



HAL
open science

Contribution à la mise en œuvre d'une méthodologie de conception d'un micro-réseau multi-sources multi-villages : cas de la région du Sahel

Zeïnabou Nouhou Bako

► To cite this version:

Zeïnabou Nouhou Bako. Contribution à la mise en œuvre d'une méthodologie de conception d'un micro-réseau multi-sources multi-villages : cas de la région du Sahel. Physique Classique [physics.class-ph]. Université Paris-Est; Université de Maradi, 2018. Français. NNT: 2018PESC1019. tel-01976637

HAL Id: tel-01976637

<https://theses.hal.science/tel-01976637v1>

Submitted on 10 Jan 2019

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

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

UNIVERSITÉ — — PARIS-EST

En vue de l'obtention du
Doctorat de l'Université Paris-Est

Spécialité : Physique

École Doctorale : SCIENCES, INGÉNIERIE ET ENVIRONNEMENT

Contribution à la mise en œuvre d'une méthodologie de conception d'un micro-réseau multi-sources multi-villages - cas de la région du Sahel

Présentée et soutenue par

Zeïnabou NOUHOU BAKO

Le 15/01/2018

devant le jury composé de

M.Daniel FODOREAN	Maître de Conférences HDR, Université de ClujNapoca - Roumanie	Rapporteur
M. Mamadou Bailo CAMARA	Maître de Conférences HDR , Université du Havre,	Rapporteur
M. Brayima DAKYO	Professeur , Université du Havre,	Examineur
Mme Corinne ALONSO	Professeure , Université Toulouse III Paul Sabatier	Examineur
Mme Pascale CHELIN	Maître de Conférences HDR, Université Paris Est Créteil,	Examineur
M. Mahamadou ABDOU TANKARI	Maître de Conférences , Université Paris Est Créteil,	Examineur
M. Gilles LEFEBVRE	Professeur, Université Paris Est Créteil,	Directeur de thèse
M. Amadou H. SEIDOU MAIGA	Professeur, Université Gaston Berger-Sénégal,	Co-Directeur de thèse

Dédicaces

À

*mon père, disparu le 10 Septembre 2010,
ma grand-mère, disparue le 24 Avril 2016,
ma mère disparue le 08 Janvier 2017,*

À

*mes frères,
mes sœurs.*

Remerciements

Avant tout propos, je tiens à remercier Campus France d'avoir financé cette thèse réalisée en Cotutelle entre l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi (**UDDM**) et l'Université Paris Est (**UPE**).

Ce mémoire de thèse a été effectué au sein de **la thématique** Optimisation des Systèmes **Énergétiques** du Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES), cadre privilégié pour s'épanouir dans la recherche, et m'a offert l'opportunité de m'exprimer au sein de diverses conférences **et colloques** internationaux.

Je remercie l'UDDM, pour m'avoir accordé l'opportunité de réaliser cette thèse.

Je désire aussi remercier mes collègues de l'UDDM, pour le soutien et les encouragements constants tout au long de cette thèse.

Je remercie chaleureusement mes collègues du département de Physique de l'UDDM, pour m'avoir déchargée de certaines activités académiques pour que je puisse mener à bien ce projet de thèse.

J'exprime **toute ma gratitude à messieurs** Mamadou Bailo Camara, HDR à l'Université du Havre et Daniel Fodoran, HDR à l'Université de Cluj-Napoca, pour m'avoir fait l'honneur d'être les rapporteurs de ce travail, de l'intérêt porté à ces travaux, **d'avoir lu et jugé** mon travail. Vos suggestions pertinentes et les différentes questions ont contribué à l'amélioration de cette étude.

Je tiens à remercier **Mme** Alonso Corine, Professeure de l'Université Toulouse III, pour avoir accepté de présider le jury de ma soutenance et pour ses réflexions constructives sur mes travaux.

Aux mêmes titres, tous mes remerciements vont à Mme Pascale Chelin, Professeure à l'Université Paris Est de Créteil et à M. Brayima Dakyo, Professeur à l'Université du Havre, pour votre rôle d'examineur lors de ma soutenance, vos questions et remarques scientifiques ont permis d'améliorer ce manuscrit.

Mes vifs et sincères remerciements vont également à mon directeur de thèse M. Gilles Lefebvre, Professeur à l'Université Paris Est de Créteil, pour m'avoir permis de réaliser ces travaux à ses côtés. Trouvez ici toute ma gratitude pour m'avoir guidé, pour les nombreux échanges scientifiques que nous avons pu avoir et les conseils toujours avisés, qui au-delà de vos fonctions de directeur Adjoint du CERTES avez su fortement contribuer à cette étude.

J'adresse toute ma reconnaissance à mon co-directeur de thèse M. Amadou H.Seidou Maiga, Professeur à l'Université Gaston Berger de Saint Louis, pour la confiance placée en moi lors de mes travaux de DEA en 2005. Depuis notre première rencontre en 2004, vous n'avez cessé de m'encourager et de me guider dans mes choix scientifiques et professionnels.

J'adresse également mes plus chaleureux remerciements à mon encadrant M.Mahamadou Abdou Tankari, Maître de Conférence à l'UPEC, pour m'avoir guidé dans cette aventure qu'est la thèse et pour m'avoir fait évoluer dans mes analyses et ma prise d'initiative, votre soutien moral à toute épreuve, votre aide précieuse à la rédaction de ce manuscrit et d'articles respectivement dans la langue de Molière et de Shakespeare. Et aussi pour votre soutien et vos encouragements en période (s) de doute, même à distance.

Enfin, mes camarades doctorant (es) devenu (es) ami (es) pour votre sympathie, votre bonne humeur. Cela a été un honneur pour moi de vous connaître en tant que personne au-delà de vos qualités techniques et scientifiques.

RÉSUMÉ

Les problématiques environnementales (conservation de l'environnement et lutte contre la pollution), économiques (demande d'énergie de plus en plus forte pour un développement socio-économique) et politiques (démocratisation de l'accès à l'énergie) mondiales actuelles imposent un changement de comportement en matière de consommation énergétiques afin de ne pas compromettre la qualité de vie des générations futures. A cette fin, l'utilisation des énergies renouvelables, dont l'énergie solaire photovoltaïque, se présente comme une des solutions les plus prometteuses. Néanmoins, du fait de leurs intermittences, il peut s'avérer nécessaire de recourir à des dispositifs de stockage de l'énergie. Ceux-ci sont généralement utilisés dans le cas des sites isolés du réseau électrique mais de plus en plus de travaux de recherches portent sur l'intégration d'unités de stockage dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques (« intelligents »). La mise en œuvre des moyens de stockage ainsi permet d'optimiser la production et d'améliorer la rentabilité de l'électricité produite tout en permettant de lisser les appels en puissances de pointe du réseau.

Pour les endroits difficilement accessibles, le stockage de l'électricité permet d'assurer une autonomie énergétique en ajustant la production aux besoins de consommation et inversement. Ceci entraîne un processus continu de charges et décharges des unités de stockage qui peut modifier profondément les propriétés physico-chimiques et électriques des systèmes de stockage avec comme conséquence la réduction de la durée de fonctionnement de l'installation. Généralement, les caractéristiques techniques des unités de stockage sont déterminées par les constructeurs dans des conditions idéales de fonctionnement, notamment à courant et température constants. Aussi, lorsque le fonctionnement a lieu dans des conditions climatiques austères, telles que celles des pays du Sahel, la durée de vie réelle de ces systèmes peut s'avérer très différente des prévisions se basant sur les données du constructeur. Ces pays, grands gisements solaires, sont caractérisés par des sols arides et de grandes étendues désertiques. Il y fait très chaud et les populations sont clairsemées en petits hameaux, ce qui fait des systèmes photovoltaïques autonomes les meilleurs candidats pour satisfaire les besoins énergétiques. Pour un dimensionnement approprié et une mise en œuvre efficace, il est important de connaître le comportement des constituants du système dans les conditions climatiques des sites cibles. Il y a lieu en effet de connaître les impacts de celles-ci sur la durée de vie et les caractéristiques des composants, de déterminer le besoin éventuel de dispositifs de conditionnement et d'envisager les études scientifiques et techniques de leur mise en œuvre. Les travaux de recherche envisagés ont pour but de répondre à ces multiples questions en s'appuyant sur une plate-forme expérimentale et des modèles, et de produire à terme des outils informatiques d'aide à la décision.

Mots clés: Optimisation Énergétique, Systèmes photovoltaïques, Conditions Climatiques du Sahel, Efficacité, énergétique, Stockage d'énergie.

ABSTRACT

Environmental issues (environmental conservation and the fight against pollution), economic (energy demand increasingly high for socio-economic development) and political (democratic access to energy) current global impose a change in energy consumption-related behavior in order not to compromise the quality of life of future generations. To this end, the use of renewable energies, including solar PV, is as one of the most promising solutions. However, because of their intermittent, it may be necessary to use in energy storage devices. These are generally used in the case of isolated sites of the electricity grid but more and more research work focuses on the integration of storage units in photovoltaic systems connected to electricity networks ("smart"). The implementation of the storage means and to optimize production and improve the profitability of electricity while enabling smooth network calls in peak powers.

For hard to reach areas, the electricity storage ensures energy independence by adjusting production to consumer needs and vice versa. This causes a continuous process of charging and discharging of the storage units that can profoundly change the physicochemical properties and electrical storage systems with consequent reduction in operating life of the installation.

Generally, the technical characteristics of storage units are determined by manufacturers under ideal operating conditions, including current and constant temperature. Also, when the operation takes place in austere weather conditions, such as those of the Sahel, the real life of these systems can be very different predictions based on the manufacturer. These countries, large solar fields, are characterized by arid soils and large stretches of desert. very hot and the people he makes are scattered in small hamlets, making stand-alone photovoltaic systems the best candidates to meet energy needs. For proper design and effective implementation, it is important to know the behavior of the system components in the climatic conditions of the target sites. It must indeed know the impact of these on the life and characteristics of components, to determine the possible need for conditioning devices and consider the scientific and technical studies of their implementation. The proposed research aim to answer these many questions based on an experimental platform and models, and produce terms of IT tools for decision support.

Keywords: Energy Optimization, Photovoltaic systems, Sahelian Climatic conditions, Energy efficiency, Storage energy

Sommaire

Chapitre I : Généralités Et Problématique.....	14
I. Introduction	15
II. Contexte énergétique mondial	15
III. Énergie Photovoltaïque en Afrique	17
IV. Cas des pays de l'Afrique subsaharienne[8]	18
IV - 1. Cas de l'Afrique du Sud	22
IV - 2. Cas de l'Afrique du Sud-ouest	22
IV - 3. Cas de l'Afrique de l'Est.....	23
IV - 4. Cas de l'Afrique Centrale.....	25
IV - 5. Cas de l'Afrique de l'Ouest	25
V. Contexte énergétique du Niger.....	27
V - 1. Initiatives pour l'amélioration de l'accès à l'énergie[10]	32
V - 2. Sous-secteur de l'énergie photovoltaïque	33
V - 3. Zone d'étude:.....	35
VI. Conclusion	36
Chapitre II : Ressources Énergétiques - Estimation du potentiel	38
I. Introduction	39
II. Estimation du potentiel solaire.....	40
II - 1. Les appareils de mesure du rayonnement solaire.....	42
II - 2. Aspects géométriques	44
II - 3. Aspects Énergétiques	48
III. Conclusion	66
Chapitre III : Modélisation - Besoin, Production et Stockage énergétique	67
I. Introduction	68
II. Estimation énergétique et Modélisation des charges	69
II - 1. Collecte de données	69
II - 2. Estimation du besoin énergétique dans le micro-réseau	71
III. Modélisation systémique des sources et stockage	76

III - 1. Générateur photovoltaïque.....	76
III - 2. Batterie de stockage.....	83
III - 3. Résultat Expérimental	88
IV. Conclusion	99
Chapitre IV : Optimisation du flux énergétique dans un système Multi-source	100
I. Introduction	101
II. Systèmes Énergétiques Multi-sources de production électrique.....	102
II - 1. Chaîne énergétique	102
II - 2. Système énergétique de production et alimentation électrique.....	103
II - 3. Matrice des admittances du bus de tension	105
II - 4. Efficacité Énergétique.....	108
II - 5. Pertes de puissance en ligne.....	109
III. Système multi-source photovoltaïque	113
IV. Communication et système d'information	114
V. Production électrique photovoltaïque.....	116
V - 1. Taux de pénétration photovoltaïque.....	116
V - 2. Estimation du productible optimal photovoltaïque.....	116
VI. Efficacité et Capacité de stockage énergétique	121
VII. Consommation de fuel et Compensation énergétique	122
VII - 1. Estimation du coût total d'électricité	123
VII - 2. Gestion du flux énergétique	125
VIII. Optimisation multicritère et Théorie des graphes	133
VIII - 1. Méthodes d'optimisation multicritère	133
VIII - 2. Classification des problèmes d'optimisation	135
VIII - 3. Classification des méthodes de résolution	136
IX. Théorie des graphes.....	144
IX - 2. Calcul de plus courts chemins.....	146
IX - 3. L'algorithme de Dijkstra	147
IX - 4. Bellman-Ford	147
IX - 5. L'algorithme de Prim	148
X. Conclusion.....	149

Chapitre V : Simulation et Validation Expérimentale	150
I. Introduction	151
II. Micro-Réseau Électrique Multi-villages (μREM) de la Commune de Dakoro	151
II - 2. Architecture du réseau et localisation des sources	152
II - 3. Optimisation de l'Architecture du réseau et localisation de la centrale hybride	154
II - 4. Potentiel énergétique	156
II - 5. Besoin énergétique	157
II - 6. Paramètres du Modèle dimensionnant	158
II - 7. Estimation technico-économique	160
III. Tests expérimentaux.....	172
III - 1. Production PV	174
III - 2. Gestion du stockage	176
III - 3. Analyse des scénarios.....	179
IV. Conclusion	182

Liste des figures

Figure I-1: Rayonnement solaire annuel moyen de l'Afrique subsaharienne [8].....	19
Figure I-2: Capacité photovoltaïque installée au Niger en 2012[10].....	34
Figure I-3: Carte de la région de Maradi.....	35
Figure II-1: Modèle énergétique pour évaluer l'irradiation sur une surface inclinée.....	42
Figure II-2: Rotation de la terre autour du soleil [24]	44
Figure II-3: Coordonnées géographiques	45
Figure II-4: Coordonnées équatoriales	46
Figure II-5: Déclinaison angulaire au cours d'une année [29]	47
Figure II-6: Coordonnées horizontales	48
Figure II-7: Densité spectrale de l'éclairement énergétique du rayonnement solaire direct[19].....	49
Figure II-8: Rayonnement solaire[37]	52
Figure II-9: Détermination de l'angle d'inclinaison optimal en fonction de la latitude (a) et du mois (b) [36].....	59
Figure II-10: Cartographie des angles d'inclinaison optimum de quelques cites en Chine[54]	60
Figure III-1: Caractéristiques des communes rurales	70
Figure III-2: Tableau tridimensionnel des nombres d'appareils par secteur par commune	73
Figure III-3: Séquences d'estimation du besoin énergétique pour une commune rurale.....	75
Figure III-4: Besoins énergétiques des communes	76
Figure III-5: Besoins énergétiques cumulés de toutes les communes	76
Figure III-6 : Cellules, Modules et Panneaux photovoltaïques	77
Figure III-7: Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèles et n_s cellules en série [79].....	77
Figure III-8: Modèle d'une cellule PV à une diode	78
Figure III-9: Modèle d'un groupe de cellules PV.....	78
Figure III-10: Caractéristique courant-tension du panneau PV.....	80
Figure III-11: Caractéristique courant-tension du panneau PV.....	80
Figure III-12: Synoptique d'un système autonome PV avec MPPT.	81
Figure III-13: Modèle de capacité et de tension de la batterie	85
Figure III-14: Variation temporelle de la tension de la batterie plomb-acide.	86
Figure III-15: Courbe expérimentale de la méthode des moindres carrés.....	87
Figure III-16: Schémas de principe du circuit électrique (a) et	89
Figure III-17: Variation de la tension en fonction des pertes de charges.....	91
Figure III-18: Variation de la tension en fonction des pertes de charges pour une grande variation de EDC	91
Figure III-19: Chute de tension en fonction du niveau de courant.....	92

