrielle. Les principaux halocarbures sont : les Chlorofluorocarbures (CFC : toujours présents même s'ils ne sont plus utilisés en occident), les Hydrofluorocarbures (HFC : remplacent les CFC, climatisation...) et les Perfluorocarbures (PFC: émis par les usines d'électrolyse d'aluminium). Ces différents gaz ont des pouvoirs d'effet de serre différents et des durées de séjour différents dans l'atmosphère (tableau 1.3).

Tableau 1.3: Durée de séjour approximative dans l'atmosphère des gaz à effet de serre [32]

Gaz à effet de serre (GES)	Temps de séjour dans l'atmosphère
Gaz carbonique (CO ₂)	100 ans
Méthane (CH ₄)	12 ans
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	120 ans
Halocarbures (C _x H _y Halz)	Jusqu'à 50 000 ans !

Afin de pouvoir faire des comparaisons, on calcule, pour chacun des GES, un pouvoir de réchauffement global (PRG), qui permet de savoir de combien on augmente l'effet de serre lorsque l'on émet un kg du gaz considéré. Il se définit comme le forçage radiatif (c'est à dire la puissance radiative que le GES renvoie vers le sol), cumulé sur une durée donnée d'une quantité de gaz donnée. Cette valeur se mesure relativement au CO₂, principal GES. Le PRG d'un gaz est donc «combien de fois plus» (ou «combien de fois moins») un gaz « fait d'effet de serre sur une période donnée» (c'est à dire combien d'énergie il renvoie vers le sol sur cette période) comparé à ce que ferait une même quantité de CO₂ émise au même moment. On parle alors de PRG relatif. Le pouvoir relatif de réchauffement d'un gaz dépend donc de la période prise en compte comme le montre le tableau 1.4 pour les GES principaux:

Tableau 1.4: PRG relatif de certains GES [32]

Gaz à effet de serre (GES)	PRG relatif/CO ₂ à 100 ans	PRG relatif/CO ₂ à 20 ans
CO ₂	1	1
CH ₄	23	63
N ₂ O	298	298

Si l'on émet 1 kg de méthane dans l'atmosphère aujourd'hui, on produira le même effet, sur 20 ans que si on émet aujourd'hui 63 kg de gaz carbonique, et sur 100 ans 23 kg de gaz carbonique. On pourrait résumer en disant qu'un kg de méthane fait 23 fois l'effet de serre cumulé sur un siècle d'un kg de gaz carbonique, ou encore que le méthane est un gaz 23 fois plus puissant que le gaz carbonique pour l'effet de serre sur cette période. De la même façon, le protoxyde d'azote (N₂O) est 298 fois plus puissant que le gaz carbonique pour l'effet de serre sur 100 ans. Il convient de noter que les PRG employés actuellement par la communauté internationale pour chiffrer les actions proposées sont ceux à 100 ans.

4.2. Energie et émissions de GES au Cameroun

L'impact environnemental global est mesuré par le volume des émissions de GES (CO₂, CH₄ etc.) par habitant dues à l'énergie. Les émissions liées aux changements d'affectation des sols (déforestation à des fins énergétiques notamment) ne sont pas incluses ici. En 1995, les émissions de CO₂ du secteur énergie étaient de 3814,4 Gg équivalent CO₂ [33]. Pour une population de 13,09 millions d'habitants, les émissions de CO₂ per capita était de 291,4 Kg CO₂/hab. Le tableau 1.5 donne les émissions de GES en 2008 au Cameroun. Il ressort de ce tableau que la combustion des combustibles fossiles est la principale source d'émission des GES, suivie du secteur des transports qui, lui aussi dépend de la combustion des mêmes combustibles. Notons pour finir qu'il n'existe pas de système de surveillance des émissions des polluants locaux au Cameroun.

Tableau 1.5: Emission de GES liées à l'énergie en 2008

N°	Désignation	CO ₂ (Gg)	CH ₄ (Gg)	N ₂ O (Gg)	Total (Gg CO ₂ éq.)
1.1	Combustion des combustibles	3 983,0	141,8	2,0	7 584,4
1.2	Industries de l'énergie	1 383,8	0,9	0,1	1 438,9
1.3	Industries manufacturières et construction	71,0	0,0	0,0	71,0
1.4	Transport	2 163,9	0,0	0,0	2 169,3
1.4.1	Aviation civil	39,4	0,0	0,0	39,4
1.4.2	Transport routier	2 058,4	0,0	0,0	2 063,9
1.4.3	Transport ferroviaire	46,7	0,0	0,0	46,7
1.4.4	Navigation intérieure	19,4	0,0	0,0	19,4
1.4.5	Transport par pipeline	-	-	-	-
1.5	Autres secteurs	364,2	141,0	1,9	3 905,2
1.5.1	Commercial et Institutions	10,1	12,6	0,2	327,4
1.5.2	Résidentiel	354,1	128,4	1,7 3	577,7
1.5.3	Agriculture/Forêt/Pêche	0,0	0,0	0,0	0,0
1.6	Autres secteurs non spécifié	0,0	0,0	0,0	0,0
1.7	Emissions fugitives¹	0,0	0,7	0,0	14,5
1.7.1	Pétrole et gaz	0,0	0,7	0,0	14,5
	Total des émissions	3 983,0	142,5	2,0	7 598,9

[Source: TIPEE-CAM]

4.3. Les changements climatiques

La problématique environnementale des changements climatiques constitue de nos jours un des défis majeurs pour l'avenir de l'humanité. Les changements climatiques se manifestent notamment par une élévation de la température moyenne de la Terre. Plusieurs théories tentent d'en expliquer les causes, mais l'amplification de l'effet de serre est pour l'instant la plus acceptée dans la communauté scientifique.

La concentration des GES a varié au cours de l'histoire de la Terre. Il semble que la quantité de dioxyde de carbone et de méthane n'aurait jamais été aussi élevée depuis 420.000 ans et celle d'oxyde nitreux, depuis au moins un millénaire [2]. Les concentrations de ces gaz ont augmenté rapidement depuis le début de l'industrialisation, caractérisée par une hausse de la demande en énergie, par une certaine croissance démographique et par des changements dans l'utilisation du territoire. En brûlant d'énormes quantités de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) qui génèrent une importante quantité de CO₂ et en poursuivant la déforestation qui réduit les processus naturels de transformation du CO₂, on accentue l'effet de serre naturel et on observe une hausse de la température moyenne à la surface du globe.

Le réchauffement planétaire est donc dû à l'effet de serre additionnel provoqué par l'homme: c'est l'effet de serre anthropique. Il cause des changements dans l'ensemble des paramètres du climat puisqu'il déclenche des modifications de la circulation atmosphérique et océanique [2]. Ces changements environnementaux ont inévitablement une grande influence sur les activités socioéconomiques de toutes les sociétés. La foresterie, les pêches, la gestion de l'eau, le tourisme, la production et la consommation d'énergie sont particulièrement touchés.

Au Cameroun, les effets des changements climatiques sont déjà perceptibles. L'on observe de plus en plus une perturbation des fréquences ainsi qu'une variation des quantités de précipitations influençant ainsi la productivité agricole et la biodiversité. On note aussi une diminution de la qualité de l'eau, ce qui est susceptible d'influer sur la santé humaine et l'équilibre des écosystèmes. La déforestation incontrôlée accentue encore plus le problème. Si rien n'est fait pour maîtriser ces phénomènes, il est fort à craindre des conséquences désastreuses pour un pays aux faibles revenus comme le Cameroun qui a déjà du mal à se développer et dont l'agriculture, principale activité dépend uniquement des caprices de la nature.

¹ Il s'agit des émissions intentionnelles et non intentionnelles liées à l'extraction, au traitement et à la livraison de combustibles fossiles jusqu'à leur utilisation finale.

III. L'énergie solaire

1. Repérage du soleil dans le ciel

Nous allons nous intéresser dans ce paragraphe aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan quelconque placé à la surface de la terre et orienté dans une direction donnée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire.

1.1. Les mouvements de la terre autour du soleil

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse dont le soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de $149\,675.10^6$ km [34]. La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique: l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut $23^{\circ}27'$ [34]. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure 1.2 ci-dessous:

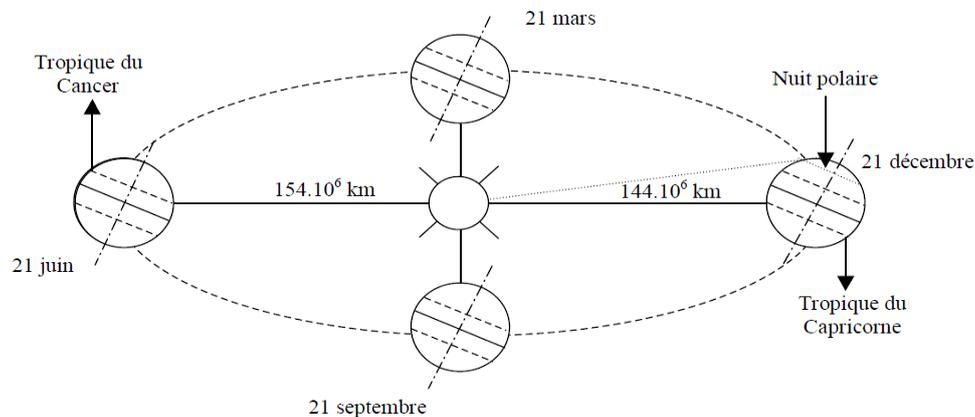


Figure 1.2: Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil [34]

Un point à la surface de la terre est repéré par deux coordonnées angulaires: la latitude et la longitude.

1.1.1. La latitude (φ)

La latitude φ permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur. Elle varie de 0° à l'équateur à 90° au pôle Nord (ou de 0° à l'équateur à -90° au pôle Sud).

1.1.2. La longitude (λ ou L)

C'est la mesure de l'angle entre le méridien du lieu et le méridien origine des longitudes (Greenwich en Angleterre). Les lieux qui sont situés à l'Est sont comptés avec le signe +. Le grand arc de cercle qui joint le pôle Nord, Greenwich et le pôle Sud s'appelle méridien origine. Il y a 23 méridiens séparés de 15° donnant naissance aux 24 fuseaux horaires.

On a décidé par convention de fixer la ligne de changement de date sur le méridien n° 12 au beau milieu du Pacifique. Quand il est midi le jour j à Greenwich, il est minuit du même jour sur la bordure Ouest de la ligne de changement de date et minuit du jour j-1 sur sa bordure Est [35]. Pour le comprendre, il suffit de déployer mentalement la projection cylindrique de la sphère terrestre.

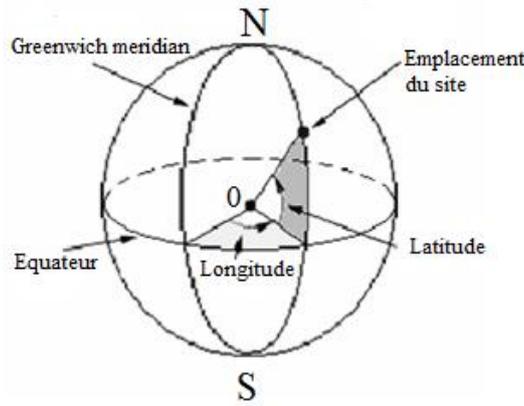


Figure 1.3: Coordonnées géographiques d'un point du globe

1.1.3. La déclinaison solaire (δ)

La déclinaison solaire δ (en degré) est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [34, 36, 37]:

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin[0,980^\circ(j + 284)] \quad (1.7)$$

Où j est le numéro du jour de l'année.

1.1.4. L'angle horaire (ω ou AH)

L'angle horaire ω (encore noté AH) du soleil est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. C'est la mesure de l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu. L'après-midi, ω est compté positivement. Il est donné par l'expression [35]:

$$\omega(^{\circ}) = 15 \times (TSV - 12) \quad (1.8)$$

Où TSV^2 est le temps solaire vrai exprimé en heures.

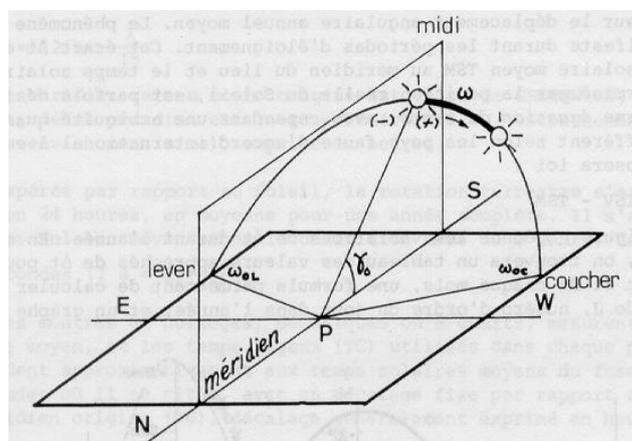


Figure 1.4: Angle horaire (ω) du soleil [35]

² C'est le temps solaire local corrigé de l'équation du temps (donnée astronomique universelle liée à l'excentricité de l'orbite de la terre autour du soleil).

A chaque heure qui s'écoule correspond une augmentation de l'angle horaire de 15°, soit encore 4 mn de temps par degré de longitude. Le repérage du Soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles, l'azimut et la hauteur du soleil. Ces deux angles sont fonction de la latitude φ du lieu, la date j (numéro du jour dans l'année) et de l'heure solaire TSV dans la journée.

1.1.5. L'azimut (a)

C'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud. C'est aussi l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. Cet angle est compté positivement vers l'Ouest. L'azimut est relié à l'angle horaire, à la hauteur et à la déclinaison solaire par la relation [34, 36]:

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (1.9)$$

Et si l'on souhaite exprimer l'azimut indépendamment de la hauteur h , on peut utiliser la formule [35] :

$$\tan(a) = \frac{\sin(\omega)}{\sin(\varphi)\cos(\omega) - \cos(\varphi)\tan(\delta)} \quad (1.10)$$

La connaissance de l'azimut est indispensable pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale. L'origine des azimuts correspond à la direction du Sud dans l'hémisphère Nord.

1.1.6. La hauteur du Soleil (h)

C'est l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal. Il est donné par la relation:

$$\sin(h) = \sin\varphi\sin\delta + \cos\varphi\cos\delta\cos\omega \quad (1.11)$$

L'azimut et la hauteur du soleil sont représentés sur la figure 1.5:

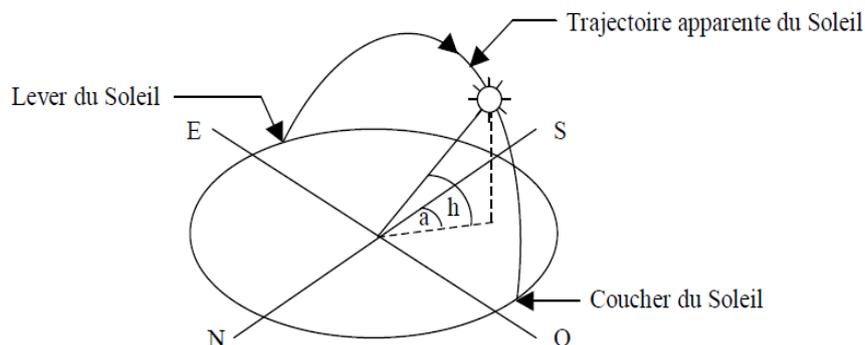


Figure 1.5: Repérage de la position du Soleil par l'azimut (a) et la hauteur (h) [34]

La hauteur du soleil est une donnée fondamentale pour au moins deux raisons: cette hauteur intervient explicitement dans les calculs d'apport énergétique. D'autre part, l'implantation d'un système solaire dans un site donné demande une étude des ombres portées par l'environnement bâti ou naturel. Il est donc commode de traduire au moyen d'abaques, la hauteur du soleil aux différents mois. Les diagrammes solaires permettent une détermination

rapide en un lieu donné de latitude φ , des valeurs de a et h pour chaque heure (solaire) de la journée et chaque mois de l'année. Ces mêmes diagrammes permettent aussi de localiser tout éventuel masque³ susceptible d'occulter l'installation pendant un temps de la journée ou une période de l'année.

1.2. Heures et temps

1.2.1. Heure légale

Pour des raisons évidentes de commodité, il est bon que les horloges d'un même pays indiquent la même heure. On définit ainsi le temps des horloges de façon arbitraire pour tout un territoire. Aux USA par exemple, le territoire s'étend sur 4 fuseaux horaires; il a fallu définir trois temps d'horloge: Eastern time, Central time et Western time ce qui fait que le décalage horaire entre Washington et Paris est de +6h, il est de + 8h avec Denver et + 9h avec Los Angeles [35]. Bien que Paris soit situé dans le même fuseau horaire que Greenwich, la France a avancé ses horloges d'une heure en 1940 pour s'aligner sur ses voisins continentaux (l'Angleterre et le Portugal restent alignés sur Greenwich).

1.2.2. Heure d'été

En outre, en France et dans la plupart des pays européens, l'heure légale est changée deux fois par an pour réaliser des économies d'énergie (fort contestées d'ailleurs par certains qui n'y voient que l'arbitraire de la bureaucratie). Pour des raisons évidentes de calcul, il n'est pas tenu compte du décalage de l'heure d'été dans les logiciels.

1.2.3. Relation entre temps légal et temps solaire

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'heure solaire TSV en fixant $TSV = 12h$ lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son «zénith»). La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre [35]. De la hauteur du soleil h , on peut déduire les heures de lever et de coucher du soleil. On le trouve, en faisant $h=0$ dans la relation précédente:

$$\cos\omega_0 = -\tan\varphi\tan\delta \quad (1.12)$$

L'heure solaire au lever du Soleil a donc pour valeur [34]:

$$(TSV)_0 = 12 - \frac{\omega_0}{15} \quad (1.13)$$

L'angle horaire ω_c au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, on a donc: $\omega_c = -\omega_0$ et la durée du jour vaut :

$$d_0 = 2 \frac{\omega_0}{15} \quad (1.14)$$

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire TSV qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à trois paramètres essentiels [34, 36]:

- La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF du fuseau horaire dans lequel il se trouve :

³ Un masque, tout comme la position du soleil, se définit par un ensemble de couples (hauteur ; azimut). On détermine donc pour chaque heure de la journée l'azimut du soleil, et on en déduit la hauteur de masque correspondant.

$$C = TL - TCF \quad (1.15)$$

L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU⁴ (temps solaire du méridien de Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire que l'on trouvera sur la figure 1.6.

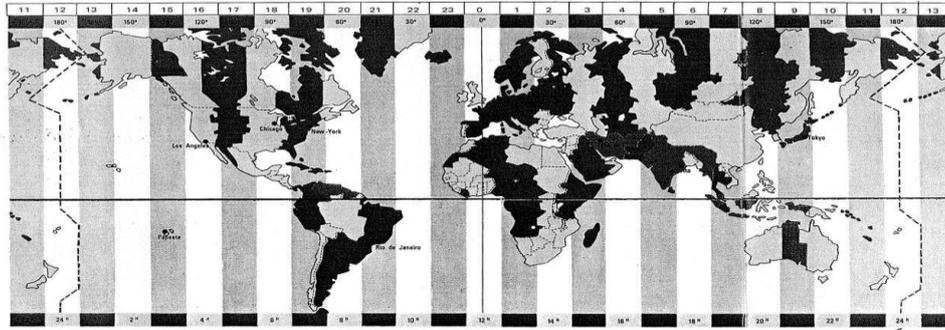


Figure 1.6: Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [34]

- La variation de la vitesse de la Terre sur sa trajectoire autour du Soleil qui introduit un terme correctif appelé équation du temps et noté ET :

$$ET = -[0,0002 - 0,4797\cos(\omega'j) + 3,2265\cos(2\omega'j) + 0,0903\cos(3\omega'j) + 7,3509\sin(\omega'j) + 9,3912\sin(2\omega'j) + 0,3361\sin(3\omega'j)] \quad (1.16)$$

Où $\omega' = 0,984$; j le numéro du jour de l'année et ET l'équation du temps (terme correctif) en mn ;

- La différence de longitude ($L - L_{ref}$) entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau).

Le temps solaire TSV se calcule finalement par la formule :

$$TSV = TL - C + ET + \frac{L_{ref} - L}{15} \quad (1.17)$$

La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on peut ne pas en tenir compte en première approximation. On trouvera les variations annuelles de la déclinaison δ et de l'équation du temps (ET) sur la figure 1.7 ci-dessous:

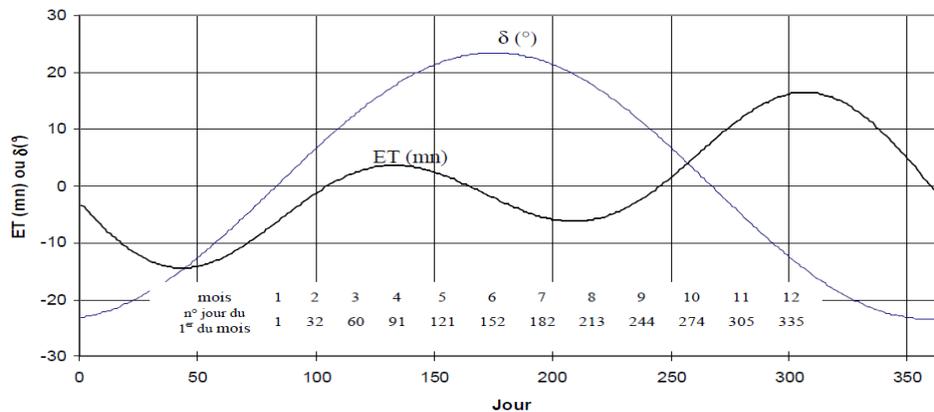


Figure 1.7: Equation du temps (ET) et déclinaison (δ) en fonction du jour de l'année [34]

⁴ Le temps universel (TU) est défini par l'heure de passage du soleil au méridien origine (Greenwich).

1.3. Interactions du rayonnement solaire avec l'atmosphère

Dans la suite, les termes insolation/éclairage/irradiance sont utilisés indifféremment pour définir le rayonnement solaire incident sur la terre par unité de surface et par unité de temps telle que mesuré en watts par mètre carré (W/m^2) ou en wattheures par mètre carré et par jour ($Wh/m^2/jour$).

Lorsque le rayonnement solaire se propage dans l'atmosphère, il interagit avec les constituants gazeux de celle-ci et avec toutes les particules présentes en suspension (poussières, aérosols, gouttelettes d'eau et cristaux de glace). Les particules dont on parle ici ont des dimensions variant du centième de μm à quelques centaines de μm [38]. La valeur du flux de rayonnement solaire E reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre varie au cours de l'année avec la distance Terre-Soleil. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la constante solaire et vaut $1367 W.m^{-2}$. En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour j de l'année par la relation [34]:

$$E = E_0[1 + 0,033 \cos(0,984j)] \quad (1.18)$$

Calculée en moyenne sur l'ensemble de la Terre, cette puissance équivaut à $342 W/m^2$. Après absorption et réflexion, on dispose sur le sol terrestre et par beau temps d'une puissance maximale d'environ $1000 W$ sur chaque mètre carré de surface perpendiculaire au soleil à midi.

E_0 varie au cours de l'année au maximum de $\pm 7\%$ en raison des légères variations de la distance Terre-Soleil dues à la trajectoire elliptique de la Terre. Cette valeur a été déterminée dans le cadre de la norme ASTM E-490 réalisée par la Société Américaine de Tests et des Matériaux (ASTM: American Society for Testing and Materials) à partir de données provenant de satellites, et des missions effectuées avec des navettes spatiales, des avions à haute altitude et des fusées, ainsi que des télescopes solaires basés au sol et des modèles d'irradiance spectrale [39]. La figure 1.8 schématise les interactions entre le rayonnement solaire et l'atmosphère terrestre:

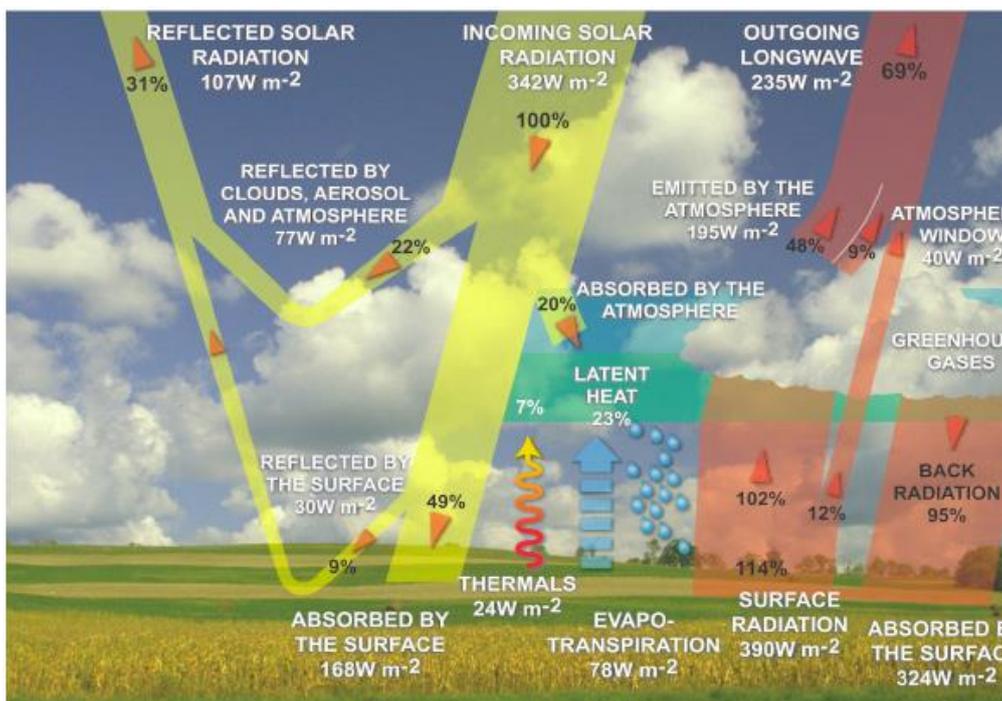


Figure 1.8: Echanges énergétiques moyens entre la surface terrestre, l'atmosphère et l'espace [40]

Une fraction du rayonnement reçu par le sol, en provenance de l'atmosphère, est diffusée vers celle-ci. Ce pouvoir de diffusion s'appelle l'albédo. Sa valeur est comprise entre 0 et 1. Plus une surface est réfléchissante, plus son albédo est élevé. Le corps noir⁵ par exemple possède un albédo nul [35]. L'atténuation du rayonnement solaire est difficile à connaître en raison du caractère aléatoire de la météorologie en un lieu et un moment considérés. Cependant, des expressions empiriques permettent une estimation de l'énergie reçue au sol. Le rayonnement global au sol est fonction de la composition et de l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons au cours de la journée en un lieu donné [38].

1.3.1. Structure et composition de l'atmosphère

L'atmosphère est la bande gazeuse qui enveloppe la terre. Elle est constituée du bas vers le haut des couches suivantes [35, 41]:

- la troposphère qui s'étend jusqu'à 10 à 12 km d'altitude et où la température décroît de 6.5°C par km, pour atteindre - 56 °C à la base de la couche suivante.
- la stratosphère de 12 à 55 km où la température croît de -56 °C à 0 °C jusqu'à la stratopause. C'est elle qui contient une mince couche d'ozone.
- la mésosphère de 50 à 85 km où la température décroît à nouveau de 0°C à -90 °C.
- l'ionosphère (confondue avec la thermosphère) et où la température croît régulièrement pour atteindre 1500 °C. C'est elle qui contient les couches réfléchissantes pour les ondes radio (couches d'Heavyside); elle s'étend jusqu'à 700km d'altitude.
- l'exosphère au-delà de 700 km qui s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidéral.

La composition de l'atmosphère est à peu près la même pour les trois premières couches: 78% d'azote, 21% d'oxygène, 0.9% d'argon, 0.03% de CO₂ et des traces d'autres gaz, avec de la vapeur d'eau dans la troposphère et une mince couche d'ozone dans la stratosphère dont le rôle est si important dans l'absorption des rayons ultraviolets les plus durs [35, 42]. L'essentiel des modifications subies par le rayonnement solaire se fait dans la troposphère par diffusion, diffraction, absorption, réfraction par des gaz de température et de densité croissante [43].

La masse gazeuse totale traversée est de 10 tonnes/m²; elle équivaut à 7,8 km d'atmosphère ramenée aux conditions de température et de pression dites normales: T=0 °C; P=1013 mbar. Si ces gaz étaient tous ramenés aux conditions normales, on aurait 6,2 km d'azote, 1,7 km d'oxygène, 74 m d'argon, 30 m de vapeur d'eau, 24 m de CO₂, 14 cm de Néon, 4 cm d'Hélium, quelques mm de Krypton, de méthane, de NO et de NO₂ et seulement 5 mm d'ozone [35].

1.3.2. Le nombre d'Air-Mass (*m*)

Précédemment, nous avons vu qu'à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, le flux solaire reçu était de 1367 W.m⁻² en valeur moyenne. Lors de la traversée de l'atmosphère, ce rayonnement de 1367 W.m⁻² subit des déperditions, du fait de son absorption partielle par les gaz atmosphériques, les particules et la vapeur d'eau. Ainsi, le flux reçu sur la Terre est inférieur à ce flux initial et dépend de l'angle d'incidence (et donc de l'épaisseur d'atmosphère traversée).

En effet, si l'on fait face au Soleil, on le voit à une certaine hauteur, qu'on appelle hauteur apparente. C'est l'angle *h* entre le plan horizontal situé sous nos pieds et une droite pointée vers le Soleil. On voit bien sur la figure 1.9 que cet angle *h* détermine la distance parcourue par le soleil à travers l'atmosphère et donc les pertes engendrées.

⁵ Un corps noir est par définition un corps idéal parfaitement absorbant pour la lumière et parfaitement émissif pour le rayonnement thermique. On dit que la radiation électromagnétique absorbée par les parois de l'enceinte est en équilibre thermique.

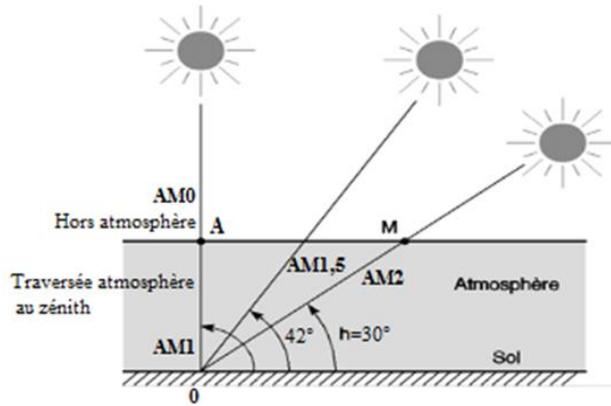


Figure 1.9: Définition du nombre d'Air Mass (m)

Prenant pour référence unité, l'épaisseur verticale de l'atmosphère moyenne réduite à 7,8 km (conditions dites normales), supposant cette couche plane et stratifiée horizontalement, la longueur du trajet rectiligne d'un rayon lumineux incliné d'un angle h par rapport à l'horizontale sera donnée par la formule [35, 37]:

$$OM = \frac{OA}{\sin h} ; \text{D'où} : m = \frac{1}{\sin h} \quad (1.19)$$

m est appelé masse atmosphérique ou Air Mass.

Sur cette figure, $m = \frac{1}{\sin 90^\circ} = 1$ si le Soleil entre dans l'atmosphère par le zénith (point A), et $m = \frac{1}{\sin 30^\circ} = 2$ s'il y entre en M (d'où le spectre AM2). Si le soleil est à 42° sur l'horizon, on a: $m = \frac{1}{\sin 42^\circ} = 1,5$ d'où le spectre AM 1,5. A une pression p différente de 1013 mbar et à une altitude z (km), on désignera par masse atmosphérique ou nombre d'air-mass le nombre donné par la relation [35]:

$$m = \frac{p_m}{1013} \times \frac{1}{\sin h} \times \exp\left(-\frac{z}{7,8}\right) \quad (1.20)$$

Où p_m est la pression atmosphérique au niveau de la mer. La pression atmosphérique au niveau de la mer peut varier autour de sa valeur de référence de 1013 hPa (mbar) entre 950 hPa (dépression) et 1050 hPa (anticyclone). Une autre formule est possible, qui calcule la pression atmosphérique à n'importe quelle altitude et en déduit la masse d'air traversée :

$$m = \frac{p_m}{1013} \times \frac{(0,88)^z}{\sin h} \quad (1.21)$$

En fonction de l'altitude et de la pression atmosphérique, le tableau 1.6 donne les valeurs correspondantes de la masse d'air traversée.

Tableau 1.6: Correction d'altitude pour la masse d'air traversée [35]

Altitude	m	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
Pression	hPa	1013	950	891	836	784	736	690	648	607	570	535
Masse d'air		1,00	0,94	0,88	0,83	0,77	0,73	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53

2. Le rayonnement solaire au sol

L'énergie dégagée par le Soleil, distant de 150 millions de kilomètres de la Terre est évacuée dans l'espace par rayonnement électromagnétique. Les réactions thermonucléaires qui ont lieu dans le cœur du Soleil entretiennent et renouvellent en permanence cette source d'énergie [45]. Une partie de cette énergie radiative traverse l'atmosphère et atteint la terre. En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à la température de 5800 K. La figure 1.10 présente la répartition spectrale du rayonnement solaire hors et dans l'atmosphère.

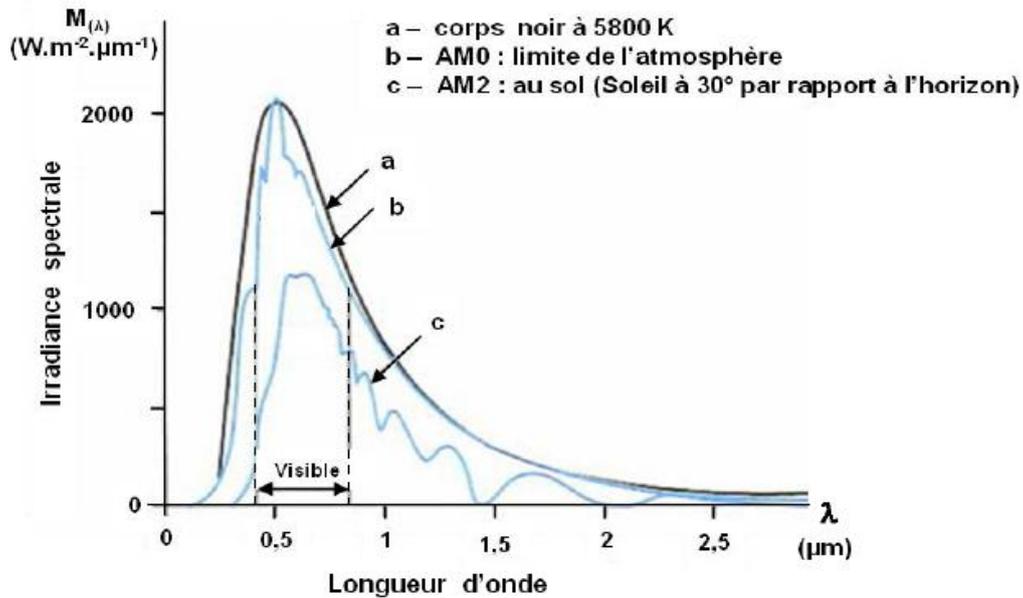


Figure 1.10: Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère et au sol [46]

Dans cette figure, le spectre réel hors atmosphère est donné par la courbe b et le spectre au sol est représenté par la courbe c. Les «trous» observés sur cette dernière représentent les différentes interactions (absorption, diffusion, réflexion, etc.) que subit la lumière durant sa traversée de l'atmosphère. La courbe régulière a (en noire) est celle d'un corps noir. Les longueurs d'onde du rayonnement solaire sont comprises entre 0,2 μm (ultraviolet) et 4 μm (infrarouge) [41]. On constate que l'essentiel (environ 98%) de l'énergie est émise dans des longueurs d'onde inférieures à 2,5 μm , notamment dans la zone du rayonnement visible comprise entre 0,4 et 0,78 μm . La figure 1.11 montre les différentes composantes du rayonnement solaire qui parviennent effectivement au sol.

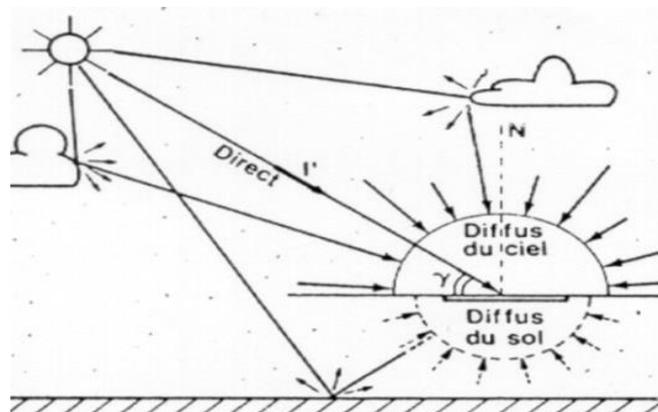


Figure 1.11: Composantes du rayonnement solaire arrivant au sol [44]

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit. Le rayonnement reçu au sol est donc constitué de plusieurs composantes ainsi qu'il suit [35, 44]:

Rayonnement direct: C'est la fraction du rayonnement global qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications.

Rayonnement diffus: C'est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Cette composante provenant de toute la voute céleste (mais aussi du sol) n'a pas de direction privilégiée. Elle ne peut donc être concentrée par des instruments optiques. Les photopiles étant des détecteurs sélectifs, ce point a son importance.

Albédo: Nom masculin originaire du bas latin, le mot "albédo" veut dire blancheur. C'est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle [35]. Ce terme étant généralement réservé au sol ou aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Sa valeur est comprise entre 0 et 1. Par définition, le corps noir possède un albédo nul. Plus une surface est réfléchissante, plus son albédo est élevé.

Rayonnement global: c'est la somme de toutes les autres composantes. Dans la pratique, les composantes directes et diffuses sont les plus exploitées par les générateurs solaires [47].

2.1. Vue d'ensemble des modèles d'estimation

Angström A. [49] fût le premier en 1924 à établir une forte corrélation entre l'irradiation solaire globale reçue à la surface de la terre et la durée d'insolation mesurée. Cette relation s'écrit sous la forme:

$$\frac{H}{H_{max}} = a' + b' \frac{n}{N_{max}} \quad (1.22)$$

Où H et n désignent respectivement l'irradiation solaire globale et la durée d'insolation, H_{max} et N_{max} les valeurs de H et n correspondant à un jour parfaitement clair. Pour des mesures effectuées au Cameroun en 1984, D. Njomo [50] propose deux corrélations du type Angstrom, l'une pour la partie septentrionale du pays et l'autre pour la partie méridionale. Les deux relations proposées sont les suivantes :

$$\text{- Partie septentrionale : } \frac{H}{H_0} = 0,24 + 0,56 \frac{n}{N} \quad (1.23)$$

$$\text{- Partie méridionale : } \frac{H}{H_0} = 0,21 + 0,48 \frac{n}{N} \quad (1.24)$$

Dans ces relations, H_0 et N désignent respectivement le rayonnement extra-atmosphérique et la durée théorique du jour.

Page (1964) [51] a présenté un modèle de type Angström, mais modifié. C'est un modèle de régression linéaire utilisé pour corréler les données de rayonnement solaire global avec la durée d'ensoleillement. Badescu (1999) [52] a étudié les relations existant entre la moyenne mensuelle de l'indice de clarté et le nombre d'heures d'ensoleillement en utilisant les données obtenues de la Roumanie. A partir des données de différentes localités d'Egypte, Shaltout (2000) [53] a étudié la corrélation entre les mesures du rayonnement solaire global et les paramètres météorologiques tels que le rayonnement solaire, les moyennes journalières de la température maximale, de l'humidité relative, de la pression de vapeur et du niveau de la mer et le nombre d'heures d'ensoleillement. Sfetsos et Coonick (2000) [54] ont quant à eux utilisé les techniques de l'intelligence artificielle pour prédire la valeur horaire du rayonnement

solaire global. Plusieurs autres études ont démontré la capacité de prédiction du modèle de type Angström, qui établit une corrélation entre le rayonnement solaire global et la durée d'ensoleillement sous forme de régression linéaire simple [55, 56].

2.2. Modèle de Yves Jannot (2011)

2.2.1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont S pour l'éclairement solaire direct, D pour le diffus et G pour le global. Toutes ces grandeurs sont exprimées en $W.m^{-2}$. En fonction des données disponibles, l'éclairement solaire direct S sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières [34]:

- Par la mesure de G et D, on en déduit : $S = G - D$.
- A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G, on évalue l'irradiation journalière diffuse D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [48]:

$$\begin{cases} D = 0,99G; & K_T \leq 0,17 \\ D = (1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4)G; & 0,17 < K_T \leq 0,75 \\ D = (-0,54K_T + 0,632)G; & 0,75 < K_T \leq 0,80 \\ D = 0,2G; & K_T \geq 0,80 \end{cases} \quad (1.25)$$

Où : $K_T = \frac{G}{G_0}$; G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère calculable par :

$$G_0 = 3,795 \cdot 10^4 \cos\varphi \cos\delta \left[\sin\omega_0 - \frac{\pi\omega_0}{180} \cos\omega_0 \right] \quad (1.26)$$

Où ω_0 est en degré et G_0 en $kJ.m^{-2}$. On calcule ensuite $S = G - D$ et on est ramené au cas précédent.

- A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par :

$$G = G_0 [0,29 \cos\varphi + 0,52\sigma] \text{ (Zone tropicale)} \quad (1.27)$$

$$G = G_0 [\sqrt{2\sigma + 1} - 0,72] \text{ (France)} \quad (1.28)$$

Et on est ramené au cas précédent.

- On ne dispose d'aucune mesure: on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I = 1370 \exp\left[-\frac{T_L}{0,9+9,4\sin(h)}\right] \quad (1.29)$$

Où T_L est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$T_L = 2,4 + 14,6\beta + 0,4(1 + 2\beta)\ln(p_v) \quad (1.30)$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale

$\beta = 0,1$ en zone urbaine

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée

p_v est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg et calculée par l'équation suivante :

$$p_v = \frac{760}{101325} (P_{at} - P_{sec}) \quad (1.31)$$

Où P_{at} est la pression atmosphérique (en Pascal) et P_{sec} , la pression de l'air sec ($P_{sec} = 1,01222 \cdot 10^5$ Pa).

$$\text{On en déduit: } S = I \sin(h) \quad (1.32)$$

De la même façon, en l'absence de toute mesure le rayonnement diffus peut être déterminé par la corrélation suivante :

$$D = 54,8 \sqrt{\sin(h)} [T_L - 0,5 - \sqrt{\sin(h)}] \quad (1.33)$$

Connaissant l'éclairement direct et diffus, l'éclairement global sur un plan horizontal est donné par l'équation :

$$G = S + D \quad (1.34)$$

2.2.2. Rayonnement solaire sur un plan quelconque

Soit une surface plane inclinée d'un angle i par rapport à l'horizontale et orientée vers une direction faisant un angle γ avec la direction Sud (γ compté positivement vers l'Ouest). Le rayonnement global $G^*(i, \gamma)$ reçu par cette surface est la somme de 3 termes [34]:

$$G^*(i, \gamma) = S^*(i, \gamma) + D^*(i, \gamma) + R^*(i, \gamma) \quad (1.35)$$

Chacun des 3 termes se calculant de la façon suivante :

Eclairement direct

$$S^*(i, \gamma) = \frac{S}{\sin(h)} [\cos(h) \sin(i) \cos(a - \gamma) + \sin(h) \cos(i)] \quad (1.36)$$

$$\text{Où : } a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_0 - 60^\circ) \quad (1.37)$$

Eclairement diffus

$$D^*(i, \gamma) = \frac{D}{2} [1 + \cos(i)] \quad (1.38)$$

Eclairement réfléchi

$$R^*(i, \gamma) = \frac{G}{2} \rho [1 - \cos(i)] \quad (1.39)$$

Où ρ est le facteur de réflexion du sol vis-à-vis du rayonnement solaire (aussi appelé albédo). Tous ces modèles ont du mal à être appliqués au Cameroun à cause de l'absence des données. En effet, sur 58 stations météorologiques, seulement 3 fonctionnent en deçà de l'acceptable et

55 sont hors service depuis belle lurette. Pour celles qui fonctionnent, les infrastructures sont désuètes, les instruments de mesure et d'observation incomplets et obsolètes avec un personnel qualifié quasi inexistant. Ainsi, pour pallier à ces insuffisances de réseaux de mesures, d'autres auteurs ont proposé sur la base des données facilement accessibles comme la température de l'air par exemple, d'autres modèles d'estimation que nous verrons au chapitre suivant.

3. Domestication de l'énergie solaire: de la ressource à l'énergie utile

Le soleil est une source d'énergie inépuisable et accessible à tous (industriels, collectivités et particuliers). Grâce à son rayonnement, il est possible de produire deux types d'énergies finales: l'énergie calorifique avec les installations solaires thermiques (chauffe-eau solaire ou climatiseur solaire) et l'énergie électrique avec les installations solaires photovoltaïques et à concentration thermodynamique [57]. La suite de ce paragraphe présente la technologie photovoltaïque.

3.1. L'effet photovoltaïque: Définition et historique

Le terme «photovoltaïque» désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le principe photovoltaïque a été découvert par le physicien français Antoine Becquerel en 1839 et expliqué par Albert Einstein en 1905 (ce qui lui a d'ailleurs valu le prix Nobel de Physique de 1921) [59]. Einstein découvrit que l'énergie de ces quanta de lumière est proportionnelle à la fréquence de l'onde électromagnétique. Le préfixe Photo vient du grec «phos» qui signifie lumière. «Volt» vient du patronyme d'Alessandro Volta (1745-1827), physicien qui a contribué aux recherches sur l'électricité. Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse. L'effet photovoltaïque est sans action mécanique, ne génère aucun bruit, aucune pollution et ne nécessite aucun combustible.

L'utilisation des cellules solaires débute dans les années quarante. Le domaine spatial a besoin d'une énergie sans combustible embarqué, les recherches s'intensifient alors sur le photovoltaïque. En 1954 est créée par les laboratoires BELL aux USA la première cellule photovoltaïque avec un rendement de 4% [61]. Le spatial devient alors le banc d'essai de la technologie photovoltaïque. Les coûts élevés de fabrication des cellules et leurs rendements médiocres ne leur permettent pas encore une exploitation à grande échelle. Il faudra attendre les années 70 pour que les gouvernements et les industriels investissent dans la technologie photovoltaïque. De nos jours, on retrouve l'électricité photovoltaïque dans des applications de diverses puissances comme les calculatrices, les montres et autres objets d'utilisation courante. Plus récemment encore, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production décentralisée d'électricité.

3.2. Les filières technologiques

Il existe aujourd'hui plusieurs technologies de cellules PV à des stades différents de maturité technologique: le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché.

3.2.1. Silicium cristallin (1^{ère} génération)

Les cellules sont constituées de fines plaques de silicium, élément que l'on extrait du sable ou du quartz. La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou de sa méthode de fabrication. Cette

filière comporte deux technologies: le silicium monocristallin (de meilleure qualité mais plus cher à produire) et le silicium multi-cristallin ou poly-cristallin (moins cher à produire mais offrant des rendements moins élevés) [60, 62]. Le schéma ci-dessous décrit les différentes étapes de fabrication d'une cellule à base du silicium cristallin.

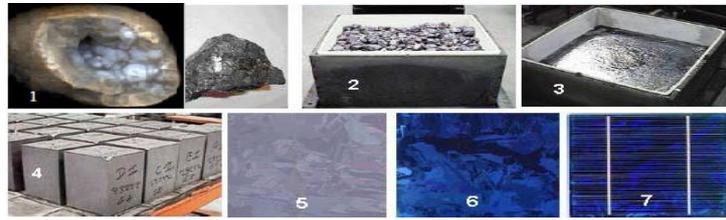


Figure 1.12: Étapes de fabrication des cellules PV [59]: - (1) minerai de Silicium – (2) raffinage (pour augmenter la pureté) – (3) Silicium en fusion donnant des lingots - (4) après solidification – (5) wafer obtenu par sciage du lingot – (6) traitement de surface par procédés physico chimiques et (7) cellule finie avec électrodes

La durée de vie des modules PV fabriqués à partir de ces cellules est estimée entre 25 et 30 ans.

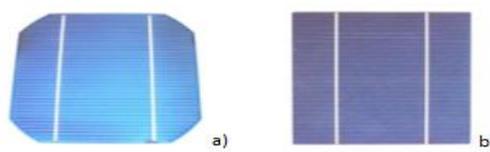


Figure 1.13: Cellules PV monocristalline (a) et multi-cristalline (b).

3.2.2. Couches minces (2^{ème} génération)

Ces cellules sont obtenues en déposant des couches de matériaux semi-conducteurs et photosensibles sur un support en verre, en plastique, en acier, etc. Ces procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visent la diminution de l'épaisseur des cellules. Différents matériaux peuvent être utilisés, le plus répandu étant le silicium amorphe, mais d'autres matériaux intègrent des éléments chimiques rares tels que le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS) et parfois sujets à controverse (comme le tellure de cadmium CdTe, composé très toxique). Cette technologie permet de baisser les coûts de production mais les cellules ont un rendement moindre que dans le cas du silicium cristallin. Elle a connu un développement important ces dernières années. La technologie à couche mince dont la plus mature est le silicium amorphe (Sia) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial [63]. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût.

Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et les difficultés d'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques [63]. A noter que le tellure de cadmium est un alliage de métal lourd, très toxique, et peut tout comme le plomb ou le mercure se concentrer dans la chaîne alimentaire. L'UE en a interdit l'usage pour les appareils électriques, exception faite pour les cellules PV.



Figure 1.14: Module PV souple au silicium amorphe aSi triple jonction (a) et module hybride microcristallin-amorphe (b) [59]

3.2.3. Cellules organiques (3^{ème} génération)

Ces cellules sont constituées de molécules organiques. Les capteurs solaires se présentent sous forme de films de type photographique, souples, légers et faciles à installer. Il y a actuellement trois types de cellules photovoltaïques organiques [60]: les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. L'intérêt de ces technologies est d'offrir une énergie solaire à un prix significativement inférieur aux technologies de première et de deuxième génération mais elles sont encore au stade de la recherche et développement. Ces cellules sont toutefois déjà utilisées dans certaines applications spécifiques à faible consommation et forte valeur ajoutée comme les calculatrices ou le rechargement des appareils nomades.

Toutes ces technologies coexistent sur le marché dans des proportions équivalentes depuis de nombreuses années malgré des prix et des rendements très différents. En outre, l'augmentation des rendements focalise particulièrement l'intérêt des chercheurs. Depuis une trentaine d'années, on a en effet remarqué que toutes les filières continuent de progresser de façon continue. Il n'y a pas eu de grandes ruptures dans cette progression et les nouvelles filières suivent sensiblement la même pente que les anciennes. On a pu montrer que la limite théorique du rendement de la conversion énergétique se situe au-delà de 80% et n'est pas, à priori, hors d'atteinte. Les records en laboratoire le rappellent régulièrement, tel celui de 41,6% obtenu en 2008 aux USA [62]. Le tableau 1.7 donne le comparatif des rendements des différents types de cellules.

Tableau 1.7: Evolution des rendements des différentes technologies [58]

Type	Cellule (labo)	Module (labo)	Module (commercial)	Niveau de développement
1^{ère} génération				
Silicium mono-cristallin	24,70%	22,70%	12-20%	Production industrielle
Silicium poly-cristallin	20,30%	16,20%	11-15%	Production industrielle
2^{ème} génération				
Silicium amorphe	13,40%	10,40%	5-9%	Production industrielle
Silicium cristallin en couche mince	//	9,40%	7%	Production industrielle
CIS	19,30%	13,50%	9-11%	Production industrielle
CdTe	16,70%	//	6-9%	Prêt pour la production
3^{ème} génération				
Cellule organique	5,70%	//	//	Au stade de la recherche
Cellule de Graëtzl	11%	8,40%	//	Au stade de la recherche
Cellule multi-jonction	39%	25-30%	//	Au stade de la recherche, production exclusivement applications spatiales.

IV. L'hydroélectricité

1. Etudes hydrologiques

Le projet d'exploitation d'un tronçon de rivière ou d'un site spécifique est l'une des tâches les plus complexes pour un ingénieur en hydroélectricité, car il existe de nombreuses configurations possibles pour un même site [64, 65]. Il s'agit par conséquent de trouver la solution optimale pour l'aménagement du site: le type de barrage, le système de transport d'eau, la puissance installée, l'emplacement de différentes structures, etc. Lorsque la topographie d'un lieu est appropriée à la production d'hydroélectricité, il faut, dans un premier temps, étudier la disponibilité de la ressource en eau. Pour un cours d'eau non jaugé, c'est-à-dire pour lequel des mesures de débit sur une longue période ne sont pas disponibles, il est nécessaire d'étudier son hydrologie (étude des pluies et de l'écoulement du cours d'eau, mesure des bassins de drainage, des bassins versants⁶, de l'évapotranspiration et de la géologie de surface).

⁶ Aire géographique dans laquelle coule toute l'eau d'un cours d'eau et ses affluents.

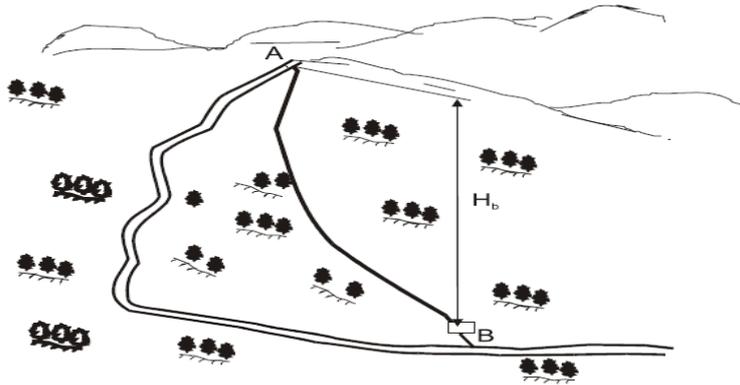


Figure 1.15: Schéma type d'une installation hydroélectrique [66]

La figure 1.15 indique comment l'eau, en s'écoulant du point A vers le point B aux altitudes respectives Z_A et Z_B représente une énergie potentielle proportionnelle à la différence d'altitude. Cette énergie potentielle est bien entendu indépendante du type d'écoulement que celui-ci se fasse dans le cours d'eau, dans un canal ouvert ou dans une conduite forcée. La dénivellation et le débit d'un site donné correspondent également à une puissance hydraulique qui peut être exprimée par la relation [66]:

$$P = \rho \times Q \times g \times \Delta Z \quad (1.40)$$

Où P est la puissance hydraulique (en Watt) ; Q est le débit (m^3/s) ; $\Delta Z = Z_A - Z_B$ est la dénivellation (m) ; g est l'accélération de la pesanteur ($9,81 m/s^2$) et ρ est la masse volumique de l'eau ($1000 kg/m^3$).

L'eau peut soit suivre le lit de la rivière en dissipant la majeure partie de son énergie potentielle par frottement et turbulence provoquant une faible montée de sa température [67], soit s'écouler de A vers B par un canal ou une conduite jusqu'à une turbine. Dans ce cas, une faible partie de l'énergie sera perdue par frottements, changements de direction, etc. tandis qu'une grande partie sera transformée en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique via un générateur. Dans le meilleur des cas, il faudra installer une station de mesure sur la rivière concernée et collecter régulièrement des séries de données pendant plusieurs années. Dans ce cas, il suffit d'utiliser l'une des méthodes classiques pour estimer le débit moyen annuel sur une longue période et déterminer ainsi la courbe des débits classés relative au tronçon en question.

Malheureusement, les rivières pareillement surveillées étant très peu nombreuses, il est plutôt rare de disposer de telles mesures régulières. Si aucune mesure n'est disponible pour le tronçon concerné par le projet, il faut se baser sur des données concernant soit d'autres tronçons de la même rivière, soit d'une rivière similaire proche du site. Il conviendra dès lors de reconstituer les séries de données nécessaires à l'étude du site voulu.

1.1. Evaluation des débits de cours d'eau par une mesure de débit

Dans le cas où aucun relevé de débits n'est disponible, le mieux est de réaliser une campagne de mesures durant au moins une année. Une mesure unique de débit instantané dans un cours d'eau a peu d'intérêt, puisqu'elle ne donnera qu'une indication ponctuelle insuffisante pour déterminer le débit d'équipement de la future installation. Plusieurs procédés de mesurage sont disponibles:

1.1.1. Méthode d'exploration du champ des vitesses

C'est une méthode conventionnelle pour des rivières moyennes à grandes. Celle-ci se base sur la section transversale de la rivière et la vitesse moyenne de l'eau passant à travers celle-ci [66]. Une section appropriée du cours d'eau à jauger doit être sélectionnée sur un tronçon relativement droit, présentant un écoulement calme (figure 1.16). Pour que la mesure soit valide, la section choisie doit avoir une largeur uniforme, bien définie et délimitée.

Lorsque le débit augmente, la cote du plan d'eau monte, alors qu'elle descend lorsque le débit diminue. Le niveau mesuré (en mètres et centimètres) est relevé quotidiennement au même moment de la journée [64]. Dans les stations de jaugeage modernes, les relevés manuels réguliers ont été remplacés par plusieurs sondes qui enregistrent automatiquement et en continu le niveau. De manière à vérifier et calibrer les enregistrements effectués, des mesures de débit périodiques sont réalisées sur une période de plusieurs mois, de manière à prendre en compte aussi bien les périodes de crue que d'étiage.

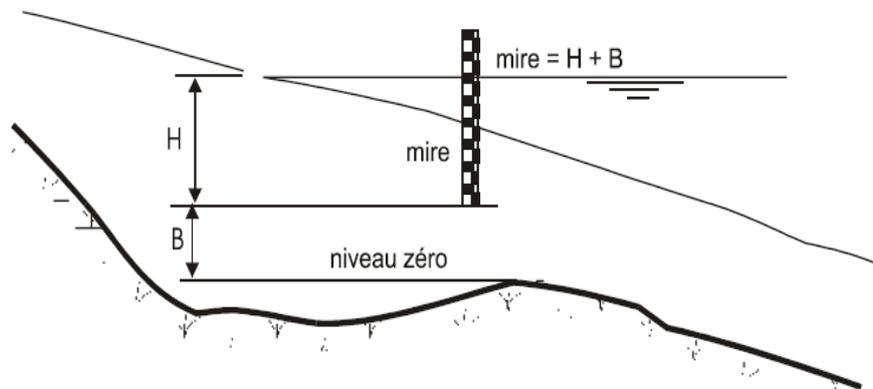


Figure 1.16: Mesure du niveau de la rivière [66]

Il est dès lors possible d'établir une courbe de calibrage (figure 1.17) permettant de déterminer le débit de la rivière en connaissant son niveau. Pour tracer cette courbe, le niveau et le débit doivent être relevés simultanément. Pour mesurer les faibles débits, il est fortement recommandé d'utiliser les données qui le relie au coefficient de Manning 'n' [66]. La méthode pente-section peut ensuite être utilisée pour estimer les débits élevés, souvent impossibles à mesurer autrement. Lorsqu'une courbe de calibrage, issue d'un certain nombre de mesures, a été établie, sa formulation mathématique peut être facilement obtenue, rendant aisée l'interprétation des mesures de niveau. La courbe de calibrage (figure 1.17) est représentée par la fonction [64]:

$$Q = a(H + B)^n \quad (1.41)$$

Où a et n sont des constantes, H est le niveau de la rivière au moment du mesurage ou de l'enregistrement, B le facteur de correction pour obtenir le niveau réel. Le calcul de B (cf. figure 1.16) s'effectue de la manière suivante:

$$Q_1 = a(H_1 + B)^n \quad (1.42)$$

$$Q_2 = a(H_2 + B)^n \quad (1.43)$$

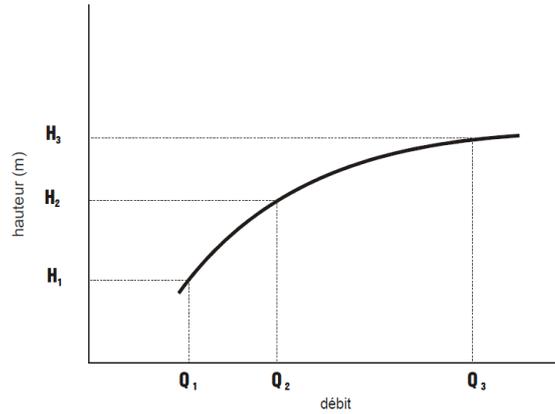


Figure 1.17: Courbe hauteur-débit [64]

On considère alors un débit Q_3 , défini comme la racine carrée du produit de Q_1 et Q_2 , ce qui peut être exprimé par la relation:

$$Q_3 = \sqrt{Q_1 \cdot Q_2} = a(H_3 + B)^n = \sqrt{a(H_1 + B)^n \times a(H_2 + B)^n} \quad (1.44)$$

La valeur H_3 est lue sur la courbe de calibrage. Il en ressort que :

$$(H_3 + B)^2 = (H_1 + B) \times (H_2 + B) \quad (1.45)$$

$$\text{D'où : } B = \frac{H_3^2 - H_1 H_2}{H_1 + H_2 - 2H_3} \quad (1.46)$$

Cette technique fait l'objet de normes ISO⁷ [68].

1.1.1.1. Mesure de la section transversale

Pour calculer la section transversale d'un cours d'eau naturel, il faut la diviser en séries de trapèzes (figure 1.18). Après mesure des côtés des trapèzes, la section transversale est donnée par la relation [64, 69]:

$$S = b \times \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{n} \quad (1.47)$$

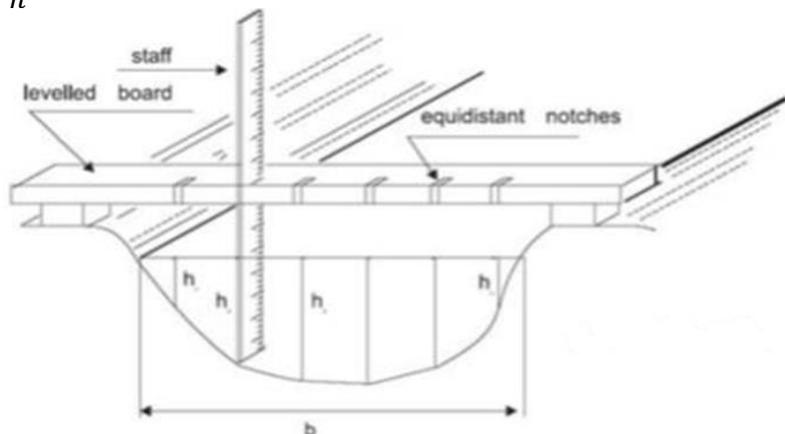


Figure 1.18: Mesure de la section transversale [66]

⁷ISO - International Organization for Standardization (Organisation internationale de normalisation): Organisation non gouvernementale éditrice de normes internationales (plus de 19.500).

1.1.1.2. Mesure de la vitesse

La vitesse de l'eau n'étant pas constante dans la section, il est nécessaire de la mesurer en plusieurs points pour obtenir une valeur moyenne. Différentes méthodes sont utilisables, dont certaines d'entre elles sont expliquées ci-après :

a) Par un flotteur

Un objet flottant, largement immergé (par exemple des bouchons de bois ou une bouteille partiellement remplie) est placé au centre de l'écoulement. Le temps t (en secondes) écoulé pour parcourir une certaine longueur L (m) est enregistré. La vitesse de surface (m/s) est alors exprimée par le rapport de la longueur L sur le temps t . La vitesse moyenne de l'écoulement est alors estimée en appliquant un facteur de correction qui peut varier entre 0,60 et 0,85, suivant la profondeur du cours d'eau et la rugosité du fond et des rives (0,75 est généralement la valeur retenue) [66, 64]. Ce procédé n'est cependant pas très précis (Sa précision correspond à la fourchette du facteur de correction).

b) Par un moulinet hydrométrique mécanique à élément rotatif

Un moulinet hydrométrique à élément rotatif est un instrument de mesure de vitesse de fluide. Les moulinets sont classés en deux types [64]:

- **Rotor à axe vertical équipé d'aubes**: l'instrument possède une roue à petites aubes coniques disposées horizontalement autour de l'axe de suspension. (figure 1.19, droite). Ces moulinets sont essentiellement destinés à la mesure de basses vitesses. Ils ont l'avantage d'avoir des paliers bien protégés des eaux sablonneuses. Le rotor peut être réparé sur le terrain.
- **Rotor à axe horizontal à hélice** : une petite hélice tourne autour d'un arbre horizontal, qui est maintenu parallèlement aux lignes de courant par des ailerons de queue. (figure 1.19, gauche). L'instrument est lesté pour être maintenu aussi directement en dessous de l'observateur que possible. Ce type de moulinet présente l'avantage de peu perturber l'écoulement autour du point de mesure (impliquant ainsi une bonne précision) et d'être également peu sujet à un encombrement par des matériaux solides [66].



Figure 1.19: Moulinets hydrométriques à éléments rotatifs [66]

Chaque tour d'hélice est comptabilisé sur une courte période (1 ou 2 minutes). Ces observations sont converties en vitesse de l'eau selon une courbe d'étalonnage de l'instrument. En déplaçant le moulinet verticalement et horizontalement suivant une série de positions (dont les coordonnées dans la section transversale sont déterminées de manière très précise), on peut tracer une carte de vitesses complète dans la section transversale et ainsi calculer le débit qui la traverse.

1.1.2. Méthode du déversoir

Si le débit du cours d'eau à équiper est relativement faible ($< 4 \text{ m}^3/\text{s}$), il est alors possible de construire un déversoir temporaire. Il s'agit d'installer un barrage au travers du cours d'eau à jauger avec une entaille à travers laquelle toute l'eau peut être canalisée. De nombreuses recherches ont permis d'établir des formules précises de corrélation entre le débit passant à travers de tels déversoirs et la hauteur d'eau amont mesurée relativement au fond de l'entaille

[66, 70-71]. Ce type de mesure n'est toutefois précis que si la mesure de niveau s'effectue à une distance suffisante du déversoir (en général au moins quatre fois la hauteur d'eau relativement à la base de l'entaille) [64]. On veillera également à éviter une accumulation de sédiment et à maintenir le bord du déversoir net. Plusieurs types de déversoirs peuvent être utilisés: rectangulaires, en V ou trapézoïdaux. Le déversoir en V est le plus précis avec des débits très faibles, tandis que les déversoirs de type rectangulaire ou trapézoïdal peuvent être utilisés pour une fourchette de débits beaucoup plus grande [66]. Les déversoirs actuels sont généralement réalisés avec des plaques de métal aux bords aiguisés, construites dans les proportions de la figure 1.20.

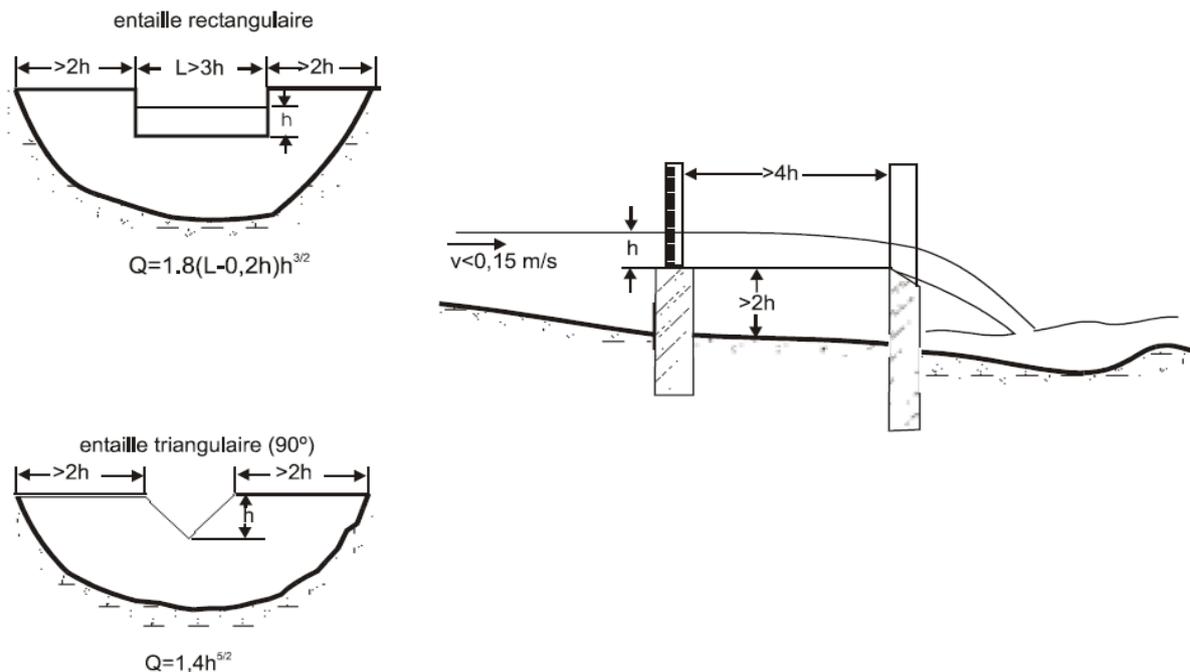


Figure 1.20: Mesure des débits par déversoirs et canaux jaugeurs à col [64]

Ainsi, pour une entaille rectangulaire, le débit est donné par la relation:

$$Q = 1,8(L - 0,2h)h^{3/2} \quad (1.48)$$

Et pour une entaille triangulaire, on a :

$$Q = 1,5h^{5/2} \quad (1.49)$$

On peut également utiliser des canaux d'amenée, dans lesquels l'eau est canalisée sur une certaine distance à travers une section de forme géométrique régulière avant d'entrer dans un tronçon de section transversale différente, habituellement réalisée par des contractions latérales ou des seuils. Ces structures ont l'avantage, par rapport aux déversoirs, de ne pas obstruer le courant et de ne créer aucune retenue d'eau. Pour assurer l'uniformité des techniques de jaugeage, l'ISO a publié différentes normes internationales [72].

1.1.3. Méthode de la pente de la ligne d'eau

Cette méthode est utilisée pour les écoulements importants, pour lesquels d'autres méthodes ne sont pas applicables. Elle présuppose qu'il est possible d'enfoncer des piquets ou bien de faire des marques de cote temporaires au niveau de la surface de l'eau (en amont et en aval du site) au moment de la mesure du débit. Ces marques peuvent être utilisées ensuite pour établir

la pente de la ligne d'eau (S). Des mesures de la section transversale permettent de déterminer sa surface (A) et son rayon hydraulique (R). Une fois ces paramètres connus, le débit est calculé par la formule [64]:

$$Q = \frac{A \times R^{2/3} \times S^{1/2}}{n} \quad (1.50)$$

Cette méthode est parfois critiquée en raison de sa dépendance à la valeur de (n). Etant donné que pour des écoulements naturels, (n) est d'environ 0,035, une erreur de 0,001 sur (n) génère une erreur de débit de 3 % [66]. Cette critique peut être partiellement levée en représentant (n) en fonction du niveau pour tous les débits mesurés, de sorte que le choix de (n) pour des niveaux élevés ne soit pas arbitraire. Si la pente peut être mesurée lors d'une crue importante, alors cette méthode sera la meilleure pour de tels débits [66]. Des valeurs types du coefficient (n) de Manning pour des cours d'eau sont données dans le tableau 1.8.

Tableau 1.8: Valeurs types du coefficient (n) de Manning pour des cours d'eau [66]

Cours d'eau	n
Courant s'écoulant doucement dans un canal "propre".	0,030
Courant ou rivière naturel(le) standard dans des conditions stables.	0,035
Rivière de faible profondeur, avec des méandres et ayant une flore et une faune aquatiques importantes.	0,045
Fleuve ou courant peu profond avec des pierres, des herbes et autres végétations (tiges, etc.).	0,060

1.2. Caractéristiques des écoulements d'un cours d'eau

Un certain nombre de paramètres permettent de caractériser un site hydroélectrique notamment, le régime du cours d'eau, le bassin versant, le débit, les coordonnées géographiques du site (latitude et longitude), les apports moyens, les cotes (amont et aval) et bien d'autres encore [65]. Les côtes amont et aval déterminent la hauteur de chute et l'apport moyen la quantité d'eau exploitable.

1.2.1. Courbe chronologique des débits

La première étape consiste à représenter les débits relevés de manière chronologiques. Cette représentation n'est cependant pas utilisable pour déterminer le débit turbinable et le débit d'équipement de l'installation. On risque en effet de le surestimer en prenant des valeurs de crue, ou, au contraire de le sous-estimer en choisissant une valeur trop prudente [66].

1.2.2. Courbes des débits classés

La seconde phase consiste à tracer une courbe des débits classés. Cette courbe présente pour un point particulier d'une rivière la durée pendant laquelle une certaine valeur de débit est atteinte ou dépassée [66, 73]. Elle répond à la question suivante : quelle quantité d'énergie peut être produite sur une année ? La courbe des débits classés est utilisée pour une estimation plus fine du potentiel hydraulique [73]. Elle est obtenue à partir de la courbe chronologique en organisant les valeurs mesurées dans un ordre décroissant, comme illustré dans le tableau 1.9 ci-dessous:

Tableau 1.9: Organisation par ordre décroissant des données de la courbe chronologique des débits

	N° de jours	% de l'année
Débits de 8,0 m ³ /s et plus	41	11,23
Débits de 7,0 m ³ /s et plus	54	14,9
Débits de 6,5 m ³ /s et plus	61	16,8
Débits de 5,5 m ³ /s et plus	80	21,8
Débits de 5,0 m ³ /s et plus	90	24,66
Débits de 4,5 m ³ /s et plus	100	27,5
Débits de 3,0 m ³ /s et plus	142	39
Débits de 2,0 m ³ /s et plus	183	50
Débits de 1,5 m ³ /s et plus	215	58,9
Débits de 1,0 m ³ /s et plus	256	70
Débits de 0,35 m ³ /s et plus	365	100

Il est dès lors aisé de tracer la courbe des débits classés (figure 1.21).

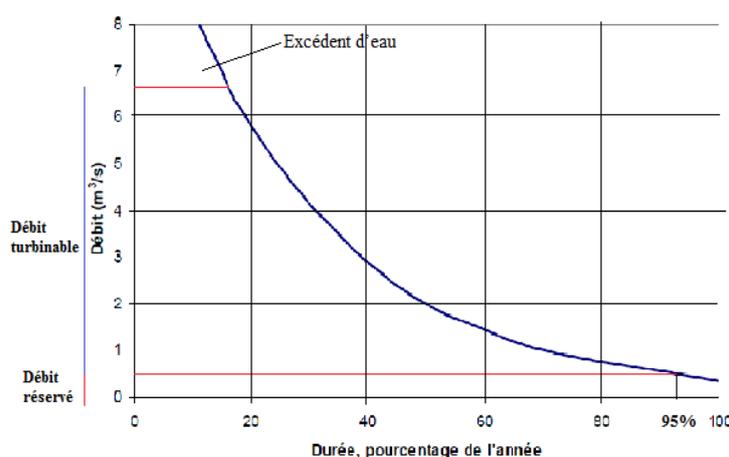


Figure 1.21: Exemple d'une courbe des débits classés

Cette courbe doit avoir été définie aussi bien pour les années à pluviométrie normale que pour les années humides ou sèches. Elle est la représentation graphique des données de débit: niveaux de débit, nombre de jours à débit fixe et pourcentage de ce type de journée sur une année, classés selon le niveau de débit.

La surface sous la courbe représente la quantité d'énergie produite. Pour un aménagement donné, on souhaite que cette surface soit maximale [71]. Les systèmes à bon débit sont caractérisés par des courbes plates le plus haut possible au-dessus de l'axe des X, ce qui correspond à des débits stables et uniformes tout au long de l'année. La plupart des stations de jaugeage étant informatisées, cette courbe est très facile à obtenir grâce à l'usage des tableurs informatiques.

1.2.3. Hauteurs de chute

Le potentiel hydroélectrique d'un site dépend essentiellement de la hauteur de chute et du débit du cours d'eau. Le meilleur site de production est celui avec une régularité de débit durant au moins 95 % de l'année et une chute importante sur une courte distance [74, 75]. En général, on classe les cours d'eau en faible chute (hauteur inférieure à 15 mètres), moyenne chute (hauteur de 15 à 100 mètres) et haute chute (hauteur supérieure à 100 mètres).

1.2.3.1. Evaluation de la dénivellation ou chute brute (H_{brute})

La dénivellation (encore appelée chute brute) correspond à la différence d'altitude entre les plans d'eau amont (supérieur) et aval (inférieur) de l'aménagement envisagé. Sur le terrain, les mesures de dénivellation sont habituellement réalisées en utilisant des techniques de

topographie. La précision nécessaire limite cependant le nombre et le type de méthodes pouvant être utilisées.

La meilleure façon de mesurer une dénivellation consiste à utiliser un niveau de géomètre et une mire, il s'agit cependant d'un procédé lent. Des mesures précises peuvent également être faites à l'aide d'un tachymètre ou, de manière moins précise, à l'aide d'un clinomètre, ou niveau d'Abney [64]. De nos jours, le travail est simplifié grâce à l'usage des théodolites, niveaux et stations électroniques. Les niveaux digitaux électroniques actuels, par exemple, fournissent très rapidement un affichage automatique de la hauteur et de la distance avec une précision de mesure inférieure au mm et une mémoire interne permettant de stocker une grande quantité de données [66]. Le relevé par GPS (Global Positioning System) est par ailleurs de plus en plus pratiqué par les géomètres. Cependant, pour le calcul de la puissance exploitable, c'est la hauteur de chute nette qui est décisive.

1.2.3.2. Estimation de la hauteur de chute nette (H_{nette}) ou chute utile

Bien que la chute nette ne corresponde à aucune réalité physique, il est souvent commode de la caractériser en fonction du débit de l'aménagement et de l'exprimer en mètre. La hauteur de chute nette (H_{nette}) tient compte des pertes de charge (réduction de la chute brute) provenant des grilles, des frottements dans la conduite forcée, les coudes, les vannes et éventuellement d'autres pertes de charges liées au type de turbine utilisée [65, 66]. De manière simplifiée et en première approche, la chute nette s'obtient en soustrayant de la chute brute les différentes pertes de charges (exprimées en mètre).

$$H_{nette} = H_{brute} - \text{pertes de charge} \quad (1.51)$$

Où H_{nette} est la hauteur de chute nette (m) et H_{brute} la hauteur de chute brute (m).

Il ne faut par ailleurs pas oublier que certains types de turbines restituent l'eau au-dessus du niveau du plan d'eau aval (par exemple les turbines Pelton) [66]. Enfin, la vitesse restante en sortie de machine constitue également une perte d'énergie cinétique.

Certaines études estiment les pertes de charge de parcours et les pertes de charge localisées à 7,5% de la hauteur de chute brute [67, 76]. Il vient alors:

$$H_{nette} = 0,925 \times H_{brute} \quad (1.52)$$

1.2.4. Les débits

La connaissance de la quantité d'eau disponible pour l'exploitation d'une centrale hydroélectrique est indispensable. Pour être de quelque utilité que ce soit, les mesures de débits réalisées pour un site particulier durant un certain nombre d'années doivent être organisées de façon adéquate.

1.2.4.1. Le débit moyen (Q_m)

On choisit pour les mesures un endroit du cours d'eau avec un lit fixe et uniforme. Si dt est l'intervalle de temps mis par le flotteur pour parcourir une distance dl et S la section du cours d'eau obtenue en multipliant la largeur du lit par la hauteur d'eau, le débit moyen est alors égal à [75]:

$$Q_m = (2/3) \times S \times (dl/dt) \quad (1.53)$$

Avec Q exprimé en m^3/s , dl en mètre (m), dt en secondes (s) et S en m^2 . D'autres méthodes permettent de déterminer le débit moyen en fonction de l'écoulement moyen des cours d'eau.

1.2.4.2. Le débit nominal (Q_n)

C'est le débit qui permet à la centrale de produire sa puissance nominale. Son choix dépend de l'utilisation de l'installation. Si la centrale est la seule source d'approvisionnement du consommateur ou du mini-réseau, le débit nominal est celui atteint pendant au moins 250 jours sur l'année [75]. Dans le cas contraire, la production doit être le facteur le plus important et le débit nominal optimal se situe autour d'un débit atteint entre 50 et 90 jours/an.

1.2.4.3. Le débit réservé (Q_{res})

Tout prélèvement incontrôlé dans un cours d'eau peut conduire à un assèchement partiel ou total d'un tronçon. Bien qu'une installation hydroélectrique en dérivation restitue cette eau après usage, il n'en reste pas moins vrai qu'elle court-circuite un tronçon de rivière [66]. Il convient donc de prendre des mesures pour limiter les impacts négatifs sur la faune et la flore aquatique. Dans ce but, l'autorisation délivrée pour la réalisation d'une centrale hydroélectrique (comme toute autorisation de prélèvement ou dérivation à d'autres fins) spécifie toujours un débit minimal devant en tout temps transiter par le lit normal de la rivière. On qualifie alors ce débit de débit réservé. Suivant les pays ou les autorités responsables, d'autres termes sont également employés, tels que: débit résiduel, débit prescrit, débit de compensation, débit de restitution, débit de dotation. Le débit réservé doit être évalué avec soin puisqu'un débit trop faible provoque des dommages sur la vie aquatique, et qu'un débit inutilement élevé a un impact non négligeable sur la production d'énergie, particulièrement pendant les périodes d'étiage, donc sur la rentabilité de l'installation [66, 64].

1.2.4.4. Le débit turbinable (Q_t)

Le débit turbinable Q_t (m^3/s) s'obtient en soustrayant des débits mesurés instantanément la valeur du débit réservé au tronçon de la rivière court-circuité, valeur constante sur l'année et égale à au moins $1/10^e$ du débit interannuel du cours d'eau [75].

$$Q_t = Q - Q_{res} \quad (1.54)$$

1.3. Estimation de la puissance d'une centrale et de la production énergétique

La courbe des débits classés permet de sélectionner le débit nominal de l'installation, en prenant en compte le débit réservé et le débit minimum technique des équipements. Elle permet également d'estimer la puissance de la centrale et sa production moyenne annuelle. La figure 1.22 représente la courbe des débits classés pour un site à évaluer. Le débit d'équipement est choisi sur la base d'une optimisation itérative. De manière générale, l'optimal est beaucoup plus élevé que le débit annuel moyen diminué du débit résiduel. Une fois le débit d'installation fixé et l'énergie massique à disposition de l'équipement évaluée, il est possible de déterminer le type de turbine approprié au site [66]. La figure 1.22 illustre la plage des débits turbinables sur une courbe de débits classés.

Par ailleurs, chaque type de turbine a un débit technique minimum en dessous duquel elle ne peut fonctionner. Son rendement est également fonction du débit disponible. La production d'énergie annuelle (E en kWh) est calculée en fonction des paramètres suivants:

$$E = f(Q_{médian}, H_n, \eta_{turbine}, \eta_{générateur}, \eta_{multiplicateur}, \eta_{transformateur}, \rho, h) \quad (1.55)$$

$Q_{médian}$ (m^3/s) est le débit médian traversant la turbine et H_n la chute nette au débit médian ;
 $\eta_{turbine}$ le rendement de la turbine (fonction de $Q_{médian}$) ; $\eta_{générateur}$ le rendement du générateur ;
 $\eta_{multiplicateur}$ le rendement du multiplicateur ; $\eta_{transformateur}$: rendement du transformateur ; ρ la masse volumique de l'eau ($1000 \text{ kg}/m^3$) et h le nombre d'heures équivalentes de fonctionnement au débit médian.

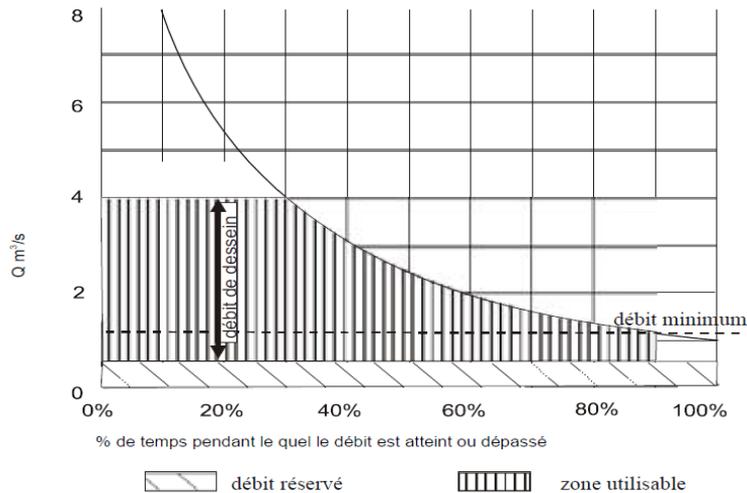


Figure 1.22 : Définition du débit réservé [66]

La production d'énergie est calculée par intégration de la courbe des débits classés. Une manière simple de procéder est de diviser la zone utilisable en tranches verticales de largeur équivalant par exemple à 5 % du temps. La dernière bande coupe la courbe de débits classés au niveau de Q_{\min} (Q_{\min} étant le débit minimum techniquement turbinable). Pour chaque bande, on calcule le débit médian ($Q_{\text{médian}}$) et on relève la valeur correspondante du rendement de la turbine (η_{turbine}) sur une courbe standard ou sur la courbe garantie si la turbine est déjà connue. La production d'énergie correspondant à la bande considérée est calculée suivant l'équation [64, 66, 73]:

$$\Delta E = \rho \times Q_{\text{médian}} \times g \times H_n \times \eta_{\text{turbine}} \times \eta_{\text{générateur}} \times \eta_{\text{multiplicateur}} \times \eta_{\text{transformateur}} \times h \quad (1.56)$$

La production d'énergie annuelle moyenne est alors la somme de la production d'énergie de chaque bande. La puissance de chaque turbine (W) est donnée par le produit de son débit nominal (m^3/s) par la chute nette correspondante (m), le rendement de la turbine, la masse volumique de l'eau et l'accélération de la pesanteur. Le tableau 1.10 donne le débit technique minimum pour les différents types de turbines en pourcentage du débit nominal. Ces limites sont indicatives.

Tableau 1.10: Débit minimal admissible de différents types de turbines [64]

Type de turbine	Q_{\min} (% de Q_{nominal})
Francis	50
Kaplan à simple réglage	25
Kaplan à double réglage	15
Pelton	10
Turgo	20
Hélices	75

2. Les équipements de production hydroélectrique

Une centrale hydroélectrique comportera tout ou partie des équipements suivants: la grille d'entrée, la vanne de garde, la turbine, le multiplicateur de vitesse (si nécessaire), le générateur, le système de contrôle et commande, la batterie de condensateurs (en cas d'utilisation d'un générateur asynchrone), la connexion au réseau, les disjoncteurs et systèmes de protection, l'alimentation d'urgence en courant continu (CC), les transformateurs de courant et d'énergie, etc. La section suivante est consacrée aux turbines.

2.1. Les turbines hydrauliques

Le but d'une turbine hydraulique est de transformer l'énergie potentielle et cinétique de l'écoulement en énergie mécanique de rotation. Pour une condition spécifique donnée, le choix du type de turbine est la clé de succès de tout projet.

2.1.1. Types et configuration

L'énergie potentielle de l'eau peut être convertie en énergie mécanique par la turbine selon l'un des deux mécanismes fondamentaux suivants [66]:

- L'eau sous pression induit une force sur la face des aubes de la roue. Au fur et à mesure que l'eau traverse la turbine, la pression diminue, transformée en énergie mécanique de rotation et transmise au générateur par l'arbre de transmission. La roue de la turbine est entièrement immergée et son bâti doit être capable de supporter la pression de service. Les turbines fonctionnant de cette manière sont appelées **turbines à réaction**. Les Francis et Kaplan appartiennent à cette catégorie.
- La pression de l'eau est entièrement convertie en énergie cinétique avant d'entrer en contact avec la roue et de lui transmettre son énergie. L'énergie cinétique est véhiculée par un jet à haute vitesse s'écoulant dans des augets, montés sur la périphérie de la roue. Les turbines qui fonctionnent de cette manière sont appelées **turbines à action**. La plus efficace et la plus utilisée est la Pelton.

Cette section décrit chaque type de turbine, classé selon des chutes décroissantes et des débits nominaux croissants. Plus la chute est élevée, plus le débit est bas pour une puissance donnée. La puissance hydraulique P_h (W) à disposition de la turbine est donnée par la relation [77]:

$$P_h = \rho \times Q \times gH \quad (1.57)$$

Où ρ est la masse volumique de l'eau (1000 kg/m^3); Q le débit (m^3/s); gH l'énergie hydraulique massique (J/kg); g l'accélération de la pesanteur (m/s^2) et H la chute nette (m). La puissance mécanique fournie par la turbine est donnée par:

$$P_{mec} = P_h \times \eta_t \quad (1.58)$$

Où η_t est le rendement de la turbine. Ce rendement est le produit du rendement volumique η_v , du rendement hydraulique η_h et du rendement mécanique η_m [73]:

$$\eta_t = \eta_v \times \eta_h \times \eta_m \quad (1.59)$$

Le rendement volumique est conditionné par les pertes de volume liées aux fuites dues aux fissures et celles dues à la forme de la turbine. Le rendement hydraulique résulte des pertes liées à l'attaque de l'eau sur les pales de la turbine, des tourbillons en sortie d'aube et des écoulements sur les canaux d'aubage.

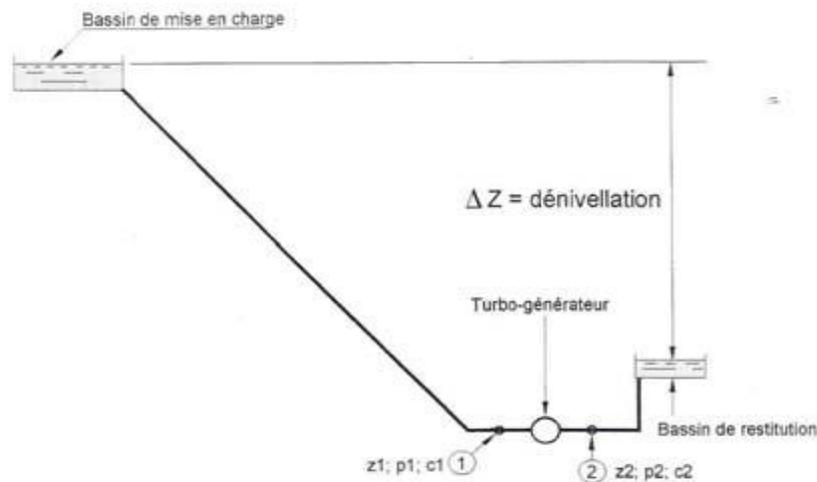


Figure 1.23: Vue schématique d'un aménagement hydroélectrique et des sections de mesure [64]

Les pertes mécaniques sont principalement dues aux frottements de l'arbre au niveau des roulements de la turbine et des joints d'étanchéité et à ceux des éléments en rotation dans l'eau. Le rendement hydraulique η_h se situe en général dans une gamme comprise entre 0,88 et 0,95, tandis que le rendement mécanique de la turbine η_m est compris entre 0,98 et 0,99. Le rendement des générateurs η_g est estimé entre 0,94 et 0,97 et celui du système électrique de sortie entre 0,98 et 0,99 [73]. Le rendement global de tout le système est le produit de tous ces derniers. L'énergie hydraulique massique est définie par la relation [78]:

$$E = gH = \frac{1}{\rho} \times (P_1 - P_2) + \frac{1}{2} \times (C_1^2 - C_2^2) + g \times (Z_1 - Z_2) \quad (1.60)$$

Où gH est l'énergie hydraulique massique (J/kg), P_x la pression dans la section x (Pa), C_x la vitesse de l'eau dans la section x (m/s) et Z_x l'altitude de la section x (m). Les indices 1 et 2 définissent la section de mesurage en amont et en aval de la turbine. La chute nette est définie par la relation :

$$H = \frac{E}{g} \quad (1.61)$$

2.1.1.1. Les turbines à action

a) Turbines Pelton

La turbine Pelton est une turbine à action dans laquelle un ou plusieurs injecteurs acheminent l'eau dans les augets placés en périphérie de la roue. Chaque injecteur est constitué d'une tuyère permettant de former un jet d'eau compact à haute vitesse, et d'un pointeau mobile faisant office d'organe de contrôle du débit (figure 1.24). Elle est utilisée pour des hautes chutes, à partir de 60 m jusqu'à plus de 1000 m [64, 79]. Les axes des injecteurs sont situés dans le plan de la roue. En cas d'arrêt d'urgence de la turbine (par ex. dans le cas d'un déclenchement du réseau électrique sur lequel la centrale fournit sa production), le jet est dévié par un déflecteur, de sorte qu'il n'atteigne pas les augets et que la turbine ne puisse pas atteindre sa vitesse d'emballage. Cette action permet de fermer l'injecteur en manœuvrant très lentement le pointeau, évitant ainsi de générer une surpression (coup de bélier) inacceptable dans la conduite forcée (max. 1.2 x la pression statique) [77, 80].

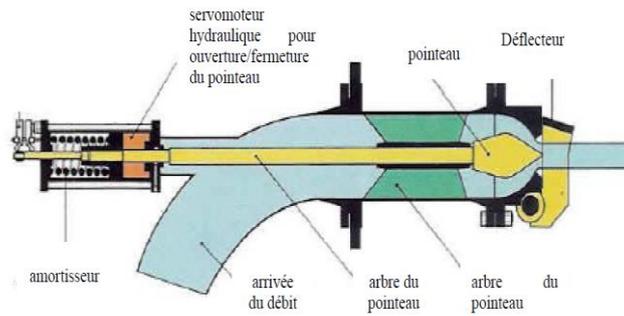


Figure 1.24: Coupe d'un injecteur avec déflecteur [66]

L'énergie cinétique de l'eau sortant des augets n'étant pas récupérable, et donc transformable en énergie mécanique, les augets doivent être conçus de manière à limiter la vitesse de sortie et ainsi maximiser la transformation d'énergie.

Comme le montre la figure 1.25, les turbines Pelton à 1 ou 2 injecteurs peuvent avoir soit un axe vertical, soit un axe horizontal. Les turbines à plus de trois injecteurs sont à axe vertical. Le nombre d'injecteurs maximum est de six. Cette configuration est cependant très rare en petite hydraulique, l'étude de telles machines demandant de long et coûteux développements en laboratoire [80].

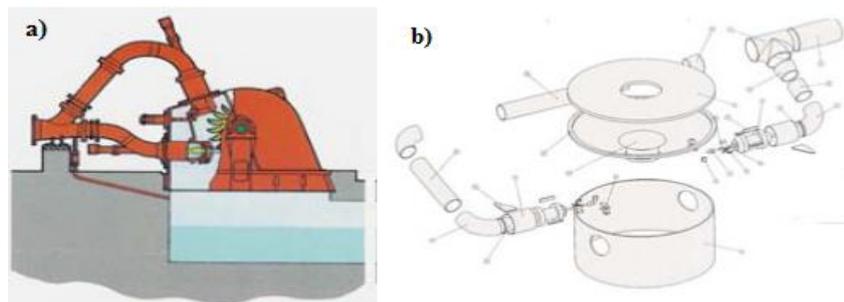


Figure 1.25: Vue d'une Pelton à 2 injecteurs et axe horizontal (a) et vertical (b) [64]

La roue de ce type de turbine est généralement directement couplée à l'arbre du générateur. Elle doit en tout temps être au-dessus du niveau aval, à une cote qui ne peut être indiquée que par le constructeur. Le rendement d'une Pelton est satisfaisant de 20 % à 100 % du débit maximum pour une turbine à un injecteur et de moins de 10 % à 100 % pour une turbine à 2 injecteurs ou plus [66, 77].

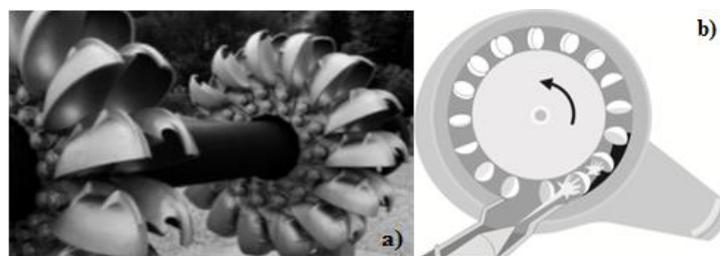


Figure 1.26: Roue de turbine Pelton (a) et principe de fonctionnement (b) [73]

b) Turbine Turgo

La turbine Turgo peut fonctionner sous une chute de 50 à 250 m. Comme la Pelton, elle est à action, toutefois ses augets sont différents, le jet d'eau arrivant sur l'aubage avec un angle de 20° environ relativement au plan de la roue. L'eau entre dans la roue par un côté et en ressort de l'autre (figure 1.27). Elle peut fonctionner entre 20 % et 100 % du débit nominal mais son rendement est nettement plus faible que celui des turbines Pelton et Francis [79, 81, 82].

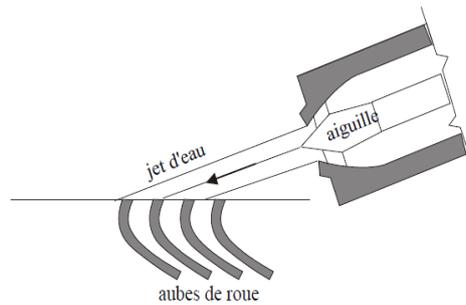


Figure 1.27: Principe d'une turbine Turgo [66]

Pour une même dénivellation et une même chute, la turbine Turgo a une vitesse de rotation plus élevée. La Turgo peut être une alternative intéressante à la Francis lorsque le débit varie de façon importante ou lorsque la conduite forcée est très longue, puisque le déflecteur permet d'éviter l'emballement tout en limitant le coup de bélier [80, 82].

c) Turbine Banki-Michell (ou turbines à flux traversant)

La turbine à flux traversant, connue également sous le nom de turbine Banki-Michell ou crossflow, est utilisée pour une large gamme de dénivellations (de 5 à 200 m), couvrant les domaines des Kaplan, Francis et Pelton [66, 64].

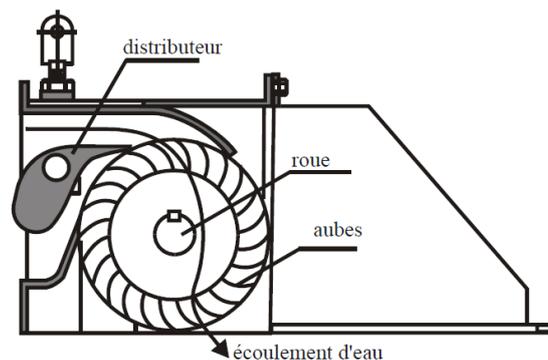


Figure 1.28: Schéma de principe d'une turbine Banki-Michell [66]

L'eau entre dans la roue par en dessus et la traverse une seconde fois avant d'en sortir par le bas, d'où son nom de turbine à flux traversant. Le débit est quant à lui réglé par un ou plusieurs distributeurs. La conception simple de ce type de turbine la rend peu coûteuse et facile à réparer, par exemple en cas de rupture d'aubes due aux fortes contraintes s'y exerçant [66, 79].

Les turbines à flux traversant ont un rendement réduit comparé à celui des autres turbines et la perte importante de dénivellation due à la hauteur de dénoyage entre la roue et le niveau aval doit être prise en considération lorsque l'on traite des dénivellations moyennes et basses. De plus, les roues de turbines à flux traversant haute chute peuvent présenter d'importants problèmes de fiabilité en raison de contraintes mécaniques importantes. Il faut enfin remarquer que la turbine à flux traversant est une turbine à action, ce qui signifie que l'énergie à disposition de la roue est essentiellement cinétique et que la roue se trouve à la pression atmosphérique. Il y a donc transformation de la pression amont en vitesse. Ce type de turbine n'est donc théoriquement efficace que pour les hautes chutes [82].

Malheureusement, elle est en général utilisée pour les basses chutes, ce qui est difficilement justifiable puisque la pression à disposition est faible, de même que la vitesse d'écoulement à l'amont. Le potentiel d'accélération est donc faible. Les forces gravitaires deviennent donc importantes par rapport aux forces d'inertie, ce qui est déjà visible lorsque l'énergie massique

est inférieure à environ 500 J/kg, soit pour $H \sim 50$ m [66, 82]. Les trajectoires ne suivent plus alors les lois de l'hydrodynamique et il s'ensuit une dégradation du rendement, mais aussi du comportement mécanique de la machine, impliquant une durée de vie relativement faible par rapport aux autres types de turbines [66, 80]. Cette solution peut néanmoins être intéressante dans le cas où l'on dispose de suffisamment d'eau, de besoins en énergie définis, de peu de moyens de maintenance et d'une faible capacité d'investissement, comme c'est par exemple le cas dans les programmes d'électrification rurale.

2.1.1.2. Turbines à réaction

Par comparaison avec les turbines à action, les turbines à réaction sont généralement utilisées sur des sites à faible hauteur de chute et à débit plus élevé.

a) Turbines Francis

Les turbines Francis sont des turbines à réaction possédant une roue à aubes fixes et un distributeur à aubes mobiles. Elles sont utilisées pour des dénivellations moyennes. L'admission de l'eau est toujours radiale et la sortie axiale. Leur champ d'application habituel est de 25 à environ 350 m de dénivellation [78]. Comme pour les Pelton, les turbines Francis peuvent avoir un axe horizontal ou vertical (figure 1.29), cette configuration étant habituelle dans les petites centrales hydroélectriques. Les turbines Francis peuvent être soit reliées à une conduite forcée, soit en chambre d'eau. Cette dernière configuration, correspondant aux basses chutes, n'est cependant plus très courante aujourd'hui, la turbine Kaplan fournissant désormais une meilleure solution technique et économique.

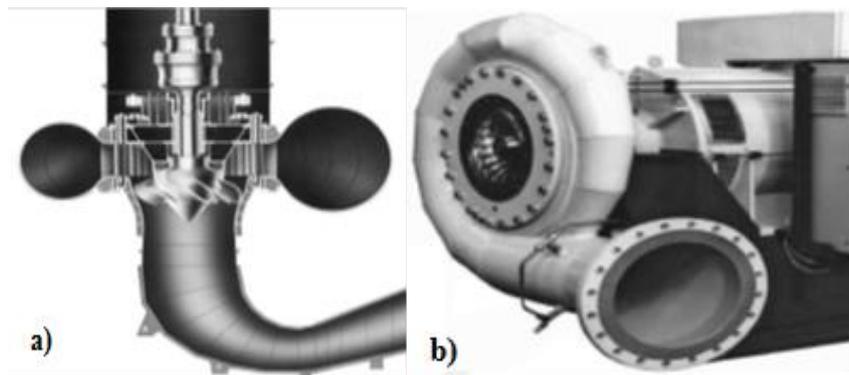


Figure 1.29: Turbine Francis à axe vertical (a) et à axe horizontal (b) [73]

L'avantage principal de la turbine Francis est sa capacité à produire pour différentes solutions d'aménagement. Cela autorise un choix optimal de la turbine c'est-à-dire, une adaptation optimale aux contingences locales, aux équipements hydrotechniques, à la centrale électrique, etc. Les turbines Francis à axe vertical installées dans des chambres ouvertes sont les plus communes, particulièrement pour les PCH jusqu'à 5 MW [73].

L'aspirateur (aussi appelé diffuseur) d'une turbine à réaction a pour but de récupérer une partie de l'énergie cinétique restant dans l'eau quittant la roue. Celle-ci étant proportionnelle au carré de la vitesse, on cherche donc à réduire la vitesse de sortie de la turbine. Un aspirateur efficace doit comporter une section conique, l'angle ne devant cependant pas être trop grand, afin d'éviter tout risque de décollement de l'écoulement. L'angle optimum est de 7° mais pour réduire sa longueur, et par conséquent son coût, certains angles peuvent atteindre 15° [66]. Plus la chute est basse, plus l'aspirateur est important. Une basse chute impliquant généralement un débit nominal élevé, l'énergie restant à la sortie de la roue est relativement importante [78]. Pour un diamètre de roue fixé, on peut facilement comprendre que la vitesse d'écoulement augmente si le débit croît.

b) Turbines Kaplan et à hélices

Les turbines Kaplan et les hélices sont des turbines à réaction axiales, utilisées généralement pour des basses chutes de 2 à 40 m [66]. La turbine Kaplan comporte une roue à pales mobiles et ajustables alors que celles des roues de type hélice sont fixes. Si les pales de la roue et du distributeur sont mobiles, on parle alors de turbine «à double réglage». Si les aubes du distributeur sont fixes, on dit alors qu'elle est «à simple réglage» [79]. Les hélices sont principalement utilisées lorsque l'écoulement et la chute restent pratiquement constants, ce qui est une caractéristique plutôt rare dans des petites centrales hydroélectriques. Sur certains sites nécessitant l'installation de plusieurs machines, une combinaison d'hélices et de Kaplan permet néanmoins de s'adapter aux variations de débit tout en réduisant les coûts d'investissement [80]. Le double réglage des turbines Kaplan permet une adaptation continue des pales de la roue et des directrices en fonction des variations de débit et de chute. Il en résulte une grande flexibilité d'utilisation, cette machine pouvant travailler entre 15 % et 100 % du débit nominal [81]. Une Kaplan «à simple réglage» garde une très bonne flexibilité relativement aux variations de débit. Elle perd cependant de ses facultés d'adaptation relativement à une variation de chute. Son domaine de fonctionnement typique est entre 30 % et 100 % du débit nominal [79].

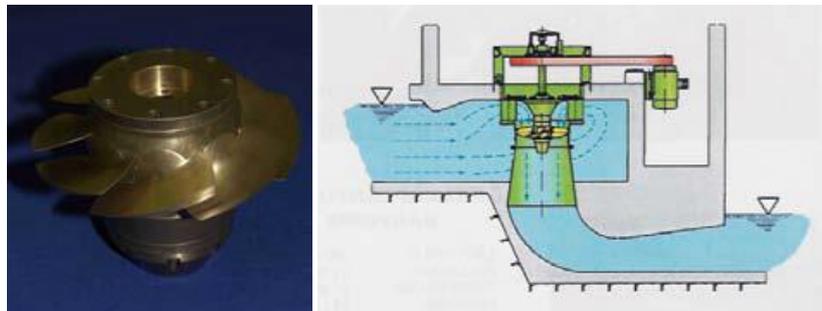


Figure 1.30: Coupe d'une turbine Kaplan à double réglage [66]

La turbine Kaplan à double réglage est une machine à axe vertical en chambre d'eau. L'écoulement entre radialement dans le distributeur et bifurque à angle droit avant de traverser axialement la roue. Le système de commande est conçu de sorte qu'une variation de l'angle d'incidence des aubes soit associée au réglage des directrices dans le but d'obtenir le meilleur rendement possible dans une large gamme de chute et de débit. Les pales de la roue sont réglables à tout moment, y compris lorsque la turbine est en rotation, ceci grâce à des biellettes liées à une tige de commande se déplaçant à l'intérieur de l'arbre de la turbine.

La configuration en puits présente l'avantage de permettre un accès direct aux différents composants, et notamment l'accouplement arbre turbine/arbre multiplicateur, le multiplicateur lui-même et le générateur, ce qui facilite l'inspection, la maintenance et la réparation [79, 82]. Cette configuration est connue pour de très basses chutes et des débits élevés avec un diamètre de roue supérieur à 2 m. Pour les mêmes raisons que pour les turbines Francis, les Kaplan doivent avoir un aspirateur. L'énergie cinétique étant très importante (fort débit), la qualité de cette partie de la turbine ne doit pas être négligée.

c) Turbines cinétiques

Les turbines cinétiques sont des systèmes à écoulement transversal dits à écoulement libre. L'énergie cinétique de cet écoulement est convertie en énergie électrique. Dans ce cas, l'énergie potentielle de la chute est faible [83]. L'avantage de ce type de solution est qu'il ne nécessite pas de canaux additionnels ni de travaux hydroélectriques majeurs. Les structures hydrotechniques existantes telles que les ponts, les barrages de rivière ou de retenue, les canaux conviennent pour installer une centrale hydroélectrique de ce type [73].

2.1.2. Vitesse spécifique et similitude

La grande majorité des ouvrages hydrauliques, tels que les déversoirs, les prises d'eau, etc., sont conçus et construits sur la base des résultats obtenus à partir d'études préliminaires sur modèle réduit. L'analyse du comportement de ces modèles se base sur les principes de la similitude hydraulique, incluant l'analyse dimensionnelle et l'analyse hydrodynamique de l'écoulement d'eau dans un ouvrage hydraulique [84]. La conception des turbines ne constitue pas une exception et les constructeurs ont également recours à des modèles réduits. Le problème de la similitude peut être résumé comme suit : "Compte tenu des résultats d'essais obtenus pour un certain type de turbine, sous certaines conditions de fonctionnement, peut-on prévoir le comportement hydrodynamique d'une machine similaire à la machine testée fonctionnant sous d'autres conditions?" S'il existe une réponse affirmative à cette question, les lois de similitude vont fournir un critère scientifique permettant de choisir et concevoir celle qui est la mieux adaptée aux conditions du site à équiper. La réponse est effectivement affirmative, pour autant que la turbine industrielle (prototype) et le modèle soient géométriquement semblables.

Ceci implique que le modèle soit une réduction géométrique du prototype. On applique ainsi un facteur d'échelle aux dimensions de la machine égal à k pour les longueurs, k^2 pour les surfaces et k^3 pour les volumes [84, 85]. Il est particulièrement important de noter que les tests sur modèle et les développements en laboratoire sont les seuls moyens de garantir le rendement des turbines industrielles et leur comportement hydrodynamique. Toutes les règles de similitude sont strictement définies dans les normes internationales CEI et aucune garantie ne peut être acceptée si elle n'est pas conforme à ces règles et normes. Selon ces normes, la vitesse spécifique d'une turbine est définie par la relation [66]:

$$n_{QE} = \frac{n \times \sqrt{Q}}{E^{3/4}} \quad (1.62)$$

Où Q est le débit (m^3/s), E l'énergie hydraulique massique à disposition de la machine (J/kg) et n la vitesse de rotation de la turbine (t/s). n_{QE} (Sans dimension) est appelé vitesse spécifique. Ces paramètres caractérisent toutes les turbines. Les facteurs de conversion sont donnés ci-après [83]:

$$v = 2,11 \times n_{QE} \quad (1.63)$$

$$n_Q = 333 \times n_{QE} \quad (1.64)$$

$$n_s = 995 \times n_{QE} \quad (1.65)$$

En général, les constructeurs indiquent la vitesse spécifique de leurs turbines. Beaucoup d'études statistiques sur un grand nombre d'installations réalisées ont permis d'établir une corrélation entre la vitesse spécifique et la chute nette pour chaque type de turbine. Quelques-unes de ces formules sont représentées ci-dessous :

$$\text{Pelton (1 injecteur) [77]: } n_{QE} = \frac{0,0859}{H^{0,243}} \quad (1.66)$$

$$\text{Francis [78]: } n_{QE} = \frac{1,924}{H^{0,512}} \quad (1.67)$$

$$\text{Kaplan [86]: } n_{QE} = \frac{2,294}{H^{0,486}} \quad (1.68)$$

$$\text{Hélice [80]: } n_{QE} = \frac{2,716}{H^{0,5}} \quad (1.69)$$

$$\text{Bulbe [80]: } n_{QE} = \frac{1,528}{H^{0,2837}} \quad (1.70)$$

Où H est la chute nette en mètres. Une fois la vitesse spécifique déterminée, les dimensions principales de la turbine peuvent être facilement évaluées. Toutefois, les formules statistiques doivent être utilisées uniquement pour des études préliminaires, puisque seuls les constructeurs peuvent donner les dimensions réelles des turbines.

La vitesse spécifique pour les turbines Pelton augmente avec la racine carrée du nombre d'injecteurs. Par conséquent, la vitesse spécifique d'une machine à quatre injecteurs (des configurations à plus de quatre injecteurs étant rares en petite hydraulique et seul un axe vertical permettant par ailleurs d'avoir plus de deux injecteurs) est deux fois plus élevée que celle d'une Pelton un injecteur. Le tableau 1.11 donne les vitesses spécifiques typiques des principaux types de turbines.

Tableau 1.11: Echelle de vitesse spécifique pour chaque type de turbine [66, 84]

Pelton un injecteur	$0,005 \leq n_{QE} \leq 0,025$
Pelton n injecteurs	$0,005 \times n^{0,5} \leq n_{QE} \leq 0,025 \times n^{0,5}$
Francis	$0,05 \leq n_{QE} \leq 0,33$
Kaplan, hélice, bulbe	$0,19 \leq n_{QE} \leq 1,55$

Quelques règles de base de la similitude sont données ci-après [66]:

$$\frac{Q_t}{Q_m} = \frac{\sqrt{H_t}}{\sqrt{H_m}} \times \frac{D_t^2}{D_m^2} \quad (1.71)$$

$$\frac{n_t}{n_m} = \frac{\sqrt{H_t}}{\sqrt{H_m}} \times \frac{D_m}{D_t} \quad (1.72)$$

Où t correspond à la turbine industrielle et m au modèle de laboratoire.

2.1.3. Rendement des turbines

Le rendement est défini comme étant le rapport entre la puissance mécanique développée par la turbine et la puissance hydraulique à sa disposition.

$$\eta = \frac{P_{mec}}{P_h} \quad (1.73)$$

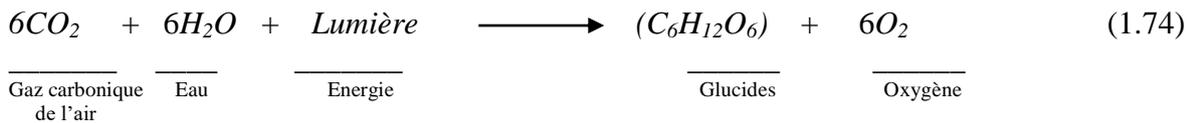
Le rendement global du groupe hydro est obtenu en multipliant le rendement turbine par les rendements du multiplicateur (si utilisé) et du générateur.

V. La bioénergie

1. Définition

La biomasse est par définition une substance biologique d'origine végétale ou animale obtenue de manière naturelle ou provenant de transformations artificielles de la matière (déchets forestiers, agricoles, résidus solides urbains, etc.). Cependant, lorsqu'il s'agit de biomasse énergétique, cette matière première implique les cultures agricoles dédiées, les produits forestiers et marins, les boues municipales ou industrielles, mais aussi les déchets municipaux dont la composition renferme des produits de source pétrolière [87].

La biomasse dite forestière se limite quant à elle à la matière dérivée de la croissance des plantes ligneuses [88]. La photosynthèse est le processus à la base de la croissance végétale. Ainsi, l'interaction entre les trois éléments clés de la croissance d'un arbre (énergie solaire, nutriments et eau) se réalise à l'intérieur des cellules vivantes contenant de la chlorophylle. Conséquemment, avec l'intervention de l'énergie solaire, l'arbre absorbe le dioxyde de carbone atmosphérique (CO_2) et l'eau (H_2O) contenue dans le sol, forme des glucides (sucres) et fixe le carbone (C) dans ses tissus. Ultiment, l'arbre rejette l'oxygène (O_2) dans l'atmosphère. Le stockage de carbone dans les tissus ligneux du bois s'élève à près de 0,92 tonne de CO_2 par m^3 de bois [89]. Ainsi, les produits forestiers peuvent être vus à titre de contributeurs à l'amélioration du bilan mondial du carbone atmosphérique [90]. L'équation (1.74) modélise le processus photosynthétique [91].



Comparativement à d'autres sources d'énergie, la biomasse présente des propriétés ou des caractéristiques particulières. Sa combustion, action inverse au processus photosynthétique, reproduit un phénomène naturel qui libère à la fois de l'énergie et le dioxyde de carbone absorbés au cours de la croissance de la jeune plante. Le terme *bioénergie* se réfère donc à l'utilisation de l'énergie solaire emmagasinée dans les tissus ligneux des végétaux [92]. C'est l'énergie libérée par la valorisation énergétique de la biomasse. Finalement, contrairement aux autres sources d'énergie, la biomasse présente la particularité d'être la seule à fournir des biocarburants ou produits de la chimie verte sous diverses formes: solide, liquide ou gazeuse [93].

2. Quelques notions fondamentales relatives à la biomasse

La biomasse est une matière première qui présente des spécificités particulières qu'il convient bien de rappeler ici dans la mesure où elles auront des conséquences sur les procédés.

2.1. Un cycle de CO_2 neutre ou fermé

Lors de sa combustion, la biomasse libère du CO_2 , un gaz à effet de serre. Mais le CO_2 libéré est celui que la jeune plante aura capté dans l'atmosphère durant sa croissance. Il n'y a donc pas d'émission de CO_2 supplémentaire: la valorisation énergétique de la biomasse est neutre au niveau du CO_2 . On dit que le cycle du carbone est neutre ou fermé [94], 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 CO_2 dans l'atmosphère lors de chaque utilisation. Dans ce cas, on dit que le cycle du carbone est ouvert.

Pendant la photosynthèse, les végétaux captent le CO_2 dans l'atmosphère et l'utilisent, grâce à l'énergie du soleil, pour construire tous leurs composants (tiges, racines, feuilles, cellulose, etc.). Durant ce processus, de l'oxygène est libéré dans l'atmosphère. Lors de la combustion

de la biomasse, de l'oxygène est puisé dans l'atmosphère, et le CO₂ stocké dans la biomasse est libéré. Tout ce processus est schématisé par la figure 1.31 ci-dessous:

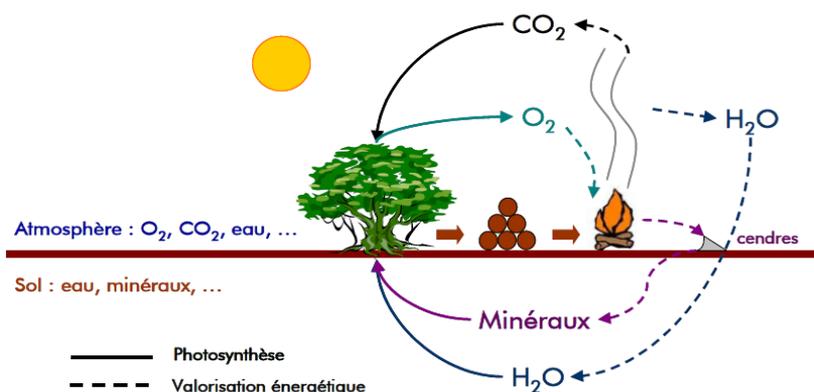


Figure 1.31: Cycle neutre du carbone lors de la valorisation énergétique de la biomasse [94]

2.2. Composition

La biomasse est principalement composée de carbone (C), d'oxygène (O), d'hydrogène (H) mais également d'azote (N) et de matières minérales⁸ (MM), aussi appelées cendres. Si la composition en C, H, O et N est assez constante entre les biomasses, par contre, le pourcentage et la nature des cendres peuvent varier dans de grandes proportions comme nous le montrent les tableaux 1.12 et 1.13 ci-dessous. Les sous-produits agricoles et herbacés ont plutôt un taux de cendres élevé par rapport au bois.

Comparativement aux combustibles d'origine fossile, les teneurs importantes en oxygène et en azote des biomasses ont la particularité d'affecter négativement leur pouvoir calorifique [95]. En outre, lors de la pyrolyse, l'oxygène de la biomasse se retrouve pratiquement intégralement dans les huiles, limitant de fait leur qualité pour une utilisation comme carburant moteur. L'azote quant à lui peut induire des niveaux de NO_x dans les fumées de combustion supérieure aux normes tolérées, mais c'est surtout la composition des cendres de biomasse qui peut être à l'origine des plus fortes contraintes. Ainsi, particulièrement pour des produits ligneux autres que le bois, les cendres de biomasse contiennent de nombreux minéraux, plus ou moins volatils selon les niveaux de températures des traitements, qui peuvent se retrouver dans les fumées. C'est le cas notamment des produits dérivés du chlore [96].

Tableau 1.12: Composition de quelques biomasses végétales [94]

Composition en % (massique)		C ⁹	H ⁹	O ⁹	N ⁹	MM ¹⁰
Feuillus	Moyenne	51.0	6.07	42.5	0.37	2.5
	Ecart	4	7	6	116	175
Résineux	Moyenne	50.8	6.06	42.7	0.36	2.3
	Ecart	4	7	5	112	174
Pailles	Moyenne	48.9	5.97	43.9	0.82	7.3
	Ecart	4	8	6	69	67
Balles de riz	Moyenne	48.2	6.48	45.1	1.19	15.8
	Ecart	6	12	8	90	104
Bagasse	Moyenne	53.1	6.03	38.7	1.25	9.3
	Ecart	13	7	17	112	126
Tiges de coton	Moyenne	49.5	5.8	43.8	1.17	8.5
	Ecart	6	8	8	37	69

⁸ La matière minérale, par opposition à la matière organique, ne produit pas de chaleur. Mais, alors que le contenu en énergie reste inchangé, la présence de matière minérale (surtout présente dans les feuilles, aiguilles et l'écorce) augmente la masse du bois. La quantité d'énergie par unité de masse (PCI) d'un bois contenant beaucoup de matière minérale sera donc plus faible.

⁹ en % de la fraction organique totale.

¹⁰ en % de la matière sèche (MM: Matière Minérale).

Ces produits, outre les problèmes d'émissions peuvent être à l'origine de corrosions importantes et d'attaque des parties métalliques et des réfractaires. Enfin la présence en abondance des produits alcalins dans ces cendres abaisse considérablement le point de fusion de ces dernières et est à l'origine de dépôts dans les réacteurs ou sur les tubes de fumées des chaudières, par exemple, voire du blocage de grille dans les foyers par suite de formation de cendres agglomérées. Ces aspects ont été longtemps sous-estimés et font aujourd'hui l'objet de plusieurs travaux au niveau européen [94].

Tableau 1.13 : Comparaison des variations de concentration en principaux éléments constituant des cendres entre le bois et la paille (mg/MJ de PCI) [95]

mg/MJ	Si	K	S	Cl
Pailles de céréales	50 - 800	100 - 1100	50 - 100	50 - 620
Feuillus - copeaux	50 - 600	25 - 200	0 - 50	0 - 50

En ce qui concerne les principaux constituants organiques de la biomasse: cellulose, lignine et hémicellulose dont la proportion peut être extrêmement variable en fonction de l'espèce végétale, de l'âge et des conditions de croissance, seule la lignine pose quelques problèmes lors des réactions de conversion thermochimique. En effet, composé le plus stable thermiquement (même si sa décomposition thermique démarre plus tôt que celle de la cellulose) la lignine est à l'origine des fractions les plus lourdes dans les huiles de pyrolyse et des goudrons qui polluent les gaz de gazéification.

Il est enfin intéressant de signaler que la biomasse contient généralement peu de soufre et que le rapport H/C est meilleur que pour certains combustibles fossiles [95, 97].

2.3. L'humidité relative (HR)

La biomasse se caractérise également par une teneur en eau ou humidité relative importante et extrêmement variable dans le temps. L'humidité relative (HR), exprimée en %, représente la quantité d'eau contenue dans le combustible par rapport à sa masse humide ou sèche. En pratique, on exprime l'HR sur base humide et sur base sèche à l'aide des relations ci-dessous [98, 99]:

$$HR_{Base\ Humide}(\%) = \frac{masse\ d'eau\ du\ combustible\ (Kg)}{masse\ totale\ du\ combustible\ (combustible+eau, en\ kg)} \times 100 \quad (1.75)$$

Le bois vert contient environ 50 % d'eau. Après séchage, la teneur en eau du bois se stabilise : elle est en équilibre avec celle de l'air et atteint environ 20 % pour un séchage à l'air libre. Sous abri, le bois sèche plus vite et atteint une humidité d'équilibre plus faible, jusque 15 %.

$$HR_{Sur\ sec}(\%) = \frac{masse\ d'eau\ du\ combustible\ (Kg)}{masse\ du\ combustible\ anhydre\ (Kg)} \times 100 \quad (1.76)$$

En fonction du domaine d'application, l'une ou l'autre forme peut être utilisée. Dans les industries du bois par exemple, il est courant d'exprimer l'humidité sur sec.

Notons cependant qu'à faible teneur en humidité, les deux quantités ci-dessus définies sont tout à fait identiques. La relation qui les lie est la suivante:

$$HR_{Sur\ sec} = \frac{HR_{Base\ humide}}{1 - HR_{Base\ humide}} \quad (1.77)$$

Après les récoltes, les matières végétales non ligneuses ont généralement un taux d'humidité très élevé, jusqu'à 95% sur brut [95]. Cette humidité présente plusieurs inconvénients:

- Au-delà de 60 % sur brut, la combustibilité de la biomasse est quasi nulle et le séchage est indispensable ;
- Elle affecte négativement le rendement énergétique de toute transformation thermochimique ;
- Elle augmente le coût du transport.

Le séchage de la biomasse est une étape coûteuse, en terme à la fois d'investissement mais aussi de coût de fonctionnement.

Lors des réactions de conversion, au-delà des aspects purement énergétiques liés à la vaporisation, la présence d'eau dans le combustible présente deux inconvénients principaux : limitation des transferts de chaleur dans le solide et présence de vapeur d'eau ou de condensats (selon le niveau de température dans la phase gazeuse) dans les produits obtenus. Ainsi, pyrolyse et gazéification nécessitent des humidités ne dépassant généralement pas 15% sur brut [95, 100].

2.4. Le pouvoir calorifique

Par définition, le pouvoir calorifique (ou contenu énergétique) d'un combustible représente la quantité de chaleur libérée par la combustion complète de ce combustible, le combustible et le comburant (en général l'air) étant pris à une température et une pression de référence, et les produits de la combustion ramenés à la même température. La valeur du pouvoir calorifique est en général rapportée aux conditions normales, à savoir 273 K (soit 0°C) et sous la pression atmosphérique (1 atm). Le pouvoir calorifique est exprimé en kilojoules par kg (kJ/kg) de combustible pour un combustible solide, en (KJ/l ou KJ/m³) pour un combustible liquide et en (kJ/Nm³)¹¹ pour un combustible gazeux. On définit deux types de pouvoirs calorifiques: le Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) et le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI).

2.4.1. Le Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS)

Il s'agit de l'énergie dégagée par la combustion du bois en récupérant la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion. Toutes les mesures existantes déterminent cette énergie. Elle reste néanmoins une valeur théorique pour le bois énergie dans la mesure où il faudrait récupérer la chaleur latente de l'eau via la condensation de la vapeur d'eau des fumées. Ce type de technologie étant très peu diffusée, on détermine le plus généralement le Pouvoir Calorifique Inférieur.

2.4.2. Le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)

Le PCI exprime la quantité d'énergie dégagée par la combustion du bois, sans récupérer la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion. Les mesures existantes ne peuvent déterminer directement cette énergie : il faut la calculer à partir du PCS. Elle est l'énergie théoriquement récupérable par l'utilisateur (dans le cas d'une combustion parfaite). En effet, lorsque le bois brûle, l'eau qu'il contient se dégage sous forme de vapeur avec les fumées. Une partie de l'énergie produite au sein du foyer va donc être utilisée pour transformer cette eau en vapeur. Pour ne pas biaiser l'évaluation du contenu énergétique d'un combustible en tenant compte de cette perte énergétique difficilement exploitable (sauf dans le cas des dispositifs spéciaux des chaudières à condensation), on parle alors de pouvoir calorifique inférieur (PCI).

$$PCI = \left[\begin{array}{l} \text{contenu énergétique total} \\ \text{du combustible (PCS)} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{contenu énergétique de la vapeur d'eau} \\ \text{émise lors de sa combustion complète} \end{array} \right] \quad (1.78)$$

¹¹ Nm³ : Normo mètre cube – un mètre cube de gaz dans les conditions normales de température et de pression, soit 0 °C (273 K) et 1 atm (soit 101325 Pa = 1,013 bar).

Sur le plan pratique, seul le pouvoir calorifique inférieur présente un intérêt pour l'usager du bois-énergie, les chaudières à condensation pour ce type de combustible étant peu diffusées. Par contre, la connaissance du PCI suppose celle du PCS, car c'est le pouvoir calorifique supérieur qui est déterminé expérimentalement pour tous les combustibles. Le PCI est généralement utilisé pour le dimensionnement des équipements. La figure 1.32 montre la variation du pouvoir calorifique (PCS et PCI) en fonction du taux d'humidité du combustible.

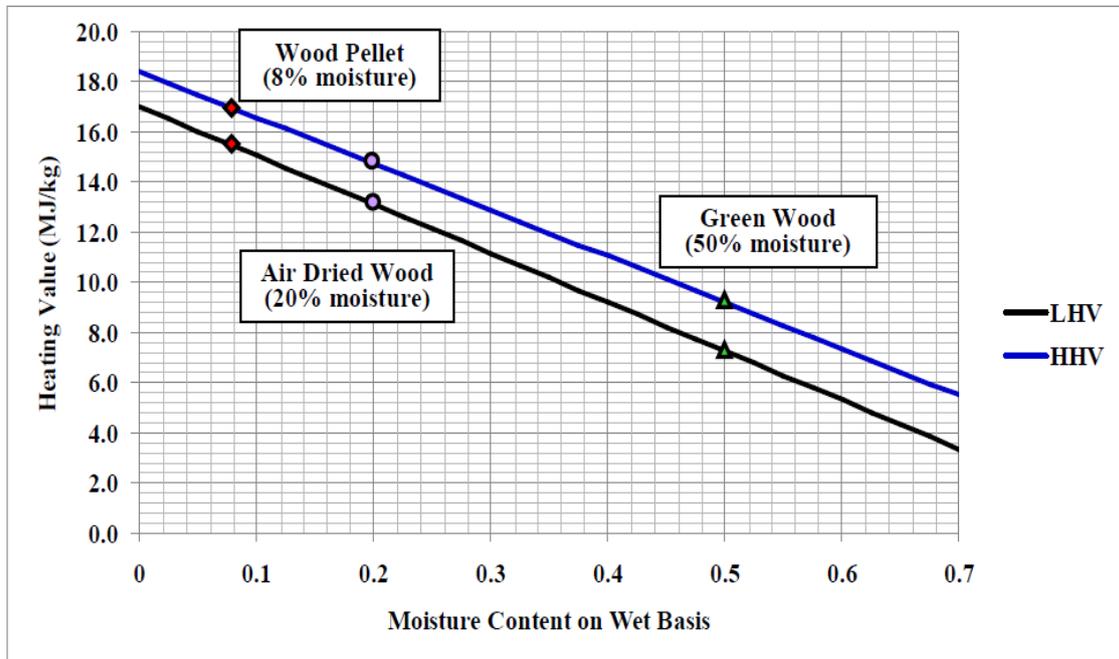


Figure 1.32: Evolution du PCS et du PCI du bois en fonction du taux d'humidité [98]

Cette figure montre que plus la teneur en eau du bois augmente, plus son pouvoir calorifique chute. Pour une biomasse sèche, le pouvoir calorifique varie très peu d'une matière première à une autre. Seuls les produits très cendrés présentent un pouvoir calorifique qui chute proportionnellement au taux de matières minérales [95, 101]. Une valeur de 18 MJ/kg pour les biomasses anhydres ayant moins de 1% de cendres peut être considérée comme une moyenne.

2.5. Propriétés thermiques

Au fur et à mesure que la température augmente dans le réacteur, le bois subit différentes transformations dont la première concerne l'évaporation de l'eau, suivie de la pyrolyse et l'oxydation [95]. Ces différentes étapes font intervenir des phénomènes de transfert de chaleur au sein du solide qui sont directement fonctions de la conductivité thermique (exprimé en $W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$) du matériau.

Le bois est connu pour être un mauvais conducteur de chaleur du fait de la forte porosité du matériau et du nombre peu élevé d'électrons libres susceptibles d'être délocalisés. De nombreux facteurs influencent la conductivité thermique du bois. Les plus importants sont la direction du flux de chaleur par rapport à l'orientation des fibres, la nature de l'essence, l'humidité, la densité et la structure du bois [102]. La conductivité du bois est fortement anisotrope et la conductivité dans le sens des fibres vaut environ 2,5 fois la conductivité dans le sens perpendiculaire [95]. La valeur moyenne dans le sens des fibres est d'environ $0.23 W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$. Cependant, suivant le type d'essence utilisée, la conductivité thermique du bois varie légèrement comme l'illustre le tableau 1.14.

Tableau 1.14: Conductivité thermique longitudinale du bois [95]

Bois	Conductivité thermique (W/m.°C)
Feuillus lourds	0,290
Feuillus mi-lourds (chêne, hêtre dur, frêne...)	0,230
Feuillus légers (bouleau, chêne, érable, hêtre tendre...)	0,150
Résineux mi-lourds (pin sylvestre, pin maritime...)	0,150
Résineux légers (sapin, épicéa...)	0,120
Feuillus très légers (peuplier...)	0,120
Balsa	0,054

La conductivité thermique du bois dépend de l'humidité [103]. De nombreuses études ont été menées afin de proposer des relations empiriques entre ces deux paramètres. Les transferts de chaleur au sein du bois sont fonction de la taille des morceaux présents dans le foyer. Plus les échantillons sont volumineux et plus lents vont être les transferts de chaleur dans le matériau [100].

3. Les filières de conversion de la biomasse en énergie

La conversion énergétique de la biomasse permet de récupérer l'énergie dégagée par l'oxydation du combustible. Dans son état brut, l'exploitation de la biomasse comme combustible n'est pas aisée [104]. Néanmoins, une première transformation permet d'obtenir des combustibles plus usuels, aisément utilisables dans les moteurs, les chaudières ou les turbines, qu'ils soient sous forme solide (pellets, plaquettes, poudres, etc.), liquide (éthanol, biodiesel, huiles pyrolytiques) ou gazeuse (gaz de décharge, le biogaz, le gaz de bois ou d'autres résidus). Cette transformation peut être de type thermochimique, biochimique ou mécanique: le choix est fonction du type et de la quantité de biomasse disponible, de la forme d'énergie finale souhaitée (électricité, chaleur ou carburant), des conditions économiques et environnementales, etc. [98, 104]. La figure 1.33 présente les principales technologies de conversion énergétique de la biomasse et les formes d'énergie finale qui en résultent.

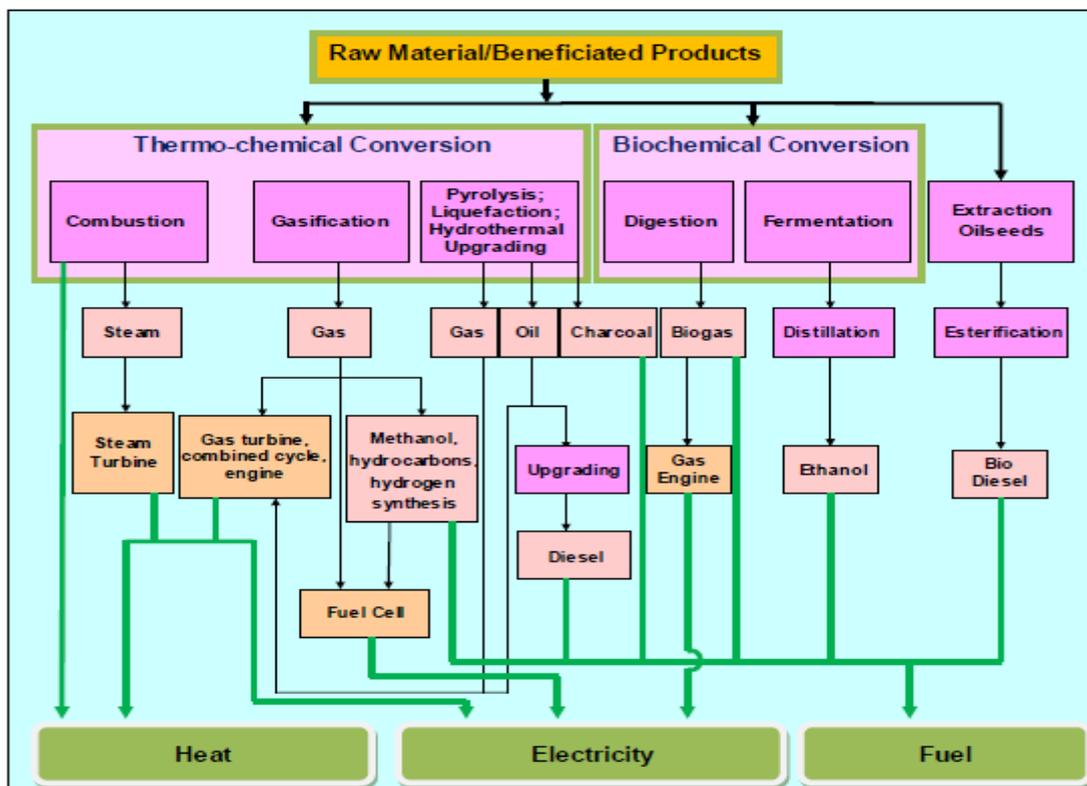


Figure 1.33: Les procédés de conversion énergétique de la biomasse [98]

Il s'agit des procédés de conversion thermochimique (combustion directe, gazéification, pyrolyse ou liquéfaction) pour la biomasse sèche, des procédés de conversion biochimique (digestion, fermentation) pour la biomasse humide et de l'extraction qui est un procédé mécanique permettant de produire les huiles, par exemple, du biodiesel à partir du colza ou du pourghère. Dans la suite, nous n'étudierons que les filières thermochimiques et dans ces dernières, nous nous intéresserons uniquement à la combustion.

3.1. Les filières de conversion thermochimique

Les procédés de conversion thermochimique de la biomasse comprennent la combustion, la pyrolyse et la gazéification. Au sein de chacun de ces procédés diverses technologies ont été développées afin de répondre à des applications spécifiques.

La **combustion** est la voie la plus rapide de valorisation énergétique de la biomasse. En présence d'un excès d'oxygène, la biomasse est complètement brûlée en libérant une forte quantité de chaleur. Lorsque la combustion se déroule dans une chaudière, la chaleur produite assure la production d'eau chaude à 70-90 °C ou de vapeur [99]. Cette dernière est éventuellement employée pour produire une force motrice et/ou de l'électricité.

La **pyrolyse** est une décomposition par action de la chaleur. La biomasse pyrolysée est chauffée à température moyenne (500 à 700°C) [99] pendant un temps donné et en atmosphère contrôlée (absence d'oxygène). On obtient ainsi trois produits différents: des produits solides (charbon de bois), gazeux et gazeux condensables en liquides (huiles pyrolytiques). La majorité de ces composés est encore combustible. Selon la température à laquelle la biomasse est soumise, son temps de séjour dans le four et la pression qui y règne, la réaction de pyrolyse sera orientée vers l'obtention préférentielle d'un type de produit. La pyrolyse flash vise l'optimisation de la production d'huiles pyrolytiques tandis que la carbonisation favorise la formation de charbon de bois.

La **gazéification** est une voie intermédiaire entre la pyrolyse et la combustion. Conduite en présence d'une quantité réduite d'oxygène, la gazéification transforme la biomasse en un mélange combustible de gaz. Ce dernier est ultérieurement transformé en chaleur et/ou en électricité selon divers moyens: turbines, chaudières ou moteur à combustion interne.

3.1.1. La combustion

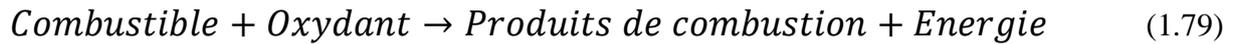
Nous étudions dans ce paragraphe le mode de production de chaleur le plus couramment rencontré dans l'industrie. Nous nous limiterons au bilan énergétique et n'aborderons pas le processus de formation et du développement des flammes ainsi que leur théorie. Ceci aidera nous espérons, à la compréhension du phénomène de combustion.

3.1.1.1. Principes généraux de la combustion

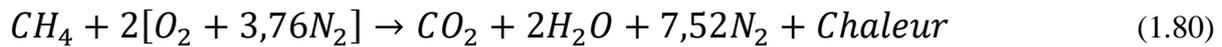
La combustion est une réaction chimique d'oxydation d'un combustible par un comburant. Les produits de combustion s'appellent gaz brûlés ou fumées. La combustion fournit de l'énergie calorifique et émet généralement de la lumière. Le développement de la société industrielle moderne et la sauvegarde de l'environnement se fondent sur la maîtrise de cette réaction de combustion.

a) Equations chimiques de base

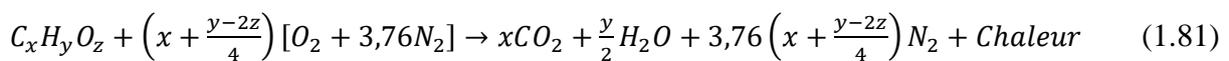
Dans presque toutes les réactions chimiques, la chaleur est soit fournie à la réaction, soit un produit de la réaction. Si de la chaleur doit être apportée à une réaction, la réaction est dite endothermique. Si par contre la chaleur est plutôt le produit d'une réaction, on dit que la réaction est exothermique. La combustion telle qu'elle se produit dans son processus libère de l'énergie ; c'est donc une réaction chimique exothermique. Ainsi, la combustion peut être représentée symboliquement par la relation [98]:



Pour les calculs de combustion, il est généralement admis que l'air est composé de 21% d'O₂ et 79% de N₂ en volume. Ainsi pour chaque 21 moles d'oxygène qui réagissent lorsque l'air oxyde un combustible, il y a aussi 79 moles d'azote impliquées. Par conséquent, $79/21 = 3,76$ moles d'azote sont présentes pour chaque mole d'oxygène dans l'air [98]. Considérons maintenant la combustion complète du méthane dans l'air. Comme dans l'air chaque mole d'oxygène est accompagnée de 3,76 moles d'azote, l'équation de la réaction peut s'écrire:



Pour un combustible solide de formule générale C_xH_yO_z, l'équation de la combustion complète est donnée par la relation:



b) Les différentes phases de la combustion

Lors de la combustion, l'énergie accumulée dans le combustible est libérée instantanément sous forme de chaleur. Pour un combustible solide, le processus se déroule en quatre phases selon la montée en température du foyer [99, 105, 106]:

- **Séchage (phase d'allumage):** grâce à la chaleur du foyer, l'eau encore contenue dans le combustible se vaporise. Cette vaporisation démarre dès que le bois est chauffé par son environnement (échanges radiatifs avec les parois chaudes du foyer et échanges convectifs de chaleur avec l'air primaire) ;
- **Pyrolyse:** sous l'action de la chaleur (entre 200 et 600°C environ), les constituants du combustible se décomposent en gaz et en fines gouttelettes de goudrons qui se vaporisent. La majorité de ces composés gazeux sont combustibles. La décomposition laisse un résidu carboné;
- **Combustion des gaz:** dès qu'ils s'échappent de la pièce, les gaz de décomposition se combinent à l'oxygène et brûlent (flammes de diffusion);
- **Combustion du résidu carboné:** lorsque les gaz se sont dégagés, le résidu carboné brûle (incandescence des braises) en produisant du CO₂ alors que la matière inerte se transforme en mâchefer ou cendres.

La quantité d'air doit être contrôlée car si elle est insuffisante, la combustion est incomplète et il y a production d'un gaz toxique (le monoxyde de carbone CO) et si elle est excédentaire, elle emporte une partie de la chaleur dans les fumées.

Plus la pièce du combustible est de dimensions importantes, plus ces 4 étapes se chevauchent: les différents constituants du combustible se décomposent alors que toute l'eau ne s'est pas évaporée, le résidu carboné brûle avant que tous les composés gazeux soient libérés. Tant que des gaz se dégagent du combustible, la température de celui-ci reste voisine de 800°C tandis que les flammes avoisinent les 1300°C [99]. Lorsque les gaz se sont dégagés, le résidu carboné brûle aux environs de 1000°C. Il est nécessaire que l'intérieur du foyer atteigne au moins 800°C pour permettre une bonne décomposition du combustible.

Dans un phénomène de combustion, les corps en présence sont les suivants: le combustible (solide, liquide, gazeux), le comburant et le produit de combustion. L'oxydation doit être assez vive pour se poursuivre normalement après amorçage. Cependant, quelle que soit la nature du combustible, la réaction de combustion proprement dite ne peut avoir lieu que lorsque les réactifs sont sous forme gazeuse. Si le combustible n'est pas à l'état gazeux, il se vaporise ou se sublime préalablement (éventuellement après décomposition chimique). Les

comburants les plus fréquemment utilisés sont l'air et l'oxygène pur. Ils peuvent être incorporés préalablement au combustible soit sous forme d'alliage chimique, soit sous forme d'air ou d'oxygène liquide, comme par exemple dans les explosifs et dans les carburants pour fusées.

3.1.1.2. Principaux paramètres influençant la combustion

1) L'air

a) Composition

L'air est un gaz lui-même composé d'autres gaz comme nous le montre le tableau 1.15:

Tableau 1.15: Composition de l'air atmosphérique [107]

Substance i	Pression partielle (bar)	Mol de i/mol d'air
N ₂	0.7665	0.7565
O ₂	0.2056	0.2030
Ar	0.0091	0.0090
H ₂ O	0.0316	0.0312
CO ₂	0.0003	0.0003

b) Pouvoir comburivore

Le comburant le plus utilisé sous la pression atmosphérique ou en surpression est naturellement l'air, d'où la définition du pouvoir comburivore.

Pouvoir comburivore théorique α_0 : C'est la quantité d'air strictement nécessaire pour assurer la combustion d'un kilogramme de combustible. Le pouvoir comburivore théorique est noté α_0 et est exprimé en kg d'air par kg de combustible. En écrivant les réactions de combustion et en remarquant que l'azote N₂ ne s'oxyde pas aux températures où a lieu la combustion (se comporte comme un corps neutre), on détermine le pouvoir comburivore théorique α_0 [107]:

$$\alpha_0 = \frac{1}{23} \left[\frac{8}{3} C + 8H + S - O \right] \quad (1.82)$$

C, H, S et O représentent les teneurs (en %) du combustible en carbone, hydrogène, soufre et oxygène. Une parfaite répartition de l'air-comburant autour du combustible est impossible à réaliser. Pour éviter que la proportion d'imbrûlés ne soit trop importante, on introduit dans la pratique une quantité d'air α supérieure à la valeur théorique α_0 . Cette quantité α représente le **pouvoir comburivore réel**.

c) Facteur d'air (excès d'air) η

Contrairement aux autres voies de valorisation énergétique de la biomasse, la combustion se déroule en présence d'un excès d'air défini par le rapport [107]:

$$\eta = \text{Excès d'air} = \frac{\alpha}{\alpha_0} = \frac{\text{air réellement amené}}{\text{air théoriquement nécessaire}} \quad (1.83)$$

Un excès d'air diminue la teneur en imbrûlés mais augmente par contre la chaleur véhiculée par les fumées qui se dissipent dans l'atmosphère. Cette énergie-chaleur a pour expression:

$$\text{(Sous forme massique): } q_f = C_{pf}(T_f - T_a) \quad (1.84)$$

$$\text{(En puissance): } \dot{Q}_f = \dot{m}c_{pf}(T_f - T_a) \quad (1.85)$$

Où \dot{m} représente le débit massique des fumées, C_{pf} leur chaleur massique à pression constante. T_f est la température des fumées sortant de la cheminée et T_a la température de l'atmosphère. On peut évaluer les pertes par imbrûlés (a) et les pertes par chaleur sensible des fumées (b) en les rapportant en pourcentage du pouvoir énergétique inférieur P_{epi} par exemple.

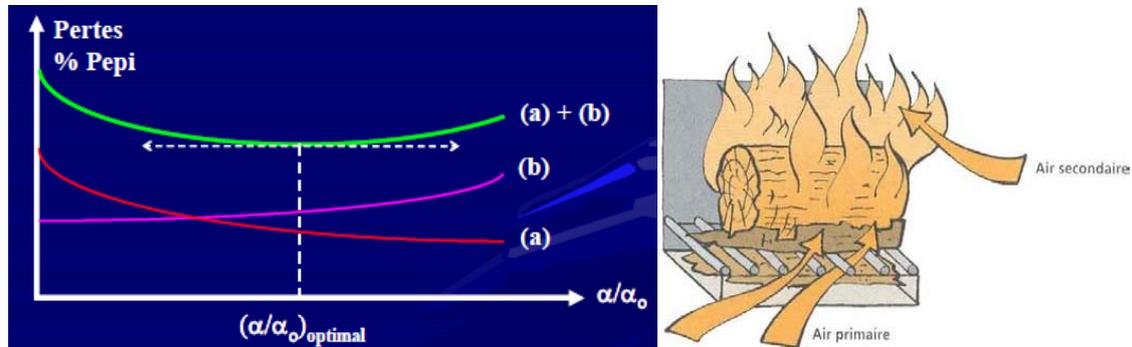


Figure 1.34: Pertes de combustion (gauche) et Alimentation de la combustion en air primaire et secondaire (droite) [107, 108]

La courbe (a) + (b) qui représente la somme des pertes présente généralement un minimum correspondant à une valeur optimale du rapport η . Dans la pratique, on essaie lors de la conception et du calcul des installations thermiques de choisir pour η sa valeur optimale qui est : $\eta_{opt} \approx 1,2$ pour les combustibles liquides et $\eta_{opt} \approx 1,4$ pour les combustibles solides [106]. L'air est nécessaire à deux niveaux: Pour brûler le résidu carboné et les gaz au niveau du lit, (l'air primaire) et pour brûler les gaz combustibles au-dessus du lit, (l'air secondaire). La régulation de la quantité d'air injectée dans le foyer est donc importante puisqu'elle affecte grandement la qualité de la combustion. Si l'arrivée d'air est insuffisante, la combustion des gaz sera incomplète. Il faut toutefois garder à l'esprit qu'un trop grand excès d'air mène également à une baisse de rendement et à des émissions d'imbrûlés. Il faut donc trouver l'optimum dans la quantité d'air à apporter.

d) Le pouvoir fumigène φ

C'est la masse de fumées obtenues lors de la combustion complète d'un kilogramme de combustibles. Il est noté φ et s'exprime en kg de combustible. Si x est la teneur en cendre du combustible, en écrivant la conservation de la masse, on a [107]:

$$\varphi = \alpha + 1 - \frac{x}{100} \quad (1.86)$$

La connaissance de ces paramètres est non seulement indispensable pour la conception et le mode de fonctionnement de la chambre de combustion, mais également pour son contrôle effectué à partir de l'analyse des fumées.

2) L'humidité du combustible

Le combustible (solide en particulier), même sec en apparence, contient une certaine quantité d'eau. Elle varie en fonction du type, du conditionnement et du temps de séchage. Plus le combustible que l'on introduit dans le foyer est humide, plus il faudra utiliser de l'énergie pour évaporer cette eau. Il en résulte une baisse de température de la chambre de combustion et par conséquent, une moins bonne décomposition thermique. De plus, la vapeur d'eau produite augmente significativement le volume des gaz. Leur vitesse de passage s'en trouve augmentée, les gaz combustibles ont ainsi moins le temps de se combiner à l'oxygène de l'air et de brûler complètement.

3) La dimension et la nature du combustible

Etant donné les mécanismes de la combustion du bois, plus le combustible-bois sera débité en fins morceaux (c'est-à-dire présentant une plus grande surface pour la même masse), plus les gaz de décomposition se dégageront facilement. Il en va de même pour les essences les plus poreuses. Ces deux paramètres influencent donc la vitesse de combustion. Cependant, lorsque la granulométrie du combustible est trop fine, comme dans le cas de la sciure, la circulation d'air ne peut se faire correctement et la combustion se déroule avec difficulté.

3.1.2. La combustion du bois

3.1.2.1. Caractéristiques physico-chimiques du bois

Le bois présente des caractéristiques physico-chimiques qu'il est utile de connaître pour optimiser ses performances sur le plan énergétique et réduire l'impact de sa combustion sur le plan environnemental. Dans ce paragraphe, nous examinons les caractéristiques suivantes: la composition chimique, l'humidité et le taux de cendres.

a) Composition chimique

Le bois est constitué de matières organiques, principalement sous forme de cellulose (environ 50%), de lignine (20 à 30%) et de hémicellulose (15 à 25%) ainsi que d'éléments minéraux en très faible quantité (<1%) [109-111]. Quatre éléments contribuent principalement à sa composition chimique : le carbone, l'oxygène, l'hydrogène, et l'azote, dans des proportions beaucoup plus faibles. La proportion de chaque élément varie légèrement selon l'essence du bois. A titre d'exemple, le tableau 1.16 rappelle la composition élémentaire de quelques essences de bois.

Tableau 1.16: Composition élémentaire sur bois sec de quelques essences, exprimée en % massiques [111]

	C%	H%	O%	N%
Hêtre	49,7	6,1	43,8	0,1
Sapin	49,0	6,0	44,9	0,1
Chêne	49,5	5,4	44,7	0,3
Peuplier	49,9	6,1	43,6	0,3
Erable	49,5	6,0	44,3	0,1

En première approximation, on admet que la composition élémentaire moyenne du bois sec est de 50 % de carbone, 44% d'oxygène et 6% d'hydrogène [106]. Bien qu'elle contribue à l'émission d'oxydes d'azote lors de la combustion du bois, la présence de l'azote (sous forme de protéines et amines) est négligée sur le plan énergétique. Par ailleurs, le bois peut également contenir des composés soufrés (0,02%) et du chlore en quantités extrêmement faibles (0,001 à 0,003%) [110]. Des traces d'éléments métalliques tels que le cuivre, le manganèse et le zinc sont également signalées à des teneurs inférieures à 100 ppm [110]. Dans les cendres obtenues après combustion, se retrouvent les éléments métalliques initialement présents dans le bois, essentiellement sous forme d'oxydes à caractère basique, et de sels [106].

En tant que biomasse constituée de trois éléments chimiques principaux, le bois peut être représenté par une formule brute fictive du type $C_xH_yO_z$. Les indices molaires x , y et z affectant chaque élément peuvent être calculés à partir des pourcentages massiques correspondants, à condition toutefois de connaître la masse molaire moyenne M_{bois} :

$$\begin{cases} x = (C\% \times M_{bois}) / (100 \times 12) \\ y = (H\% \times M_{bois}) / (100 \times 1) \\ z = (O\% \times M_{bois}) / (100 \times 16) \end{cases} \quad (1.87)$$

De fait, l'évaluation de la masse molaire moyenne du bois suppose de connaître, aussi précisément que possible, sa composition chimique sous forme moléculaire, à savoir la nature et les proportions relatives de tous ses constituants chimiques. Comme pour la plupart des combustibles solides ou liquides d'origine naturelle, cette grandeur est difficilement accessible expérimentalement. C'est pourquoi les équations définissant les caractéristiques de combustion de ces combustibles, à partir de la réaction de combustion, sont finalement exprimées en fonction des pourcentages massiques des éléments chimiques qui les constituent.

b) L'humidité du bois

Comme tout combustible solide, le bois contient plus ou moins d'eau. Le taux d'humidité dépend de plusieurs facteurs tels que les conditions et la durée de son stockage, la partie de l'arbre collectée, sa granulométrie, etc... . L'eau contenue dans le bois peut être classée en trois catégories [106]: i) l'eau libre, présente dans le bois vert, qui s'élimine sans retrait du bois; ii) l'eau liée, piégée dans la structure du bois, qui provoque lors de son évaporation un retrait et enfin, iii) l'eau de constitution qui entre dans la composition chimique du bois et qui ne peut être libérée que par combustion. Le taux d'humidité sur brute du bois est défini par le rapport :

$$H_{sur\ brute} = \frac{(masse\ du\ bois\ humide - masse\ du\ bois\ anhydre)}{masse\ de\ bois\ humide} \times 100 \quad (1.88)$$

Le taux d'humidité sur brut peut varier de 15% à 60% environ : 60% au maximum pour le bois vert sur pied, de 10% à 20% pour le bois séché à l'air (pendant au moins 1 à 2 ans), 10% et moins pour le bois séché artificiellement sous flux d'air chaud (pendant 1 à 3 semaines) [106].

En général, quelle que soit l'essence du bois, la teneur en eau des bois «secs à l'air» se stabilisent autour de 15 % à 20%, correspondant à l'humidité minimale ambiante. Le bois brûle d'autant mieux qu'il est sec. Le taux d'humidité du bois influence considérablement la qualité de sa combustion. Pour brûler, la matière organique doit libérer dans une première phase, toute l'eau libre ou liée présente dans sa structure. La vaporisation de l'eau est un processus fortement endothermique, c'est-à-dire un processus qui a besoin d'absorber une partie de la chaleur dégagée par la combustion pour s'effectuer. En maintenant la température à des niveaux relativement bas, la vaporisation de l'eau non seulement ralentit mais dégrade la qualité de la combustion, et favorise ainsi l'émission d'imbrûlés au cours de cette phase.

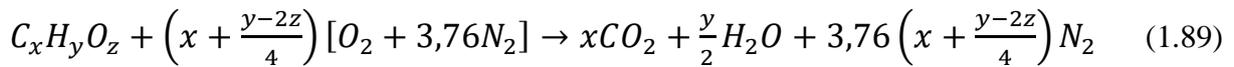
c) Taux de cendres

Les cendres résultent de l'oxydation des éléments minéraux contenus initialement dans le bois. Théoriquement, le bois ne contient que 0,3% à 0,8% de minéraux [111]. Les cendres peuvent jouer un rôle néfaste au niveau de l'installation de combustion si elles conduisent à la formation de mâchefers, susceptibles d'obstruer les grilles, ou si elles posent des problèmes de corrosion. Aux parties minérales, caractérisant intrinsèquement le bois, peuvent éventuellement s'ajouter des éléments minéraux, souillant le bois lui-même (terre, cailloux, peintures par exemple) [106].

3.1.2.2. Equation de combustion complète

La combustion du bois est généralement réalisée en utilisant le dioxygène (O₂) de l'air comme comburant (l'oxydant). Pour l'air atmosphérique, on admet que le rapport des concentrations [N₂]/[O₂] est égal à 3,76. L'équation de combustion complète d'un bois parfaitement sec (H_{sur}

$\text{brute} = 0$), réalisée sans défaut ni excès d'air (combustion dite «neutre»), de formule brute fictive $C_xH_yO_z$ s'écrit :



Où les seuls produits de la combustion sont le dioxyde de carbone (CO_2) et l'eau (H_2O), le diazote (N_2) provenant de l'air utilisé. Par ailleurs, sachant que les masses atomiques des éléments C, H, O valent respectivement 12 g, 1 g et 16 g, la masse molaire M_{bois} d'un bois parfaitement sec est donnée par l'équation suivante:

$$M_{\text{bois}} = (12x + y + 16z) \times 10^{-3} \text{ kg/mole} \quad (1.90)$$

3.1.2.3. Rendements des installations de combustion

En général, un rendement ne dépassant pas 25% est un mauvais rendement pour l'installation, car il signifie que 75% de l'énergie apportée par le combustible sont perdus pour l'usage recherché.

Tableau 1.17: Quelques exemples de rendement thermique observés pour différents types d'installation [112]

Types d'installation	Rendement thermique
Foyer traditionnel à trois pierres	8 %
Cheminée à foyer ouvert	< 25 %
Insert/foyer fermé	30 à 70%
Poêle à bûches	40 à 70 %
Chaudières à bûches	55 à 75%
Chaudières à plaquettes ou granulés	75 à 90%

VI. Conclusion

Ce chapitre introductif nous a permis de planter le décor et de présenter le contexte dans lequel s'inscrit notre étude; de faire le point sur les problématiques d'ordre général et d'analyser les enjeux énergétiques et environnementaux actuels. Malgré les contraintes qui subsistent, on a globalement enregistré ces dernières années un développement spectaculaire des énergies renouvelables et si ce rythme est maintenu ou accru, elles sont en passe de devenir dans les prochaines années le principal levier de développement de l'humanité. Au niveau du Cameroun, le secteur connaît un développement encore très timide. Sur le plan énergétique de manière générale, le déficit énergétique reste la principale préoccupation du pays avec un niveau d'électrification très bas (en deçà de la moyenne africaine). La biomasse est la principale source énergétique accessible à la majorité des ménages.

En dernier lieu, nous avons passé en revue (méthodes d'estimation des potentiels et systèmes de conversion) les trois formes d'énergie renouvelable étudiées, notamment l'énergie solaire, l'hydroélectricité et la biomasse. En énergie solaire, nous avons étudié les outils trigonométriques permettant de repérer le soleil dans le ciel et les principaux phénomènes atmosphériques limitant son rayonnement au sol. Nous avons ensuite présenté les différentes technologies photovoltaïques. En hydroélectricité, nous nous sommes intéressées aux turbines hydrauliques tandis qu'en biomasse, nous avons présenté les systèmes de conversion thermo-chimique, en particulier les systèmes de combustion.