Figure III-20: Différences entre les chutes de tensions dans les deux cas de EDC	92
Figure III-21: Estimation de la résistance interne selon deux méthodes.....	93
Figure III-22: Effet de la température sur la résistance interne pour un même courant de 10A.	93
Figure III-23: Pertes de charges en fonction du niveau de courant.....	94
Figure III-24: Évolutions de la charge recouvrée à partir de la chute de tension	94
Figure III-25: Variations de la tension flottante en fonction du courant à la fin de décharge	95
Figure III-26: Modèle de performance comparé au modèle issu de la caractéristaion expérimentale.....	95
III-27 : Variation de tension de la batterie lithium-ion en fonction des courants et capacités de décharge.	96
III-28 : Comparaison entre les tests expérimentaux et les résultats du modèle établi de la batterie Li-ion pour différents courants	97
Figure IV-1 : Chaîne énergétique	103
Figure IV-2: Ligne de transmission longue distance avec son modèle simplifié d'une ligne courte.	104
Figure IV-3: Micro-réseau multi-village	105
Figure IV-4: Coût total de la ligne de transmission en fonction	111
Figure IV-5 : Système autonome de production photovoltaïque	114
Figure IV-6 : Architecture de base du réseau informatique [137].....	115
Figure IV-7 : Modèle énergétique d'une installation PV adapté à partir de [138].....	117
Figure IV-8 : État de charge et capacité de la batterie	127
Figure IV-9 : Algorithme de principe de la gestion du flux énergétique dans le système multisource.....	128
Figure IV-10 : Différentes approches d'optimisation	134
Figure IV-11 : Cartographie des différents techniques d'optimisation, adapté à partir de [148].....	135
Figure IV-12 : Organigramme de la méthode d'optimisation	143
Figure IV-13 : Graphes a) orienté, b) non orienté, c) pondéré.....	145
Figure IV-14 : Graphes a) non connexe, b) complet	146
Figure V-1: Cartographie de la zone cible	152
Figure V-2 : Exemple de localisation des sites sur https://acscdg.com/	152
Figure V-3 : Configuration avec des productions localisées au niveau de chaque village	153
Figure V-4 : Configuration avec des productions localisées au niveau de quelques villages.....	154
Figure V-5: Configuration avec un système de production centralisé.....	154
Figure V-6 : Architecture du micro-réseau réalisant le minimum de pertes énergétiques.....	156
Figure V-7: Rayonnement solaire horaire sur une année d'un site cible	156
Figure V-8: Profil de température annuelle au pas de temps horaire	157
Figure V-9: Architecture du réseau et localisation optimales de la centrale hybride	162
Figure V-10: Variation temporelle des productions et charges avec corrélation négative entre les charges principales et les productions PV.....	163
Figure V-11 : Processus de charge et de décharge de la batterie	164

Figure V-12 : Variation temporelle des productions et charges avec corrélation positives entre les charges principales et les productions PV.....	165
Figure V-13: Flux énergétique dans la batterie	165
Figure V-14 : Impact de la capacité maximale des batteries sur les flux énergétiques	167
Figure V-15: Évolution des coûts de l'électricité par scenario	167
Figure V-16 : Productions PV et consommations satisfaites par site.	168
Figure V-17: Niveau de délestage et compensation par groupe diesel.....	168
Figure V-18: Relation entre la capacité de stockage	169
Figure V-19: Estimatif des coûts d'électricité par site pris comme localisation de la micro-centrale	169
Figure V-20: Localisation de la micro-centrale électrique définie par la méthode du coût minimum d'électricité.	171
Figure V-21: Système expérimental installé à l'IUT de Créteil-Vitry	172
Figure V-22: Architecture et fonctionnalités du SCADA du système expérimental	173
Figure V-23: Variations temporelles des productions PV et du profil de la charge principale.....	174
Figure V-24: Puissance PV en fonction de la tension (mise en évidence de la MPPT).....	175
Figure V-25: Évolutions des tensions des PV et du bus AC	175
Figure V-26: Puissance de charge et décharge la batterie (bleu) et puissance des charges flexibles (rouge, négatif) et fournie par l'émulateur du groupe diesel (rouge, positif).....	176
Figure V-27: Cellules de batteries reliées en série.....	176
Figure V-29: Compensation de puissance et flexibilité des charges lorsque P_{bat} et P_{PL} sont nulles.....	178
Figure V-30: Températures maximales et minimales relevées.....	178
Figure V-28: Évolutions de la tension et de l'état de charge de la batterie.	178
Figure V-31: Interaction entre les constituant du système	179
Figure V-32: Exemple de phases d'un fonctionnement journalier	180
Figure V-33: Exemple de phases d'un fonctionnement journalier	180
Figure V-34: Fonctionnement du diesel	181
Figure V-35: Cas de fonctionnement avec les batteries à faible EDC.	181

Liste des tableaux

Tableau I-1: Solaire Photovoltaïque en Afrique Sub-saharienne[8].....	20
Tableau I-2: Puissance crête produite[8]	27
Tableau I-3: Potentiel énergétique du Niger [12]	30
Tableau II-1: Détermination des constantes d'Angström pour des localités du Nigeria	55
Tableau II-2 : Localisation géographique de certains sites en fonction de leur indice climatique.....	56
Tableau III-1: Communes rurales	71
Tableau III-2: Secteurs d'activités et de consommation	72
Tableau III-3: Types d'appareils identifiés.....	73
Tableau III-4: Paramètres du modèle de la tension	96
Tableau III-5: Paramètres du modèle de la capacité	96
Tableau IV-1 : Niveaux de tension définis par les normes NF C 15-100 et NF C 13-200[125]	111
Tableau IV-2 : Les différents types de module solaire.....	120
Tableau V-2: Architecture du réseau et localisation optimale de la centrale hybride	155
Tableau V-1: Localisation des sites.....	155
Tableau V-3: Ratio du rayonnement solaire entre les sites cibles.....	156
Tableau V-4: Besoins énergétiques journaliers des villages	157
Tableau V-5: Répartition des coûts du système hybride inférieur à 1MWc.....	159
Tableau V-6: Paramètres estimatifs utilisés en simulation.....	159
Tableau V-7: Matrice des distances entre les sites	161
Tableau V-8: Plus courts chemins entre les sites i et j	161
Tableau V-9: Résultats des calculs des pertes cumulées	162
Tableau V-10: Scénarios de définition de la capacité maximale assignée aux batteries.	166
Tableau V-11: Site optimal et coût de l'énergie.....	170
Tableau V-12: Caractéristiques du système dimensionné pour chaque site pris comme source	170
Tableau V-13: Site optimal et coût de l'énergie.....	171

Nomenclature générale

A	: Facteur d'idéalité de la jonction, pris égal à 1 pour les cellules photovoltaïque au silicium
Δt	: Variation de temps (h)
AC:	: Alternating Current (A)
AREVA	: Multinationale française du secteur de l'énergie
c	: Rapport de capacité de la batterie (sans unité)
CEDEAO	: Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
CERTES	: Centre d'Étude et de Recherche en Thermique, Environnement et Système
DC	: Direct Current (A)
EDC	: État de charge de la batterie
E_g	: Énergie de gap, $E_g=1,17\text{eV}=1,17q=1,872 \cdot 10^{-19}\text{J}$
E_{ref}	: Ensoleillement de référence égal à 1000W/m^2
E_s	: Ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m^2)
FCFA	: Franc des Colonies Française d'Afrique
GES	: Gaz à effet de serre
GPS	: Global Position System
H_B	: Rayonnement direct (W/m^2)
H_d	: Rayonnement diffus (W/m^2)
I_{bnom}	: Courant de charge maximum de la batterie (A)
I_{ph}	: Courant fourni par le groupe PV (A)
I_{sat}	: Courant de saturation, égal à 10 nA à $T=300\text{ k}$ pour le silicium aux courants faibles
I_{sc}	: Photocourant, directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des panneaux est très proche du courant de court-circuit I_{cc}
k	: Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}\text{J/K}$)
K	: Kelvin
KiBam	: Kinetic Battery Model
K_T	: Indice de clarté (sans unité)
Mtep	: Méga tonne équivalent pétrole
NOCT	: Nominal Operating Cell Temperature
O.E.C.D	: Organisation de Coopération et de Développement Économiques
ODD	: Objectifs de Développement Durable
P_{bat}	: Puissance des batteries (W)
P_{ch}	: Puissance totale des charges électriques (W)
P_{DG}	: Puissance du groupe électrogène (W)

P_{DL}	: Puissance des charges dissipatives (W)
P_{PL}	: Puissance des charges prioritaires (W)
P_{pv}	: Puissance photovoltaïque (Wc)
P_{SL}	: Puissance des charges secondaires (w)
PV	: Photovoltaïque
PVPS	: Photovoltaïque Power System
q	: Charge élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19}C$) ;
Q_{max}	: Capacité maximale (Ah)
Q_{nom}	: Capacité nominale (Ah)
RGP	: Recensement Général de la Population
SE4ALL	: Sustainable Energy for All
SoC	: State of Charge
T_j	: Température de jonction des cellules ($^{\circ}C$)
T_{ref}	: Température des panneaux de référence égale à $25^{\circ}C$.
USD	: United States Dollard
V_{bnom}	: Tension nominale de la batterie (V)
V_d	: Tension de seuil de la diode;
V_{ph}	: Tension aux bornes du groupe (V)
V_T	: Potentiel thermique , (à $20^{\circ}C$) ;
η_{bat}	: Rendement du régulation de la batterie
η_{ond}	: Rendement de l'onduleur

Introduction générale

Le système énergétique de l'Afrique de l'Ouest fait face à de sérieux défis interdépendants, d'accès à l'énergie, de sécurité énergétique et d'adaptation au changement climatique. De plus, la région de la CEDEAO présente un déficit énergétique qui entrave le développement social et économique, particulièrement des populations à faibles revenus.

La principale énergie d'usage actuel est d'origine fossile, et donc émettrice de gaz à effet de serre dans un monde qui souffre déjà des effets de l'activité humaine sur son environnement. Jusqu'à très récemment, les ressources énergétiques étaient exploitées sans limite, car considérées comme a priori infinies. Mais au fil des années, deux limites se sont imposées: l'une représente la finitude de certaines ressources énergétiques et l'autre représente les dangers immédiats de destruction de l'environnement. C'est pourquoi il faut apprendre à économiser l'énergie, mieux l'utiliser et diversifier ses sources. La consommation énergétique et les impacts environnementaux dus aux secteurs d'activités, passent nécessairement par une utilisation rationnelle de l'énergie. L'énergie solaire photovoltaïque est l'une des principales technologies alternatives pour une production énergétique à même de favoriser une réduction des émissions des GES, notamment dans les bâtiments résidentiels. En effet, dans pays à faible revenu, les ménages constituent la majeure part de la demande énergétique globale. Au Niger, par exemple en 2012 ils représentent environ 90 % de la consommation énergétique finale.

Ainsi, les problématiques environnementales (conservation de l'environnement et lutte contre la pollution), économiques (demande d'énergie de plus en plus forte pour un développement socio-économique) et politiques (démocratisation de l'accès à l'énergie) mondiales actuelles imposent un changement de comportement en matière de consommation énergétique afin de ne pas compromettre la qualité de vie des générations futures. A cette fin, l'utilisation des énergies renouvelables, dont l'énergie solaire photovoltaïque, se présente comme une des solutions les plus prometteuses. Néanmoins, du fait de leurs intermittences, il peut s'avérer nécessaire de recourir à des moyens de stockage de l'énergie. Ceux-ci sont généralement utilisés dans le cas des sites isolés du réseau électrique mais de plus en plus des travaux de recherches portent un intérêt pour l'intégration des unités de stockage dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques (« intelligents »). La mise en œuvre des moyens de stockage permet d'optimiser la production et d'améliorer la rentabilité de l'électricité produite tout en permettant de lisser les puissances de pointe du réseau.

Pour les endroits difficilement accessibles, le stockage de l'électricité permet d'assurer une autonomie énergétique en ajustant la production aux besoins de consommation et inversement. Ceci entraîne un processus continu de charges et décharges des unités de stockage qui peut modifier profondément les propriétés chimico-physiques et électriques de ces derniers, entraînant la réduction de la durée de fonctionnement de l'installation.

Généralement, les caractéristiques techniques des unités de stockage sont déterminées par les constructeurs dans les conditions idéales de fonctionnement, notamment à courant et température constants. Ainsi, lorsque le fonctionnement se fait dans des conditions climatiques sévères, telles que celles des pays du Sahel, la durée de vie réelle de ces systèmes peut s'écarter des prévisions établies par le constructeur, avec des impacts potentiels sur les performances, les coûts et la stabilité de la performance de l'installation dans le temps. Les unités de stockage constituent le maillon faible des installations de production électrique photovoltaïque. Pour cela, il est nécessaire de maîtriser leur comportement et les évolutions des paramètres des modèles établis afin de mieux prédire les performances globales du système ainsi que les besoins en maintenance. Au cours de ces travaux de thèse, nous procédons à une caractérisation des batteries de stockage pour établir des modèles de simulation et de prédiction à partir de différents scénarios.

Les pays Sahéliens disposent d'un énorme potentiel solaire, et sont caractérisés par des sols arides et de grandes étendues désertiques. Il y fait très chaud et les populations sont clairsemées en petits hameaux, ce qui fait des systèmes photovoltaïques autonomes les meilleurs candidats pour satisfaire les besoins énergétiques. Pour un dimensionnement approprié et une mise en œuvre efficace, il est important de connaître le comportement des constituants du système dans leurs conditions de fonctionnement réel. Il y a lieu en effet de connaître les impacts de celles-ci sur la durée de vie et les caractéristiques des composants, de déterminer le besoin éventuel des dispositifs de conditionnement et d'envisager les études scientifiques et techniques de leur mise en œuvre. Les travaux de recherche entamés dans cette thèse ont pour but de répondre à ces multiples questions et de produire à terme des outils informatiques d'aide à la décision de même qu'une plate-forme expérimentale adaptée.

Le premier chapitre de cette thèse présente une analyse globale de la problématique d'accès à l'énergie dans les pays du Sahel ainsi que les perspectives en matière d'augmentation du taux de pénétration des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique.

Dans le second chapitre, nous procédons à l'étude des ressources énergétiques disponibles à travers la mise en œuvre d'une méthodologie d'estimation du potentiel énergétique solaire. Le but est d'établir des modèles mathématiques qui permettent d'estimer l'énergie productible par un système photovoltaïque d'un site donné, en fonction de l'inclinaison, la direction et les coordonnées géographiques de localisation. A terme, il est envisagé le développement d'un outil d'interface avec des systèmes de géolocalisation autonomes ou à travers internet. Cela faciliterait la cartographie des sites cibles ainsi que les calculs d'optimisation des flux énergétiques basés sur les méthodes numériques multicritères de minimisation des coûts, avec comme fonction les pertes de puissance entre les sites desservis par exemple dans un système de coopération énergétique.

Le troisième chapitre porte sur la modélisation des charges, des systèmes de production et de stockage énergétique. Une méthodologie d'estimation des besoins énergétiques est proposée et adaptée aux cas de communautés rurales puis les profils des charges sont élaborés. Ces derniers peuvent se présenter selon différentes formes telles que les cumuls périodiques (journaliers, mensuels, annuels), les consommations selon les catégories de consommateurs ou les types de services rendus (éclairage, chauffage,...), servant de base aux calculs de dimensionnement.

Une modélisation des sources de production PV, du groupe diesel et des unités de stockage est réalisée afin de définir les relations entre les grandeurs électriques et les interactions possibles dans un couplage multi-sources. Elle se base sur des théories disponibles dans la littérature, notamment dans le cas des panneaux PV et du groupe diesel. Concernant les unités de stockage, maillon faible du système, une caractérisation expérimentale est réalisée avec des batteries acide-plomb et lithium-ion selon différents scénarios. A priori, les paramètres du modèle de batterie évoluent en fonction de la durée de vie de la batterie. Ainsi, une compilation de résultats de tests périodiques est nécessaire pour cartographier l'évolution des paramètres dépendant des conditions de fonctionnement. Elle est réalisée à travers des tests de charge et décharge à différents régimes.

Le quatrième chapitre se base sur les méthodes présentées et les résultats obtenus précédemment pour formaliser le concept du micro-réseau multi-villages proposé. Dans un système multi-sources, la gestion du flux énergétique se base sur des règles d'aide à la décision établies à partir de la connaissance comportementale des constituants en interaction. Le transfert du flux induit des pertes de puissance à minimiser en améliorant l'efficacité

énergétique du système. L'analyse menée dans ce sens vise à définir les paramètres influençant les performances du système global. Le choix optimal de la configuration du réseau d'interconnexion pourrait contribuer à la réduction des pertes en lignes. Nous appliquons les méthodes du plus court chemin, inspirées de la théorie des graphes, afin d'estimer les liaisons minimales définissant l'architecture optimale du système multi-sources multi-villages proposé. Un niveau supplémentaire d'optimisation est appliqué. Il consiste à déterminer la localisation optimale des sources dont le potentiel du site maximise la production énergétique et la position minimise les pertes de puissance. Le dimensionnement technico-économique des sources de puissance et de stockage est réalisé en établissant une fonction de minimisation du coût de l'électricité produite au moyen de la méthode d'optimisation multicritère par essais particuliers.

Différents scénarios ont été élaborés et testés sur une plateforme expérimentale du laboratoire CERTES constituée de panneaux PV, de batteries lithium-ion connectés au réseau. Un convertisseur multifonctionnel assure le transfert du flux énergétique dans le système multi-sources. Il lui est associé un automate programmable pour la commande rapprochée et un serveur doté d'une interface de télégestion. Les résultats obtenus sont présentés et analysés.

Enfin, une conclusion générale précédée d'un bref résumé des objectifs de l'étude et des étapes ayant conduit aux résultats obtenus sera présentée, suivi des perspectives de poursuite du présent travail de thèse.

Chapitre I : Généralités Et Problématique

I. Introduction

De nombreux pays en voie de développement sont incités à mettre l'accent sur la maîtrise et les moyens de production d'énergie, en relation avec les ressources énergétiques locales disponibles. Ces dernières conditionnent le choix de l'emploi d'une technologie appropriée pour la valorisation du type de ressource. L'utilisation des technologies d'énergie renouvelable constitue des alternatives viables aux problèmes d'approvisionnement en eau et en énergie auxquels en général, les populations des zones arides, semi-arides et, sèches africaines sont confrontées. Le domaine de l'électricité du point de vue de la qualité et de l'accès représente un défi majeur pour les pays de l'Afrique subsaharienne. Il est marqué par une grande faiblesse du taux d'accès en milieu rural, moins de 5%, par rapport à celui prévalant en milieu urbain et périurbain d'environ 40%[1], en dessous des taux de l'Asie du Sud, de l'Amérique Latine et du Moyen-Orient [2].