Références

- [1] Rio, 1992. Déclaration de Rio sur l'environnement et le développement. Rio de Janeiro, Juin 1992.
- [2] GIEC-IPCC, 2007. « Changements climatiques 2007: Rapport de synthèse », 2007.
- [3] SIE-Cameroun, 2010. « Système d'Information Énergétique du Cameroun », Rapport 2010.
- [4] OMS, 2007. « La pollution de l'air à l'intérieur des habitations et la santé ». Organisation Mondiale de la Santé, 2007.
- [5] MINEF, 1994. « Communication Nationale Initiale sur les changements climatiques ». Ministère de l'Environnement et des Forêts, 1994.
- [6] Abanda F.H., 2012. Renewable energy sources in Cameroon: potentials, benefits and enabling environment. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:4557–62.
- [7] FMI, 2014. « Consultations de 2014 au titre de l'article IV », Rapport n° 14/212-Cameroun, Août 2014.
- [8] <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Cameroon&product=Oil&year=2013>. [Page consultée le 08/11/2016].
- [9] Donatien Njomo, 1989. Modélisation des variations mensuelles de l'irradiation solaire reçue au Cameroun. *Model. Simulation Control*, 18. AMSE Press; 1989. p. 39–64.
- [10] MINFOF et FAO, 2005. Evaluation des ressources forestières du Cameroun; 2005.
- [11] Nkutchet M., 2004. L'Énergie au Cameroun. Édition l'Harmattan, 2004.
- [12] Ministère des Mines, de l'Eau et de l'Énergie, Plan Énergétique National, Janvier 1990.
- [13] Tchouate H. P., 2003. « Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique : le cas du Cameroun », Thèse de Doctorat, Université Catholique de Louvain, Déc. 2003.
- [14] MINEE, 2012. Rapport 2011 sur la Situation Énergétique du Cameroun.
- [15] <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Cameroon&product=Oil&year=2012>.
- [16] Emmanuel Ngnikam, 2006. Énergie et écodéveloppement au Cameroun, Hélio International-Observatoire de la viabilité énergétique 2005/2006.
- [17] Jolien Schure et al., 2010. Chapitre 5. Contribution du bois-énergie à la satisfaction des besoins énergétiques des populations d'Afrique centrale: Perspectives pour une gestion durable des ressources disponibles, 2010.
- [18] Ellabban Omar, Abu-Rub Haitham, Blaabjerg Frede, 2014. "Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 39: 748–764 (2014). DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.113.
- [19] Maximilian Engelken, et al., 2016. Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;60:795–809.
- [20] Loi N° 2011/022 du 14 Décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun; 2011.
- [21] REN21. 2016. Renewables 2016 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).
- [22] United Nations, 2015. Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development. General Assembly Report on Sustainable Development Goals, A/ RES/70/1, New York; September 2015. Available at: <https://sustainabledevelopment.un.org/sdgs>. [Last accessed : December, 2016]
- [23] COP21, 2015. Vingt et unième session de la Conférence des Parties. Paris, 30 Novembre-11 Décembre 2015.
- [24] REN21. 2015. Renewables 2015 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).
- [25] World Commission on Environment and Development. Our common future. Oxford University Press (the 'Brundtland Report'); 1987.
- [26] Sibi Bonfils, 2006. « Stratégies énergétiques pour le développement durable ». IEPF, pp.29-38, 2006.
- [27] Ibrahim Dincer (2000). Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4 (2000) 157-175.
- [28] D. NJOMO, 1988. « Les solutions solaires aux besoins énergétiques prioritaires des populations rurales des pays en développement », *Revue de l'énergie*, vol. 39, N°404, pp. 498-503, Juillet-Août 1988.
- [29] <https://www.iea.org/>
- [30] <http://www.science-et-vie.com/2016/02/la-plus-grande-centrale-solaire-du-monde-vient-dallumer-son-premier-reacteur/>. [Page consultée le 14/09/2016]
- [31] Francis Meunier, 2009. Aide-mémoire: Thermodynamique de l'ingénieur. Énergétique-Changement climatique, 2^e édition, DUNOD, pp. 379, 2009.
- [32] <http://sites.unice.fr/site/bmichel/PDF-Students/chimie-pollution-atmosphere/Cours/cours%20effet%20de%20serre.pdf>. [Page consultée le 06/12/2016]
- [33] Tchatat Gabriel, 2014. Cameroun – contribution à la préparation du rapport national pour la formulation du livre blanc régional sur l'accès universel aux services énergétiques intégrant le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Rapport final sur le Cameroun préparé pour le compte du PNUD.
- [34] Y. Jannot. 2011. « Thermique solaire », Mars 2011.
- [35] Alain Ricaud. Gisement solaire et transferts Énergétiques. Polycoopié, Université de Cergy-Pontoise, Janvier 2011.
- [36] J. A. Duffie and W. A. Beckman, 1980. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd ed. (John Wiley & Sons, Inc., New York, USA, 1980).
- [37] Perrin de Brichambault, Vauge, 1982. « Le gisement solaire: évaluation de la ressource énergétique », Technique et Documentation, Lavoisier, Paris, 1982.
- [38] Bernard MULTON, 1999. « L'énergie électrique: analyse des ressources et de la production », Journées électrotechniques du Club EEA, Paris, Janvier 1999.
- [39] ASTM, 2000. Standard solar constant and zero air mass solar spectral irradiance tables. Standard E490-00. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2000.
- [40] Kiehl J. T. et K. E. Trenberth, 1997. Earth's annual global mean energy budget. *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, 78, 2, 197-208.

- [41] Liou, K. (1980). An Introduction to Atmospheric Radiation, volume 26 of International Geophysics Series. Academic Press. 392 pages.
- [42] A. B. Oumbe Ndeffotsing, 2009. «Exploitation des nouvelles capacités d'observation de la terre pour évaluer le rayonnement solaire incident au sol», Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, novembre 2009.
- [43] Alain Ricaud, 2007. Convertisseurs photovoltaïques. Nov. 2007.
- [44] Alain RICAUD – Photopiles solaires. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes (Suisse), Collection « Cahiers de Chimie », 1997 (De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés).
- [45] B. Sorrensen, 2010. Renewable energy, 4ème édition, Academic Press, Londres, 2010.
- [46] A. Laugier, J.A. Roger, 1981. Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications, Éditions Technique et Documentation, Paris, 1981.
- [47] Souad Saadi, 2010. Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan. Mémoire de Magister en Physique, Université Mentouri de Constantine, 2010.
- [48] Collares-Pereira et Rabl, 1979. The average distribution of solar radiation- correlation between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. Solar energy 22, pp. 155-164 (1979).
- [49] A. Angstrom, 1924. Solar and terrestrial radiation. Q.J.R. Meteor. Soc. 50: 121-126.
- [50] D. Njomo, 1989. Modélisation des variations mensuelles de l'irradiation solaire reçue au Cameroun. AMSE Press, vol. 18 (1), pp. 39-64, 1989.
- [51] Page, J.K., 1964. The estimation of monthly mean values of daily total short - wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitude 40°N-40°S. Proceeding of the UN Conference on New Sources of Energy, Paper S/98.
- [52] Badescu, V., 1999. Correlations to estimate monthly mean daily solar global irradiation: Application to Romania. Energy, 24: 883-893.
- [53] Trabea, A.A. and M.A. Shaltout, 2000. Correlation of global solar-radiation with meteorological parameters over Egypt. Renew. Energ., 21: 297-308.
- [54] Sfetsos, A. and A.H. Coon2ck, 2000. Un2variate and multivariate forecasting of hourly solar radiation with artificial intelligence techniques. Solar Energ., 68: 169-178.
- [55] Ulgen, K. and A. Hepbasli, 2002. Estimation of solar radiation parameters for Izmir, Turkey. Int. J. Energy Res., 26: 807-823.
- [56] Safari, B. and J. Gasore, 2009. Estimation of global solar radiation on horizontal surface in Rwanda using empirical model. Asian J. Sci. Res., 2: 68-75.
- [57] Laronde Rémi, 2009. « Essais Accélérés de Dégradation de Modules photovoltaïques ». Thèse de doctorat. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2009.
- [58] José Miguel Navarro, 2008. «Cellules photovoltaïques organiques transparentes dans le visible». Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [59] Bruxelles Environnement, 2010. Le photovoltaïque : fonctionnement et technologies. Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, Novembre 2010.
- [60] Loïc Bailly, 2010. «Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface». Thèse de doctorat, Université Bordeaux I, 2010.
- [61] Angel Cid Pastor, 2006. «Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques». Thèse de Docteur. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [62] Vighetti Stéphane. «Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion». Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [63] Helali Kamelia, 2012. «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative», Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.
- [64] ESHA (European Small Hydro Association), 1998: LAYMAN's guidebook on how to develop a small hydro site. Altener project DG XVII-97/010.
- [65] Econcept A. G., 1999. Qualités écologiques de l'énergie hydraulique et d'autres modes de production d'électricité. Etude réalisée pour l'Association suisse pour l'aménagement des eaux.
- [66] ESHA, 2005. Petite hydroélectricité: Guide technique pour la réalisation de projets. European Small Hydropower Association-ESHA, Maison des Energies renouvelables, Bruxelles-Belgique, 2005.
- [67] ESHA, 1994. Layman's Guidebook on how to develop a small hydro site, Part I & II. Celso Penche.
- [68] ISO 1100-1: 1996 Measurement of liquid flow in open channels. Part 1: Establishment and operation of a gauging station.
- [69] ISO 4359: 1983 Liquid flow measurement in open channels: Rectangular, trapezoidal, Ushaped flumes.
- [70] ISO 955-1: 1994 Measurement of liquid flow in open channels Tracer dilution methods for the measurement of steady flow Part 1: General.
- [71] Bryan Leyland. Small hydroelectric engineering practice. Taylor & Francis Group, London, UK, 2014.
- [72] <http://www.iso.org/iso/fr>
- [73] Wladyslaw Bobrowicz, 2010. Petites centrales hydrauliques: Guide d'utilisation et qualité de l'énergie. Koncern Energetyczny SA, Mai 2010. [fr.leonardo-energy.org: accessed May, 2016]
- [74] European commission, 2000. Small hydroelectric plants : Guide to environmental approach and impact assessment.
- [75] Pépin Tchouate Héteu, Joseph Martin, 2003. La filière hydroélectrique : Aspects technologiques et environnementaux. Université Catholique De Louvain, Unité TERM, Working Paper n°5, Juin 2003.
- [76] Almeida J. P., 2000. Développement d'un modèle global pour l'optimisation économique et financière de la configuration des petits aménagements hydroélectriques à buts multiples avec circuit hydraulique en pression. Thèse de doctorat. Université de Liège.

- [77] F. de Siervo & A. Lugaresi, 1978. «Modern trends in selecting and designing Pelton turbines, Water Power & Dam Construction, Décembre 1978.
- [78] A. Lugaresi & A. Massa, 1987. «Designing Francis turbines : trends in the last decade», Water Power & Dam Construction, Novembre 1987.
- [79] SIE-Cameroun, 2010. Système d'Information Energétique du Cameroun. Rapport; 2010.
- [80] L. Vivier, 1996. «Turbines hydrauliques et leur régulation», Albin Michel, Paris, 1996.
- [81] F. Schweiger & J. Gregory, 1989. Developments in the design of water turbines, Water Power & Dam Construction, May 1989.
- [82] Office Fédéral des questions conjoncturelles, «Turbines hydrauliques», Berne, 1995, ISBN 3-905232-54-5.
- [83] H. Giraud & M. Beslin, 1968. «Optimisation d'avant-projet d'une usine de basse chute», Symposium AIRH, 1968, Lausanne.
- [84] J.L. Gordon, 1990. «A new approach to turbine speed», Water power & Dam Construction, Août 1990.
- [85] J. Raabe, 1985. Hydro Power, The design, use and function of hydromechanical, hydraulic and electrical equipment, VDI Verlag, 1985, ISBN 3-18-400616-6.
- [86] F. Schweiger & J. Gregori, 1987. Developments in the design of Kaplan turbines, Water Power & Dam Construction, November 1987.
- [87] Demirbas, A., 2000. Mechanisms of liquefaction and pyrolysis reactions of biomass. Energy Conversion and Management, volume 41, number 6, p. 633-646.
- [88] Demirbas, A., 2001. Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. Energy Conversion and Management 42 (11): 1357-1378.
- [89] Nabuurs, G.J., O. et al., 2007. Forestry. In Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyers (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY-USA.
- [90] Apps, M.J. 2003. Les forêts, le cycle mondial du carbone et le changement climatique. in Présentation dans le cadre du 12e Congrès Forestier Mondial., 21 au 28 septembre 2003, Québec, Canada.
- [91] Pierre-Olivier Morency, 2011. Le potentiel de valorisation de la biomasse forestière à des fins énergétiques au Québec: état de la situation. Mémoire de Maîtrise en Sciences forestières, Université Laval, Québec, 2011.
- [92] Gustavsson, L., J. Holmberg, V. Dornburg, R. Sathre, T. Eggers, K. Mahapatra, and G. Marland. 2007. Using biomass for climate change mitigation and oil use reduction. Energy Policy 35(11):5671-5691.
- [93] Sims, R.E.H., 2002. The brilliance of bioenergy in Business and in Practice. James and James, London. 320 pages.
- [94] IBGE, 2009. La biomasse et la bioénergie (ER 12): Du poêle à bois aux centrales industrielles. Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement, Février 2009.
- [95] ADEME, 2001. Pyrolyse et gazéification de la biomasse pour la production d'électricité : Procédés et acteurs, Octobre 2001.
- [96] Rensfelt E., 1996. IEA Biomass thermal gasification activity. Sub task 6, gasification of waste TPS, 96/19, 1996.
- [97] Spath P. Mann M., 1997. Life cycle assessment of biomass gasifier combine cycle system. NREL/TP, 430; 23076, December 1997.
- [98] UNEP, 2013. Technologies for Converting Waste Agricultural Biomass to Energy. United Nations Environmental Programme. Division of Technology, Industry and Economics. International Environmental Technology Centre, Osaka, June 2013.
- [99] Romain Crehay & Didier Marchal, 2004. La filière bois-énergie. ValBiom - Valorisation de la biomasse asbl, Région Wallonie, Décembre 2004.
- [100] Davro corporation, 1976. Handbook of gasifiers and gas treatment systems. FE 1772, February 1976.
- [101] IEA, 2001. Status of gasification in countries participating in the IEA Bioenergy gasification Activity. Report 2EWAB01.26, July 2001.
- [102] Milne T., Abotrogrou N., Evans R., 1998. Biomasse gasifier tars: Theirs nature, formation and conversion. NREL/TP, 570; 25357, November 1998.
- [103] European commission , 1998. Biomass conversion technologies– Achievement and prospects for heat and power generation. European Commission EUR 18029EN, November 1998.
- [104] Tchouate H. P., 2003. «Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique : le cas du Cameroun», Thèse de Doctorat, Université Catholique de Louvain, Déc. 2003.
- [105] Van Loo S. et Koppejan J. 2002. Handbook of biomass combustion and cofiring. Prepared by Task 32 of the Implementing Agreement on Bioenergy under the auspices of the International Energy Agency. Edition Twente University Press. 348p. ISBN 9036517737.
- [106] Jean-Pierre SAWERYSYN, 2012. La combustion du bois et ses impacts sur la qualité de l'air, Air Pur - N°81 - 2012.
- [107] <http://www.fsr.ac.ma/cours/physique/bargach/Chap2.pdf> [last accessed: August, 2016]
- [108] Nussbaumer T., Good J., Jenni A., Bühler R. & Gabathuler H.R., 2003. Chauffage au bois. Planification et exécution. Assurance Qualité. Suisse Energie– Office Fédéral de l'Energie. 2003.174 p.
- [109] Hazard C., Barette J.-P., Meyer J.(1996), Mémotech : bois et matériaux associés ; Paris, Editions Casteilla, 455 p.
- [110] Collet S. (2000), Emissions de dioxines, de furanes et d'autres polluants liées à la combustion du bois naturel et adjuvanté ; Rapport INERIS, INERIS-DRC n°00/60-MAPA-SCO-25420, 68 p.
- [111] Roguame Y. (2009), La combustion du bois et de la biomasse, Pollution atmosphérique, Numéro spécial/Le bois énergie : Enjeux écologiques et de santé environnementale , p.66-81.
- [112] www.ademe.fr/midi-pyrénées/a_2_02. [Page consultée le: 12/09/2016]

Chapitre 2: Matériels, données et méthodes

Chapitre 2: Matériels, données et méthodes

I. Introduction

Pour l'estimation du potentiel solaire, un code de simulation sous environnement Matlab a été développé et mis sur pieds. Les paramètres d'entrée de ce code sont la latitude du site ainsi que les températures moyennes minimales et maximales de l'air. Les moyennes journalières du rayonnement solaire global sur plan horizontal et celle des températures minimales et maximales de l'air des dix régions du pays ont été obtenues de la base des données de la National Aeronautics and Space Administration (NASA) [1] pour une période de vingt et un ans (1984-2004). Pour la validation des modèles développés, nous avons utilisées les données réelles d'une année complète, données mesurées à Yaoundé, Maroua et Ngaoundéré en 1984. Toutes les données utilisées dans cette étude ont été soumises à un contrôle de qualité et à des tests statistiques pertinents avant de les appliquer aux modèles. Ceci a été fait en traçant sur un graphique leur variation dans le temps afin de déterminer les valeurs parasites. Aussi, les données manquantes ont été générées en utilisant la technique d'interpolation. En hydroélectricité, le matériel utilisé dans l'étude de cas est composé d'un double ruban, d'une échelle graduée, d'un chronomètre numérique et d'un flotteur (bouteille en plastique remplie d'eau et bien fermée). La méthode des flotteurs précédemment exposée au chapitre 1 (§ IV.1) a été employée pour mesurer la vitesse moyenne et le débit de ce cours d'eau. Pour la filière biomasse, les données de l'Institut National de la Statistique (INS) sur la production agricole, forestière et animale nous ont servi d'outil de base. Pour chaque filière étudiée, la méthodologie générale utilisée est exposée dans les paragraphes qui suivent.

II. L'énergie solaire

1. Estimation du gisement solaire camerounais

Le gisement solaire d'une localité est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible sur cette localité au cours d'une période donnée. La connaissance de l'évolution de ces paramètres constitue un facteur déterminant pour la conception, le dimensionnement, l'évaluation de la performance et la gestion des systèmes de conversion d'énergies renouvelables. En particulier, les systèmes de conversion de l'énergie solaire sont essentiellement sensibles à la lumière du soleil et à la température ambiante. Ceci rend donc indispensable la détermination du gisement solaire de toute localité où de telles études vont être entreprises. Outre les systèmes solaires, ces données sont aussi indispensables dans d'autres domaines comme l'aéronautique, l'architecture, l'agriculture, la météo, etc. La connaissance du gisement solaire d'une localité est plus ou moins précise:

- Selon la densité des stations pour lesquelles on a des données ;
- Selon le nombre d'années de mesures disponibles ;
- Selon le pas de temps des données (mois, jour, heure, etc.) ;
- Selon la nature des données: durée d'ensoleillement, composante directe, diffuse et globale du rayonnement solaire, albédo du sol, position du soleil, etc.

De manière générale, dans les pays en voie de développement, les valeurs mesurées de ces grandeurs ne sont disponibles que pour très peu de sites. A titre illustratif, au Cameroun, sur 58 stations météorologiques, seulement 3 fonctionnent en deçà de l'acceptable et 55 sont hors service depuis belle lurette. Ainsi, pour pallier à ces insuffisances de réseaux de mesures et pour les localités où l'on ne dispose d'aucune mesure, l'usage des modèles empiriques devient une alternative intéressante.

Comme nous le montre la carte d'ensoleillement ci-dessous, le Cameroun, pays tropical tout proche de l'équateur est l'un des pays les plus ensoleillés au monde, mais son potentiel est jusque-là mal connu d'où le grand intérêt de notre étude.

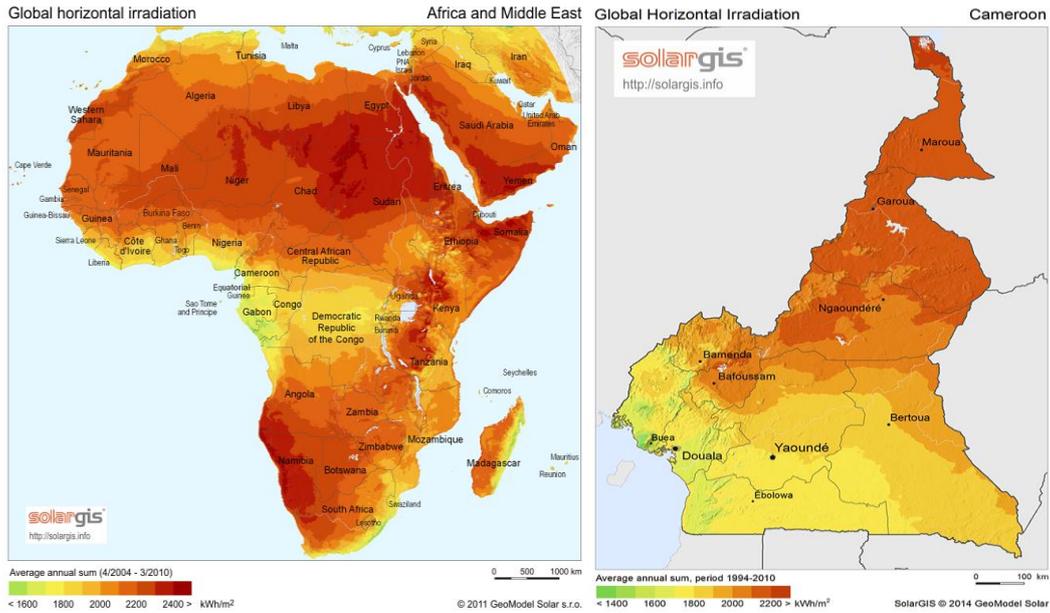


Figure 2.1: Carte d'ensoleillement de l'Afrique et du Cameroun [2]

1.1. Modélisation mathématique de la ressource solaire

Au fil des ans, plusieurs auteurs ont montré que les valeurs moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur plan horizontal sont corrélées à la température moyenne de l'air [3-5]. Certains de ces modèles sont appliqués dans les dix régions du pays avec des latitudes différentes et des conditions climatiques variées. Ces modèles utilisent comme paramètres d'entrée la latitude du site ainsi que la moyenne journalière de la température minimale et maximale de l'air (en degrés C) enregistrée à 10 m au-dessus du sol. Ces modèles sont respectivement:

1.1.1. Le modèle de Hargreaves et Samani (1982)

Hargreaves et Samani (1982) [3] ont été les premiers à suggérer que le rayonnement solaire (R_s) peut être estimé à partir de la différence entre la température maximale et minimale de l'air à l'aide de la relation:

$$R_s = aR_a(T_{max} - T_{min})^{0,5} \quad (2.1)$$

Où R_s ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$); T_{max} et T_{min} sont respectivement, la température journalière maximale et minimale de l'air ($^{\circ}\text{C}$); R_a est le rayonnement extraterrestre ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$), fonction de la latitude et du jour de l'année; Et a est un coefficient empirique, la valeur de a étant de 0,16 pour les régions intérieures et de 0,19 pour les régions côtières [4]. Le rayonnement extraterrestre R_a ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$) peut être calculé pour une latitude et un jour donnés de l'année selon les équations de Duffie et Beckman (1980) [6]:

$$R_a = \left(\frac{1440}{\pi}\right) \cdot Sc \cdot DF \cdot (\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \omega_s\sin\varphi\sin\delta) \quad (2.2)$$

Où Sc est la constante solaire (1367 W/m^2 ou $0.082 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{min}^{-1}$ ou encore $118.08 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$), DF est le facteur de correction dû à l'excentricité de l'orbite de la terre. Il peut être calculé par l'expression:

$$DF = 1,0 + 0,033 \cos\left(2\pi \left(\frac{\text{JulianDay}}{360}\right)\right) \quad (2.3)$$

Où φ , la latitude du site peut être calculée par l'expression: $\varphi = \text{latitude} \cdot \frac{\pi}{180}$ et δ , la déclinaison solaire peut être calculée par l'expression:

$$\delta = \left(23,45 \cdot \frac{\pi}{180}\right) \sin\left(2\pi \left(284 + \frac{\text{JulianDay}}{365}\right)\right) \quad (2.4)$$

Où ω_s (en degré) est l'angle horaire au lever du soleil:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan\varphi \tan\delta) \quad (2.5)$$

1.1.2. Le modèle de Annandale et al. (2002)

Annandale J. G. et al. (2002) [7] ont modifié le modèle de Hargreaves et Samani en introduisant un facteur correctif selon la relation:

$$R_s = a \cdot R_a \cdot (1 + 2,7 \cdot 10^{-5} Z)(T_{\max} - T_{\min})^{0,5} \quad (2.6)$$

Où Z est l'élévation en mètre (m).

1.1.3. Le modèle de Bristow et Campbell (1984)

Bristow et Campbell (1984) [8] ont proposé la relation suivante pour les valeurs journalières du rayonnement solaire global (Rs) comme une fonction du rayonnement solaire journalier extra-terrestre (Ra) et de la différence de température (ΔT):

$$R_s/R_a = A[1 - \exp(-B \cdot \Delta T^C)] \quad (2.7)$$

Avec $\Delta T = T_{\max} - T_{\min}$; A, B et C sont les coefficients empiriques du modèle. Ils prennent respectivement les valeurs 0,7; 0,004-0,01 et 2,4 [8].

1.1.4. Le modèle de Allen (1997)

Allen (1997) [9] a estimé la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global (Rs) comme une fonction du rayonnement solaire extra-terrestre (Ra), de la moyenne mensuelle de la température maximale de l'air (T_M) et de la moyenne mensuelle de la température minimale de l'air (T_m):

$$R_s/R_a = k_r (T_M - T_m)^{0,5} \quad (2.8)$$

Où k_r est défini par:

$$k_r = k_{ra} \left(\frac{P}{P_0}\right)^{0,5} \quad (2.9)$$

En suivant Lunde (1979) [10], $k_{ra}=0.17$, et P/P_0 peut être défini par:

$$\frac{P}{P_0} = \exp(-0.0001184h) \quad (2.10)$$

Où P est la pression atmosphérique locale, $P_0=1,01325 \cdot 10^5$ Pa la pression standard et h l'altitude du lieu en mètres.

1.1.5. Le modèle de Weiss et al. (2001)

Le modèle de Weiss et al. (2001) [11], est une version modifiée du modèle de Bristow et Campbell.

$$R_s = 0,75 \left[1 - \exp \left(-0,226 \frac{\Delta T^2}{R_a} \right) \right] R_a \quad (2.11)$$

1.1.6. Le modèle de Goodin et al. (1999)

Goodin et al. (1999) [12] ont évalué une forme du modèle de Bristow et Campbell:

$$R_s/R_a = A \left[1 - \exp(-B \cdot (\Delta T^C/R_a)) \right] \quad (2.12)$$

1.2. Evaluation de la performance des modèles

Dans la littérature, plusieurs outils statistiques sont utilisés pour évaluer les performances des modèles d'estimation de l'irradiation solaire. Ceux que nous avons utilisé sont [13, 14]:

1.2.1. La Root Mean Square Error (RMSE)

La RMSE (racine carrée de l'erreur quadratique moyenne) est une mesure de la variation des valeurs prédites autour des valeurs mesurées. Plus sa valeur est petite, plus le modèle est meilleur. Elle est donnée par la relation :

$$RMSE = \left[\frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i) - R_{s_{est}}(i))^2 \right]^{1/2} \quad (2.13)$$

Où $R_{s_{meas}}(i)$ et $R_{s_{est}}(i)$ (en $\text{kwh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$) sont respectivement, la $i^{\text{ème}}$ valeur mesurée et la $i^{\text{ème}}$ valeur estimée du rayonnement solaire journalier et n, le nombre total de valeurs.

1.2.2. La Mean Bias Error (MBE)

La MBE (erreur de biais moyen) donne une indication sur la déviation moyenne des valeurs prédites par rapport aux valeurs mesurées correspondantes. Une valeur positive indique une surestimation dans l'irradiation globale prédite et une valeur négative indique une sous-estimation. Ce test fournit des informations sur la performance à long terme. Une faible valeur de la MBE est souhaitée. Plus sa valeur absolue est faible, plus le modèle est performant. La MBE est donnée par la relation :

$$MBE = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n (R_{s_{est}}(i) - R_{s_{meas}}(i)) \quad (2.14)$$

1.2.3. Le coefficient de détermination (R^2)

Le coefficient de détermination R^2 est une mesure statistique qui indique comment la droite de régression ajuste les données réelles. Une valeur de R^2 proche de 1 indique que la droite de régression ajuste bien les données. Cet indicateur varie entre 0 et 1. Une valeur de 1 indique un parfait accord entre mesure et modèle, alors que la valeur 0 indique un total désaccord. Il est donné par la relation :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i) - R_{s_{est}}(i))^2}{\sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i))^2} \quad (2.15)$$

1.2.4. L'indice d'agrément (ou indice de concordance) de Willmott (d)

L'indice de concordance de Willmott est donné par la relation ci-dessous [15, 16]:

$$d = 1 - \left[\frac{\sum_{i=1}^n (R_{s_{est}}(i) - R_{s_{meas}}(i))^2}{\sum_{i=1}^n (|R_{s_{est}}(i) - \bar{R}_{s_{meas}}(i)| + |R_{s_{meas}}(i) - \bar{R}_{s_{meas}}(i)|)^2} \right] \quad (2.16)$$

Pour une bonne précision des modèles, les valeurs de d doivent tendre vers 1.

1.2.5. La t-statistic (t)

L'un des indicateurs statistiques les plus fiables pour évaluer la performance des modèles est la t-statistic. D'après Jacovides et al. (1995) [17], l'utilisation de la MBE et de la RMSE séparément peut conduire à une mauvaise décision dans le choix du meilleur modèle parmi une série de candidats. Pour éviter cette situation, la t-statistic a été utilisée conjointement avec la MBE et la RMSE. Plus la valeur de (t) est faible, meilleure est la performance du modèle. Elle est définie par la relation [17, 18]:

$$t = \left[\frac{(n-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2} \right]^{1/2} \quad (2.17)$$

1.3. Simulations numériques

Tous les modèles étudiés ont été appliqués à l'ensemble des dix régions du pays. Pour une bonne couverture territoriale, nous avons procédé à un maillage du pays selon le découpage administratif et les capitales régionales ont été retenues comme sites échantillons. Le tableau 2.1 donne les coordonnées géographiques des dix chefs-lieux de régions. A l'aide d'outils statistiques précédemment étudiés et pour chaque région, nous avons évalué la performance de chaque modèle en le comparant aux données réelles mesurées au sol (lorsqu'elles existent). A l'issue de cette étape, le meilleur modèle est retenu et utilisé pour l'estimation du potentiel solaire de la région considérée. Le diagramme de la figure 2.2 synthétise de façon schématique l'ensemble du processus.

Tableau 2.1: Coordonnées géographiques des dix chefs-lieux de régions du Cameroun [Source: Google Earth]

Site	Maroua	Garoua	N'déré	Bertoua	Yaoundé	Bamenda	Bafoussam	Douala	Buea	Ebolowa
Latitude (°N)	10.42	9.44	7.25	4.42	3.86	6.01	5.35	4.06	4.11	3.01
Longitude (°E)	14.19	13.37	13.35	13.39	11.52	10.09	10.24	9.43	9.13	11.08

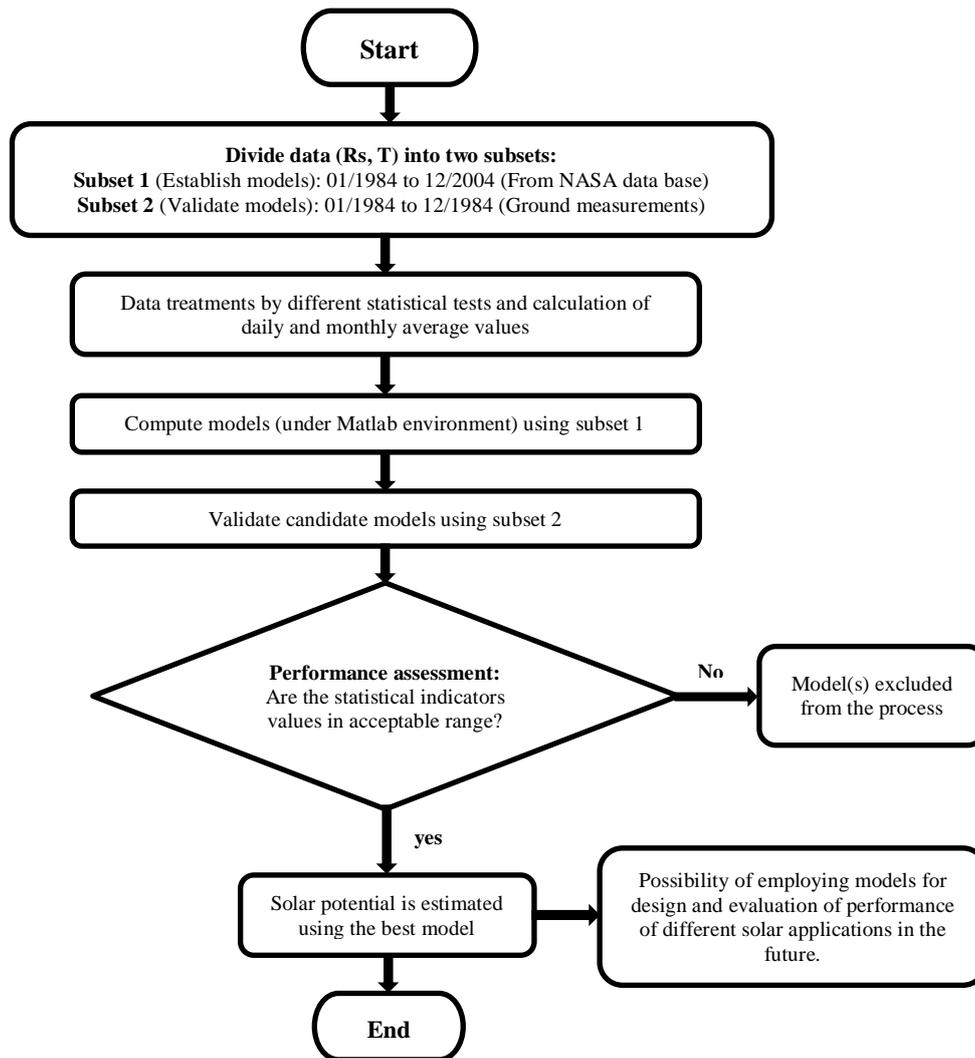


Figure 2.2: Diagramme de simulations

2. Modélisation mathématique d'une photopile

Plusieurs modèles empiriques ont été présentés dans la littérature pour étudier le comportement de la photopile et déterminer ses caractéristiques, en particulier, les caractéristiques courant-tension et puissance-tension. Ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant du module PV. Ils peuvent être classés en deux groupes: les modèles à une diode (ou exponentielle simple) et les modèles à deux diodes (ou double exponentielle) [19, 20]. En raison de sa simplicité, le modèle à une diode est actuellement le plus utilisé. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante) [21]. Ainsi, le modèle à une diode est présenté dans cette étude.

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition P-N de la cellule PV. Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour le modèle à une diode est représenté par la figure 2.3 ci-dessous:

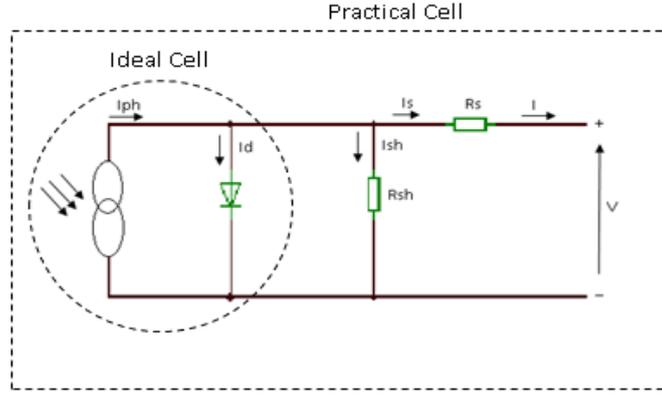


Figure 2.3: Schéma électrique équivalent du modèle à une diode

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV soumis à un rayonnement incident (S) sont appréhendées à travers les paramètres de sortie de la cellule, à savoir le courant (I) et la tension (V). En appliquant la première loi de Kirchhoff au schéma électrique équivalent ci-dessus, les équations de base décrivant les caractéristiques électriques de la cellule peuvent être formulées à travers les relations suivantes [22-26]:

2.1. La cellule «idéale»

Le schéma électrique équivalent de la cellule idéale est représenté dans le cercle en pointillé de la figure 2.3. La caractéristique correspondante est donnée par l'équation de Shockley [22]:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2.18)$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation:

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.19)$$

Le courant débité équivaut donc à :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.20)$$

2.2. La cellule réelle

Pour une cellule réelle, la caractéristique est bien différente de celle d'une cellule idéale. En plus de la diode, son schéma électrique comporte une résistance série et une résistance shunt comme nous le montre la figure 2.3 (rectangle en pointillé). On a donc la relation:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.21)$$

$$\text{Où : } I_{ph} = [I_{scr} + k_i(T - T_r)] \left(\frac{S}{S_r} \right) \quad (2.22)$$

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_d}{\frac{nkT}{q}} \right) - 1 \right] = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_d}{V_t} \right) - 1 \right] \quad (2.23)$$

$$I_0 = I_{0,r} \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{nk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right) \right] \quad (2.24)$$

$$E_g = E_{g0} - \frac{\alpha T^2}{T+\beta} \quad (2.25)$$

$$V_t = \frac{nkT}{q} \quad (2.26)$$

$$T_r = (T_{r1} - 32) + 273 \quad (2.27)$$

$$V_{sh} = V_d \text{ et } V_d = V + IR_s \quad (2.28)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{V_d}{R_{sh}} = \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (2.29)$$

$$\text{Alors : } I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+IR_s}{\frac{nkT}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (2.30)$$

2.3. Cas d'un module ou panneau PV

De façon pratique, la puissance délivrée par une cellule individuelle est assez faible pour pouvoir alimenter un système quelconque. Ainsi, pour augmenter cette puissance, on associe plusieurs cellules en série et/ou en parallèle (ou une combinaison des deux). Si N_s désigne le nombre de cellules connectées en série et N_p le nombre de branches en parallèle, les relations liant les grandeurs à la sortie du module sont données par [23, 27]:

$$I_{ph,final} = N_p I_{ph} \quad (2.31)$$

$$I_{0,final} = N_p I_0 \quad (2.32)$$

$$n_{final} = N_s n \quad (2.33)$$

$$R_{s,final} = \frac{N_s}{N_p} R_s \quad (2.34)$$

L'équation (2.30) peut être explicité comme ci-dessous:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left\{ \exp \left[\frac{\left(V + I \frac{N_s R_s}{N_p} \right)}{N_s \left(\frac{nkT}{q} \right)} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I \frac{N_s R_s}{N_p}}{R_{sh}} \quad (2.35)$$

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left\{ \exp \left[\frac{\left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right)}{\left(\frac{nkT}{q} \right)} \right] - 1 \right\} - \frac{N_p V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.36)$$

Cette dernière expression décrit le comportement électrique du module PV et détermine la relation entre la tension et le courant fournis par ce module. C'est une relation non linéaire.

Dans les conditions idéales, R_s est négligeable ($R_s=0$) et R_{sh} est trop grand ($R_{sh} = \infty$) [23], par conséquent :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left\{ \exp \left[\frac{\left(\frac{V}{N_s} \right)}{\left(\frac{nkT}{q} \right)} \right] - 1 \right\} \quad (2.37)$$

Dans ces relations, on a:

E_g : Énergie de bande interdite du semi-conducteur (eV);

E_{g0} : Énergie de bande interdite à T=0K (eV);

I: Courant fourni par la cellule (A);

$I_{0,final}$: Valeur finale de I_0 (A);

I_0 : Courant de saturation (densité de courant de fuite de la diode en l'absence de lumière) (A);

I_d : Courant de diode (A);

$I_{0,r}$: Courant de court-circuit de la cellule à STC (2.10^{-5} A);

$I_{ph,final}$: Valeur finale de I_{ph} (A);

I_{ph} : Photocourant (A);

I_{SC} : Courant de court-circuit (A);

I_{scr} : Courant de court-circuit à la température de référence (3.75 A);

I_{sh} : Courant traversant la résistance shunt (A);

k: Constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K);

K_i : Coefficient de température du courant de court-circuit de la cellule (A/K);

n : Facteur d'idéalité ou de qualité de la diode (compris entre 1 et 2 ; en général, il augmente quand le courant diminue);

n_{final} : Valeur finale du facteur d'idéalité n ;

N_p : Nombre de cellules connectées en parallèle;

N_s : Nombre de cellules connectées en série;

q: Charge de l'électron (1.602×10^{-19} C);

$R_{s,final}$: Valeur finale de R_s (Ω);

R_s : Résistance série de la cellule (Ω);

R_{sh} : Résistance Shunt de la cellule (Ω);

S: Rayonnement solaire (W/m^2);

S_r : Rayonnement solaire de référence ($1000 W/m^2$);

T: Température de fonctionnement de la cellule (K);

T_r : Température de référence de la cellule (K)

T_{r1} : Température de référence de la cellule en degré Fahrenheit (40);

V: Tension de sortie de la cellule (Volt);

V_d : Tension de la diode (Volt);

V_t : Tension de jonction thermique (mV);

α, β : Paramètres définissant l'énergie du band gap du semi-conducteur ($eV/K^2, K$).

Le circuit équivalent du module constitué de N_s cellules connectées en série et N_p branches en parallèle est:

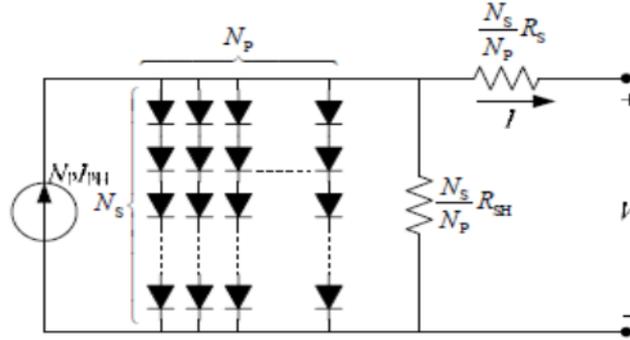


Figure 2.4: Schéma équivalent du module [24, 25]

Le facteur d'idéalité (n) présenté dans le tableau 2.2 dépend de la technologie PV utilisée.

Tableau 2.2: Facteur d'idéalité (n) [24, 25]

Technology	Si-mono	Si-poly	a-Si:H	a-Si:H tandem	a-Si:H triple	CdTe	CIS	AsGa
n	1.2	1.3	1.8	3.3	5	1.5	1.5	1.3

Tableau 2.3: Paramètres E_{g0} , α et β de la relation (2.25), [22]

	$E_{g0}(T=0K)$, eV	$\alpha \times 10^{-4}$, eV/K ²	β , K
Si	1.17	4.730	636
AsGa	1.52	5.405	204
InP	1.42	4.906	327

2.3.1. Le facteur de forme (ff)

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule PV sous éclairage dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{mp}) pour un point de fonctionnement (I_{mp} , V_{mp}) de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{cc} et tension comprise entre 0 et V_{oc}) (cf. Figure 3.5 du chapitre 3). Le facteur de forme (fill factor) est défini par la relation suivante:

$$ff = \frac{P_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.38)$$

2.3.2. Le rendement de conversion

Le rendement de conversion de la cellule (ou du module) est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule (module) et la puissance lumineuse incidente P_{in} . Il est donné par la relation :

$$\eta = \frac{P_{mp}}{P_{in}} = \frac{ff \times V_{oc} \times I_{sc}}{P_{in}} \quad (2.39)$$

Avec P_{in} , la puissance solaire incidente (W/m^2). La densité de puissance incidente est égale à P_{in}/A , A (m^2) étant l'aire de la cellule. D'après cette relation, le rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme (ff), le courant de court-circuit (I_{sc}) et la tension en circuit ouvert (V_{oc}).

3. Les capacités de production actuellement installées au Cameroun

3.1. L'énergie solaire PV

Bien qu'encore timide dans son ensemble, quelques projets ont été réalisés à travers le pays, preuve qu'il y a un engouement certain pour cette nouvelle technologie. La technologie généralement utilisée est soit du silicium polycristallin, soit du silicium amorphe.

Le tout premier projet d'électrification rurale par systèmes solaires PV a été inauguré en 2012 dans le village Muyengue, région du Sud-ouest. Depuis lors, 98 ménages ruraux bénéficient du fruit de ce projet constitué de kits individuels (un module de 20 Wc, une batterie de 12 Volts et 3 lampes fluorescentes). Notons ensuite le projet Rumpi qui a bénéficié à 32 localités réparties dans quatre arrondissements et deux départements de la région du Sud-ouest. Pour ces projets et bien d'autres portés à notre connaissance, le tableau 2.4 récapitule les puissances installées.

Tableau 2.4: Kits solaires du projet ERD-Rumpi [28-30]

N°	Région	Département	Arrondissement	Localités	Ecoles primaires	Ecoles secondaires	Centres de santé	Eclairage public	Puissance installée (Wc)	
1	Sud-ouest	Ndian	Bamusso	Ekombe Liongo	1			3	320	
2				Baba Ekombe	1			3	320	
3				Boa Balondo	1		1	3	640	
4				Ekombe Mofako	1			3	320	
5				Mbongo				3	240	
6				Dikome Balondo				3	240	
7				Ekombe Waterfall				3	240	
8			Dikome Balue	Bonji Balue			1	3	560	
9				Betenge				3	240	
10				Mekoma				3	240	
11			Ekondo Titi	Massore	1			3	320	
12				Koto Balue	1			3	320	
13				Kumbe Balue			1	1	3	820
14				Kita					3	240
15				Ngolo Metoko					3	240
16		Meme	Mbonge	Bokosso	1	1	1	3	1030	
17				Big Butu	1	1	1	3	900	
18				Big Ngwanti	1	1	1	3	1030	
19				Bova	1			3	320	
20				Bakumba	1			3	320	
21				Mofako Butu	1			3	320	
22				Konge				3	240	
23				Ebie				3	240	
24				Bomana				3	240	
25				Mweli				3	240	
26				Muyange				3	240	
27				Lifendja 1				3	240	
28				Njombe				3	240	
29				Small Massaka				3	240	
30				Bikoki				3	240	
31				Koto 2				3	240	
32				Bangele				3	240	
Sous-total (ERD-Rumpi)				32	12	4	6	96	11860	
33	Sud-ouest	Meme	Mbonge	Muyengue	Kits individuels pour 98 ménages ruraux				1960	
34	Centre	Mfoundi	Yaoundé 3	Ngoa-Ekelle	Alimentation de mini-bus 100 % électrique				69120	
35	Sud			Mvomeka'a	93 lampadaires pour éclairage public				73000	
36	Adamaoua			Ngan-ha	75 ménages ruraux et quelques bâtiments publics				9500	
Puissance totale installée									165,44 Kwc	

La figure 2.5 présente quelques installations PV répertoriées.



Figure 2.5: Eclairage public et mini-centrales PV d'Esse et du campus de l'UY 1 [Source: E. Mboumboue]

En Mai 2015, le gouvernement camerounais en collaboration avec une entreprise chinoise a initié un vaste programme pour l'électrification par systèmes solaires photovoltaïques de 1000 localités à travers le pays. La phase pilote de ce programme actuellement en cours d'implémentation concerne 166 localités. Le tableau 2.5 présente les mini-centrales déjà construites.

Tableau 2.5: Mini-centrales du projet d'électrification de 166 localités par systèmes solaires PV [31]

N°	Régions	Départements	Arrondissements	Localités	Puissance installée (KWc)
1	Adamaoua	Faro et Déo	Tignère	Almé	80
2			Galim- Tignère	Galim- Tignère	80
3		Mayo-Banyo	Mayo-Darlé	Ribbao	80
4			Bankim	Atta	80
5			Bankim	Somie	100
6			Bankim	Lingam	80
7			Bankim	Songkolong	80
8			Bankim	Tong	100
9			Banyo	Mbamti Katarko	80
10			Banyo	Allat	80
11		Vina	Ngan-ha	Wame-legrand	80
12			Martap	Likot	80
13		Mbéré	Dir	Dir	100
14			Ngaoui	Batoua Godole	80
15			Ngaoui	Ngaoui	80
16			Djohong	Yarbang	80
17			Djohong	Djohong	80
18	Centre	Mbam et Inoubou	Kon-Yambetta	Bape	80
19			Kon-Yambetta	Bayomen	80
20		Mbam et Kim	Ngambe-Tikar	Ngambe-Tikar	80
21			Ngambe-Tikar	Ngoke 2	100
22			Ngoro	Ngoro	80
23			Ngoro	Nyamongo	80
24			Yoko	Doume	80
25			Yoko	Gervoum	30
26			Yoko	Ndjole	80
27			Yoko	Foufoueng	30
28			Yoko	Mbam	30
29			Ntui	Kela chapelle	100
30			Ntui	Salakounou	80
31		Ntui	Nguila	100	
32		Haute-Sanaga	Nsem	Nsem	80
33			Lembe-Yezoum	Lembe-Yezoum	50
34			Lembe-Yezoum	Nkobiba	30
35			Lembe-Yezoum	Nguinda 1	30
36		Mefou et Afamba	Afanloum	Afanloum	80
37			Nkolafamba	Ngang	50
38			Esse	Esse	80
39		Nyong et Mfoumou	Soa	Oboa	50
40			Akonolinga	Mekong sso	50
41	Lékié		Sa`a	Nkoladjap-polo	15
42	Est	Kadey	Kette	Kette	80
43			Kette	Gbiti	80
44			Kentzou	Kentzou	80
45		Haut-Nyong	Mindourou	Djaposten	80
46			Doumaintang	Ngomdouma	100
47			Doumaintang	Doumaintang	100
48		Lom et Djerem	Diang	Mbang 2	30
49	Littoral	Nkam	Yingui	80	
50		Sanaga-Maritime	Mouanko	Yadibo	80
51	Nord	Mayo-Rey	Mbai-Boum	Mbai-Boum	80
52			Tcholliré	Guidjiba	80
53			Touboro	Mbaka	80
54			Rey-Bouba	Mbaikwa	80
55			Tcholliré	Gamba	80
56		Tcholliré	Sakdje	80	
57		Mayo-Louti	Guider	Mousgoy	80
58			Guider	Gorges de Kola	80
59	Guider		Djabi	100	

60	Nord-Ouest	Momo	Ngie	Adeck	80	
61			Adeck	Bonanyang	80	
62			Batibo	Kugwe	80	
63			Njikwa	Njikwa-town	80	
64			Ngokentunja	Babessi	Babessi	30
65	Donga-Mantung	Messaje	Kandji	50		
66	Ouest	Noun	Malantouen	Makoup	80	
67			Malantouen	Njissain	30	
68			Malantouen	Makpa	50	
69			Massangam	Manchoutmbi	100	
70			Massangam	Mankouombi	100	
71			Massangam	Machatoum	100	
72			Bamboutos	Galim	Menfoung	50
73			Sud	Mvila	Biwong Bulu	Mvoula
74	Biwong Bulu	Nloupessa Yevol			30	
75	Ebolowa 2	Vema			30	
76	Ebolowa 2	Nloupessa			30	
77	Ebolowa 2	Mevous			30	
78	Ebolowa 2	Mekomo			50	
79	Ngoulemakong	Ebolboum			50	
80	Ngoulemakong	Obang 2			80	
81	Mengong	Ato` Oveng (GL. M)			30	
82		Biwong Bane			Ngoekelle	30
83		Meyomessi			Meyomessi	80
84		Mintom			Mekotto	30
85		Meyomessala			Ndonkol	30
86		Sangmelima			Bibouleamam	50
87		Mintom			Mintom	100
88		Oveng			Oveng	100
89		Zoétélé			Nkolfong	30
90		Zoétélé	Nkilzock	50		
Puissance totale installée					6235 kWc	

En combinant les deux tableaux précédents, nous obtenons une puissance totale installée à ce jour de 6,4 MWc. Actuellement, 76 autres mini-centrales sont en cours de construction ce qui à terme, portera à environ 11,4 MWc la capacité totale installée.



Figure 2.6: Centrale solaire PV de Bayomen (80 kWc) [Source: E. Mboumboue]

D'autres mini-systèmes PV ont été répertoriés à l'Ecole Nationale des Postes et Télécommunication, à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique de Yaoundé et sur le campus de l'Université de Yaoundé 1. Concernant le volet éclairage public par lampadaires solaires, on peut citer les kits installés dans les campus des universités de Dschang et de Buea, dans la ville de Sangmélima, autour de la résidence du Premier Ministre, sur l'axe routier Yaoundé-Soa, dans quelques rues de la capitale et dans quelques autres municipalités du pays. Notons enfin, les petits systèmes et kits installés dans les domiciles privés en ville comme en campagne, toutes catégories sociales confondues pour diverses applications (pompage de

l'eau, éclairage, etc.). Pour tous ces systèmes, il nous est impossible d'estimer la puissance totale installée.

3.1.1. Les insuffisances des projets réalisés

Un constat général se dégage des projets déjà réalisés et ceux en cours de l'être. La plupart d'entre eux fonctionnent plus ou moins bien à peine les premières années de leur installation, puis s'arrêtent. D'autres ne fonctionnent pas du tout. Trois raisons principales expliquent cet état de chose :

- La première raison est l'incivisme des populations bénéficiaires (des cas de vandalisme ont été enregistrés). Et là, il revient aux autorités compétentes d'en assurer leur sécurité.
- La deuxième raison et la plus importante est liée à la compétence des personnes qui les ont installés. Pour beaucoup de ces systèmes, des insuffisances évidentes sont visibles (mauvaise inclinaison et orientation du module ou alors module occulté par un masque). Ceci pose néanmoins le problème de la formation des ressources humaines, une des conditions préalables au développement de ces nouvelles technologies. Les modules solaires PV produisent certes de l'électricité identique à celle produite par d'autres types de générateurs, mais il s'agit d'une technologie particulière et son installation nécessite une compétence ou une formation spécifique. Il ne suffit pas d'être électricien pour s'improviser ou s'autoproclamer installateur PV.
- La troisième raison et non la moindre concerne la qualité même des équipements installés. Parfois, il s'agit du matériel bon marché et de moins bonne qualité.
- Concernant les projets gouvernementaux, deux contraintes majeures sont identifiées: très souvent, les experts et autres spécialistes du domaine ne sont pas toujours associés au projet dans toute sa chaîne. Or, nous savons très bien qu'un projet est un tout indissociable (définition et montage du projet, signature des contrats/conventions avec les partenaires, implémentation effective sur le terrain et service après-vente). Ensuite se pose le problème du service après-vente; plusieurs mini-centrales solaires sont abandonnées à peine quelques années après leur construction faute d'entretien et de maintenance. Se pose alors le problème de la pérennité de ces infrastructures qui engloutissent pourtant d'importantes ressources financières.

S'agissant du projet d'électrification de 166 localités par systèmes solaires PV en cours de réalisation, de sérieux doutes se posent déjà sur leur pérennité. En effet, ces mini-centrales sont construites dans les zones isolées et loin de tout réseau électrique, ce qui est à féliciter car elles participent au désenclavement de ces localités. Leur principal défaut est qu'elles ne sont pas équipées de groupes électrogènes, alors qu'on sait très bien que l'énergie solaire est une source d'énergie essentiellement intermittente. En plus de suppléer à l'absence prolongée d'ensoleillement, le groupe électrogène ou à défaut, le réseau électrique est absolument indispensable pour l'entretien périodique des batteries, composants les plus fragiles d'une centrale solaire PV. Pour la bonne réussite de ce programme ambitieux et la pérennité/durabilité de ces installations, l'Etat se doit de corriger ce manquement en équipant chacune de ces mini-centrales d'un groupe électrogène de puissance adéquate.

3.2. L'énergie solaire thermique

Là aussi, les informations sont difficiles à obtenir, mais quelques capteurs solaires thermiques sont perceptibles sur les toits et terrasses de certains bâtiments/immeubles publics ou privés (hôtels, hôpitaux, etc.) comme en témoigne l'image ci-dessous prise au Lycée agricole de Yabassi.



Figure 2.7: Capteurs solaires thermiques du Lycée agricole de Yabassi [Source: E. Mboumboue]

III. L'hydroélectricité

1. Estimation du potentiel hydroélectrique de la rivière Nchi

1.1. Présentation du site

Le site, objet de notre étude se trouve dans le village Machi dans la banlieue de Foumban, département du Noun, région de l'Ouest. Il est situé à la latitude $5^{\circ} 43' 13,51''$ N et à la longitude $10^{\circ} 54' 05,77''$ E.

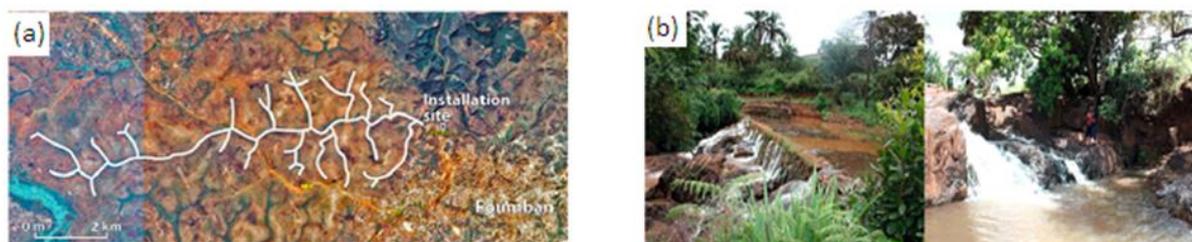


Figure 2.8: Bassin versant de la rivière Nchi (a) et site en étude (b) [Source: Google Maps]

1.2. Estimation du débit

1.2.1. Méthode des flotteurs

Etant donné que ce cours d'eau n'a jamais été jaugé et donc, ne disposait d'aucune donnée avant notre étude, des campagnes de mesure (de vitesse et de débit) sur site ont été entreprises sur une période de douze mois, entre Avril 2014 et Mars 2015, soit une année complète de mesures. Pour chaque mois et pendant trois jours, une série de cinq mesures quotidiennes ont été effectuées. La moyenne arithmétique de ces mesures a été retenue comme moyenne mensuelle du mois considéré.

1.2.2. Méthode de transfert des bassins versants

Cette méthode est appropriée pour les sites où le régime d'écoulement est naturel ou influencé tous les jours et dont la station de référence, où il ya suffisamment de données hydrométriques ($N \geq 10$ ans) est relativement éloignée. Dans ce cas, il est possible de faire une estimation de l'écoulement des sites situés en amont ou en aval de la station de jaugeage, en transposant les écoulements obtenus à la station en utilisant l'équation suivante [32]:

$$Q_{site} = \left(\frac{S_{site}}{S_{station}} \right)^{\gamma} \times Q_{station} \quad (2.40)$$

Où Q_{site} est le débit du site étudié (inconnu), $Q_{station}$ le débit de la station de référence, S_{site} et $S_{station}$ sont les surfaces des bassins versants respectivement du site étudié et du site de référence, et γ est le coefficient régional.

Il est possible de déterminer le coefficient régional γ s'il existe deux stations hydrométriques voisines pour lesquelles les données sont disponibles en nombre suffisant. Des détails supplémentaires sur sa valeur sont fournis par Anctil F. et al. 2005 [33], mais par défaut, la valeur de 1 peut être utilisée [34].

L'application de l'équation (2.40) entre les stations de jaugeage des bassins hydrographiques des rivières Mbam (à Mantoum), Noun (à Bamendjin) et Mapé (à Magba) prises deux à deux nous a permis d'obtenir la valeur moyenne de ce coefficient.

Tableau 2.6: Caractéristiques des stations de jaugeage de référence

Bassin versant	Surface du bassin versant (km ²)	Débit annuel moyen (m ³ /s)
Noun (Bamendjin)	2190	52
Mbam (Mantoum)	14700	369
Mapé (Magba)	4020	95

Après calculs, nous obtenons $\gamma = 0,99$. À partir des débits mesurés de la station du Mbam à Mantoum, cette valeur est utilisée pour estimer la moyenne mensuelle du débit de la rivière. Le choix du bassin versant du Mbam est justifié par le fait que le bassin versant du Nchi est un sous-bassin de ce dernier et, en plus de cela, les deux sites sont plus rapprochés.

1.3. Validation du modèle

La validation consiste à comparer les valeurs estimées avec les valeurs mesurées. Des critères statistiques objectifs sont utilisés pour caractériser la qualité globale des estimations [35, 36]. Soit n le nombre total de valeurs, Q_{mes} le débit mesuré et Q_{est} le débit estimé.

- Le coefficient de corrélation R mesure combien les valeurs prédites se rapprochent des valeurs mesurées. Une valeur de R plus proche de l'unité implique une meilleure prévision.

$$R = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (Q_{mes}(i) - \overline{Q_{mes}})(Q_{est}(i) - \overline{Q_{est}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (Q_{mes}(i) - \overline{Q_{mes}})^2 \sum_{i=1}^n (Q_{est}(i) - \overline{Q_{est}})^2}} \right] \quad (2.41)$$

- Le biais relatif ou l'erreur moyenne en pourcentage est exprimé par l'équation:

$$BIAIS = 100 \times \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Q_{est}(i) - Q_{mes}(i))}{\overline{Q_{mes}}} \quad (2.42)$$

Il quantifie l'écart relatif moyen entre les valeurs des débits obtenues par deux méthodes différentes. La valeur optimale est 0. Une valeur positive indique une surestimation et une valeur négative une sous-estimation.

- Le critère de NASH mesure la proportion de la variance expliquée par référence. Il peut varier de $-\infty$ à 1. Une valeur supérieure à 0,7 est généralement considérée comme satisfaisante, la valeur optimale étant 1. Elle est définie par la relation:

$$NASH = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{est}(i) - Q_{mes}(i))^2}{\sum_{i=1}^n (Q_{mes}(i) - \overline{Q_{mes}})^2} \quad (2.43)$$

1.4. Estimation du potentiel

À partir de la courbe de durée des débits, le débit garanti pour la construction d'une mini-centrale sur la rivière Nchi est $Q_g=1,24 \text{ m}^3/\text{s}$ ou 1240 l/s. Compte tenu des contraintes liées à l'utilisation de l'eau dans le village (consommation, pêche artisanale), nous avons estimé le débit résiduel à environ 510 l/s. Par conséquent, le débit nominal de la turbine à installer est $Q_n = 717 \text{ l/s}$. En outre, la hauteur de chute nette estimée par Christoph Rapp en 2012 est $h_n=3,15 \text{ m}$. La puissance hydraulique disponible est évaluée par la relation [37]:

$$P_h = \rho \times g \times Q_t \times H_n \quad (2.44)$$

Où ρ (m^3/kg) est la densité de l'eau et g (m/s^2) l'accélération de la pesanteur. L'énergie électrique produite en une année est évaluée en tenant compte des diverses pertes par l'équation:

$$E_{el} = \eta_g \times \rho \times g \times Q_t \times H_n \quad (2.45)$$

Où η_g est le rendement global de la centrale.

2. Sélection d'une pico-turbine de faible chute à l'aide d'une analyse multicritères

Pour un porteur de projet donné, il n'est pas évident de choisir parmi plusieurs turbines candidates éligibles, la turbine la plus appropriée au site à équiper. C'est la raison pour laquelle nous présentons dans cette section une méthodologie de sélection d'une pico-turbine de faible chute à l'aide d'analyses quantitatives et qualitatives. Pour cela, nous avons répertorié 13 architectures de turbines disponibles dans la littérature. Les critères quantitatifs et qualitatifs de sélection sont déterminés à partir des exigences particulières des utilisateurs finaux. La turbine finalement retenue est sélectionnée en fonction de la note totale pondérée. Cette méthodologie est appliquée à un site isolé du village Machi précédemment étudié et ayant une faible chute et un débit variable.

Traditionnellement, la sélection d'une turbine hydro repose sur sa vitesse spécifique, un paramètre qui inclue la chute, la puissance délivrée et la vitesse de l'arbre [38, 39]. La figure 2.9 qui est une compilation de [40-42] est généralement utilisée pour sélectionner une turbine. Cela conduit au choix des turbines Pelton et Turgo pour les hautes chutes, Crossflow et radial (Francis) pour les moyennes chutes et les Propeller et roues hydrauliques pour les faibles chutes.

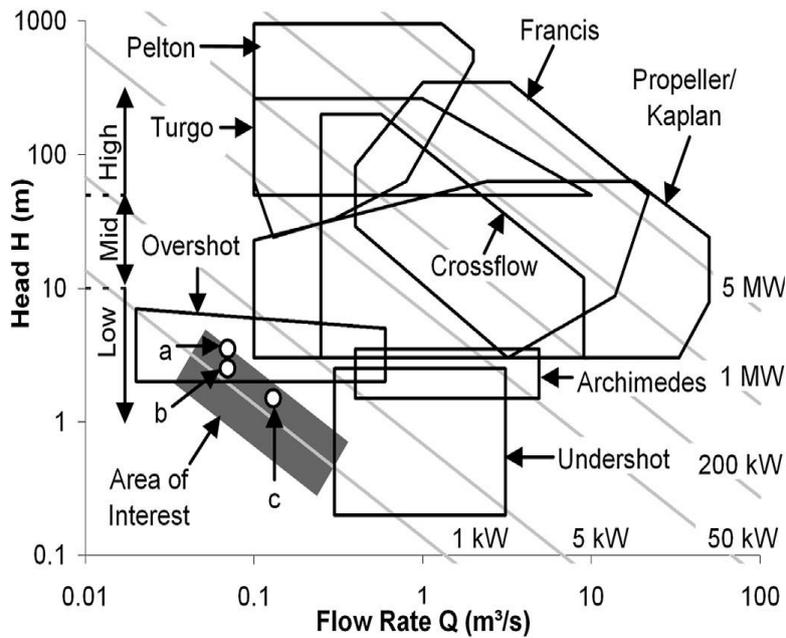


Figure 2.9: Diagramme typique du domaine d'application des turbines; adapté des données de [40-42] et composé de trois pico systèmes de faible chute disponibles dans le commerce: a. Nepal Hydro and Electric Ltd. PT1-Mk2 [43], b. ECO-Axial ZD [44] c. Powerpal MHG-1000LH [45]

Les exigences d'une pico-turbine hydroélectrique sont différentes de celles d'une turbine de grande taille. Par exemple, le site à équiper peut être difficilement accessible et situé à plusieurs heures de marche de la route la plus proche. En plus, une main-d'œuvre locale qualifiée pour l'exploitation et l'entretien du système fait souvent défaut en milieu rural. La méthode classique de sélection des turbines ne tient pas compte de ces facteurs qualitatifs. La méthodologie proposée ici utilise aussi bien les critères quantitatifs que qualitatifs.

2.1. Méthodologie de sélection de la turbine

Le diagramme ci-dessous présente sous forme de schéma bloc la méthodologie de sélection que nous proposons. Chaque bloc de ce diagramme est discuté plus en détail dans les sections 2.1.1 à 2.1.8.

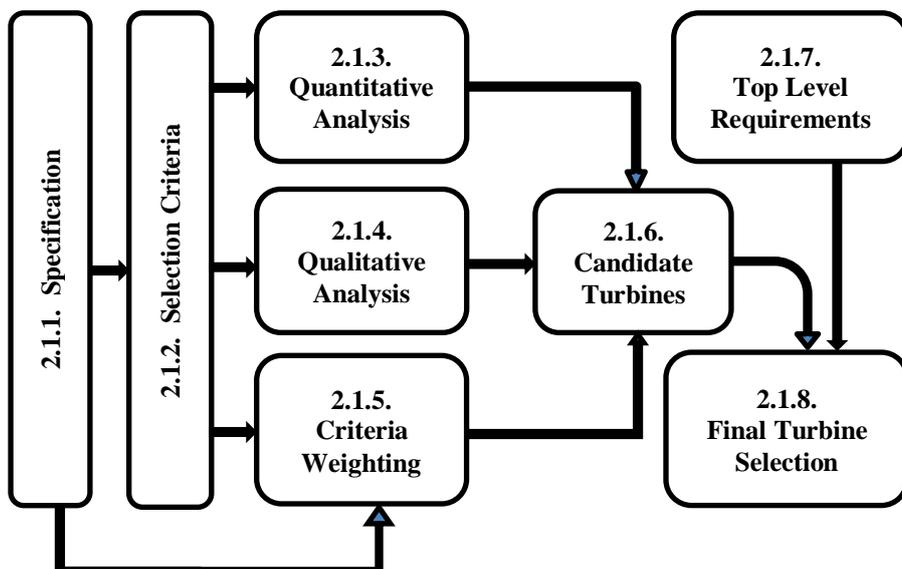


Figure 2.10: Méthodologie de sélection de la turbine

2.1.1. Spécification

Chaque turbine a un ensemble d'exigences et de spécifications développées à partir des discussions entre les différentes parties prenantes du projet. Ces exigences incluent les conditions du site telles que la chute, le débit ou la puissance à fournir. Il peut y avoir des exigences environnementales. Par exemple, le site peut être inaccessible, soumis à des températures extrêmes ou aux exigences de pêche. La turbine doit aussi subir des contrôles réguliers de maintenance par un opérateur local. A défaut de cela, elle peut être exploitée à distance mais cela exige un entretien minimal et une haute fiabilité.

2.1.2. Critères de sélection

En utilisant la spécification et les exigences y relatives, un ensemble de critères de sélection peut alors être développé. Le tableau 2.7 montre quelques-uns des critères qui pourraient être utilisés.

Tableau 2.7: Critères de sélection

Critères quantitatifs	Critères qualitatifs
Rendement au débit/chute nominal(e)	Environnement: réglementation, météo, localisation
Rendement au débit/chute partiel(le)	Travaux de génie civil
Coût	Portabilité
Vitesse de rotation de la turbine	Maintenance et entretien
Puissance à délivrer selon les conditions requises du site	Fiabilité
Taille du système	Facilité de fabrication
	Modularité de conception

2.1.3. Analyse quantitative

Les équations basiques de l'écoulement des fluides permettent de caractériser les performances de la turbine. La puissance délivrée par la turbine peut être obtenue à l'aide de la relation suivante [38]:

$$P = \eta \rho g Q H_g \quad (2.46)$$

Où P en watt est la puissance de la turbine, (η) le rendement global du système, (ρ) la masse volumique de l'eau, (g) la pesanteur, (Q) le débit et (H_g) la chute brute.

Treize types de turbines regroupés en 4 catégories sont couramment utilisés. Ce sont les turbines à impulsion (ou à action), les turbines à réaction, les vis d'Archimède et les roues hydrauliques (figure 2.11). Chaque catégorie analysée différemment, possède son propre mécanisme de génération du couple tel que résumé dans les sections qui suivent. La modélisation de la performance utilisée ici est simplifiée en négligeant les non linéarités de la mécanique des fluides.

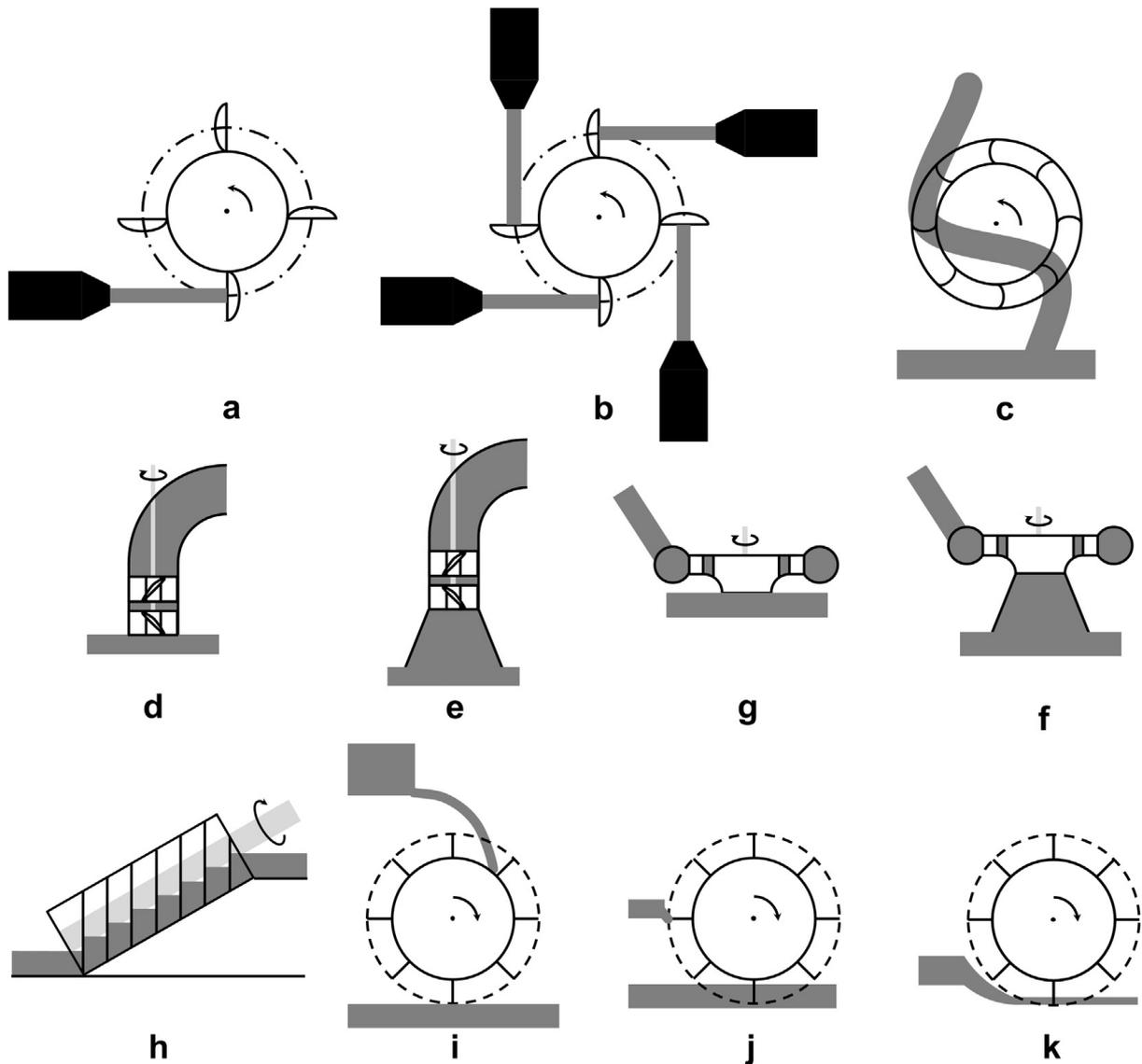


Figure 2.11: Types de turbine a. Pelton/Turgo simple-jet b. Pelton/Turgo multi-jet c. Crossflow d. Propeller - sans tube d'aspiration e. Propeller - avec tube d'aspiration f. Turbine à flux radial - sans tube d'aspiration g. Turbine à flux radial - avec tube d'aspiration h. Vis d'Archimèdes. i-k. Roues hydrauliques (supérieures, intermédiaires et inférieures)

2.1.3.1. Turbines à impulsion: Pelton, Turgo (simple et multi-jet) et Crossflow

Pour les turbines à impulsion ou turbines à action (figure 2.11 a-c), les triangles de vitesse du jet d'eau impactant la pale sont utilisés pour analyser ces types de turbines [38]. Les pertes de charge dans la conduite forcée (H_{11}) et la perte dans la buse (C_v) réduisent la vitesse d'entrée du jet. A l'aide des triangles de vitesse, la variation de la vitesse du tourbillon ΔV_w est utilisée pour calculer le taux de variation du moment de l'eau générant une force sur la pale. La force est concentrée au point d'impact du jet de rayon r , en supposant que le fluide entre et sort au même rayon, ce qui provoque un couple T sur la roue. La puissance est le produit de la vitesse de rotation à la puissance maximale ω par le couple T :

$$P = T\omega = Q\rho\Delta v_w r\omega \quad (2.47)$$

2.1.3.2. Turbines à réaction: axial, radial

Pour les turbines à réaction (figure 2.11 d-g), la chute brute (H_g) de l'équation (2.46) est réduite par les pertes de charge dans la conduite forcée (H_{11}), le tube d'aspiration (H_{12}) et

l'énergie cinétique à la sortie du système H_{l3} . Ces pertes de charge sont fonction de la vitesse de l'eau traversant le composant et d'un facteur dépendant de la géométrie du composant [38]. La puissance générée dépend alors de la chute nette et du rendement (η_t) de la turbine, différent du rendement global (η) du système:

$$P = \eta_t \rho g Q (H_g - H_{l1} - H_{l2} - H_{l3}) \quad (2.48)$$

2.1.3.3. La vis d'Archimède

La vis d'Archimède (figure 2.11 h) fonctionne sur la base de la différence de pression hydrostatique entre les pales [46]. Le rendement global (η) du système est fonction de la géométrie de la vis (n), du diamètre (D) et du débit (Q):

$$\eta = \left(\frac{2n+1}{2n+2} \right) \left(1 - \frac{0,01125D^2}{Q} \right) \quad (2.49)$$

2.1.3.4. Roues hydrauliques: supérieures, intermédiaires et inférieures

Pour les roues hydrauliques, l'analyse est basée sur les pertes dans le système comme décrit dans [47]. Dans les roues hydrauliques supérieures et intermédiaires (figure 2.11 i et j), on suppose que les principales pertes sont la perte d'énergie cinétique de l'eau entrant dans la roue (H_{l4}) et le tourbillon de l'eau à la sortie de la roue (H_{l5}). Le rendement global du système est alors:

$$\eta = \left(\frac{H_g - H_{l4} - H_{l5}}{H_g} \right) \quad (2.50)$$

Pour la roue hydraulique inférieure (figure 2.11 k), deux pertes sont considérées. Tout d'abord, le rendement (η_{th}) représente l'entrée d'écoulement non idéale due à la géométrie de la roue fixe, d'autre part le frottement sur le lit d'eau h_{l6} ($=H_{l6}/H_g$) modélise la perte par frottement en fonction de la vitesse d'entrée de l'eau. Le rendement global du système est alors:

$$\eta = \eta_{th} - h_{l6} \quad (2.51)$$

2.1.4. Analyse qualitative

Des critères clairement définis comme dans [48] sont utilisés pour noter les aspects qualitatifs de la sélection de la turbine. Un système de notation entre 1 (faible) et 5 (excellent) est défini pour chaque critère et chaque turbine est ensuite notée selon ce système de notation. Si dans un critère il y a plusieurs aspects différents, alors les sous-critères sont utilisés pour définir tous ces aspects. La moyenne arithmétique ou pondérée de ces aspects permet d'obtenir la note générale du critère. Les notes qualitatives sont ensuite normalisées par rapport à la valeur maximale. A titre d'exemple, le système de notation utilisé dans la section 2.2 se trouve en annexe A.

2.1.5. Pondération des critères

Pour chaque critère, une pondération est décidée par les parties prenantes du projet tel que recommandé par [48]. La somme des pondérations doit être égale à un. Puisque la performance de la turbine est un facteur prépondérant, les critères quantitatifs sont prioritaires par rapport aux critères qualitatifs [49]. Quelques exemples de pondérations sont présentés au tableau 2.8.

Tableau 2.8: Pondérations utilisées dans l'exemple d'application

Critères	Pondération
Densité de puissance	0.30
Rendement au débit/chute nominal(e)	0.25
Rendement au débit/chute partiel(le)	0.20
Travaux de génie civil	0.15
Maintenance & entretien	0.05
Modularité	0.05

2.1.6. Choix de la turbine

Les notes normalisées des analyses quantitatives et qualitatives sont combinées par pondération de critères pour donner la moyenne pondérée de chaque type de turbine. Ceci permet de classer les turbines et de donner les différentes options de choix.

2.1.7. Exigences principales

Les principales exigences concernent les opinions et les problèmes de la vie réelle que l'on ne peut évaluer. A titre d'exemples, on peut citer la direction ou la gestion, la disponibilité des matériaux et des composants ou la capacité de fabrication d'une compagnie.

2.1.8. Sélection finale de la turbine

Les choix de la turbine sont évalués par rapport aux exigences principales et la solution choisie. La solution finalement retenue peut ne pas être la candidate la mieux classée, car cela peut ne pas correspondre aux exigences principales.

2.2. Exemple d'application de la méthodologie de sélection

Le village Machi dans la banlieue de Fouban (région de l'ouest) dispose de plusieurs sites hydro de faible chute. Les chutes varient de 0,5 m à 3,5 m et les débits disponibles varient aussi en fonction de la saison et de l'emplacement de la rivière. Deux rivières sont identifiées avec des sites équipables. Les villageois souhaiteraient installer dans tous les sites la même turbine afin de faire des économies d'achats ce qui leur permettra de stocker les pièces de rechange. Pour chaque site, la puissance à produire ne dépasse pas 1 kW, mais pour tenir compte des imperfections du système (pertes), la turbine devrait produire 1,3 kW de puissance mécanique.

Machi est un village rural et les sites à équiper se trouvent à plusieurs kilomètres de la route la plus proche. Ainsi, les équipements doivent être facilement transportables et de préférence par les villageois. D'autre part, en plus de l'accès difficile au site, si l'on prend en compte le coût élevé du ciment en milieu rural, les travaux de Génie civils doivent être minimisés au maximum. Les villageois voudraient effectuer eux-mêmes sur place les travaux d'entretien et de maintenance, ce qui fait que l'unité doit être simple à entretenir et disposer d'une conception modulaire permettant d'identifier et de remplacer facilement les pièces défectueuses. Toutes les pièces défectueuses qui ne peuvent être réparées sur place doivent être retournées au fabricant ou à un centre de réparation. On suppose que le générateur délivre une fréquence de 50 Hz et qu'il dispose d'une interface directe avec le système de distribution. A partir de ces données de base, la spécification de la turbine est établie (tableau 2.9) et les critères de sélection développés (tableau 2.10).

Tableau 2.9: Spécification de la turbine

Puissance:	1,3 kW
Chute:	De 0,5 à 3,5 m
Portabilité:	Capable d'être transporté sur les sites avec un outil de transport limité
Fiabilité:	Haute fiabilité pour une faible opération de maintenance
Fréquence:	50 Hz
Maintenance:	Maintenance et entretien effectués par une main-d'œuvre locale non qualifiée
Débit:	Grande variation en fonction des saisons
Modularité:	Turbine en modules pour permettre l'identification facile des défauts et le remplacement de pièces défectueuses
Génie civil:	Travaux minimisés

Tableau 2.10: Les critères de sélection

Rendement:	Rendement au débit/chute nominal(e) et au débit/chute partiel(le)
Puissance:	1,3 kW
Portabilité:	Volume minimisé pour faciliter le transport
Travaux de génie civil:	Travaux minimisés: accès difficile aux sites et béton peu disponible
Modularité:	Incorporer la modularité dans la conception de l'unité pour faciliter la portabilité
Entretien et maintenance:	Facile à entretenir, en particulier par une main-d'œuvre locale non qualifiée

Dans cet exemple, la puissance et la chute sont les variables connues, le rendement et le débit doivent être déterminés à partir de l'analyse quantitative. Le volume de l'unité est estimé en fonction du débit à l'aide des concepts et règles présentés par [50]. La portabilité et la puissance sont traitées en dérivant la densité de puissance (puissance nominale par unité de volume) pour obtenir le volume requis devant générer 1,3 kW. Ce volume comprend la conduite forcée, la turbine et le carter (enveloppe), car on suppose que tous les autres équipements nécessaires au site, tels que le générateur et le système de contrôle doivent être identiques.

La densité de puissance et le rendement au débit nominal sont analysés quantitativement, alors que le rendement au débit/chute partiel(le), les travaux de Génie civils, la modularité et la maintenance sont analysés de manière qualitative. Les régimes de notation pour les critères qualitatifs se trouvent dans les tableaux A1-A4 de l'annexe A. Pour l'analyse quantitative, les chutes varient de 0,5 à 3,5 m par pas de 0,5. La densité de puissance est le critère le plus important étant donné que l'accès au site est restreint, l'équipement devant être transporté par les populations locales. Si par contre l'unité est trop grande et difficile à manipuler, alors les villageois ne seront pas en mesure de l'implémenter dans les sites qu'ils auront choisis. L'entretien, la maintenance et la modularité dans la conception sont considérés comme moins importants, ce qui se reflète dans les pondérations du tableau 2.8.

Les turbines évaluées représentent les quatre principaux groupes de turbines décrits à la section 2.1.3. Les turbines à impulsion et à réaction nécessitent une conduite forcée, ce qui suppose une perte de charge de 5%. Les buses des turbines Pelton et Turgo sont supposées avoir un coefficient de vitesse de 0,98 [38]. Les turbines à jets multiples sont supposées avoir quatre jets qui n'interfèrent pas les uns avec les autres. Les jets supplémentaires induisent une pénalité de volume calculée comme le volume de la tuyauterie supplémentaire, et la pénalité de rendement supposée est égale à 10%. On suppose que la turbine est connectée à un générateur pouvant produire 50 Hz aussi longtemps que la vitesse de rotation est comprise entre 200 et 3000 tr/min (générateurs disponibles dans le commerce). Si la vitesse de rotation est inférieure ou supérieure à ces limites, un multiplicateur de vitesses est alors nécessaire pour la ramener dans cet intervalle et dans ce cas le rendement du multiplicateur est pris en compte.

3. Les capacités de production actuellement installées en pico hydro

Hormis les grands ouvrages de production déjà répertoriés au chapitre 1 (tableau 1.1), cet inventaire s'intéresse exclusivement à la pico hydroélectricité. Le Cameroun regorge en effet de très nombreux sites exploitables en pico-centrales hydroélectriques. C'est ainsi que depuis 2004, l'ONG locale Action pour un Développement Équitable Intégré et Durable (ADEID) s'est investie dans la construction des pico-centrales dans les régions de l'ouest, du nord-ouest et du sud-ouest. Le tableau 2.11 présente les réalisations de cette ONG avec les puissances installées.

Tableau 2.11: Puissances installées en pico hydroélectricité

Région	Localité	Année	Puissance installée (kW)	Source(s)
Ouest	Mamamram	2004	7,5	[51]
Ouest	Tongou	2006	5	
Ouest	Nefolem	2006	6,5	
Sud-Ouest	Bellah	2006	7,5	
Sud-Ouest	Wabane	2009	30	
Sud-Ouest	Quibeku	2009	10	
Nord-Ouest	Bamunkumbit	2010	10	
Ouest	Tchouandeng	2010	20	
Nord-Ouest	Nkah	/	48	
Nord-Ouest	Jakiri	/	23	
Ouest	Famtchuet	/	15	
Ouest	Foumbot	/	46	
Ouest	Koutaba	/	93	
Ouest	Massagam	/	116	
Ouest	Schungou	/	78	
Sous-total (ADEID)			515,5 KW	
Sud-Ouest	Bokosso	/	2,9 MW	[52]
Total			3,415 MW	

La figure 2.12 présente l'image de la pico-centrale de Nkah (Nord-ouest) et celle d'un ménage rural jouissant du fruit de ce projet.



Figure 2.12: Pico-centrale hydroélectrique de Nkah, Région du Nord-Ouest [53]

Quelques rares cas de petits producteurs indépendants ayant acquis ou conçu et fabriqué eux-mêmes leurs pico-turbines existent également, mais leur localisation n'est pas du tout évidente.

IV. La biomasse

1. Estimation du potentiel énergétique de la biomasse

1.1. Les déchets forestiers

Les résidus forestiers peuvent être classés en deux catégories: les résidus d'exploitation forestière et les résidus de transformation du bois. Les résidus d'exploitation forestière sont générés pendant les opérations de coupe et de récupération et comprennent les souches, les racines, les branches et les sciures. Les résidus de transformation du bois proviennent des

opérations de sciage et de traitement dans les scieries et comprennent les écorces, les copeaux, les sciures de bois et les chutes de toutes sortes [54, 55]. La procédure d'estimation du potentiel énergétique des résidus forestiers proposée par Smeets et Faaij [56] a été utilisée. Le potentiel énergétique des résidus d'exploitation forestière est calculé en utilisant l'équation:

$$Q_{HR} = \sum_{i=1}^n (W_i \times h \times H \times LHV) \quad (2.52)$$

Où, Q_{HR} est le potentiel énergétique des résidus d'exploitation forestière et W_i la production annuelle de bois rond de catégorie i . Les facteurs h et H sont respectivement le ratio de production des résidus forestiers et la fraction de récupération de ces résidus. Le facteur h est supposé égal à 0.6 [56, 57] et H est estimé à environ 25% dans les pays en développement [58]. Le potentiel énergétique des résidus de transformation du bois a été estimé à l'aide de l'équation:

$$Q_{PR} = IRW \times p \times P \times LHV \quad (2.53)$$

Où, Q_{PR} est le potentiel énergétique des résidus de transformation et IRW la consommation annuelle de bois industriel. Les facteurs p et P sont respectivement le ratio de production des résidus de bois et la fraction de récupération de ces résidus. Le facteur p est la fraction de la bille convertie en résidus pendant la transformation du bois et dépend du rendement des scieries. Nous avons pris p égale à 70%, valeur utilisée dans les pays en développement [57]. De même, le facteur P est estimé à environ 42% dans les pays en développement [58]. En supposant une teneur en eau de 50%, un PCI de 8 MJ.kg^{-1} a été utilisé dans les calculs [59]. La quantité de résidus d'exploitation pouvant être effectivement récoltée est estimée à l'aide de la fraction récupérable des résidus d'exploitation. Il s'agit de la fraction pouvant être récupérée de façon réaliste pour des fins énergétiques. Elle est estimée à environ 25% dans les pays en développement [58].

La production forestière en 2012 au Cameroun s'est élevée à $2\,428\,516 \text{ m}^3$. Les exportations au cours de la même année se sont élevées à $497\,000 \text{ m}^3$ de grumes, $591\,000 \text{ m}^3$ de sciages, $18\,000 \text{ m}^3$ de contre plaqués, $37\,000 \text{ m}^3$ de placages et 1543000 Kg de produits spéciaux [60]. En soustrayant la part exportée sous forme de grumes, il reste 1931516 m^3 de produits forestiers susceptibles de produire de la matière première pour la bioénergie.

En forêt naturelle, une quantité importante de biomasse, résultant de la partie non commercialisable des arbres abattus, est abandonnée sur le terrain. Les abattages nécessaires à la création des pistes, l'aménagement des pénétrantes et le débardage des bois commerciaux offrent, en outre, des quantités importantes de biomasse [61, 62]. Le rendement grume/biomasse sur pied est souvent de l'ordre de 30 %. À cette biomasse abandonnée en forêt s'ajoutent les résidus du sciage, notamment les chutes sous forme de dosses (pièces courtes de dimensions variables non commercialisables). Le rendement matière sciages commercialisables/grumes est rarement supérieur à 40 %, ce qui offre en théorie un potentiel considérable [61]. L'utilisation d'une telle matière première représente des enjeux importants en termes de coûts de mobilisation, transformation et transport ainsi que de localisation des unités de transformation. Néanmoins, quelques unités de sciage des concessions forestières exploitent ce potentiel des déchets pour la cogénération.

En 2009, on estime que le Cameroun a produit, 11,4 millions de tonnes de bois de feu, 214 000 tonnes de charbon de bois et 301 000 tonnes de sciure et copeaux de bois [63]. Les principaux consommateurs de bois énergie sont les ménages, dont 82,6 % l'utilisent comme première source d'énergie, que ce soit sous forme de bois de feu, charbon de bois, sciure ou copeaux.

1.2. Les résidus agricoles

L'estimation des résidus agricoles est faite sur la base du ratio résidu/produit noble. Pour estimer le potentiel énergétique des résidus, il est important de savoir l'usage qui en est fait actuellement de ces résidus. Les équations suivantes sont utilisées [64]:

$$ARG = \sum(RPR \times AH) \quad (2.54)$$

$$EP_{residue} = ARG \times (SAF + EUF) \times R \times LHV_{residue} \quad (2.55)$$

Où ARG est la quantité de résidus générés annuellement (tonnes.an⁻¹), RPR le ratio résidu/produit noble (Kg de résidu/Kg de produit noble), AH est la production annuelle (tonnes), EP_{residue} le potentiel énergétique total des résidus (J.an⁻¹), SAF est le facteur de disponibilité excédentaire (sans dimension), EUF est le facteur d'utilisation de l'énergie (sans dimension), R est la fraction récupérable (sans dimension) et LHV_{residue} le PCI des résidus (J.tonnes⁻¹). La quantité de résidus primaires pouvant être récoltée de façon réaliste est estimée à l'aide de la fraction récupérable de la biomasse. Les valeurs réelles de la fraction récupérable des résidus de biomasse pour différentes cultures ont été estimées et rapportées dans la littérature [65, 66] et peut varier de 19 % à 75 %. Dans cette étude, la valeur moyenne de 50% est utilisée. Normalement, la teneur en eau (humidité) des résidus varie beaucoup à différents stades de récolte et du stockage. La teneur en eau d'un combustible influence beaucoup son pouvoir calorifique et doit être connue [67]. Plus elle augmente, plus le pouvoir calorifique (inférieur ou supérieur) diminue et vice versa. Les valeurs de RPR à différents taux d'humidité et PCI pour différents types de résidus ont été présentées par certains auteurs [68, 69]. Ces valeurs ont été utilisées pour estimer le potentiel énergétique des résidus agricoles.

On note cependant dans la littérature une variation des valeurs de RPR pour un même type de résidu ce qui appelle à une plus grande prudence dans leurs manipulations. Il est conseillé dans la mesure du possible de vérifier ces valeurs avec les données réelles mesurées lorsqu'elles existent.

1.3. Les déjections animales

La production de bouses diffère d'un pays à un autre ou au sein d'un même pays, d'une région à une autre. Ceci est dû aux différences de races, de tailles et de poids des animaux ainsi qu'à l'apport alimentaire [70]. Les excréments d'origine humaine et animale (bovins, ovins, caprins, porcins, volaille et chevaux) sont considérés dans l'estimation du potentiel énergétique. Les paramètres nécessaires à l'estimation de ce potentiel comprennent la production journalière de déchets par type d'animal et le rendement en biogaz par kilogramme de déchets solides. Ces paramètres ont été obtenus à partir de la littérature [71, 72]. Le potentiel énergétique du biogaz a été estimé à 20 MJ.m⁻³ tel que recommandé par Pereira et al. [73].

Le rendement en biogaz d'un type de biomasse dépend de la fraction organique de la matière sèche et du système de gestion qui lui est associé. La matière sèche (MS) d'un déchet est la matière obtenue après élimination de sa teneur en eau. Elle peut être obtenue par chauffage à une température de 105 ° C. Alors que le solide volatil (SV) est défini comme étant la fraction organique de la matière sèche dans le déchet [74]. Le potentiel énergétique des déchets animaux est estimé en utilisant la relation suivante [73, 74]:

$$EP_{waste} = 365 (day/year) \times Nh \times DM \times R \times VS \times BY \times LHV_{biogas} \quad (2.56)$$

Où EP_{waste} est le potentiel énergétique récupérable du biogaz (MJ/an);

Nh est le nombre d'animaux (têtes);
 DM est la quantité de matière sèche (kg/tête/jour);
 R est la fraction récupérable (sans dimension);
 VS est la quantité de solide volatil (% de MS);
 BY est le rendement du biogaz (m³/kg de VS);
 LHV_{biogaz} est le PCI du biogaz (MJ/m³).

L'estimation précise des valeurs caractérisant les déchets d'origine animale tels que la matière sèche, la fraction récupérable ainsi que les propriétés physiques et chimiques est difficile. Par conséquent, des différences importantes existent dans les valeurs rapportées dans la littérature par différents auteurs. Les valeurs utilisées dans cette étude sont celles proposées par [73, 74].

1.4. Les déchets solides municipaux

Les hypothèses de base utilisées pour estimer les quantités de déchets solides municipaux générés annuellement et le potentiel énergétique sont: le taux de croissance de la population (2,6 %), la production moyenne de déchets par habitant (0,6 kg.j.⁻¹), le taux de collecte des déchets (50%), l'effectif de la population urbaine (48,7 % de la population totale) et le taux de collecte de déchets applicables aux installations de traitement de déchets (74,7%) [60, 73, 75]. La production de déchets n'est pas importante en milieu rural (inférieure ou égale à 0,15 kg par habitant et par jour). Pour cette raison, seules les zones urbaines où de grandes quantités de déchets sont générées et peuvent être collectées, transportées et traitées (comme c'est déjà le cas à Yaoundé, Douala et Bafoussam) ont été prises en compte dans cette étude.

Sur la base des données de 2006 [76] et en supposant qu'il n'y a pas eu de changement dans la composition moyenne des déchets entre 2006 et 2012 (année de référence de l'étude), la quantité totale de déchets générés en 2012 est estimée selon la formule proposée par Mehta (2004) [77]:

$$F_v = C_v \left(1 + \frac{r}{100}\right)^n \quad (2.57)$$

Où F_v est la valeur projetée (estimée), C_v la valeur actuelle, n le nombre d'années projeté et r le taux de croissance.

En considérant la fraction rapidement biodégradable des déchets (69,50%) et les hypothèses ci-dessus énoncées, la quantité totale de déchets organiques générés par les populations urbaines est estimée à 393725 tonnes/an. Selon Organic Waste Systems [75], une tonne de déchets organiques fournit 100 à 160 m³ de biogaz. En supposant une production moyenne de 130 m³ de biogaz par tonne de déchets organiques, la quantité annuelle de gaz pouvant être produite est de 51,2 millions de m³ de biogaz pour un potentiel énergétique de 1023,68 TJ. D'autre part, en considérant un PCI moyen de 12 MJ/Kg, la fraction lentement biodégradable des déchets (5,2 %) peut produire 353,5 GJ d'énergie. En additionnant les deux valeurs, nous obtenons un potentiel énergétique total de 1024,04 TJ.

2. Modélisation mathématique d'un foyer amélioré

Un foyer amélioré est un fourneau conçu et fabriqué dans le but d'optimiser ses performances énergétiques. Il permet de réduire de 70 à 80% la consommation du combustible (d'où une économie importante en combustible et en argent) et de récupérer 40 à 70 % de l'énergie produite (contre seulement 8% pour les foyers traditionnels à trois pierres) [78]. En plus d'alléger les tâches de cuisson, le foyer amélioré réduit considérablement l'exposition des femmes et des enfants aux fumées ainsi qu'à leurs conséquences. La figure suivante présente les photographies d'un foyer traditionnel à trois pierres et du modèle de foyer étudié.



Figure 2.13: Foyer traditionnel à trois pierres et prototype du foyer étudié [Source: E. Mboumboue]

2.1. Visualisation des principaux transferts de chaleur

On peut visualiser de façon simple et schématique les principaux transferts de chaleur qui ont lieu dans un foyer amélioré.

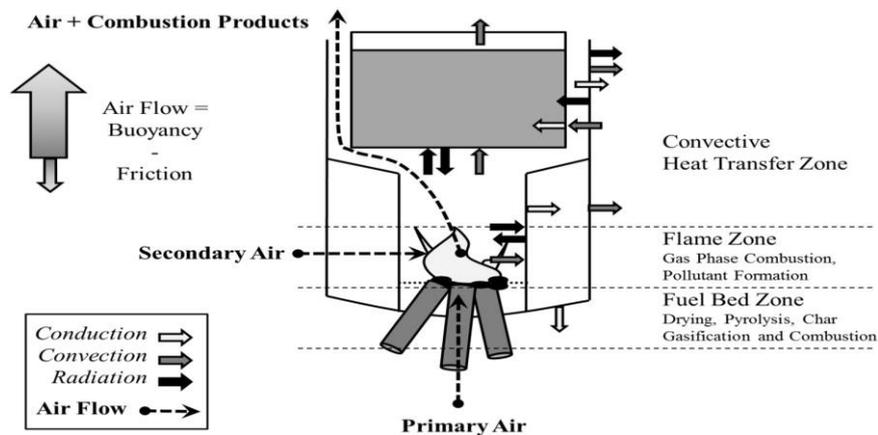


Figure 2.14: Echanges énergétiques au sein d'un foyer amélioré [79]

On peut distinguer de façon générale deux grands types de transfert de chaleur:

- Les transferts «utiles» qui contribuent effectivement à la cuisson du contenu de la marmite, et qui sont, d'une part le rayonnement des flammes et des braises incandescentes, et d'autre part la convection des gaz chauds qui viennent lécher les parois extérieures de la marmite ;
- Les transferts «inutiles», qui correspondent aux pertes calorifiques du foyer. Ils s'effectuent pour une grande part par conduction au travers de ses parois et du sol, et par convection de l'air chaud à la sortie du conduit entourant la marmite. Enfin et dans une moindre mesure, ces transferts s'effectuent par rayonnement et refroidissement des parois du foyer et de la marmite par convection au contact de l'air environnant.

Le schéma visualise également le cheminement des airs primaire et secondaire nécessaires aux différentes phases de la combustion. On distingue ainsi les entrées d'air primaire qui servent à l'expulsion des gaz volatiles en début de combustion et les entrées d'air secondaire qui favorisent le mélange air-gaz volatiles, mélange indispensable à la combustion proprement dite.

2.2. Configuration du modèle

Une configuration schématique du modèle en étude est présentée à la figure 2.15. Comme illustré dans cette figure, le flux 1-D est pris en considération. La physique du cuiseur est simplifiée à deux processus de base et fondamentaux [80]: l'augmentation de la chaleur de combustion (au point 2) et la conversion de l'énergie cinétique (entre les points 1 et 2) en raison de l'effet de cheminée. Les deux processus sont liés et régissent le fonctionnement global du cuiseur.

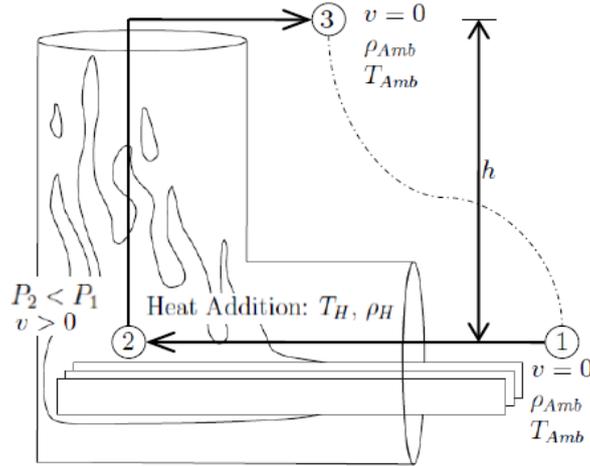


Figure 2.15: Configuration simplifiée du modèle

2.2.1. Montée en chaleur

On part des hypothèses simplificatrices suivantes: l'ajout de chaleur supposée parfaitement efficace a lieu au point 2 de façon instantanée et uniforme. Pour un débit massique donné (\dot{m}_A), et un taux de libération de chaleur (la puissance du fourneau essentiellement, \dot{Q}_{in}), l'augmentation du flux de température peut être calculée en utilisant la première loi de thermodynamique pour un volume de contrôle. Pour un système isobare sans travail mécanique, en supposant le gaz idéal et l'énergie potentielle et cinétique constante, l'augmentation de la température peut être calculée à l'aide de la chaleur spécifique à pression constante de l'air (c_p). L'ajout de chaleur de combustion se traduit par une augmentation d'enthalpie (h) répartie sur le débit massique (\dot{m}_A) comme indiqué dans l'équation ci-dessous.

$$\dot{Q}_{cv} = \dot{m}_A(h_{Amb} - h_H) = \dot{m}_A \int_{T_{Amb}}^{T_H} c_p(T) dT = \dot{m}_A c_{p,avg} (T_H - T_{Amb}) \quad (2.58)$$

Où T est la température, les indices H et Amb se référant respectivement au milieu chaud (hot en anglais) et ambiant (froid). Une chaleur spécifique constante, évaluée à une température moyenne ($C_{p,avg}$), sera considérée. Le chauffage a lieu sur une plage de température d'environ 300-1300 K, plage au-delà de laquelle la chaleur spécifique varie de 15% au maximum. La chaleur spécifique peut également être calculée à l'aide d'un polynôme par morceaux dont la forme est décrite par Kee et al. [81]. L'erreur résultante n'excédant pas 2% est supposée négligeable.

2.2.2. Effet de cheminée

Le débit d'air à travers le foyer dépend de l'effet de cheminée, effet résultant de la force de flottabilité de l'air après augmentation de la chaleur. L'équation de l'effet de cheminée sera brièvement déduite. L'air de densité réduite dans la cheminée entre les points (2) et (3) crée une faible pression au point (2) par rapport à la pression ambiante au point (3). Dans un fluide, la pression augmente avec la profondeur, et l'écart de pression (ΔP) peut être calculé à l'aide de l'équation de l'hydrostatique donnée par l'équation (2.59) ci-dessous.

$$\Delta P = g \int \rho(h) dh \quad (2.59)$$

Où g est la pesanteur, et la masse volumique (ρ) est une fonction de la hauteur (h) de la cheminée. La pression aux points (1) et (2) peut être calculée en utilisant l'équation (2.59), le précédent en commençant au point (3) et en intégrant le long de la cheminée jusqu'au point

(2), et le dernier en se deplacant vers l'extérieur de la cheminée à travers le trou d'air ambiant (avec une densité ambiante constante (ρ_{Amb}) au point (1). La différence est obtenue en soustrayant les deux résultats, comme dans l'équation (2.60).

$$\Delta P_{1-2} = (P_3 + g \int_3^1 \rho_{amb} dh) - (P_3 + g \int_3^2 \rho(h) dh) = g\rho_{Amb}h - g \int_3^2 \rho(h) dh \quad (2.60)$$

Si nous supposons les parois de la cheminée adiabatiques, la température et la densité du gaz dans la cheminée (T_H et ρ_H) resteront constantes et l'équation (2.60) se simplifie en :

$$\Delta P_{1-2} = gh(\rho_{Amb} - \rho_H) \quad (2.61)$$

En réalité, environ un tiers de l'énergie peut être perdue dans les parois de la cheminée. Dans ce cas, l'intégrale du point (2) à (3) pourrait être effectuée si les profils de température et/ou de densité étaient connus. Pour le modèle simple présenté ici, aucune tentative de calcul de ces profils n'est entreprise et l'hypothèse de la cheminée adiabatique est maintenue. Dans la cheminée, l'écoulement résulte de la différence de pression calculée dans l'équation (2.61); le gain en énergie cinétique de l'écoulement au point (2) et de l'air ambiant stagnant au point (1) est égal à cette différence de pression en utilisant la forme intégrale de l'équation de Bernoulli pour un écoulement compressible, comme indiqué dans l'équation (2.62).

$$\Delta P_{1-2} = gh(\rho_{Amb} - \rho_H) = \frac{1}{2} \rho_H v_2^2 \quad (2.62)$$

Où la densité (ρ) et la vitesse (v) du gaz chaud au point (2) sont utilisées pour calculer l'énergie cinétique d'écoulement du fourneau. La vitesse, les débits volumique (\dot{V}) et massique (\dot{m}_A) de l'air sont liés par la surface d'écoulement (A) et la densité (ρ). En supposant une fois de plus le gaz idéal, la densité est liée à la température par la loi des gaz parfaits. Utilisant ces relations et en résolvant l'équation (2.62) pour le débit volumique et massique nous obtenons les équations (2.63-2.66). L'équation (2.66) est la forme communément connue de l'équation de l'effet de cheminée. Le débit massique donné par l'équation (2.67) est la forme la plus applicable et la plus intéressante pour notre étude.

$$(\rho_{Amb} - \rho_H)gh = \frac{1}{2}(\rho_H)\left[\frac{\dot{V}}{A}\right]^2 \quad (2.63)$$

$$\dot{V} = CA \sqrt{2gh\left(\frac{\rho_{Amb} - \rho_H}{\rho_H}\right)} \quad (2.64)$$

$$\text{Or, d'après la loi des gaz parfaits, on a: } \rho_H = \frac{P}{R_s T_H} \quad (2.65)$$

En remplaçant dans l'équation (2.64) on obtient :

$$\dot{V} = CA \sqrt{2gh\left(\frac{\frac{P}{R_s T_{Amb}} - \frac{P}{R_s T_H}}{\frac{P}{R_s T_H}}\right)} = CA \sqrt{2gh\left(\frac{1}{\frac{T_{Amb}}{T_H}} - \frac{1}{T_H}\right)}$$

$$= CA \sqrt{2gh \left(\frac{T_H - T_{Amb}}{\frac{T_H T_{Amb}}{1}} \right)} = CA \sqrt{2gh \left(\frac{T_H - T_{Amb}}{T_H T_{Amb}} \right)} \times T_H \quad \text{d'où}$$

$$\dot{V} = CA \sqrt{2gh \left(\frac{T_H - T_{Amb}}{T_{Amb}} \right)} \quad (2.66)$$

$$\dot{m}_A = CA \left(\frac{P}{R_s} \right) \left(\frac{1}{T_H} \right) \sqrt{2gh \left(\frac{T_H - T_{Amb}}{T_{Amb}} \right)} \quad (2.67)$$

Où C est un coefficient de perte introduit pour tenir compte des incertitudes et des inefficacités dans l'effet de cheminée, incluant principalement les pertes visqueuses, le transfert de chaleur au niveau des parois de la cheminée et l'ajout de chaleur au point 2.

2.2.3. Le coefficient de perte

En réalité, la chaleur est libérée dans toute la cheminée à travers la flamme; Lorsque cet ajout de chaleur a lieu après le point 2, le profil de densité utilisé dans les équations (2.60) et (2.61) est moins efficace pour produire l'effet de cheminée dans les équations (2.66) et (2.67). Dans ce cas, et compte tenu des pertes de chaleur au niveau des parois, on aboutit à un effet de cheminée réduit et $0 \leq C \leq 1$. Les pertes visqueuses dues aux frottements et à la restriction géométrique sont également incluses.

2.3. Simulations numériques

La résolution simultanée des équations (2.58) et (2.67) permet de prédire l'évolution des paramètres du foyer, notamment les débits et les températures. Le système d'équations est présenté dans le diagramme de la figure 2.16 ainsi que les paramètres d'entrée et de sortie du système. Les deux équations ont été résolues itérativement à l'aide d'un script Matlab.

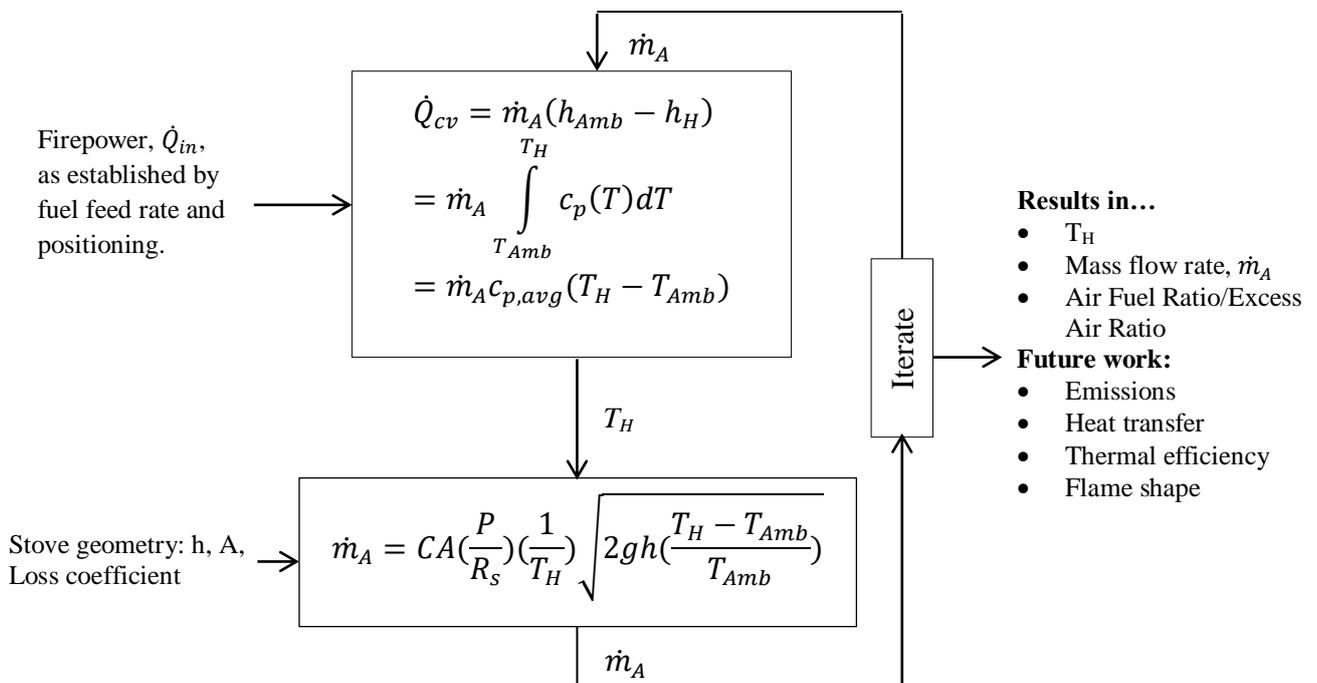


Figure 2.16: Système global d'équations

La solution itérative donne un débit et une température à l'état d'équilibre pour une géométrie et une puissance d'exploitation donnée. Bien que le comportement réel du foyer soit transitoire, les valeurs d'état d'équilibre ont une signification physique pour un comportement moyen dans le temps. Le ratio air-combustible (AFR) et le ratio d'excès d'air (EAR) peuvent être calculés à l'aide du débit massique et du taux de combustion du combustible. Le débit massique (\dot{m}_F) du combustible est calculé par l'équation (2.68). Les ratios AFR et EAR peuvent ensuite être calculés comme indiqué dans les équations (2.69-2.71), où AFR_{stoich} est la valeur de AFR pour une combustion stœchiométrique.

$$\dot{m}_F = \frac{\dot{Q}_{in}}{HV} \quad (2.68)$$

$$AFR = \frac{\dot{m}_A}{\dot{m}_F} \quad (2.69)$$

$$\Phi = \frac{AFR_{stoich}}{AFR} \quad (2.70)$$

$$\%EAR = \frac{(1-\Phi) \times 100\%}{\Phi} \quad (2.71)$$

Le PCI (essentiellement la chaleur de combustion) ou le PCS est utilisé. Cependant, le PCS ne peut être utilisé car la chaleur latente de la vapeur d'eau est importante et ne pourra être récupérée ni dans les écoulements de la cheminée ni par la casserole. Le PCS prend en compte la teneur en eau du combustible et la chaleur qui doit être consommée pour la vaporisation lors de la pyrolyse. Pour être encore plus complète, cette vapeur doit également être portée à la température des gaz de la cheminée. Compte tenu de ces effets, l'erreur ne dépasse pas 3%, ce qui est jugée négligeable.

V. Conclusion

Dans ce chapitre, outre le matériel et les données utilisés pour mener à bien notre étude, nous avons présenté la méthodologie générale d'estimation des potentiels énergétiques ainsi que la modélisation mathématique des systèmes de conversion en ce qui concerne les filières solaire et biomasse. S'agissant de la filière hydro, nous avons présenté une méthodologie de sélection d'une pico turbine de faible chute à l'aide d'une analyse multicritères. Habituellement et de façon classique/mécanique, le choix d'une turbine hydro repose uniquement sur des critères quantitatifs, ce qui ne garantit pas forcément un choix optimal. Dans cette analyse, en plus des critères quantitatifs, nous avons également tenu compte des critères qualitatifs. Tous ces critères ont été définis d'un commun accord entre les parties prenantes du projet (concepteurs, populations bénéficiaires, etc.).

Références

- [1] <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. [Page consultée le 12/03/2014]
- [2] <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>. [Page consultée le 12/03/2014]
- [3] Hargreaves, G. H. and Samani, Z. A., 1982. Estimating Potential Evapotranspiration. *Journal of Irrig. and Drain. Engrg.*, ASCE, 108(3), pp. 225-230.
- [4] Y.M. Irwan et al., 2013. An Estimation of Solar Characteristic in Kelantan using Hargreaves Model. *Terra Green 13 International Conference 2013 - Advancements in Renewable Energy and Clean Environment*, Energy Procedia 36 (2013) pp. 473 – 478.
- [5] José Álvarez et al., 2011. Estimating monthly solar radiation in south-central Chile. *Chilean Journal of Agricultural Research*, pp. 601-609.
- [6] J. A. Duffie and W. A. Beckman, 1980. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd ed. (John Wiley & Sons, Inc., New York, USA, 1980).
- [7] J.G. Annandale et al., 2002. Software for missing data error analysis of Penman-Monteith reference evapotranspiration. *Irrig. Science* 21:57-67.
- [8] Bristow K.L., Campbell G.S., 1984. On the relationship between incoming solar radiation and daily maximum and minimum temperature. *Agricultural and forest Meteorology*, 31, 159-166.
- [9] Allen R.G., 1997. A self-calibrating method for estimating solar radiation from air temperature. *J. Hydrologic Engineering*, ASCE 1997, 2, 56-57.
- [10] Lunde P.J., 1979. *Solar thermal engineering space heating and hot water systems*. 1979, pp. 69.
- [11] Weiss A., Hays C. J., Hu Q., Easterling W. E., 2001. Incorporating bias error in calculating solar irradiance: implications for crop simulations. *Agronomy Journal* 93: 1321-1326.
- [12] Goodin, D.G., Hutchinson, J.M.S., Vanderlip, R.L., Knapp, M.C. 1999. Estimating solar irradiance for crop modeling using daily air temperature data. *Agronomy Journal* 91: 845–851.
- [13] Trahi Fatiha, 2011. Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA. Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- [14] Ricco Rakotomalala, 2015. Analyse de corrélation Étude des dépendances - Variables quantitatives. Université Lumière Lyon 2, March-2015.
- [15] Willmott, C.J. 1981. On the validation of models. *Physical Geography* 2:184-194.
- [16] Willmott Cort J. et al., 2011. A refined index of model performance. *International Journal of Climatology*.
- [17] C.P. Jacovides and H. Kontoyiannis, 1995. "Statistical procedures for the evaluation of evapotranspiration computing models", *Agricultural Water Management* 27 (1995) 365-371.
- [18] R. J. Stone, 1993. "Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models", *Solar Energy* Vol. 51, N° 4 pp. 289-291, 1993.
- [19] Helali Kamelia, 2012. «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative», Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.
- [20] O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed, 2002. «Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models», 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, Août 2002.
- [21] A. Bentaillah, 1994. « Étude expérimental et de simulation des performance d'une installation PV de faible puissance », mémoire de Magister en physique énergétique, Tlemcen, 1994.
- [22] Markvart, T. and Castaner, L., 2003. "Practical Handbook of Photovoltaics, Fundamentals and Applications" Elsevier, 2003.
- [23] Dani Rusirawan, 2012. "Energetic modeling of photovoltaic modules in grid-connected systems", Ph.D Dissertation, SZENT ISTVÁN University, Gödöllő-Hungary, 2012.
- [24] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG, (2008) "Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK", *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science, WCECS 2008, San Francisco-USA*, pp. 1-6, October 22 - 24, 2008.
- [25] Kinal Kachhiya, Makarand Lokhande, Mukesh Patel, (2011), "MATLAB/Simulink Model of Solar PV Module and MPPT Algorithm", *National Conference on Recent Trends in Engineering & Technology*, B.V.M. Engineering College, V.V.Nagar,Gujarat-India, pp. 1-5, 13-14 May 2011.
- [26] Bendjellouli Zakaria, 2009. «Contribution à la modélisation d'une cellule solaire », Mémoire de Magistère, Université de Bechar, Juin 2009.
- [27] Mohamed Ansoumane Camara, 2011. «Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs», Thèse de Doctorat, Université Paris Est Créteil, Juillet 2011.
- [28] Abdoul KADIRI, 2013. Compte rendu de l'atelier de formation appliquée sur les kits solaires photovoltaïques pour les infrastructures communautaires dans les localités isolées de la zone Rumpi dans la région du Sud-ouest dans le cadre du projet ERD-Rumpi. Agence d'Electrification Rurale (AER) du Cameroun, Juillet 2013.

- [29] Yasmine Bahri-Domon, 2014. Business in Cameroon. November 2014.
- [30] GVC, 2012. État des lieux du cadre réglementaire du secteur des énergies renouvelables au Cameroun. Global Village Cameroon, Rapport d'analyse, 2012.
- [31] MINEE, 2015. Projet d'électrification de 166 localités par systèmes solaires photovoltaïques au Cameroun. Journal des projets, Mai 2015.
- [32] Bobée B., et al. 2008., Hyfran 2.2 (logiciel hydrologique: Chaire en hydrologie statistique CRNSG/Hydro-Québec), INRS-Eau, Terre Environnement, Université du Québec, Québec.
- [33] Ancil F. et al. 2005. Hydrologie : cheminements de l'eau, Presses internationales Polytechnique, 317 p.
- [34] World Meteorological Organization, 2008. Manual on Low- flow. Estimation and Prediction, Operational Hydrology Report No.50, 136 p.
- [35] Philippe GROS, 2000. «Utilisation du modèle linéaire. Rappels de base – Méthodes de validation», Laboratoires Côtiers de l'Ifremer, Novembre 2000.
- [36] Ricco Rakotomalala, 2015. «Analyse de corrélation Étude des dépendances-Variables quantitatives», Université Lumière Lyon 2, March-2015.
- [37] Géorgakèllos D. A. 2005. Les éléments nécessaires pour la gestion d'un projet de microcentrale hydroélectrique: Etude de cas d'une PCH en Grèce, Rev. Energ. Ren. Vol. 9 53–62.
- [38] Massey B. Mechanics of fluids. 7th ed. Cheltenham: Stanley Thorne Ltd; 1998.
- [39] Alexander KV, Giddens EP. Microhydro: cost-effective, modular systems for low heads. Renewable Energy 2008; 33:1379-91.
- [40] Paish O. Micro-hydropower: status and prospects, proceedings of the institution of mechanical engineers - part A. Journal of Power and Energy 2002; 216:31-40.
- [41] Muller G, Kauppert K. Old watermills - Britain's new source of energy? Proceedings of the ICE: Civil Engineering 2002; 150:178-86.
- [42] European Small Hydropower Association. A Layman's guidebook on how to develop a small hydro site. 2nd ed.. Available from: <http://www.microhydropower.net/download/layman2.pdf>; 1998 [accessed 29.11.16].
- [43] Nepal Hydro and Electric Ltd., Butwal, Nepal, <http://www.nhe.com.np> [accessed 29.11.16].
- [44] Sunco Green Energy Ltd., Shandong, China, <http://www.micro-hydro-power.com> [accessed 29.11.16].
- [45] 2V Microsystems Ltd, Bedfordshire, UK, <http://www.powerpal.co.uk> [accessed 29.11.2016].
- [46] Muller G, Senior J. Simplified theory of Archimedean screws. Journal of Hydraulic Research 2009; 47:666-9.
- [47] Lea FC. Hydraulics for engineers and engineering students. 6th ed. London: Edward Arnold; 1945.
- [48] Pugh S. Total design. 1st ed. Wokingham: Addison-Wesley; 1991.
- [49] Andersson P. Early design phases and their role in designing for quality. Journal of Engineering Design 1994; 5:283-98.
- [50] Kempe's engineer's yearbook. Tonbridge: CMP Information Limited; 2001.
- [51] Tchata Gabriel, 2014. Cameroun – contribution à la préparation du rapport national pour la formulation du livre blanc régional sur l'accès universel aux services énergétiques intégrant le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Rapport final sur le Cameroun préparé pour le compte du PNUD, 2014.
- [52] Abdoul KADIRI, 2013. Compte rendu de l'atelier de formation appliquée sur les kits solaires photovoltaïques pour les infrastructures communautaires dans les localités isolées de la zone Rumpi dans la région du Sud-ouest dans le cadre du projet ERD-Rumpi. Agence d'Electrification Rurale (AER) du Cameroun, Juillet 2013.
- [53] <http://climatdeveloppement.org/lercd/adeid-cameroun/une-micro-centrale-hydroelectrique-dans-la-localite-de-nkah/> [Page consultée le: 13/09/2016].
- [54] FAO. 1990. Energy conservation in mechanical forest industries. In Food and Agriculture Organisation of the United Nations, Rome, Italy.
- [55] Collins Okello, 2014. Assessing sustainability of bioenergy systems in developing countries: Methodological development and application. Ph.D Thesis, University of Naples Federico II, March 2014.
- [56] Smeets, E.M., and A.P. Faaij. 2007. Bioenergy potentials from forestry in 2050. Climate Change 81:353-390.
- [57] UBOS. 2010a. 2010 Statistical Abstract. In Uganda Bureau of Statistics, Kampala, Uganda.
- [58] Yamamoto, H.e., K. Yamaji, and J. Fujino. 1999. Evaluation of bioenergy resources with a global land use and energy model formulated with SD technique. Applied Energy 63:101-113.
- [59] McKendry, P. 2002a. Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. Bioresource Technology 83:47-54.
- [60] INS, 2013. «Annuaire statistique du Cameroun», Institut National de la Statistique, Ed. 2013.

- [61] Jolien Schure, Jean-Noel Marien, Carlos de Wasseige, Rudi Drigo, Fabio Salbitano, Sophie Dirou, Méthode Nkoua, 2010. Contribution du bois-énergie à la satisfaction des besoins énergétiques des populations d'Afrique centrale: Perspectives pour une gestion durable des ressources disponibles. (Chapitre 5), 2010.
- [62] Tchouate H. P., 2003. «Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique : le cas du Cameroun», Thèse de Doctorat, Université Catholique de Louvain, Déc. 2003.
- [63] MINEE, 2012. Rapport 2011 sur la Situation Energétique du Cameroun.
- [64] Bhattacharya, S.C., Attalage, R.A., Augustus Leon, M., Amur, G.Q., Salam, P.A. and Thanawat, C. 1999. Potential of biomass fuel conservation in selected Asian countries. *Energy Conversion and Management*, 40(11), 1141-1162.
- [65] Cornelissen, S., M. Koper, and Y.Y. Deng. 2012. The role of bioenergy in a fully sustainable global energy system. *Biomass and Bioenergy* 41:21-33.
- [66] Haberl, H., T. Beringer, S.C. Bhattacharya, K.-H. Erb, and M. Hoogwijk. 2010. The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints. *Current Opinion in Environmental Sustainability* 2:394-403.
- [67] Vibol San, Dalin Ly, Neang Im Chek, 2013. Assessment of Sustainable Energy Potential of Non-Plantation Biomass Resources in Sameakki Meanchey District in Kampong Chhnang Province, Cambodia. *International Journal of Environmental and Rural Development* (2013) 4-2.
- [68] Bhattacharya, S.C., Singamsetti, V.M. and Abdul Salam, P. 1996. Assessment of bioenergy potential in Aisa, In *The Asian seminar on fuel cell technology for rural electrification*, Coimbatore, India.
- [69] R. Yevich and J. A. Logan, "An assessment of bio-fuel use and burning of agricultural waste in the developing world", *Global Biogeochemical Cycles*, Vol. 17, No 4, October 2003.
- [70] Sameer Maithel, 2009. *Biomass Energy: Resource Assessment Handbook*. Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology of the United Nations, September 2009.
- [71] Bhattacharya, S., J.M. Thomas, and P. Abdul Salam. 1997. Greenhouse gas emissions and the mitigation potential of using animal wastes in Asia. *Energy* 22:1079-1085.
- [72] Sajjakulnukit, B., Yingyuad, R., Maneekhao, V., Pongnarintasut, V., Bhattacharya, S. C. and Salam, P.A., 2005. Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Thailand. *Biomass and bioenergy*, 29(3): 214-224. (2005).
- [73] P. Abdul Salam, S.C. Bhattacharya, K.K.C.K. Perera, P.G. Rathnasiri, S.A.S. Senerath, and A.G.T. Sugathapala, "Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Sri Lanka", *Biomass & Bioenergy*, Vol. 29, pp. 199-213, 2005.
- [74] UNEP, 2013. *Technologies for Converting Waste Agricultural Biomass to Energy*. United Nations Environmental Programme. Division of Technology, Industry and Economics. International Environmental Technology Centre, Osaka, June 2013.
- [75] <http://www.ows.be/fr/>. [Last accessed: September 2016].
- [76] Ngnikam Emmanuel et Tanawa Émile, 2006. *Les villes d'Afrique face à leurs déchets*. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2006.
- [77] Mehta, A.C., 2004. 'Projections of population, enrolment and teachers'. Available at: <http://www.educationforallindia.com/New%20Modules/module%20on%20enrolment%20and%20population%20projections.pdf>. Last accessed: September 2016.
- [78] Jean-Philippe JOREZ (1991). *Guide Technique de l'Economie du Bois de Feu: l'Experience du Sahel*. Lund Centre for Habitat Studies (LCHS), Novembre 1991.
- [79] N.A. MacCarty, K.M. Bryden. A generalized heat-transfer model for shielded-fire household cookstoves. *Energy for Sustainable Development* 33 (2016) 96–107.
- [80] Joshua Nicholas Agenbroad. *A Simplified Model for Understanding Natural Convection Driven Biomass Cooking Stoves*. Master of Science, Colorado State University, Fort Collins, Colorado, 2010.
- [81] R.J. Kee, F.M. Rupley, and J.A. Miller. *The chemkin thermodynamic data base*. Technical Report SAND-87-8215B, Sandia National Labs., Livermore, CA (USA), march 1990.

Chapitre 3: Résultats et discussions

Chapitre 3: Résultats et discussions

1. Généralités

Dans le premier chapitre, nous avons fait le point sur les problématiques d'ordre général en présentant le contexte de l'étude et la situation énergétique du pays et en analysant les enjeux énergétiques et environnementaux actuels. Quelques chiffres montrent aussi l'importance et l'évolution dans le temps et dans l'espace de la production renouvelable mondiale.

En effet, l'augmentation de la capacité de production électrique renouvelable a été sans précédent en 2015, avec une estimation de 147 gigawatts ajoutés. La capacité de chauffage basée sur les énergies renouvelables a pour sa part augmenté de 38 gigawatts «thermiques» (GWth). La production totale de biocarburants s'est également accrue. En 2014, les énergies renouvelables ont couvert 19,2 % de la consommation finale mondiale d'énergie.

Au niveau du Cameroun, le secteur connaît un développement encore très timide avec un cadre légal et réglementaire quasi inexistant. Sur le plan énergétique de manière générale, le déficit énergétique reste la principale préoccupation, avec un niveau d'électrification très bas (en deçà de la moyenne africaine). La biomasse est la principale source énergétique accessible à la majorité des ménages.

2. L'énergie solaire

Un programme de simulation sous environnement Matlab a été développé et mis au point pour estimer le rayonnement solaire global dans toutes les dix régions du Cameroun. Au niveau de chaque région, la capitale régionale a été retenue comme site pilote. Les principales données d'entrées nécessaires à ce programme sont la latitude du site et les températures moyennes minimales et maximales. Les données météo couvrant la période 1984-2004 (soit 21 ans) ont été obtenues de la base de données de la NASA [1]. A l'aide des indicateurs statistiques, nous avons évalué la performance de chaque modèle afin d'identifier le modèle le plus optimal. Une fois ce dernier identifié, nous l'avons validé en utilisant les données réelles mesurées au sol et enfin nous avons estimé le potentiel solaire du site considéré.

2.1. Le potentiel solaire du Cameroun

Le tableau 3.1 présente les outils statistiques utilisés pour évaluer la performance des modèles. Pour chaque site, il indique le modèle le plus optimal (en caractère gras) retenu pour estimer le potentiel solaire du site considéré. Les résultats des paramètres statistiques sont globalement satisfaisants et répondent aux critères de choix du meilleur modèle. Pour chaque site, le meilleur modèle est celui qui présente la plus grande valeur (mais, inférieure à 1) de R^2 et (d) et la plus petite valeur de (t). Pour une meilleure précision du modèle, R^2 et (d) doivent tendre vers 1 alors que (t) doit avoir la plus faible valeur possible.

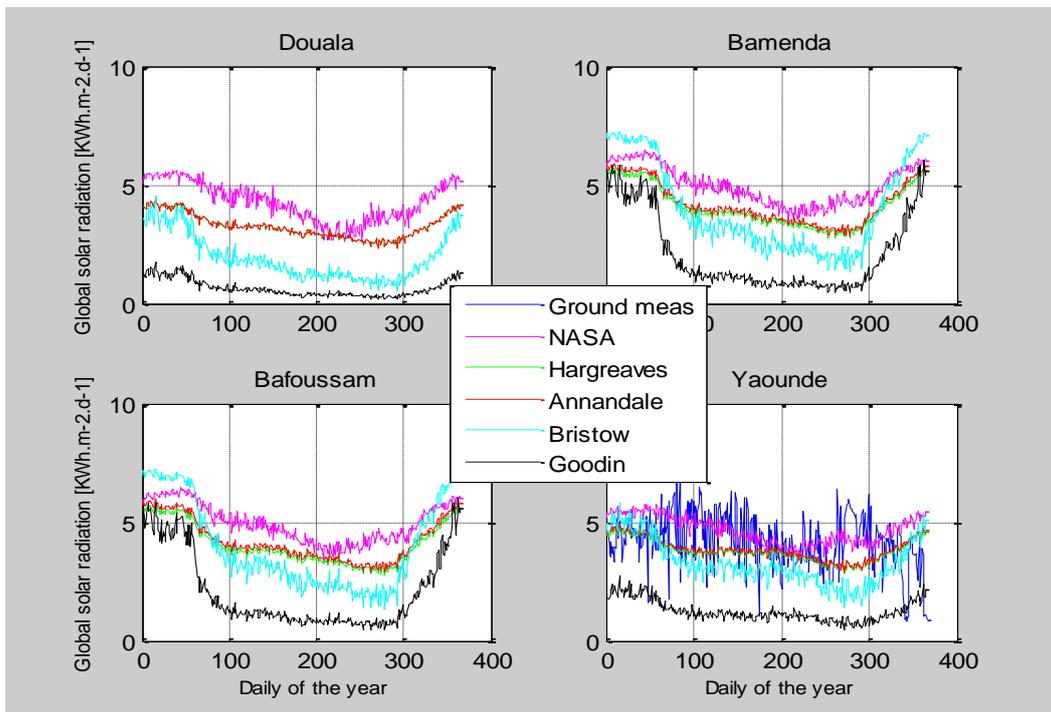
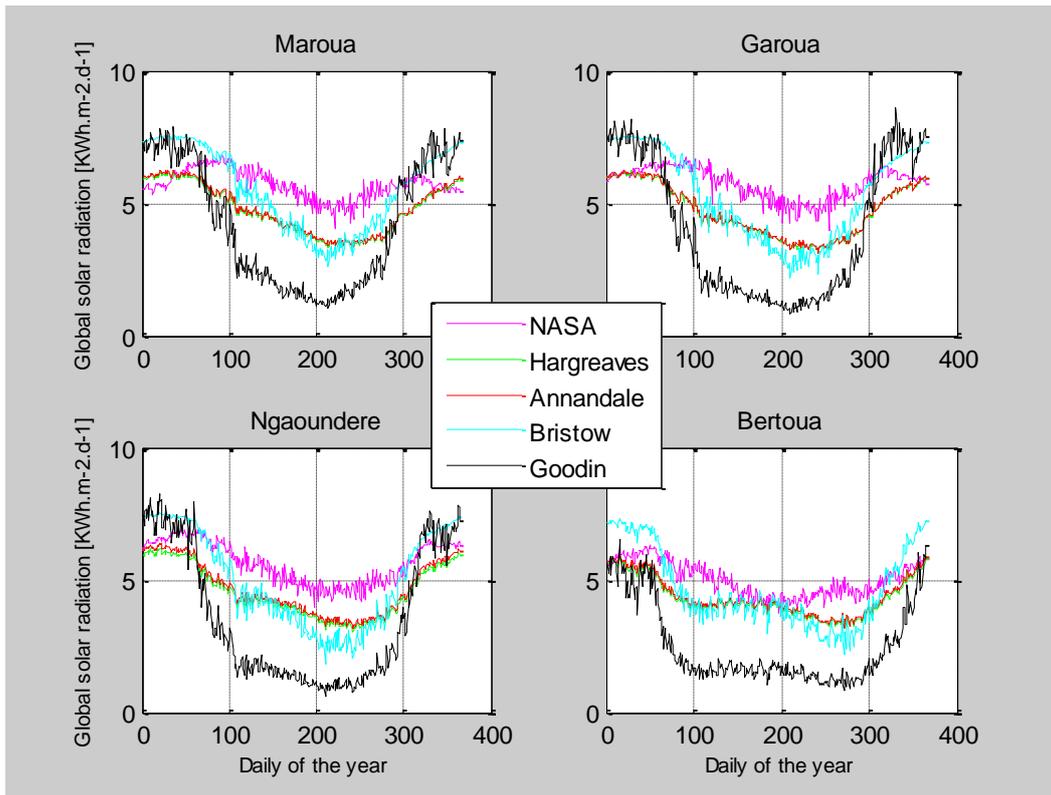
D'autre part, nous constatons pour chaque site que, plus les valeurs de R^2 et (d) augmentent, la valeur correspondante de (t) diminue et vice versa. Nous observons aussi, tantôt une sous-estimation, tantôt une surestimation des modèles par rapport aux mesures. Ces sous-estimations (surestimations) sont faibles pour certains modèles et fortes pour d'autres.

Pour que les estimations soient statistiquement significatives, une valeur critique $t_{\alpha/2}$ de (t) a été déterminée. Cette valeur est obtenue à partir des tableaux statistiques standards et dépend du niveau d'importance (α) et du nombre de degrés de liberté (n-1). Dans cette étude, on a $n = 365$ paires de données et nous avons choisi $\alpha = 0,01$. La valeur critique correspondante est $t = 2,5758$ pour n-1 degrés de liberté. Pour que les estimations des modèles soient jugées statistiquement significatives au niveau de confiance $1-\alpha$, la valeur calculée de (t) doit être inférieure à la valeur critique.

Tableau 3.1: Validation des modèles d'estimation à l'aide des paramètres statistiques

Localités	Modèles	RMSE	MBE	t-statistic	R ²	d
Maroua	Hargreaves & Samani	1.2026	-0.9703	26.0561	0.9560	0.5378
	Annandale et al.	1.3156	-1.0484	25.1686	0.9473	0.5031
	Bristow & Campbell	1.4260	-1.1551	26.3532	0.9381	0.4663
	Goodin et al.	1.5878	-1.3948	35.0747	0.9233	0.3856
Garoua	Hargreaves & Samani	2.0410	-1.9709	70.9296	0.8756	0.3584
	Annandale et al.	1.8212	-1.6938	48.3036	0.9009	0.4308
	Bristow & Campbell	1.8189	-1.6917	48.3004	0.9012	0.4303
	Goodin et al.	2.5527	-2.5038	96.0527	0.8054	0.3138
Ngaoundéré	Hargreaves & Samani	2.4486	-2.4017	96.0273	0.8159	0.3991
	Annandale et al.	1.9444	-1.8402	55.8923	0.8839	0.4310
	Bristow & Campbell	0.9178	-0.8643	53.4092	0.9741	0.7757
	Goodin et al.	1.0310	-0.9682	52.1166	0.9674	0.7434
Bertoua	Hargreaves & Samani	0.6315	-0.3367	12.0241	0.9845	0.8534
	Annandale et al.	0.7758	-0.6386	27.6652	0.9766	0.7424
	Bristow & Campbell	1.2431	-1.1682	52.4578	0.9398	0.5185
	Goodin et al.	0.9562	-0.8276	32.9684	0.9644	0.7060
Yaoundé	Hargreaves & Samani	0.6863	-0.4551	16.9052	0.9788	0.7950
	Annandale et al.	1.4486	-1.4180	91.2476	0.9053	0.4700
	Bristow & Campbell	1.3820	-1.3498	86.7769	0.9138	0.4856
	Goodin et al.	0.8964	-0.7981	37.3167	0.9638	0.5603
Bamenda	Hargreaves & Samani	1.0154	0.5645	12.7602	0.9593	0.8198
	Annandale et al.	1.0511	0.3150	5.9919	0.9564	0.8233
	Bristow & Campbell	1.0825	0.0641	1.1313	0.9538	0.8229
	Goodin et al.	0.8676	-0.3201	7.5729	0.9703	0.8505
Bafoussam	Hargreaves & Samani	1.7744	-1.6939	61.1373	0.8758	0.5188
	Annandale et al.	1.5247	-1.0017	16.6272	0.9083	0.7131
	Bristow & Campbell	1.5225	-1.0010	16.6476	0.9085	0.7130
	Goodin et al.	3.0734	-3.0426	133.8992	0.6273	0.3623
Douala	Hargreaves & Samani	2.4117	-2.3634	93.9283	0.6948	0.4322
	Annandale et al.	1.1224	-0.9445	29.7164	0.9339	0.6146
	Bristow & Campbell	1.7979	-0.1278	1.3593	0.8304	0.6575
	Goodin et al.	2.0723	-0.3212	2.9934	0.7747	0.6124
Buea	Hargreaves & Samani	2.0764	-0.7397	7.2732	0.7738	0.6145
	Annandale et al.	2.0626	-1.8051	34.5089	0.7768	0.5305
	Bristow & Campbell	3.0890	-3.0414	107.3643	0.4993	0.3293
	Goodin et al.	2.4738	-2.2346	40.1681	0.6789	0.4657
Ebolowa	Hargreaves & Samani	2.8878	-2.5850	38.3153	0.6173	0.2919
	Annandale et al.	4.0116	-3.9999	249.4526	0.2614	0.1910
	Bristow & Campbell	4.0116	-3.9999	249.4535	0.2614	0.1910
	Goodin et al.	3.3967	-3.3740	164.4535	0.4705	0.2142

La figure 3.1 présente les variations journalières de l'irradiation solaire globale reçue dans les dix régions.



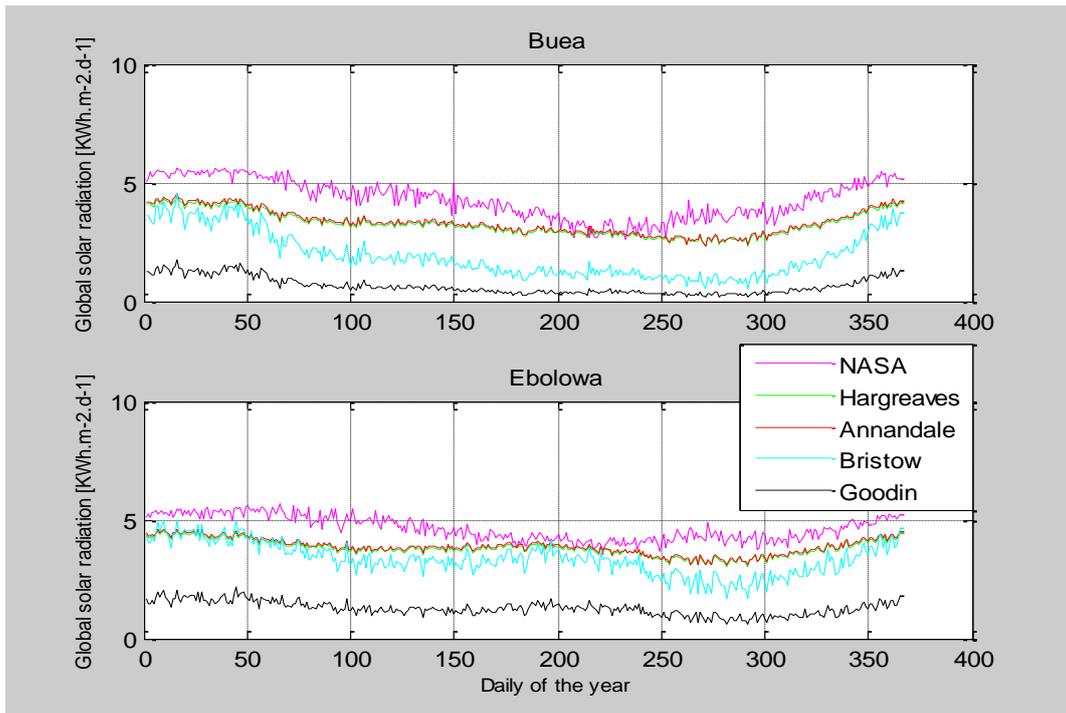
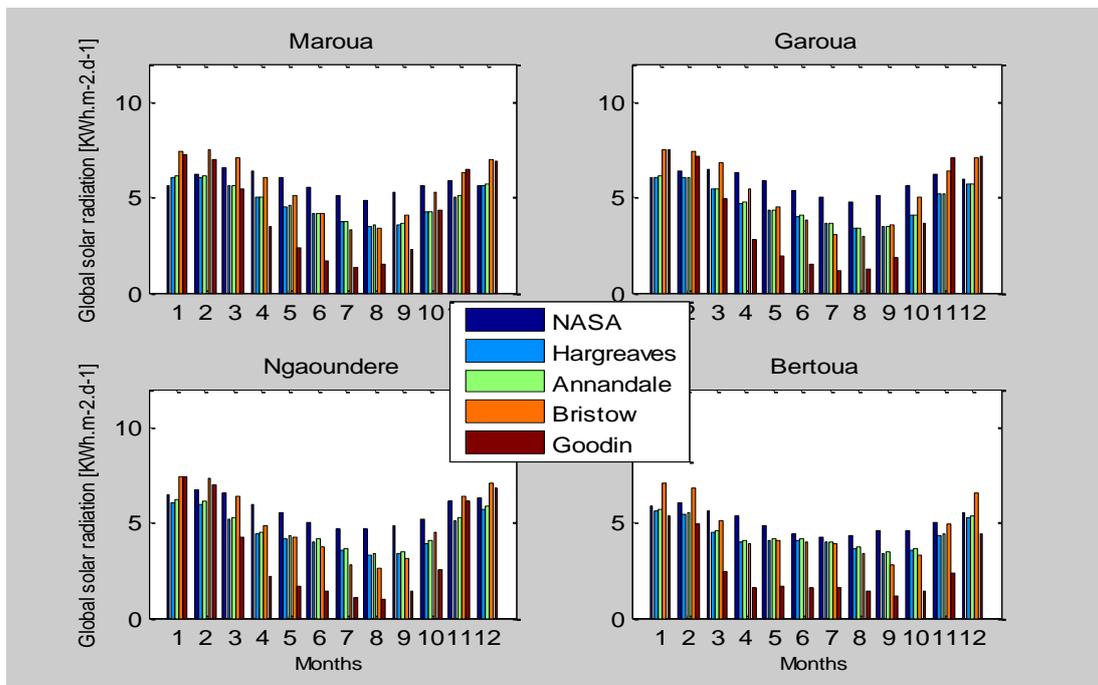
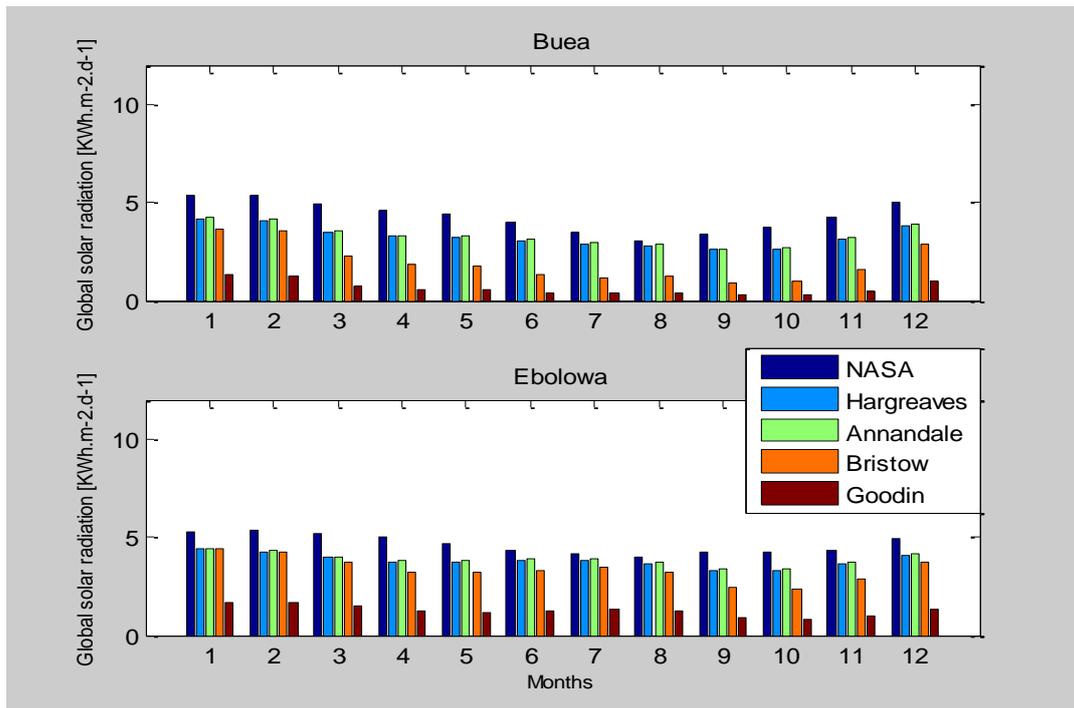
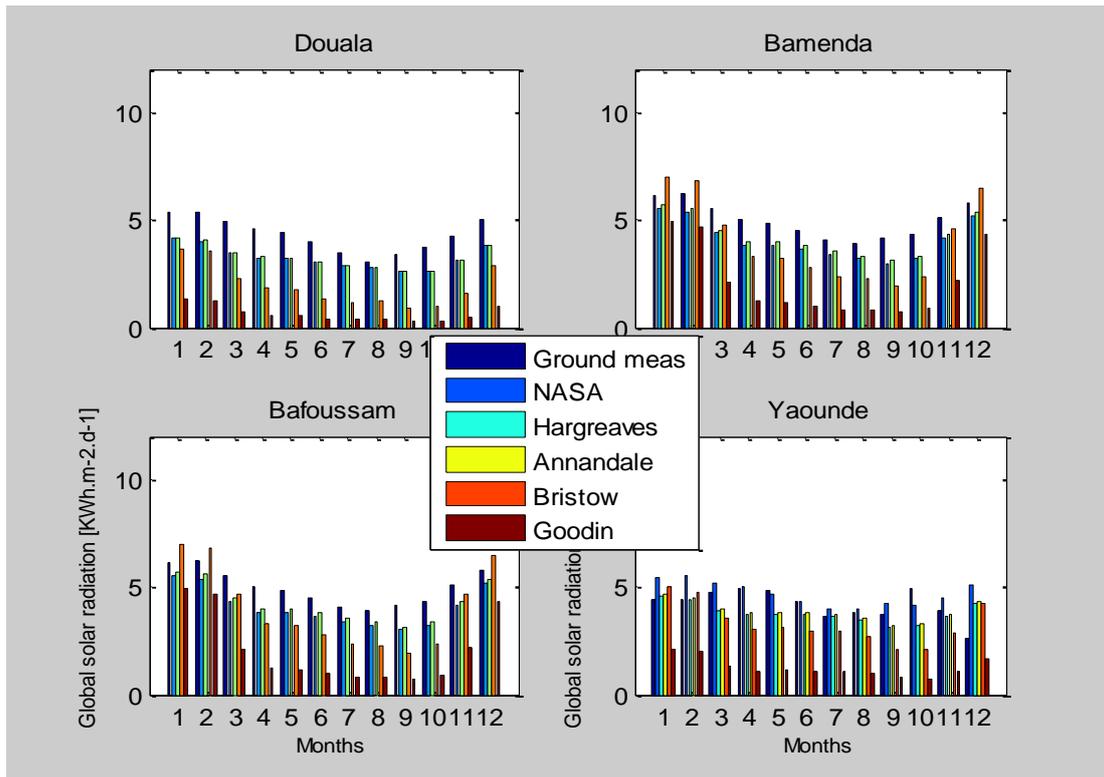


Figure 3.1: Evolution de la moyenne journalière de l'irradiation solaire globale (mesurée et estimée)

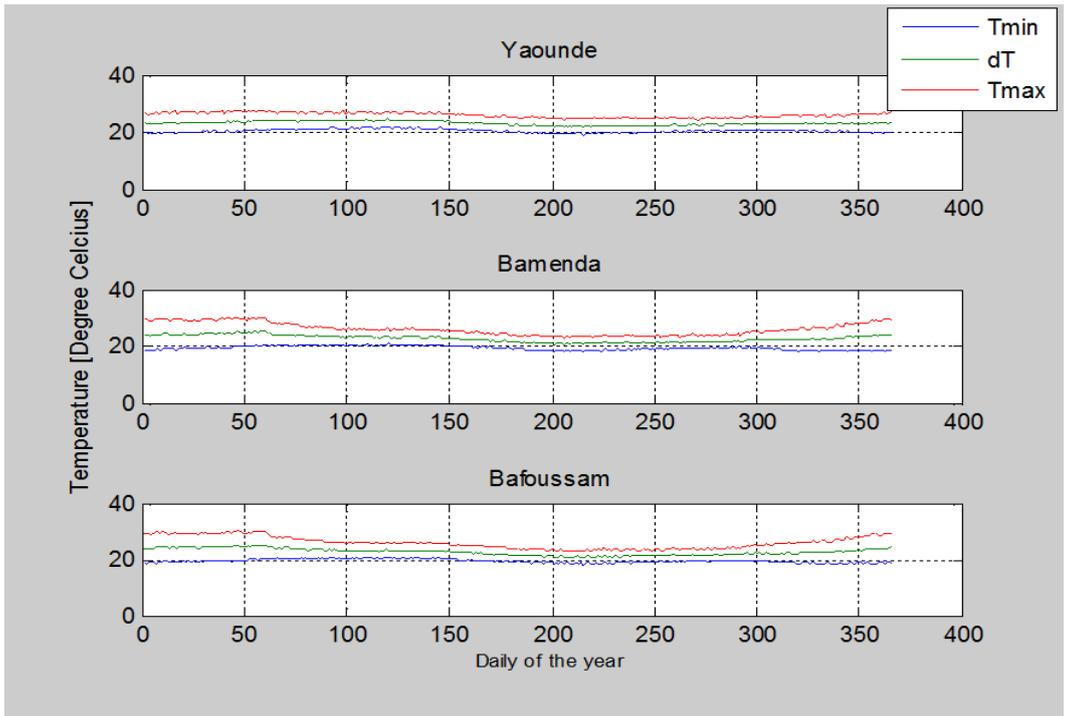
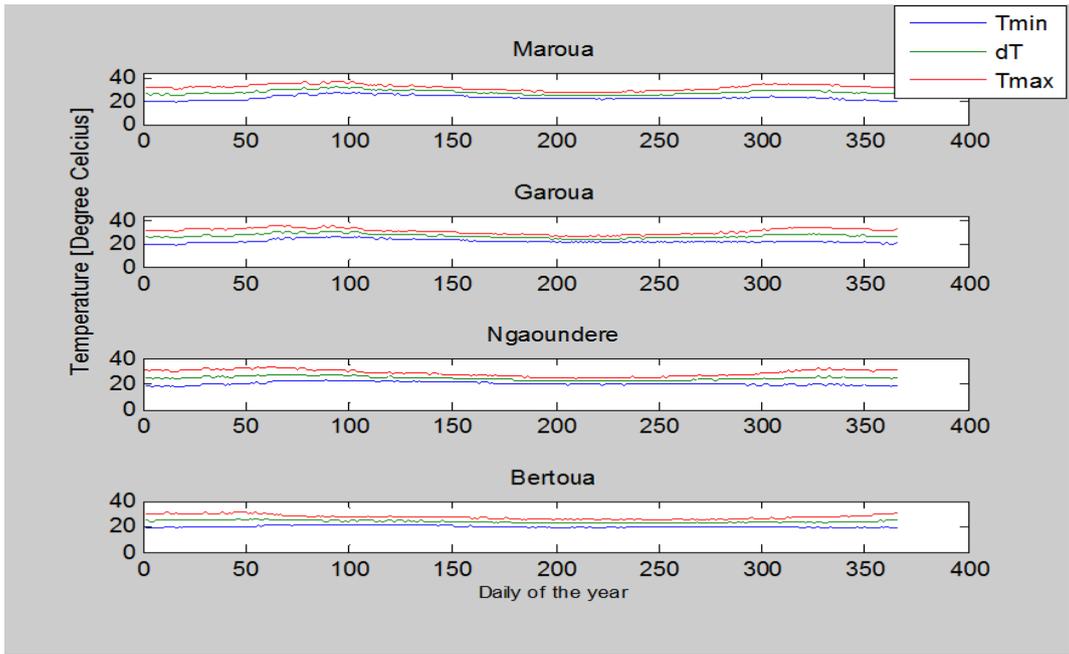
On observe pour certains sites un accord favorable entre les mesures et certains modèles. La figure 3.2 présente les variations mensuelles de l'irradiation solaire globale reçue. Ainsi, la région du Nord est la plus ensoleillée de toutes les régions alors que celle du Littoral est la moins ensoleillée. D'autre part, pour chaque région, les mois les plus ensoleillés sont respectivement, Février pour l'Extrême-nord et Janvier pour le reste. Par contre, les mois les plus défavorables en terme d'ensoleillement sont respectivement, Août pour les trois régions septentrionales et Septembre pour le reste des régions.

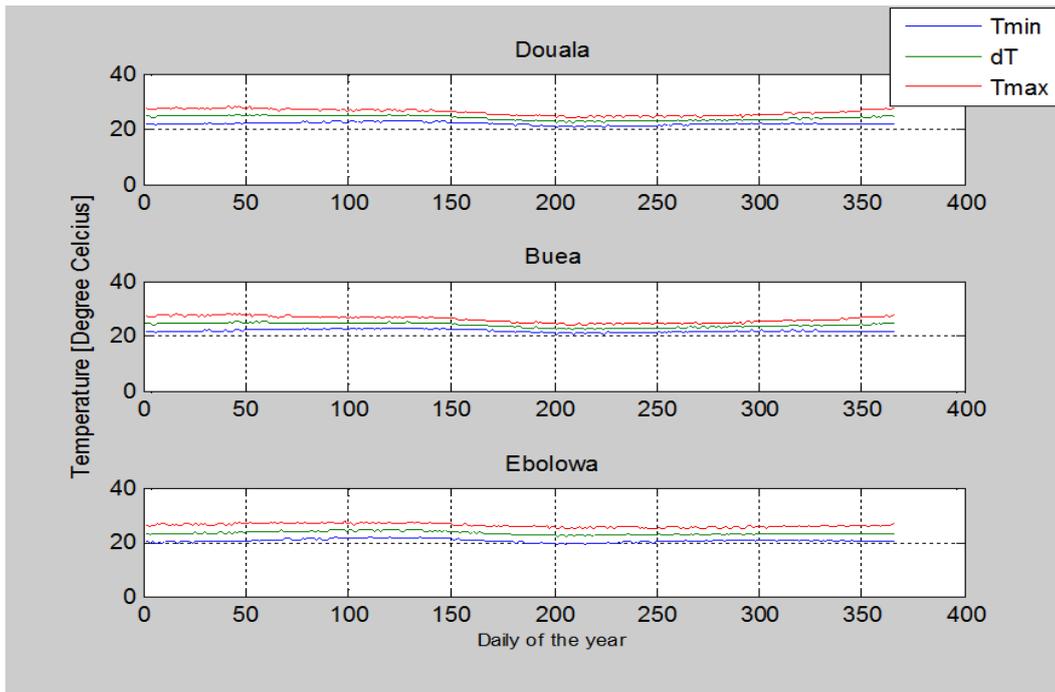




Figures 3.2: Moyennes mensuelles du rayonnement solaire global

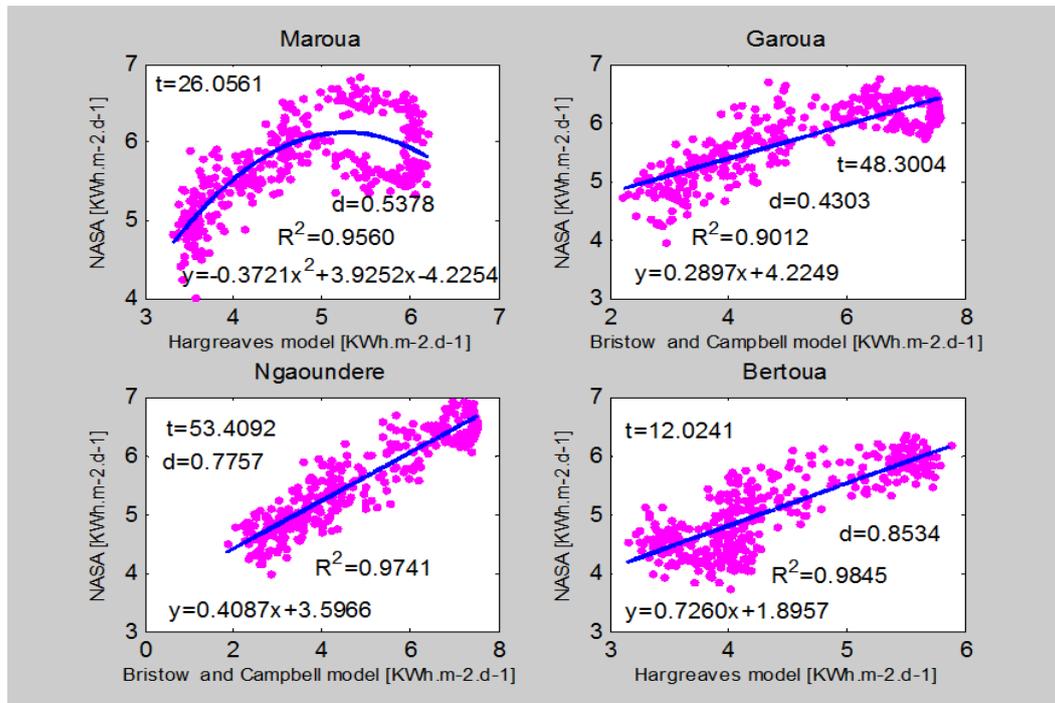
Selon l'équation (2.1) du Chapitre 2, le rayonnement solaire global (R_s) est proportionnel à la différence de température (dT) entre la température maximale (T_{max}) et la température minimale (T_{min}). Si la valeur de dT augmente (ou diminue), alors celle de R_s augmente (ou diminue) aussi. La figure 3.3 montre l'évolution de la température moyenne le long de l'année.