Les besoins énergétiques doivent être adaptés au contexte national et surtout local, pour une meilleure offre d'énergie, permettant à l'État d'offrir des services d'éducation, de santé et de communication à meilleur coût et en plus grande quantité à la population.

II. Contexte énergétique mondial

L'énergie est l'une des composantes essentielles du développement socioéconomique d'un pays. De nombreux programmes et projets visant à répondre aux besoins énergétiques pour le développement durable ont été réalisés. Parmi ces programmes on peut citer le plan d'investissement pour l'énergie propre et le développement axé sur l'énergie renouvelable pour la réduction de la pauvreté. On peut regrouper l'énergie sous deux formes : les formes traditionnelles comme le feu de bois ou les résidus agricoles et les formes modernes comme l'électricité ou le gaz de pétrole liquéfié[1].

L'accès à l'énergie est défini comme le «pouvoir à utiliser l'énergie», à savoir l'électricité, la biomasse ou une autre forme d'énergie, dans un même processus d'accès aux services énergétiques (le pompage d'eau, le carburant...). L'énergie n'est pas seulement un déclencheur de développement d'un pays, aussi elle constitue un outil de choix dans le sens où l'électrification rurale permet d'élever le niveau de vie des populations et de réduire fortement le taux d'exode rural. L'accès à l'énergie contribue à la création d'emploi à travers

une utilisation productrice de génération de revenus et à l'augmentation du produit intérieur brut (PIB), à la réduction du temps du service rendu.

En fonction de l'usage, l'accès aux services énergétiques peut être classé en trois niveaux :

1. Le premier niveau d'accès à l'énergie, concerne les ménages et la satisfaction de besoins humains fondamentaux à travers éclairage, éducation, santé et communication...
2. Le second niveau permet les usages productifs en s'appuyant sur le développement des activités économiques et productrices telles que les commerces, transports agriculture,
3. Le troisième niveau correspond à la satisfaction des besoins individuels et collectifs des sociétés dites modernes à travers les besoins individuels et collectifs : réfrigération, chauffage, assainissement d'eau, transports[3].

L'accès à l'énergie ne se limite pas à la mise à disposition d'une ressource énergétique. Il doit répondre à certaines exigences telles que l'accès croissant à des services grâce la fourniture d'une énergie sûre, physiquement fonctionnelle et économiquement accessible par tous, et aux impacts environnementaux limités. Les données fournies par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) en 2011, indiquent que 19% de la population mondiale n'ont pas accès à l'électricité et 39% dépendent des ressources traditionnelles (biomasse).

La consommation énergétique mondiale présente des inégalités de l'accès à l'énergie par zones géographiques et économique : Amérique du Nord (26 %, dont 22 % pour les seuls États-Unis en 1997), Extrême-Orient (30%, dont 12 % pour la Chine), Europe de l'Ouest (18 %, dont 3 % pour la France) et Europe de l'Est (11 %). Ainsi, en 2013, la répartition énergétique par habitant en tonne équivalent pétrole (tep) : Amérique du Nord : 7,02 tep/hab - Amérique Latine : 1,28 tep/hab - l'O.C.D.E : 4,28 tep/hab (dont l'Allemagne 3,81 tep/hab et la France 3,88 tep/hab) – l'Afrique : 0,67 tep/hab - le moyen Orient 3,10 tep/hab - Asie 0,69 tep/hab (dont la Chine 2,03 tep/hab et le Japon 3,61 tep/hab) [2]. On constate que l'Afrique présente un écart notable avec la valeur moyenne mondiale qui est 1,88 tep/hab.

Environ 1/5ème de la population mondiale, soit un 1,2 milliards de personnes, n'a pas accès à l'électricité. En Afrique, le taux d'accès, est d'environ 30% mais avec une disparité significative entre les zones urbaines (89% de la population urbaine) et rurales (46% de la population rurale) [1], [4]. Les taux dans les pays d'Afrique du Nord sont plutôt proches de

ceux des pays développés, 97% au Maroc, 99% en Algérie et 100% en Tunisie, Égypte et Libye selon les sources d'informations [1] [4]. L'objectif principal, conformément aux ODD, est d'assurer l'accès aux services énergétiques modernes pour au moins la moitié de la population totale.

L'analyse des scénarios énergétiques à l'horizon 2050, est effectuée pour apporter des réponses, aux questions posées dans le rôle essentiel que doivent avoir les actions d'efficacité énergétique, à travers la réussite des politiques de maîtrise de la demande énergétique. Dans ce contexte énergétique, la quantification des systèmes performants et adéquats s'avère nécessaire pour répondre à la stratégie énergétique de performance économique et sociale où l'énergie et les impacts environnementaux occupent une place de choix.

La région de l'Afrique subsaharienne s'appuie principalement sur l'énergie fossile comme source d'énergie de base pour répondre aux besoins énergétiques des populations, tels que la cuisson, le chauffage ...[5]. En Afrique subsaharienne le taux d'électrification est seulement de 31%. Dans cette région, 80 % des populations touchées vivent dans les zones rurales. Celles-ci ne sont pas desservies par le réseau national de distribution d'électricité, c'est-à-dire l'absence de toute forme d'infrastructure moderne et de services énergétiques. Au cas où ce réseau (infrastructure et services énergétiques) existe, il est souvent vétuste et ne couvre pas toutes les zones. L'accès à l'électricité fait également référence à la disponibilité de l'électricité, fournie généralement par une source d'énergie décentralisée ou autonome (générateur de pétrole ou diesel), ou un dispositif à énergie renouvelable (photovoltaïque, éolienne ou gazéificateur à biomasse). Certains pays comme le Burkina-Faso, le Mali et le Niger présentent des caractéristiques communes et comptent plus de 95% de leur population qui présente un fort taux d'utilisation traditionnelle de la biomasse [6].

De manière générale, les pays en voie de développement présentent un faible accès des communautés locales aux différentes sources d'énergie ; une prédominance des énergies traditionnelles (bois-énergie et résidus agricoles) dans la consommation énergétique nationale.

III. Énergie Photovoltaïque en Afrique

La moitié de la population mondiale soit 620 millions sur un total de 1286 millions de personnes n'ayant pas accès à l'électricité vit en Afrique subsaharienne. Dans cette région, les connexions au réseau électrique ne se trouvent généralement que dans les zones urbaines (grandes villes) et périurbaine (leurs banlieues). En 2012, les populations urbaines présentent

un taux de connexion au réseau de 71,6%, alors que l'accès rural à l'électricité était de 15,3%, sur seulement les 35,3% des ménages ayant accès à l'électricité [7].

Les sociétés nationales qui détiennent le monopole de distribution d'électricité, n'arrivent pas à assurer une couverture électrique nationale par manque de capacité de production, une insuffisance notoire d'infrastructures pour élargir le réseau d'accès à l'électricité et aussi en raison de la faible densité de la population vivant en zone rurale, dans de petites agglomérations ou hameaux.

Une trentaine de pays d'Afrique subsaharienne ont fixé des objectifs visant à accroître la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, notamment l'énergie solaire, la technologie solaire PV est la technologie retenue car elle convertit le rayonnement solaire directement en énergie électrique quelle que soit la période défavorable (neige, couverture nuageuse...) de l'année. Le système PV produit principalement une alimentation autonome ou connectée au réseau. Les modules peuvent être fixes ou mobiles en suivant automatiquement la trajectoire du soleil, ils ont un minimum d'exigences de maintenance et leur durée de vie est d'environ 25 ans.

Cette énergie produite est utilisable dans de nombreuses applications telles que l'éclairage, la télécommunication, le pompage d'eau....

IV. Cas des pays de l'Afrique subsaharienne[8]

Afin de satisfaire, les besoins économiques, la demande croissante due au fort taux démographique, d'assurer une sécurité en approvisionnement d'électricité, les pays de l'Afrique Subsaharienne (ASS) investissent de plus en plus dans le domaine photovoltaïque pour l'électrification rurale à travers des programmes et des projets institutionnels. Cette région de l'Afrique située au sud du désert du Sahara constitué de 49 pays bénéficie d'une importante irradiation solaire de l'ordre de 2600 kWh/m²/an [9].

La figure I-1 montre l'irradiation solaire reçue sur des modules solaires PV, panneaux à inclinaison optimale et le tableau 1 résume le développement du solaire PV dans quelques pays d'Afrique subsaharienne. Parmi les 49 pays de l'ASS, 31 présentent des niveaux d'irradiation plus élevés, le niveau d'irradiation le plus faible sur les panneaux à inclinaison optimale ont 1550 kWh/m²/an, cette valeur est nettement supérieure à la valeur moyenne de

l'Allemagne centrale et de l'Espagne qui sont respectivement de 1230 kWh/m²/an et de 2060 kWh/m²/an.

Présentant une très forte insolation dans une gamme de 4 à 7 kWh/m²/jour [7] (figure I-1), par rapport au reste du monde, cette ressource sous exploitée est une solution bien adaptée pour l'électrification rurale.

Dans cette zone le taux d'accès à l'électricité reste faible par rapport aux zones urbaines. La population totale de l'ASS en 2014 est estimée à 974 315 323, dont 62,8% vivent en milieu rural.

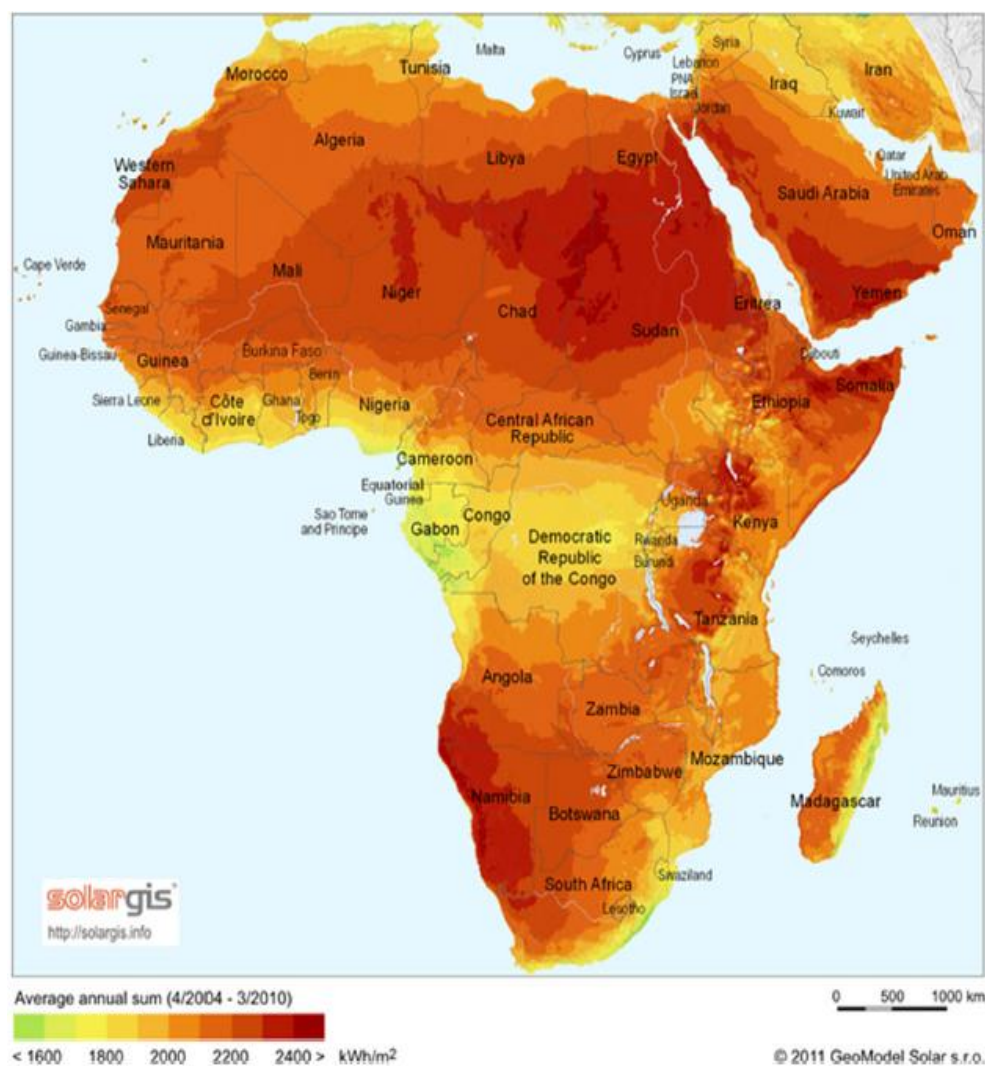


Figure I-1: Rayonnement solaire annuel moyen de l'Afrique subsaharienne [8]

Tableau I-1: Solaire Photovoltaïque en Afrique Sub-saharienne[8]

Country	Installed capacity	Solar Energy target share in total installed capacity	Primary RE	Maximum Solar radiation	Policies related to RE	Feed-in tariff rate for solar
Nigeria	15MW	5% by the year 2020	Biomass (80%), oil (13%), natural gas (6%), hydro (1%).	7.0 kWh/m ² /day	Nigerias's National Energy Policy (2003)	N/A
Cameroon	Less than 1 MW	0%	Biomass (64%), oil (27%), hydro (5%), natural gas (4%).	5.8 kWh/m ² /day	No energy policy available to the public.	N/A
Ghana	3.8 MW	10% all renewables including solar by 2020	Wood (42%), oil (47%), hydro (8%), natural gas (3%)	5.0 kWh/hr/m ² /day	RE Act (2011)	GHS0.5836/kWh (USD0.153/kWh) - without grid connection and GHS0.64/kWh (USD0.168/kWh) with grid connection
South Africa	36.5 MW	21% including 1.5 GW of solar	Coal (72%), oil (22%), natural	6.5 kWh/m ² /day	White paper (1998 and 2003).	ZAR 3.94/kWh (2009)

		capacity by 2021.	gas (3%), nuclear (3%), renewables (<1%)			
Kenya	1.3 MW on grid	6%	Biomass (68%), oil (22%), hydro (8%), coal (1%)	6.0 kWh/m ² /day	National policy (2004)	USD 0.12/kWh for 0.5 MW up to 40 MW
Senegal	25 MW	15% all renewables including solar by 2020	Biomass (54%), oil (40%), hydro and coal (6%)	5.5 kWh/m ² /day	Electricity Reform Law (1998)	N/A
Tanzania	6 MW	10% of other sources including solar by 2020.	Biomass (86%), oil (11%), electricity (2%), natural gas (2%), coal (0.3%)	7.0 kWh/m ² /day	RE policy(2003)	N/A
Ethiopia	5 MW	15%- allrenewables including solar by2020.	Biomass (91%), oil (7%), electricity (1%), natural gas (1%), coal (<1%)	7.5 kWh/m ² /day	Energy policy(1994)	N/A
Angola	5 kW	Not available in the policy	Biomass (52%), oil (42%), electricity (4%), natural gas (2%)	5.0 kWh/m ² /day	National energy and security policy (2011)	N/A
Rwanda	250 kW	2% in the future energy mix	Biomass (86%), petroleum products (11%),	5.5 kWh/m ² / day	National energy policy (2008)	N/A

IV - 1. Cas de l’Afrique du Sud

L’Afrique du Sud a une moyenne journalière de 8,5 heures d’ensoleillement. Le pays est doté d’un potentiel élevé de rayonnement solaire dont la valeur moyenne est comprise entre 4,5 et 6,5 kWh/m² par jour. La province du Cap-du-Nord, a la particularité d’avoir une moyenne de plus de 6,5 kWh/m²/jour. Des études récentes montrent qu’Upington, dans le Cap Nord d’Afrique du Sud, possède un potentiel solaire qui permettrait une production d’environ 5000 MW d’électricité. En avril 2015 en Afrique du Sud, une puissance de 36,5 MW a été produite à partir de 415 installations solaires photovoltaïques. Le pays est doté d’une politique d’ER depuis 1998, qui a conduit au Livre blanc sur la politique énergétique, dont l’un des objectifs est l’amélioration des services énergétiques et le développement économique.

D’importants progrès ont été réalisés dans le domaine du solaire PV. En 2014 sur le marché du solaire PV l’Afrique du Sud est classé au 9ème rang mondial avec une installation de 0,8 GW. Dans la province du Northern Cape, 12 300 emplois devraient être créés grâce, à un parc solaire. Il est envisagé de porter la capacité de production de 42 GW à 59 GW d’ici 2018 avec 21% d’ER dont 1,5 GW de capacité solaire PV. Il est prévu de produire 10 000 GWh à partir des sources renouvelables qui seront ajoutées à la consommation d’énergie finale d’ici 2021 et proviendront des sources d’énergies renouvelables.

À long terme, l’Afrique du Sud vise à augmenter l’offre d’énergies renouvelables de 1% à 12% de la capacité d’énergie installée d’ici 2020. La centrale solaire photovoltaïque de Jasper située dans la province du Cap-du-Nord, récemment achevée, est l’une des plus importantes d’Afrique. Le parc occupe jusqu’à 180 ha de terrain et compte plus de 325 000 modules polycristallins avec chacun une puissance crête de 295 W, capable de produire 180 GWh pouvant alimenter 80 000 foyers.