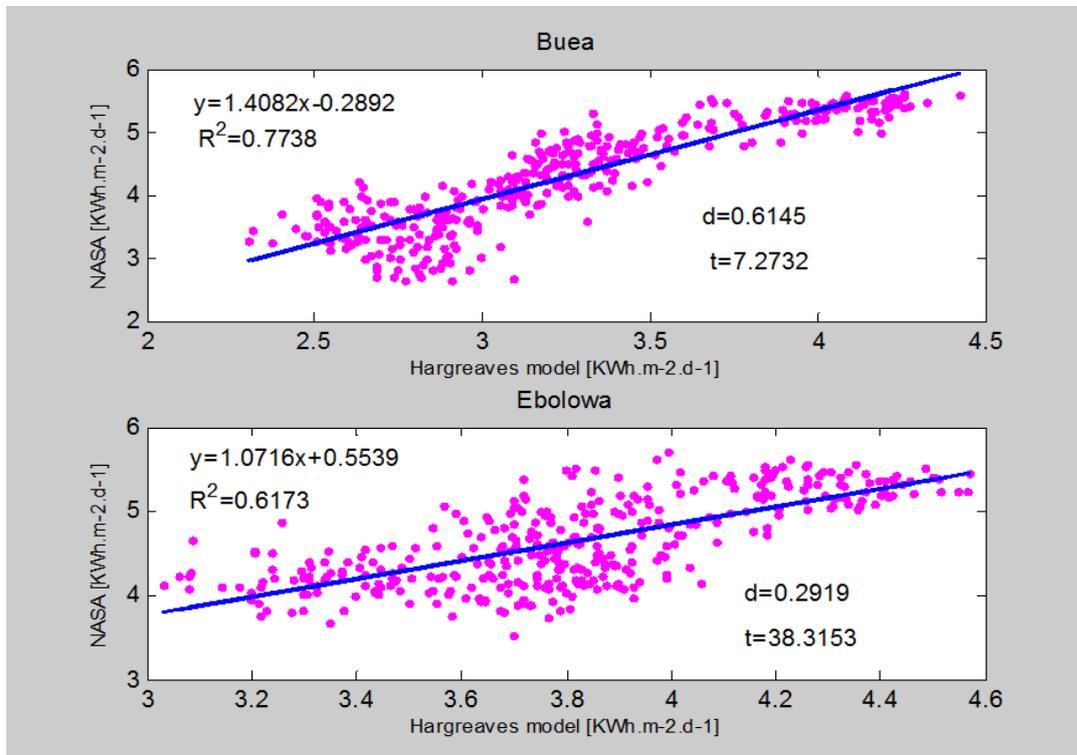
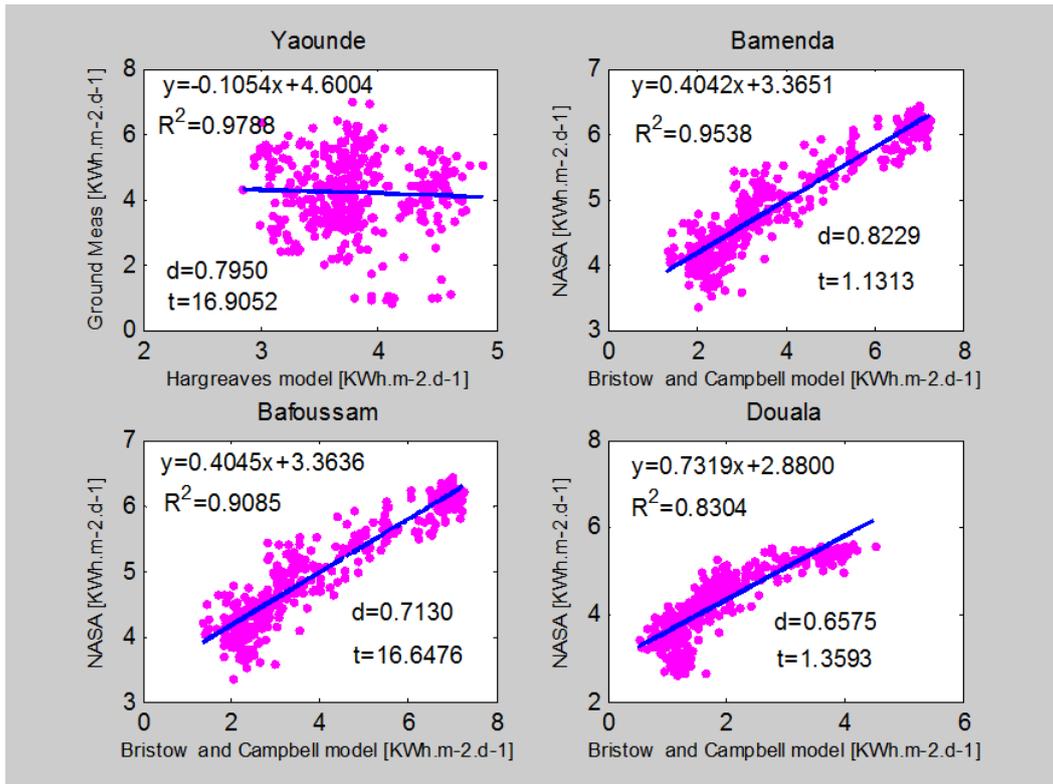




Figures 3.3: Evolution des températures le long de l'année

Selon ces figures, les mois les plus chauds sont respectivement, Mars pour les régions de l'Extrême-nord et du Nord, Avril pour la région du Sud et Février pour le reste des régions. Les mois les moins chauds sont respectivement, Janvier pour les trois régions septentrionales, Décembre pour les régions de l'Est, de l'Ouest et du Nord-ouest, Juillet pour le Centre et le Sud et Aout pour le Littoral et le Sud-ouest. La figure 3.4 ci-dessous présente les diagrammes de dispersion entre les valeurs estimées et les valeurs mesurées du rayonnement solaire global (R_s , $\text{KWh.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$) des dix régions étudiées.





Figures 3.4: Diagrammes de dispersion entre les valeurs mesurées et estimées du rayonnement solaire global

Le tableau 3.2 récapitule tous les résultats et donne la valeur du potentiel solaire de chaque région. Il indique également pour chaque région le modèle d'estimation recommandé.

Tableau 3.2: Le potentiel solaire du Cameroun

Régions (Chef-lieu)	Superficie (km ²) [Source: INS, 2013]	Modèle recommandé	Tmin (°C)	Tmax (°C)	Irradiation Min. reçue (KWh.m ⁻² .j ⁻¹)	Irradiation Max. reçue (KWh.m ⁻² .j ⁻¹)	Irr. Moy. annuelle (KWh.m ⁻² .j ⁻¹)	Potentiel solaire (x10 ⁸ GWh/an)
Ext.-Nord (Maroua)	34263	Hargreaves & Samani	20.1194 (Janv.)	36.1955 (Mars)	3.4883 (Août)	6.0266 (Février)	4.7421	0.5930
Nord (Garoua)	66090	Bristow & Campbell	20.2111 (Janv.)	35.0639 (Mars)	2.9301 (Août)	7.4602 (Janvier)	5.2948	1.2773
Adamaoua (Ngaoundéré)	63701	Bristow & Campbell	18.5648 (Janv.)	31.8026 (Fév.)	2.5824 (Août)	7.4422 (Janvier)	5.0446	1.1729
Est (Bertoua)	109002	Hargreaves & Samani	19.1112 (Déc.)	30.3796 (Fév.)	3.3830 (Sept.)	5.6020 (Janvier)	4.3157	1.7170
Centre (Yaoundé)	68953	Hargreaves & Samani	19.6657 (Juil.)	27.3069 (Fév.)	3.1529 (Sept.)	4.5759 (Janvier)	3.7863	0.9529
Nord-Ouest (Bamenda)	17300	Bristow & Campbell	18.7342 (Déc.)	29.7850 (Fév.)	1.8898 (Sept.)	7.0128 (Janvier)	3.9800	0.2513
Ouest (Bafoussam)	13892	Bristow & Campbell	18.7342 (Déc.)	29.7850 (Fév.)	1.9020 (Sept.)	7.0087 (Janvier)	3.9807	0.2018
Littoral (Douala)	20248	Bristow & Campbell	21.1080 (Août)	27.8501 (Fév.)	0.9397 (Sept.)	3.6787 (Janvier)	1.9320	0.1428
Sud-Ouest (Buea)	25410	Hargreaves & Samani	21.1080 (Août)	27.8501 (Fév.)	2.5862 (Sept.)	4.1418 (Janvier)	3.2544	0.3018
Sud (Ebolowa)	47191	Hargreaves & Samani	19.7206 (Juil.)	27.2301 (Avril)	3.3069 (Sept.)	4.3825 (Janvier)	3.8136	0.6569
Nationale	466050	//	//	//	//	//	4.0144	7.2678

Il ressort de ce tableau que le Cameroun reçoit annuellement du soleil un potentiel énergétique théorique de 7,2678x10⁸ GWh, preuve que le pays est abondamment ensoleillé.

2.2. Caractéristiques électriques d'une cellule solaire PV

Trois paramètres importants caractérisent une photopile: le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}) et le point de puissance maximum ($P_{mp} = I_{mp} \cdot V_{mp}$). Ces paramètres définissent trois points remarquables de coordonnées (0, I_{sc}), (V_{mp} , I_{mp}) et (V_{oc} , 0). Cette information est suffisante pour construire un modèle simple du module PV, mais pour un modèle plus précis, d'autres informations sont requises. La puissance délivrée par la cellule PV atteint sa valeur maximale au point (V_{mp} ; I_{mp}). Ces points remarquables aux conditions standards normalisées STC (AM=1.5; T=25 °C; S=1000 W/m²) sont présentés dans la figure 3.5.

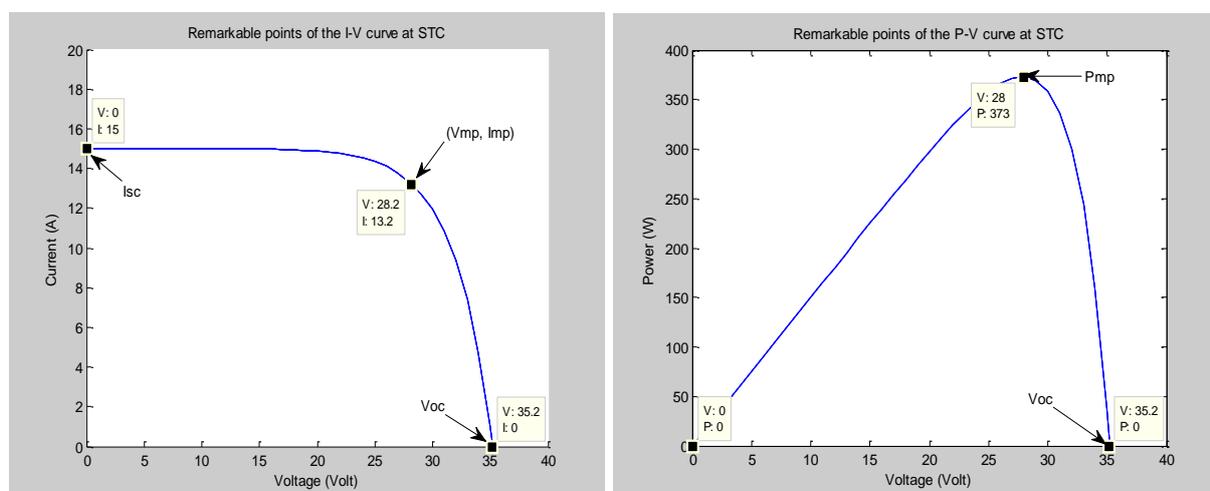


Figure 3.5: Caractéristiques I-V (gauche) et P-V (droite) indiquant les trois points remarquables aux STC

2.2.1. Influence de l'éclairement

Pour visualiser l'influence de l'éclairement sur la cellule PV, nous l'avons fait varier de 100 à 1000 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ par pas de 100 et nous avons maintenu la température constante à 25 °C. Nous avons ensuite tracé toutes les courbes dans un même graphique. La figure 3.6 présente ces courbes.

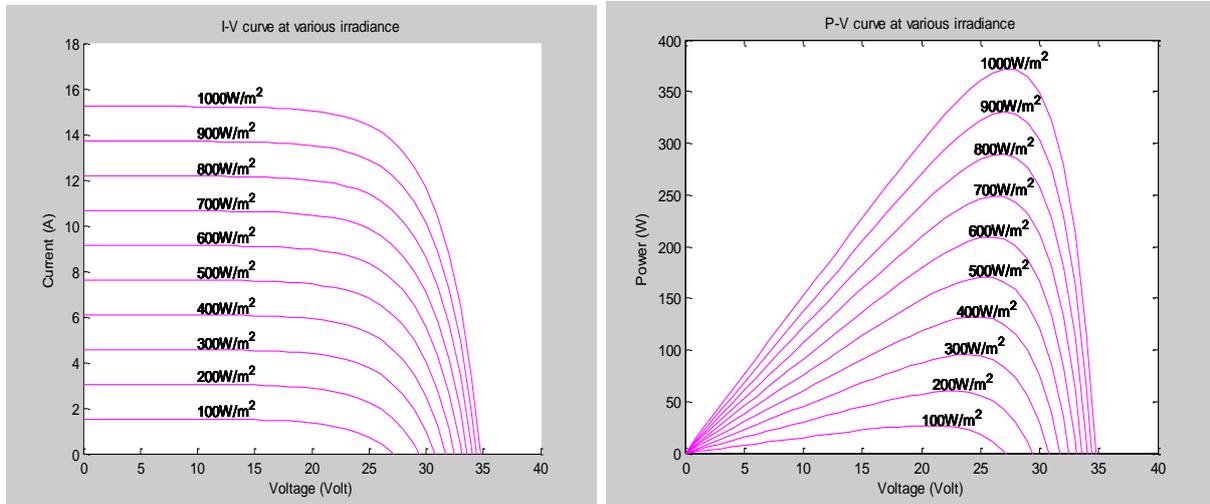


Figure 3.6: Caractéristiques I-V (à gauche) et P-V (à droite) à température constante

De ces deux graphiques, nous constatons qu'à température constante, une augmentation de l'éclairement induit celle du courant de court-circuit, de la tension en circuit ouvert et de la puissance de sortie de la cellule. Mais, l'augmentation du courant de court-circuit et de la puissance de sortie est beaucoup plus importante que celle de la tension de circuit ouvert. La raison en est que la tension en circuit ouvert (V_{oc}) est une fonction logarithmique de l'éclairement alors que le courant de court-circuit (I_{sc}) est une fonction linéaire de cet éclairement (équations 2.22 & 2.37 du chapitre 2) [2].

2.2.2. Influence de la température

Ici, l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m^2 alors que la température varie de 0 à 100 °C par pas de 25. La figure 3.7 présente les graphiques obtenus.

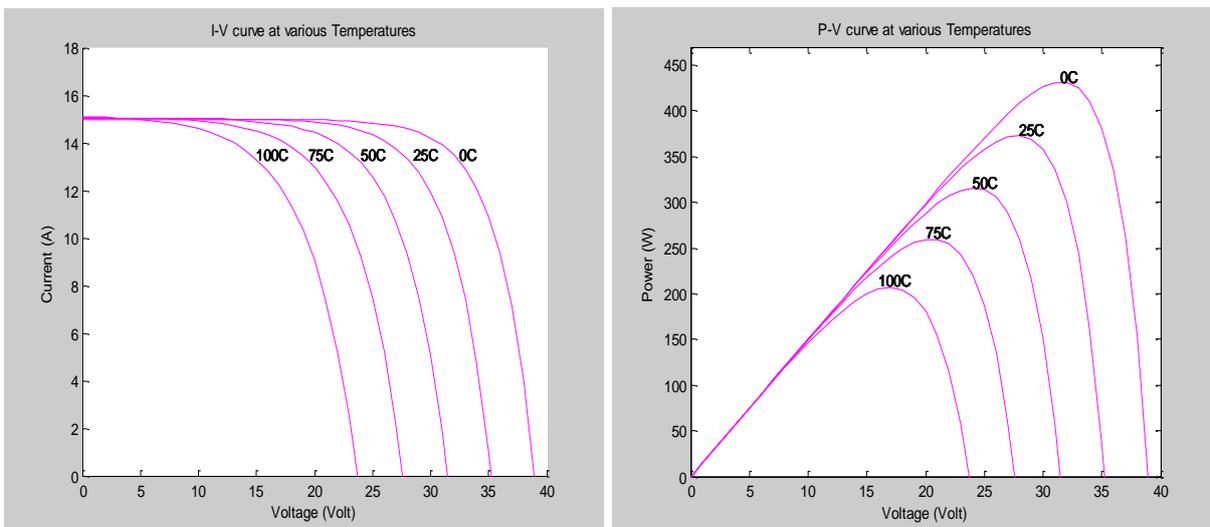


Figure 3.7: Caractéristiques I-V (gauche) et P-V (droite) à éclairement constant

Contrairement à l'éclairement, l'augmentation de la température de la cellule PV a un impact plutôt négatif sur sa productivité. Comme on le voit sur la figure 3.7, la montée en température s'accompagne de la chute de la tension en circuit ouvert. On observe également une chute importante de la puissance de sortie de la cellule (voir caractéristique P-V). En effet, l'augmentation de la température de la cellule entraîne une augmentation du band gap du matériau et donc plus d'énergie est nécessaire pour franchir cette barrière. Ceci a pour conséquence de réduire le rendement de la cellule [3, 4, 5]. Ces phénomènes montrent clairement que les caractéristiques de sortie d'une cellule/module PV sont non linéaires et sont fortement influencées par les paramètres climatiques, en particulier le rayonnement solaire et la température.

3. L'hydroélectricité

3.1. Le potentiel hydroélectrique de la rivière Nchi

Les tableaux et graphiques ci-dessous présentent les valeurs moyennes du débit mesuré et estimé.

Tableau 3.3: Moyennes mensuelles des débits mesurés par la méthode des flotteurs

Mois	Avr. 2014	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sept.	Oct.	Nov.	Déc. 2014	Jan. 2015	Fév. 2015	Mars 2015
Débit (m ³ /s)	1,42	1,67	2,61	3,05	6,85	6,42	10,47	17,88	19,96	27,59	32,70	34,71

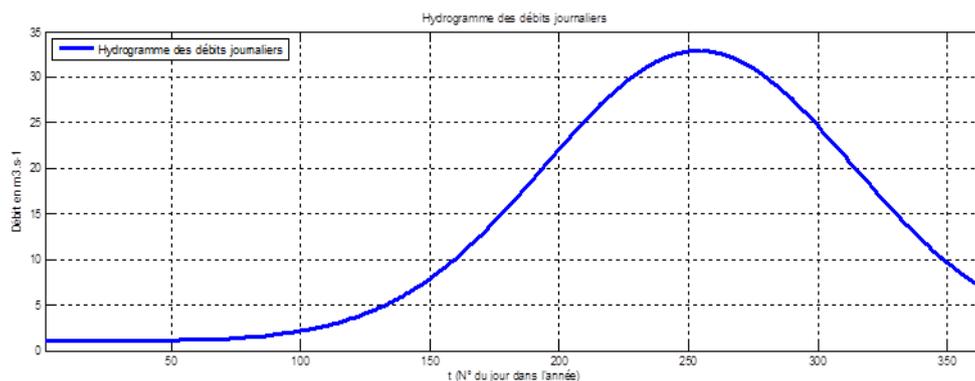


Figure 3.8: Courbe de débit journalier modélisée par une Gaussienne

La figure 3.9 ci-dessous montre la comparaison entre les débits mesurés et estimés.

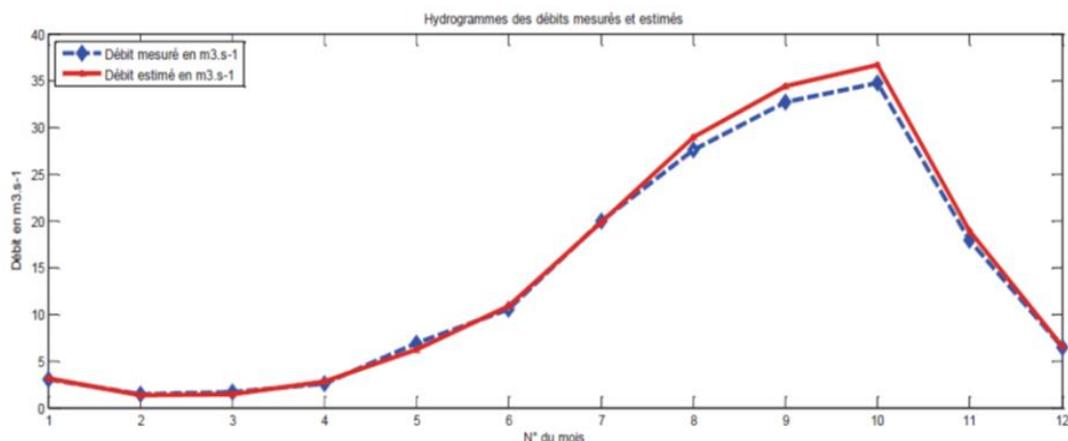


Figure 3.9: Hydrogramme des débits mesurés et estimés

On note une similitude entre les deux courbes, excepté la saison des pluies (Août-Novembre) où le niveau élevé de l'eau dans la rivière n'a pas permis de faire les mesures avec une bonne précision. La figure 3.10 présente la courbe des débits classés de ce cours d'eau.

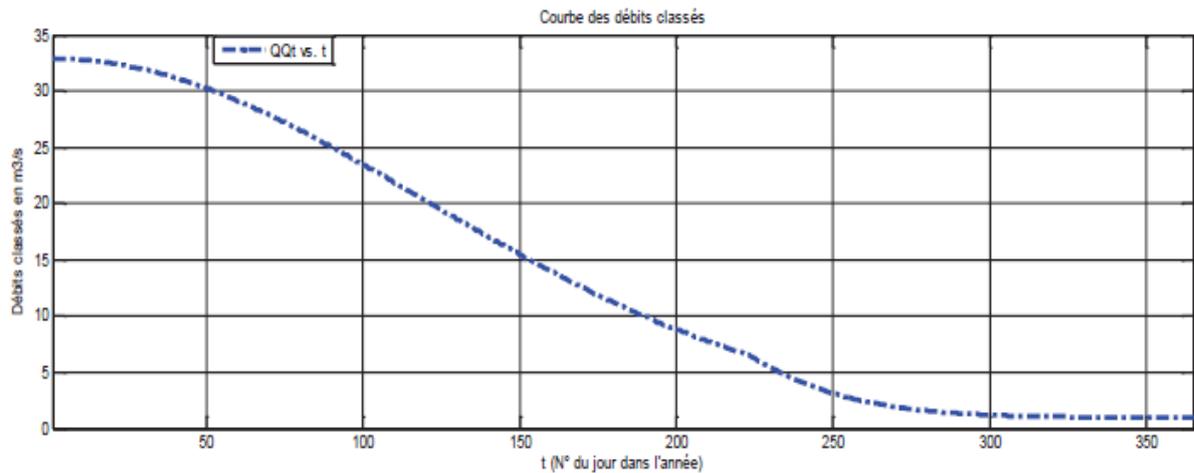


Figure 3.10: Courbe des débits classés de la rivière Nchi

Comme le montre la figure 3.11, les valeurs estimées des débits sont une fonction linéaire des valeurs mesurées. Le coefficient de corrélation vaut $R = 0.9998$ (proche de 1), ce qui indique une bonne corrélation entre les mesures et les estimations. D'autres critères appliqués à ces valeurs donnent également des résultats satisfaisants, par exemple le biais relatif est de 3,4522%. Cette valeur positive indique une sous-estimation du modèle par rapport aux mesures, ce qui est justifié par l'absence de précision des mesures pendant la période des hautes eaux (environ quatre mois de l'année). La NASH est de 0,9942, acceptable car supérieure à 0,7 et proche de la valeur optimale qui vaut 1, ce qui signifie que la proportion de la variance est expliquée par les débits estimés.

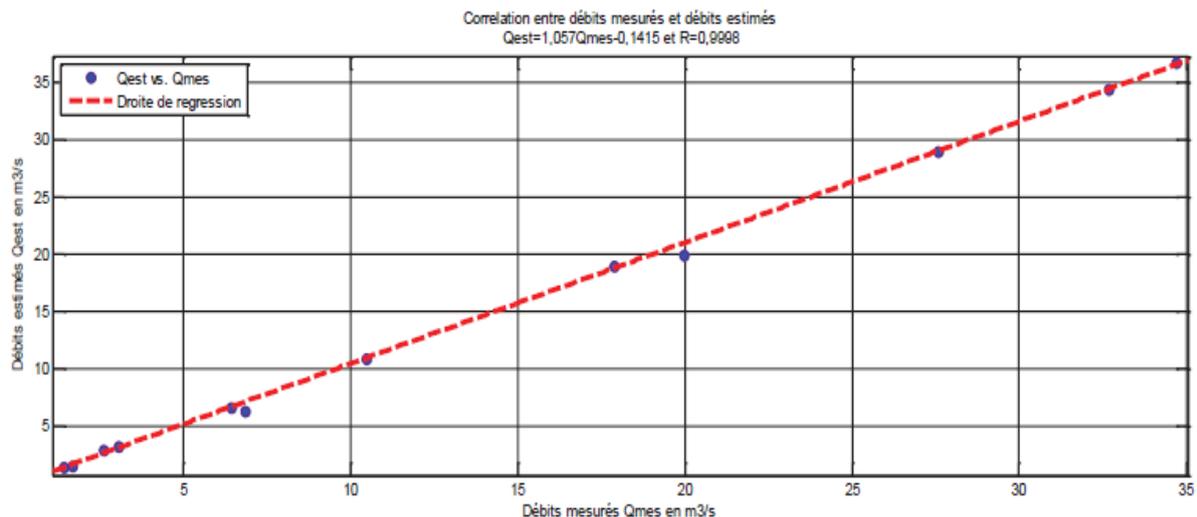


Figure 3.11: Corrélation entre les débits mesurés et estimés

La puissance minimale disponible pour cette rivière est de 22,6 kW. Le productible annuel minimum pour une disponibilité de la ressource de 75% est de 81,615 MWh/an, ce qui est largement suffisant pour couvrir les besoins énergétiques des populations de cette localité estimées à 300 habitants; étant donné que la consommation annuelle d'électricité par habitant au Cameroun a été estimée en 2012 à 262 KWh.

3.2. Inventaire des sites équipables et potentiel hydroélectrique du Cameroun

L'estimation du potentiel d'un site hydroélectrique est une tâche assez ardue. C'est un travail de terrain qui nécessite des compétences variées et des investissements énormes en temps et en ressources humaines, matérielles et financières. Dans l'impossibilité de mener les études et enquêtes de terrain à l'échelle nationale, l'inventaire du potentiel hydro présenté dans ce travail s'est fait sur la base des études et autres documents officiels existants. L'analyse de ces informations nous a permis d'identifier de nombreux sites favorables au développement de centrales hydroélectriques. Le résultat détaillé dans le tableau 3.4 [6-8] a permis d'obtenir un potentiel garanti de 71,435 TWh pour une puissance garantie de 7942 MW. Ce tableau contient 101 sites potentiels soit 20 sites exploitables en petites centrales (puissance garantie inférieure à 10 MW) totalisant une puissance garantie de 130 MW et un productible garanti de 1139 GWh. Concernant les microcentrales, les tableaux 3.5 [6-8] et 3.6 [9] identifient respectivement 74 et 34 soit un total de 108 sites potentiels. Toutes centrales confondues, nous obtenons une puissance garantie d'environ 7946 MW pour un productible garanti de 71,5 TWh.

Tableau 3.4: Inventaire des sites hydroélectriques identifiés et potentiel

N°	Désignation	Fleuve	Bassin versant (Km ²)	Longitud e-Est	Latitude -Nord	Apports moyens (×10 ⁶ m ³)	Cote amont (m)	Cote aval (m)	Productible garanti (GWh)	Puissance garantie (MW)
1	Grand Nachtigal	Sanaga	75270	11,72	4,3958	33770	510	420	2760	105
2	NachtigalAmont	Sanaga	75270	11,72	4,3958	33770	506	466	1227	140
3	Nachtigal Aval	Sanaga	76000	11,63	4,35	34060	450	420	928	106
4	Kikot Aval	Sanaga	124400	11,025	4,1638	59060	350	300	2681	306
5	Ngodi	Sanaga	126900	10,7416	4,0638	60860	300	255	2487	284
6	Eweng (petit projet)	Sanaga	127900	10,6472	4,0708	61500	255	227	1564	179
7	Eweng (grand projet)	Sanaga	129500	10,6472	4,0708	61500	300	227	4077	465
8	Songmbengue	Sanaga	129800	10,5527	4,0375	62280	227	146	4581	523
9	Song Loulou rive droite	Sanaga	131100	10,4638	4,0708	62440	146	104	2381	272
10	Song Dong	Sanaga	131400	10,325	3,9	63120	104	80	1376	157
11	Edea amont	Sanaga	131400	10,175	3,85	63290	75	35	2299	262
12	Grand Edea	Sanaga	131400	10,175	3,85	63290	75	10	3736	426
13	Mayo Taram à Nyagou	Aff. du Mbam	825	11,9167	6,5583	710	1100	925	113	13
14	Mayo Darlé à Kom	Aff. du Mbam	780	11,8583	6,4833	670	1010	910	61	7
15	Mayo Djinga	Aff. du Mbam	610	11,925	6,2667	480	860	760	44	5
16	Kim à Boubala	Aff. du Mbam	2490	11,9167	5,7	2100	850	815	67	8
17	Kim à Mankom	Aff. du Mbam	5600	11,5833	5,7167	4600	765	721	184	21
18	Kim à Mendoudou	Aff. du Mbam	5900	11,4	5,7	4800	720	675	196	22
19	Mbam amont	Mbam	5800	12,0083	6,6	3780	900	735	566	65
20	Mantoum	Mbam	14700	11,2389	5,7264	10310	690	660	281	32
21	Nyanzom	Mbam	25200	11,2667	5,1389	14190	650	572	1005	115
22	Bayomen	Mbam	35000	11,1042	4,9083	20180	560	480	1466	167
23	Nloatchok	Mbam	35200	11,2069	4,8083	20280	480	450	552	63
24	Lable	Mbam	35300	11,2805	4,7889	20340	450	425	462	53
25	Bilomo	Mbam	42250	11,3917	4,5889	22480	425	390	714	82
26	Bangangté amont	Noun	5460	10,6167	5,2472	3750	1000	920	272	31
27	Bangangté aval	Noun	6400	10,7	5,175	4290	920	823	378	43
28	Noun-Wouri	Noun	7025	10,8264	5,0806	4495	823	217	2474	282
29	Mbakaou	Djerem	20200	12,8	6,3042	12220	846	760	954	109
30	Aval Mapo	Djerem	23100	12,875	5,975	13200	800	749	611	70
31	Chute du Lom	Lom et aff.	6700	12,7	5,8667	3370	1000	855	444	51
32	Ch. Du Mbam	Lom et aff.	2380	14,025	5,7833	1300	860	400	543	62
33	Mba aval	Lom et aff.	2480	14,0833	5,775	1350	715	400	386	44
34	Ch. De la Mari	Lom et aff.	650	14,1167	5,6583	325	860	30	245	28
35	Mpoume	Nyong	20300	11,0083	3,4667	7920	632	571	439	50
36	Maka'	Nyong	20700	10,9611	3,5167	8120	571	485	634	72
37	Mou'la-Mogue	Nyong	20800	10,8917	3,5	8170	482	268	1588	181
38	Njock	Nyong	21460	10,7833	3,5708	8500	268	180	679	78
39	Bodi	Nyong	21600	10,7028	3,5653	8560	180	120	466	53
40	Song Mbong	Nyong	22460	10,5181	3,475	9150	120	77	357	41
41	Kelempeck	Nyong	22920	10,3333	3,55	9500	77	48	250	29
42	Dehane	Nyong	26900	10,1125	3,5611	13360	48	5	522	60
43	Kelle(af.Nyong)	Nyong	1730	10,55	3,775	790	160	110	36	4
44	Ntem à Maan	Ntem	25640	10,6333	2,3167	13745	520	450	874	100

45	Ntem à Akom	Ntem	25930	10,4833	2,4167	13900	450	405	568	65
46	Ntem à Memve Ele	Ntem	28300	10,3667	2,4	15600	405	350	779	89
47	Gorges Ntem	Ntem	28560	10,25	2,275	15770	385	145	3437	392
48	Ntem coude	Ntem	28600	10,2	2,1667	15800	320	150	2439	278
49	Bongola amont	Ntem	28650	10,125	2,25	15820	150	80	1006	115
50	Bongola Bitande	Ntem	29100	10,0167	2,2833	16060	80	15	948	108
51	Ekoum	Nkam	2400	10,0333	5,0667	2480	540	410	293	33
52	Bekem	Nkam	2600	10,0667	5	2710	410	380	74	8
53	Makouk	Nkam	2800	10,1083	4,95	3000	308	227	221	25
54	Tombassala	Nkam	3290	10,1667	4,7333	3530	210	81	414	47
55	Ndokban	Makombe	750	10,3167	4,8	820	250	163	65	7
56	Ndem	Makombe	3112	10,3667	4,5667	3500	155	99	178	20
57	Mounkounda	Wouri	7900	10,0917	4,475	9440	81	28	454	52
58	Yabassi	Wouri	8250	9,98	4,375	9860	81	8	654	75
59	Bambele	Mungo	310	9,25	4,6	600	200	150	27	3
60	Chute de Buba	Mungo	1450	9,5667	4,6167	2300	60	22	79	9
61	Mak Mo	Manyu	500	9,75	5,6333	1260	200	150	57	7
62	Tinto-Mbu	Manyu	2100	9,6	5,6	4600	450	100	1462	167
63	Mamfe	Manyu	6820	9,3333	5,75	15830	120	45	1078	123
64	Nsanakang	Manyu	14200	8,9667	5,8833	28900	41	27	367	42
65	Bajo	Munaya-Sud	1300	9,15	5,35	2000	160	115	82	9
66	Pont d' Akwen	Munaya-Sud	3150	9,0611	5,75	4195	85	41	168	19
67	Kumbi	Katsina	2300	10,3333	6,65	2900	800	640	421	48
68	Banja	Katsina	2700	10,2833	6,625	3350	640	440	608	69
69	Batari	Katsina	3350	10,2083	6,75	4015	440	392	175	20
70	Kwaf	Katsina	3600	10,1	6,8	4320	392	190	792	90
71	Edjong	Katsina	4000	9,9667	6,8167	4800	190	172	78	9
72	Atoufi	Metchem	2265	10,0167	6,3	3050	600	507	258	29
73	Benade	Metchem	2655	9,85	6,4833	3520	420	385	112	13
74	Kekekumo	Metchem	3065	9,7833	6,5917	3990	360	265	344	39
75	Ch. De l'Oudou	Oudou	1070	14,2667	5,1	350	780	635	46	5
76	Mbengue Tiko	Kadei	3640	14,4833	5,0583	1720	800	761	61	7
77	Chute Bodem	Kadei	3740	14,4333	4,9833	1770	761	723	61	7
78	Gogazi	Kadei	3790	14,4083	5,9667	1794	750	720	49	6
79	Colomines	Kadei	3820	14,4667	4,9667	1810	723	675	79	9
80	Gambari	Kadei	3840	14,35	4,9583	1818	675	650	41	5
81	Zokoumambele	Kadei	4080	14,3333	4,9333	1930	675	640	61	7
82	Bangue	Boumba	15230	15,0917	2,9583	4800	455	425	131	15
83	Yenga	Boumba	26150	15,1	2,2833	8660	420	360	472	54
84	Moloundou amont	Boumba	27000	15,1417	2,125	8940	360	347	106	12
85	Moloundou aval	Boumba	27050	15,1667	2,0833	8960	360	343	138	16
86	Rapides de Mezam	Dja	15400	12,8917	2,875	6270	580	520	342	39
87	Zoulabot	Dja	23900	13,95	2,8833	9320	540	517	195	22
88	Ngo'la	Dja	25150	14,1	2,7831	10100	520	470	459	52
89	Chute de Nki	Dja	31550	14,4667	2,35	11150	460	355	1063	121
90	Mandourou	Faro	3920	13,1417	7,45	2450	915	800	256	29
91	Von	Faro	4670	13,175	7,5333	2800	780	640	356	41
92	Fo	Faro	6510	13,2583	7,6833	3900	640	550	319	36
93	Mbinjal	Faro	7110	13,3	7,8167	4250	550	460	347	40
94	Chute de Wara	Vina nord aff.	1390	13,8833	7,5	880	1040	817	178	20
95	Vogzom	Vina nord aff.	6380	14,8083	7,725	3430	580	517	196	22
96	Nga' (Ligara)	Vina nord aff.	885	15,0333	7,5167	360	675	578	32	4
97	Bakari Bata	Mbere-Ngou	2170	14,6333	6,9333	1300	860	740	142	16
98	Djohong	Mbere-Ngou	2270	14,6083	6,8583	1360	740	670	86	10
99	Gbabiri	Mbere-Ngou	1060	15,0833	7,0667	640	1005	604	233	27
100	Ch.de Lanren	Mbere-Ngou	2150	15,1383	7,0583	1200	980	660	349	40
101	Djam Tari	Mayo Nlouti	1690	12,2667	7,7083	1060	480	440	39	4
Total									71435	7942

«Ch.» signifie «chute» et «aff.» signifie «affluent.»

Tableau 3.5: Localisation des sites exploitables en micro-centrales

N°	Désignation	Région	Département	Arrondissement	Cours d'eau	Source	Longitud e_Est	Latitude _Nord	Chu te (m)
1	Bakoven	Ouest	Haut Nkam	Bafang	Ngoum	MINMEE (BIGS)	10,2	5,2458	12
2	Mandja 1	Ouest	Noun	Koutaba		MINMEE (BIGS)	10,7972	5,6152	15
3	Mandja 2	Ouest	Noun	Koutaba		MINMEE (BIGS)	10,7972	5,6152	40
4	Mancha	Ouest	Noun	Massangam		MINMEE (BIGS)	10,8819	5,5528	10
5	Ndjingha	Ouest	Mifi	Bafoussam		MINMEE (BIGS)	10,4889	5,4833	
6	Mbaka	Centre	Nyong et Mfoumou	Akonolinga		MINMEE (BIGS)	12,225	3,925	
7	Nkongoa	Centre	Mefou et Afamba	Mfou		MINMEE (BIGS)	11,3417	3,5806	

8	Goyoum	Est	Lom et Djerem	Belabo		MINMEE (BIGS)	13,3833	5,2	
9	Gouna	Est	Kadey	Ndélélé		MINMEE (BIGS)	15,15	4,05	
10	Mouanguel	Littoral	Mungo	Melong		MINMEE (BIGS)	9,8294	5,1	
11	Mbabalang	N-Ouest	Ngo Ketunja	Ndop		MINMEE (BIGS)	10,5375	5,8972	
12	Abang Minko 1	Sud	Vallée du Ntem	Ambam		MINMEE (BIGS)	11,2667	2,325	4
13	Abang Minko 2	Sud	Vallée du Ntem	Ambam		MINMEE (BIGS)	11,2667	2,325	6
14	Nsana	Sud	Fako	Olamze		MINMEE (BIGS)	11,25	2,2667	
15	Dibanda Mile14	S-Ouest	Fako	Mutenguene		MINMEE (BIGS)	9,18	4,1167	15
16	Mabeta	S-Ouest	Fako	Limbe		MINMEE (BIGS)	9,2878	3,9869	
17	Malende	S-Ouest	Fako	Muyuka		MINMEE (BIGS)	9,4361	4,3433	
18	Goumbela 1	Adamaoua	Mbéré	Meiganga		MINMEE (BIGS)	14,2	6,675	10
19	Goumbela 2	Adamaoua	Mbéré	Meiganga		MINMEE (BIGS)	14,2	6,675	13
20	Garga	Adamaoua	Mbéré	Meiganga		MINMEE (BIGS)	14,2	6,725	30
21	Meidoukou	Adamaoua	Mbéré	Meiganga		MINMEE (BIGS)	14,2167	6,4167	
22	Mekin	Sud	Dja et Lobo	Meyonmessala	Nki	MINMEE(juin2000)	12,4056	3,2583	
23	Djoum	Sud	Dja et Lobo	Djoum	Wo'o	MINMEE(juin2000)	12,6833	2,6667	
24	Mintom	Sud	Dja et Lobo	Mintom	Dja	MINMEE(juin2000)	15,0056	3,4278	
25	Olamze	Sud	Vallée du Ntem	Olamze	Woro	MINMEE(juin2000)	11,0917	2,2083	
26	Oveng	Sud	Dja et Lobo	Oveng	Wo'o	MINMEE(juin2000)	12,2611	2,4167	
27	Bipindi	Sud	Océan	Bipindi	Lokoundje	MINMEE(juin2000)	10,4	3,075	
28	Lolodorf 1	Sud	Océan	Lolodorf	Lokoundje	MINMEE (1983)	10,725	3,2333	2
29	Lolodorf 2	Sud	Océan	Lolodorf	Lokoundje	MINMEE (1983)	10,725	3,2333	6
30	Moungué	Sud	Océan	Lolodorf	Moungué	MINMEE (1983)	10,725	3,2333	6
31	Mbilingui	Sud	Océan	Lolodorf		MINMEE (1983)			20
32	Bidjouka	Sud	Océan	Lolodorf	Leptchop	MINMEE (1983)			40
33	Ebonji (rapides)	S-Ouest	Koupé Manengoumba	Tombel	Mungo	AD	9,5833	4,7167	
34	Mudemba (à 5 km)	S-Ouest	Ndian	Mudemba	Ndian	MINMEE(juin2000)	8,8789	4,95	
35	Chute du Ba'	S-Ouest	Mémé		Mémé	IRD	9,1167	4,4833	17
36	Chute de Ouvé	S-Ouest	Mémé		Ouvé	IRD	9,3333	4,9833	51
37	Womé	S-Ouest	Fako		Mungo	IRD	9,5167	4,1667	50
38	Ch. de Manyu	S-Ouest	Manyu		Manyu	IRD	9,55	5,6833	
39	Chute d'Ossing	S-Ouest	Manyu		Bari	IRD	9,3	5,6333	
40	Ch. de Kembong	S-Ouest	Manyu			IRD	9,2833	5,6	
41	Ch. de Nchang	S-Ouest	Manyu		Barak	IRD	9,2833	5,7	
42	Sandjé	S-Ouest	Mémé		Sandjé	IRD	9,0833	4,25	
43	Ombé	S-Ouest	Fako		Ombé	IRD	9,2667	4,0833	
44	Ngambé-Tikar	Centre	Mbam et Kim	Ngambé-Tikar	Kim	MINMEE(juin2000)	11,5472	5,9472	
45	Mbangassina	Centre	Mbam et Kim	Mbangassina	Eronokoto	AD	11,5611	4,5611	
46	Deuk	Centre	Mbam & Inoubou	Deuk	Guetchung	AD	11,2611	4,9333	
47	Ngoro	Centre	Mbam et Kim	Ngoro	Ngoro	AD	11,3939	4,9578	
48	Boalondo	Centre	Mbam & Inoubou	Bokito	Nonab	AD	11,22	4,3933	
49	Minta	Centre	Haute-Sanaga	Minta	Minta	AD	12,8333	4,5667	
50	Mezam	N-Ouest	Mezam			IRD			
51	Mbengwi	N-Ouest	Momo	Mbengwi		IRD			
52	Atoufi	N-Ouest	Menchum	Menchum Valley		IRD	10,0167	6,2667	
53	Tang-Njab	N-Ouest			Maroh	MINMEE(juin2000)			
54	Chup-Lansen	N-Ouest	Donga-Mantung		Mbim	MINMEE(juin2000)	10,6611	6,4889	
55	Ntumbaw	N-Ouest	Donga-Mantung	Ndu	Ma-Ntumbaw	MINMEE(juin2000)			
56	Taku	N-Ouest	Donga-Mantung	Ndu	Mbih	MINMEE(juin2000)	10,725	6,4264	
57	Ngwei	Littoral	Sanaga Maritime	Pouma	Ngwei	MINMEE(juin2000)	10,4747	3,8453	
58	Yingui	Littoral	Nkam	Yingui	Yingui	MINMEE(juin2000)	10,2917	4,5264	
59	Bélel	Adamaoua	Vina	Bélel	Koudini	MINMEE(juin2000)	14,4444	7,0444	
60	Bankim	Adamaoua	Mayo Banyo	Bankim		MINMEE(juin2000)	11,4889	6,0819	
61	Mayo Darlé	Adamaoua	Mayo Banyo	Banyo	Mayo Darlé	MINMEE(juin2000)	11,5167	6,55	
62	Gandoua	Adamaoua	Mayo Banyo	Banyo	MayoBanyo	MINMEE(juin2000)	11,6833	6,9167	
63	Ch. du Djerem	Adamaoua	Djerem	Tibaté	Djerem	AD	12,7833	6,2667	
64	Mayo Baléo	Adamaoua	Faro et Deo	Mayo Baléo	Mayo Baléo	AD	12,3278	7,6611	
65	Galim	Adamaoua	Faro et Deo	Galim-Tignere	Mo Djoya	AD	12,4777	7,1	
66	Banyo	Adamaoua	Mayo Banyo	Banyo	Mayo Wouroum	AD	11,8	6,7333	
67	Djohon	Adamaoua	Mbéré	Djohon	Ngou	AD	14,7	6,8333	
68	Moloundou	Est	Boumba&Ngoko	Moloundou	Boumba	MINMEE(juin2000)	15,2167	2,0417	
69	Yokadouma	Est	Boumba&Ngoko	Yokadouma	Ndjewe	MINMEE(juin2000)	15,05	3,5167	
70	Ketté	Est	Kadey	Ketté	Kadey	MINMEE(juin2000)	14,55	4,8833	
71	Ngoyla	Est	Haut-Nyong	Ngoyla	Dja	MINMEE(juin2000)	14,025	2,625	
72	Fotsemlessing	Ouest	Menoua	Dschang	Nkoula ou Mezoun	AD	10,05	5,35	
73	Bandeng	Ouest	Mifi	Bafoussam	Mifi(cascade)	AD	10,3611	5,5792	
74	Akwaya	Sud-Ouest	Sud-Ouest	Manyu	Ma'n	MINMEE(juin2000)	9,5211	6,3781	

« AD » signifie « à déterminer »

Tableau 3.6: Sites exploitables en micro-centrales dans la région de l'Ouest

N°	Département	Village	Quartier	Cours d'eau	Chute (m)	Débit (l/s)	Puissance garantie (W)	Productible garantie (Wh)
1	Bamboutos	Balatchi	/	/	/	/	/	/
2	Haut-Kam	Baboutcheu	/	/	/	/	/	/
3	Haut-Kam	Choungou	/	/	14	50	6867	60154920
4	Haut-Kam	Bakoven	Meka	Ngoum	5	180	8829	77342040
5	Menoua	Fongo-Tongo	/	/	/	/	/	/
6	Menoua	Batoula-Folemo	/	/	15	15	2207,25	19335510
7	Menoua	Fomoepa	/	/	20	50	9810	85935600
8	Menoua	Baloum	/	/	10	/	/	/
9	Menoua	Baloum	/	/	40	/	/	/
10	Menoua	Tsoteng	/	/	16	15	2354,4	20624544
11	Menoua	Fotsetsa	/	/	15	45	6621,75	58006530
12	Menoua	Fotsa-Toula	/	/	/	/	/	/
13	Menoua	Fokoué	/	/	18	20	3531,6	30936816
14	Menoua	Fongo-Tongo	Apouh	Mami water	110	50	53955	4,73E+08
15	Menoua	Fongo-Tongo	Toutchouet	Toussa	50	60	29430	2,58E+08
16	Menoua	Fongo-Tongo	Allo	Talla	96	150	141264	1,24E+09
17	Menoua	Fongo-Tongo	Lefok	Sentse	15	120	17658	1,55E+08
18	Menoua	Fongo-Tongo	Fossong	Folepe	70	700	480690	4,21E+09
19	Menoua	Fongo-Tongo	Yaguem	Folefok	12	800	94176	8,25E+08
20	Menoua	Fongo-Tongo	Loung	Matsoung	84	950	782838	6,86E+09
21	Menoua	Foto	Tsinkop	Lepéh	24	280	65923,2	5,77E+08
22	Menoua	Foto	Tsinkop	Setsa	11	40	4316,4	37811664
23	Menoua	Bafou Sud	Balefok	Tsifokamezo	105	800	824040	7,22E+09
24	Menoua	Bafou Nord	Mintsi	Mintsi	5	80	3924	34374240
25	Menoua	Foréké	Minwong	Minwong	16	120	18835,2	1,65E+08
26	Mifi	Baleng	Lafe	/	/	/	/	/
27	Mifi	Lewoh	/	/	40	500	196200	1,72E+09
28	Mifi	Bamougoum	/	/	12	150	17658	1,55E+08
29	Mifi	Baleng	Nefolom	Manema	20	400	78480	6,87E+08
30	Mifi	Baleng	Sinte	Sinte	100	10	9810	85935600
31	Mifi	Baleng	Famtchouet	Megnekie	38	300	111834	9,8E+08
32	Mifi	Badeng	Todeng	Tsedeng	8	400	31392	2,75E+08
33	Mifi	Bamougoum	Metchié	Metchié	12	750	88290	7,73E+08
34	Noun	Manja	/	/	50	1000	490500	4,3E+09
Total							3,58 MW	31,4 GWh

Le tableau 3.7 résume les tableaux 3.4-3.6 et donne la répartition géographique des sites équipables du pays. Sont regroupés en un seul site, les aménagements sur le fleuve Sanaga.

Tableau 3.7: Répartition géographique des sites hydroélectriques du Cameroun

Région	Micro centrales	Centrales	Total
Adamaoua	13	12	25
Centre	8	22	30
Est	6	6	12
Littoral	3	11	14
Nord	0	4	4
Nord-Ouest	8	6	14
Ouest	41	6	47
Sud	14	8	22
Sud-Ouest	15	6	21
Total	108	81	189

Comme le montre ce tableau, la répartition des sites par région est assez équilibrée dans le réseau interconnecté Sud. Dans le réseau interconnecté Nord, l'Extrême-Nord ne présente pas de possibilités de développement de sites hydroélectriques alors que la région du Nord dispose de 4 sites exploitables, et l'Adamaoua plus d'une vingtaine. Il faut cependant noter que cette évaluation est partielle et demande à être complétée parce qu'elle ne prend pas en compte les petites rivières, pourtant très nombreuses. Des enquêtes plus poussées permettraient ainsi d'obtenir un nombre encore plus intéressant de sites équipables en micro et pico-centrales.

3.3. Analyse multicritères pour la sélection d'une pico-turbine de faible chute

Pour l'analyse quantitative, le rendement et le débit nécessaires à la production de 1,3 kW sont calculés à partir des équations développées à la section III.2 du chapitre 2. Connaissant le débit volumique, on peut calculer le volume de chaque type d'équipement. Les résultats de l'analyse sont présentés à la figure 3.12 pour la densité de puissance et la figure 3.13 pour le rendement. Chaque turbine est évaluée en fonction du système de notation de l'Annexe A et une note entre 1 et 5 lui est attribuée. Tous les critères (quantitatifs et qualitatifs) sont ensuite combinés à l'aide d'une moyenne pondérée. Le détail des pondérations se trouve dans le tableau 2.8 du chapitre 2. La moyenne pondérée pour chaque modèle de turbine est représentée à la figure 3.14. La répartition des notes de la Figure 3.15 peut être utilisée pour identifier les forces et faiblesses de chaque type de turbine. Dans cet exemple, il est évident que le Turgo simple-jet a une faible densité de puissance (critère de portabilité), mais présente une forte valeur dans tous les autres critères par rapport aux turbines à réaction.

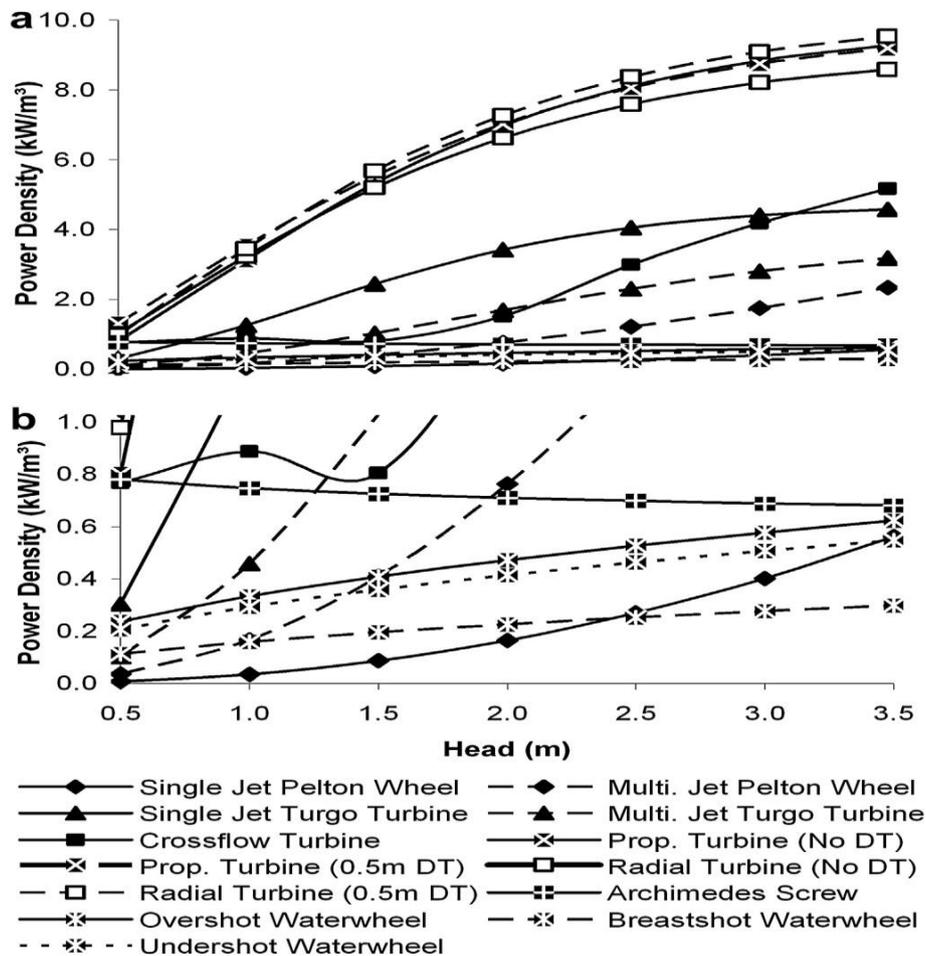


Figure 3.12: Evolution de la densité de puissance en fonction de la hauteur de chute
'DT' = Draft Tube. a) Densité de puissance en grandeur nature b) Zoom de (a) à faible densité de puissance

La Figure 3.12 montre que les turbines à réaction ont une forte densité de puissance. Au fur et à mesure que la hauteur de chute augmente, la densité de puissance des turbines à impulsion et des roues hydrauliques augmente, tandis que celle de la vis d'Archimède diminue. La solution classique d'ajouter plusieurs jets aux turbines Pelton et Turgo aux faibles chutes est pénalisée en terme de densité de puissance, car le travail supplémentaire nécessaire pour alimenter les jets augmente considérablement en volume. Pour la Pelton multi-jet, la densité de puissance est encore nettement supérieure à celle du simple jet car cela nécessite un jet de

grand diamètre et donc une très grande roue. Le rendement des turbines à impulsion simple-jet est supérieur à toutes les autres turbines, comme le montre la figure 3.13. Au fur et à mesure que la hauteur de chute augmente, la vitesse des turbines à impulsion augmente évitant ainsi l'usage d'un multiplicateur de vitesses, ce qui augmente davantage le rendement global du système.

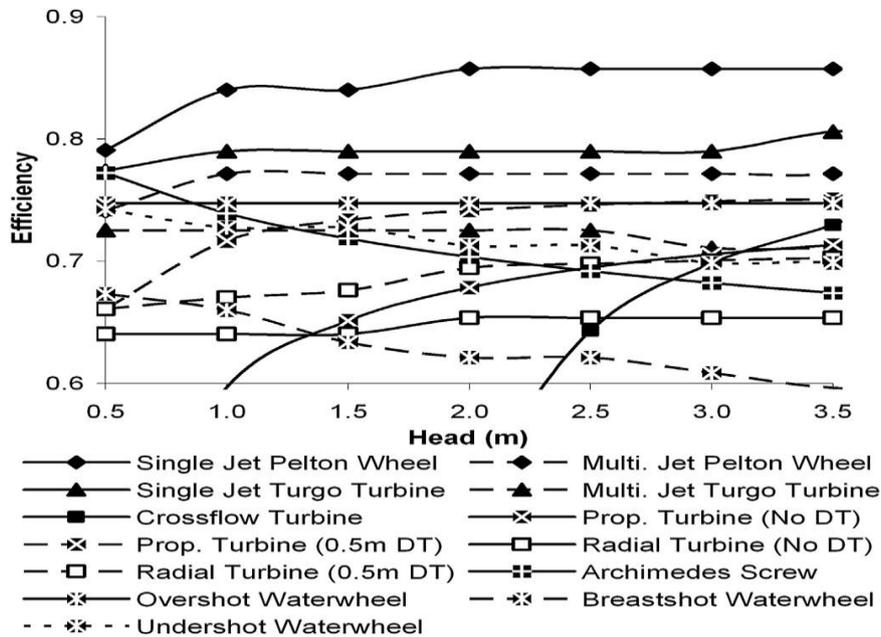


Figure 3.13: Evolution du rendement en fonction de la hauteur de chute ; 'DT' = Draft Tube

La Figure 3.14 montre que la turbine Propeller avec tube d'aspiration est la solution la plus appropriée entre 0,5 et 1,5 m de chute, tandis que la Turgo simple-jet est la meilleure solution au-delà de 1,5 m. Les turbines Propeller et radiales avec tubes d'aspiration ont une note pondérée similaire à celle de la Turgo simple-jet au-delà de 1,5 m et par conséquent, elles sont jugées viables pour la spécification.

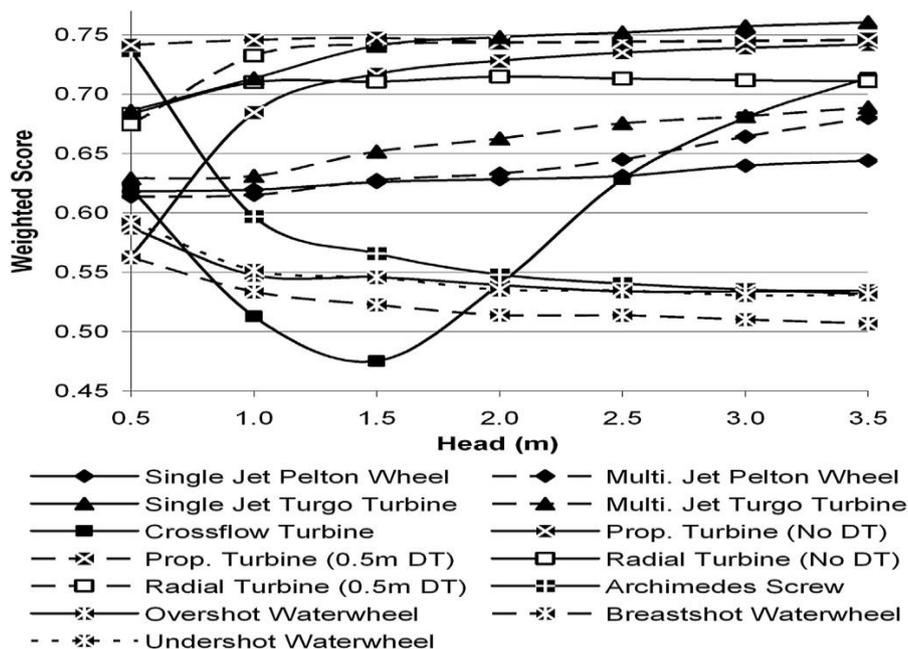


Figure 3.14: Pondérations en fonction de la hauteur de chute ; 'DT' = Draft Tube.

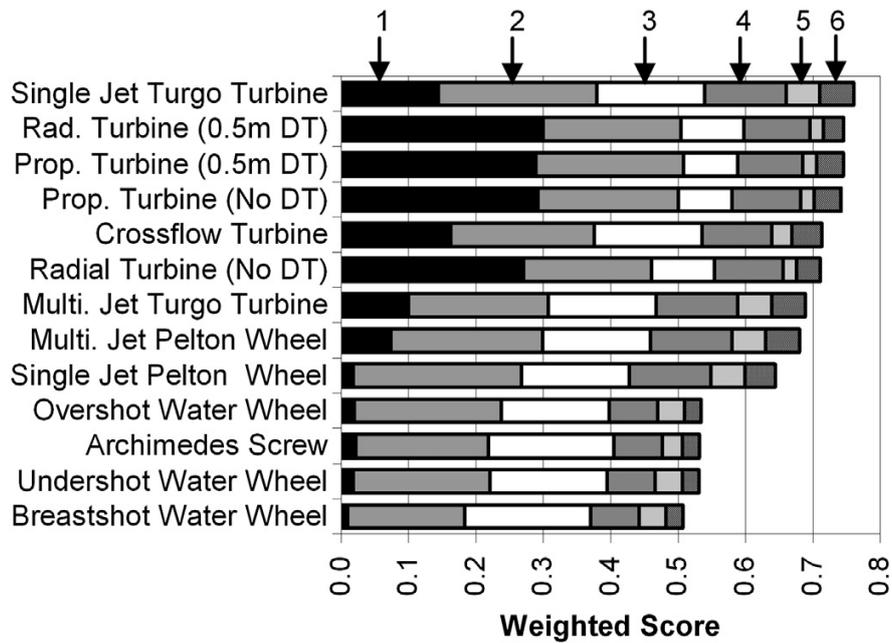


Figure 3.15: Notes pondérées à 3,5 m de chute avec la contribution des différents critères de sélection.
 1: Densité de puissance, 2: Rendement au débit nominal, 3: Rendement au débit partiel,
 4: Travaux de génie civil, 5: Entretien et maintenance, 6: Modularité, 'DT' = Draft Tube

Le résultat surprenant de cette analyse est la turbine Turgo qui n'est généralement utilisée que dans les moyennes et hautes chutes comme indiqué dans le graphique de la figure 2.9 du chapitre 2 et recommandé par plusieurs auteurs [10]. Cependant, comme le souligne Harvey [11], la Pelton, et par conséquent la Turgo peuvent être utilisées dans les basses chutes si la vitesse et la taille du rotor ne posent pas de problèmes. Bien que la taille du rotor soit prise en considération dans l'analyse, il est démontré que la densité de puissance n'est pas trop importante. Selon les calculs, le diamètre du rotor d'une Turgo simple-jet produisant 1,3 kW à 3,5 m de chute serait de 435 mm, ce qui ne poserait donc pas de problème de portabilité en milieu rural.

À ce stade, les hautes exigences peuvent être appliquées. Par exemple, si les produits actuellement fabriqués sont nécessaires, la turbine Propeller serait la plus appropriée. Par ailleurs, si un fabricant a plus d'expérience dans la construction de turbines à impulsion comme la roue Pelton de haute chute, alors la Turgo simple-jet serait la meilleure solution.

4. La bioénergie

Dans la filière biomasse, quatre sources ont fait l'objet de notre étude. Il s'agit des déchets forestiers, des résidus d'exploitation agricole, des déjections animales et des déchets solides municipaux. Les résultats sont consignés dans les tableaux suivants :

4.1. Les déchets forestiers

Il s'agit ici du bois de chauffe, du charbon de bois, des résidus d'exploitation du bois d'œuvre (généralement abandonnés en forêt par les exploitants forestiers) et des résidus de première et deuxième transformation de bois (sciures, écorces, dosses, copeaux, etc.).

Tableau 3.8: Potentiel énergétique des résidus forestiers

Sous-produits forestiers	Production annuelle*	Ratio de production (sans dimension)	Fraction récupérable (sans dimension)	Humidité relative (%)	PCI (MJ/Kg)	Potentiel énergétique (MJ/an)
Résidus d'exploitation forestière	2428,516	0,6	0,25	50	8	2,185E+09
Résidus de transformation du bois	1931,516	0,7	0,42	30	12	5,110E+09
Bois abandonné	1699,9612	0,7	0,25	50	8	1,784E+09
Résidus de scierie abandonnés	971,4064	0,4	0,42	30	12	1,468E+09
Bois de chauffe	11400	1	1	0	18,4	2,09E+11
Sciure et copeaux de bois	301	0,35	0,9	15	19,4	1,839E+09
Charbon de bois	214	0,15	1	0	33	1,059E+09
Total						2,23E+11

* Millier de tonnes pour le bois de chauffe, le charbon de bois, la sciure et les copeaux et millier de m³ pour le reste

Dans cette catégorie de déchets, le bois de feu apporte la plus grande contribution, suivi par les résidus de transformation du bois.

4.2. Les résidus d'exploitation agricole

Les résidus d'exploitation agricole sont scindés en deux groupes: les résidus issus des produits destinés à la consommation locale et les résidus des cultures d'exportation. Les résultats sont présentés dans les tableaux 3.9 et 3.10 respectivement.

Tableau 3.9: Potentiel énergétique des résidus agricoles

Cultures vivrières	Superficie (ha)	Production annuelle (tonnes)	Type de résidu	Humidité relative (%)	Ratio (t résidu/t produit)	Quantité totale de résidus (tonnes)	PCI (MJ/Kg)	Potentiel énergétique (MJ)
Maïs	849885	1572067	Tige	20	2	3144134	12,6	39616 088,4
			Épi	7,53	0,273	429174,291	16,3	6995540,943
			Feuilles	11,11	0,2	314413,4	15,56	4892272,504
Riz	155052	174089	Paille	12,71	1,757	209218,0711	16,02	3351673,5
			Feuilles	2,37	0,2	35653,4272	19,33	689180,7478
Sorgho/Mil	1347977	1240970	Paille	15	1,25	1061029,35	12,38	13135543,35
			Tige	15	2,62	2926207,26	17	49745523,42
Blé	//	900	Paille	15	1,2	738,72	15,6	11524,032
Manioc	280189	4082903	Tiges	15	0,088	146233,2538	16,99	2484502,983
			Épluchures	50	3	17993353,52	10,61	190909480,9
Macabo/Taro	184168	1568804	Épluchures	65	0,2	285522,328	10,61	3029391,9
Patate douce	53537	307955	Épluchures	65	0,6	168143,43	10,61	1784001,792
Igname	44836	517069	Épluchures	65	0,2	94106,558	10,61	998470,5804
Pommes de terre	14395	196687	Épluchures	65	0,75	134238,8775	10,61	1424274,49
Arachide	403475	564230	Coque	8,2	0,477	206428,6236	15,66	3232672,245
			Paille	15	2,3	995358,143	17,58	17498396,15
Huile de palme	88002	254129	Fibres	10,11	0,147	37058,1073	16,19	599970,7571
			Coques	13	0,049	7782,700625	17	132305,9106
			Frondes	48,34	2,604	661751,916	7,97	5274162,771
			Grappes vides	8,81	0,428	66783,06817	16,44	1097913,641
			Grappes	13,82	0,233	59212,057	14,86	879891,167
Noix de coco	//	5000	Coque	10	0,6	2910	10,61	30875,1
			Feuilles	10,3	1,03	3090	18,6	57474
			Poussière de cire	15	0,62	620	13,4	8308
Haricots	296371	366463	Paille	10	25	115435845	1238	1429095761
Soja	10104	13077	Paille	15	25	26710,04712	1238	480780,8481
			Gousses	15	1	16477,02	1238	203985,5076
Banane	84591	1423507	Feuilles	40	0,35	249113,725	11,37	2832423,053
			Tige	40	5,6	3985819,6	11,66	46474656,54
			Peau	15	0,25	177938,375	17	3024952,375
Plantain	274342	3425757	Feuilles	40	0,35	599507,475	12,12	7266030,597
			Tige	40	3,91	6697354,935	10,91	73068142,34
			Peau	15	0,25	428219,625	17	7279733,625
Total							1,56E+08	1,91E+09

Tableau 3.10: Potentiel énergétique des résidus des cultures d'exportation

Cultures de rente	Production annuelle (tonnes)	Type de résidu	Humidité relative (%)	Ratio (t résidus/t produit)	Quantité totale de résidus (tonnes)	PCI (MJ/Kg)	Potentiel énergétique (MJ)
Cacao	246120	Cabosse	15	1	123060	15,48	1904968,8
Café	46819	Copeau	15	2,1	49159,95	12,56	617448,972
Coton	246392	Tige	12	3,743	922245,256	13,07	12053745,5
Banane	296110	Feuilles	40	0,35	51819,25	11,37	589184,8725
		Tige	40	5,6	829108	11,66	9667399,28
Cane à sucre	1450000	Bagasse	50	0,29	343548,5	6,43	2209016,855
		Feuilles	10	0,302	431769,4	15,81	6826274,214
Huile de palme	135215	Fibres	10,11	0,147	19717,59216	16,19	319227,8171
		Coques	13	0,049	4140,959375	17	70396,30938
		Frondes	48,34	2,604	352099,86	7,97	2806235,884
		Grappes vides	8,81	0,428	35533,42028	16,44	584169,4294
		Grappes	13,82	0,233	31505,095	14,86	468165,7117
Total					3193707,283		3,81E+07

Il convient de noter que beaucoup d'autres produits agricoles existent au Cameroun, mais leur quantité et leur dispersion ne favorisent pas leur valorisation énergétique.

4.3. Les déjections animales

Est évalué ici le potentiel énergétique d'excréments humains et celui du bétail (ovins, bovins, caprins, volaille, chevaux).

Tableau 3.11: Potentiel énergétique des déchets d'origine animale

Type d'animal	Effectifs (tête)	Quantité de matière sèche (Kg/tête/jour)	Fraction récupérable	Fraction de solides volatils (kg SV/kg MS)*	Rendement du biogaz (m ³ /kg SV)	Quantité de matière sèche récupérable (kg MS/an)	Quantité de biogaz récupérable (m ³ /an)	Potentiel énergétique (MJ/an)
Humains	20636954	0,09	0,8	0,67	0,2	5,42E+08	7,27E+07	1,45E+09
Bovins	5527128	2,86	0,5	0,934	0,2	2,88E+09	5,39E+08	1,08E+10
Ovins	2974297	0,329	0,33	0,912	0,31	1,18E+08	3,33E+07	6,66E+08
Caprins	5950739	0,552	0,33	0,598	0,31	3,96E+08	7,33E+07	1,47E+09
Porcs	2896271	0,661	0,23	0,893	0,31	1,61E+08	4,45E+07	8,90E+08
Volaille	66592358	0,043	1	0,465	0,18	1,05E+09	8,75E+07	1,75E+09
Chevaux	16468	3,3	0,33	0,876	0,16	6,55E+06	9,17E+05	1,83E+07
Total						5,15E+09	8,51E+08	1,70E+10

*SV: Solides volatils; MS: Matière sèche.

Dans cette catégorie, l'élevage bovin et celui de la volaille apportent les plus grandes contributions. Relevons aussi l'apport des excréments humains avec un potentiel de 1,45 PJ.an⁻¹, ce qui n'est pas négligeable. Ce potentiel peut être exploité dans les lieux à forte concentration humaine comme les marchés, les hôpitaux, les prisons ainsi que les établissements scolaires et universitaires. Le tableau 3.12 résume le potentiel énergétique des sources analysées. Il présente également les valeurs prévisionnelles pour les années 2020 et 2030.

Tableau 3.12: Potentiel énergétique total des résidus de biomasse

Source d'énergie	Quantité de biogaz (m ³ /an)	Potentiel énergétique (MJ/an)	Potentiel énergétique (TWh/an)	Projections			
				2020*		2030**	
				(Milliard m ³ /an)	(TWh/an)	(Milliard m ³ /an)	(TWh/an)
Résidus forestiers		2,23E+11	61,94		76,05		98,31
Résidus de culture		1,95E+09	0,54		0,66		0,85
Bouses d'animaux	8,51E+08	1,70E+10	4,72	1,04	5,79	1,65	7,49
Déchets municipaux	5,12E+07	1,02E+09	0,28	0,062	0,34	0,099	0,44
Total	9,02E+08	2,43E+11	67,49	1,10	82,86	1,75	107,11

*25,34 millions d'habitants; **32,75 millions d'habitants.

Il ressort de ce tableau que le potentiel énergétique total des résidus s'élève à environ 902 millions m³.an⁻¹ pour le biogaz et 67,5 TWh.an⁻¹ pour l'électricité. De toutes les sources de

biomasse étudiées, les résidus forestiers ont la plus forte contribution avec 62 TWh.an⁻¹ (environ 91% du potentiel total). Ce résultat montre suffisamment que les résidus de biomasse peuvent être une source majeure pour la production de bioénergie au Cameroun.

En 2030, le Cameroun comptera 32,75 millions d'habitants pour un potentiel annuel de 1,75 milliards de m³ de biogaz et 107,11 TWh d'électricité. Son économie est appelée à se développer et à se diversifier. Une telle croissance requiert des investissements importants dans le secteur de l'énergie. Or, la structure de production actuelle ne pourra soutenir cette croissance, d'où la nécessité d'exploiter une part importante des ressources disponibles. Le tableau 3.13 donne un résumé des résultats obtenus, toutes filières confondues.

Tableau 3.13: Potentiel énergétique global

Filière	Potentiel en biogaz (x 10 ⁶ m ³ /an)	Potentiel électrique (TWh/an)
Solaire	//	7,2678.10 ⁵
Hydro	//	71,5
Biomasse	902	67,5
Total	902	7,3.10⁵ TWh/an

On constate à partir de ce tableau que le soleil seul contribue à hauteur de 99,5 % du potentiel électrique total, soit presque la quasi-totalité du potentiel renouvelable du Cameroun.

4.4. Simulations du foyer amélioré

Le système d'équations décrit à la section IV.2 du chapitre 2 a été résolu de manière itérative sur une gamme typique de puissances de fonctionnement et les résultats sont présentés par les figures 3.16 et 3.17. Les paramètres géométriques du modèle de foyer utilisé sont donnés dans le tableau 3.14. Un PCI de 18,280 MJ/kg et un combustible de composition C_{4,4}H_{6,3}O_{2,5} (analyse finale tirée de Tillman [12] pour Douglas Fir) ont été utilisés.

4.4.1. Débit et température

La Figure 3.16 nous montre l'évolution de la température et des débits volumiques et massiques en fonction de la puissance de feu. Le transfert de chaleur et les pertes visqueuses sont négligées à ce stade et le coefficient de perte est pris égal à un. L'évolution prévisible du débit volumique et de la température a été satisfaisante; l'augmentation de la puissance entraîne une augmentation du débit volumique et de la température. Le comportement du débit massique est encore plus intéressant; Un pic de débit massique est observé à une puissance de feu relativement faible, après quoi il (débit massique) diminue avec l'augmentation de la puissance.

4.4.2. Le ratio d'excès d'air

Au fur et à mesure que la puissance de feu augmente, ce pic suivi de la réduction du débit de l'oxydant ont un effet important sur le comportement du ratio d'excès d'air du foyer. Le ratio d'excès d'air (équation 2.71 du chapitre 2) est représenté dans la Figure 3.16 ainsi que la température et le débit massique. A faible puissance de feu, le ratio d'excès d'air est très important, mais très rapidement, il diminue approchant 0 % lorsque la puissance de feu augmente dans la gamme de fonctionnement du foyer.

Tableau 3.14: Paramètres géométriques du foyer

	4in. RE	5in.RE
Hauteur totale	250 mm	320 mm
Hauteur de la cheminée	200 mm	255 mm
Diamètre de la cheminée	100 mm	130 mm

RE: Rocket Elbow

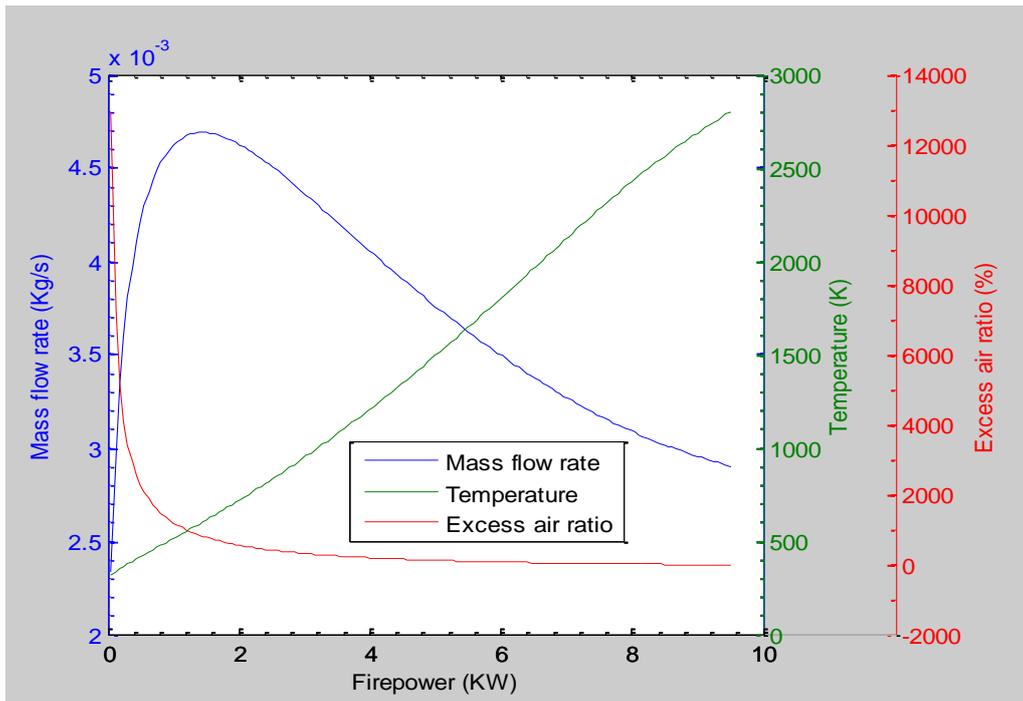


Figure 3.16: Evolution du débit massique, de la température et du ratio d'excès d'air

Au fur et à mesure que le ratio d'excès d'air diminue, une limite supérieure théorique de la puissance (puissance maximale du fourneau) est prédite à 0%. À ce stade, exactement la quantité suffisante de l'oxydant est fournie pour la combustion du combustible présent dans le fourneau. Une nouvelle augmentation (en supposant qu'aucune limite dans l'approvisionnement en combustible de pyrolyse n'est atteinte en premier) n'aura pas suffisamment d'oxygène pour la combustion et une augmentation correspondante de la puissance du fourneau ne peut être atteinte. Compte tenu du pauvre mélange du fonctionnement réel du fourneau, cette limite sera probablement atteinte à un moment donné (avant 0% d'excès d'air).

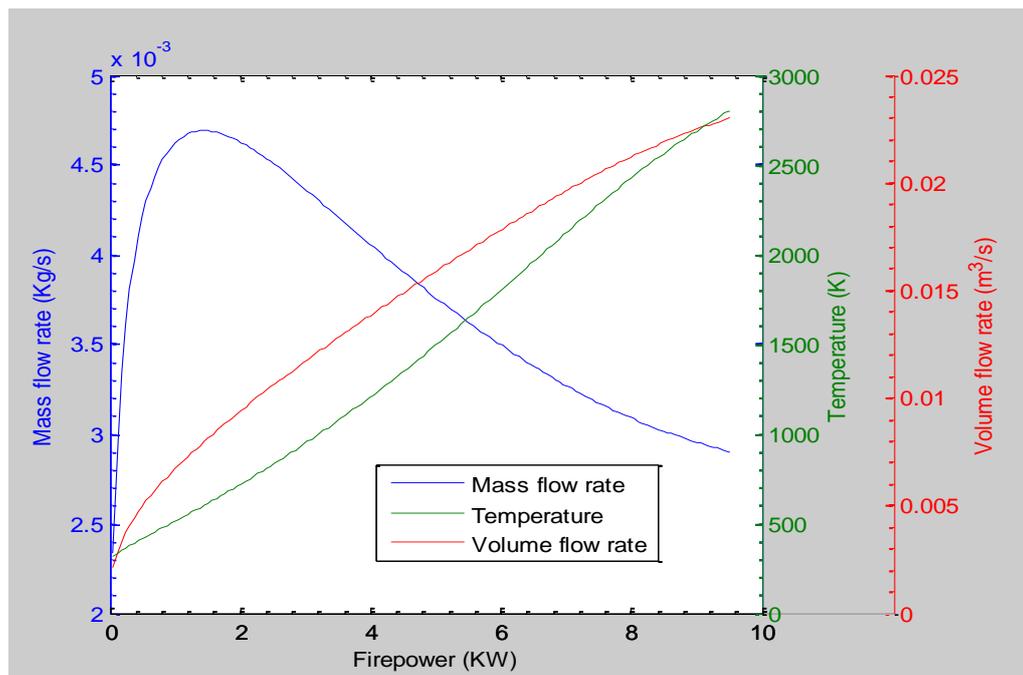


Figure 3.17: Evolution des débits (massique et volumique) et de la température

À faible puissance de feu, les forts ratios d'excès d'air prédits entraînent une extinction et des températures plus basses, ce qui favorise une combustion incomplète et une réduction du rendement thermique. Toutefois, on ne s'attend pas à ce que les forts ratios d'excès d'air limitent la puissance minimale du feu. Par exemple, dans les foyers traditionnels à trois pierres, les ratios d'excès d'air sont considérés comme très grands, sinon infinis, pour toute la gamme de fonctionnement.

5. Intérêt de la valorisation énergétique de la biomasse

La valorisation énergétique de la biomasse présente des avantages significatifs pouvant justifier son développement:

- **Sur le plan environnemental:** la production d'énergie à partir de la biomasse est un moyen efficace de valoriser les déchets organiques, évitant ainsi la pollution et les nuisances avec une réduction significative des pressions sur les écosystèmes (déforestation, érosion des sols, etc.) et des émissions de GES (CO₂ et CH₄). En outre, les produits résiduels issus de la fermentation peuvent être utilisés en agriculture comme engrais biologique pour l'amendement des sols.
- **Sur le plan énergétique:** la valorisation de la biomasse peut produire du combustible utilisable pour la cuisson, le chauffage, la production d'électricité ou encore comme carburant de substitution pour les véhicules.
- **Sur le plan socio-économique:** la biomasse présente des avantages pour les éleveurs et agriculteurs qui peuvent développer des activités supplémentaires autour de leurs déchets.
- **Sur le plan technologique:** la technologie biomasse semble simple et peut facilement être installée à petite échelle pour une meilleure adaptation au contexte local. Plusieurs pays émergents ou en développement (Chine, Inde, Burkina Faso, Sénégal, etc.) l'ont expérimenté avec beaucoup de succès et de satisfaction.

6. Conclusion

Trois filières renouvelables ont fait l'objet de notre étude, à savoir la filière solaire, hydro et biomasse. Dans la filière biomasse, quatre sources sont analysées: les déchets forestiers, les résidus d'exploitation agricole, les déjections animales et les déchets solides municipaux. Le potentiel solaire est estimé à $7,2678 \times 10^8$ GWh/an. Concernant l'hydroélectricité, le pays dispose d'un potentiel garanti de 71,5 TWh pour une puissance garantie de 7946 MW. Dans la filière biomasse, le potentiel énergétique total s'élève à environ 902 millions m³.an⁻¹ de biogaz et 67,5 TWh.an⁻¹ d'électricité. De toutes les sources de biomasse étudiées, les résidus forestiers ont la plus forte contribution avec 62 TWh.an⁻¹ (environ 91% du potentiel total). Aussi, des trois filières étudiées, le potentiel solaire est de très loin le plus important, suivi du potentiel hydroélectrique et en fin de la biomasse. Toutes les trois filières renouvelables combinées nous donnent un potentiel global annuel de 902 millions m³ de biogaz et $7,3 \cdot 10^5$ TWh d'électricité. Le potentiel électrique représente 126714 fois la production électrique totale du Cameroun estimée en 2014 à $5,761 \times 10^9$ kWh. Ces résultats montrent à suffisance que le Cameroun dispose des ressources renouvelables considérables pour soutenir de façon propre et durable son développement.