IV - 2. Cas de l’Afrique du Sud-ouest

IV - 2 - 1. Angola

Le rayonnement solaire en Angola est de 5 kWh/m²/jour dans la capitale Luanda. Le nombre d’heures d’ensoleillement moyennes va de 4-5 h par jour pendant la saison humide à 9-10 h par jour pendant la saison sèche. Le solaire PV est utilisé dans le domaine éducatif, sanitaire, pompage hydraulique, ainsi que pour satisfaire les besoins en électricité des ménages. La plupart des projets pilotes liés à l’énergie solaire utilisaient la technologie PV solaire.

Cependant, la capacité installée d'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque dans les ménages privés est faible. L'Angola est l'un des principaux pays producteurs de pétrole en Afrique, mais son électricité provient en grande partie de l'hydroélectricité. La capacité installée est composée de 76% d'hydroélectricité, 16% de gaz et 8% de thermique.

La politique énergétique vise à multiplier la production d'électricité par 4,5 d'ici 2025, pour cela une étude de faisabilité pour un projet PV d'une capacité de 0,7 MW utilisant 70 PV solaires raccordés au réseau a été faite. En outre, le gouvernement a prévu d'installer une centrale solaire de 3 MW à Tombua et d'autres usines à Namibie et à Benguela.

IV - 3. Cas de l'Afrique de l'Est

IV - 3 - 1. Tanzanie

La Tanzanie a un rayonnement solaire élevé d'environ 4 à 7 kWh/m² par jour avec un nombre d'heures d'ensoleillement moyennes par jour compris entre 8 et 10 h. Les installations solaires autonomes sont plus développées dans la région centrale du pays. Une puissance de production de 6 MW d'électricité solaire photovoltaïque est installée dans tout le pays pour diverses applications telles que des centres sanitaires, des entreprises de télécommunication, éclairage public....

L'approvisionnement en électricité du pays est fortement tributaire de l'hydroélectricité, qui n'est pas durable en raison de la sécheresse saisonnière dans certaines régions du pays. En 2003, la politique énergétique du pays a été révisée pour s'assurer que l'énergie est utilisée de manière durable pour atteindre les objectifs nationaux de développement, car seule 18% de la population a accès à l'électricité. Grâce à la Banque mondiale et la Banque africaine de développement (BAD), la Tanzanie a lancé un programme d'électrification solaire PV pour 70 000 ménages à travers tout le pays. Ainsi, 10 districts ruraux de la Tanzanie vont bénéficier de ces installations à travers les fonds d'investissement climatique et la BAD.

IV - 3 - 2. Rwanda

Le pays possède également un potentiel solaire intéressant de 4,8 à 5,5 kWh/m² par jour. La durée de l'ensoleillement est de 12h par jour durant toute l'année. Des installations autonomes PV sont faites pour alimenter certains centres communautaires et certains villages isolés. Le projet solaire de Kigali, vise à installer une centrale solaire photovoltaïque connectée au réseau d'une capacité de 1 MW, dont la première étape de ce projet a été

achevée sur le mont Jali à Kigali avec une capacité d'environ 250 kW et est perçue comme la plus grande centrale solaire d'Afrique. Une installation solaire photovoltaïque d'une puissance maximale de 8,5 MW est déjà achevée et d'autres projets sont en cours de réalisation parmi lesquels on peut citer un parc solaire PV de 250 kW.

Les principaux objectifs de la politique énergétique du Rwanda sont le recours à des sources d'énergie locales dans le futur bouquet énergétique, la conservation et l'efficacité énergétiques, le cadre réglementaire, le renforcement des capacités en ER, la participation du secteur privé et les investissements du secteur financier; un système de tarifs de rachat pour l'énergie solaire est en cours d'élaboration.

IV - 3 - 3. Kenya

Le Kenya est un pays de l'Afrique de l'Est situé dans la région de l'équateur et présentant une perspective de promotion solaire flatteuse avec en moyenne 5 heures d'ensoleillement par jour. Le rayonnement solaire moyen journalier est compris entre 4 et 6 kWh/m² avec des potentiels solaires élevés dans le nord-est et l'est du pays, plus particulièrement dans les zones côtières. Le gouvernement kényan a élaboré en 2004 une politique pour la promotion des énergies renouvelables, où le solaire occupe une grande place.

Le marché du solaire PV y est très prometteur avec environ 30 000 petits systèmes (de 20 à 100 W par ménage) qui sont vendus chaque année, ce qui accroît le nombre de ménages propriétaires de PV solaire au Kenya. Il existe de petites stations PV pour la production d'électricité autonome, et aussi une installation solaire photovoltaïque actuellement connectée au réseau produisant une puissance de 1,3 MW.

Les objectifs de la politique énergétique, ont été classés en catégories à court terme, à moyen terme et à long terme. Parmi les principaux points liés à l'énergie solaire figurent la mise en place d'une institution solaire pour former les habitants à travers les campagnes de sensibilisation visant à encourager l'utilisation, la recherche et le développement sur la technologie de l'énergie solaire PV, la mise en application de normes, l'incitation des entrepreneurs locaux, la pénalisation de tout acte de destruction ou de dégradation des installations. Toujours dans le cadre de la promotion et de la vulgarisation du solaire PV, le gouvernement du Kenya a mis en place un ensemble de dispositifs pour encourager l'usage de l'énergie solaire à travers des crédits bancaires pour l'achat de panneaux photovoltaïques auprès de fabricants locaux. Il a également fixé un système de tarifs de rachat pour l'électricité

raccordée au réseau fixé à 0,12 USD / kWh pour une capacité installée de 0,5 MW jusqu'à 40 MW.

IV - 3 - 4. Éthiopie

L'Éthiopie reçoit un rayonnement solaire journalier allant de 4,5 kW h/ m² à 7,5 kWh/m², avec une moyenne, d'environ 6,0 kWh/m²/jour, ce qui correspond à 2200 kWh/m² par an. Le nombre d'heures d'ensoleillement moyennes journalières est de 6,6 heures. L'Éthiopie est dotée d'une puissance solaire photovoltaïque avec une capacité installée de 5 MW, et un potentiel de marché PV d'environ 52 MW. La majeure partie de l'électricité du pays provient de l'hydroélectricité. La politique énergétique de 1994 encourage la participation locale au développement des ER. Le gouvernement propose également d'introduire à l'avenir la proposition de tarif de rachat jusqu'à 300 MW des projets d'énergie solaire photovoltaïque.

IV - 4. Cas de l'Afrique Centrale

IV - 4 - 1. Cameroun

Le Cameroun a également un fort potentiel solaire avec, dans la majeure partie du territoire, avec une moyenne de 8,2 heures d'ensoleillement journalier, avec un rayonnement solaire moyen d'environ 5,8 kWh/m²/jour. Le Cameroun présente une demande d'électricité pouvant atteindre 5000 MW d'ici 2020. D'énormes efforts restent à déployer dans le développement du secteur des énergies renouvelables, ce manque de développement de politique empêche les investisseurs locaux et internationaux d'investir dans ce secteur. Cependant, il y a quelques petits développements récents dans le solaire notamment dans l'éclairage public dans les grandes villes telle que Douala et Yaoundé.

IV - 5. Cas de l'Afrique de l'Ouest

IV - 5 - 1. Ghana

Le rayonnement solaire moyen est de 5 kWh/m² par jour et la durée du rayonnement solaire par jour est comprise entre 5 et 8 h. Il est également doté d'un rayonnement solaire abondant qui peut être utilisé pour la production d'électricité. Le rayonnement solaire est plus élevé dans la partie nord du pays que dans la partie sud.

Le Ghana a également une politique pour le développement et la promotion des sources d'ER adoptée en 2011. Et des progrès ont été réalisés dans le secteur des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire.

L'offre étant insuffisante pour répondre aux besoins croissants en électricité du pays en 2013, la demande de pointe annuelle d'électricité s'élevait à 1943 MW ; à peu près 4000 systèmes photovoltaïques autonomes ont été installés dans tout le pays, 20 centrales solaires connectées au réseau d'une capacité totale de 3 MW et 41 820 centrales solaires autonomes d'une capacité totale de 0,8 MW, une centrale solaire de 115 MW devrait être achevée en 2015. Présentement au Ghana, la construction de la plus grande centrale solaire photovoltaïque au monde est en cours de réalisation. L'installation d'une centrale solaire PV (projet Nzema) par British compagny coûtera environ 400 millions de dollars américains et comprendra 630 000 modules solaires photovoltaïques pour produire jusqu'à 155 MW pour alimenter le village de Aiwiaso dans l'Ouest du pays.

IV - 5 - 2. Sénégal

Le Sénégal a une moyenne de durée d'ensoleillement journalier comprise entre 9 et 10 h par jour, avec un niveau de rayonnement solaire de 2000 kWh/m²/an, soit environ 5,5 kWh /m²/jour.

Le Sénégal se distingue des autres pays car, il est le premier pays d'Afrique de l'Ouest à avoir adopté une loi RE, dans laquelle le solaire est la principale source d'énergie, et possède la première usine de fabrication des panneaux solaires photovoltaïques avec une production annuelle de 25 MW, et a mis au point un projet pilote depuis 1962 à développer des ER. De 1998 à 2011 nombreux décrets et lois ont été adoptés, sur l'électricité introduisant des réformes vitales visant à promouvoir l'accès à l'électricité par des opérateurs indépendants relatif à l'approvisionnement et aux avantages de l'électricité issue des énergies renouvelables et de leurs interconnexions au réseau.

IV - 5 - 3. Nigeria

Le Nigeria est un pays de l'Afrique Ouest, présentant un rayonnement solaire favorable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique. Le rayonnement solaire quotidien n'est pas uniforme sur toute l'étendue du territoire, il est plus élevé dans la partie nord du pays (frontière avec le Niger) avec une valeur d'environ 7 kWh/m² et environ 4 kWh/m² dans la région du sud, avec une valeur moyenne de 6,5 heures de soleil par jour.

Dans ce pays l'énergie solaire est actuellement utilisée pour l'alimentation des appareils domestiques, des centres hospitaliers pour pallier à la pénurie d'électricité dans la majeure partie du pays.

La capacité du solaire PV installée actuelle au Nigeria est de 15 MW, principalement pour une alimentation autonome. La politique énergétique nationale du Nigeria a été adoptée depuis 2003 pour faire face aux problèmes et défis rencontrés actuellement dans leur secteur de l'énergie. En effet, la production d'énergie à partir des sources renouvelables est l'une des priorités de cette politique énergétique ; ainsi le gouvernement du Nigeria a déjà inclus l'énergie solaire à court, moyen et long termes (voir Tableau 2).

Tableau I-2: Puissance crête produite[8]

Solar progress targets in Nigeria .

No	Activity/Item	Timeline/quantity		
		Short (2006–2009)	Medium (2010–2015)	Long (2016–2030)
1	Solar PV home systems (SHS) (MW)	5	10	15
2	Solar PV water pumping (MW)	50	1000	5000
3	Solar PV community services (MW)	45	500	3000
4	Solar PV refrigerators (MW)	20	500	2000
5	Solar PV street and traffic lighting (MW)	100	1000	10000
6	Solar PV large scale PV plants (1 MW)	80	990	9990
7	Solar thermal electricity (1 MW)	300	2136	18,127
	Total (MW)	600	6136	48,132

Pour répondre aux besoins croissants en énergie de la population du Nigeria, 1 GW sera produit au cours des 10 prochaines années. De plus pour accroître sa production de 6500 MW dont 500 MW seront issus de l'énergie solaire, le Nigeria, bénéficiera d'un investissement allant jusqu'à 20 millions d'euros de la part de l'Allemagne. Un projet photovoltaïque d'une valeur de 2 milliards de dollars pouvant fournir jusqu'à 1200 MW est envisagé par une entreprise américaine (NewTechnology Industry).

Le Nigeria est l'un des pays d'Afrique subsaharienne où la politique gouvernementale encourage les entreprises solaires locales dans la fabrication locale.

V. Contexte énergétique du Niger

Pays de l'Afrique de l'Ouest, la République du Niger est un vaste territoire aride caractérisé par un climat continental. D'une superficie de 1 267 000 km² et une population de 17 138 707 d'habitants, sa population est très jeune avec 51,6% de jeunes de moins de 18 ans contre 3,5% de plus de 65 ans.

Rappelons qu'au plan national, l'entité chargée de la production et de l'achat, du transport et de la distribution de l'énergie électrique est dénommée Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC). D'une manière générale, le pays est fortement dépendant de l'importation de l'énergie électrique via le Nigeria. On note aussi la présence de deux (2) producteurs privés qui sont respectivement la Société Nigérienne de Charbon (SONICHAR) produisant pour la zone Nord du pays et un groupe Franco-anglais AGGREKO intervenant au niveau de Niamey (zone fleuve) [10]. L'autre partie de l'offre est assurée par la NIGELEC à partir de ses groupes thermiques (Diesel, fuel lourd, gaz).

Parmi les pays de la zone Ouest de l'Afrique, le Niger [11] a le taux national d'électrification le plus bas qui est de 14% sachant que le taux à l'échelle régionale est de 36 %. Au plan national, on constate une disparité entre les zones urbaines et rurales dans lesquelles les taux sont respectivement de plus de 50% et de moins de 1, 0% en 2014 [12].

Sur le plan électrique, la carte du Niger est subdivisée en cinq zones qui sont :

- ✓ Zone Nord constituée de la région d'Agadez couvrant 52,707% du territoire avec une densité de population de 0,73 hbts./km². Cette zone est alimentée essentiellement par un producteur privé dénommé Société Nigérienne de Charbon (SONICHAR) grâce à sa centrale thermique à charbon de puissance installée 37,6 MW. On note la présence dans la ville d'Agadez d'une réserve froide constituée d'une centrale thermique diesel de 1,6MW. La charge est à dominance industrielle constituée par les usines d'uranium d'AREVA, suivie par les ménages constitués de réfrigérateurs et climatiseurs pour faire face aux fortes températures désertiques, enfin des activités tertiaires basées sur le commerce des produits maraichers.
- ✓ Zone Est constituée de la région de Diffa couvrant 12,384% du territoire avec une densité de population de 3,78hbts/km², est alimentée à partir du Nigéria par une ligne d'interconnexion Diffa/Damasak de tension nominale 33kV avec une puissance de 11MW. Sa réserve froide est constituée de groupes diesels de puissance totale 2,024 MW situés à Diffa ville et à N'Guigmi. La consommation est caractérisée par les ménages et le tertiaire.
- ✓ Zone Niger Centre Est constituée des régions de Maradi, Tahoua et Zinder couvrant 24,541% du territoire avec une densité de population moyenne de 44,49hbts/km², est alimentée en grande partie à travers la ligne d'interconnexion 132 kV Birni Kebbi/Gazaoua venant du Nigeria transitant une puissance de 40MW. On y trouve une

réserve froide de 20,94MW constituée de centrales thermiques situées à Maradi, Tahoua, Zinder et Malbaza (Ville abritant l'usine de la Société Nigérienne de Cimenterie SNC). La charge est constituée d'unités industrielles de transformation (cimenterie, produits cosmétiques, laitiers et jus, tannerie), du tertiaire (zone à dominance commerciale avec le Nigeria) et les ménages constitués d'une population moyennement riche.

- ✓ Zone Fleuve regroupant les régions de Dosso, Niamey et Tillabéry couvrant 10,366% du territoire avec une densité moyenne de population de 1371,68hbs/km², est alimentée en grande partie à partir du Nigeria via une ligne d'interconnexion 132kV Birni-Kebbi/Niamey de puissance maximale 120MW. Il existe aussi des centrales d'appoint à Niamey (Niamey 2, Goudel et Gorou Banda) et à Dosso de 1,592MW. Dans cette zone, la consommation est dominée par les ménages suivie des industries, ensuite le tertiaire et enfin les aménagements agricoles. La forte domination des ménages dans la demande énergétique s'explique par le fait que cette zone regroupe la capitale politique du pays, Niamey qui abrite une population dont le pouvoir d'achat est relativement élevé par rapport à la moyenne nationale. L'industrie est constituée d'unités de transformations de produits agro-alimentaire, pharmaceutique, textile, tannerie...

La consommation du tertiaire est due à la concentration des services administratifs tels que les ambassades, ministères, les grandes écoles et université, les centres de santé...

- ✓ Zone constituée des centres isolés alimentés exclusivement par des groupes diesel de la NIGELEC.

On constate une forte dépendance énergétique basée sur l'interconnexion avec le Nigeria (80 %)[12]. Deux producteurs privés sont respectivement basés à Agadez (37,6 MW) et à Niamey (30 MW). Ces dernières années on assiste à un dépassement de la demande par rapport à l'offre dû :

- ✓ À un développement du tissu économique ;
- ✓ À une augmentation du pouvoir d'achat des populations;
- ✓ À une installation progressive de nouvelles unités industrielles;
- ✓ À une urbanisation poussée;
- ✓ Aux fortes températures saisonnières ;

La balance énergétique du Niger présente une consommation d'énergie finale totale de 1,4 Mtep, valeur très faible par rapport à la moyenne des pays constituant l'espace CEDEAO qui est 29,8 Mtep. La consommation d'énergie finale par habitant est de 0,1 tep ; une des plus faibles de la région CEDEAO, qui a une moyenne de 0,2 tep/habitant. Dans le tableau suivant sont fournies les potentialités énergétiques du Niger.

Tableau I-3: Potentiel énergétique du Niger [12]

Ressources	Réserves / Potentiel	Observations
Uranium	400 000- 500 000 T	En exploitation
Charbon minéral :		
Anou Araren	18 millions de tonnes	En exploitation
Salkadamna	69 Millions de tonnes	
Hydrocarbures :		
Pétrole	700 Millions de barils	En exploitation
Gaz	16 Milliards de m ³	En exploitation
Hydroélectricité:		
Kandadji	130 MW	En cours de réalisation
Gambou	122,5 MW	
Mékrou	26 MW	
Solaire	5 à 7 kWh/m ² /jour	Faiblement exploité
Eolienne	2,5 à 5 m/s	Non exploité

Le Niger présente un vaste potentiel énergétique largement inexploité. Il dispose d'importantes ressources énergétiques capables de répondre aux besoins (énergétiques) actuels et futurs. Celles-ci peuvent être exploitées pour offrir des services énergétiques de meilleure qualité aux populations dans l'ensemble du pays.

Au niveau national, la consommation énergétique est fonction des activités menées. Ainsi, dans le paragraphe suivant est répartie la consommation énergétique par secteur d'activité au Niger. La répartition de la consommation finale par secteur est dominée par le secteur résidentiel qui représente la quasi- totalité de la consommation finale du pays, soit 90%. Cette caractéristique de la consommation énergétique est classique pour les pays en voie de développement [10].

Le secteur industriel est essentiellement composé par les industries agroalimentaires, les industries textiles, tanneries et teinturerie, les industries cosmétiques. L'industrie consomme une quantité négligeable de production électrique soit 2% [10]. Ceci témoigne de la faible

industrialisation du pays. Le faible taux d'accès à l'énergie ne permet pas de développer ce domaine et d'encourager les investisseurs nationaux et internationaux à implanter des usines de production.

Le secteur rural (agriculture, élevage...) et le secteur tertiaire (commerce, administration,...) qui constituent pourtant un maillon à haut potentiel, sont faibles et de l'ordre de 0,5%. Le secteur minier est orienté vers la satisfaction de ses propres besoins énergétiques. La consommation d'énergie par source d'énergie montre que la consommation est fortement dominée par le bois énergie qui représente 84 % de la consommation globale, au Niger.

Le pays est fortement dépendant de sources d'approvisionnement d'énergie extérieures, notamment du pétrole. La consommation des produits pétroliers est modeste car elle représente 13% de la balance énergétique. L'électricité ne représente que 3,4%, ce qui fait du Niger un des pays qui présente un faible taux d'accès à l'électricité. Le taux national d'accès des ménages à l'électricité est de 10,6% dont 56% en milieu urbain contre 0,5% en milieu rural[12]. Cette consommation est caractérisée par une forte dépendance du pays vis-à-vis du Nigeria qui assure près de 80% de la demande globale énergétique appelée en 2013 ; tandis que le reste est produit par la SONICHAR (5%) et la NIGELEC 11% appelée production propre [13]. L'utilisation du gaz et du charbon de bois à des fins énergétiques représente une marge négligeable.

Malgré la forte potentialité en ressource énergétique dont dispose le pays, au Niger, on constate que plus des 4/5 de la population n'ont pas accès à l'énergie moderne. Pour accroître ce taux socio-économique, des priorités à court et à long terme ont été adoptées et mises en œuvre, des politiques, des programmes, stratégies et projets, parmi lesquels on peut citer [12]:

- Projets foyers améliorés (1986-1991) et le Programme régional de gaz butane (1990 à 1993) dans le but d'améliorer l'accès aux combustibles modernes de cuisson, en réduisant la demande de bois par habitant (diffusion massive des foyers améliorés avec un taux de pénétration en milieu urbain de 100% à l'horizon 2030 et 30% en milieu rural ; utilisation du gaz domestique ; production et emploi de biogaz et de biocarburants à l'échelle industrielle et familiale.

- Déclaration de la politique énergétique, stratégie et le plan d'actions sur les énergies renouvelables adoptés en 2004 ; Système d'Information Énergétique (SIE-Niger) ; la

Stratégie Nationale d'Accès aux Services Énergétiques Modernes (SNASEM) validée en 2006 ;

- le Programme de Référence pour l'Accès aux Services Énergétiques (PRASE, 2010 à 2018, adopté en 2010) ; programme national de référence d'accès aux services énergétiques, adopté en 2010.

- L'amélioration du taux d'accès à l'électricité (passer de 10% en 2010, à 60% en 2030; soit en urbain : de 47% actuellement à 100% en 2030 et en rural : de 0,4% en 2010 à 30% en 2030) ; se fera en introduisant de l'offre d'hydroélectricité, avec la réalisation du barrage de Kandadji, d'une capacité de 130 MW ; et en accroissant la part de l'offre en énergie renouvelable, avec une capacité installée de 4 MW en 2010, qui sera portée à 250 MW en 2030 ; et en énergie éolienne, de 0,035 MW actuellement, à 20 MW en 2030.

V - 1. Initiatives pour l'amélioration de l'accès à l'énergie[10]

Le solaire photovoltaïque continue d'être valorisé au Niger à travers différentes institutions internationales et nationales. Un projet de grande envergure est prévu sous cofinancement de la Banque de Développement et de la CEDEAO, avec un budget de 15 millions USD pour satisfaire les services de base d'environ 150 villages des régions de Dosso et de Tillabéry.

Le solaire PV est également valorisé et popularisé à travers ces programmes et des projets de proximité, en utilisant différents canaux, principalement pour le pompage au fil du soleil dans les régions où l'eau potable est une denrée rare.

À l'heure actuelle, la participation des particuliers est timide, à cause du coût d'investissement initial très élevé dû à des taxes de plus de 52% (droits d'importation et TVA). Ce coût ne suscite pas l'intérêt des particuliers à investir dans le solaire PV et entraîne le manque de contrôle des produits introduits illégalement, de mauvaise qualité en provenance des pays voisins.

Parmi les obstacles qui freinent le développement du solaire PV, on peut en citer quatre principaux qui sont :

- ✓ Pauvreté des populations, notamment rurales et son incidence sur le pouvoir d'achat (pauvreté et accessibilité économique des services énergétiques modernes);

- ✓ Faible capacité nationale de financement (publique et privée) et forte dépendance subséquente au financement extérieur public et privé (Obstacle financier);
- ✓ Retard technologique énorme en matière d'industries de l'énergie et de savoir-faire et forte dépendance au transfert de technologies et de savoir-faire (Obstacle technologique) ;
- ✓ Obstacle institutionnel pour la bonne gouvernance générale et pour la maîtrise du développement du secteur de l'énergie dans son ensemble.

En effet, les investissements nécessaires pour atteindre les objectifs de SE4ALL au Niger sont évalués, en valeur actuelle, à 8 766,55 millions USD sur 18 ans (2013 - 2030), ceci équivaut à environ 487 millions USD d'investissement annuel sur la période.

V - 2. Sous-secteur de l'énergie photovoltaïque

De par le monde, il y a un intérêt grandissant pour les systèmes solaires photovoltaïques surtout dans la plupart des pays africains, une attention particulière est accordée aux potentiels d'énergie renouvelable. Parmi lesquels on peut citer le Niger qui a mis un accent particulier sur le développement, la promotion et la vulgarisation de l'énergie solaire, notamment le solaire PV pour un accès accru à l'électricité des consommateurs (nigériens) à travers des sources de production décentralisées, et autonomes.

Bien que le Niger présente un potentiel de ressources d'énergie renouvelable aussi diverses qu'abondantes l'utilisation de ces dernières est quasi nulle avec un taux de 0,012%, en 2014.

Selon le degré de pertinence par rapport à d'autres sources, La position géographique du Niger fait que le potentiel solaire est le gisement qu'on trouve abondamment, avec un gisement solaire moyen de 5 à 7 kWh/m²/j et une durée d'ensoleillement moyen de 7 à 10h par jour.[12]. Cependant en 2012, la puissance totale en solaire photovoltaïque installée dépassait à peine 4 MW et la capacité photovoltaïque installée au cours de cette même année est donnée par la figure I-2.

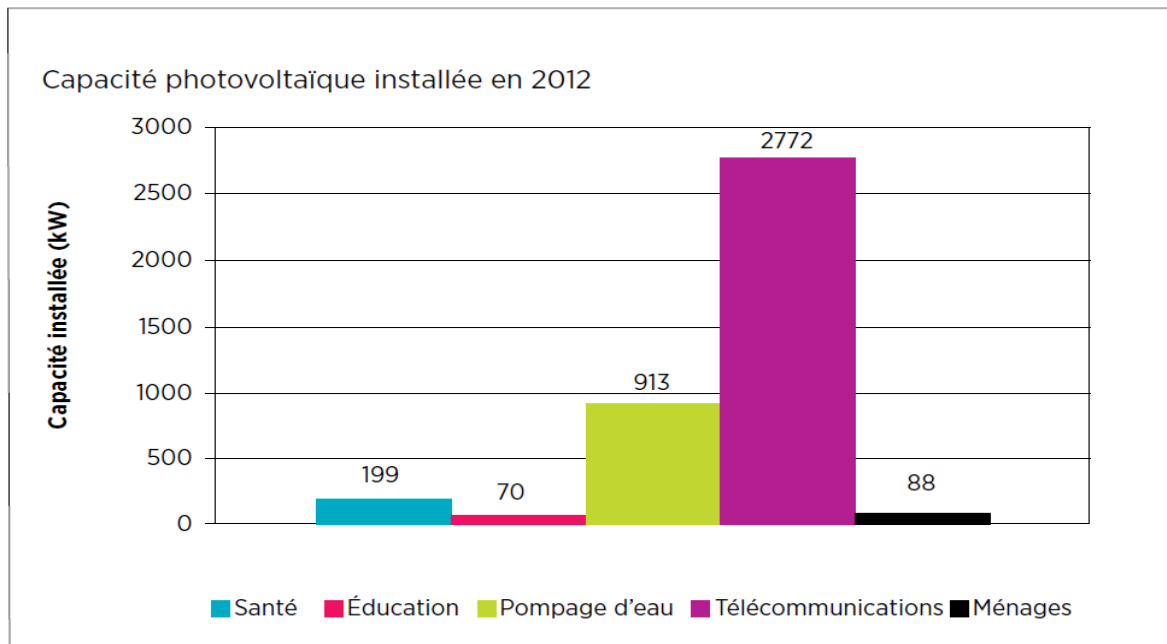


Figure I-2: Capacité photovoltaïque installée au Niger en 2012[10]

L'exploitation de systèmes de production d'électricité de petite et à grande échelle, selon un niveau de consommation énergétique relativement modeste à travers le rayonnement solaire fait partie des solutions envisageables pour, assurer l'accès à l'énergie à certaines zones rurales et périurbaines géographiquement déterminées où le réseau national de distribution d'électricité est non accessible ou limité. Le secteur électrique en lui-même est loin de générer les surplus permettant d'autofinancer les investissements nécessaires à l'extension du réseau électrique. Donc pour satisfaire la demande et améliorer la desserte de la population en électricité, un dimensionnement approprié et une mise en œuvre efficace d'un système de production photovoltaïque est une solution adaptée.

Ainsi une partie du réseau national pourrait se faire progressivement à travers la connexion entre les différents systèmes hors-réseau et les mini-réseaux, aboutissant à un système électrique interconnecté et décentralisé, intelligent, intégrant un système de stockage. Un tel réseau permettrait dans le temps d'assurer un service énergétique de base couvrant une large partie du territoire national.

Dans une démarche d'efficacité et pour des fins d'analyses fines, le terrain d'étude a été limité à quelques communes de la région de Maradi, qui abrite l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi. La population de Maradi est estimée à plus de 20% de la population nationale, sa superficie est environ 3,30 % du territoire national et, présente la plus forte densité au pays, 81hab. /km² contre une moyenne nationale de 15,7 hab. /km². Cette densité est très élevée

dans certains départements, avec des variations allant de 100 hab./km², (82,6 hab. /km² dans le département de Magaria) à 162, 4 hab. /km² dans celui de Madaroufa [12]. Le taux d'accroissement de 3,7% est un peu plus élevé que le taux national qui est de 3,30 %. Maradi présente l'indice de pauvreté le plus élevé au Niger avec 67,2% contre 4,5% national [14] .

Cette région bénéficie aussi de plusieurs projets européens de centrales solaires et d'électrification rurale. Une étude sur ce périmètre géographique pourrait facilement être adaptée et étendue au pays, voire à la région du Sahel qui présente quasiment les mêmes conditions climatiques.

V - 3. Zone d'étude:

Le département de Dakoro est situé à environ 120km au Nord Nord Ouest de Maradi, la capitale économique et à 520 km de Niamey la capitale politique.

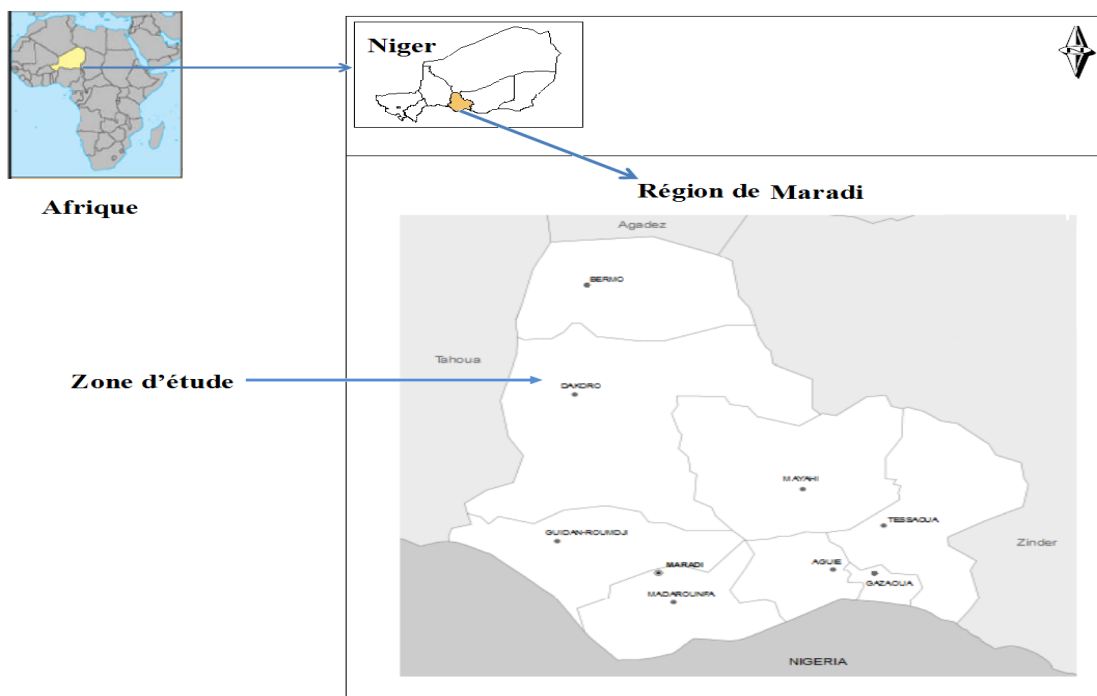


Figure I-3: Carte de la région de Maradi

Le choix du département de Dakoro s'explique par la volonté de faire bénéficier les populations de ce vaste territoire des avantages de l'énergie électrique basée sur la production PV/Stockage. En effet, Dakoro est le plus vaste département de la région de Maradi parmi les huit (8) de la région avec 14 chefs lieu de commune rurale, couvrant 42,8 % de la superficie

de la région. Les deux activités auxquelles s'adonnent les populations sont principalement le pastoralisme (9 mois) et l'agriculture (3 mois) avec une faible pluviométrie, de 200 à 300 mm au Nord (Climat Sahélo-Saharien), de 300 à 400mm au Sud (Climat Sahélien de type semi-aride). Ceci explique la division du département de Dakoro en trois principales zones: une zone agricole au Nord; une zone agro-pastorale et une zone pastorale au Sud. Elle correspond à la zone agro-pastorale de la région, où la question de l'accès et la gestion des ressources naturelles se posent avec acuité.

Le choix de Dakoro a aussi été motivé par la présence de nombreux projets d'énergie solaire, du peuplement hétérogène avec plus de trois groupes ethniques [15]. La densité de sa population estimée à 34 hab. /km², est la plus faible de la région de Maradi; une partie de sa population est nomade, les villages sont clairsemés. Le département de Dakoro ne fait pas une exception au fort taux de natalité national. Ainsi, la forte croissance démographique, la dispersion des villages, et un nomadisme d'une partie de la population, qui se traduit par un déplacement régulier dont l'activité est principalement liée à l'élevage, rend complexe la gestion de la demande énergétique en services sociaux.

La problématique fondamentale population/énergie se pose en termes d'un accroissement démographique rapide face à une croissance économique très faible. En d'autres termes, elle se traduit par une forte pression de la demande sociale, c'est-à-dire des besoins énormes quotidiens en matière d'énergie (santé, éducation, eau potable...).

VI. Conclusion

Le développement des énergies renouvelables est au centre des préoccupations au niveau mondial et particulièrement en Afrique qui dispose d'un fort potentiel énergétique, notamment solaire.

Parmi les freins et contraintes qui subsistent, on peut noter les coûts excessifs d'investissement, les limites technologiques, l'insuffisance des compétences, le manque d'études approfondies et contextuelles, la faible densité des populations et la distribution des communautés rurales, le niveau globalement faible de la demande énergétique bien que croissant, le faible revenu des populations ainsi que la faiblesse du tissu industriel.