Références

- [1] <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. [Consultée le 12/03/2014]
- [2] Nalika Ulapane, Sunil Abeyratne, Prabath Binduhewa, Chamari Dhanapala, Shyama Wickramasinghe, Nimal Rathnayake, (2012). A Simple Software Application for Simulating Commercially Available Solar Panels. International Journal of Soft Computing and Software Engineering (JSCSE), e-ISSN: 2251-7545, Vol.2, No.5, pp. 48-68, 2012.
- [3] S. Sheik Mohammed, 2011. Modeling and Simulation of Photovoltaic module using MATLAB/Simulink. International Journal of Chemical and Environmental Engineering, Volume 2, No.5, pp. 350-355, October 2011.
- [4] Mba E.F., Chukwunke J.L., Achebe C.H., Okolie P.C., 2012. Modeling and Simulation of a Photovoltaic Powered Vapour Compression Refrigeration System. Journal of Information Engineering and Applications, ISSN 2224-5782 (print) ISSN 2225-0506 (online) Vol 2, No.10, 2012.
- [5] Kinal Kachhiya, Makarand Lokhande, Mukesh Patel, 2011. MATLAB/Simulink Model of Solar PV Module and MPPT Algorithm. National Conference on Recent Trends in Engineering & Technology, B.V.M. Engineering College, V.V.Nagar, Gujarat-India, pp. 1-5, 13-14 May 2011.
- [6] Tchouate H. P., 2003. «Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique: le cas du Cameroun», Thèse de Doctorat, Université Catholique de Louvain, Déc. 2003.
- [7] Ministère des Mines, de l'Eau et de l'Energie, Plan Energétique National, Janvier 1990.
- [8] SIE-Cameroun, 2010. «Système d'Information Energétique du Cameroun», Rapport 2010.
- [9] Tekounegning. «Contribution au développement des micros centrales hydroélectriques dans la région de l'Ouest Cameroun». Thèse de Doctorat/Ph.D en Génie Energétique, Université de Dschang, Octobre 2010.
- [10] Paish O. Micro-hydropower: status and prospects, proceedings of the institution of mechanical engineers - part A. Journal of Power and Energy 2002; 216:31-40.
- [11] Harvey A. Micro-hydro design manual. 1st ed. London: ITDG Publishing; 1993.
- [12] D.A. Tillman. Wood as an energy resource. Academic Press Inc., New York, NY, January 1979.

*Conclusion générale,
recommandations et perspectives*

Conclusion générale, recommandations et perspectives

1. Rappel des objectifs

L'objectif globalement visé par cette Thèse est en premier lieu, l'optimisation de la production énergétique grâce aux énergies renouvelables. Il s'agit d'appréhender le contexte énergétique actuel du Cameroun, de montrer ensuite l'existence d'un potentiel en énergies renouvelables susceptible d'être valorisé et enfin d'identifier les technologies de conversion les mieux adaptées au contexte local. Cet objectif global se décline en trois objectifs spécifiques suivants:

- Localiser, modéliser et quantifier les ressources renouvelables disponibles et estimer leur potentiel énergétique techniquement exploitable;
- Modéliser les systèmes de conversion y afférents;
- Analyser l'impact positif attendu de leur exploitation et leur contribution potentielle au développement durable du pays.

2. Bilan des travaux effectués

Notre étude s'est focalisée principalement sur trois sources d'énergies renouvelables à savoir, le solaire, l'hydroélectricité et la bioénergie. Pour chacune de ces filières, nous avons développé des modèles d'estimation du potentiel que nous avons simulé par la suite. Les résultats des simulations nous montrent qu'en moyenne nationale, le Cameroun reçoit du soleil une irradiation de $4,0144 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{j}^{-1}$ pour un potentiel théorique annuel de $7,3\times 10^8$ GWh. Concernant l'hydroélectricité, nous avons identifié près de 209 sites potentiels soit 20 exploitables en petites centrales (puissance garantie inférieure à 10 MW) et 108 sites exploitables en microcentrales. Le potentiel garanti est de 71,5 TWh pour une puissance garantie de 7942 MW. Dans la filière biomasse, nous avons évalué quatre sources: les déchets forestiers, les résidus d'exploitation agricole, les déjections animales et les déchets solides municipaux. Le potentiel total annuel s'élève à 902 millions m^3 de biogaz et 67,5 TWh d'électricité. En combinant les trois filières étudiées, nous obtenons un potentiel global annuel de 902 millions m^3 de biogaz et $7,3\times 10^5$ TWh d'électricité. Le potentiel électrique représente 126714 fois la production électrique totale du Cameroun estimée en 2014 à $5,761\times 10^9$ kWh.

En fonction du type de la ressource, la forme souhaitée de l'énergie finale, l'impact environnemental et les conditions économiques, les ressources renouvelables peuvent être converties en énergie utile à l'aide de plusieurs technologies qui sont actuellement à différents stades de recherche, de développement, de démonstration et de commercialisation. Pour un même type de ressource, plusieurs technologies de conversion peuvent être disponibles sur le marché et le choix d'une parmi plusieurs candidates peut s'avérer difficile. Pour trancher ce dilemme, nous avons présenté au chapitre 2 une méthodologie de sélection d'une pico turbine hydro de faible chute. Cette méthode développée à partir d'une analyse multicritères nous a permis de retenir comme meilleure solution pour la rivière Nchi en étude, une turbine de type Turgo simple-jet. Dans la filière solaire, nous avons développé un modèle mathématique permettant de représenter la production électrique d'un module photovoltaïque dans une journée type. Enfin, dans la filière biomasse, nous avons développé un modèle d'analyse thermique d'un foyer amélioré. Tous ces modèles ont été simulés avec succès.

Bien que doté d'un potentiel exceptionnel, les réalités du secteur de l'énergie au Cameroun demeurent préoccupantes. A ce jour, plus de la moitié de la population camerounaise vit encore sans électricité et plus de deux-tiers utilisent des combustibles solides pour la cuisson et/ou le chauffage. De plus, ceux qui ont accès à l'électricité reçoivent un service approximatif (coupures intempestives, chutes de tension, etc.) ce qui ne leur permet pas

toujours de jouir totalement du bonheur que procure l'électricité. D'autre part, le système énergétique camerounais dans son ensemble est soumis à des pesanteurs de plusieurs ordres (administratif/institutionnel, réglementaire, financier, social, technologique, etc.) pouvant justifier le déficit énergétique actuel. Le sous-secteur énergies renouvelables est quant à lui le parent pauvre du système. Enfin, les atteintes à l'environnement naturel, à la vie et à la santé humaine du système énergétique actuel sont courantes; qu'il s'agisse des fumées des feux de bois dont l'inhalation est responsable de graves maladies respiratoires, des polluants issus de la combustion industrielle, automobile et domestique des combustibles fossiles et des gaz à effet de serre responsables des changements climatiques. Toutes ces atteintes sont aujourd'hui insuffisamment maîtrisées et n'assurent pas de ce fait l'équilibre écologique à long terme, caractéristique du développement durable; d'où la nécessité et même l'urgence de développer les sources alternatives d'énergie, notamment les sources d'énergies renouvelables.

Sur le plan social, la pauvreté et le chômage (celui des jeunes notamment) demeurent généralisés. Près de 40 % de camerounais vivent en dessous du seuil de pauvreté et le secteur informel occupe environ 90 % de la population active. En 2030, le Cameroun comptera environ 33 millions d'habitants; son économie est aussi appelée à se développer et à se diversifier. Pour qu'elle soit soutenable et durable, une telle croissance requiert un investissement massif dans le secteur de l'énergie. Il est clairement établi que le Cameroun possède le potentiel et la capacité nécessaires pour faire des énergies renouvelables le principal levier de cette croissance. Cette transformation sans précédent ne se fera cependant pas d'elle-même. Elle ne sera possible que si les tous les acteurs, décideurs en tête, déploient des efforts concertés pour mettre en place les mécanismes favorables au développement de ce secteur.

La présente étude se propose ainsi d'être à la fois un outil de promotion des énergies renouvelables et un appui à la prise de décisions pour les décideurs concernés par ces questions aussi urgentes que stratégiques. Elle plaide en faveur d'un développement équitable, économe en ressources et sobre en carbone. Puissent les travaux de cette Thèse apporter un élan retentissant à la promotion et au développement des énergies renouvelables au Cameroun!

3. Recommandations

L'analyse du système énergétique camerounais dans son ensemble nous a permis d'identifier les insuffisances et les principaux facteurs limitant le développement des ressources énergétiques renouvelables. Afin de traduire dans la réalité les potentiels mis en évidence dans cette étude, les recommandations suivantes ont été formulées à l'endroit des décideurs. A ce titre, l'Etat doit:

- **Définir et mettre en place un cadre légal, institutionnel et réglementaire propre au sous-secteur énergies renouvelables:** comme il a fait pour le sous-secteur des hydrocarbures par exemple, l'Etat se doit de définir et de mettre en œuvre une politique claire propice au développement des énergies renouvelables.
- **Diversifier les sources d'énergie et décentraliser la production:** la production centralisée et la forte dépendance à l'hydroélectricité ainsi qu'au thermique comme principales sources d'électricité ne sont visiblement pas la meilleure solution à la résorption du déficit énergétique que connaît le pays. Une combinaison des technologies hydrauliques, éoliennes, solaires et de biomasse est susceptible de garantir un approvisionnement continu et régulier. En saison sèche par exemple, lorsque les cours d'eau se tarissent et que les centrales hydro ne peuvent fournir le maximum de leurs productions, le rayonnement solaire et la vitesse du vent sont à leurs sommets et vice versa. Cette complémentarité est un avantage comparatif à capitaliser.

- **Assainir l'environnement général des affaires:** plus que par le passé, l'Etat doit combattre avec vigueur et de manière **systematique** la corruption ainsi que toutes les pesanteurs qui plombent le développement du secteur de l'énergie. Il doit ensuite mettre en œuvre des mécanismes incitatifs afin d'attirer les financements du secteur privé. Aussi, la culture de la reddition des comptes qui fait largement défaut dans l'administration publique de façon générale doit être établie de manière rigoureuse.
- **Développer l'expertise locale en matière des technologies à énergies renouvelables:** un accent particulier doit être mis sur la formation professionnelle, la recherche & développement. A ce titre, de nouveaux établissements spécialement dédiées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique doivent être créés. Mais en attendant de les créer, les programmes de formation des établissements existants doivent être modifiés en conséquence pour tenir compte de la nouvelle donne. Comme l'ont fait d'autres économies émergentes, l'Etat doit avoir en back-up une sorte de Think-tank devant abriter des experts capables de penser les stratégies énergétiques, de proposer les solutions, de monter des projets viables et bancables et de rechercher les financements.
- **Tirer avantage des opportunités internationales de financement:** au niveau international, plusieurs instruments ont été mis en place pour soutenir dans les pays en développement tout projet d'énergies propres et d'efficacité énergétique. A titre d'exemple, nous pouvons citer le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM), le Prototype Carbon Fund (PCF) de la Banque mondiale, le Mécanisme pour un Développement Propre (MDP) ainsi que la Mise en Œuvre Conjointe (MOC) de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC).

4. Apports, limites et perspectives

Dans ce travail, nous avons localisé et quantifié les ressources renouvelables disponibles et estimé leur potentiel énergétique. Nous avons également modélisé et simulé quelques systèmes de conversion et analysé la contribution potentielle des énergies renouvelables au développement durable du Cameroun. Mais, tout cela n'est pas suffisant pour atteindre l'objectif globalement visé par notre étude.

Ainsi, en guise de complément à ce travail, nous allons développer et mettre sur pieds une cartographie énergétique du Cameroun, un outil d'aide devant faciliter la planification énergétique. Il s'agit, à l'aide des simulations, de préparer des scénarios de solutions et de les comparer afin de déterminer un catalogue de solutions optimales d'implantation de systèmes d'énergies renouvelables. Ceci nous permettra, en fonction du site choisi et de la classe de puissance (ou des besoins énergétiques à satisfaire) de choisir les meilleures solutions utilisant les sources d'énergies renouvelables localement disponibles.

Annexes

Annexe A

Régimes de notation des critères qualitatifs de sélection

Tableau A1: Régimes de notation des travaux de génie civil

Travaux de génie civil	
Définition: le volume de travaux de génie civil qui doivent être effectués pour permettre au système de fonctionner, la prise d'eau, le montage de la turbine, les exigences d'écoulement et la centrale électrique.	
Prise d'eau/conduite forcée	Note
Canal de prise d'eau ouvert; aucun mécanisme de régulation; Grille (pour déchets) grossière. Aucune/simple structure de soutènement pour la conduite forcée (le cas échéant).	5
Mécanisme de régulation simple; Grille moyenne; un certain support pour la conduite forcée (le cas échéant).	3
Prise d'eau pressurisée; Mécanisme de régulation complexe; Grille fine; Grande structure de soutènement pour la conduite forcée (le cas échéant).	1
Montage de la turbine	Note
Monté sur un matériau local avec une structure minimale pour soutenir la turbine ;	5
Monté avec une petite quantité de matériau importé et un certain matériau local avec une petite structure pour soutenir la turbine ;	3
Monté avec une grande quantité du matériau importé et nécessitant une grande structure pour supporter la turbine ;	1
Canal de fuite	Note
L'eau provenant de la turbine peut sortir directement dans un canal ouvert, aucune exigence d'immersion à la sortie; aucune structure requise pour le canal de fuite ;	5
Simple structure requise pour le canal de fuite ;	3
La sortie d'eau doit être immergée; Structure complexe pour le canal de fuite requise ;	1
Compétences d'installation	Note
Aucun outil spécialisé n'est nécessaire pour l'installation; Main-d'œuvre non qualifiée en mesure de terminer l'installation; Temps d'installation court ;	5
Quelques outils spécialisés requis; Simples compétences requises; Temps d'installation raisonnable;	3
Outils spécialisés requis; Main-d'œuvre hautement qualifiée nécessaire à l'installation; Long temps d'installation ;	1

Tableau A2: Régimes de notation du rendement au débit/chute partiel(le)

Rendement au débit/chute partiel(le)	
Définition: Comment le rendement varie au débit partiel et à la chute partielle selon les conditions des sites. Ceci n'inclue pas la variation de chute au cours de l'année.	
Débit partiel	Note
Maintient un rendement maximum: 10% pour 80% de la plage de débit	5
Maintient un rendement maximum: 10% pour 60% de la plage de débit	4
Maintient un rendement maximum: 10% pour 40% de la plage de débit	3
Maintient un rendement maximum: 10% pour 20% de la plage de débit	2
Atteint un rendement maximal durant l'écoulement.	1
Chute partielle	Note
Aucun changement (augmentation) du rendement avec la variation de chute	5
Petite diminution du rendement, sans limites pratiques	4
Rendement au débit/chute partiel(le)	Note
Diminution moyenne du rendement, sans limites pratiques	3
Diminution importante du rendement, sans limites pratiques ou faible diminution du rendement avec des effets pratiques	2
Importante diminution du rendement avec des limites pratiques	1
Adaptabilité au débit/chute partiel(le)	Note
Aucune requise	5
Système de contrôle automatique simple	4
Système de contrôle automatique complexe	3
Intervention manuelle nécessaire	2
Aucune adaptabilité possible	1

Tableau A3: Régime de notation de la maintenance et de l'entretien

Entretien & maintenance	
Définition: la possibilité d'inclure des caractéristiques dans la conception ou déjà incorporés pour favoriser une longue durée de vie et une facilité de maintenance/entretien	
Critères de notation	Note
Intègre toutes les caractéristiques de conception souhaitées pour une unité hautement entretenue	5
Intègre quelques caractéristiques de conception souhaitées pour une unité hautement entretenue	3
N'intègre aucune caractéristique de conception souhaitée pour une unité hautement entretenue	1
Caractéristiques de conception souhaitées pour l'entretien et la maintenance	
Accessibilité sans avoir à enlever d'autres composants	
Aucun outil spécialisé requis pour l'entretien/maintenance	
Identification facile des défauts	
Interchangeabilité des unités	
Couches minimales de composants, composants défailants situés dans les couches supérieures	
Raccordements minimaux entre assemblages	
Composants et attaches standards	
Nombre de modules/composants réduit au minimum	
Conceptions éprouvées	
Eléments isolés pour la sécurité de la maintenance/entretien	

Tableau A4: Régime de notation de la modularité

Modularité	
Définition: Modules qui permettent au système d'être décomposé en unités pour être facilement transportées et qui facilitent l'entretien et l'identification des défauts, avec possibilité d'interchanger les modules identiques.	
Portabilité modulaire	Note
Capable de démonter l'unité en composants gérables et transportables par l'homme	5
Assemblage/démontage simple et rapide	
Quelques composants sont gros et ne peuvent être portés par un seul homme, plus facile à transporter ;	3
Montage/démontage raisonnablement simple et rapide	
Incapable de démonter l'unité en composants gérables et transportables par l'homme;	1
Assemblage/démontage long et laborieux.	
Unité modulaire	Note
Peu, mais interfaces standard; peu d'éléments du système; Mécanismes de couplage simples entre éléments; Orientation simple de l'architecture des éléments;	5
Peu d'interfaces non standard, quelques interfaces standard; Architecture gérable; un certain couplage non-standard entre les éléments du système ;	3
Beaucoup d'interfaces non standard; beaucoup d'éléments du système séparés; Mécanismes de couplage complexes entre éléments du système; Orientation inhabituelle de l'architecture des éléments	1

Annexe B

Publications et communications de l'auteur

Publications dans des revues internationales à comité de lecture

Parues

- 1) Edouard MBOUMBOUE & Donatien NJOMO (2018): “**Biomass resources assessment and bioenergy generation for a clean and sustainable development in Cameroon**”, Biomass and Bioenergy vol. 118 (2018) pp. 16–23. DOI: 10.1016/j.biombioe.2018.08.002.
- 2) Edouard MBOUMBOUE & Donatien NJOMO, “**Potential contribution of renewables to the improvement of the living conditions of poor rural households in developing countries: Cameroon’s case study**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews **61** (2016) 266-279. DOI: 10.1016/j.rser.2016.04.003.
- 3) Edouard MBOUMBOUE, Donatien NJOMO, Mamadou Lamine NDIAYE, Pape Alioune N’DIAYE, Mouhamadou Falilou NDIAYE, Alain K. TOSSA, “**On the applicability of several conventional regression models for the estimation of solar global radiation component in Cameroon and Senegal sub-Saharan tropical regions**”, Journal of Renewable and Sustainable Energy **8**, 025906 (2016). DOI: 10.1063/1.4947249
- 4) Moungnutou Mfetoum, A. Moukengue Imano, C. Rapp, D. Lissouck, E. MBOUMBOUE, “**Validation of hydrometric data of the Nchi River (West-Cameroon) for the study of its hydro potential**”, Sciences, Technologies et Développement, Edition spéciale, pp. 59-64, Juillet 2016.
- 5) Edouard MBOUMBOUE & Donatien NJOMO, “**Mathematical Modeling and Digital Simulation of PV Solar Panel using MATLAB Software**”, International Journal of Emerging Technology & Advanced Engineering, Volume 3, Issue 9, pp. 24-32, September 2013.

A paraître

- 6) Edouard MBOUMBOUE & Donatien NJOMO, “**The renewables’ development constraints in Cameroon: Challenges and future prospects**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews (Elsevier_Journal), [Pending].

Actes des conférences

- 1) Edouard MBOUMBOUE, “**Performance assessment of Hargreaves & Samani Model in estimating global solar radiation in Central and Western Africa: Case study of some localities of Cameroon and Senegal**”, World Bioenergy Congress and Expo, Volume 6 Issue 3, Rome-Italy, June 13-14, 2016. DOI: 10.4172/2090-4541.C1.009
- 2) Edouard MBOUMBOUE, Donatien NJOMO, Mamadou Lamine NDIAYE, Blaise MEMPOUO, Pape Alioune N’DIAYE, “**Mathematical assessment of global solar radiation model in tropical regions: Case of Cameroon and Senegal**”, 14th International Conference on Sustainable Energy Technologies – SET 2015, 25th-27th of August 2015, Nottingham, UK.



Research paper

Biomass resources assessment and bioenergy generation for a clean and sustainable development in Cameroon



Edouard Mboumboue*, Donatien Njomo

Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of Physics, Faculty of Science, University of Yaoundé 1, P.O. Box: 812, Yaoundé, Cameroon

ARTICLE INFO

Keywords:

Biomass
Bioenergy
Energy potential
Conversion technologies
Cameroon
Sustainable development

ABSTRACT

Cameroon is a central African country located at the bottom of the Gulf of Guinea. It has huge forest resources and over 70% of active population is employed in agriculture, fishery and livestock. Therefore, a lot of residues are generated from activities and most of them are not used for energy purpose. The goal of this paper is threefold: first, quantifying and assessing the energy potential of these residues; second, investigating the corresponding conversion systems; and third, analyzing the importance of biomass as a source of energy and its potential contribution to sustainable development of the country. Four biomass sources are considered in the study: forest residues, agricultural crop residues, animal manure and Municipal Solid Wastes (MSW). The potential of each source is estimated for the base year 2012. Our estimation shows that animal manure and organic fraction of MSW can produce almost 1 km³ of biogas annually. Also, the total potential of electricity generation from all the sources is estimated to be about 67.5 TWh.y⁻¹, representing approximately twelve times the Cameroon's total electric production of 2010; implying that biomass sources could significantly contribute towards meeting the future energy requirement of the country. Depending on the type and quantity of biomass source, desired final energy, environmental impact and economic conditions, the conversion of biomass into energy can be achieved by thermo-chemical and biological conversion systems that are currently at different stages of research, development, demonstration and commercialization.

1. Introduction

Nowadays, supplying modern energy services to more than ten million of Cameroonians who still lack access to electricity and cook with traditional solid fuels is a major concern. Bioenergy can meet many times the present and future energy demand, so their potential is enormous. Indeed, access to energy is a pre-requisite of economic and social development because virtually, any productive activity needs energy as an input [1]. It increases employment opportunities, supports the provision of social services, and generally promotes human development [2]. Basic levels of electricity access (e.g. lighting, communication, healthcare, and education) provide substantial benefits for communities and households. Fossil fuels sources such as oil, coal, and natural gas have proven to be highly effective drivers of economic growth. However, an ever growing usage of fossil fuels confronts a certain threat to energy and environmental security of the planet [3].

Until now, despite its huge renewables potential, energy demand in Cameroon remains largely unsatisfied [4]. Of the 13 104 identified localities in the last census, only 2400 (about 18%) are electrified. Access to modern energy is very low, on a national average rate of 15% for

electricity and 18% for domestic gas. Access to electricity is less than 10% in rural areas against about 50% in urban areas, which is a significant threat to the economy and peoples wellbeing [5]. The widespread issue of using fossil fuels and inefficient traditional biomass fuel for cooking requires urgent solutions to mitigate serious health and environmental issues (i.e. indoor air pollution, deforestation, acid rains, fossil fuels exhaustion, global warming and climate change). In Cameroon, about 19% of electricity generated comes from the combustion of fossil fuels in thermal power plants and more than 80% of populations still rely on traditional biomass [5,6]. This combustion pollutes the atmosphere and emits GHG [7].

Despite the availability of biomass resources in the country, much still has to be done in the economy to upgrade the living standard of the people. Persistent fluctuations (with an underlying trend of cost increases) in the prices of fuel, kilowatt-hour of electricity, food and other basic necessities have deteriorated the living conditions of the populations. In addition, domestic cooking gas is very expensive and cannot be afforded by most families on a regular basis; hence bioenergy should be promoted as an alternative solution. Particularly in rural areas, the lack of road infrastructure has made it almost impossible to access

* Corresponding author.

E-mail addresses: edomboe@gmail.com (E. Mboumboue), dnjomo@usa.net (D. Njomo).

Abbreviations and units

AH	Annual amount harvest of the crop or product (t)
ARG	Amount of a residue generated annually (t.y^{-1})
BY	Biogas yield per unit of VS
CDM	Clean Development Mechanism
CH ₄	Methane
CO ₂	Carbon dioxide
C _v	Current value
DM	Amount of dry matter (kg/head/day)
EP _{residue}	Total energy potential of residue (J.y^{-1})
EP _{waste}	Energy potential of the biogas recoverable (MJ.y^{-1})
EUF	Energy use factor (dimensionless)
F _v	Future (or projected) value
GDP	Gross Domestic Product
GHG	Green House Gas
h	Logging residue generation ratio
H	Logging residue recoverability fraction
IRW	Annual consumption of industrial round wood
LFG	Landfill Gas

LHV	Lower heating value (MJ.kg^{-1})
LHV _{biogas}	Lower heating value of biogas (MJ.m^{-3})
LHV _{residue}	Lower heating value of residue (J.t^{-1})
MSW	Municipal Solid Wastes
Mt	Million tonne
n	Projected number of years
Nh	Number of animal (heads)
NIS	National Institute of Statistics
p	Wood processing residue generation ratio
P	Wood processing residue recoverability fraction
Q _{HR}	Energy potential of logging residues
Q _{PR}	Energy potential of wood processing residues
r	Growth rate
R	Recoverable fraction (dimensionless)
RETs	Renewable Energy Technologies
RPR	Residue production ratio (kg or tonne of residue per kg or tonne of product)
SAF	Surplus availability factor (dimensionless)
VS	Volatile solids (% of DM)
W _i	Annual production of round wood of category <i>i</i>

modern energy services.

Our study provides the maximum theoretical potential of energy that can be recovered if adequate waste to energy plants could be built, and use is made of the potential landfill gas for energy production. After the introductory Section, the ensuing Section presents the general methodology conducting the work. Section 3 summarizes the key findings while Section 4 presents an overview of biomass conversion technologies. Section 5 analyses the contribution of bioenergy to sustainable development of Cameroon while the last Section followed by the references concludes the study.

2. Methodology and data

This section presents the general approach used to assess the potential of biomass resources considered in this paper; these can be classified into: (i) woody biomass, (ii) agricultural crop residues, (iii) animal manure, and (iv) municipal solid wastes (MSW). Annual productions of crops, woody biomass, livestock and human population data for the base year 2012 were mainly obtained from statistical handbook of National Institute of Statistics (NIS) [8] of Cameroon (2013) edition.

2.1. Woody biomass

Forests residues are generally classified as logging residues and wood processing residues. Logging residues are generated during the harvesting operations and include stumps, roots, branches, and sawdust. Wood processing residues arise from saw-mill and plywood processing operations and include discarded logs, barks, saw-dust and off-cuts [9,10].

Logging operations generating logging residues usually take place in remote locations making it difficult to collect the residues for energy utilization. There are also technical, ecological and environmental considerations that limit the quantities of forest residues that can be practically recoverable for energy [9]. The amount of logging residues that can be practically harvested is estimated using logging residue recoverability fractions. This is the fraction of the generated logging residues that can be realistically harvested for energy application and is estimated to be about 25% in developing countries [11]. Residues are also generated during processing of wood and are estimated using wood processing residue recoverability fraction. Available literature indicates that up to 42% of wood processing residues can be recovered from sawmills in developing countries for energy application [11]. The procedure for estimating the energy potential of forest residues

proposed by Smeets and Faaij [12] was used. The energy potential of logging residues was calculated using equation:

$$Q_{HR} = \sum_{i=1}^n (W_i \times h \times H \times LHV) \quad (1)$$

Where, Q_{HR} is the energy potential of logging residues and W_i is the annual production of round wood of category *i*. Factors *h* and *H* are respectively, logging residue generation ratio and logging residue recoverability fraction. Factor *h* was assumed to be 0.6 [12,13] and *H* is estimated to be about 25% in developing countries [11]. The energy potential of wood processing residue generated was estimated using equation:

$$Q_{PR} = IRW \times p \times P \times LHV \quad (2)$$

Where, Q_{PR} is the energy potential of wood processing residues and *IRW* annual consumption of industrial round wood. Factors *p* and *P* are respectively, wood processing residue generation ratio and wood processing residue recoverability fraction. Factor *p* is the fraction of logs that is converted into residues during the processing of wood and depends on the efficiency of sawmills. We used a *p* value for developing countries of 70% [13]. Factor *P* is estimated to be about 42% in developing countries [11].

In natural forests, a significant amount of biomass, from non-marketable felled trees, is left on the ground. The exploitation required to make paths, develop means of access and harvest commercial timber leaves a significant amount of biomass. This abandoned biomass is approximately 70% of harvested logs [14]. In addition to biomass that has been left on the forest floor, sawmill residue can be found, notably scraps in the form of flitches (non-marketable short strips of varying sizes).

Cameroon produced an estimated 11.4 Mt of fuelwood, 214 kt of charcoal and 301 kt of sawdust and wood chips in 2009 [14]. The main consumers of fuelwood are households (especially, those of rural area), of which 82.6% use wood in the form of fuelwood, charcoal, sawdust or chips, as their primary and sometimes unique cooking energy source.

2.2. Agricultural crop residues

In general, crop residues are classified as primary and secondary residues. Primary residues are generated during harvesting and primary processing of the crops in farms and crop plantations [9]. The amount of primary residues that can be realistically harnessed is estimated using recoverable fraction of biomass. The actual values of recoverable

fraction of biomass residues for different crops have been estimated and reported in the literature and may vary from 19% to 75% [15,16]. In this study, the average value of 50% is used. Secondary residues are generated during secondary processing of agricultural produce in large quantities at specific locations. The estimation of residue generated was calculated on the basis of the residue to product ratio (RPR). The energy potential of crop residues was calculated using equations:

$$ARG = \sum (RPR \times AH) \quad (3)$$

$$EP_{\text{residue}} = ARG \times (SAF + EUF) \times R \times LHV_{\text{residue}} \quad (4)$$

Where: ARG is the amount of a residue generated annually; RPR is the residue production mass ratio of the economic product; AH is the annual harvest mass of the crop or product; EP_{residue} is the total energy potential of residue; SAF is a dimensionless surplus availability factor; EUF is the energy use factor; R is recoverable fraction and LHV_{residue} is the lower heating value of residue.

Moisture mass fraction of residues normally varies widely at different stages of harvesting and storage. This influences its fired heating value and should be known [17]. A review of RPR values at different moisture content and lower heating values for different residues was carried out by several authors [18–30].

2.3. Animal manure

The production of dung differs from country to country or even region to region in a country. This is due to differences in animal size and weight as well as feed intake [31]. To estimate the energy potential of animal residues, excreta generated by humans, cattle, sheep, goats, pigs, poultry and horses were considered. Properties of animal manure necessary for estimating their energy potential include daily volatile solid production per animal and biogas yield per unit of volatile solid. These parameters were obtained from literature [32,33] and used to estimate the amount of biogas that can be produced by each livestock category. The energy potential of biogas was assumed to be 20 MJ m^{-3} as recommended by Ref. [34].

Biogas yield of a biomass material depends on the organic fraction of dry matter in the material and the waste management system associated with it. The dry matter (DM) of the waste is the matter left after removal of its moisture content. It may be obtained as the weight loss on heating to a temperature of 105°C . Whereas, volatile solids (VS) are defined as the organic fraction of dry matter in waste [35]. Energy potential of animal wastes is estimated using the following relation [34,35]:

$$EP_{\text{waste}} = 365 (\text{day/year}) \times Nh \times DM \times R \times VS \times BY \times LHV_{\text{biogas}} \quad (5)$$

Where: EP_{waste} is the energy potential of the biogas recoverable (MJ.y^{-1}); Nh is number of animal (heads); DM is amount of dry matter per head (kg.d^{-1}); R is recoverable mass fraction; VS is volatile solids i.e. mass fraction of the DM (%); BY is biogas yield on VS ($\text{m}^3.\text{kg}^{-1}$); LHV_{biogas} is lower heating value of biogas 20 MJ m^{-3} .

2.4. Municipal solid wastes (MSW)

Municipal solid waste (MSW) has a heterogeneous composition of materials that are organic and inorganic, rapidly and slowly biodegradable, fresh and putrescible, hazardous and non-hazardous, generated in various sources in urban areas due to human activities [36]. Generally, MSW does not include construction or demolition debris or automobile scrap. Per capita waste generation rate depends on the level of income of the household or commercial establishment. Table 1 shows some data concerning the main Cameroonian cities:

Overall, the per capita generation varies from house to house depending on the economic status, food habit, age and gender of household members, and seasons. Also, the generation rate is very similar in each major city. Fig. 1 shows data regarding the physical properties of

MSW.

The analysis of Fig. 1 makes it possible to classify municipal solid waste into three main groups:

- The directly and rapidly biodegradable fraction (69.50%), consisting of organic matters (mainly household wastes), paper/cardboard, herbs;
- The combustible and slowly biodegradable fraction (5.20%), which includes solid organic matters such as wood chips, plastics and other synthetic materials, and;
- The inert and non-valorizable fraction (5.80%) composed of pebbles, stones, ceramic, sand and metals.

The basic assumptions used in estimating MSW generated annually and energy potential are: population growth rate ($r = 2.6\% \text{ y}^{-1}$), average per capita MSW generation (0.6 kg d^{-1}), waste collection efficiency (50%), fraction of urban populations (48.7% of global population) and fraction of collectible waste applicable to waste-to-energy facilities (74.7%) [8,37].

Generation of wastes is not significant in rural areas (less than or equal to 150 g per capita per day). For this reason, only urban areas where big quantities of MSW are generated and can be collected, transported and treated have been considered in the study. Based on 2006 data (Table 1) and assuming that there was no change in average composition of MSW between 2006 and 2012, the total amount of waste generated in 2012 is estimated using the growth rate population and the formula used by A. C. Mehta [38] as shown in equation (6) below:

$$F_v = C_v \left(1 + \frac{r}{100} \right)^n \quad (6)$$

Where F_v is the future (or projected) value; C_v is the current value; (n), the projected number of years and (r) the growth rate.

By considering the rapidly biodegradable fraction of MSW (69.50%) and the above assumptions, the total amount of organic waste generated by urban populations is approximately 400 kt in 2012. According to Organic Waste Systems [51], a tonne of organic waste generates 100 m^3 – 160 m^3 of biogas. With the assumption of an average production of $130 \text{ m}^3 \text{ t}^{-1}$ of organic waste, the amount of annual landfill gas (LFG) that can be produce is ca 51 hm^3 and the corresponding energy potential is a 1 PJ. Also, by considering the average LHV of 12 MJ kg^{-1} , the slowly biodegradable fraction (5.2%) can produce ca 353 GJ which is negligible in comparison to the putrescible portion. Summing the two values gives us 1024.04 TJ .

3. Results and discussion

3.1. Energy potential of biomass resources in Cameroon

Tables 2–5 below, show the estimated amount of residues and the corresponding energy potential.

Table 6 summarizes the energy potential from the sources analyzed

Table 1

Amounts of waste generated in some Cameroonian cities [37].

Cities	Per capita waste generation (kg.d^{-1})	Total production of household waste (t.d^{-1})
Douala	0.88	1227
Yaoundé	0.85	1076.4
Bafoussam	0.57	120
Garoua	0.37	109.5
Nkongsamba	0.52	51
Kumba	0.30	45.6
Bafang	0.65	31.6
Average value and total production	0.60	2661.1

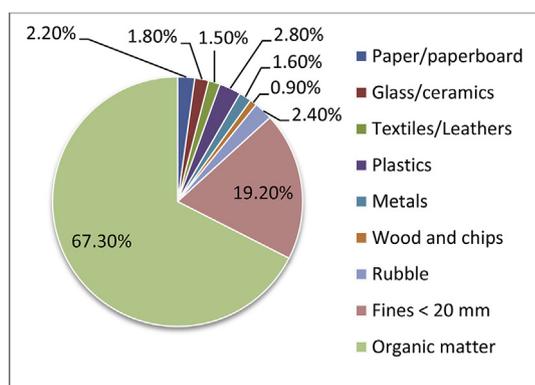


Fig. 1. Average composition (% of dry matter) of MSW in Cameroon (source of data [37]).

in the study. It also presents the forecast values for upcoming years 2020 and 2030.

3.2. General discussion

In Table 2, the numbers in parentheses refer to the numerical values of the standard uncertainty. Annual production of forest residues is known to $\pm 30\%$. In all tables, in the absence of indication, the number of significant digits indicates the accuracy of the values expressed. It is considered that the absolute uncertainty is equal to a half-unit of the last significant digit (± 0.5). This applies to data for which there is no information on how they are obtained (annual production of crop, RPR, heating values, dimensionless numbers, etc.).

The total annual potential of bioenergy from all the sources is about 902 hm³ of biogas and 67.5 TWh of electricity, representing about thirteen times the total electric consumption of Cameroon estimated in 2010 at 5.181 TWh [52]. We also found that forest residues alone represent about 91% of the total potential (62 TWh.y⁻¹).

With an annual growth of 2.6%, Cameroon will have 32.75 million inhabitants by 2030. Its economy is also expected to expand and diversify over the time. To be sustainable, such a growth requires significant energy production and supply. Obviously, the current production structure will not be able to sustain such growth. Integration of bioenergy into energy mix will make it easy to meet this major challenge which however, raises other important challenges to be addressed. Indeed, the use of biomass for energy purposes raises some concerns about the sustainability of supply and environmental impacts. Some difficulties such as availability and reliability of resources, problems of collection, transportation and storage constitute the major limitations of utilizing biomass as an alternative energy source. In Cameroonian cities for example, only about 50% [37] of MSW is collected and landfilled, the rest being dumped into the environment polluting waterways and streams. However, energy production from

Table 2
Energy potential of forest residues.

Forest by-products	Annual production [8,14]	Units	Generation ratio* (dimensionless)	Recoverability fraction* (dimensionless)	Moisture content* (%)	LHV* (MJ.kg ⁻¹)	Energy potential (PJ.y ⁻¹)	Source(s)*
Logging residues	2.4(3)	hm ³	0.60	0.250	50.0	8.0	2.2(4)	[11–13,21]
Wood processing residue	1.9(3)	hm ³	0.70	0.420	30.0	12.0	5.1(6)	[11,21]
Abandoned wood	1.7(3)	hm ³	0.70	0.250	50.0	8.0	1.8(3)	[11,14,21]
Abandoned sawmill residue	0.9(3)	hm ³	0.40	0.420	30.0	12.0	1.5(3)	[11,14,21]
Fuelwood	11.4(3)	Mt	1.0	1.0	0.0	18.40	209.0(6)	[11,21]
Sawdust and wood chips	301.0(3)	kt	0.350	0.90	15.0	19.40	1.8(1)	[11,21]
Charcoal	214.0(3)	kt	0.150	1.0	0.0	33.0	1.1(6)	[14,21]
Total							223.0 ± 3.0	

biomass has comparable and significant benefits (as outlined in Section 5) justifying its development.

4. Overview of biomass conversion technologies

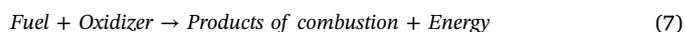
Biomass can be converted into energy, fuels and products through two main conversion pathways-thermochemical and biochemical conversion pathways as shown in Fig. 2. The appropriate conversion technology for a biomass is influenced by factors such as type and quantity of biomass feedstock, the desired form of energy (end-use requirements, environmental standards, economic considerations and project specific factors) [42]. Also, the biomass conversion efficiency depends on the use, material, size and shape of the particles, gas flow and types of reactors [43]. A detailed discussion of each conversion pathway is given below. A number of modern biomass energy technologies are currently at different stages of research, development, demonstration and commercialization.

4.1. Thermochemical conversion technology

Thermochemical conversion methods represent one of the two main categories of biomass energy conversion technologies. Processes in this category include direct combustion, gasification, and pyrolysis.

4.1.1. Combustion

Combustion is a kind of chemical reaction, where a substance (called a fuel) is converted into chemical compounds (known as products of combustion) by combination with an oxidizer. In almost all chemical reactions heat is either supplied to the reaction or a product of the reaction [35]. If heat must be added to a reaction, the reaction is said to be endothermic. If heat is a product of a reaction, the reaction is said to be exothermic. The combustion process is an exothermic chemical reaction, i.e., a reaction that releases energy as it occurs. Thus combustion may be represented symbolically by:



The above equation implies that the reactants (the fuel and the oxidizer) produce combustion products and energy. In combustion processes the oxidizer is usually air but could be pure oxygen. Chemical fuels exist in gaseous (e.g. natural gas, biogas), liquid (diesel, gasoline, fuel oil, bio fuel), or solid form (coal, biomass), which are each a complex mixture of reacting and inert compounds.

Combustion used mostly for biomass with moisture content less than 50% unless it is pre-dried, converts the chemical energy stored in biomass into heat, mechanical power or electricity in stoves, furnaces, boilers, steam turbines or turbo-generators [42,44]. The scale of combustion plant ranges from very small scale (e.g. for domestic purpose) up to large-scale industrial plants in the range (100–3000) MW [42]. At small scale, biomass sources are burned for cooking, especially in developing countries where households use cook stoves for

Table 3
Residues estimate from agricultural crops and energy potential.

Crop	Annual production (kt) [8]	Residue type	Moisture content* (%)	RPR* (t residue/t product)	Total amount of residue (kt)	LHV* (MJ.kg ⁻¹)	Energy potential (TJ)	Source(s)*
Maize	1572.0	Stalk	20.0	2.0	3144.1	12.60	19.8	[34]
		Cob	7.530	0.2730	429.2	16.30	3.5	[22,34]
		Husk	11.110	0.20	314.4	15.560	2.4	[23,24]
Rice	174.0	Straw	12.710	1.7570	209.2	16.020	1.6	[17,25]
		Husk	2.370	0.20	35.6	19.330	0.3	[22]
Sorghum/Millet	1241.0	Straw	15.0	1.250	1061.0	12.380	6.5	[22]
		Stalk	15.0	2.620	2926.2	17.0	24.8	[22]
Wheat	1.0	Straw	15.0	1.20	0.7	15.60	0.006	[39]
Cassava	4083.0	Stalks	15.0	0.0880	146.2	16.990	1.2	[17,22,26,27]
		Peelings	50.0	3.0	17 993.3	10.610	95.4	[24,25]
Cocoyam/Taro	1568.0	Peelings	65.0	0.20	285.5	10.610	1.5	[24,25,28]
Sweet potato	308.0	Peelings	65.0	0.60	168.1	10.610	0.8	[24,25,28]
Yam	517.0	Peelings	65.0	0.20	94.1	10.610	0.5	[24,25,28]
Potatoes	197.0	Peelings	65.0	0.750	134.2	10.610	0.7	[24,25,28]
Groundnut	564.0	Shells	8.20	0.4770	206.4	15.660	1.6	[17,22]
		Straw	15.0	2.30	995.3	17.580	8.7	[17,23,29]
Palm oil	254.0	Fiber	10.110	0.1470	37.1	16.190	0.3	[27]
		Shells	13.0	0.0490	7.8	17.0	0.06	[27]
		Fronds	48.340	2.6040	661.7	7.970	2.6	[27]
		Empty bunches	8.810	0.4280	66.8	16.440	0.5	[27]
		Male bunches	13.820	0.2330	59.2	14.860	0.4	[27]
Coconut	5.0	Shell	10.0	0.60	2.9	10.610	0.02	[22,34,39]
		Husk	10.30	1.030	3.1	18.60	0.03	[34]
		Coir dust	15.0	0.620	0.6	13.40	0.004	[34]
Beans	366.0	Straw	10.0	2.50	1154.3	12,380	7.1	[21,28]
Soybean	13.0	Straw	15.0	2.50	25.1	12,380	0.2	[17,21,22,26,27]
		Pods	15.0	1.0	16.5	12,380	0.1	[22]
Banana	1424.0	Leaves	40.0	0.350	249.1	11.370	1.4	[28,30]
		Stem	40.0	5.60	3985.8	11.660	23.2	[28,30]
		Peels	15.0	0.250	177.9	17.0	1.5	[40]
Plantain	3426.0	Leaves	40.0	0.350	599.5	12.120	3.6	[28,30]
		Stem	40.0	3.910	6697.3	10.910	36.5	[28,30]
		Peels	15.0	0.250	428.2	17.0	3.6	[40]
Total					42 317.1		251.3	

combustion. However, impact of cook stove using is air pollution, which leads to health problem in the area. The use of improve cook stove increases efficiency and reduces air pollution [45]. Combustion technology is the low cost of construction and operation; combustion boiler can be designed to burn almost any type of biomass fuel [42].

4.1.2. Gasification

The gasification is a thermo-chemical process that converts any carbon-containing material into a combustible gas by supplying a restricted amount of oxygen. Under typical gasification conditions, oxygen levels are restricted to less than 30% of that required for complete combustion [35]. In case of biomass feedstock, this gas is also

known as wood gas, or syngas. It consists of a mixture of carbon monoxide (CO) (18%–20%), hydrogen (H₂) (18%–20%), carbon dioxide (CO₂) (8%–10%), methane (CH₄) (2%–3%), small quantities of other light hydrocarbons (C₅H₁₀), and steam (H₂O) including nitrogen (N₂) present in the air that was supplied for the reaction [43].

4.1.3. Pyrolysis

Pyrolysis is defined as irreversible chemical change (or thermal destruction) brought about to fuel materials by heat in the absence (or with a limited supply) of oxidizing agents to around 500 °C. During pyrolysis, materials undergoes a sequence of changes and normally yields products in gases, liquids and solid phases at proportions and

Table 4
Residues estimate from perennial plantation crops.

Crop	Annual production (kt) [8]	Residue type	Moisture content* (%)	RPR* (t residue/t product)	Total amount of residue (kt)	LHV* (MJ.kg ⁻¹)	Energy potential (TJ)	Source(s)*
Cocoa	246.0	Pods/Husk	15.0	1.0	123.1	15.480	1.9	[28,39]
Coffee	47.0	Husk	15.0	2.10	49.2	12.560	0.6	[28,39]
Cotton	246.0	Stalk	12.0	3.7430	922.2	13.070	12.1	[21,22]
Banana	296.0	Leaves	40.0	0.350	51.8	11.370	0.6	[28,30]
		Stem	40.0	5.60	0.8	11.660	9.6	[28,30]
Sugar cane	1450.0	Baggasse	50.0	0.290	343.5	6.430	2.2	[22]
		Tops/Leaves	10.0	0.3020	431.7	15.810	6.8	[27,41]
Palm oil	135.0	Fiber	10.110	0.1470	19.7	16.190	0.3	[27]
		Shells	13.0	0.0490	4.1	17.0	0.07	[27]
		Fronds	48.340	2.6040	352.1	7.970	2.8	[27]
		Empty bunches	8.810	0.4280	35.5	16.440	0.6	[27]
		Male bunches	13.820	0.2330	31.5	14.860	0.5	[27]
Total					3193.7		38.1	

Table 5
Animal wastes production and energy potential.

Animal type	Number (head) [8]	Amount of dry matter per head* (kg.d ⁻¹)	Fraction recoverable*	Volatile solids fraction* (kg VS/kg DM)	Biogas yield on VS* (m ³ .kg ⁻¹)	Amount of dry matter recoverable (kt DM.y ⁻¹)	Amount of biogas recoverable (hm ³ .y ⁻¹)	Energy potential of the biogas recoverable (TJ.y ⁻¹)	Source(s)*
Humans	20 636 954	0.090	0.80	0.670	0.20	542.0	72.7	1450.0	[34]
Cattle	5 527 128	2.860	0.50	0.9340	0.20	2880	539.0	10 800.0	[34]
Sheep	2 974 297	0.3290	0.330	0.9120	0.310	118.0	33.3	666.0	[35]
Goats	5 950 739	0.5520	0.330	0.5980	0.310	396.0	73.3	1470.0	[35]
Pigs	2 896 271	0.6610	0.230	0.8930	0.310	161.0	44.5	890.0	[35]
Poultry	66 592 358	0.0430	1.0	0.4650	0.180	1050	87.5	1750.0	[34]
Horses	16 468	3.30	0.330	0.8760	0.160	6.5	0.9	18.3	[35]
Total						5153.5	851.2	17 044.3	

composition dependent on feedstock characteristics and on process conditions [35]. The variety of heating rates, temperatures, residence times, and feedstock varieties make many energy products which are charcoal (carbonization, slow pyrolysis), bio-oil (flash pyrolysis, low temperature) and fuel gas (flash pyrolysis, low temperature) [42,46]. Problems with the conversion process and subsequent use of the oil such as its poor thermal stability and corrosively, need to be overcome [42].

4.2. Biochemical/biological conversion technology

Two main processes are used in biochemical conversion pathway; fermentation and anaerobic digestion.

4.2.1. Fermentation

Fermentation is a natural process initiated by microorganisms of the saccharomyces type, similar to common yeast cultures under anaerobic conditions [35]. Ethanol can derive from any material which contains sugar. In the Fermentation process, Hexose/pentose sugars such as glucose, fructose and sucrose are converted into ethanol and carbon dioxide as metabolic waste products. The net chemical equation for the production of ethanol from glucose is:



Three generations of biomass sources for bioethanol production are first generation as sugar and starch, second generation as ligno-cellulosic material, and third generation as micro and macro algae [47]. The first generation uses agricultural feedstock for ethanol production such as sugar, and cassava. Impacts of using this generation are raising food prices and global food storage, and environmental issues such as soil erosion, loss of biodiversity, and high volatile organic compound and NOx pollution [48]. The second generation is produced bio-ethanol from ligno-cellulosic biomass such as agricultural residue, forest harvesting residue and wood. Microalgae are the third generation for ethanol production. They are a good choice because of using small area for cultivating, having high productivity, and reducing CO₂ emission. However, several important scientific and technical barriers remain to

Table 6
Total energy potential of biomass residues.

Source of energy	Amount of biogas (hm ³ .y ⁻¹)	Energy potential (PJ.y ⁻¹)	Energy potential (TWh.y ⁻¹)	Projected values			
				2020*		2030**	
				(hm ³ .y ⁻¹)	(TWh.y ⁻¹)	(hm ³ .y ⁻¹)	(TWh.y ⁻¹)
Forest residues		223.0	61.94		76.05		98.31
Crop residues		1.9	0.54		0.66		0.85
Animal manure	851	17.0	4.72	1040	5.79	1650	7.49
MSW	51	1.02	0.28	62	0.34	99	0.44
Total	902	243.0	67.49	1102	82.86	1749	107.11

*25.34 million people; **32.75 million people.

be overcome to large-scale production of microalgae [47].

4.2.2. Anaerobic digestion

Anaerobic digestion is the conversion of organic material directly to a gas termed biogas. The biomass is converted by bacteria in an oxygen free environment [42]. In anaerobic digestion, high moisture content (85%–90%) biomass is converted into biogas by microorganisms in the absence of oxygen to produce a mixture of carbon dioxide and methane with small quantities of other gases such as hydrogen sulfide [49]. A simplified stoichiometry for anaerobic digestion of biomass is:



The whole process of biogas production from organic wastes occurred in main three steps namely hydrolysis, acidification, and methane formation. Three types of bacteria namely fermentative, acetogenic and methanogenic are involved in hydrolysis, acidification and methane formation respectively [35].

The product can be used to generate heat or electricity, or can be converted into bio-fuels such as methanol. Biogas can be produced from almost all kinds of biological feedstock types, from the primary agricultural sectors and from various organic waste streams from the overall society [50]. The largest resource is represented by animal manure and slurries from cattle and pig production. Anaerobic digestion is a commercially proven technology and is widely used for treating high moisture content organic wastes, i.e. +80%–90% moisture [42].

5. The importance of bioenergy industry in Cameroon

5.1. The main development constraints

In Cameroon, the deployment of bioenergy is hampered by factors of several kinds: institutional, financial, social, and technological/technical. For instance, to date, there is no legal and institutional framework for bioenergy. In addition, the sector suffers from weak structuring and the lack of an appropriate funding mechanism. On the other hand, the current prices of fossil fuels are very low and hinder the

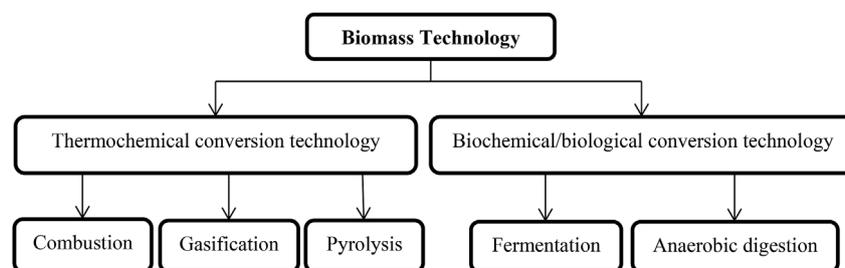


Fig. 2. Biomass conversion technologies [42].

emergence of new technologies inevitably more expensive while they have not reached mass production. At the same time, a growing proportion of the population is concerned, often rightly, about the dangers of using fossil fuels. This fraction of the population, on the one hand, and the numerous industrial lobbies, on the other hand, exert their influence at the political level to tip the balance on their side but, for the moment, the latter are still the most powerful. Finally, the primacy of subsidies granted to conventional energy systems compared to RETs, their acquisition costs that are still often too high, their low diffusion, corruption and high bureaucracy, the lack of qualified workforce (to plan, design, install, monitor and maintain energy systems) coupled with the poor structuration of the sector constitute significant burdens to the development of bioenergy.

5.2. Interest of energy valorization of biomass residues

Energy recovery from biomass residues has significant advantages justifying its development:

5.2.1. Environmentally

Energy production from biomass is a better way to valorize organic waste, thus avoiding pollution and nuisances with a significant reduction of GHG (CO₂ and CH₄) emissions. Biomass technologies can improve hygienic conditions via reduction of pathogens, worm eggs and flies. Additional advantages are protection of soil, water, air and woody vegetation. Finally, the residual products from the fermentation may be used for the production of high quality fertilizer in agriculture.

5.2.2. Energetically

Biomass is an energy source that can be exploited in various ways: As fuel for heating or hot water; as fuel to generate electricity; and finally, as an alternative fuel in vehicles.

5.2.3. Economically and socially

Biomass presents advantages at local level as additional activity for the farmers who can develop economically and energetically their agricultural wastes and the introduction of this technology will contribute to sustainable development and economic autonomy for biomass producers.

5.2.4. Technically/technologically

biomass technology seems simple and can be easily installed on a small scale for a better adaptation to the local context, as is the case in several developing countries (such as China, India, Burkina Faso, Senegal, etc.) especially during the last decades.

In much of cases, the use of biomass to generate electricity and/or clean cooking fuels could have a significant impact both in the living standard of people and country's development. Biomass can have a very high contribution to providing modern energies to citizens and alleviate energy poverty especially in rural areas with low access to electricity and clean cooking fuels. Finally, its ability to avoid GHG emissions associated with burning of conventional fuels makes it a clean source of energy and as such, qualifies it as Clean Development Mechanism

(CDM) projects; thereby generating additional revenue through sale of emission reductions and overcoming the financial barrier.

5.3. The potential benefits of bioenergy industry in Cameroon

There are enormous benefits rural area stand to gain if bioenergy industry is properly developed in Cameroon. These include:

- **Rural infrastructure development:** Most rural areas in Cameroon lack basic facilities. The involvement in biomass resource cultivation, harvesting and processing could ginger up rural development by improving rural livelihood and creating new income opportunities. Bioenergy industry would attract and increase investments which would lead to the development of rural infrastructures such as potable water, roads, railways, electricity, hospitals and markets.
- **Employment and wealth creation:** Bioenergy will lead to modernization of rural agriculture including loans and agriculture incentives from government and the private sector. New jobs for highly skilled labour would be created in bioenergy industries and where dedicated energy crops would be cultivated. This in turn will increase the number of manufacturing facilities and jobs in the rural areas. This would improve the earnings of rural dwellers thereby creating wealth.
- **Rural market expansion:** Bioenergy industry would attract other services providers that would create multiplier effects. Commercial activities would expand with increase in the demand for goods from farmers. Those dwelling in the rural areas would also have access to varieties of goods and services.
- **Skill acquisition and increase in school enrollment:** The bioenergy industry and other services providers would require skilled and semi-skilled labour which would lead to the establishment of skill acquisition centres in rural areas. Also, scholarship would be provided to rural dwellers as part of their corporate social responsibilities.
- **Increase of productivity:** mainly for women and young girls, in water and firewood collection and cooking.
- **Poverty reduction:** Development of bioenergy industry would reduce rural poverty depicted by low income, unemployment and lack of basic infrastructures.
- **Fight against rural exodus:** Given all the above, the living standard of rural dwellers will be greatly improved; they will no longer have any interest in emptying villages to settle in the cities, which considerably would reduce the rural exodus phenomenon.

6. Concluding remarks

In this paper, the potential of bioenergy from forest residues, agricultural crop residues, animal manure and municipal solid wastes has been estimated. As summarized in Table 6, large amounts of biomass resources are available for modern energy applications in Cameroon. With 2012 as the base year, the total energy potential amount to about 902 hm³ of biogas and 67.5 TWh of electricity. The largest part of the country's total energy potential comes from forest residues with

61.9 TWh (about 91% of the total potential). Overall, the country's total energy potential from biomass resources has been projected to increase from 902 hm³ of biogas in 2012 to (1102 and 1749) hm³ in 2020 and 2030 respectively. Also, electricity generation potential has been projected to be 82.8 TWh and 107.1 TWh in 2020 and 2030, respectively; representing about twelve times the projected total electricity consumption in the same years. The above projections show that biomass resources can significantly contribute to the country's energy supply. In order to fully utilize the highlighted potential, subsequent efforts both from the energy sector and the whole society are necessary to overcome the identified barriers and ensure their development and efficient use.

Declaration of interest

The authors declare that there is no conflict of interest regarding the publication of this paper.

Funding sources

This research did not receive any specific grant from funding agencies in the public, commercial, or not-for-profit sectors.

References

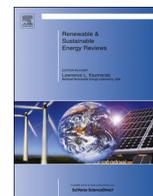
- IRENA, Africa's Renewable Future: the Path to Sustainable Growth, International Renewable Energy Agency, United Arab Emirates, 2013 2013.
- J. Goldemberg, World Energy Assessment: Energy and the Challenges of Sustainability, World Bank, New York, 2000 2000.
- S.A. Ghoreishi-Madiseh, et al., A transient natural convection heat transfer model for geothermal borehole heat exchangers, *J. Renew. Sustain. Energy* 5 (2013) 043104 (2013).
- E. Mboumboue, D. Njomo, Potential contribution of renewables to the improvement of living conditions of poor rural households in developing countries: Cameroon's case study, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016 (61) (2016) 266–279, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.003>.
- SIE-Cameroun, «Système d'Information Énergétique du Cameroun», (2010) Rapport 2010.
- M. Nkutchet, L'Energie au Cameroun, Edition l'Harmattan, 2004 2004.
- GIEC-IPCC, Changements Climatiques 2007, Rapport de synthèse, 2007 2007.
- INS, «Annuaire statistique du Cameroun», Institut National de la Statistique, 2013 Ed. 2013.
- Okello Collins, Assessing Sustainability of Bioenergy Systems in Developing Countries: Methodological Development and Application, Ph.D Thesis University of Naples Federico II, 2014 March 2014.
- FAO, Energy conservation in mechanical forest industries, Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, Italy, 1990.
- H.e. Yamamoto, K. Yamaji, J. Fujino, Evaluation of bioenergy resources with a global land use and energy model formulated with SD technique, *Appl. Energy* 63 (1999) 101–113.
- E.M. Smeets, A.P. Faaij, Bioenergy potentials from forestry in 2050, *Clim. Change* 81 (2007) 353–390.
- UBOS, Statistical abstract, Uganda Bureau of Statistics, Kampala, Uganda, 2010, 2010.
- Jolien Schure, Jean-Noel Marien, Carlos de Wasseige, Rudi Drigo, Fabio Salbitano, Sophie Dirou, Méthode Nkoua, Chapitre 5. Contribution du bois-énergie à la satisfaction des besoins énergétiques des populations d'Afrique centrale: Perspectives pour une gestion durable des ressources disponibles, (2010) 2010.
- S. Cornelissen, M. Koper, Y.Y. Deng, The role of bioenergy in a fully sustainable global energy system, *Biomass Bioenergy* 41 (2012) 21–33.
- H. Haberl, T. Beringer, S.C. Bhattacharya, K.-H. Erb, M. Hoogwijk, The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints, *Curr. Opin. Environ. Sustain.* 2 (2010) 394–403.
- Vibol San, Ly Dalin, Neang Im Chek, Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in sameakki meanchey district in kampong Chhnang Province, Cambodia, *Int. J. Environ. Rural Dev.* 2013 (4-2) (2013).
- S.C. Bhattacharya, V.M. Singamsetti, P. Abdul Salam, Assessment of bioenergy potential in Aisa, The Asian Seminar on Fuel Cell Technology for Rural Electrification, Coimbatore, India, 1996.
- R. Yevich, J.A. Logan, An assessment of bio-fuel use and burning of agricultural waste in the developing world, *Global Biogeochem. Cycles* 17 (4) (2003) October 2003.
- S.C. Bhattacharya, R.A. Attalage, M. Augustus Leon, G.Q. Amur, P.A. Salam, C. Thanawat, Potential of biomass fuel conservation in selected Asian countries, *Energy Convers. Manag.* 40 (11) (1999) 1141–1162.
- Romain Crehay, Didier Marchal, La filière bois-énergie. ValBiom - Valorisation de la biomasse asbl, Région Wallonie, Décembre, 2004 2004.
- S.C. Bhattacharya, H.L. Pham, R.M. Shrestha, Q.V. Vu, CO₂ emissions Due to Fossil and Traditional Fuels, Residues and Wastes in Asia, AIT workshop on Global Warming Issues in Asia. 8-10 September 1992, AIT, Bangkok. Thailand, 19931993.
- O.P. Vimal, P.D. Tyagi, Energy from Biomass- an Indian Experience, Agricole Publishing Academy, New Delhi. India, 1984 440 pp.
- S.O. Jekayinfa, V. Scholz, Assessment of availability and cost of energetically usable crop residues in Nigeria, Paper Presented at Conference on International Agricultural Research for Development. Tropentag 2007, University of Kassel-Witzenhausen and University of Gottingen, 2007October 9-11 2007.
- A. Koopmans, J. Koppeyan, Agricultural and forest residues - generation, utilization and availability, Regional Consultation on Modern Applications of Biomass Energy. 6-10 January. Kuala Lumpur, Malaysia, 1997.
- AIT-EEC, Evaluation and Selection of Ligno-cellulose Wastes Which Can Be Converted into Substitute Fuels, (1983) (Project report submitted to EEC, Belgium).
- DEDP, Report on the Investigation of Residues from palm Oil Industry, Department of Energy Development and Promotion, Thailand, 1995 1995.
- Günther Fischer, Eva Hizsnyik, Sylvia Prieler, Harrij van Velthuisen, Assessment of Biomass Potentials for Biofuel Feedstock Production in Europe: Methodology and Results, Land use change and agriculture Program, 2007 July 2007.
- P. Ryan, K. Openshaw, Assessment of biomass energy resources: a discussion on its needs and methodology, Energy Series Paper (IBRD) No 48/IBRD Washington DC USA, Industry and Energy Department, 1991, p. 77.
- Katherine Rodríguez Cáceres, G. Francy, Patiño Blanco, A. Julián, Araque Duarte, Viatcheslav Kafarov, Assessment of the energy potential of agricultural residues in non-interconnected zones of Colombia: case study of Chocó and Putumayo, *Chem. Eng. Trans.* 50 (2016) 2016.
- Sameer Maithe, Biomass Energy: Resource Assessment Handbook, Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology Of the United Nations, 2009 September 2009.
- S. Bhattacharya, J.M. Thomas, P. Abdul Salam, Greenhouse gas emissions and the mitigation potential of using animal wastes in Asia, *Energy* 22 (1997) 1079–1085.
- B. Sajjakulnukit, R. Yingyud, V. Maneekehao, V. Pongnarintasut, S.C. Bhattacharya, P.A. Salam, Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Thailand, *Biomass Bioenergy* 29 (3) (2005) 214–224 (2005).
- K.K.C.K. Pereira, P.G. Rathnasiri, S.A.S. Senerath, A.G.T. Sugathapala, S.C. Bhattacharya, P. Abdul Salam, Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Sri Lanka, *Biomass Bioenergy* 29 (2005) 199–213 2005.
- UNEP, Technologies for Converting Waste Agricultural Biomass to Energy, United Nations Environmental Programme. Division of Technology, Industry and Economics. International Environmental Technology Centre, Osaka, 2013 June 2013.
- G. Tchobanoglaus, H. Theisen, R. Eliassen, Solid Wastes: Engineering Principles and Management Issues, McGraw-Hill, New York, NY, USA, 1977 1977.
- Emmanuel Ngnikam, Émile Tanawa, Les villes d'Afrique face à leurs déchets, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2006 2006.
- A.C. Mehta, Projections of Population, Environment and Teachers, (2004).
- E.K. Ackom, Dieudonne Alemagi, Nana B. Ackom, Peter A. Minang, Zac Tchoundjeu, Modern bioenergy from agricultural and forestry residues in Cameroon: potential, challenges and the way forward, *Energy Pol.* 63 (2013) (2013) 101–113.
- Anelia Milbrandt, Assessment of Biomass Resources in Liberia, (2009) Technical Report NREL/TP-6A2-44808 April 2009.
- USAID, Baling Sugarcane Tops and Leaves: the Thai Experience, Office of Energy and Infrastructure, 1989 R and D/EI Report No 91-15. Document No PN-ABI-900, August 1989.
- P. McKendry, Energy production from biomass (part 2): conversion technologies, *Bioresour. Technol.* 83 (2002) 47–54.
- E.G. Pereira, J.N. Da Silva, J.L. De Oliveira, C.S. Machado, Sustainable energy: a review of gasification technologies, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 4753–4762.
- K.J. Simonyan, O. Fasina, Biomass resources and bioenergy potentials in Nigeria, *Afr. J. Agric. Res.* 8 (40) (17 October, 2013) 4975–4989, <https://doi.org/10.5897/AJAR2013.6726>.
- S.C. Bhattacharya, P.A. Salam, Biomass Energy in Developing Countries- a Multifaceted Study in Selected Asian Countries, RERIC. AIT, 2006.
- D. Mohan, C.U. Pittman, P.H. Steele, Pyrolysis of wood/biomass for bio-oil: a Critical review, *Energy Fuels* 20 (3) (2006) 848–889.
- G. Dragone, B. Fernandes, A.A. Vicente, J.A. Teixeira, Third Generation Biofuels from Microalgae. Technology and Education Topics in Applied Microbiology and Microbial Biotechnology, (2010).
- S.I. Mussatto, G. Dragone, P.M.R. Guimaraes, J.P.A. Silva, L.M. Carneiro, I.C. Roberto, A. Vicente, L. Domingues, J.A. Teixeira, Technological trends, global market, and challenges of bioethanol production, *Biotechnol. Adv.* 28 (2010) 817–830.
- European Commission, Biomass Conversion Technologies- Achievements and Prospects for Heat and Power Generation, Office for official publications of European Communities, Luxembourg, 1999, p. 178 EUR 18029.
- J.B. Holm-Nielsen, T. Seadi, P. Olieskovicz-Popiel, The future of anaerobic digestion and biogas utilization, *Bioresour. Technol.* 100 (2009) 5478–5484.
- <http://www.ows.be/fr/> [last accessed: 12/09/2016].
- <http://www.indexmundi.com/factbook/fields/electricity-production> [last accessed: 22/11/2016].



ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser

Potential contribution of renewables to the improvement of living conditions of poor rural households in developing countries: Cameroon's case study



Edouard Mboumboue*, Donatien Njomo

Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of Physics, Faculty of Science, University of Yaounde 1, P.O. Box 812, Yaounde, Cameroon

ARTICLE INFO

Article history:

Received 21 August 2015

Received in revised form

27 March 2016

Accepted 4 April 2016

Available online 19 April 2016

Keywords:

Cameroon

Developing countries

Living standard

MDGs/SDGs

Renewables

Rural households

ABSTRACT

Energy is considered as a key source for the future and plays a pivotal role in its socioeconomic development by raising the standard of living and the quality of life. It is critical to achieving virtually all the Millennium Development Goals (MDGs) and today, all the Sustainable Development Goals (SDGs). Whether, it is electricity for schools or clinics, energy for the delivery of health, education and sanitation, services, clean fuel to reduce indoor pollution, energy for pumping water or heat for cooking and water boiling, energy in all its forms will be required to achieve these ends. This paper examines the relationship between renewables and living conditions of poor rural households in developing countries with a particular focus on Cameroon. Its goal is threefold: first, analyzing the energy situation of the country and the living standard of its rural households; second, promoting renewables usage; and third, formulating consolidated policy recommendations to foster the diffusion of profitable renewable structures. It globally aims to encourage decision-makers to increase the share of renewables in the energy mix and to integrate into their development policies the concept of Sustainable Development, thrifty in resources and low carbon content. From this study, we found that in national average, the solar radiation received in Cameroon along the year is $4.2824 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$. This allows us to evaluate its solar potential at $7.431 \times 10^8 \text{ GWh}$ per year, representing 128,988 times the total electric production of the country estimated in 2014 at 5.761 billion kWh. In sub-Saharan Africa region, Cameroon has the second largest biomass potential (with 21 million hectares of forest) and the second largest hydroelectric potential (with 294 TWh/year). In spite these enormous potentials, poverty affects more than 50% of rural households in Cameroon and less than 10% of them have access to modern energies.

© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Contents

1. Introduction	267
2. Energy and sustainable development	268
2.1. The Millennium Development Goals (MDGs)	269
2.2. The Sustainable Development Goals (SDGs)	269
2.3. Energy and production	269
2.4. Household energy	269
2.5. Energy and agriculture	269
2.6. Energy and transport	269
2.7. Energy and education	270
2.8. Energy and health	270
2.9. Energy and water	270
2.10. Energy and women	270
2.11. Energy and environment	270
3. Overview of energy sector in developing countries	271

* Corresponding author.

E-mail addresses: edomboue@gmail.com (E. Mboumboue), dnjomo@usa.net (D. Njomo).

3.1.	Energy access	271
3.2.	Access to clean cooking facilities	271
3.3.	Energy needs of rural populations in developing countries	271
3.4.	Energy transition	272
3.5.	Barriers to renewable energies deployment in developing countries	272
3.6.	Overcoming the barriers	272
4.	Zoom on Cameroon	273
4.1.	General country characteristics	273
4.2.	The rural households poverty in Cameroon	273
4.3.	Overview of the energy sector	273
4.4.	Renewables resources in Cameroon	274
4.4.1.	Wind power resources	274
4.4.2.	Geothermal resources	274
4.4.3.	Biomass resources	274
4.4.4.	Hydropower resources	275
4.4.5.	Solar radiation received in Cameroon	275
5.	Summary of findings and discussion	276
6.	Conclusion & key recommendations	277
	References	278

1. Introduction

Access to modern forms of energy is an essential pre-requisite for overcoming poverty, promoting economic growth, expanding employment opportunities, supporting the provision of social services, and, in general, promoting human development [16]. Affordable energy services are among the essential ingredients of socio-economic development, including eradication of extreme poverty as called for in the United Nations goals namely the Millennium Development Goals (MDGs) and now, the Sustainable Development Goals (SDGs) [22,41,86,91]. Modern energy services mainly provided by liquid and gaseous fuels, as well as electricity are essential for building enterprises and creating jobs. Meeting these essential energy needs economically and sustainably requires a balanced energy portfolio that is suited to the economic, social, and resource conditions of individual countries and regions [2].

Unfortunately, we live in a world of paradox with abundant resources but unavailable energy, especially in developing countries like ours. Indeed, 1.3 billion people lack access to electricity and more than 2.6 billion rely on traditional biomass for cooking and heating. Further, an estimated 200–300 million people use coal in traditional cook stoves to meet their cooking and heating needs. Between 2011 and 2013, the total number of people globally without electricity access remained essentially unchanged even as some countries made great leaps forward. Latin America and developing Asia advanced, while other regions fell further behind. In India, the number of people without access rose by 17 million to 306 million, and Africa is now home to half of the world's population without electricity [65]. Until now, in spite its huge renewables potential, energy demand in Cameroon remains unsatisfied and access to modern energy is very low, on a national average rate of 15% for electricity and 18% for domestic gas. In this country, access to electricity is less than 10% in rural areas against about 50% in urban areas [50,58].

Many reasons explain the energy poverty of the rural world. The dispersed character of rural populations and their low commercial energy consumption result in poor capacity utilization efficiency for transmission and distribution systems and other energy infrastructures. For example, extending an electric grid to a few households in a rural setting can result in reduced energy costs per kilowatt-hour, seven times the cost of providing electricity in an urban area [3]. Thus, conventional approaches to extending energy infrastructures became economically inefficient, for both public and private providers. A decentralization of energy production primarily based on renewable energies would be perfectly adapted to this situation. By combining

the future demographic growth, the change in the rural scenario through agricultural practices, and the advent of gadgets like televisions, mobile phones and computers, energy demand will certainly increased by a multitude.

Nowadays, air pollution, global warming and climate change are the major concerns of the humanity. This is due to the exponential evolution of greenhouse gases (GHG) emission such as carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄) and nitrous oxide (N₂O) which have been obtained from a vast combustion of fossil fuels concurrently with increasing world population [66,71]. Although these impacts are being felt all over the world, some studies reveal that sub-Sahara Africa will suffer the most [84]. On the other hand, the intensive depletion of fossil fuel resources due to their huge utilization with the abrupt fluctuation in oil and fossil fuel prices has led to increasing trends towards finding renewable and cost-wise green energy alternatives [71,81]. In front of these situations, developing countries are the most vulnerable and these vital issues need to be addressed.

Another reason that motivated this study is to reduce the observed deficit in literature concerning renewable energies in developing countries. In fact, there is limited scholarly work and a lack of quantitative data on renewable energies in developing countries. Literature on the resources and other aspects of renewable energies in this region is still very limited and scattered until now [10]. For example, the data about the waste generation, collection and the use of waste for energy production for the African continent is very scarce and covers only few cities or countries [83]. In Cameroon, the lack of institutional support has slowed down research in the renewable energy domain [84]. Consequently, data about renewable energies will be sourced from international organizations' websites, government documents and peer-reviewed documents. This is an important brake for future research works and a major handicap for the development of the country. In order to address this issue, we propose this paper to the interested researchers as an additional work tool.

Globally, this paper addresses the issue of rural households' poverty in developing countries with a particular focus on Cameroon and investigates the extent to which renewable energies can contribute to the energy sector and the rural area development. Specifically, it aims to: promote dialog among practitioners, experts, universities, donors and policy-makers to facilitate closer cooperation on rural sustainable energy access; assess the potential integrated policy options to address rural energy access and to identify synergies that can be realized from the links between energy and other development factors including health, education, economic growth, gender, water and

Acronyms

ADEID	Action for an Equitable, Integrated and Sustainable Development
AEGEE-Europe	Student organization that promotes co-operation, communication and integration amongst young people in Europe.
AES-Sonel	Apply Energy Services-National Electricity Corporation.
AGECC	United Nations Advisory Group on Energy and Climate Change.
AIDS	Acquired Immuno Deficiency Syndrome.
CEDAW	Convention on the Elimination of All Forms of Discrimination against Women.
CH ₄	Methane
CHS 2	Second Cameroon Household Survey.
CO ₂	Carbon Dioxide.
CSP	Concentrating Solar Power.
ECOWAS	Economic Community of West Africa States.
EN	Eastern Network.
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program.
FAO	Food and Agriculture Organization -United Nations.
GDP	Gross Domestic Product.
GHG	
GIEC-IPCC	Greenhouse Gas.Intergovernmental Panel on Climate Change.
GSR	Renewables Global Status Report.
HDI	Human Development Index.
HIV	Human Immuno Virus.
IAEA	International Atomic Energy Agency.
IEA	International Energy Agency.
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis.
IRENA	International Renewable Energy Agency.
KPDC	Kribi Power Development Company.
LPG	Liquefied Petroleum Gas.
MDGs	Millennium Development Goals.
MINEE	Ministry of Water resources and Energy.
MINFOF	Ministry of Forestry and Wildlife.
MTBE	Methyl Tertiary Butyl Ether.

MW	Mega watts.
n.a.	not available.
N ₂ O	Nitrous oxide.
NASA	National Aeronautics and Space Administration.
NEPAD	New Partnership for Africa's Development.
NGLs	Natural Gas Liquids.
NGOs	Non Governmental Organizations.
NIN	Northern Interconnected Network.
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development.
PPP	Purchasing Power Parity.
PV	Photovoltaic.
RETs	Renewable Energy Technologies.
S.A	Société Anonyme (Limited Company).
SDGs	Sustainable Development Goals.
SE4ALL	Sustainable Energy for All Initiative.
SHS	Solar Home System.
SIN	Southern Interconnected Network.
SNV	Netherlands Development Organization.
SODIS	Solar Disinfection (of water).
TPES	Total Primary Energy Supply.
UNDP	United Nations Development Program.
UNECA	United Nations Economic Commission for Africa.
WEO	World Energy Outlook.
WHO	World Health Organization.

Units of measure

FCFA	Franc of the African Financial Community.
kgoe	Kilograms of oil equivalent (50 kgoe–630 kWh).
ktep	Kiloton equivalents petroleum.
kWh m ⁻² d ⁻¹	Kilowatt hour per square meter per day.
Mtoe	Mega tone of oil equivalent.
MWh/GWh/KWh	Megawatt hour/Gigawatt hour/ Kilowatt hour.
PJ	Peta Joule (1 PJ= 1 quadrillion = 10 ¹⁵ J).
tCO ₂	Tone of Carbon Dioxide.
USD	United States Dollar.

food security; and lastly, identify best practices and lessons learned in rural energy access development.

According to Maximilian Engelken et al. [10], research methodologies can be defined and classified into six following categories: Case study, Field study, Quantitative research, Mathematical modeling research, Literature review and Conceptual research. Our study combines both the Literature review and the Mathematical modeling research. The Literature review part of the paper is based on a desk review of available literature. Data were obtained mainly through the web search and it is presented primarily for raising awareness and policy discussion. In the Mathematical modeling research part of the paper, an empirical model also available in the literature was developed and simulated in order to estimate the solar potential of Cameroon.

Currently a high proportion of the world's total energy output is generated from fossil fuels such as oil, coal and natural gas. In Cameroon, about 19% of electricity generated comes from the combustion of fossil fuels in thermal power plants [47]. This combustion pollutes the atmosphere and emits greenhouse gases responsible for today's climate change [66]. On the other hand, fossil fuels are not only costly for power plants operation, but they are essentially exhaustible, hence the need of energy transition

which must be based on renewable energies. But, the fundamental question is to know how this transition must be made? Within which institutional framework? With which actors? And, which energy pattern?

Before addressing these issues, we examine in the ensuing section the linkage between energy and other development factors such as health, education, environment, gender, water and so on. The remainder of the study is structured as follows: [Section 3](#) presents an overview of energy sector in developing countries. [Section 4](#) puts a focus on Cameroon by presenting the country, examining the living conditions of its rural populations, analyzing energy situation and assessing its renewable' resources. [Section 5](#) summarizes the key findings of the study. The last section followed by the references concludes the study by setting out some recommendations.

2. Energy and sustainable development

Sustainable development can be broadly defined as living, producing and consuming in a manner that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to

meet their own needs [7]. It has become a key guiding principle for policy in the 21st century. Worldwide, politicians, industrialists, environmentalists, economists and theologians affirm that the principle must be applied at international, national and local level. Actually, applying it in practice and in detail is of course much harder [1].

In the international context, the word “development” refers to improvement in quality of life, and, especially, standard of living in the less developed countries of the world. The aim of sustainable development is for the improvement to be achieved whilst maintaining the ecological processes on which life depends [1,21]. At a local level, progressive businesses aim to report a positive triple bottom line, i.e. a positive contribution to the economic, social and environmental well-being of the community in which they operate.

2.1. The Millennium Development Goals (MDGs)

In September 2000, world leaders came together at the United Nations headquarters in New York to adopt the Millennium Development Declaration to reduce extreme poverty by the year 2015. The most prominent goal is to half the proportion of people who live of less than 1 USD a day by 2015. The other goals concern universal education, gender equality, child health, maternal health, combating HIV/AIDS, environmental sustainability and the creation of a global partnership for development [2,41].

The world has made remarkable progress in reducing extreme poverty. In 1990, close to half of the people in developing regions lived on less than USD 1.25 a day. This rate dropped to 22% in 2010. This means that the world reached the MDGs target of halving the proportion of people living in extreme poverty five years ahead of the 2015 deadline. Meantime, the absolute number of people living in extreme poverty fell from 1.9 billion in 1990 to 1.2 billion in 2010 [22]. Despite this overall achievement, progress on poverty reduction has been uneven. Some regions, such as Eastern Asia and South-Eastern Asia, have met the target of halving the extreme poverty rate, whereas other regions, such as sub-Saharan Africa and Southern Asia, still lag behind.

2.2. The Sustainable Development Goals (SDGs)

In 2015 (the MDGs’ baseline year), the United Nations agreed a new global development agenda, “Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development”. The comprehensive set of 17 Sustainable Development Goals [91], and the 169 Targets within, will stimulate action over the next fifteen years in areas of critical importance to humanity and our planet. The SDGs do not only replace the MDGs, but also build on them, making them more integrated and indivisible, global in nature and universally applicable [86]. While the MDGs focused on extreme poverty eradication, education and health goals for developing countries, the SDGs cover economic, social and environmental pillars of sustainable development to be applicable to all countries.

2.3. Energy and production

Virtually all value-adding activities, both paid and unpaid, require energy as an input in the production process. In its simplest form it can be human or animal energy transporting goods, doing manual work, or providing manual power through simple machines such as mills. As greater degrees of technology are applied in the production process, different forms of energy are used. This could be heat energy in manufacturing processes requiring ovens or kilns and therefore fuels, in which case the quality of the heat, access, and affordability of the fuels and efficiency of the ovens used all affect the final product (from bread to bricks) [15]. Other productive processes require motors,

machines, or other tools that often use liquid fuels (such as petrol for motors) or electricity (for sewing machines, welders, etc.) to power them.

In addition to production activities in which energy and machines are applied to raw materials and other inputs to produce final products, service industries also require energy as inputs. This includes telephones, computers, other information technology, or air conditioners, specialized equipment, or security systems – all of which consume electricity.

2.4. Household energy

For the poorest people in the world, especially those who live in the poorest countries, the most inelastic segment of demand for energy is that for cooking and heating to ensure basic survival. This “household energy” is often poorly understood by development planners at large, and within the energy sector it is often not considered in policies that historically have been focused on electricity supply rather than other household fuels [12]. Even poor families do not have a choice of whether to use heat to cook their food because 95% of all basic staples must be converted to food through heat for cooking.

All families worldwide, rich or poor, depend on heat to cook their food, boil water, and, where the climate requires it, provide space heating. While traditional fuels such as wood, agricultural residues, or dung can be gathered locally, considerable time is spent collecting them [14]. As traditional fuels become scarcer due to overharvesting, agricultural decline, or increased competition among growing populations, more and more unpaid time is dedicated to fuel collection, leaving less time for income-earning activities.

2.5. Energy and agriculture

Most of the caloric intake of the poorest people worldwide comes from basic grains such as rice, corn, millets, and wheat. In all cases not only do basic grains need to be cooked to be consumed, which requires heat energy, but their very production, harvest, and processing require energy inputs for cultivation, irrigation, transport, and, for some foodstuffs, preservation [37].

By facilitating irrigation, cleaner and affordable energy options can help ensure food security among the poor in spite of increasingly frequent drought conditions in many countries. Energy for mechanical power (water pumping or distribution) can come from grid-connected electricity (where available), local motors using fuels, or renewable energy-derived water-lifting devices. Some irrigation and water pumping technologies have significant potential for not only ensuring food supply throughout the year but also generating additional income for households [12,22].

2.6. Energy and transport

Mobility is an essential requirement that ensures the delivery of goods and services. For the poor, it is an essential factor in providing options for employment, production, and livelihoods. The more limited the transport options, often due to lack of access to energy, the more limited the livelihood options [22]. In recent years, the high cost of motorized transport due to rising oil prices is a major challenge, especially for the poor in developing countries who need to transport to take their agricultural produce to the market and to take up employment. In rural areas, poor road conditions and networks limit the availability of motorized transport. Consequently, in some rural areas of sub-Saharan Africa, Asia, and Latin America, people walk about 10 km a day one way to attend to their chores (e.g., fuelwood or water collection, farm work) as well as attend school or visit health

facilities. In urban areas, the high cost of public transport has a negative impact on the poor [12].

2.7. Energy and education

One of the indicators for monitoring progress in universal primary education is the proportion of pupils who start grade one and reach the last grade of primary school. Often children, especially girls, face family pressure to contribute to household energy supplies through the collection of wood and other fuels and of water for home heating and cooking purposes. Access to cleaner fuels, efficient stoves, and alternative fuelwood management practices can reduce fuel collection times significantly, which can translate into increased time for education of rural children [12].

Also, electricity can facilitate access to educational media and communications in schools and in homes. It can increase use of distance-learning modules. Access to electricity provides the opportunity to use more sophisticated equipment for teaching (such as overhead projectors, computers, printers, photocopiers, and science equipment), which allows wider access to more specialized teaching materials and courses.

2.8. Energy and health

Public expenditures on health care provision in developing countries have typically been low. When public-sector spending on health services increases, urban and peri-urban areas are often given priority, leaving the rural poor with inadequate health care options that are distant and of poor quality as well as often unaffordable [2].

From a human development point of view, the most grievous negative health effects are loss of life, especially among the youngest and most vulnerable, as well as shortened life spans due to poor overall living conditions. Global efforts have prioritized reducing infant mortality in recent years. While deaths of children below the age of five dropped in developing countries by more than 25% between 1990 and 2008, the absolute number of children dying before age five increased [12,17]. Sub-Saharan Africa appears to have made the least progress in terms of reducing child mortality with one child in seven there dying before the age of five. In the case of waterborne diseases such as diarrhea that has a particularly detrimental impact on children's health, the contributing factors that are energy-related include lack of pumping systems from clean water sources, lack of energy or fuels to boil water, and lack of industrial processes for water treatment and purification [17]. Pneumonia cases among children under the age of five from poor households are mainly linked to household air pollution due to reliance on traditional biomass for cooking [23].

The inefficient burning of solid fuels in an open fire or traditional stove indoors creates a dangerous cocktail of hundreds of pollutants, primarily carbon monoxide and small particles, but also nitrogen oxides, benzene, butadiene, formaldehyde, polycyclic aromatic hydrocarbons, and many other health damaging chemicals [9,23,26].

2.9. Energy and water

Sanitation and access to improved water in developing nations are key environmental concerns of the poor. Recent estimates indicate that about 1.2 billion people lack access to safe water [27] and about 2.6 billion people lack access to toilets, latrines, and other forms of improved sanitation in developing countries [28]. Progress has been slowest in South Asia and sub-Saharan Africa. The challenge of providing safe water and sanitation facilities is still immense particularly in sub-Saharan Africa where more than half the urban population lives in slums; a sizable part of the more than 825 million people living in urban dwellings without improved sources of drinking water and

sanitation [17]. Solar, wind, hand pumps and biogas options can play an important role in enhanced access to safe water and sanitation in low-income peri-urban and urban of sub-Saharan Africa.

The lack of sanitation facilities in many developing countries contributes to a loss of a sense of dignity, especially among the poor. Inadequate access to sanitation has a disproportionate large impact on women and girls, especially during menstruation. Lack of adequate sanitation in schools in many developing countries has been reported as a key contributor to absenteeism and even school dropouts among one in ten girls at the puberty stage [29].

There are other cleaner energy options but somewhat higher cost cleaner energy options that can address problems of sanitation and at the same time provide energy. For example, a biogas digester linked to a toilet can be an effective means of treating sewage, while the methane gas produced can be used for heating applications such as cooking or running the engine generators to produce electricity [32]. This technology is widely used in Asian countries, especially in Bangladesh, Bhutan, China, India, Laos, Nepal, and Sri Lanka [33].

2.10. Energy and women

In 1979, the United Nations General Assembly adopted the Convention on the Elimination of All Forms of Discrimination against Women (CEDAW) to protect fundamental human rights and equality for women around the world [34]. However, global studies indicate that a higher percentage of women than men live in poverty [35]. Gender-related studies of the poor in sub-Saharan Africa, parts of South Asia, and Latin America and the Caribbean demonstrate that poverty affects women and men differently, with women often experiencing the most severe levels of deprivation, in part, demonstrated by inadequate access to cleaner energy options [2,36]. Wider access to cleaner and affordable energy options can improve gender parity and school enrollment of girls. For example, access to cleaner energy options (electricity for lighting in schools and cleaner cooking fuels at home such as LPG) can extend studying hours for girls by reducing the time they spent collecting fuel. Access to pumped water can reduce the time that girls spend carrying water for household use [53].

The use of improved cook stoves can result in savings in the amount of fuel used, which translates into direct cash savings. They can also reduce respiratory health problems associated with smoke emission from biomass stoves and offer a better home and working environment for rural housewives. According to epidemiological studies conducted recently by World Health Organization, inhalation of smoke inside the houses doubles the risk of pneumonia and other acute lower respiratory tract infections in children under five years old. Women exposed to smoke are likely three times more to suffer from obstructive chronic bronchial-pneumonopathy such as chronic bronchitis than those who cook with electricity, gas or using other much cleaner fuels. Similarly, the use of charcoal doubles the risk of lung cancer, especially among women [9,26].

The production and dissemination of improved cook stoves and associated sustainable fuel supply initiatives provide employment opportunities for a significant proportion of the population, particularly women [45]. In Senegal, for example, the sustainable forestry subsector earns the country about USD 12.5 million a year, with women in control of one-third of this revenue stream [17].

2.11. Energy and environment

Many of the world's poor depend on forests for their livelihoods as well as to meet their energy needs for cooking. In sub-Saharan Africa, about 80% of the population relies on biomass [13]. The loss of forests threatens the livelihoods of the poor and destroys habitats that harbor biodiversity. Since 1990, forest losses have been substantial (more

than 1.4 million square kilometers), especially in Latin America and the Caribbean, East Asia and the Pacific, and sub-Saharan Africa [17]. In Cameroon, 100,000 ha of forests per annum are destroyed [6]. Some of this deforestation is due to excessive harvesting of biomass fuel. The use of traditional and unsustainable biomass cooking energy fuels has significantly higher greenhouse gas (GHG) emissions compared to fuels such as LPG and biogas. Use of cleaner cooking fuels and technologies can reduce the GHGs emissions in developing countries [44].

3. Overview of energy sector in developing countries

In developing countries, overall 56% of total energy use comes from traditional biomass, mainly firewood. Moreover, more than 83% of the rural population has no access to electricity. This rate was 92% in some Sub-Saharan African countries and 70% for South Asia [59]. Sub-Saharan Africa is rich in energy resources, but very poor in energy supply. Making reliable and affordable energy widely available is critical to the development of the region that accounts for 13% of the world's population, but only 4% of its energy demand. Since 2000, sub-Saharan Africa has seen rapid economic growth and energy use has risen by 45%. Four out of five people in sub-Saharan Africa rely on the traditional use of solid biomass, mainly fuel wood, for cooking, firewood, cow dung, agricultural wastes, etc. [13,62].

Sub-Saharan Africa has more people living without access to electricity than any other world region – more than 620 million people, and nearly half of the global total. It is also the only region in the world where the number of people living without electricity is increasing, as rapid population growth is outpacing the many positive efforts to provide access. In 37 sub-Saharan countries the number of people without electricity has increased since 2000 while the regional total rose by around 100 million people. On a more positive note, about 145 million people gained access to electricity since 2000, led by Nigeria, Ethiopia, South Africa, Ghana, Cameroon and Mozambique. Overall, the electricity access rate for sub-Saharan Africa has improved from 23% in 2000 to 32% in 2012. In North Africa, more than 99% of the total population has access to electricity [62].

Energy sector in developing countries globally and in Africa specifically is best understood by three distinct sub-regions as well as North Africa, which is heavily dependent on oil and gas; South Africa, which depends on coal; and the rest of Sub-Saharan Africa, which is largely reliant on biomass [3]. In Africa, most of the substantially renewable energies potential are under-exploited. Until now, only about 7% of the enormous hydro potential has been exploited [36]. However, this estimate does not include some of the significant small, mini, and micro-hydro opportunities. In 2002, 34% of electricity production came from oil, 27% and 38% came from hydro and gas, respectively. Only 1% came from geothermal electricity; 45% of this energy came from South Africa, 31% from North Africa, and 24% from the rest of Africa [60].

Many other countries like Kenya (with 9000 MW of geothermal potential) used geothermal energy, but at low scale. In 1999, the total energy demands for the Sub-Saharan Africa were approximately 267 Mtoe among which 54% was traditional energy, 27% oil, 14% solid fuel, 3% hydropower, and 2% was gas [61]. Brazil, China, India, and South Africa have taken the lead in developing large-scale, off-grid renewable energy programs that are making significant inroads into addressing the dual challenges of energy access and sustainability. An important success factor for renewable energy initiatives in these countries has been their inclusion in broader long-term rural electrification programs that are supported politically and backed by substantial and sustained public resource allocations. For example, Brazil's Light for All program, completed in late 2013, was a decade-long effort to provide renewable electricity to 15 million people in rural areas. The initiative included an 85% capital subsidy for

mini-grids with a focus on renewable energy, allowances for the use of prepaid metering, and the inclusion of rural co-operatives as implementing agencies [65].

3.1. Energy access

There is no universally recognized definition or list of indicators to define “access to energy”. The International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) reports that modern energy access usually includes three forms of energy: clean household energy for cooking and heating, electricity for powering appliances and lights in households and public facilities, and mechanical power from either electricity or other energy sources that improve productivity of labor [18,19]. A definition of “access to energy” should thus take into account the targeted beneficiary (e.g. households, public facilities, manufacturing, industry), the type of energy source provided (e.g. energy for cooking and heating, electricity, grid-connected or off-grid, fossil fuels or renewable energy sources), and the characteristics that make these energy services accessible (e.g. affordability, reliability, quality and adequacy) [18].

A common approach in line with the vision of sustainable development is to focus on secure, affordable, clean and sustainable energy for households, both for consumption and productive uses including lighting, cooking and water heating, space heating, cooling, information and communications [13,15,19]. Although there is no consensus on a basic minimum threshold of modern energy services, an initial target could be 50 kW-hours (kWh) of electricity per person per year in rural areas and 100 kWh in urban areas. A similar minimum target for cooking and heating could be in the range of 50–100 kgoe annually per person [20].

In general, access to energy is high in areas where the incidence of poverty is low and vice versa. Moreover, the high rate of access to energy in urban areas masks several regional and socio-economic disparities. Indeed, 35% of poor urban households and 88% of poor rural households do not have access to modern energy, which suggests that the poorest strata in both the urban and rural areas are the most disadvantaged groups [2,36].

3.2. Access to clean cooking facilities

Nearly 730 million people in sub-Saharan Africa rely on the traditional use of solid biomass for cooking typically with inefficient stoves in poorly ventilated space. A transition to cleaner cooking fuels and appliances is not straightforward, as people who have access to modern fuels, such as LPG, natural gas, biogas or electricity, may also continue to use solid biomass for cultural or affordability reasons, a phenomenon known as “fuel stacking” [62]. Fig. 1 below shows the trend of solid biomass used for cooking in some developing countries.

In 2002, 1.5 million people worldwide died from diseases caused by air pollution in homes. In Cameroon in the same year, 11,600 and 1290 deaths respectively attributed to acute lower respiratory tract infections in children under five years old and chronic pulmonary disease in adults over thirty years old had been recorded [5]. Now, several RETs are cost competitive with conventional generation technologies, even before considering environmental and other externalities. We hope declining costs will play a significant role in the expansion of RETs the next years.

3.3. Energy needs of rural populations in developing countries

Renewable energies can solve very concrete way the energy problems of rural populations. We present in this section the solutions that can bring solar energy for example to priority energy needs of rural populations. We are particularly interested in rural populations because not only they are the most vulnerable sections of society, but they represent approximately more than 80% of the total population.

In most developing countries, the energy needs of urban populations are distinguished from those of rural populations. Currently, in almost all developing countries, the mobile phone has become the most widely used communication tool. But due to lack of electricity for their recharge, their operation is problematic thus limiting the contact of these populations with the outside world. The small photovoltaic solar systems are more indicated for solving this problem. Except electricity generation for lighting, solar energy can also meet many other major needs of rural populations such as feeding the domestic appliances (TV, radio, mobile phone, etc.) improving agricultural productivity (irrigation, drying and conservation of agricultural products), the production of hot water for rural hospitals, desalination in coastal areas of sea water, production in dryland regions of drinking water by pumping depth water or by distilling water of torrents and ponds [82].

Some of the energy solutions available are very low-cost and do not require electricity or fossil fuels. For example, solar water disinfection (SODIS) only requires a clear glass or plastic polyethylene terephthalate bottle, which is filled with water and placed on the roof in the sun for at least six hours to eliminate most disease causing pathogens [30,31]. For each identified need, Table 1 below presents a summary of solar solutions.

3.4. Energy transition

During the last years a new context for action has emerged in the international community, which calls for an energy transition in both developing and industrialized countries. In developing countries, a transition to sustainable energy system is needed to accelerate the growth of basic food production, harvesting and processing. But, this transition must be environmentally sustainable, socially equitable and economically viable [51]. It must not occur under a “business-as-usual” situation. Such a transition involves a commitment to long-term developmental goals and requires innovative policies and technological solutions. However, breaking the current energy bottleneck must also be efficient and sustainable. Obvious benefits are greater resilience in the production system, higher productivity, improved

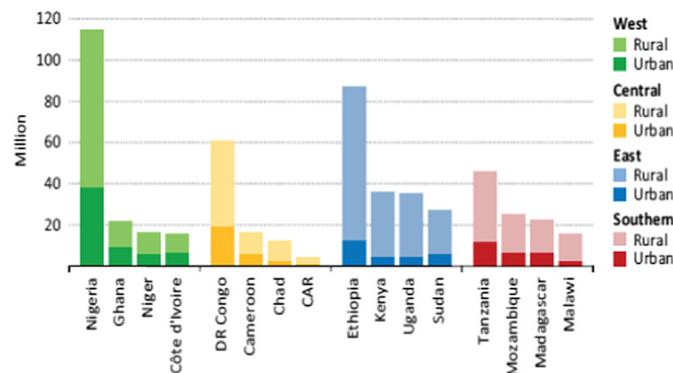


Fig. 1. Largest populations relying on the traditional use of solid biomass for cooking in sub-Saharan Africa by sub-region, 2012 [62].

Table 1
The solar solutions to priority needs of rural populations [82].

Rural needs	The solar solutions
Storage and conservation of agricultural, farming and fishing products.	Solar drying (grains, fish, meat). Solar refrigeration (vegetables, meat, fish).
Supply of drinking water for people and livestock.	Solar distillation and photovoltaic pumping.
Water supply for irrigation.	Thermodynamic solar pumping.
Rural industrialization (processing agricultural and livestock products).	Photovoltaic power plants and solar water heaters.
Lighting and feeding of domestic appliances.	Photovoltaic power plants.
Storage and conservation of the pharmaceutical products in rural hospitals.	Solar refrigeration.
Sterilization of tools and materials in rural hospitals.	Solar water heaters.

efficiency and higher incomes to farmers. Environmental degradation, driven primarily by poverty, would be minimized.

Africa, whose industrialization is dawning, has every interest in undertake right now an energy transition toward clean energies, by developing legislation that encourages the creation of industries whose operation uses RETs [81]. In the same way, the African negotiators should also emphasize all the time about technologies transfer towards the continent and the indispensable birth in Africa of an industry of RETs.

3.5. Barriers to renewable energies deployment in developing countries

There is growing consensus among the main actors and policy-makers that efforts to disseminate RETs in developing countries have fallen short of expectations. While it is recognized that RETs cannot solve all of this region's energy problems, RETs are still seen as having a significant unexploited potential to enable developing countries to meet their growing energy requirements.

Three main barriers to the deployment of renewables in developing countries were identified and need to be addressed: there are respectively, policy & legal barriers, technical barriers and finally, financial barriers. Experience in the region shows that introduction and success of any renewable technology is to a large extent, dependent on the existing government policies. Government policies are an important factor in terms of their ability to create an enabling environment for RETs dissemination and mobilizing resources, as well as encouraging private sector investment [54].

Specifically, the success of RETs in the region has been limited by a combination of factors which include: corruption; poor institutional framework and infrastructure; inadequate RETs planning policies; uncoordinated actions in the energy sector; pricing distortions which have placed renewable energy at a disadvantage, in particular the strong subsidy of fossil energies; high initial capital costs of RETs; weak dissemination strategies; Poor decentralized solutions for energy services; lack of consumer awareness on benefits and opportunities of renewable energy solutions; unavailability of funds for development of renewable energies; lack of skilled manpower; poor baseline information; weak services and finally, weak or lack maintenance of infrastructures [10,11,40,85].

3.6. Overcoming the barriers

Once the barriers are identified and analyzed, policy instruments can be developed to overcome them. Overall, they should aim to: develop an adequate institutional framework; increase awareness and education of all stakeholders in the sector; create an enabling environment for private sector participation; subsidize renewable technologies to the benefit of the poorest and most vulnerable populations; implement incentives measures to improve affordability; ensure efficient coordination of all activities in the energy sector; put an emphasis on training of a highly qualified manpower in the field of renewable energies and energy efficiency; develop a local expertise in the field; design the certification programs and introduce labeling for

all products imported and manufactured locally; design regional projects that include universities, NGOs, professionals, organizations involved in RETs and banks that will be providing loans [19,40,55]. Although the identified barriers have common aspects, the way to addressing them depends of course, on social, economic, political and cultural context specific to each country.

4. Zoom on Cameroon

4.1. General country characteristics

Located in the western part of Central Africa sub-region, Cameroon is positioned at the bottom of the Gulf of Guinea. It is situated between latitudes 1°40' and 13°05' North of the Equator and between longitudes 8°30' and 16°10' East of the Meridian [6]. Its neighboring countries are respectively, Nigeria to the northwest, Tchad to the northeast, Central African Republic to the east, Equatorial Guinea, Gabon and Congo to the south, and the Atlantic Ocean to the southwest. It has a coast line of 402 km, occupies a total area of 475,440 km² and is divided into 10 regions. Table 2 below provides an overview of some basic economic indices and population information about Cameroon.

Based on topographic and climatic criteria, the country can be divided into three climatic regions [46]. The plateau in the south is mainly influenced by wet tropical climate. Average annual rainfall is over 1500 mm per year and there are only two dry or three months. With diminishing precipitation to the north of the country, the vegetation changes from dense rain forest to savannah. The lowlands of the coast belong to the equatorial domain and receive precipitation between 2000 and 4000 mm per year. The dry tropical and Sahelian climates characterize the north of the country; arid periods can last up to nine months and average precipitation varies from 300 to 900 mm per year. It consists of two lowlands, the Benue depression and the plains along Lake Tchad [63].

4.2. The rural households poverty in Cameroon

The reference on monetary poverty in Cameroon is the second Cameroon Household Survey (CHS 2) realized in 2001 by the National Institute of Statistics [24]. This survey has established the poverty profile of reference in Cameroon, while describing the living conditions of Cameroonians. One can keep from this study that monetary poverty affects 40.2% of the total population; it mostly affects households which depend on agriculture (57%). Poverty that is especially a rural phenomenon is influenced by some characteristics of the head of the household like: the level of education, the gender and the matrimonial status [24,38]. Looking at the dynamics of poverty, the results of CHS 2 indicate a decrease of 13 points of poverty between 1996 and 2001. Fambon et al. [39], analyzing poverty and income distribution in 1996 showed that poverty affects more than 50% of

rural households. According to the authors, the main determinants of poverty are: the socio-demographic structure of the households (size, type of household, number of children), the socio-economic group and the level of education of the head of the household, the status of occupation of the lodging.

Conventional approaches define poverty as “low income or low consumption”. According to Smith et al. [4], poverty encompasses not only low income and consumption, but also low achievement in education, health, nutrition, and other areas of human development. Four major dimensions of poverty are included: (1) lack of opportunity (material deprivation); (2) lack of capability (low achievement in education and health, malnutrition); (3) vulnerability (low level of security); and (4) being voiceless and powerless [4].

Recent studies on poverty in Cameroon have explored the multidimensional approach. These studies, all based on CHS 2 data, are unanimous on the fact that multidimensional poverty is pronounced than monetary poverty. According to Nguetse Tegoum Pierre et al. [38], indicators of access to basic services have improved: the access to water has risen from 32% in 1970 to 44% in 1997, the death rate has decreased, but less than the infant mortality, the global school cover improved until 1994. However, malnutrition has increased. The Gini index went down from 0.49 to 0.42 reflecting a decrease in inequalities. For these authors, the period of crisis has transformed poverty into a rural phenomenon.

4.3. Overview of the energy sector

In 1998, the electricity sector was liberalized, and in 2001 the national utility company Sonel was opened to private American investors through the company AES-Sonel. AES-Sonel was responsible for the production, transport, and distribution of electricity. AES-Sonel manages over two thirds of the electric infrastructure in Cameroon [50,56]. In September 12, 2014 the electricity company, AES-Sonel, was officially renamed as Eneo-Cameroon S.A (Energy of Cameroon). The name-change follows the British private equity investment firm, Actis, taking over all assets of the American company, AES, in Cameroon's electricity sector by way of AES-Sonel [89].

The country's primary energy supply is based on biomass (63.5%), oil (27.9%), hydropower (4.2%) and gas (4.4%) [64]. Electricity generation reached 4000 GWh in 2006, 94% of which originated from hydropower and the rest from oil [63]. The national grid of Cameroon is composed of three distinct networks – the South Interconnected Network (SIN), the North Interconnected Network (NIN), and the East Network (EN, supplied by a thermal power plant). In 2008, Cameroon had an installed electric capacity of 1413 MW which produced a total of 5552 GWh of electric power [56]. With 29 PJ/year, the transport sector consumes around 7% of petroleum products and approximately 12% of the total final energy consumption of the country [64]. Despite being an oil producer, the country imports light petroleum products as a result of lack of refinery infrastructure. In 2010, total electricity production represented 5834 GWh with a total installed capacity of around 1925.86 MW. Cameroon has an on-grid total installed capacity of around 1323.96 MW, of which approximately two thirds is hydropower and the rest is thermal (604.96 MW) [8].

Presently, Cameroon has three main hydropower production dams, namely Songloulou with an installed capacity of 387 MW, Edea with an installed capacity of 263 MW and Lagdo on the Benoue River has an installed capacity of 72 MW with three other dams devoted to reinforce the Edea and Songloulou power plants [50]. The three retaining dams are respectively, Mbakaou constructed on Djerem River, the Bamendjin constructed on Noun River and the Mape constructed on Mbam River. Unfortunately, the quality of maintenance of hydropower dams is below average and the production plant operates with performance rate inferior to 55% [85].

Table 2
General population information and economy indices [50,62–67,72].

Parameter	Unit	Value	Year
Population	million	19.4	2010
Population growth rate	%	2.6	2010
GDP (PPP)	billion USD	44	2008
GDP per capita (PPP)	USD	2 382	2008
Poverty rate	% total population	57.7	2006
HDI	–	0.514	2006
Undernourishment	% of total population	23	2003–2005
TPES	Mtoe	7.29	2007
Net energy imports	Mtoe	– 1.79	2007
CO ₂ emissions	tCO ₂ /capita	0.17	2006

In 2009, the Cameroon government has initiated the emergency thermal program (baptized PTU) to strengthen Southern Interconnected Network capacity with the supply of 100 MW of additional energy. This energy is produced by four power plants located respectively in Yaounde (60 MW), Bamenda (20 MW), Mbalmayo (10 MW) and Ebolowa (10 MW) [50]. Besides the PTU, exists in the same wake the gas power plant of Kribi (216 MW which should be extended to 330 MW) built by the Kribi Power Development Company (KPDC), a subsidiary of AES-Sonel. Previously, AES-Sonel has constructed thermal power plants to meet the production shortfall. Thus, the thermal power station with heavy fuel of Limbe (with a capacity of 85 MW), commissioned in 2004 as well as the Yassa-Dibamba thermal plant (83.3 MW) were constructed by the KPDC.

Until now, energy demand in Cameroon remains unsatisfied and access to modern energy is very low, on a national average rate of 15% for electricity and 18% for domestic gas [50,58]. In addition, the access to electricity is less than 10% in rural areas against about 50% in urban areas, which is a significant threat to the economy and populations' life. The regions that suffer the most from a lack of electrification are mainly those with large rural concentrations, notably, the Adamaoua, East, Extreme North, North, North-West, and South-West, where the average rate of electricity access is 10% among the poor and 33% among non-poor populations [56].

Currently, no commercial production of biofuels is taking place in Cameroon. Only some isolated trials have been undertaken by agro-industries such as Sodecoton, Socapalm, Cameroon Development Corporation, Maiscam, Ferme Suisse and Sosucam in the cotton, palm-oil and sugar sectors [63]. Given that Cameroon is not currently involved in research programs for the promotion of renewable energies, there is no official renewables policy [10,84]. However, according to Ngnikam [43], only approximately 50 small PV installations currently exist in Cameroon. The sites include several health care centers, telecommunication relay stations, isolated train stations, churches and police stations. Only very few PV modules are installed at private households (as of 2006, only 6 installations were identified).

A close examination of the official documents intended for the implementation of energy policy in Cameroon does not clearly indicate the provisions promoting renewable energies development [25,48,50,67]. The legal and regulatory framework for renewable energies is essentially apprehended through the different texts of legislation relating to the electricity sector and their implementation decrees [67–70]. All these texts, furthermore their tendency to reduce energy to the exclusive notion of electricity, do not include the profound regulations of the renewables sector. Despite the evolutions contained in the 2011 law [70] governing the electricity sector, which devotes one section to renewable energies, the implementing legislation is still expected. This law provides in the conditional tense the creation of an agency in charge of renewable energies promotion. Overall, the country's energy policy does not take into consideration the use of biomass and other abundant renewable energies [11]. A lack of coordination among Cameroon's regulating bodies is the main obstacle concerning decisions and actions in this sector [50,65].

Investigation of modern off-grid lighting technologies found that PV products are largely absent from the market in Cameroon [43,56]. This is due to the weak development of the market, in both rural and urban areas, where there exists greater purchasing power. Most of the modern renewable' products are imported from Asia, especially from China. Some products are also imported from Nigeria. Energy consumption in the rural areas is thus essentially structured around solid biomass with inefficient technologies and risks on human health [23,26]. Notwithstanding this difficult environment, there are 26 isolated diesel grids with a total

installed capacity of 15.3 MW and a total power output in 2011 of 42,765 MWh. A number of micro and pico-hydropower projects with a total installed capacity of 515.5 kW have also been developed by a Non Governmental Organization, Action for an Equitable, Integrated and Sustainable Development (ADEID) [8]. Finally, the current energy pattern of Cameroon characterized especially by social and spatial inequity both in access than consumption is judge unsustainable [57].

4.4. Renewables resources in Cameroon

Being a tropical country near Equator, Cameroon has a huge potential for producing "green" energies.

4.4.1. Wind power resources

Cameroon has a few areas where wind can be exploited at a commercial level. Nevertheless, most of the country has wind speed average of 2–4 m/s at the height of 100 m. Wind energy potential exists in the north of Cameroon and the littoral region. Northern areas have average wind speed of 5–7 m/s [48]. However, according to surveys recently made by ECO VALEN Renewable Energy (a Spanish company), the Bamboutos' division in the western region presents an interesting wind potential with an annual average wind speed of 6.65 m/s for a working install power of 42 MW and 110,277 MWh/year electricity production [50].

Currently, only two rapid wind turbines are installed at a hotel in Douala [43]. Similarly, a locally manufactured small wind turbine has been installed in Bandzeng village located in the department of Bui (Northwestern region), which registers wind speeds of 10 m/s, the only region of the country where high speed winds have been registered [8].

4.4.2. Geothermal resources

Geothermal energy is generally defined as heat stored within the Earth. Indeed, the Earth's temperature increases by about 3 °C for every 100 m in depth, though this value is highly variable [52]. Heat originates from the Earth's molten interior and from the decay of radioactive materials. Cameroon's potential is unknown but hot springs are found in extensive areas: Ngaoundéré region (Laopanga sources, katip Foulbé, Voludé and Bazao), Mount Cameroon region and Manengoumba area with Lake Monoun (in the West region) [48,50].

4.4.3. Biomass resources

Cameroon has the second largest biomass potential in sub-Saharan Africa, with 21 million hectares of forest covering three-quarters of its territory [49]. However, the unsustainable use of this resource has led to significant deforestation throughout the country, with an annual clearance rate of 100,000 ha/year, and regeneration of only 3000 ha/year [47,48]. Primary uses for biomass in the country include heating and light for the majority of the rural populations. Utilization of palm oil for biodiesel is also a viable prospect for the country [11]. At present, around 108,000 ha of land are affected by oil palm growing. However between 2001 and 2006 a total of 30,000 ha of forest were cleared to allow for the expansion palm oil crop [49].

For small and medium size enterprises operating in the forest sector, there are numerous opportunities to produce energy from biomass. In 2006, 66 units with a transformation capacity of 2.7 million m³ were identified. An inventory of the electricity in-house production structures in 2006 identified the new energy technologies already in use. The most used technologies are based on cogeneration, namely of steam turbines using gas or biomass. The cogeneration technologies from biomass are mainly applied in the food industry sector. The overall capacity of steam turbines

using biomass is estimated at 12.8 MW [43]. This shows that local enterprises already have a good grasp of this technology.

4.4.4. Hydropower resources

Cameroon has the second largest hydroelectric potential in sub-Saharan Africa (after the Democratic Republic of Congo with about 774–1000 TWh/year). The hydroelectric potential of Cameroon is estimated at 294 TWh/year [6,42,48]. Total potential is estimated at 20 GW, with a production potential of 115 TWh per year [50]. The potential for small hydro power installations (up to 1 MW) is estimated at 1.115 TWh, mainly in the eastern and western regions of the country, however this potential is yet to be properly exploited. In spite of the considerable potential, small hydro power installations are almost non-existent in Cameroon. Very few are located in the North, west and the South-west of the country.

More power plants are planned in the short term, to improve generating capacity with currently, the building of the Lom Pangar storage dam (30 MW) and the development of hydroelectric schemes at Nachtigal (250 MW), Song-Dong (280 MW), Mekin (15 MW) and the Memv'ele (201 MW) which is going to raise capacity of the power plants by 75 MW [25].

4.4.5. Solar radiation received in Cameroon

Cameroon's geographical location near the Equator makes this country one of the sunniest in the world as depicted in Fig. 2 below.

Our study focuses on four representative localities of the country namely, Garoua in the Northern region, Yaounde in the Center region, Bertoua in the Eastern region and Bamenda in the North-western region as indicated in this figure. Table 3 below shows the geographical coordinates of the four studied localities.

4.4.5.1. Method and data acquisition. The methodology of this subsection is discussed under two major steps. The first step deals with the data types, their acquisition as well as their treatment, while the second focuses on mathematical model and its performance assessment.

Because of lack of data, the measured monthly average daily global solar radiation on horizontal surface, the minimum and maximum air temperatures of studied locations were obtained from National Aeronautics and Space Administration (NASA) database for a twenty one year period (1984–2004) [87]. The data from the NASA database refer to satellite-based collection. All of the data used in this study were subjected to a quality control and relevant statistical tests before applying them to the model. This was done by plotting time variation graph to determine the spurious values. The daily and monthly

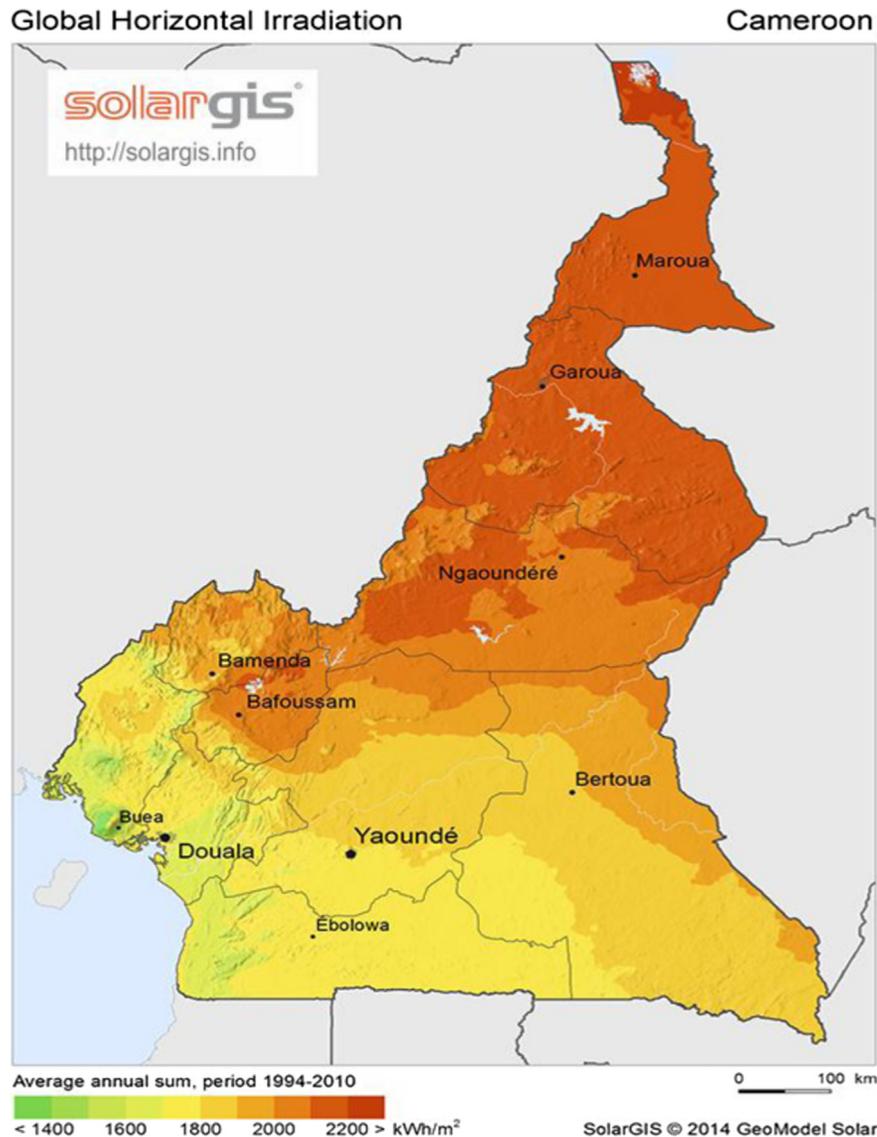


Fig. 2. Solargis map of Cameroon indicating solar energy potential (kWh/m^2) [88].

Table 3
Geographical coordinates of the region locations.
Source: Google Earth Software.

Site	Yaounde	Garoua	Bamenda	Bertoua
Latitude (North)	3°52'	9°18'	5°57'	4°35'
Longitude (East)	11°31'	13°24'	10°09'	13°41'
Altitude (km)	36.12	17.69	18.91	9.50
Elevation (m)	728	185	1248	658

averages of the data (particularly, minimum and maximum air temperature) in preparation for correlation were calculated and used as input parameters of the model. All the calculations were performed under the Matlab environment.

4.4.5.2. Mathematical modeling. Several authors have shown that monthly average values of global solar radiation on horizontal surfaces are correlated with air temperature [73–76]. In this study the model of Annandale et al. [77] is highlighted over four representative sites of the country with different latitudes and climatic conditions. This model uses as input parameters the latitude of the site and the daily averaged minimum and maximum air temperature (in degrees C) recorded at 10 m above the surface of the earth.

Annandale et al. [77] have modified the Hargreaves and Samani model [78] by introducing a correction factor and proposed the following relationships:

$$R_s = a \cdot R_a \cdot (1 + 2.7 \cdot 10^{-5} Z)(T_{max} - T_{min})^{0.5} \quad (1)$$

where R_s in $\text{MJ m}^{-2} \text{d}^{-1}$ is the solar radiation; T_{max} and T_{min} are daily maximum and minimum air temperature, in °C, respectively, R_a is extraterrestrial radiation, in $\text{MJ m}^{-2} \text{d}^{-1}$ which is a function of latitude and day of the year; Z is elevation in m and a is an empirical coefficient, (the value of a to be 0.16 for interior regions and 0.19 for coastal regions) [75].

The extraterrestrial radiation (R_a) can be calculated for any given day of the year and latitude according to equations from Duffie and Beckman [79]

$$R_a = \left(\frac{1440}{\pi}\right) \cdot \text{Sc} \cdot \text{DF} \cdot (\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \varphi \sin \delta) \quad (2)$$

where Sc is solar constant (1367 W/m^2 or $0.082 \text{ MJ m}^{-2} \text{ min}^{-1}$ or $118.08 \text{ MJ m}^{-2} \text{ d}^{-1}$), DF is eccentricity correction factor of the earth's orbit, can be calculated by the expression

$$\text{DF} = 1.0 + 0.033 \cos \left(2\pi \left(\frac{\text{JulianDay}}{360}\right)\right) \quad (3)$$

where φ is latitude of the site, can be calculated by the expression

$$\varphi = \text{latitude} \cdot \pi / 180 \quad (4)$$

and δ is solar declination, can be calculated by the expression

$$\delta = (23.45 \cdot \pi / 180) \sin \left(2\pi \left(284 + \frac{\text{JulianDay}}{365}\right)\right) \quad (5)$$

ω_s (in degree) is the sunset hour angle, can be calculated by the expression

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (6)$$

The performance of the studied model was tested statistically by calculating the coefficient of determination R^2 . It is a statistical measure that indicates how the straight regression line adjusts the actual data. A value of R^2 nearest to 1 indicates that the straight regression line fits well the data. This indicator varies between 0 and 1. A value of

1 indicates perfect agreement between measurements and model, while 0 indicates total disagreement [80].

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i) - R_{s_{est}}(i))^2}{\sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i))^2} \quad (7)$$

where $R_{s_{meas}}(i)$ is the i th measured values of daily solar radiation R_s ; $R_{s_{est}}(i)$ is the i th estimated values of daily solar radiation R_s and n is the number of values.

5. Summary of findings and discussion

This section summarizes the main findings of the study and their implications. According to the simulation results, the daily and monthly trends of global solar radiation received in Cameroon are presented in the following figures.

Fig. 3 shows the comparison between the NASA data and estimated global solar radiation for studied areas. It shows a favorable agreement between them for all localities. The coefficient of determination R^2 between the predicted and the observed global solar radiation R_s are respectively 0.9696 for Yaounde, 0.9653 for Garoua, 0.9760 for Bamenda and 0.9839 for Bertoua. However for all the localities, a slight underestimation is observed.

Fig. 4 shows that the global solar radiation received in Cameroon varies between $2.9052 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ and $4.9709 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Yaounde, $3.1159 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ and $6.2602 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Garoua, $2.8535 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ and $5.9245 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Bamenda and $3.2024 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ and $5.9788 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Bertoua. In national average, the solar radiation received in Cameroon along the year is $4.2824 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$. This allows us to estimate the solar potential of Cameroon to $7.431 \times 10^8 \text{ GWh}$ per year, representing 128,988 times the total electric production of Cameroon estimated in 2014 at 5.761 billion kWh [90]. This shows sufficiently made out that Cameroon has great potential for solar energy exploitation.

In sub-Saharan Africa region, Cameroon has the second largest biomass potential with 21 million hectares of forest covering three-quarters of its territory [48]. In the same way, Cameroon has the second largest hydroelectric potential in sub-Saharan Africa with 294 TWh/year [50]. While solar, hydro and biomass resources are abundant almost everywhere in the country, wind and geothermal resources are feasible only in some selected localities. For many years, hydropower has been the main focus of the Cameroonian Government (about 94% of electricity comes from hydropower and the rest from thermal power plants) and there is no clear and strong policy for other abundant renewables sources in the future energy mix of the country [11]. In 2011, the institutional landscape of electricity production and supply has been revised. The 2011 law (governing the electricity sector) do not include the profound regulations of the renewables sector and provides in the conditional tense the creation of an agency in charge of renewable energies promotion [70].

In spite its huge renewable potentials, energy demand in Cameroon remains unsatisfied and access to modern energy is very low, on a national average rate of 15% for electricity and 18% for domestic gas. In addition, access to electricity is less than 10% in rural areas against about 50% in urban areas and more than 50% of rural households are affected by poverty [39,50].

However, the development of industrial and commercial activities in the field of renewable energies in the country is currently hindered by several constraints. In general, the institutional environment does not encourage investments. Unreliable infrastructures, the lack of skilled workforce, insufficient distribution networks, corruption, anti-competitive commercial framework, financial insecurity as well as administrative bottlenecks are the most important risks and barriers [10]. This results in a situation where rural households lack access to the basic essential services required for raising their living conditions.

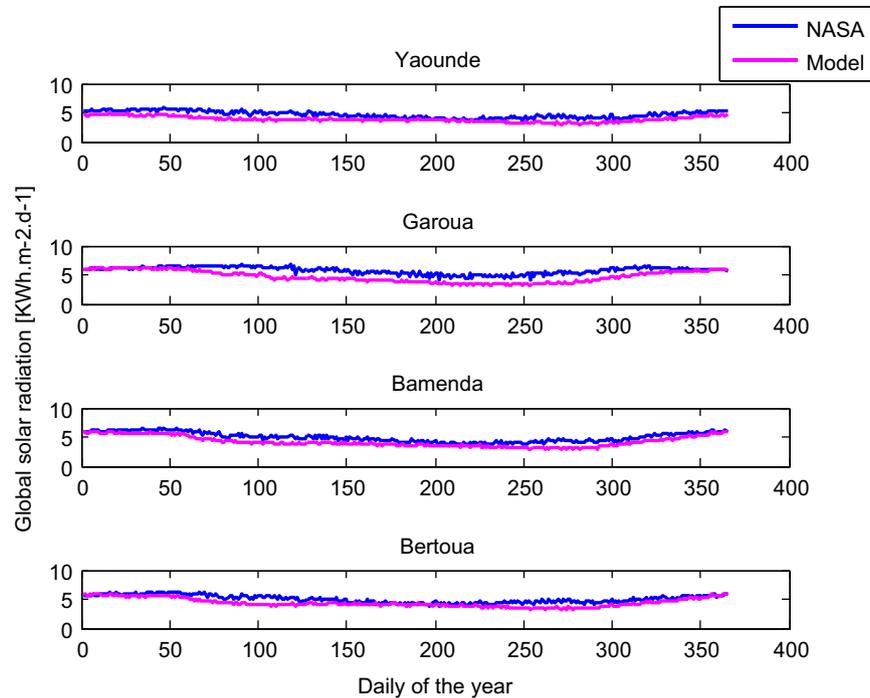


Fig. 3. Comparison between the mean daily measured (NASA) and predicted values of global solar radiation.

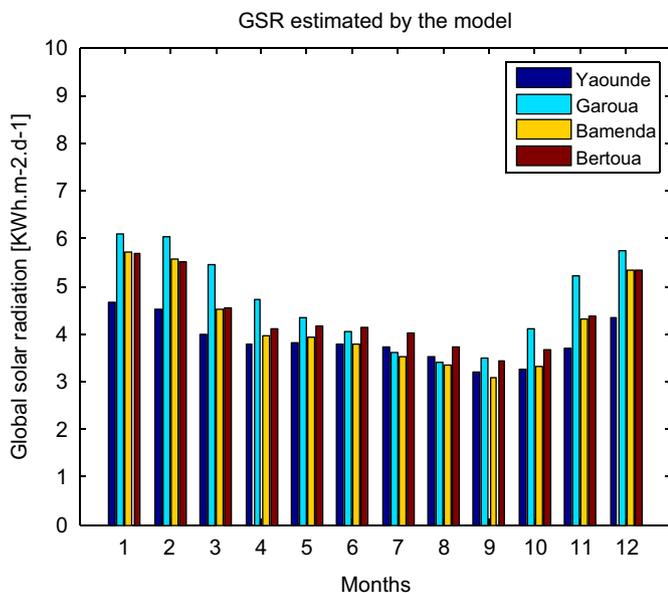


Fig. 4. Monthly average of global solar radiation of Yaounde, Garoua, Bamenda and Bertoua sites.

6. Conclusion & key recommendations

The goal of this paper was threefold: first, analyzing the energy situation of Cameroon and the living standard of its rural populations; second, promoting renewable energies usage; and third, formulating consolidated policy recommendations to foster the diffusion of profitable renewable energy structures. From this analysis, it is found that the current energy situation of Cameroon is characterized by the huge renewables potential largely under-exploited (less than 5% including the hydroelectricity), the low levels of electrification, the weak diffusion of the clean technologies for heating or cooking, the high costs of electricity supply and the social & spatial inequity both in access than consumption. Also, the lack of clear policy for renewables, the lack of skilled workforce, unreliable infrastructures, insufficient distribution

networks, corruption, anticompetitive commercial framework as well as administrative bottlenecks are the most important risks and barriers. As consequence, rural households lack access to the basic essential services required for raising their living standards. Thus, more than 50% of rural households in Cameroon are affected by poverty and less than 10% of them have access to modern energy. Energy consumption is then essentially structured around the solid biomass with inefficient technologies and risks on human health. Basic needs such as nutrition, heating and lighting are not completely satisfied, thus leads to maintain the poverty cycle. It clearly appears from these findings that the current energy pattern of Cameroon is unsustainable. This sad fact is distressing and incompatible with any hope of Sustainable Development.

By analyzing the risks and barriers facing renewables deployment in the country, the following recommendations were made: decision-makers should build clear and reliable legal framework conditions to create stable planning reliability that encourages new ventures; they must take strong laws and especially, ensure their implementation in order to increase the share of renewables (in all its forms) in the energy mix; As for the lack of a skilled workforce, authorities should support additional education programs on renewable energies and energy efficiency; Very important, they should fight corruption and administrative bottlenecks, which were identified as main barriers; Once more, government intervention to level the playing field is therefore needed to start this development process.

This paper concludes that, in Cameroon, in many cases, renewable sources of energy can play a crucial role alongside fossil fuels in an energy portfolio that supports the Sustainable Development and the environment preservation. If these resources are exploited at an optimal level, the lives of all (especially those of rural areas) will be profoundly improved and the overall society will be transformed for the better. The challenge today is to ensure economic development that enable the most disadvantaged to escape poverty without condemning future generations to undergo an even more degraded environment than it is today. Our study, as those of many other authors is therefore a contribution to the awareness of decision-makers of the whole sector with a view of a Sustainable Development, thrifty in resources and low carbon content.

References

- [1] Twidell John, Weir Tony. *Renewable energy resources*. 2nd ed.. Taylor & Francis; 2006.
- [2] Flavin Christopher, Aeck Molly Hull. *Energy for development: the potential role of renewable energy in meeting the millennium development goals*. Renewable energy policy network for the 21st century (REN21). Worldwatch Institute [undated].
- [3] Goldemberg J. *Rural energy in developing countries*. World energy assessment: energy and the challenges of sustainability. New York: World Bank; 2000.
- [4] Smith JU, et al. *The potential of small-scale biogas digesters to alleviate poverty and improve long term sustainability of ecosystem services in Sub-Saharan Africa*. Interdisciplinary Expert Workshop – Addis Ababa University, Ethiopia; 16–18 May, 2011.
- [5] World Bank. *Clean Energy For Development Investment Framework: The World Bank Group Action Plan*; 2007.
- [6] SIE-Cameroun. *Système d'Information Energétique du Cameroun*. Rapport; 2009.
- [7] World Commission on Environment and Development. *Our common future*. Oxford University Press (the 'Brundtland Report'); 1987.
- [8] Africa-EU Energy Partnership. *Country Power Market Brief: Cameroon*. Workshop Report, Yaounde; December 2014.
- [9] Organisation Mondiale de la Santé (OMS), *la pollution de l'air à l'intérieur des habitations et la santé*; 2007.
- [10] Engelken Maximilian, et al. *Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies: a review*. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;60:795–809.
- [11] Asan Vernyuy Wirba, et al. *Renewable energy potentials in Cameroon: prospects and challenges*. *Renew Energy* 2015;76:560–5.
- [12] Karekezi S, et al. *Energy, poverty, and development*. 2013. p. 151–90 [Chapter 2].
- [13] IEA. *Energy poverty – how to make modern energy access universal? World energy outlook*. Paris: International Energy Agency (IEA); 2010a.
- [14] ESMAP. *Fighting poverty through decentralized renewable energy*. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). Washington, DC: World Bank; undated.
- [15] Modi V, McDade S, Lallement D, Saghir J. *Energy and the millennium development goals*. Washington, DC: The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. New York, NY: United Nations Development Programme; 2006.
- [16] UNDP. *Energizing the MDGs: a guide to energy's role in reducing poverty*. New York, NY; 2005.
- [17] World Bank. *The millennium development goals and the road to 2015. Building on progress and responding to crisis*. Washington, DC; 2010a.
- [18] IIASA. *Global energy assessment, deliverable: summary report access to modern energy forms and technologies for developing and emerging regions*, IIASA; September 2011.
- [19] Behrens Arno, et al. *Escaping the vicious cycle of poverty: towards universal access to energy in developing countries*. CEPS Working Document No. 363; March 2012.
- [20] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2011*. Paris: OECD/IEA; 2011.
- [21] AGECC. *Energy for a sustainable future: the secretary-general's Advisory Group on Energy and Climate Change (AGECC) summary report and recommendations*; 2010.
- [22] United Nations. *The millennium development goals: report 2014*. New York: United Nations; 2014.
- [23] WHO. *Fuel for life, household energy and health*. Geneva: World Health Organization (WHO); 2006.
- [24] National Institute of Statistics – INS. *The Living Conditions of the Population and the Poverty Profile in Cameroon in 2001*. INS; 2002.
- [25] MINEE. *Long-term Development Plan of the Electricity Sector*; 2006.
- [26] WHO. *Indoor Air Pollution: Multiple Links between Household Energy and the MDGs*. (www.who.int/indoorair/mdg/energymdg/en); 2011a [accessed 18.05.11].
- [27] IAEA. *Top Stories & features: women & water*. International Atomic Energy Agency (IAEA). Available at: (www.iaea.org/newscenter/news/2007/women/day2007.html); 2007.
- [28] United Nations. *Water for life meeting global targets for water and sanitation*. United Nations (UN), New York, NY; 2011a.
- [29] WaterAid. *Women's issues*. Issue Sheet; November 2009.
- [30] Wegelin M, Sommer B. *SODIS at the turning point – a technology ready for use*. SANDEC News No. 3, EAWAG/SANDEC, Ueberlandstrasse; October 1997.
- [31] SODIS. *SODIS – Safe Drinking Water in 6 h*. Available at: (www.sodis.ch/index_en); 2010.
- [32] Karekezi S, Ranja T. *Renewable energy technologies in Africa*. London: Zed Books; 1997.
- [33] SNV. *SNV and FMO Provide Bio-Digesters and Micro Loans to Farmers in Cambodia*. Netherlands Development Organisation; 2007.
- [34] CEDAW. *Convention on the Elimination of All Forms of Discrimination against Women*. Available at: (www.cedaw2010.org/index.php/about-cedaw); 2011.
- [35] UNECA. *Economic Report on Africa Promoting High-Level Sustainable Growth to Reduce Unemployment in Africa*. Addis Ababa: United Nations Economic Commission for Africa (UNECA); 2010.
- [36] Karekezi S, Khamarunga GB, Kithyoma W, Ochieng X. *Improving energy services for the poor in Africa – a gender perspective*. *Energia News* 2002;5(4).
- [37] Reddy Amulya KN. *Energy and social issues*. *World Energy Assessment: Energy and the Challenges of Sustainability*. New York: World Bank; 2000.
- [38] Tegoum Pierre Nguetse, et al. *Child poverty and household poverty in Cameroon: a multidimensional approach*; January 2009.
- [39] Fambon SA, et al. *Pauvreté et répartition du revenu au Cameroun durant les années 1990*. Cahier de recherche no, 01/06, Université de Yaoundé 2, 2001.
- [40] Global Network on Energy for Sustainable Development. *Renewable energy technologies and poverty alleviation: overcoming barriers and unlocking potentials*; 2007.
- [41] Valasis Manos, et al. *United Nations millennium development goals: a challenge for today's youth? Europe*: AEGEE; 2011.
- [42] UNECA. *African Transport & Energy Infrastructure, Atlas*. Available at: (<http://geoinfo.uneca.org/africaninfrastructure/?pageToDisplay=energy>); 2009.
- [43] Ngnikam Emmanuel. *Renewable Energies in west Africa: Cameroon country chapter*. *gtz regional report*; 2009.
- [44] Reddy KN. *Energy and social issues*. *World Energy Assessment*, Chapter 2; 2000.
- [45] Cecelski Elizabeth. *The Role of Women in Sustainable Energy Development*. Subcontractor Report, National Renewable Energy Laboratory; June 2000.
- [46] Donatien NJOMO. *Modélisation des variations mensuelles de l'irradiation solaire reçue au Cameroun*. *Model. Simulation Control*, 18. AMSE Press; 1989. p. 39–64.
- [47] Nkutchet M. *L'Energie au Cameroun* Edition l'Harmattan 2004.
- [48] Ministère des Mines, de l'Eau et de l'Energie, *Plan Energétique National*, Janvier; 1990.
- [49] MINFOF et FAO. *Evaluation des ressources forestières du Cameroun*; 2005.
- [50] SIE-Cameroun. *Système d'Information Energétique du Cameroun*. Rapport; 2010.
- [51] Tchouate HP. *Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique: le cas du Cameroun* [Thèse de Doctorat]. Université Catholique de Louvain, déc; 2003.
- [52] Hans-Holger Rogner. *Energy resources*. *World Energy Assessment: Energy and the Challenges of Sustainability*. New York: World Bank; 2000.
- [53] Lambrou Yianna, Piana Grazia. *Energy and gender issues in rural sustainable development*. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations; 2006.
- [54] Sampa, et al. *Renewable Energy Technologies Dissemination in Zambia*, paper prepared for the first Regional RETs Workshop, 31 May–1 June 1994, Naivasha, Kenya, SEI-AFREPREN/FWD, Nairobi; 1994. p.14–5.
- [55] Karekezi Stephen, Kithyoma Waeni. *Renewable energy development*. The Workshop for African Energy Experts on Operationalizing the NEPAD Energy Initiative, Novotel, Dakar, Senegal, 2–4 June; 2003.
- [56] Lighting Africa. *Lighting Africa Policy Report Note – Cameroon*. IFC and WB; 2012.
- [57] Njomo et Nkue. *Analyse du système énergétique camerounais dans une Perspective de développement soutenable*. *Revue de l'Energie*, vol. 588; 2009. p.102–16.
- [58] MINEE. *Etude du marché de GPL au Cameroun*; 2004.
- [59] De Gouvello C., Felix Dayo, Thioye M. *Projets énergétiques Propres pour le Développement de l'Afrique Subsaharienne*. Etude de la Banque Mondiale.
- [60] Karekezi S, Karotki R. *A contribution to the Draft Paper on role of new and renewable energy sources of energy from the perspective of environmental problems associated with current patterns of energy use and consumption*. Nairobi: Foundation for Woodstove Dissemination/Danida Centre for Renewable Energy; 1989.
- [61] Stephen Karekezi, John Kimani. *Status of power sector reform on the poor*. *Energy Policy*. Special issue – Africa: improving modern energy services for the poor, 30; 2002.
- [62] IEA (International Energy Agency). *Africa energy outlook: a focus on energy prospects in sub-saharan Africa*. *World Energy Outlook Special Report*; 2014.
- [63] Eisentraut Anselm. *Sustainable production of second-generation biofuels: potential and perspectives in major economies and developing countries*. International Energy Agency; February 2010.
- [64] IEA Statistics. *IEA statistical database*. Energy Statistics Division. Paris: IEA; 2009.
- [65] Zervos Arthouros. *Renewables 2014-Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century-REN21; 2014.
- [66] GIEC-IPCC. *Changements climatiques 2007: Rapport de synthèse*; 2007.
- [67] République du Cameroun-MINEE. *Plan d'Action National Energie pour la Réduction de la Pauvreté*. Yaoundé; 2005.
- [68] Loi N° 20 du 26 Novembre 1983 portant régime de l'électricité; 1983.
- [69] Loi N° 98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité; 1998.
- [70] Loi N° 2011/022 du 14 Décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun; 2011.
- [71] Abdeshahian P, et al. *Potential of biogas production from farm animal waste in Malaysia*. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;60:714–23.
- [72] Institut Nationale de la Statistique (INS), *Annuaire Statistique du Cameroun, Recueil des séries d'informations statistiques sur les activités économiques, sociales, politiques et culturelles du pays jusqu'en 2010*, Edition 2011.
- [73] Richardson CW. *Weather simulation for crop management models*. *Trans. ASAE* 1985;28(5):1602–6.
- [74] Allen RG. *Evaluation of procedures for estimating mean monthly solar radiation from air temperature*. Technical Report. Rome, Italy: United Nations Food and Agriculture Organization (FAO); 1995.

- [75] Chandel SS, Agarwal RK, Pandey AN. New correlation to estimate global solar radiation on horizontal surfaces using sunshine hour and temperature data for indian sites. *J Sol Energy Eng* 2005;127:417–20.
- [76] Li Huashan, et al. A temperature-based model for estimating monthly average daily global solar radiation in China, Hindawi Publishing Corporation. *Sci World J*. 2014. <http://dx.doi.org/10.1155/2014/128754> [Article ID 128754, 9 pages].
- [77] Annandale JG, et al. Software for missing data error analysis of Penman-Monteith reference evapotranspiration. *Irrig Sci* 2002;21:57–67.
- [78] Hargreaves GH, Samani ZA. Estimating potential evapotranspiration. *J Irrig Drain Eng*, 108. ASCE; 1982. p. 225–30.
- [79] Duffie JA, Beckman WA, Solar engineering of thermal processes. New York, USA: Wiley Inter-Science; 1980.
- [80] Fatiha Trahi. Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA. Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou; 2011.
- [81] Njomo D. Les ressources minières, le pétrole, et après? *Après-Demain* *Demain l'Afrique*, No 31 (NF)/No 32 (NF); October 2014.
- [82] Njomo Donatien. Les solutions solaires aux besoins énergétiques prioritaires des populations rurales des pays en développement, *Revue de l'énergie*, vol. 39, No. 404, Juillet-Août; 1988. p. 498–503.
- [83] Scarlat N, et al. Evaluation of energy potential of municipal solid waste from African urban areas. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;50:1269–86.
- [84] Abanda FH. Renewable energy sources in Cameroon: potentials, benefits and enabling environment. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:4557–62.
- [85] Tamo TT, Kemajou A, Diboma BS. Electricity self-generation costs for industrial companies in Cameroon. *Energies* 2010;3:1353–68.
- [86] United Nations. Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development. General Assembly Report on Sustainable Development Goals, A/RES/70/1, New York; September 2015.
- [87] <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/temp/DLY26871.txt>.
- [88] <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>.
- [89] <http://www.businessincameroon.com/energy/2409-5043-cameroonian-electrical-company-aes-sonel-renamed-eneo-after-going-to-actis>.
- [90] http://www.indexmundi.com/fr/cameroun/electricite_production.htm.
- [91] <https://sustainabledevelopment.un.org/sdgs>.

On the applicability of several conventional regression models for the estimation of solar global radiation component in Cameroon and Senegal sub-Saharan tropical regions

Edouard Mboumboue, Donatien Njomo, Mamadou Lamine Ndiaye, Pape Alioune N'diaye, Mouhamadou Fallilou Ndiaye, and Alain K. Tossa

Citation: *Journal of Renewable and Sustainable Energy* **8**, 025906 (2016); doi: 10.1063/1.4947249

View online: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4947249>

View Table of Contents: <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jrse/8/2?ver=pdfcov>

Published by the [AIP Publishing](#)

Articles you may be interested in

[Models for daily global solar radiation for the Caribbean island of Trinidad](#)

J. Renewable Sustainable Energy **7**, 013132 (2015); 10.1063/1.4909539

[A clear sky irradiation assessment using the European Solar Radiation Atlas model and Shuttle Radar Topography Mission database: A case study for Romanian territory](#)

J. Renewable Sustainable Energy **5**, 041807 (2013); 10.1063/1.4813001

[Evaluation of horizontal surface solar radiation levels in southern Nigeria](#)

J. Renewable Sustainable Energy **3**, 023101 (2011); 10.1063/1.3558871

[New correction factor for the estimation of solar radiation](#)

J. Renewable Sustainable Energy **1**, 043109 (2009); 10.1063/1.3192749

[Modeling of Monthly Solar Radiation Using Data Mining](#)

AIP Conf. Proc. **899**, 421 (2007); 10.1063/1.2733216

The logo for AIP APL Photonics. It features the letters 'AIP' in a large, white, sans-serif font on the left. To its right is a vertical yellow bar, followed by the text 'APL Photonics' in a smaller, white, sans-serif font. The background is a vibrant red with a bright yellow sunburst effect in the upper right corner.

APL Photonics is pleased to announce
Benjamin Eggleton as its Editor-in-Chief



On the applicability of several conventional regression models for the estimation of solar global radiation component in Cameroon and Senegal sub-Saharan tropical regions

Edouard Mboumboue,^{1,2,a)} Donatien Njomo,^{1,b)}
 Mamadou Lamine Ndiaye,^{2,c)} Pape Alioune N'diaye,^{2,c)}
 Mouhamadou Falilou Ndiaye,^{2,c)} and Alain K. Tossa^{3,d)}

¹*Department of Physics, Environmental Energy Technologies Laboratory (E.E.T.L), Faculty of Science, University of Yaounde 1, P.O. Box 812, Yaounde, Cameroon*

²*Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire (C.I.F.R.E.S), ESP-UCAD: BP 5085, Dakar-Fann, Senegal*

³*LESEE-2iE, Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, 01 BP 594 Ouagadougou 01, Burkina Faso*

(Received 16 August 2015; accepted 28 March 2016; published online 20 April 2016)

The knowledge of the climatic parameters' evolution represents a determining factor for design, dimensioning, performance assessment, and energetic management of renewable energy conversion systems. In particular, the solar energy conversion systems are essentially sensitive to sunlight and ambient temperature. However, for the efficient functioning and better performance of renewable energy systems, the information of solar radiation and its components at particular location in the ground is very essential. But harvesting this energy efficiently is a huge challenge. In developing countries like ours, the number of observing stations is inadequate and direct measuring is not always available for various reasons. Therefore, the need for empirical relations becomes effective alternatives to estimate global solar radiation for the places where measurements are not carried out and for the places where measurement records are not available. In this paper, four empirical models are evaluated across four localities in Cameroon and Senegal and compared with the solar radiation values measured by the meteorological stations or obtained from different databases. The studied models are those of Hargreaves and Samani [J. Irrig. Drain. Eng., Am. Soc. Civ. Eng. **108**(3), 225–230 (1982)], Annandale *et al.* [Irrig. Sci. **21**, 57–67 (2002)], Bristow and Campbell [Agric. For. Meteorol. **31**, 159–166 (1984)], and Goodin *et al.* [Agron. J. **91**, 845–851 (1999)]. According to the simulation results, the mean yearly radiation received are $3.8414 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Yaounde; $3.9869 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Garoua; $2.2539 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Dakar; and $5.9159 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Gandon. Of all the models evaluated in this study, those proposed by Annandale *et al.* [Irrig. Sci. **21**, 57–67 (2002)] and Goodin *et al.* [Agron. J. **91**, 845–851 (1999)] produced estimates that are statistically significant at the particular confidence level, i.e., $1 - \alpha = 99\%$, as the calculated t values are less than the critical t value (2.5758). Taking into account the foregoing, we can state that these models are suitable in estimating solar radiation in the localities where only air temperature data are available. *Published by AIP Publishing.*

[<http://dx.doi.org/10.1063/1.4947249>]

^{a)} Author to whom correspondence should be addressed. Electronic mail: edomboue@gmail.com.

^{b)} E-mail: dnjomo@usa.net

^{c)} Electronic addresses: mamadoulamine.ndiaye@esp.sn; papaas.ndiaye@ucad.edu.sn; and falilou.ndiaye@esp.sn

^{d)} E-mail: tossaalain@yahoo.fr

I. INTRODUCTION

Access to energy is a key factor in achieving virtually all of the Millennium Development Goals and, today, all the Sustainable Development Goals.¹ Indeed, access to modern forms of energy is essential to promote economic growth, increase employment opportunities, support the provision of social services, and generally promote human development.²

An ever growing usage of fossil fuels (oil, coal, natural gas) confronts a certain threat to energy and environmental security of the planet because of their exhaustion, on the one hand, and, on the other hand, because of rising supply costs and serious environmental problems. The current global challenge is to meet the growing energy demand while fighting against global warming and ensuring the safety of the energy supply. Within this dynamic, the recourse to renewable energies is a major issue for the future.³

The supply of renewable energies is an essential component of the sustainable development of a country.⁴ It reduces carbon dioxide emissions, limits local air pollution, and creates high-value jobs.⁵ Sustainable development can be broadly defined as living, producing, consuming in a manner that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.⁶

Among renewable energy technologies, those that convert sunlight are currently effective, mature, and ready to meet these challenges especially in tropical countries where the sun shines almost throughout the year in most regions.⁷ For investors in solar power plants, the expected performance of the system is crucial. Besides technical components, solar radiation received by the power station determines the electrical output of the system, and in particular, its performance. Due to the high local variation of solar radiation, an evaluation in space and time is required for each new project.

Unfortunately, solar radiation data are recorded and available only in a few meteorological stations worldwide.⁸ This is especially true in developing countries like ours, for both historical and economical reasons. For localities where these data are not measured or available, the received solar radiation can be estimated using models and empirical relationships. But given the wide diversity of the models, the choice of one rather than the other may be both difficult and delicate; hence, the aim of our study is to compare several models and to bring out the most adapted area of our study.

II. SITES AND METHODOLOGY

A. Studied sites

Africa is situated from one side to another at the equator level, hence making this continent one of the sunniest in the world as shown in Figure 1.⁹

Located in the western part of Central Africa sub-region, Cameroon is positioned on the Gulf of Guinea. It is situated between latitudes 1°40' and 13°05' North of the equator and between longitudes 8°30' and 16°10' East of the Meridian. The Republic of Cameroon covers an area of 475 650 km² of which 466 050 km² of land area and 9600 km² of sea area with 400 km of the coast. Due to its extension in latitude, Cameroon's climate is divided into two main groups: The humid tropical climate in the southern part of the country and arid and semi-desertic climate in northern part, becoming progressively drier and also moving away from the equator.^{10,11}

Senegal is located at the western end of the African continent. It has a total area of 196 722 km². It lies between latitudes 12°20' and 16°30' North of the equator and between longitudes 11°20' and 17°30' West of the meridian. At the western part of the country is the Atlantic Ocean with nearly 700 km coastline.¹² Senegal's climate is characterized by an alternating dry season, from November to mid-June, and a rainy season from mid-June to October.¹³

The four studied sites, Yaounde and Garoua (located, respectively, in center and northern Cameroon), Dakar and Gandon (located, respectively, in western end and North-Western Senegal) are materialized by an asterisk in the solar maps. Table I presents their geographical coordinates.

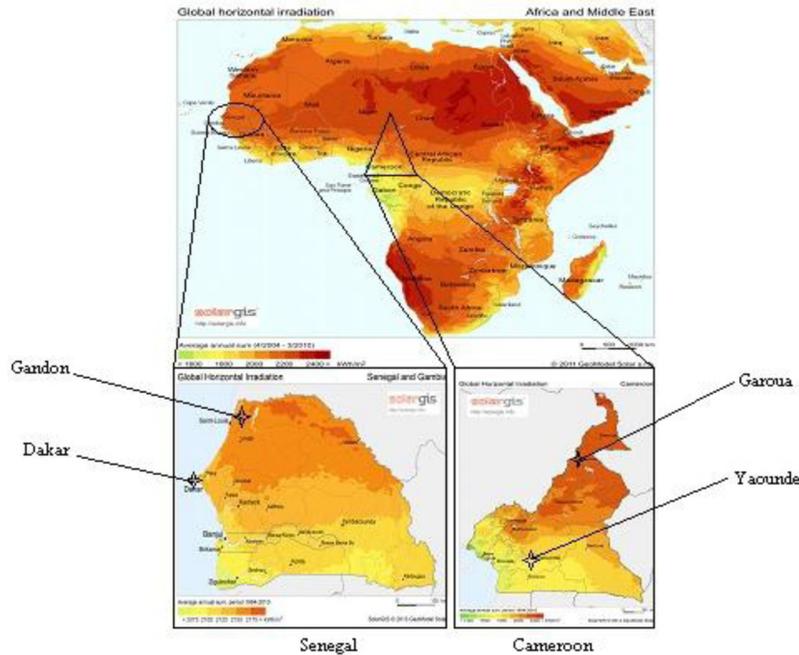


FIG. 1. Solargis map of study area indicating solar energy potential (kWh/m^2).

B. Data utilized

Due to the lack of data on the measured monthly average daily global solar radiation on horizontal surface, the minimum and maximum air temperatures of studied locations were obtained from Helioclim database¹⁴ (for year 2005) and from *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) database¹⁵ for a 21 year period (1984–2004). The data from the NASA and Helioclim databases refer to the satellite-based collection. In order to validate our models, the solar radiation data recorded in 1984 (for Yaounde site) and from January to August 2005 (for Gandon site) were also obtained.

C. Methodology

All of the data used in this study were subjected to a quality control and relevant statistical tests before applying them to the model. This was done by plotting time variation graph to determine the spurious values. The missing data were generated using interpolation technique. The daily and monthly averages of the data (particularly, minimum and maximum air temperatures) in preparation for correlation were calculated and used as input parameters of the models. All the calculations were performed under the Matlab environment. In all the evaluated models, the original coefficients proposed by the authors were maintained, i.e., local calibration of the models was not the objective of this study.

Over the years, several empirical correlations have been developed by different authors in order to estimate the more appropriate solar radiation around the world.^{10,16–20} Thus, several

TABLE I. Geographical coordinates of the region locations (Source: Google Earth Software).

Site	Yaounde	Garoua	Dakar	Gandon
Latitude (North)	3°52'	9°26'	14°40'55	15°57'
Longitude (+ = East; – = West)	+11°30'	+13°22'	–17°27'	–16°26'
Altitude (km)	38.35	18.79	0.952	1.01
Elevation (m)	539	424	11	07

other authors have shown that monthly average values of global solar radiation on horizontal surfaces are correlated with air temperature.²¹⁻²⁸ There is a plethora of other models that use temperature (and other weather variables) to estimate the global solar radiation.²⁹⁻³¹

In order to assess their performances, four models are highlighted across the sub-saharan Africa tropical regions with different latitudes and varying climatic conditions. All the models use as input parameters, the latitude of the site, and the daily averaged minimum and maximum air temperature (in degrees C) recorded at 10m above the surface of the earth. These models are as follows.

1. Hargreaves and Samani model

Hargreaves and Samani²¹ first suggested in 1982 that the global solar radiation (R_s) can be estimated from the difference between maximum and minimum air temperatures using a simple equation as follows:

$$R_s = a \times R_a \times (T_{max} - T_{min})^{0.5}, \quad (1)$$

where R_s ($\text{MJ m}^{-2} \text{d}^{-1}$) is the global solar radiation; T_{max} and T_{min} in $^{\circ}\text{C}$ are, respectively, daily maximum and minimum air temperatures; a is an empirical coefficient, the value of a should be 0.16 for interior regions and 0.19 for coastal regions.²²

The extraterrestrial radiation R_a ($\text{MJ m}^{-2} \text{d}^{-1}$) can be calculated for any given day of the year and latitude according to equations from Duffie and Beckman (1980)³²

$$R_a = \left(\frac{24 \times 60}{\pi}\right) \times S_c \times DF \times (\cos \varphi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \omega_s \times \sin \varphi \times \sin \delta), \quad (2)$$

where S_c is the solar constant (1367 W/m^2 or $0.082 \text{ MJ m}^{-2} \text{ min}^{-1}$ or $118.08 \text{ MJ m}^{-2} \text{ d}^{-1}$), DF is the eccentricity correction factor of the earth's orbit, which can be calculated by the expression

$$DF = 1.0 + 0.033 \times \cos\left(2\pi \times \left(\frac{\text{JulianDay}}{360}\right)\right), \quad (3)$$

where φ is the latitude of the site, which can be calculated by the expression

$$\varphi = \text{latitude} \times \frac{\pi}{180}, \quad (4)$$

and δ (in degree) is the solar declination, which can be calculated by the expression

$$\delta = \left(23.45 \times \frac{\pi}{180}\right) \times \sin\left(2\pi \times \left(284 + \left(\frac{\text{JulianDay}}{365}\right)\right)\right), \quad (5)$$

ω_s (in degree) is the sunset hour angle, which can be calculated by the expression

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \times \tan \delta). \quad (6)$$

2. Annandale *et al.* model

Annandale *et al.*³³ modified Hargreaves and Samani model by introducing correction factor as follows:

$$R_s = a.R_a.(1 + 2.7 \cdot 10^{-5}Z)(T_{max} - T_{min})^{0.5}, \quad (7)$$

where Z is the elevation in m .

3. Bristow and Campbell model

Bristow and Campbell³⁴ suggested the following relationship for daily values of global solar radiation (R_s) as a function of daily extra-terrestrial solar radiation (R_a) and temperature difference (ΔT) as

$$R_s/R_a = A[1 - \exp(-B.\Delta T^C)], \quad (8)$$

where $\Delta T = T_{\max} - T_{\min}$ and A, B, and C are the empirical coefficients. The values of A, B, and C in the model of Bristow and Campbell were taken to be 0.7, 0.004–0.01, and 2.4, respectively.

4. Goodin *et al.* model

Goodin *et al.*³⁵ evaluated one form of Bristow and Campbell's model

$$R_s/R_a = A[1 - \exp(-B.(\Delta T^C/R_a))]. \quad (9)$$

Table II presents the recommended average days for months and the value of n (the day of the year) by months according to Duffie and Beckman.³²

III. STATISTICAL INDICATORS FOR MODEL'S PERFORMANCE

In the literature, many statistical indicators are used by the authors to assess the performance of the models. In this study, the tools used are root mean square error (RMSE), mean bias error (MBE), the t-statistic (t), the coefficient of determination (R^2), and the concordance index (d) of Willmott. These statistical tools are defined by the following relations.^{36–39}

A. The root mean square error (RMSE)

The value of RMSE is always positive, representing zero in the ideal case. The normalized root mean square error provides information on the short term performance of the correlations by allowing a term by term comparison of the actual deviation between the predicted and measured values. The smaller the RMSE value, the better the model's performance. However, this test does not differentiate between under-and over-estimation.

TABLE II. Recommended average days for months and values of n (the day of the year) by months.

Month	n for ith Day of month	For the average day of the month		
		Date	n, Day of year	δ , Declination
January	i	17	17	–20.9
February	31 + i	16	47	–13.0
March	59 + i	16	75	–2.4
April	90 + i	15	105	9.4
May	120 + i	15	135	18.8
June	151 + i	11	162	23.1
July	181 + i	17	198	21.2
August	212 + i	16	228	13.5
September	243 + i	15	258	2.2
October	273 + i	15	288	–9.6
November	304 + i	14	318	–18.9
December	334 + i	10	344	–23.0

$$RMSE = \left[\frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i) - R_{s_{est}}(i))^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (10)$$

where $R_{s_{meas}}(i)$ and $R_{s_{est}}(i)$ are, respectively, the i th measured values and i th estimated values of daily solar radiation (in $\text{kWh m}^{-2} \text{d}^{-1}$), and n is the number of values.

B. The mean bias error (MBE)

This test provides information on the long-term performance; a low MBE value is desired. The smaller the absolute value, the better the model performance. The values of the MBE represent the systematic error or bias, a negative value gives the average amount of underestimation in the calculated value while a positive value shows an over-estimation by the model. Therefore, one drawback of these two mentioned tests is that the overestimation of an individual observation will set off the underestimation in a separate observation

$$MBE = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n (R_{s_{est}}(i) - R_{s_{meas}}(i)). \quad (11)$$

C. The t-statistic indicator (t)

One of the most widely used statistical indicators to evaluate the models' performance proposed in the literature is the t-statistic. According to Jacovides and Kontoyiannis, the use of MBE and RMSE separately can lead to a wrong decision in selecting the best model from a suite of candidate models. The t-statistic should thus be used in conjunction with the MBE and RMSE errors to better evaluate a model's performance. It is defined through the MBE and RMSE errors as^{40,41}

$$t = \left[\frac{(n-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2} \right]^{1/2}. \quad (12)$$

The smaller the value of t , the better is the model's performance.

D. The coefficient of determination (R^2)

The coefficient of determination R^2 is a statistical measure that indicates how the straight regression line adjusts the actual data. A value of R^2 nearest to 1 indicates that the straight regression line fits well the data. This indicator varies between 0 and 1. The value of 1 indicates perfect agreement between the measurements and the model, while 0 indicates total disagreement

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i) - R_{s_{est}}(i))^2}{\sum_{i=1}^n (R_{s_{meas}}(i))^2}. \quad (13)$$

E. The concordance index "d" of Willmott

The concordance index "d" of Willmott^{38,39} was calculated using the below equation. For good accuracy of the models, the values of d should be near 1:

$$d = 1 - \left[\frac{\sum_{i=1}^n (R_{s_{est}}(i) - R_{s_{meas}}(i))^2}{\sum_{i=1}^n (|R_{s_{est}}(i) - \overline{R_{s_{meas}}(i)}| + |R_{s_{meas}}(i) - \overline{R_{s_{meas}}(i)}|)^2} \right]. \quad (14)$$

IV. RESULTS AND DISCUSSION

The performance of highlighted models was tested statistically by validating the simulated radiation values as compared with the observed values. Table III presents a summary of the results of the statistical tools used for determining the performance level of the models for the localities under consideration.

A close examination of this table shows the behavior of the statistical tools adopted in this study. From this table, some satisfactory results were obtained. For every site, we found that the higher the values of R^2 and d , the corresponding value of t decreases and vice versa. Sometimes, we also observe an underestimation and an over-estimation of the models (low for some models and strong for others) compared to the measurements.

Evaluation criteria for designation of the best model for each location were globally in accordance with the dimensionless indicators. For each locality, the best model is one that presents the highest value of R^2 and “ d ” and the lowest value of the t -statistic between the estimates and measurements. For good accuracy of the models, the values of R^2 and “ d ” should be near 1 while those of t -statistic should be the lowest possible. Thus, it is clearly that the Annandale model performed best in Yaounde. Also, Goodin model performed best in the three other localities, namely, Garoua, Dakar, and Gandon.

For the model’s estimates to be statistically significant, a critical t value was determined. The critical t value is obtained from standard statistical tables, i.e., $t_{\alpha/2}$, and depends on the level of significance (α) and the degrees of freedom ($n - 1$). In this study, we have $n = 365$ data pairs and the level of significance is chosen to be $\alpha = 0.01$, so that the corresponding critical t value, as obtained from the statistical tables, is $t = 2.5758$, for $n - 1$ degrees of freedom. For the model’s estimates to be judged statistically significant at the $1 - \alpha$ confidence level, the calculated t value must be less than the critical t value. In the case of Yaounde, the calculated t values indicate that Annandale model performed the best. Similarly, the Goodin model provided the estimates that are statistically significant ($\alpha = 0.01$) for both Dakar and Gandon localities. For Garoua locality, Table III indicates that none of the four models provided estimates that were statistically significant ($\alpha = 0.01$).