Néanmoins, les tendances actuelles laissent présager un croisement exponentiel de la demande et le développement accéléré des projets d'installation solaires en Afrique, dont le

Niger. Nos travaux de recherche se proposent de contribuer à l'analyse des contraintes et à la proposition de méthodologies d'estimation du besoin énergétique et de dimensionnement technico-économique des sources et unités de stockage basé sur des méthodes d'optimisation multicritère, la théorie des graphes, et le développement de stratégies de gestion du flux énergétique.

Il s'agira de proposer une démarche méthodologique adaptée au contexte énergétique des pays du Sahel en intégrant les principales contraintes et limites dans une nouvelle approche de mini-réseaux multi-villages.

Chapitre II :

Ressources Énergétiques

- Estimation du potentiel

I. Introduction

Un système hybride intégrant des productions photovoltaïques, du stockage d'énergie et des groupes électrogènes est le siège d'interactions et de variations continues des grandeurs électriques. Ainsi, les tensions des panneaux PV et des unités de stockage évoluent en fonction des conditions climatiques, à travers les fluctuations des courants, tandis que la tension et la fréquence du bus AC doivent rester stables de manière permanente. Pour ces raisons, nous nous intéressons particulièrement à l'étude des caractéristiques des panneaux PV, des batteries de stockage et les variations climatiques afin d'analyser et simuler les impacts des variations sur le comportement global et la performance du système. Ils constituent les principaux paramètres déterminant le choix des constituants afin de satisfaire les besoins.

Le groupe électrogène est une source d'énergie conventionnelle la plus utilisée et dont le fonctionnement est maîtrisé. Son électronique de commande lui est intégrée. Par conséquent, les seuls vecteurs d'analyse de son comportement se résument aux mesures de courant et tension à ses bornes ainsi que la consommation de fuel.

De même, le choix des convertisseurs électroniques, réalisant l'optimisation de la puissance PV, la recharge des batteries et la conversion DC/AC, dépend des grandeurs électriques d'entrée et des puissances à transiter. Leur paramètre principal d'évaluation considéré est le rendement qui est généralement compris entre 90 et 95%.

Dans ce chapitre, nous présentons un état de l'art sur les méthodes et techniques d'estimation du potentiel solaire. L'estimation de la ressource solaire est une étape nécessaire dans un projet de production électrique d'une centrale solaire PV, car elle renseigne sur la disponibilité (quantité) et la répartition spatiotemporelle (qualité) des ressources énergétiques. Cet état de l'art nous sert de base pour développer un outil de dimensionnement du système énergétique en prenant en compte les variations des conditions climatiques des sites cibles. Les outils mathématiques d'estimation du potentiel solaire et de température sont une alternative à l'insuffisance des données climatiques disponibles, notamment dans le cas des pays du sahel. Ils permettent de développer des outils informatiques, sans besoins de base de données qui peuvent être de grandes tailles, en intégrant des lois d'aide à la décision.

Les fluctuations de l'ensoleillement et de la température ont un impact sur le rendement de la production ainsi que les positions du point de fonctionnement qui déterminent la tension aux bornes et le courant fourni par les PV. Pour analyser son comportement, nous présentons la modélisation des panneaux PV ainsi que l'état de l'art sur les méthodes PPPM (poursuite du point de puissance maximale) d'optimisation de la production. Ces méthodes sont généralement implémentées dans les convertisseurs DC/DC dédiés aux systèmes PV.

Ensuite est proposé le principe de conversion PV et les différentes technologies des modules PV. La conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique est assurée par les cellules solaires PV. Les facteurs extérieurs (météorologiques et atmosphériques) et les facteurs intérieurs (propriétés intrinsèques) jouent un rôle important sur la conversion de cette énergie lumineuse.

Ainsi, en mettant à contribution toutes les ressources énergétiques d'un site, on peut s'attendre à augmenter le taux de pénétration des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique entraînant une réduction de l'utilisation de l'énergie fossile et de la pollution atmosphérique.

II. Estimation du potentiel solaire

L'utilisation efficace d'un système PV solaire dépend fortement des caractéristiques du rayonnement solaire du site d'implantation du système PV, obtenues par mesure expérimentale en utilisant des équipements de mesure d'irradiation. Ces derniers ne sont pas disponibles dans certaines localités du monde à cause de leur coût d'achat, leur maintenance et aussi leur calibration [16] , [17] . Et généralement, dans les stations météorologiques le rayonnement solaire global est mesuré sur des surfaces horizontales.

Les données disponibles se limitent aux mesures empiriques d'ensoleillements journaliers en heures (mesure par héliographe). Les données de l'insolation sont souvent extrapolées à partir des données horaires mais avec beaucoup d'imprécision.

L'énergie recevable par jour sur un module PV dépendra non seulement de la date, de la période de la journée, de la durée d'exposition , de la durée journalière réelle de l'irradiation, aussi de l'inclinaison et de l'orientation du module, mais surtout des conditions météorologiques [18]. La prédiction de l'optimum de l'énergie solaire reçue d'une installation solaire, pour un site donné requiert la connaissance des différents angles zénithaux, entre les rayons solaires incidents et la surface réceptrice du rayonnement solaire en fonction de la

position spatio-temporelle du soleil. L'énergie totale arrivant sur une surface quelconque, prend en compte toutes les composantes du rayonnement solaire, directe, diffuse et totale à l'horizontal avec des paramètres d'entrées assez précis. L'énergie optimum reçue par le module est fortement dépendante de sa position optimale. Cette dernière, prend en compte l'orientation du module vers le Sud dans l'hémisphère Nord et une orientation Nord dans l'hémisphère Sud. Et aussi un angle d'inclinaison optimum qui maximise l'énergie reçue.

Ainsi, nous présentons les méthodes actuellement employées par les auteurs du domaine solaire pour une prévision fiable de l'énergie solaire incidente à la surface du capteur solaire PV. En dépit des problèmes liés à la quantification et à l'optimisation du rayonnement solaire, notamment pour les sites en terrain complexe, les principes de calcul de l'énergie solaire seront abordés par le calcul des grandeurs suivantes :

- Le rayonnement extraterrestre
- Le rayonnement global sur plan horizontal
- Le rayonnement global sur plan incliné.

Dans ce qui suit, nous présentons :

- les appareils de mesures des rayonnements solaires ;
- les aspects géométriques définissant les différents angles qui entrent en jeu pour optimiser l'énergie collectée à la surface du module PV, afin d'en obtenir les meilleures performances ;
- et les aspects énergétiques, dont le rayonnement global provient de la somme des rayonnements direct, diffus et réfléchi. Sur un site choisi et une surface arbitrairement orientée, la valeur de ces deux premières grandeurs est affectée par les conditions météorologiques qui influent naturellement sur l'angle d'inclinaison optimal instantané.

Dans ce qui suit nous présentons les différentes étapes pour une estimation du rayonnement solaire incident sur plan incliné d'un site quelconque (figure II-1).

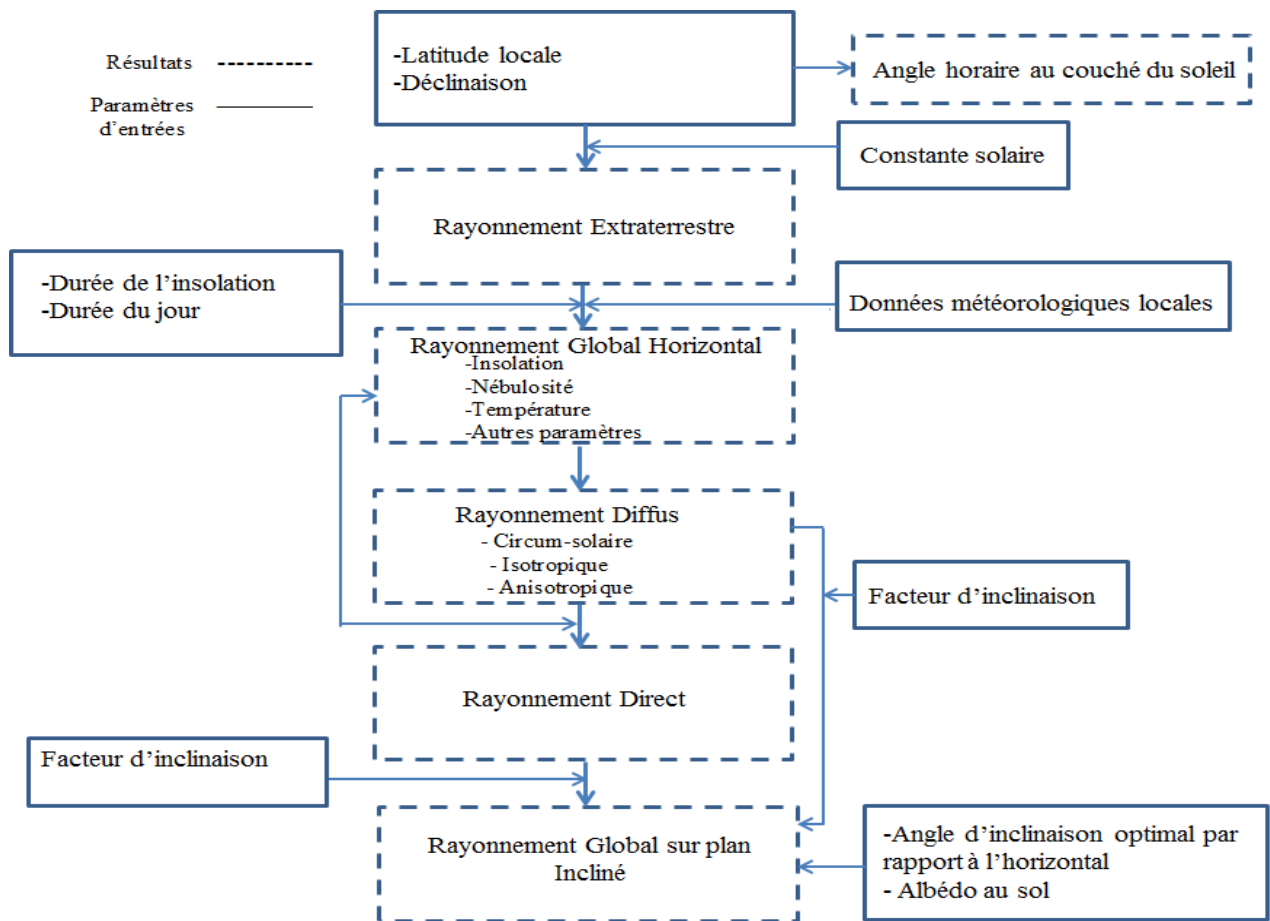


Figure II-1:Modèle énergétique pour évaluer l'irradiation sur une surface inclinée

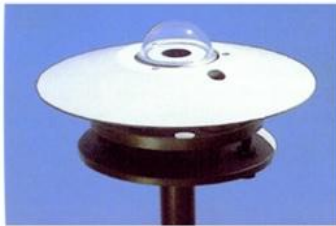
II - 1. Les appareils de mesure du rayonnement solaire

L'évaluation du potentiel solaire sur un site donné est réalisée à partir des campagnes de mesures de deux composantes du rayonnement solaire sur une période assez longue[17]. Parmi les capteurs permettant de mesurer le rayonnement solaire, on peut citer : le pyranomètre, le pyréliomètre et l'héliographe. La photo II-1 regroupe ces appareils de mesure.

Mesure du rayonnement global

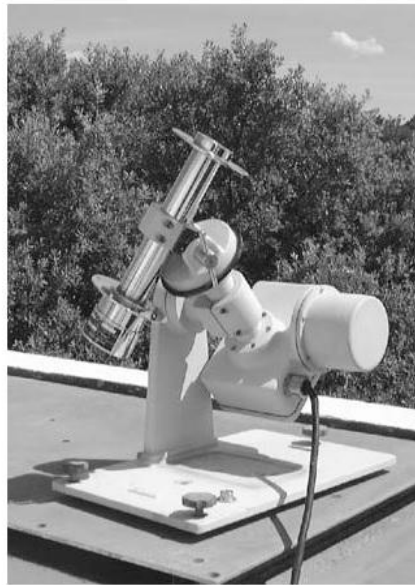


(a) Pyranomètre Ombré



(b) Pyranomètre Cimel

Mesure du rayonnement direct



(c) Pyrhéliomètre Eppley

Mesure de la durée d'insolation



(d) Héliographe Cimel

Photo II-1: Les appareils de mesure[19]

Le pyranomètre mesure les rayonnements solaires global et diffus au sol [20], [21]. Le rayonnement incident est issu de l'ensemble de l'hémisphère situé au-dessus de l'instrument. Ces appareils utilisent pour la plupart des cas des échanges thermiques entre une surface noire qui absorbe tout le rayonnement solaire visible et une surface blanche qui le réfléchit. Les photos II-(a) et (b) illustrent des pyranomètres avec et sans cache. Le cache est généralement utilisé pour calculer le rayonnement solaire diffus. Le pyr heliometer est l'appareil qui permet de mesurer la composante directe du rayonnement[20], [21]. Il est muni d'un collimateur comme dispositif, et pointe en permanence vers le soleil grâce à un système de suivi automatique, pour mesurer le rayonnement solaire direct sous incidence normale comme le montre la photo II-(c). L'héliographe enregistre la durée d'insolation [22] , c'est-à-dire la période pendant laquelle le rayonnement solaire est d'une intensité dépassant un certain seuil (par ailleurs mal déterminé, entre 150 et 250 W/m²). L'élément sensible est constitué d'une boule de verre qui focalise les rayons sur un papier qui noircit. La brûlure ou la décoloration du papier permet d'estimer en heures la durée réelle de l'insolation.

En plus des appareils cités, l'utilisation de données satellitaires, la télédétection [23], est très couramment utilisée pour l'estimation du potentiel solaire, pour des localisations où des mesures directes ne sont pas possibles. Les données de satellites peuvent être utilisées pour générer des cartes car elles permettent de couvrir une large zone géographique. Les

paramètres d'entrées sont généralement les caractéristiques de la zone d'étude, à savoir les coordonnées GPS (de l'ordre du kilomètre) de la zone d'étude, la nébulosité, l'humidité, l'albédo de la surface, etc.

II - 2. Aspects géométriques

La terre tourne sur elle-même autour de son axe passant par les pôles et autour du soleil dans un plan dit « écliptique ». Elle décrit une ellipse très peu aplatie, presque un cercle, dont le soleil occupe l'un des foyers. Dans ce mouvement, l'axe des pôles reste parallèle à lui-même et le plan de l'équateur est fixe. L'angle du plan de l'équateur avec le plan de l'écliptique est de $23^{\circ}27'$. L'orbite terrestre est illustrée dans la figure II-2.

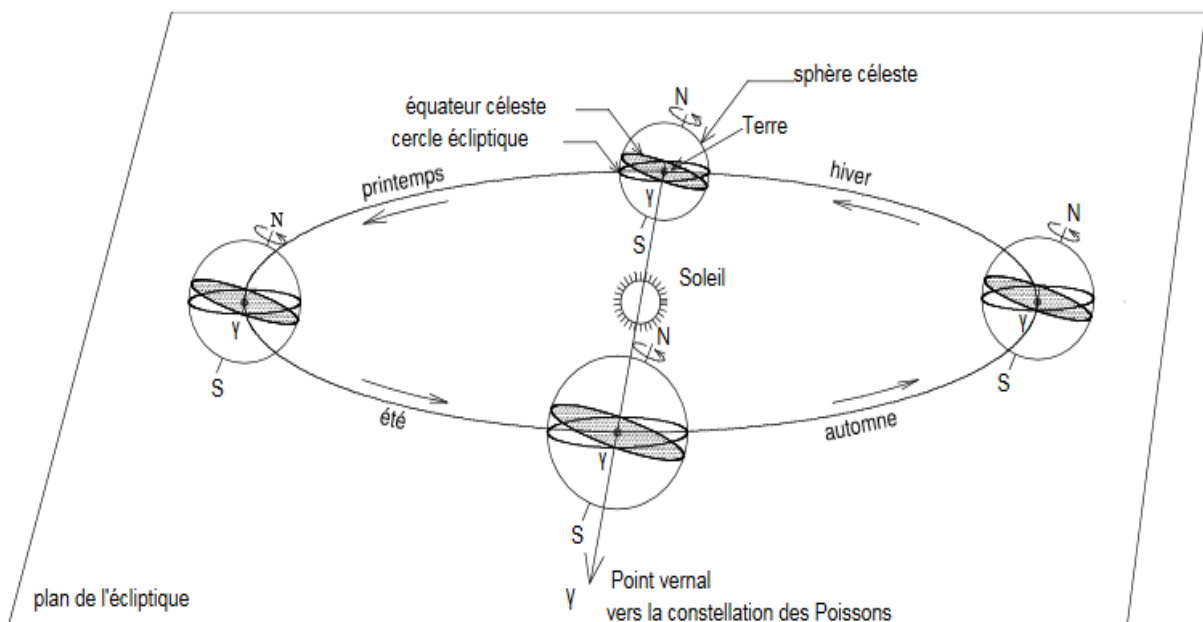


Figure II-2: Rotation de la terre autour du soleil [24]

Les relations géométriques entre un plan d'une orientation particulière par rapport à la position du disque solaire peuvent être décrites par plusieurs angles [25]. Dans ce qui suit, nous citons quelques angles utiles et nécessaires à la détermination de l'irradiation solaire sur le plan d'une surface réceptrice de ce rayon [26] : les coordonnées géographiques, les coordonnées équatoriales et les coordonnées horizontales. Les systèmes de coordonnées sont repérés dans figures II-3;II-4 et II-6.

II - 2 - 1. Coordonnées géographiques :

Latitude φ : Position angulaire par rapport à l'équateur. Positive dans l'hémisphère Nord et négative dans l'hémisphère Sud.

$$\text{Sud } -90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ \text{ Nord} \quad (\text{II-1})$$

Longitude L : Position angulaire par rapport au méridien de Greenwich

$$\text{Est } -180^\circ \leq L \leq 180^\circ \text{ Ouest} \quad (\text{II-2})$$

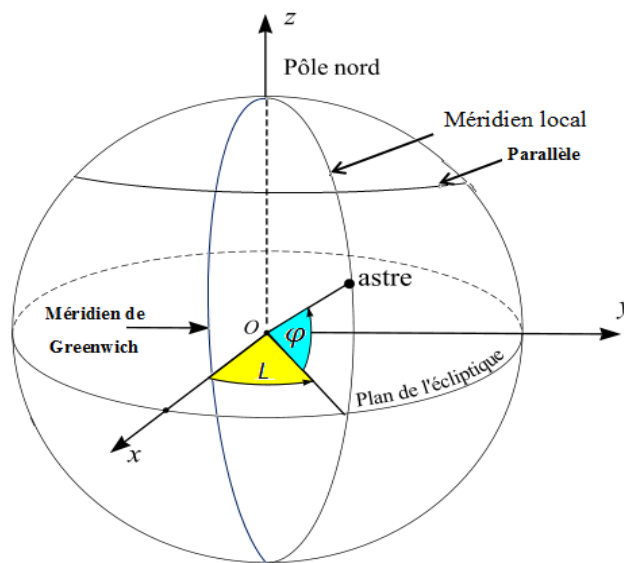


Figure II-3: Coordonnées géographiques

II - 2 - 2. Coordonnées équatoriales

Angle horaire ω : Position angulaire du Soleil par rapport au méridien local, en radian équivalent à l'heure, qui est donné par l'équation suivante :

$$\omega = (TSV - 12h) \frac{\pi}{12h} \quad (\text{II-3})$$

Il varie de 15° par heure avec la rotation de la Terre autour de son axe.

TSV : le temps solaire vrai, intervient dans le calcul d'énergie.

Le TSV est déduit du temps standard local (TSL) selon par l'équation (II-4):

$$TSV = TSL + 4(L_{ref} - L) + E \quad (\text{II-4})$$

Avec :

L est la longitude géographique du site ;

Lref est la longitude de référence du TSL ;

E en heures, est un facteur additionnel qui compte pour les perturbations de rotation de la terre, il est donné par l'équation (II-5) [27],

$$E = 0,1645 \sin(\Upsilon) - 1255 \cos(\Upsilon) - 0,025 \sin(\Upsilon) \quad (\text{II-5})$$

$$\Upsilon = \frac{2\pi(n-81)}{364} \quad (\text{II-6})$$

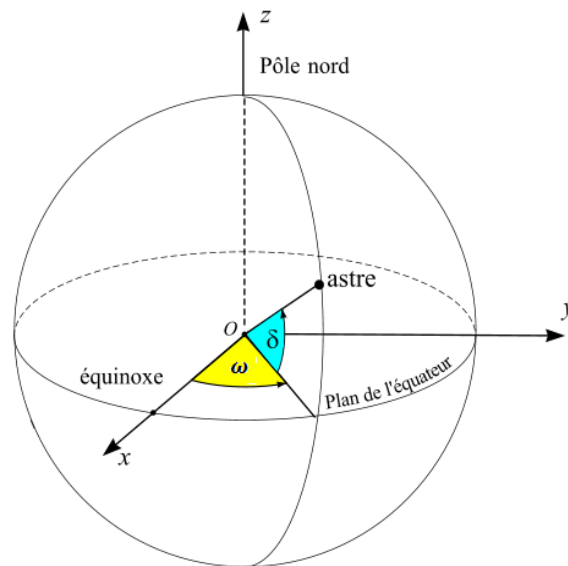


Figure II-4: Coordonnées équatoriales

Déclinaison δ : Position angulaire du soleil par rapport au plan de l'équateur, fonction du jour de l'année. C'est l'angle entre la direction du soleil et le plan de l'équateur. L'axe de rotation de la terre (axe des pôles) sur elle-même est toujours incliné par rapport à son mouvement de révolution autour du soleil dans un plan appelé plan de l'écliptique. Pendant cette révolution, l'axe de rotation de la terre (axe joignant les deux pôles) est incliné d'un angle par rapport au plan de l'écliptique [8][9][10][11][13][24][28][25][26][27][28]. La déclinaison traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. La déclinaison varie entre $-23^{\circ}07'$ (Au solstice d'hiver) et $+23^{\circ}07'$, (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne.

Elle est exprimée par l'équation (II-7) suivante, en degré, pour chaque jour de l'année (n) :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{2\pi}{365}(284 + n)\right) \quad (\text{II-7})$$

$$23^{\circ}27' \leq \delta \leq 23^{\circ}27' \quad (\text{II-8})$$

n correspond au jour de l'année, = 1 ; pour le 1^{er} Janvier.

La variation de la déclinaison angulaire solaire au cours de l'année est donnée par la figure II-5 :

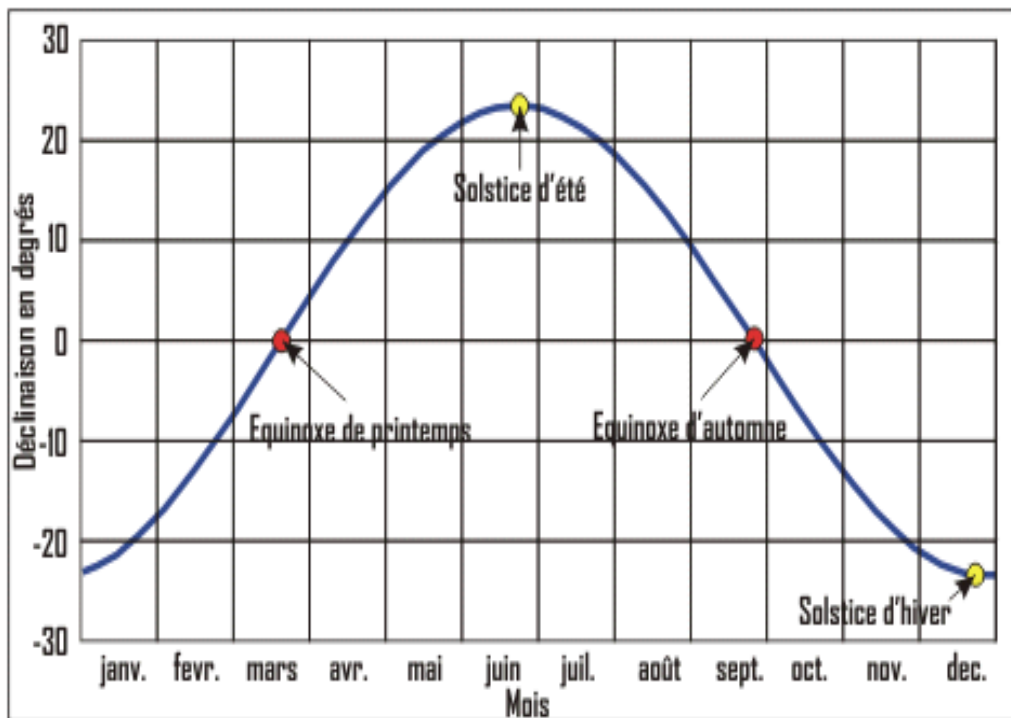


Figure II-5: Déclinaison angulaire au cours d'une année [29]

La déclinaison peut également être exprimée en radian par la formule de Spencer (II-9):

$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) \\ & + 0,070257 \sin(\Gamma) - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \sin(2\Gamma) \\ & - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (\text{II-9})$$

Où Γ est appelé angle du jour (II-10):

$$\Gamma = \frac{2\pi(n - 1)}{365} \quad (\text{II-10})$$

II - 2 - 3. Coordonnées horizontales

Azimut **A** : angle horizontal par rapport au **sud** (> 0 vers l'ouest). Compté de -180° à $+180^\circ$ du Nord vers l'Est (-90°), le Sud 0° , l'Ouest $+90^\circ$

Hauteur ou **élévation** h : angle vertical par rapport à l'équateur

Angle zénithal z : angle vertical par rapport au **zénith** (complémentaire de h)

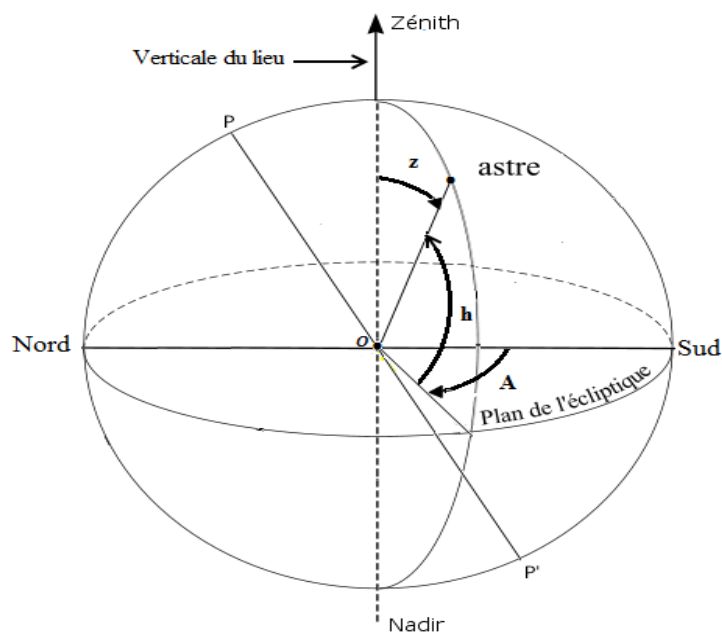


Figure II-6: Coordonnées horizontales

A l'aide des relations géométriques, il est possible de définir des lois astronomiques. Ces lois permettent de calculer la position du soleil pour n'importe quel lieu sur Terre et à tout moment. Si h est la hauteur du Soleil (II-11) et A son azimut (II-12), on a :

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (\text{II-11})$$

$$\sin A = (\cos \delta \sin \omega) / \cos h \quad (\text{II-12})$$

II - 3. Aspects Énergétiques

II - 3 - 1. Le rayonnement électromagnétique

L'évaluation des installations solaires nécessite des données d'irradiance, c'est-à-dire du flux d'énergie incidente sur une surface donnée.

L'énergie solaire est émise sous forme de rayonnement électromagnétique et distribuée sur tout le spectre de longueur d'onde ou de fréquences. Le spectre électromagnétique est défini comme étant la décomposition en fréquence du rayonnement électromagnétique selon ses différentes composantes (figure II-7).

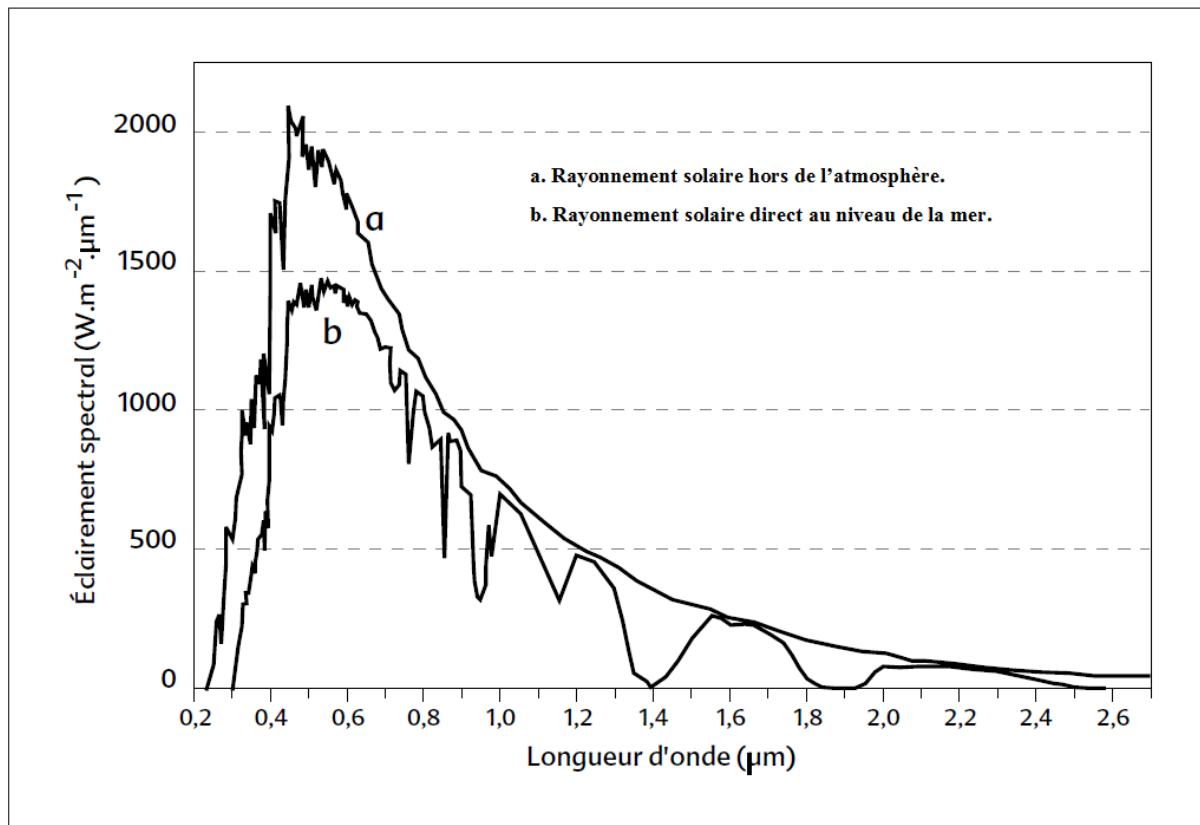


Figure II-7: Densité spectrale de l'éclairement énergétique du rayonnement solaire direct[19]

Le rayonnement solaire hors de l'atmosphère et le rayonnement solaire au niveau de la mer sont présentés en fonction de la longueur d'onde. Cependant le maximum de l'énergie solaire est rayonné dans les principales bandes d'absorption qui sont ultraviolet, visible et proche infrarouge : 99,2 % de l'énergie solaire dans les conditions hors atmosphère s'étend entre 200 nm et 4 μm. Le pouvoir absorbant de l'eau limite le spectre solaire à 2,5 μm environ, au sol [19].

La détermination des caractéristiques du rayonnement solaire sur le site peut se faire par une estimation théorique à partir de certaines corrélations appropriées utilisant des données d'entrées du site.

La littérature propose des techniques de détermination du potentiel solaire sur un site donné à partir des paramètres météorologiques, géographiques et climatiques. L'irradiation solaire globale sur plan horizontal est obtenue à partir des paramètres tels que l'irradiation horaire, la

température de l'air, la longitude, la latitude, les précipitations, l'altitude. Le paramètre le plus couramment utilisé est l'irradiation horaire [30].

Plusieurs modèles [31]–[35] proposent l'expression mathématique du rayonnement solaire global journalier en fonction des facteurs géométriques purement prévisibles (la latitude du lieu, l'angle horaire au coucher du soleil, la période de l'année, le moment considéré de la journée), et des facteurs météorologiques purement stochastiques (la qualité de l'environnement et de l'atmosphère). La durée d'ensoleillement sur un site est caractérisée par la durée astronomique d'insolation (coordonnées du lieu considéré), cette dernière est modulée par l'environnement géographique du site (masques et obstacles) et donne la durée géographique d'insolation, et enfin la durée effective de l'insolation, horaire, journalière, mensuelle ou annuelle mesurée uniquement sur le site ; sa valeur est inférieure aux durées d'insolations précédentes. Pour la plupart des applications en énergie solaire, on a besoin de prédire la position du soleil dans le ciel en tenant compte de chaque jour de l'année (paramètres géométriques) et des conditions environnementales du site (paramètres météorologiques).

La composante directe du rayonnement solaire est la ressource majoritairement exploitable par un module solaire. Ainsi, l'orientation et l'angle d'inclinaison optimal du module solaire PV, l'angle azimutal du soleil ont une très forte influence sur la performance du système de conversion solaire. L'inclinaison permet de maximiser la collecte des rayons solaires. En effet, les paramètres tels que les irradiances globale et diffuse, l'albédo déterminent l'irradiation solaire incident ou directe sur un plan incliné.

Pour déterminer le rayonnement solaire direct sur plan incliné, les différents modèles, utilisent la même méthode. Les uns diffèrent des autres par le calcul de l'irradiation diffuse qui classe les modèles selon l'hypothèse de la nature du ciel en circum solaire, en isotropiques ou anisotropiques. Les modèles les plus simples supposent que le rayonnement solaire diffus est isotrope, alors que les plus complexes introduisent différents paramètres à caractères anisotropiques du rayonnement diffus.

II - 3 - 2. Le rayonnement solaire extraterrestre

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire à la direction du soleil et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la **constante solaire**. Les valeurs proposées dans la bibliographie varient entre 1350 et 1400 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ [17], [26], [30]. La valeur moyenne retenue

de la constante solaire par le centre radiométrique mondial (World Radiation Center (WRC)) est de $1\,367\text{ W.m}^{-2}$.

Le soleil est repéré par ses coordonnées dites horaires parmi lesquelles on peut citer : la déclinaison angulaire, l'angle horaire, la hauteur dans le ciel, et l'azimut.