This section presents the results in terms of daily and monthly trends of global solar radiation and temperatures as shown in the figures below.

Figure 2 shows the comparison between the measurements and estimated values along the year. Globally, the visual analysis of this figure shows a favorable agreement between the

TABLE III. Validation of the models under different statistical indicators.

Location	Models	RMSE	MBE	t	R^2	d
Yaounde	Hargreaves and Samani	0.9555	-0.8887	48.2832	0.9588	0.5748
	Annandale <i>et al.</i>	0.5566	-0.0148	0.5088	0.9860	0.8636
	Bristow and Campbell	1.6676	-1.6391	101.7849	0.8746	0.4476
	Goodin <i>et al.</i>	1.7267	1.3689	24.8193	0.8655	0.4890
Garoua	Hargreaves and Samani	1.9883	-1.9159	68.7231	0.8819	0.3654
	Annandale <i>et al.</i>	1.2163	-1.0438	31.8884	0.9558	0.6066
	Bristow and Campbell	2.7501	-2.7204	128.7988	0.7741	0.3121
	Goodin <i>et al.</i>	1.0899	0.2878	5.2237	0.9645	0.6933
Dakar	Hargreaves and Samani	3.1639	-2.8484	39.4578	0.7368	0.2194
	Annandale <i>et al.</i>	2.2298	-0.8395	7.7538	0.8693	0.1383
	Bristow and Campbell	5.4360	-5.3638	115.9188	0.2230	0.1791
	Goodin <i>et al.</i>	1.5366	0.0102	0.1262	0.9379	0.4860
Gandon	Hargreaves and Samani	4.5783	-4.4664	84.7052	0.3686	0.1945
	Annandale <i>et al.</i>	3.5761	-1.7462	10.6756	0.6148	0.0431
	Bristow and Campbell	5.5443	-5.4900	135.2631	0.0741	0.1773
	Goodin <i>et al.</i>	2.4289	0.1945	1.5326	0.8223	0.4014

measurements and some models for some localities. For the localities of Yaounde, Garoua, and Dakar, the closest model to the measurements is that of Annandale's with low underestimation for the first two sites and a strong underestimation for the Dakar site. For the Gandon site, the closest model to the measurements is that of Hargreaves and Samani's with low overestimation.

Moreover, we note that for Yaounde and Garoua sites, the models of Hargreaves and Samani and Bristow and Campbell are also close to the measurements. The same observation is made for Annandale and Bristow and Campbell models on the Gandon site and for Hargreaves and Samani model on the Dakar site.

As depicted in Figure 3, the most unfavorable months for recommended models are September for Yaounde ($3.1987 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$), July for Garoua ($1.1524 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$), and August for Dakar ($0.9772 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$) and Gandon ($1.6687 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$). The sunniest months are January for Yaounde ($4.6425 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$) and Garoua ($7.5237 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$), February for Dakar ($3.7698 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$), and May for Gandon ($9.1434 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$). The average solar radiation received along the year is $3.8414 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Yaounde, $3.9869 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Garoua, $2.2539 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Dakar, and $5.9159 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Gandon. Figure 4 shows the evolution of the solar radiation for average days recommended by Klein.

It is found with a few differences that the two previous curves have the same trend. According to Equation (1), solar radiation (R_s) is proportional to the difference between T_{max} and T_{min} (dT). If the value of dT increases (or decreases), the value of R_s will also increase (or decrease). The temperature throughout the average year of 21 year period of study is shown in Figure 5.

Based on Figure 5, the lowest minimum air temperature observed are 19.0495°C (August) for Yaounde, 19.0652°C (January) for Garoua, 18.5624°C (April) for Dakar, and 17.6757°C (January) for Gandon. The average value of the minimum air temperature for the four locations is 18.5882°C . Meanwhile, the highest maximum air temperature observed are 27.9133°C (February) for Yaounde, 36.0295°C (March) for Garoua, 29.2514°C (November) for Dakar, and 37.1010°C (May) for Gandon. The average value of the maximum air temperature for the four locations is 32.5738°C .

Figure 6 shows the scatterplots between the estimated and the measured global solar radiation values (R_s , $\text{KWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$) of four studied locations.

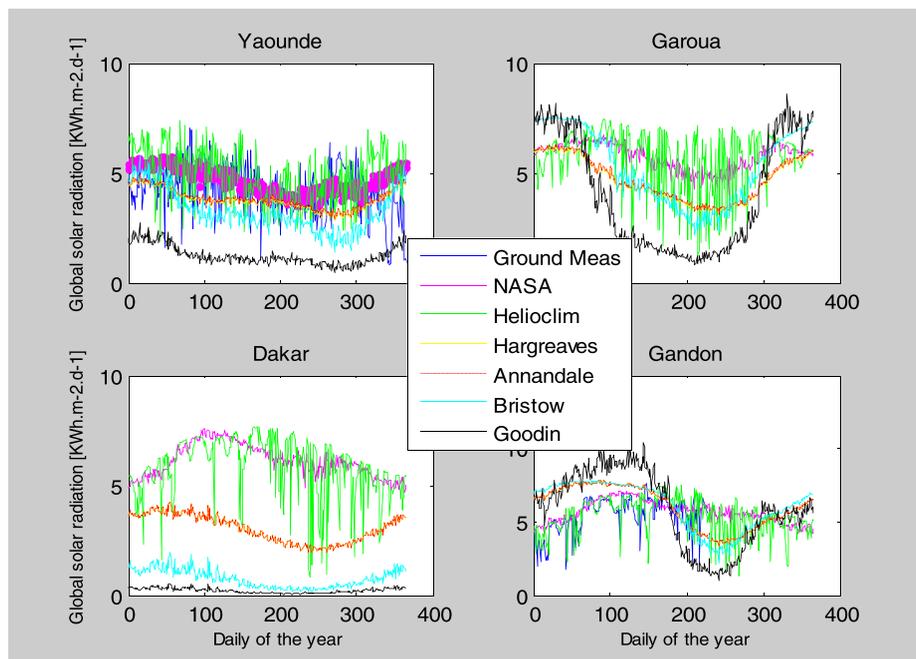


FIG. 2. Comparison between the mean daily measured and predicted values of global solar radiation.

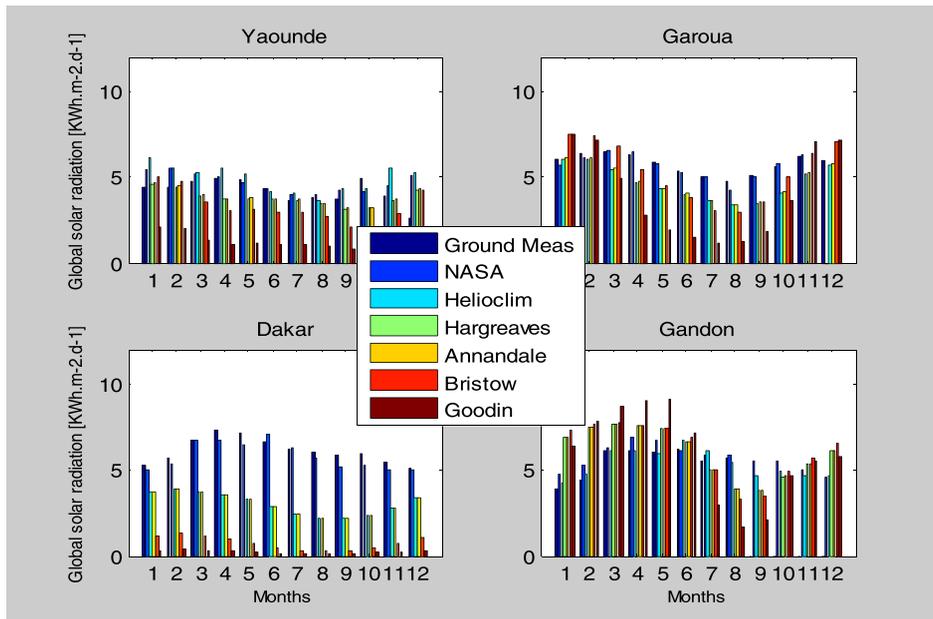


FIG. 3. Monthly average of global solar radiation estimated for studied locations.

The NASA and Helioclim data were compared to the ground measurements. The NASA data have proven to be closest to measured data than those of Helioclim. Thus, for Garoua and Dakar sites where ground measurements are not available, we used NASA data to validate the corresponding recommended model. The coefficients of determination R^2 are 0.9860 for Yaounde, 0.9645 for Garoua, 0.9379 for Dakar, and 0.8223 for Gandon, which implies that these models display a better conformity to the regression fitting.

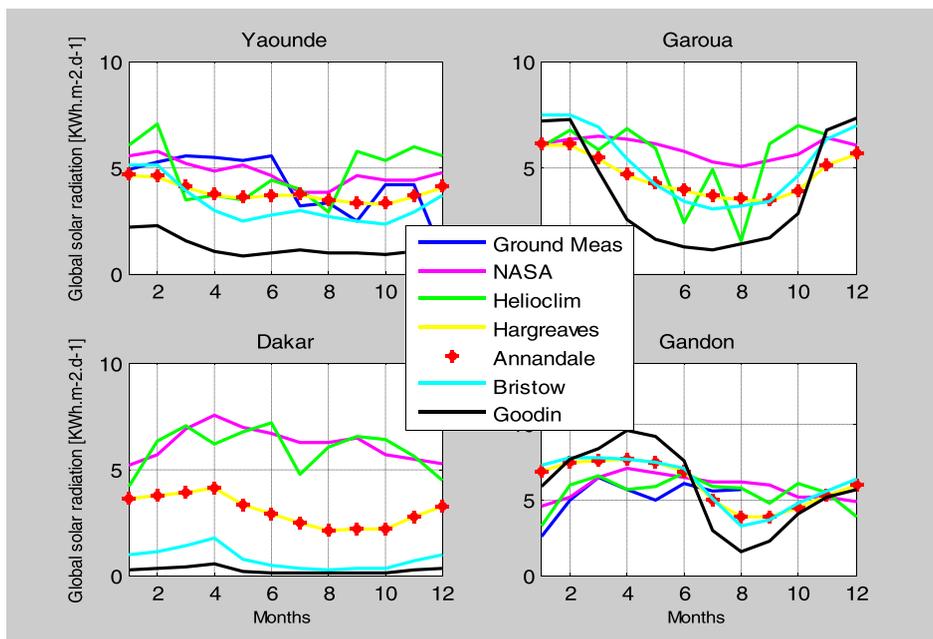


FIG. 4. GSR for recommended days (according to Klein, 1977).

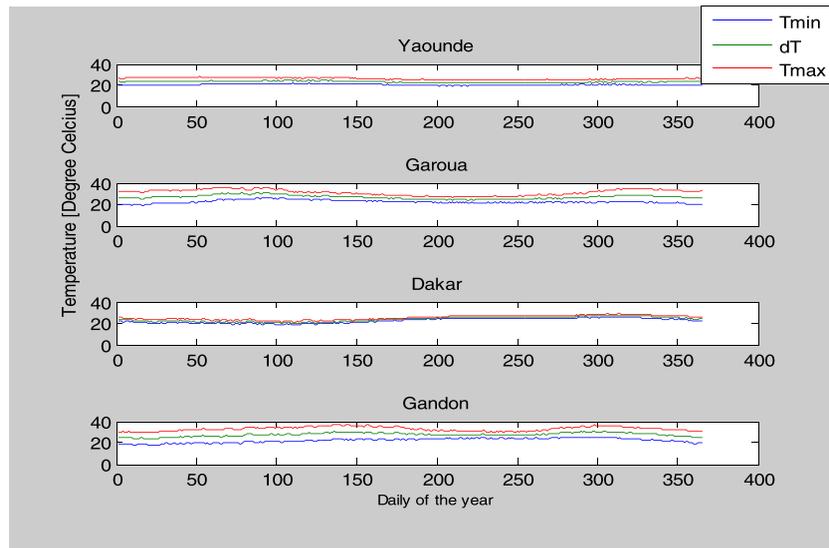


FIG. 5. Temperature throughout the average of 21 year period (1984–2004).

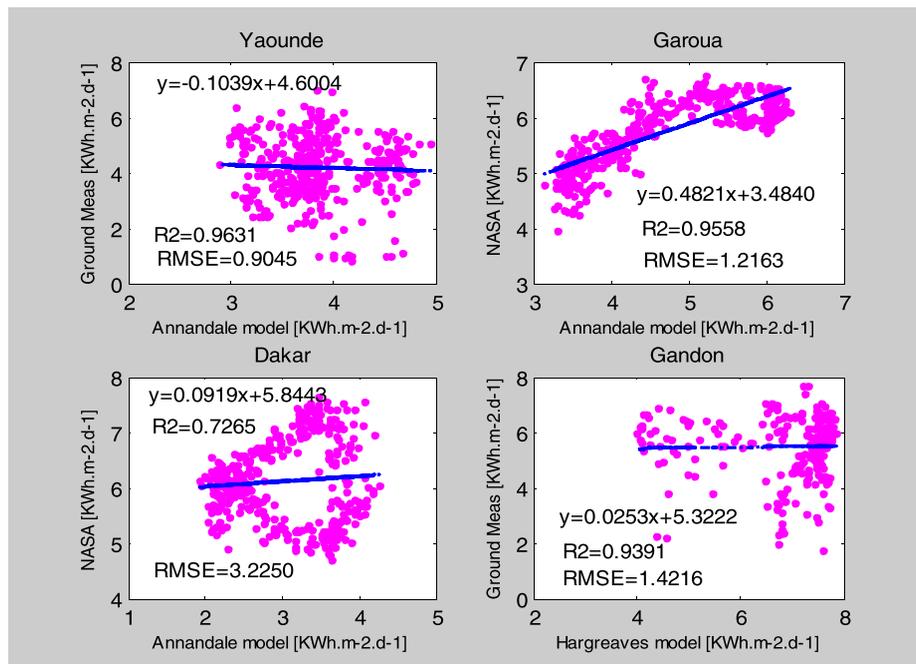


FIG. 6. Scatterplots between the estimated and the measured Global Solar Radiation.

Although the worst scatter diagram and the higher values of statistical indicators (R^2 and “d”) are provided by recommended models, the t-statistic value is globally very successful.

V. CONCLUSIONS

The aim of this paper was to evaluate the performance of four empirical models in estimating global solar radiation across the representative localities of central and western Africa. The localities under consideration are Yaounde and Garoua in Cameroon and Dakar and Gandon in Senegal. The evaluated models are those proposed by Hargreaves and Samani,²¹ Annandale *et al.*,³³ Bristow and Campbell,³⁴ and Goodin *et al.*³⁵ To more reliably assess a model’s

performance, the t-statistic indicator was used in conjunction with widely used mean bias error (MBE) and root mean square error (RMSE). The t-statistic has the added advantage to enable the modelers to determine whether a model's estimates are statistically significant at a particular confidence level. For good accuracy of the models, the concordance index "d" of Willmott was also calculated. To ascertain if the proposal of the models is statistically significant, the value of significance ($\alpha = 0.01$) was considered. According to the simulation results, the average solar radiation received along the year in the studied areas are $3.8414 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Yaounde, $3.9869 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Garoua, $2.2539 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Dakar, and $5.9159 \text{ kWh m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ for Gandon. Of all the models evaluated, those proposed by Annadale *et al.*³³ and Goodin *et al.*³⁵ produced estimates that are statistically significant at the particular confidence level, i.e., $1 - \alpha = 99\%$, as the calculated t values are less than the critical t value (2.5758). These models provided for the corresponding localities have a reasonable degree of good fitting, and the statistical tools expressed between observed and estimated daily solar radiation are within the acceptable range. Based on the above results, we can safely conclude that these models were found accurate and can be recommended in estimating global solar radiation in the areas where only air temperature data are available. They can thus be very useful models for engineers, researchers, experts as well as all those who require a simple, fast, and accurate model to design their systems.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank Dr. Akana N. Leonard and Mr. Moungnutou M. Inoussah for their support to this work.

- ¹S. Karekezi *et al.*, "Energy, poverty, and development," in *Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future* (Cambridge University Press, 2013), Chap. 2, pp. 151–190.
- ²J. Goldemberg, *World Energy Assessment: Energy and the Challenges of Sustainability* (World Bank, New York, 2000).
- ³S. A. Ghoreishi-Madiseh *et al.*, "A transient natural convection heat transfer model for geothermal borehole heat exchangers," *J. Renewable Sustainable Energy* **5**, 043104 (2013).
- ⁴J. Twidell and T. Weir, *Renewable Energy Resources*, 2nd ed. (Taylor & Francis e-Library, 2006).
- ⁵S. Zekai, *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy*, 1st ed. (Springer, London, 2008).
- ⁶G. H. Brundtland *et al.*, "Report of the World Commission on environment and development: Our common future," 42nd session of UN General Assembly, Oxford University Press, Oslo, March 1987.
- ⁷P. Jayakumar, "Solar energy: Resource assessment handbook," prepared for Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology of the United Nations-Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (APCTT-ESCAP), September 2009.
- ⁸R. Urraca *et al.*, "Estimation of solar global irradiation in remote areas," *J. Renewable Sustainable Energy* **7**, 023136 (2015).
- ⁹See iMaps tab for information about maps for Google Earth: <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>.
- ¹⁰D. Njomo, "Modélisation des variations mensuelles de l'irradiation solaire reçue au Cameroun," in *Modelling, Simulation and Control* (AMSE Press, 1989), Vol. 18, No. 1, pp. 39–64.
- ¹¹SIE_Cam, "Système d'Information Energétique du Cameroun," rapport, 2010.
- ¹²See Overview tab for information about country's overview: <http://www.worldbank.org/en/country/senegal/overview>.
- ¹³M. Diop, *Energy Systems: Vulnerability-Adaptation-Resilience (VAR). Regional Focus, Sub-Saharan Africa* (Helio International, Senegal, 2009).
- ¹⁴See Home tab for information about Solar data, Maps and Image monitoring: <http://www.soda-is.com/eng/helioclim/>.
- ¹⁵See the Latitude and Longitude boxes to enter the geographical coordinates of the locality: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>.
- ¹⁶A. Angstrom, "Solar and terrestrial radiation," *Q. J. R. Meteorol. Soc.* **50**, 121–126 (1924).
- ¹⁷B. G. Akinoğlu and A. Ecevit, "Construction of a quadratic model using modified Angström coefficients to estimate global solar radiation," *Sol. Energy* **45**, 85–92 (1990).
- ¹⁸F. M. Abed Al-Dulaimy, "Estimation of global solar radiation on horizontal surfaces over Haditha, Samara, and Beji, Iraq," *Pac. J. Sci. Technol.* **11**(1), 73–82 (2010).
- ¹⁹M. S. Okundamiya *et al.*, "Empirical model for estimating global solar radiation on horizontal surfaces for selected cities in the six geopolitical zones in Nigeria," *Res. J. Appl. Sci., Eng. Technol.* **2**(8), 805–812 (2010).
- ²⁰A. K. Katiyar and C. K. Pandey, "A review of solar radiation models—Part I," *J. Renewable Energy* **2013**, 168048.
- ²¹G. H. Hargreaves and Z. A. Samani, "Estimating potential evapotranspiration," *J. Irrig. Drain. Eng., Am. Soc. Civ. Eng.* **108**(3), 225–230 (1982).
- ²²Y. M. Irwan *et al.*, "An estimation of solar characteristic in Kelantan using Hargreaves Model," *Energy Procedia* **36**, 473–478 (2013).
- ²³J. Almorox, "Estimating global solar radiation from common meteorological data in Aranjuez, Spain," *Turk. J. Phys.* **35**, 53–64 (2011).
- ²⁴D. O. Akpootu and Y. A. Sanusi, "A new temperature-based model for estimating global solar radiation in Port-Harcourt, South-South Nigeria," *Int. J. Eng. Sci.* **4**(1), 63–73 (2015), ISSN: 2319–1805.

- ²⁵N. Diodato *et al.*, "Modelling solar radiation over complex terrains using monthly climatological data," *Agric. For. Meteorol.* **144**, 111–126 (2007).
- ²⁶D. F. Al Riza *et al.*, "Hourly solar radiation estimation using ambient temperature and relative humidity data," *Int. J. Environ. Sci. Dev.* **2**(3), 188–193 (2011).
- ²⁷H. Li *et al.*, "A temperature-based model for estimating monthly average daily global solar radiation in China," *Sci. World J.* **2014**, 128754.
- ²⁸J. Álvarez *et al.*, "Estimating monthly solar radiation in south-central Chile," *Chil. J. Agric. Res.* **71**, 601–609 (2011).
- ²⁹H. O. Menges, C. Ertekin, and M. H. Sonmete, "Evaluation of global solar radiation models for Konya, Turkey," *Energy Convers. Manage.* **47**, 3149–3173 (2006).
- ³⁰A. Majnooni-Heris, "Development of new models to estimate global solar radiation in northwest of Iran," *J. Curr. Res. Sci.* **2**(3), 390–394 (2014), ISSN: 2322-5009.
- ³¹G. Q. de Oliveira *et al.*, "Comparison between global solar radiation models in Aquidauana, "Alto Pantanal" region, Brazil," *Comun. Sci.* **5**(3), 222–228 (2014), ISSN: 2177-5133.
- ³²J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd ed. (John Wiley & Sons, Inc., New York, USA, 1980).
- ³³J. G. Annandale *et al.*, "Software for missing data error analysis of Penman-Monteith reference evapotranspiration," *Irrig. Sci.* **21**, 57–67 (2002).
- ³⁴K. L. Bristow and G. S. Campbell, "On the relationship between incoming solar radiation and daily maximum and minimum temperature," *Agric. For. Meteorol.* **31**, 159–166 (1984).
- ³⁵D. G. Goodin, J. M. S. Hutchinson, R. L. Vanderlip, and M. C. Knapp, "Estimating solar irradiance for crop modeling using daily air temperature data," *Agron. J.* **91**, 845–851 (1999).
- ³⁶T. Fatiha, "Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA," Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- ³⁷R. Rakotomalala, "Analyse de corrélation Étude des dépendances-Variables quantitatives," Université Lumière Lyon 2, March 2015.
- ³⁸C. J. Willmott, "On the validation of models," *Phys. Geogr.* **2**, 184–194 (1981).
- ³⁹C. J. Willmott *et al.*, "A refined index of model performance," *Int. J. Climatol.* **32**, 2088–2094 (2011).
- ⁴⁰C. P. Jacovides and H. Kontoyiannis, "Statistical procedures for the evaluation of evapotranspiration computing models," *Agric. Water Manage.* **27**, 365–371 (1995).
- ⁴¹R. J. Stone, "Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models," *Sol. Energy* **51**(4), 289–291 (1993).

Validation of hydrometric data of the Nchi River (West-Cameroon) for the study of his hydro potential

I. MOUNGNUTOU Mfetoum^{1*}, A. MOKENGUE Imano¹, C. RAPP², D. LISSOUCK³, E. MBUOMBOUO⁴.

¹University Institute of Technology of Douala, University of Douala, BP 8698 Douala, Cameroon

²Department of Hydromechanics, University of Technology, email: rapp@tum.de Munich, Germany

³Department of renewable energy, Higher Technical Teachers' Training College of KUMBA, Cameroon

⁴LATEE, Faculty of Science, University of Yaounde I, Cameroon

Abstract

Currently, hydroelectricity is the world's leading source of renewable energy. However, large and new hydropower plants will be built only rarely. But there is considerable potential for micro-hydro power plants, unfortunately the data on flow or discharge for the study of the potential of rivers and streams on which these micro-hydro can be arranged are often nonexistent. This work presents and compares two simple methods for obtaining these data. These methods were used to determine discharges of the Nchi River in Machi village in the Noun division, Western Region of Cameroon. Analysis of these data allowed us to assess the minimum hydraulic power available on this site to 22.6 kW. For availability of the resource by 75%, we found that 81.615 MWh of electricity can be produced per year, which will contribute to the socioeconomic development of this locality.

ISSN 1029–2225 - e - ISSN 2313 – 6278 ©2016. Sciences, Technologies et Développement

Keywords: Hydropower plant, discharge, potential, electricity, development

1. Introduction

One of the main obstacles to socio-economic development of the rural area in Cameroon is the lack of electricity in many small isolated communities of these regions. It is a very limiting factor for value-added activities, growth income and job creation. This is particularly the case of the Machi village by Fouban, in the western region of Cameroon. One way to solve this problem is to set up micro-hydro in a sustainable development perspective.

A micro hydro power plant (MHPP) on a river is characterized by the flow of this river and its drop height. However, lack of data on these flows and even the drop heights is a very big obstacle in the development of MHPP.

In this study, we estimate the monthly flows of the river Nchi using the method of one hand floats (based on the velocity-area method), and secondly we use hydrometric measured data over the nearby rivers (Noun at Bamendjim, Mape at Magba and Mbam at Mantoum) and the characteristics of their respective catchment areas to determine the monthly flows of this river by the watershed transfer method. These two groups of data are compared with the objective statistical criteria

(correlation coefficient, Bias, and Nash) to characterize the overall quality of the estimates.

From these data, we developed hydrograph corresponding to the calendar year (January to December) and the flow duration curve of the river. These results are based on the study of the hydroelectric potential and dimensioning of a micro hydro on the river.

2. Site Features

The Nchi River purpose of this study and mostly found in the Noun division (West Cameroon) is a tributary of Mbam River. According to studies conducted by Mfonka Zakari, the area of its watershed in Fouban area is approximately 533 km² (Mfonka Zakari et al., 2013). Its watershed is located in the transition zone forest /savannah of western Cameroon, Noun division. It belongs to the Mbam basin, sub-basin of the Sanaga (Dubreuil P. et al., 1975). Its ground is rugged and consists of rolling hills and sometimes very deep valleys. Geological substratum consists of granites, gneisses and basalt on which develop lateritic and hydromorphic soils.



Fig. 1. Watershed of the Nchi River (a) (Source Google Maps) and presentation of the site (b)

3. Materials and methods

3.1. Materials

Most of the material used here consists of a double tape measure, a graduated scale, a digital stopwatch, and a float (plastic bottle filled with water and well closed). The data were measured on a twelve-month period from April 2014 to March 2015.

3.2. Floats method (velocity-area method)

To measure the water flow, several methods are available. The velocity-area method is a conventional method for medium to large rivers, involving the measurement of the area of the cross section of the river and the mean velocity of water

through it (Celso Penche, 1998). This is a useful approach to determining the flow of flow with minimal effort.

The river should have a uniform width and defined area. Archaic but essential when no modern devices can be deployed, the method of the floats is to measure the time taken by a particle floating on the surface of the river (natural tracer as plant debris, or float added by the operator) to browse a given distance and thereby deduce a surface speed. In the best conditions, Rantz (1982) considers that, the accuracy of this measurement is about 10%.

A good distribution of floats on the surface of the river is necessary. You must then convert the surface speed to average speed on the depth and know the bathymetry of a cross section, to estimate the rate.

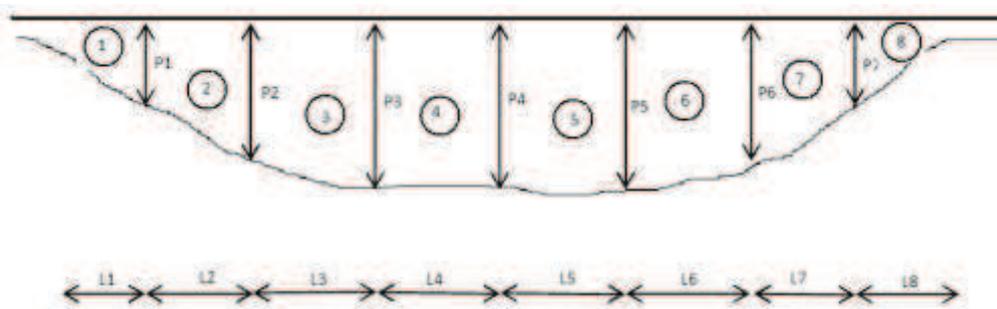


Fig. 2. Modeling of the cross section for calculating the area.

To calculate the cross sectional area of a natural watercourse it should be divided into a series of trapezoids. Measuring trapezoidal sides, the marked rules, the cross-section are given by:

$$A_r = \frac{1}{2} \cdot \sum_1^n (P_{i-1} + P_i) \cdot L_i \quad (1)$$

Where P_i is the depth or the height of water in meters to the i subdivision, and L_i expressed in meter is spacing between two consecutive subdivisions $i - 1$ and i .

The speed in turn can be measured by a floating object, which is located in the center of the flow of the river. The time (t) elapsed in seconds to cover a distance (D) is recorded in meters. The speed on the surface (m/s) is given by:

$$V_s = \frac{D}{t} \quad (2)$$

According Graf (1993), the vertical velocity distribution for uniform flow on rough background is expressed by the relationship:

$$\frac{u(z)}{u^*} = \frac{1}{\kappa} \ln \left(\frac{z}{k_s} \right) + 8,5 \quad (3)$$

Where $u(z)$ is the speed in m/s at a point z depth (m), u^* the friction velocity at the bottom, $\kappa = 0,4$ the Karman universal

constant, and k_s is the height roughness (m). We get the average speed V_{moy} on the edge of water by integrating this equation and its expression is:

$$\frac{V_{moy}}{u^*} = \frac{1}{\kappa} \ln \left(\frac{R_h}{k_s} \right) + 6,25 \quad (4)$$

R_h represents the hydraulic radius of the river. Since a width of the river being greater to its depth in our studies, we make the approximation $R_h = h_{moy}$, where h_{moy} is the average depth of the river. So we have a relation between the surface speed $V_s = u(h)$ (measured) and the average speed below (A. Hauet, 2006):

$$V_{moy} = \frac{\frac{1}{\kappa} \ln \left(\frac{h_{moy}}{k_s} \right) + 6,25}{\frac{1}{\kappa} \ln \left(\frac{h_{moy}}{k_s} \right) + 8,5} \cdot V_s = \alpha(h_{moy}) \cdot V_s \quad (5)$$

Then, to estimate the average flow velocity (V_{moy}), the value of the measured surface speed will be multiplied by the correction factor $\alpha(h_{moy})$, which depends on the value of h_{moy} (which varies depending on the season). It can vary between 0.6 and 0.9. Then, the discharge can be calculated as follows:

$$V_{moy} = \alpha \cdot V_s \quad (6)$$

Thereafter, Q_{moy} , the average discharge of the river in m^3/s is compute by the equation:

$$Q_{moy} = A_r \cdot V_{moy} \quad (7)$$

3.3. Watershed Transfer Method

This method is suitable for sites where the flow regime is natural or influenced every day and whose reference station, where there are sufficient hydrometric data ($N \geq 10$ years) is relatively remote. In this case, it is possible to make an estimate of the flow to sites located upstream or downstream of a gauging station, transposing discharges obtained at the station using the following equation (Bobée B. et al., 2008):

$$Q_{site} = \left(\frac{S_{site}}{S_{station}} \right)^\gamma \cdot Q_{station} \quad (8)$$

Q_{site} is the discharge of the studied site (Unknown), $Q_{station}$ the discharge of the reference station and S_{site} and $S_{station}$ are the areas of watersheds, respectively at the studied site and gauged site, and γ is the regional coefficient. It is possible to determine the regional coefficient if there are two hydrometric stations for which data are available in sufficient numbers. Additional details on its value can be found in Anctil (Anctil F. et al., 2005), but by default, a value of 1 can be used (WMO, 2008).

3.4. Statistical criteria

Evaluation of our estimations of flow consists of the comparison of the estimated values with measured values. Objective statistical criteria are used to characterize the overall quality of the estimations. Let N be the number of values that

we want to compare and Q estimated or measured rates (indices "est" and "mes").

- The correlation coefficient R is used to express the co-fluctuation between estimated and measured flow rates, the optimum value is 1.

- The relative bias or mean error in percentage is expressed by the equation:

$$BIAIS = 100 \times \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Q_{est_i} - Q_{mes_i})}{Q_{mes}} \quad (9)$$

It quantifies the mean relative gap between the values of flow rates obtained by two different methods. The optimal value is 0. A positive value indicates an overestimation, a negative value an underestimate.

Nash criterion measures the proportion of variance explained by reference. It can range from $-\infty$ to 1. A value greater than 0.7 is generally considered satisfactory, the optimum value being 1. It is expressed as:

$$NASH = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (Q_{est_i} - Q_{mes_i})^2}{\sum_{i=1}^N (Q_{mes_i} - Q_{mes})^2} \quad (10)$$

4. Results and Discussion

4.1. Measures the monthly rates by the velocity method

Several measurement campaigns were carried out at the site between April 2014 and March 2015. Each month, a series of five measurements per day were made and for three days and used to obtain an average value considered as monthly average of the month of measurement. Table 1 below shows the monthly average flows obtained on all twelve months of the year.

Table 1. Monthly flow rates measured by the float method

Mont	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Débit (m^3/s)	1,42	1,67	2,61	3,05	6,85	6,42	10,47	17,88	19,96	27,59	32,70	34,71

4.2. Estimated flows from hydrometric data of Mantoum gauging station

We have the data flows and watershed areas of Noun River at Bamendjin, in the Mbam River at Mantoum and in the river Mape at Magba over a period of at least 10 years. These watersheds have the distinction of belonging to the same watershed (watershed Sanaga) and have similar hydrogeological and geomorphological characteristics.

Determination of regional coefficient

The application of equation (8) between the watersheds gauging stations at Mantoum in Mbam River, Bamendjin in Noun River and Magba in Mapé River taken two by two allowed us to obtain the average value of this coefficient

Table 2. Characteristics of the reference gauging stations

watershed	Watershed area in km ²	Average annual module m ³ / s
Noun at Bamendjin	2190	52
Mbam at Mantoum	14700	369
Mape at Magba	4020	95

Table 3. Monthly Flow rates estimated by the method of transfer of watersheds

Mont	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Débit (m ³ /s)	1,36	1,47	2,79	3,16	6,24	6,59	10,81	18,87	19,84	28,94	34,37	36,61

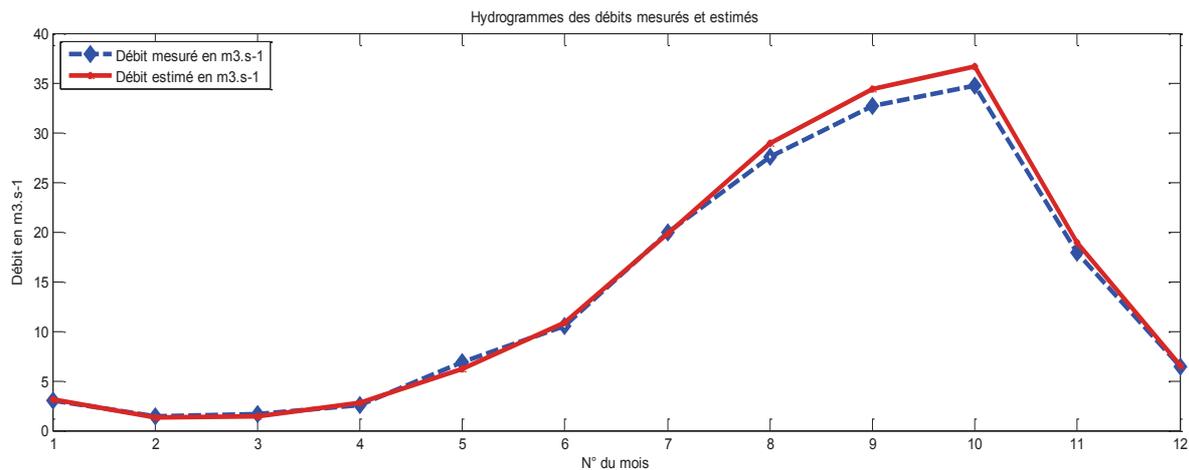


Fig. 3. Hydrographs flow (flow curve).

We obtain to this computation the value of the coefficient equal to: $\gamma \approx 0,99$. Subsequently, this value is used in the formula of the Watershed Transfer Method (Equation 8) to estimate the monthly average flows on Nchi river in Fouban from the measured flow rates of the Mbam station at Mantoum, the choice of Mbam watershed at Mantoum is justified by the fact that the Nchi Watershed is a sub-basin of the latter and in addition, both sites are closer together. The results of this estimation are shown in Table 3 and Figure 3 below shows hydrographs from the measured flow rates and estimated for one year.

We note a similarity between the two curves. Significant differences were observed between the two hydrograph (measured and estimated) for the months of wet (rainy season), which is due to the lack of precision in the measurements during this period because of the high water level in the river.

4.3. Comparison of the two methods of determining rates

The relationship between measured and estimated flow rates is linear as shown in Figure 4 below. The correlation coefficient $R = 0.9998$, while close to 1, indicating a good correlation.

Other criteria applied to these values also give satisfactory results, the relative bias is 3.4522%. This positive value indicates an underestimation of the measures to the estimates, which is justified by the inaccuracies in the measurements during the period of high water (about four months of the year). NASH is 0.9942, acceptable because his value is greater than 0.7 and close to the optimum value of 1, meaning that the proportion of variance is explained by the benchmark (estimated flows).

4.4. Modeling of flows

The work of P. Dubreuil et al. in 1975 and J.C. Olivry in 1986 have showed that the statistical frequency distribution of flow followed a normal law. Similarly, the histograms representing the hydrograph of the calendar year have a Gaussian shape. These two pieces of information's led us to choose a three-parameters Gaussian model to model daily flows. The daily rates are then determined by a relation of the form:

$$Q_t = a \cdot \exp\left(-\left(\frac{t-b}{c}\right)^2\right). \quad (11)$$

Where a, b and c are the parameters of the model.

The identification of these parameters computed by nonlinear least squares method using the "Trust-Region" algorithm

(Trigassou J. Cl.) in the MATLAB software gave for a significance level of 5%, the values $a = 31.9$; $b = 254.1$ and $c = 84.1$. The performance calculations is estimated by

statistical quantities $SSE = 48.2$; $RMSE = 2.3$; correlation coefficient $R^2 = 0.9728$ and adjusted correlation coefficient $Ra^2 = 0.9668$. Daily discharges are shown in the figure below.

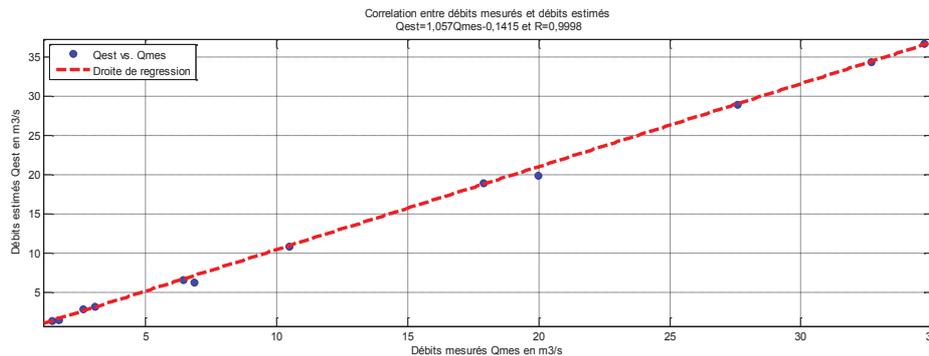


Fig. 4. Correlation between estimated and measured flow rates.

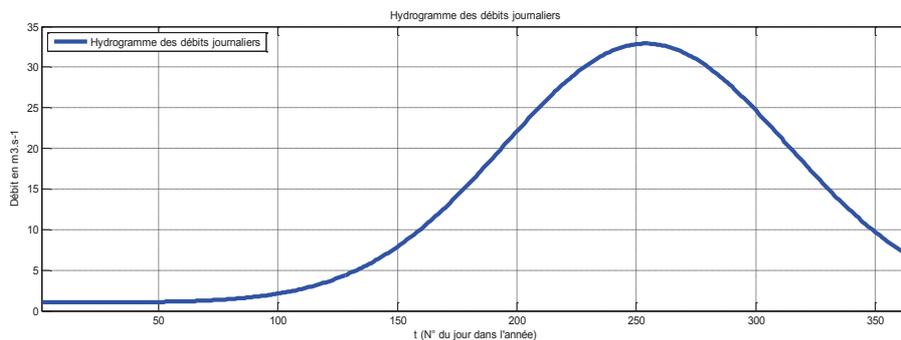


Fig. 5. Daily discharge curve modeled by a Gaussian.

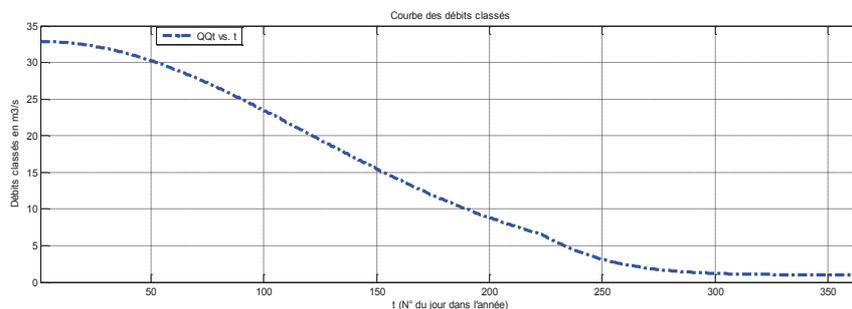


Fig. 6. Flow Duration Curve.

4.5. Flow duration curve (FDC)

The choice of the type of turbine, its size and its rotational speed is based on the net height of fall and the maximum water flow, to be determined by the river, on which the turbine is to be installed. One way to arrange the discharge data is by plotting a flow duration curve, which shows a particular point on a river the proportion of time during which the flow rate equals or exceeds a certain value. It can be obtained from the hydrograph of the river by organizing data chronologically (in decreasing order). The mean annual flow gives an idea of the potential (power to be installed). This curve shows that it is possible to guarantee a flow of $1.24 \text{ m}^3/\text{s}$ during 347 days in the year (equal to 95% of the time).

4.6. Estimation of the potential

From the flow duration curve, it appears that to arrange a mini run-of on the Nchi river, the guaranteed rate would $Q_g = 1,24 \text{ m}^3/\text{s}$ or 1240 l/s . Taking into account the constraints related to the use of water in the village (water consumption, artisanal fishing), we estimate the residual flow around 510 l/s and thus the nominal flow of the turbine to be installed is $Q_t = 717 \text{ l/s}$. Furthermore, the net head estimated by Christoph Rapp in 2012 $h_n = 3,15 \text{ m}$.

The hydraulic power available evaluated according to the relationship (DA Géorgakèllos 2005):

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q_t \cdot H_n \quad (12)$$

Where ρ (m^3/kg) is the density of water, g the acceleration due to (m/s^2).

The electrical energy produced in a year is evaluated by taking into account the various losses by the equation:

$$E_{el} = \eta_g \cdot \rho \cdot g \cdot Q_t \cdot H_n. \quad (13)$$

Where η_g is the overall efficiency of the power plant.

We conclude that the minimal potential available is 22.6 kW, the minimum annual producible for an availability of the resource of 75% is 81.615 MWh per year, sufficient to meet the needs of populations of this locality estimated at 300 inhabitants, knowing that according to the World bank, at 2012 in Cameroon, the annual electricity consumption by residents is 262 kWh.

5. Conclusion

We have obtained the monthly discharge of the Nchi River in Fouban, in the West Cameroon region, from rudimentary methods and minimum data. Three statistical criteria were used to check the validity of the values obtained and gave satisfactory results. The analysis of hydrographs and flow duration curve allowed us to assess the hydroelectric potential of this river and concluded that it is technically possible to consider the development of a micro-hydro on this river and thus produce electric power for the people of the surrounding community, which could help to improve the socio-economic development of the region.

We wish to subsequently take measures by following the path of the float with a GPS to take into account drifts that the latter undergoes rendering its non-rectilinear path.

The study of the cost and the life cycle analysis (LCV) of the project will enlighten us on the financial, economic and environmental feasibility of this project, which will thus highlight the three main dimensions of sustainable development in this project.

Acknowledgments

Our thanks go firstly to the Chief of Machi village who agreed to answer our various questions and provided us with two guides for the visit of the site and the various measurement campaigns. Then we thank the Ministry of Higher Education of Cameroon which through the research grant helped finance the different measurement campaigns that led to this work.

References

- [1] Hauet A. 2006. Estimation de débit et mesure de vitesse en rivière par LSPV, Thèse de Doctorat non publiée de l'INP Grenoble.
- [2] Anctil F. et al. 2005. Hydrologie : cheminements de l'eau, Presses internationales Polytechnique, 317 p.
- [3] Bobée B., et al. 2008., Hyfran 2.2 (logiciel hydrologique : Chaire en hydrologie statistique CRNSG/Hydro-Québec), INRS-Eau, Terre Environnement, Université du Québec, Québec.
- [4] Celso P. 1998. Layman's guidebook on how to develop a small hydro site. Published by the European Small Hydropower Association (ESHA), Second edition, Belgium.
- [5] Christoph R. et al. 2013. Knowledge Exchange and Application of Hydropower in Developing Countries, Climate Change Management. DOI: 10.1007/978-3-642-37753-2_12, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- [6] Dubreuil P., et al. 1975. le bassin de la rivière Sanaga, monographies hydrologiques ORSTOM N°3, paris.
- [7] Géorgakèllos D. A. 2005. Les éléments nécessaires pour la gestion d'un projet de microcentrale hydroélectrique Etude de cas d'une PCH en Grèce, Rev. Energ. Ren. Vol. 9 53–62.
- [8] Mfonka Z. et al. 2013. Variabilité hydro-climatique et qualité des eaux des bassins versants de la Mapé et du Nchi dans le Département du Noun (Ouest-Cameroun), Cameroun. Edition Sciences, Technologies et Développement (STD) ISSN p 1029 -2225.
- [9] Olivry J.C. 1986. Fleuves et Rivières du Cameroun. Collection Monographies Hydrologiques, MESCES –ORSTOM. Vol. No 9 Paris.
- [10] Trigassou J. Cl. 1988. Recherche des modèles expérimentaux, Techniques et Documentation Lavoisier.
- [11] World Meteorological Organization. 2008, Manual on Low- flow. Estimation and Prediction, Operational Hydrology Report No.50, 136 p.

Mathematical Modeling and Digital Simulation of PV Solar Panel using MATLAB Software

MBOUMBOUE Edouard¹, Donatien NJOMO²

^{1,2}*Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL)/Department of Physics/Faculty of Science/University of Yaounde 1/P.O. Box 812 Yaounde-Cameroon*

Abstract— Global warming, exhaustion and high cost of fossil fuels dictates the exploitation of alternative sources of energy such as wind and solar energies. In addition, knowledge of the characteristic of photovoltaic (PV) panel is a prerequisite for designing and dimensioning a PV power supply. This is the reason for the development of PV panel models useful for electrical applications. This approach allows the development of new high-performances conversion systems balancing system-components and permitting the evaluation of the behavior of the entire system in various scenarios. In this paper we propose a simple method of modeling and simulation of photovoltaic panels using MATLAB software package. The method is used to determine the characteristic of PV panel and to study the influence of different values of solar radiation at different temperatures concerning performance of PV cells. Taking the effect of irradiance and temperature into consideration, the output current and power characteristic of photovoltaic module are simulated using the proposed model. Detailed modeling procedure for the circuit model is presented. The proposed model was found to be better and accurate for any irradiance and temperature variations. The proposed model can be very useful for PV Engineers, researchers and experts who require a simple, fast and accurate PV simulator to design their systems.

Keywords— Digital simulation, Electrical characteristics, Mathematical modeling, MATLAB software, PV cell/panel, Renewable energy.

I. INTRODUCTION

Energy is an essential ingredient for socio-economic development and economic growth. Energy is critical to achieving virtually all the Millennium Development Goals [1]. Whether it is electricity for schools or clinics, energy for the delivery of health, education and sanitation, services, clean fuel to reduce indoor pollution, energy for pumping water or heat for cooking food and boiling water, energy in all its forms will be required to achieve these ends. Currently a high proportion of the world's total energy output is generated from fossil fuels such as oil and coal.

In general, the quest for an option to conventional power schemes for extension to remote and rural locations of developing countries arises from the high costs associated with the extensions, as well as the maintenance of the power grid system to rural areas. The costs of grid extensions will vary widely from country to country and will be heavily dependent on the system used, the length of connection required the type of topography, the usage pattern and the load factor of the supply point [11].

The dispersed character of rural populations and their low commercial energy consumption result in poor capacity utilization efficiency for transmission and distribution systems and other energy infrastructure [5]. More specifically, the close relationship between the proximity of energy resources to the potential users coupled with the high cost of conventional energy sources have led to a considerable interest in the development and application of renewable energy resources. Although research and development activities are still being seriously undertaken in various aspects of renewable energy utilizations, a number of the technologies have since been shown to be feasible and ready, for adoption into the economy [15]. Globally, current patterns of energy consumption are polluting and unsustainable, and are characterized by inequity in consumption and access [12]. With world economic development and growing demand for energy, the conventional energy sources have become increasingly unable to meet the world demand for the energy [15]. Finding appropriate energy solutions that will fuel economic growth and increase social equity is essential.

Renewable sources of energy acquire growing importance due to its enormous consumption and exhaustion of fossil fuel. Renewable energy is abundant, free, sustainable, clean and can be harnessed from different sources in the form of wind, solar, tidal, hydro, geothermal and biomass [15]. Energy supplied by the sun in one hour is equal to the amount of energy required by the human in one year [3].

Photovoltaic energy system has gained wide popularity in the past decade as one of the renewable energy sources due to the possibility of depletion of conventional energy sources and its high cost as well as its negative effects on the environment. Solar energy is a source of interesting energy; it is renewable, inexhaustible and non-polluting and it is more and more intensively used as energy sources in various applications such as water pumping, street lighting in rural town, battery charging and grid connected PV systems [2, 3, 15].

Therefore, solar energy could be one of the significant sources as an alternative energy for the future. In regard to endless importance of solar energy, it is worth saying that photovoltaic energy is a best prospective solution for energy crisis.

However, key issues like intermittency in supply, resource location and cost of renewable energy materials are the main roadblocks preventing it from entering the mainstream energy. At this level, producers, policy makers and governments have an important role to play in addressing the challenges associated with the development of renewable energy.

Our work is structured around three main parts. Firstly, an overview of PV systems is summarized. In the second part, the mathematical model suggested is presented. Finally in section three, we present and discuss the results obtained by simulation using MATLAB software.

II. PHOTOVOLTAIC SYSTEM OVERVIEW

The word 'photovoltaic' consists of the two words, photo and Volta. Photo stands for light (Greek *phōs*, *phōtós*: light) and Volta (Count Volta, 1745–1827, Italian physicist) is the unit of the electrical voltage. In other words, photovoltaic means the direct conversion of sunlight to electricity. The common abbreviation for photovoltaic is PV. The history of photovoltaic goes back to the year 1839, when Becquerel discovered the photo effect, but in that century the technology was not available to exploit this discovery [6, 8].

II.1. Photovoltaic cell

PV cells have been made with silicon (Si), gallium arsenide (GaAs), copper indium diselenide (CIS), cadmium telluride (CdTe), and a few other materials. The common denominator of PV cells is that a p-n junction, or the equivalent, such as a Schottky junction, is needed to enable the photovoltaic effect [15]. Understanding the p-n junction is thus at the heart of understanding how a PV cell converts sunlight into electricity.

Photons of light with energy higher than the band-gap energy of PV material can make electrons in the material break free from atoms that hold them and create hole-electron pairs, as shown in Figure (1). These electrons, however, will soon fall back into holes causing charge carriers to disappear. If a nearby electric field is provided, those in the conduction band can be continuously swept away from holes toward a metallic contact where they will emerge as an electric current. The electric field within the semiconductor itself at the junction between two regions of crystals of different type, called a p-n junction [4, 8].

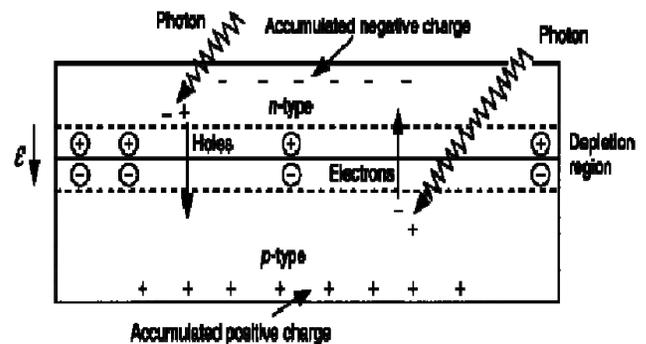


Fig. 1: Illustration of the p-n junction of PV cell [4, 8]

The PV cell has electrical contacts on its top and bottom to capture the electrons, as shown in Figure (2). When the PV cell delivers power to the load, the electrons flow out of the n-side into the connecting wire, through the load, and back to the p-side where they recombine with holes [13]. Note that conventional current flows in the opposite direction from electrons.

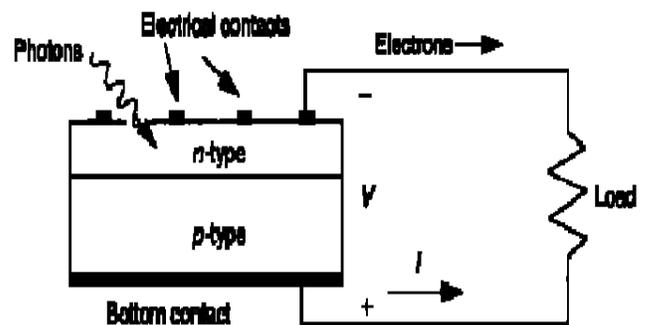


Fig.2: Illustrated side view of solar cell and the conducting current [4, 8]

II.2. Photovoltaic module/array

A photovoltaic array (PV system) is an interconnection of modules which in turn is made up of many PV cells in series or parallel.

The power produced by a single module is seldom enough for commercial use, so modules are connected to form array to supply the load. The connection of the modules in an array is same as that of cells in a module. Modules can also be connected in series to get an increased voltage or in parallel to get an increased current.

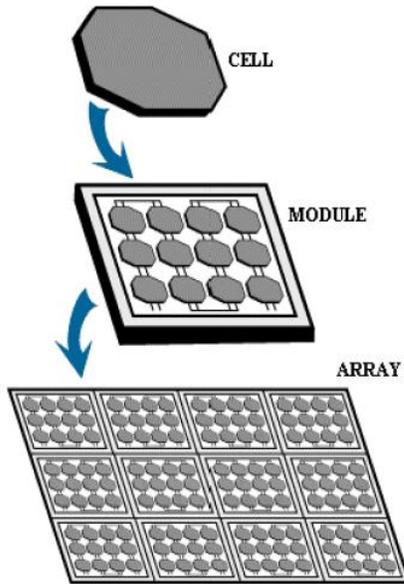


Fig.3: Photovoltaic Hierarchy [16]

III. MATHEMATICAL MODELING OF PV MODULE

A solar cell is the building block of a solar panel. A photovoltaic module is formed by connecting many solar cells in series and parallel. Considering only a single solar cell; it can be modeled by utilizing a current source, a diode and two resistors. This model is known as a single diode model of solar cell. Two diode models are also available but only single diode model is considered here [4, 7, 9, 13, 18, 19, 21, 30]. The same modeling technique is also applicable for modeling a PV module. The equivalent electric circuit diagram of PV cell is shown in Fig. 4, which consists of a photocurrent source, a diode, a parallel resistor also called shunt resistor (R_{sh}) expressing a leakage current and a series resistor (R_s) describing internal resistance to the current flow [20-21].

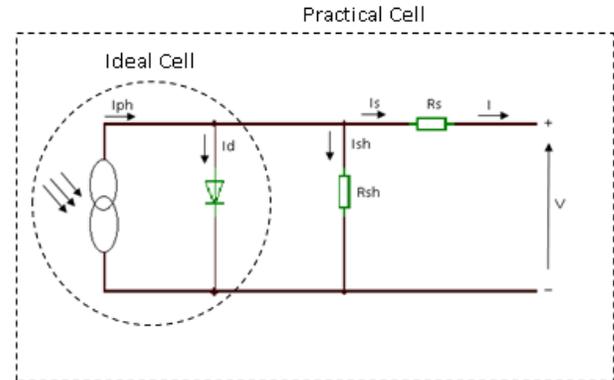


Fig. 4: General model of PV cell in a single diode model

The PV cell's electrical characteristic under solar irradiance (S) is given in terms of PV cell output current (I) and PV cell voltage (V). Refers to figure 4 and based on the first law of Kirchhoff, the basic equations which describing electrical characteristics of the PV cell model, can be elaborated through the following set equations [2, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 31]:

III.1. Ideal solar cell model

An ideal solar cell can be represented by a current source connected in parallel with a rectifying diode, as shown in the equivalent circuit of Figure 4. The corresponding I-V characteristic is described by the Shockley solar cell equation [2]:

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (1)$$

III.2. Solar cell characteristics in practice

The I-V characteristic of a solar cell in practice usually differs to some extent from the ideal characteristic (1). The solar cell (or circuit) may also contain series (R_s) and parallel (or shunt, R_{sh}) resistances, leading to a characteristic of the form:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2)$$

Where:

$$I_{ph} = [I_{scr} + k_i(T - T_r)] \left(\frac{S}{S_r} \right) \quad (3)$$

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_d}{\frac{nkT}{q}} \right) - 1 \right] = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_d}{V_t} \right) - 1 \right] \quad (4)$$

$$I_0 = I_{0,r} \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{nk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (5)$$

$$E_g = E_{g0} - \frac{\alpha T^2}{T+\beta} \quad (6)$$

$$V_t = \frac{nkT}{q} \quad (7)$$

$$T_r = (T_{r1} - 32) + 273 \quad (8)$$

$$V_{sh} = V_d \quad \text{and} \quad V_d = V + IR_s \quad (9)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{V_d}{R_{sh}} = \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (10)$$

Then;

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+IR_s}{\frac{nkT}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (11)$$

III.3. PV module and array model

Practically speaking, the output power of single solar cell is not strong enough to apply for almost any application. So in order to increase the capability of overall PV systems, the cells should be configured in series and parallel features. If we consider N_p as the number of cells connected in parallel and N_s as the number of cells connected in series, the relationship between the output current and voltage is given by [21, 25]:

$$I_{ph,final} = N_p I_{ph} \quad (12)$$

$$I_{0,final} = N_p I_0 \quad (13)$$

$$n_{final} = N_s n \quad (14)$$

$$R_{s,final} = \frac{N_s}{N_p} R_s \quad (15)$$

Equation (11) can be express as bellow:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left\{ \exp \left[\frac{\left(V + I \frac{N_s}{N_p} R_s \right)}{N_s \left(\frac{nkT}{q} \right)} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I \frac{N_s}{N_p} R_s}{R_{sh}} \quad (16)$$

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left\{ \exp \left[\frac{\left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right)}{\left(\frac{nkT}{q} \right)} \right] - 1 \right\} - \frac{N_p V + IR_s}{R_{sh}} \quad (17)$$

This expression describes the electrical behavior and determines the relationship between voltage and current supplied by a photovoltaic module. It is a non-linear mathematical equation whose parameters are defined bellow. For ideal condition, R_s is very small ($R_s = 0$) and R_{sh} is very large ($R_{sh} = \infty$) [21], therefore:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left\{ \exp \left[\frac{\left(\frac{V}{N_s} \right)}{\left(\frac{nkT}{q} \right)} \right] - 1 \right\} \quad (18)$$

The equivalent circuit for the solar module arranged in N_p parallel and N_s series is shown in Figure 5.

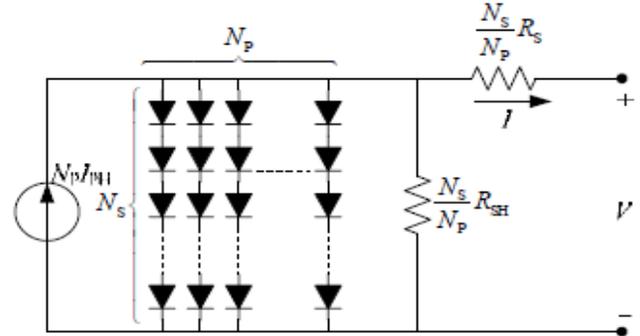


Fig. 5: Equivalent circuit model of generalized PV [22-23]

The ideality factor (n) is dependent on PV technology and is listed in Table 1.

Table 1
Factor n dependence on PV technology [22-23]

Technology	n
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
a-Si:H	1.8
a-Si:H tandem	3.3
a-Si:H triple	5
CdTe	1.5
CIS	1.5
AsGa	1.3

Table 2
The parameters E_{g0} , α and β in Equation (6), [2]

	$E_g(T=0K)$, eV	$\alpha \times 10^{-4}$, eV/K ²	β , K
Si	1.17	4.730	636
AsGa	1.52	5.405	204
InP	1.42	4.906	327

IV. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

The behavior of the proposed PV model has been implemented in Matlab environment [26-28] based on mathematical equations (3-6), (10) & (18) that characterize the photovoltaic module. There are three classic parameters that are very important on the PV characteristics namely short-circuit current (I_{sc}), open-circuit voltage (V_{oc}) and the maximum power point ($P_{mp} = I_{mp} \cdot V_{mp}$). These parameters define three remarkable points (0, I_{sc}), (V_{mp} , I_{mp}) and (V_{oc} , 0).

This information is enough to build a simple model of the PV module to test power converters, but for a more accurate model more information is required. The power delivered by a PV cell attains a maximum value at the points (I_{mp} ; V_{mp}). These remarkable points at STC ($AM=1.5$; $T=25C$; $S=1000 W/m^2$) are shown in Figures (6, 7, 8).

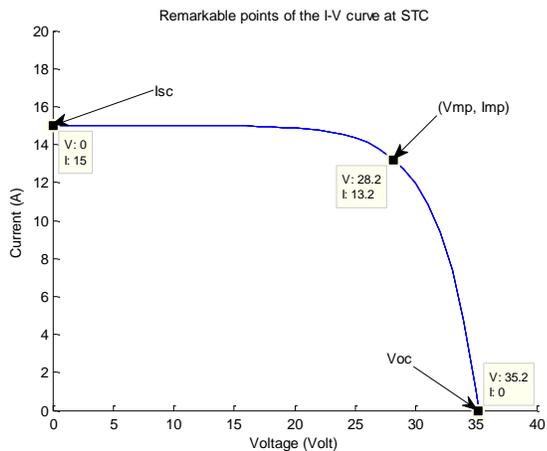


Fig. 6: I-V curve adjusted to three remarkable points at STC

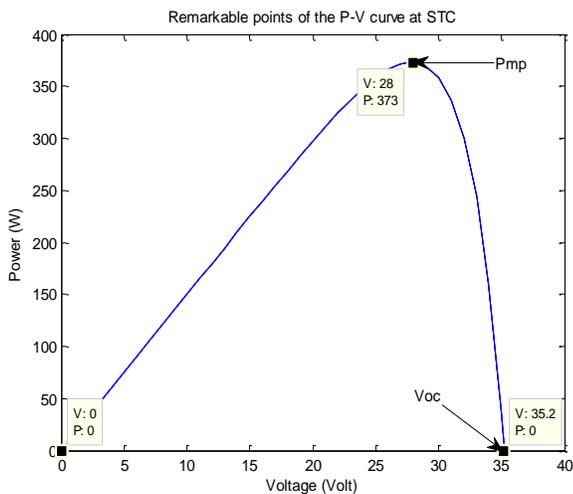


Fig. 7: P-V curve adjusted to three remarkable points at STC

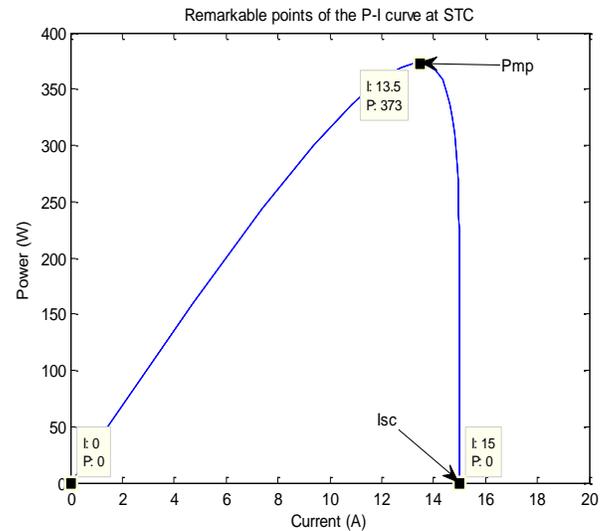


Fig. 8: P-I curve adjusted to three remarkable points at STC

IV.1. Effect of variation of solar irradiance

In this model, irradiance (S) in W/m^2 is a vector of value [100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000] at constant temperature (25C). It will be represented an I-V characteristic curve for each irradiance value in the same graph, as shown in Figure 9. The same goes for the P-V and P-I curves in Figure 10 and in Figure 11 respectively.

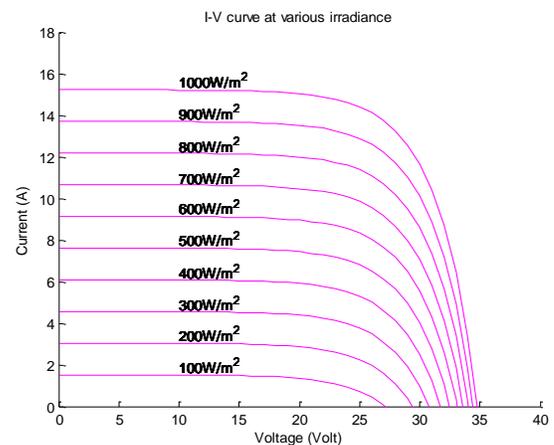


Fig. 9: I-V curve at various irradiance and constant temperature

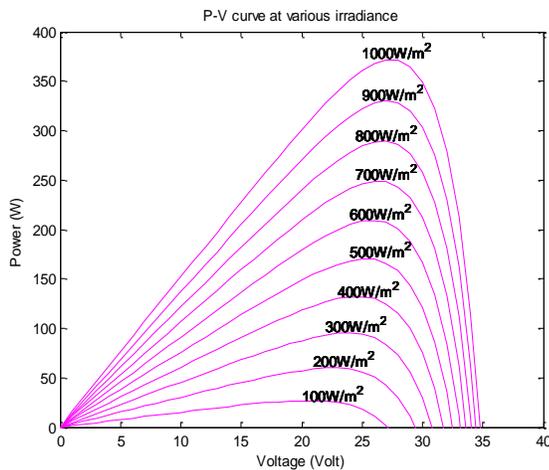


Fig. 10: P-V curve at various irradiance and constant temperature

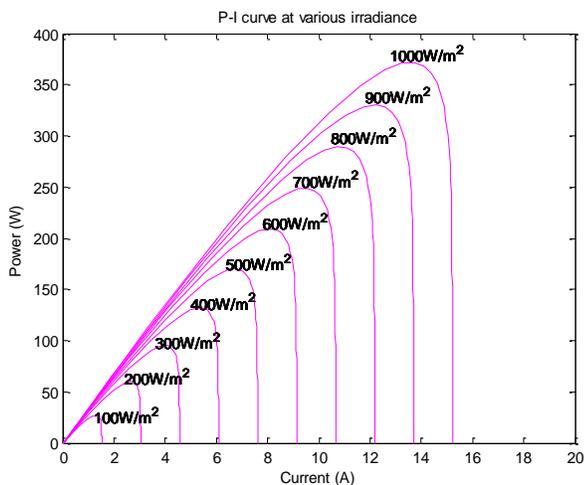


Fig. 11: P-I curve at various irradiance and constant temperature

Based on Figures (9, 10, 11), it's clear that the I-V, P-V and P-I characteristics of a solar cell/module are highly dependent on the solar irradiance values. At constant module temperature, we note that with increase of solar irradiance, the increase in short-circuit current and in maximum power output of the PV module is much larger than the increase in the open circuit voltage. The reason is that the open-circuit voltage (V_{oc}) is logarithmically dependent on the solar irradiance, yet the short-circuit current (I_{sc}) is a linear function of the illumination (equations 3 & 18), [30].

IV.2. Effect of variation of temperature

The temperature (T) in degree C is a vector of value [0 25 50 75 100] at constant irradiance value (1000 W/m^2). It will be represented an I-V, P-V and P-I characteristic curves for each temperature value in the same graph, as shown in Figures (12- 14).

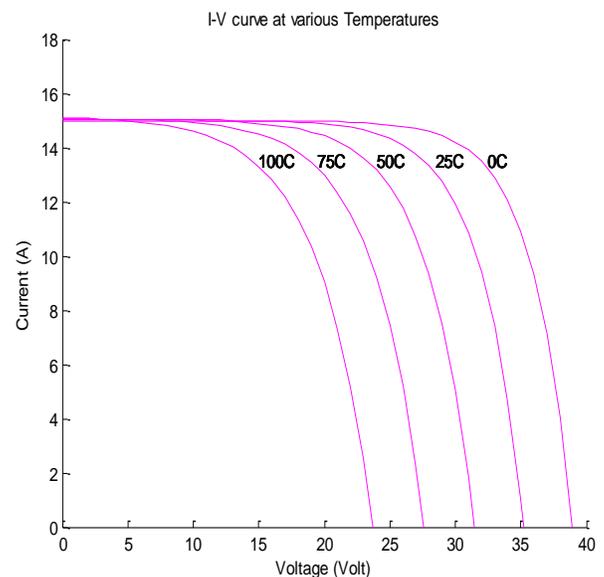


Fig. 12: I-V curve at various temperature and constant irradiance

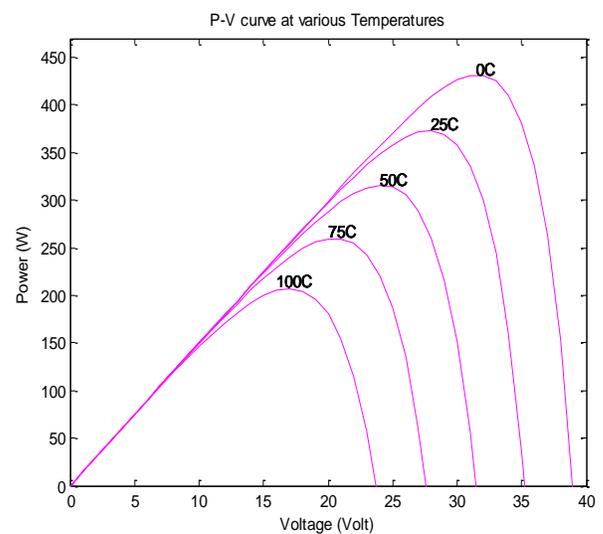


Fig. 13: P-V curve at various temperature and constant irradiance

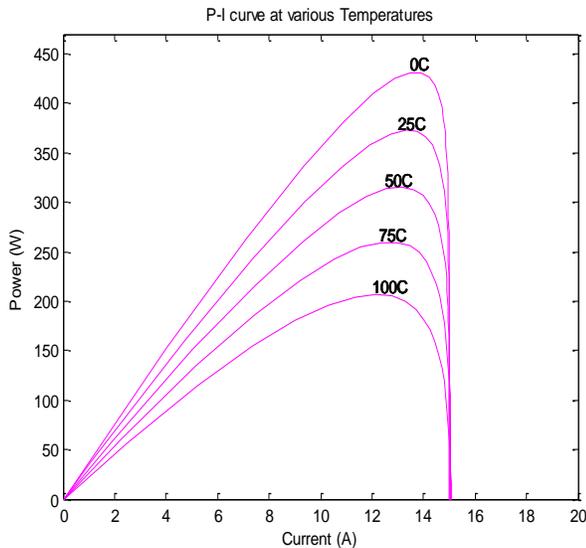


Fig. 14: P-I curve at various temperature and constant irradiance

Contrary to the influence of the solar irradiance, the increase in the temperature around the solar cell/module has a negative impact on the power generation capability. Increase in temperature at constant irradiance is accompanied by a decrease in the open circuit voltage value as shown in figures 12 & 13. In the same way we observe the significant reduction of the power output of the photovoltaic system. This relationship is clearly depicted in Figures (13 & 14) where the power is plotted as a function of voltage and current for five different temperature values.

Increase in temperature causes increase in the band gap of the material and thus more energy is required to cross this barrier. Thus the efficiency of the solar cell is reduced [7, 18, 22]. Globally, these phenomena clearly illustrated that the output characteristics of a PV cell/module are non-linear and are crucially influenced by solar radiation S and operating cell temperature T .

V. CONCLUSION

Photovoltaic solar plays an important role in the renewable energy domain. With the growing PV sector, it has become crucial to focus on the power conditioning for PV solar. The power conditioning unit required for a PV solar system depends upon the scale of deployment, requirements such as efficiency, reliability, flexibility and control. A Matlab software model for the PV solar cell, module and array was developed and presented in this paper.

The proposed model takes sunlight irradiance and cell temperature as input parameters and outputs the current and the voltage under various conditions. This model is based on the fundamental circuit equations of a PV solar cell taking into account the effects of physical and environmental parameters such as the solar radiation and cell temperature. The electrical characteristics (I-V, P-V and P-I curves), we obtained from the simulation of PV cell/module designed in MATLAB environment explains clearly its dependence on the solar irradiance and operating cell temperature. This model can be used for the study in the field of photovoltaic solar system. This paper can thus, be very useful for researchers or PV Engineers to easily and quickly determine the performance of any photovoltaic systems.

NOMENCLATURE

AsGa: Gallium Arsenide;
a-Si: Amorphous-Silicon;
CdTe: Cadmium Telluride ;
CIS: Copper indium diselenide ;
 E_g : Band gap energy of the semiconductor (eV);
 E_{g0} : Band gap energy at $T=0K$ (eV);
 I : Cell output current (A);
 $I_{0,final}$: Final value of I_0 (A);
 I_0 : Dark saturation current (the diode leakage current density in the absence of light) (A);
 I_d : Diode current (A);
 I_{mp} : Current at the maximum-power point (A);
 $I_{o,r}$: Cell's short circuit current at STC (2.10^{-5} A);
 $I_{ph,final}$: Final value of I_{ph} (A);
 I_{ph} : Light-generated current or photocurrent (A);
 I_{sc} : Short-circuit current (A);
 I_{scr} : Short circuit current at reference temperature (3.75 A);
 I_{sh} : Current through the shunt resistance (A);
 k : Boltzmann's constant (1.38×10^{-23} J/K);
 K_i : Cell's short-circuit current temperature coefficient (A/K);
MATLAB : MATrix LABoratory;
 n : Ideality factor (a number between 1 and 2 that typically increases as the current decreases);
 n_{final} : Final value of n ;
 N_p : number of cells connected in parallel;
 N_s : number of cells connected in series;
 P : Power (W);
 P_{mp} : Power at the maximum-power point (W);
PV: Photovoltaic;
 q : Electron charge (1.602×10^{-19} C);
 $R_{s,final}$: Final value of R_s (Ω);

R_s : Series resistance of cell (Ω);
 R_{sh} : Shunt resistance of cell (Ω);
 S : Solar irradiance (W/m^2);
 Si : Silicon;
 Si -mono: Monocrystalline-Silicon;
 Si -poly: Polycrystalline-Silicon;
 S_r : Reference solar radiation ($1000 W/m^2$);
 STC : Standard Test Condition ($AM=1.5$; $T=25C$; $S=1000 W/m^2$);
 T : Cell working temperature (K);
 T_r : Cell's reference temperature in degree k
 T_{r1} : Cell's reference temperature in degree Fahrenheit (40);
 V : Cell output voltage (Volt);
 V_d : Diode voltage (Volt);
 V_{mp} : Voltage at the maximum-power point (Volt);
 V_{OC} : Open-circuit voltage (Volt);
 V_T : Thermal junction voltage (mV);
 α , β : Parameters which define Band gap energy of the semiconductor (eV/K^2 , K).

Acknowledgements

The authors would like to thank Dr. OBOUNOU Marcel and Mr. NGOUMBE Zacharie by the support of this work.

REFERENCES

- [1] Brundtland, G. (1987), « Notre avenir à tous », Rapport Brundtland, Oxford University press, 1987.
- [2] Markvart, T. and Castaner, L., (2003), "Practical Handbook of Photovoltaics, Fundamentals and Applications" Elsevier, 2003.
- [3] R. Messenger and J. Ventre, "Photovoltaic Systems Engineering", Second Edition, CRC PRESS, 2005.
- [4] Akihiro Oi, "Design and simulation of photovoltaic water pumping system," A thesis presented to the Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, pp. 5-36, September, 2005.
- [5] Goldemberg, J. (2000). "Rural Energy in Developing Countries World Energy Assessment: Energy and the Challenges of Sustainability". World Bank, New York, 2000.
- [6] Volker Quaschnig, 2005, "Understanding Renewable Energy Systems", Earthscan, 2005.
- [7] Ramos Hernanz, J.A; Campayo Martin,J.J; Zamora Belver,I; Larranaga Lesaka, J.; Zulueta Guerrero,E; Puellas Perez, E "Modeling of photovoltaic module" International Conference on renewable Energies and Power Quality (ICRERPQ'10), Granada (Spain), 23th to 25th March, 2010.
- [8] A.M.K. El-Ghonemy, 2012, "Photovoltaic Solar Energy: Review", International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 3, Issue 11, ISSN 2229-5518, November-2012.
- [9] S. Sheik Mohammed, (2011), "Modeling and Simulation of Photovoltaic module using MATLAB/Simulink", International Journal of Chemical and Environmental Engineering, Volume 2, No.5, pp. 350-355, October 2011.
- [10] Walker, Geoff R. "Evaluating MPPT Converter Topologies Using a MATLAB PV Model", Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC '00, Brisbane, 2000.
- [11] Charters, W.W.S. (1985). Solar and Wind Power Technologies for Remote Applications. Technical Publication Services No. 187, Common Wealth Science Council, New York, 1985.
- [12] NKUE et NJOMO (2009), « Analyse du système énergétique camerounais dans une perspective de développement soutenable », Revue de l'énergie, vol. 588, pp. 102-116, Mars-Avril 2009.
- [13] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho "Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays" 10th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2009.
- [14] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a Matlab PV model", Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, Vol.21, No. 1, pp. 49-56, 2001.
- [15] Frank kreith, D. Yogi Goswami, 2007, "Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy", CRC Press, 2007.
- [16] Mba E.F., Chukwunke J.L., Achebe C.H., Okolie P.C., (2012), "Modeling and Simulation of a Photovoltaic Powered Vapour Compression Refrigeration System", Journal of Information Engineering and Applications, ISSN 2224-5782 (print) ISSN 2225-0506 (online) Vol 2, No.10, 2012.
- [17] Duffie, J.A., & Beckman, W.A. (1991), "Solar Engineering of Thermal Processes", John Wiley & Sons, Inc, 1991.
- [18] Saurav Satpathy, (2012), "Photovoltaic power control using MPPT and boost converter", Bachelor Thesis of Technology in Electrical Engineering, National Institute of Technology, Rourkela, May 2012.
- [19] N. Pandiarajan and Ranganath Muthu, (2011), "Mathematical Modeling of Photovoltaic Module with Simulink", International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES 2011), pp. 314-319, 3-5 Jan 2011.
- [20] WENHAM, S.R., GREEN, M.A., WATT, M.E., CORKISH, R., (2007), "Applied photovoltaics". Earthscan, London, 2007.
- [21] Dani Rusirawan, (2012), "Energetic modeling of photovoltaic modules in grid-connected systems", Ph.D Dissertation, SZENT ISTVÁN UNIVERSITY, Gödöllő-Hungary, 2012.
- [22] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG, (2008) "Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK", Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science, WCECS 2008, San Francisco-USA, pp. 1-6, October 22 - 24, 2008.
- [23] Kinal Kachhiya, Makarand Lokhande, Mukesh Patel, (2011), "MATLAB/Simulink Model of Solar PV Module and MPPT Algorithm", National Conference on Recent Trends in Engineering & Technology, B.V.M. Engineering College, V.V.Nagar,Gujarat-India, pp. 1-5, 13-14 May 2011.
- [24] Olivier GERGAUD, (2002), « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de Doctorat, École Normale Supérieure de CACHAN, Décembre 2002.
- [25] Mohamed Ansoumane CAMARA, (2011), « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs », Thèse de Doctorat, Université Paris Est Créteil, Juillet 2011.
- [26] Andrew Knight, (2000), "BASICS OF MATLAB and Beyond", CRC Press LLC, 2000.
- [27] The MathWorks, (2004), "MATLAB® The Language of Technical Computing", Programming, Version 7, June 2004.

International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering

Website: www.ijetae.com (ISSN 2250-2459, ISO 9001:2008 Certified Journal, Volume 3, Issue 9, September 2013)

- [28] The MathWorks, (2013), "MATLAB[®] Graphics, R2013a", March 2013.
- [29] Savita Nema, R.K.Nema, Gayatri Agnihotri, (2010), "Matlab/simulink based study of photovoltaic cells/modules/array and their experimental verification", International Journal of Energy and Environment, Volume 1, Issue 3, pp.487-500, 2010.
- [30] Nalika Ulapane, Sunil Abeyratne, Prabath Binduhewa, Chamari Dhanapala, Shyama Wickramasinghe, Nimal Rathnayake, (2012), "A Simple Software Application for Simulating Commercially Available Solar Panels", International Journal of Soft Computing And Software Engineering (JSCSE), e-ISSN: 2251-7545, Vol.2, No.5, pp. 48-68, 2012.
- [31] Bendjellouli Zakaria, (2009), «Contribution à la modélisation d'une cellule solaire », Mémoire de Magistère, UNIVERSITE DE BECHAR, Juin 2009.