L'équation (II-13) est utilisée pour estimer H_{Ext} , le rayonnement extraterrestre:

$$H_{Ext} = \frac{86400 \times G_{SC_{Ext}}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos\left(2\pi \frac{n}{365}\right)\right) \left(\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta\right) \quad (\text{II-13})$$

$G_{SC_{Ext}}$ = constante extraterrestre = $1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, n : numéro du jour de l'année φ : latitude locale, δ = *déclinaison angulaire* et ω_s . angle horaire au coucher du soleil donné par l'expression (II-14)

$$\omega_s = \arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta) \quad (\text{II-14})$$

Le rayonnement extraterrestre mensuel peut être obtenu par la formule suivante (II-15) [36]:

$$H_{Ext_m} = \sum_{n=n_1}^{n=n_2} H_{Ext} \quad (\text{II-15})$$

n_1 et n_2 sont respectivement le premier et le dernier jour du 12^{ème} mois de l'année.

II - 3 - 3. Les rayonnements solaires reçus au sol

La traversée de l'atmosphère modifie la composition spectrale du rayonnement solaire extraterrestre par des phénomènes d'absorption et de diffusion, en interagissant avec les constituants gazeux de celle-ci. Ces phénomènes sont proportionnels à la masse d'air traversée ; en négligeant les effets de la courbure de la terre et de la réfraction (sensibles seulement pour les faibles hauteurs de Soleil). Cette masse d'air (en valeur relative par rapport à la masse d'air unité à la verticale d'un point au niveau de la mer) est $P / (1000 \sin h)$ où P est la pression atmosphérique en millibars et h la hauteur du Soleil au-dessus de l'horizon. Le rayonnement solaire peut être réfléchi, diffusé ou absorbé (figure II-8).

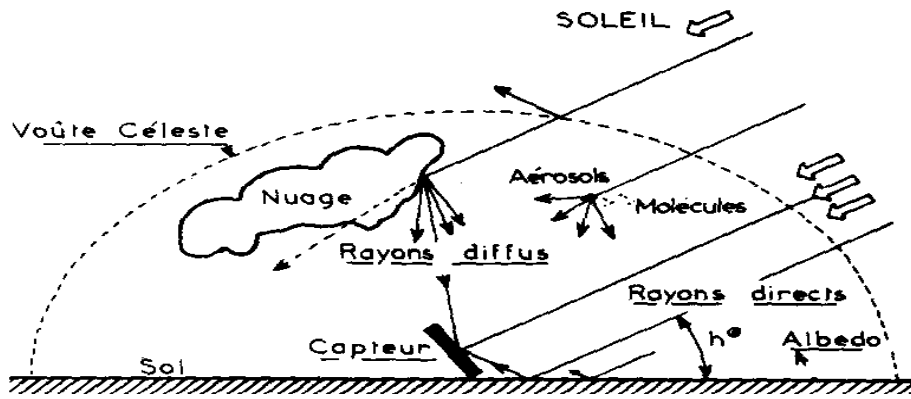


Figure II-8: Rayonnement solaire[37]

II-3-3-1. Le rayonnement diffus

Le rayonnement solaire direct diffusé par les molécules gazeuses, les aérosols, et les gouttelettes d'eau contribue à créer un rayonnement diffus qui va provenir de l'ensemble de la voûte du ciel. Lorsque le ciel est clair, c'est la diffusion de Rayleigh qui prédomine et ce sont donc surtout les courtes longueurs d'onde qui sont diffusées : cela explique la couleur bleue du ciel. Lorsque le ciel est couvert on tend vers une diffusion neutre et la composition spectrale du rayonnement diffus est proche de celle du rayonnement solaire direct.

La méthode la plus courante pour déterminer la fraction diffuse de l'irradiation est de l'exprimer en fonction de l'indice de clarté et du rayonnement global sur plan horizontal. La valeur de l'indice de clarté est relative à la transparence de l'atmosphère elle varie de 0 à 1 [38].

➤ *Modèle de Liu et Jordan [39]*

Une première relation a été établie par Liu et Jordan en utilisant les données relatives à un site de Blue Hill Massachusetts (USA). Cette corrélation est donnée comme suit :

Pour $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,390 - 4,027\bar{K}_T + 5,531\bar{K}_T^2 - 3,108\bar{K}_T^3 \quad (\text{II-16})$$

➤ *Modèle d'Erbs, Klein et Duffie [40] :*

Les méthodes utilisées par ces auteurs corréleront le rayonnement diffus en tenant compte des saisons dans quatre stations américaines :

Pour $\omega_s \leq 81,4^\circ$ et $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$,

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3 \quad (\text{II-17})$$

Pour $\omega_s > 81,4^\circ$ et $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$,

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3 \quad (\text{II-18})$$

Pour les valeurs de $\bar{K}_T > 0,8$, on a :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,141 \quad (\text{II-19})$$

➤ *Modèle de Collares -Pereira and Rabl [30]*

Ces auteurs moyennant les données relatives de cinq sites aux États-Unis dont la latitude varie entre $35^\circ 05'N$ et $42^\circ 42'N$, l'altitude varie entre 63m et 1618m, et la constante solaire extraterrestre prise égale à 1353 w/m^2 , expriment le même paramètre en considérant l'angle horaire au coucher du soleil ω_s en degré, paramètre caractérisant la saison considérée. Cette relation est donnée par la formule suivante (II-20):

$$\frac{H_{dm}}{H_m} = 0,775 - 0,00653(\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)] \times \cos(115K_{Tm} - 103) \quad (\text{II-20})$$

II-3-3-2. Le rayonnement direct

On appelle **rayonnement solaire direct** celui qui arrive au sol sans avoir subi de diffusion. Le spectre du rayonnement solaire direct reçu à la surface terrestre est présenté sur la figure II-8. Il s'éloigne de façon notable du rayonnement atteignant la limite supérieure de l'atmosphère, en particulier du fait de l'absorption par les constituants gazeux de l'atmosphère.

II-3-3-3. Le rayonnement total

L'ensemble du rayonnement solaire direct et du rayonnement diffus du ciel et des nuages, reçu sur un plan horizontal, constitue le rayonnement solaire global. Sur plan horizontal la mesure de l'éclairement énergétique dû à ce rayonnement global s'effectue classiquement en climatologie à l'aide d'un **pyranomètre** ; le même pyranomètre équipé d'une bande pare-soleil

permet la mesure du seul rayonnement diffus (par différence entre le rayonnement solaire global et le rayonnement solaire diffus et on peut calculer le rayonnement solaire direct reçu sur un plan horizontal).

Lorsque le rayonnement solaire global n'est pas disponible en un lieu, il est possible de l'estimer à partir de la durée d'insolation [17], mesurée par un héliographe. De très nombreuses relations ont été établies suite aux travaux de Angström (1924) ; dans la littérature on trouve quatre approches pour déterminer le rayonnement solaire global sur un plan horizontal :

➤ *Modèle d'insolation :*

L'insolation ($W.m^{-2}$) est une exposition au soleil lorsque, le disque solaire est bien visible sur le fond diffus du ciel [19] . La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective. À défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui dépend de la période de l'année considérée. La durée d'insolation d'une journée est liée au rayonnement global.

Le premier modèle a été développé par Angström-Prescott, comme une solution alternative d'estimation du rayonnement solaire en absence de mesure d'irradiation, il est largement utilisé et est généralement plus précise que les autres approches. Il est limité par le manque de données sur la durée de l'insolation. Divers modèles de type Angström-Prescott ont largement été développés et améliorés par d'autres chercheurs.

Un modèle empirique a été développé [41] , en utilisant l'équation d'Angström (II-21) pour estimer le rayonnement solaire quotidien moyen mensuel global sur un plan horizontal pour la ville Nigériane de Makurdi ($7^{\circ},7' N$, 111m). Des mesures journalières du rayonnement solaire, des heures d'ensoleillement , ont été enregistrées de 06:00 H à 18:00 H avec un pas d'une heure pendant une durée de 18 mois. Les constantes «a» et «b» de l'équation Angström de type linéaire étaient déterminées en traçant l'indice de clarté (H / H_0) en fonction des heures d'ensoleillement (n / N) pour obtenir une meilleure droite d'ajustement.

$$\frac{H}{H_0} = a + b \frac{\bar{n}}{N} \quad (\text{II-21})$$

n est la durée de l'insolation et $N = \frac{2}{15} \omega_s$ (15.b) est la durée du jour.

Dans le tableau II-1 sont données les constantes Angström pour certaines localités du Nigeria.

Tableau II-1: Détermination des constantes d'Angström pour des localités du Nigeria

Table 1

Determined Angstrom constants for Nigerian locations.

Location	Latitude	a	b	Researchers (year)/Reference
Makurdi	7.7°N	0.34	0.34	Fagbenle (1991)/[14]
Ilorin	8.3°N	0.33	0.32	Babatunde (1995)/[29]
Minna	9.62°N	0.25	0.43	Akinbode (1992)/[20]
Bauchi	10.33°N	0.24	0.46	Burari and Sambo (2003)/[27]
Zaria	11.07°N	0.20	0.74	Arinze and Obi (1984)/[24]
Zaria	11.07°N	0.16	0.53	Folayan and Ogunbiyi (1986)/[23]
Kano	12.05°N	0.41	0.24	Sambo (1985)/[28]
Makurdi	7.7°N	0.64	0.66	Ejeh and Itodo (2009)/[5]

Table 2

Clearness index and fraction of sunshine hour for Makurdi location.

Month	H	H ₀	H/H ₀	n	N	n/N
January	228.03	386.15	0.59	6.9	11.7	0.59
February	257.68	410.23	0.63	7.4	11.8	0.63
March	263.81	430.87	0.61	7.7	12.0	0.64
April	242.78	434.85	0.55	7.4	12.2	0.61
May	236.57	425.23	0.56	6.9	12.3	0.56
June	221.05	416.08	0.53	6.2	12.4	0.50
July	197.35	418.76	0.47	4.9	12.4	0.40
August	169.29	428.05	0.39	4.8	12.2	0.39
September	210.89	429.72	0.51	5.9	12.0	0.49
October	219.68	413.99	0.51	6.8	11.8	0.58
November	187.39	390.17	0.48	7.3	11.7	0.63
December	255.52	376.71	0.67	7.4	11.6	0.64
Mean	224.17	413.40	0.54	6.6	12.0	0.54

Un modèle de corrélation non linéaire entre l'indice de clarté et le rapport d'ensoleillement est proposé par l'équation (II-22). L'analyse statistique des erreurs montre que cette méthode est celle qui estime avec précision l'ensoleillement global sur plan horizontal, de la province de Yazid en Iran [17]. L'estimation a été faite avec les données météorologiques de 1988-2008 de cette province. Cette ville très ensoleillée, a 7787 MJ/m², 3270 heures d'ensoleillement par an et plus de 1110 h de couverture nuageuse par an.

$$\frac{H}{H_0} = a \left(1 / \left(\frac{\bar{n}}{N} \right) \right) \quad (\text{II-22})$$

Une estimation de l'irradiation globale sur plan horizontal, a été faite par une fonction linéaire exponentielle pour la ville Terengganu en Malaisie [42]. Les données d'irradiation de 2004-

2007, ont permis une étude comparative des modèles sélectionnés pour estimer le rayonnement solaire dans cette localité. Les auteurs, recommandent l'utilisation de l'équation (II-23) pour évaluer le potentiel solaire dans les localités présentant les mêmes caractéristiques climatiques que Terengganu et dont les mesures d'irradiations sur plan horizontal sont indisponibles.

$$\frac{H}{H_0} = a + b \left(\frac{\bar{n}}{N} \right) + c \exp \left(\frac{\bar{n}}{N} \right) \quad (\text{II-23})$$

➤ *Modèle de la nébulosité*

La couverture nuageuse affecte la qualité et la quantité du rayonnement solaire reçue à la surface de la terre. Les états des nuages sont fournis par les satellites et une estimation de l'irradiation solaire est faite sur la base des observations de l'état de couverture du ciel. Cette méthode d'estimation est une bonne alternative pour l'estimation du potentiel, son seul inconvénient est qu'elle est sensible à la perception visuelle humaine. La première approche qui lie l'irradiation solaire à la couverture nuageuse du ciel a été proposée par [43]. D'autres modèles ont été développés et améliorés dans certains travaux de recherches [44], [45]. Le première modèle a été développé dans le climat continental tempéré de la Roumanie. Les mesures des données météorologiques sur six sites du territoire ont permis de déterminer les équations qui prédisent avec précision le potentiel solaire en Roumanie. Les sites ont été classés en indice climatique I%, Le climat est continental tempéré lorsque I est supérieure à 120% et est semi maritime entre 100 et 120%, et est semi continental en dessous de 100%.

Tableau II-2 : Localisation géographique de certains sites en fonction de leur indice climatique

Six Romanian localities. They provided information for RADGLOB and ROMINSO databases

Localities	Latitude (°N)	Longitude (°E)	Altitude (m)	Climatic index (Ivanov)
Bucharest	44.499	26.217	90	131.9
Constanta	44.166	28.617	52	112.2
Cluj-Napoca	46.783	23.567	410	121.6
Iasi	47.166	27.600	102	129.9
Timisoara	45.766	21.250	85	130.9
Sulina	45.149	29.667	3	97.3

Les trois équations ci-dessous donnent des meilleurs résultats pour des valeurs d'indice de clarté supérieur à 0,5 et des résultats plus précis sont obtenus avec les équations (II-24.a) et (II-24.b).

$$\frac{H}{H_0} = \begin{cases} a + bC \text{ (RMSE = 12,72\%)} & (a) \\ a + bC + cC^2 \text{ (RMSE = 12,33\%)} & (b) \\ a + bC + cC^2 + dC^3 \text{ (RMSE = 12,35\%)} & (c) \end{cases} \quad \text{(II-24)}$$

➤ **Modèle basé sur la température :**

Certains modèles d'estimation ont été développés en utilisant un paramètre très courant, la température de l'air. La température est le paramètre climatique le plus disponible et le plus fiable. Plusieurs modèles empiriques ont été proposés pour évaluer le potentiel solaire en fonction de la variable température, en particulier dans les zones où la température de l'air est la seule donnée météorologique disponible. Le principe des modèles à température repose sur le fait que la différence entre la température maximale et la température minimale journalière est directement liée à la fraction du rayonnement extraterrestre reçu à la surface de la terre. Le premier modèle développé est une équation simple qui utilise seulement la température maximale et la température minimale pour estimer le potentiel solaire [46].

Le coefficient empirique, a, de l'équation (II-25.a), a été initialement fixé à 0,17 pour Salt Lake City et d'autres régions semi-arides, et plus tard l'utilisation de 0,162 a été recommandée pour les régions continentales où la masse de terre domine, et de 0,190 pour les régions côtières, où les masses d'air sont influencées par la côte. L'indice de clarté varie de 0,75 pour une journée de ciel clair à 0,25 pour une journée de ciel de nuages denses [47]. Les équations (II-25.b, II-25.c) ont été développées dans les conditions climatiques de la Chine, les résultats des 48 stations montrent que ces relations sont plus adaptées dans les zones de basse latitude que dans les zones de hautes latitudes pour estimer le potentiel solaire.

$$\frac{H}{H_0} = \begin{cases} a(T_{max} - T_{min})^{0,5} & (a) \\ a(T_{max} - T_{min})^{0,5} + b & (b) \\ a \ln(T_{max} - T_{min}) + b & (c) \end{cases} \quad \text{(II-25)}$$

➤ **Modèle basé sur les autres paramètres :**

Dans le dernier type de modèle, bon nombre de chercheurs ont inclus en plus des paramètres clés des trois premiers modèles, les paramètres météorologiques disponibles tels que les précipitations, l'humidité relative, la température au sol, pour prédire l'irradiation solaire.

Dans [5] est proposée l'équation (II-26) pour estimer avec précision les zones qui présentent les conditions climatiques similaires à celles du Nigéria dans une gamme de latitude variant de 4°78'N à 13°08'N.

$$H = a \cdot \cos\varphi + b \cdot \cos n + cT_{max} + d \left(\frac{\bar{n}}{N}\right) + e \left(\frac{\bar{n}}{N}\right)^3 + f \left(\frac{T_{max}}{RH}\right) + g \left(\frac{T_{max}}{RH}\right)^2 + h \left(\frac{T_{max}}{RH}\right)^3 + i \cdot \cos\varphi \cdot \cos n + j \frac{T_{max}}{\cos\varphi} + k \cos^2 n + l \quad (\text{II-26})$$

Une comparaison statistique de neuf modèles d'estimation du rayonnement solaire sur plan horizontale à l'aide des données historiques d'ensoleillement fut réalisée pour déterminer le modèle le plus précis pour estimer le rayonnement global solaire au Caire en Égypte [48]. Une variation du climat est observée tout au long des saisons en Égypte. Une forte couverture nuageuse est observée en hiver, le ciel présente une faible turbidité et est opaque au passage du rayonnement solaire direct, avec faible température enregistrée. Le printemps est caractérisé par une faible et profonde dépression thermique, et une forte présence de poussière dans l'atmosphère. Une température élevée et une grande transparence de la nébulosité sont observées en été. Malgré cela, l'atmosphère est constituée de fines particules associées à un air continental tropical. La nature de l'atmosphère change en présence de l'air de la méditerranée. En automne, l'atmosphère est transparente. Ainsi les modèles qui donnent une faible valeur d'erreur sont les modèles les plus adéquats pour l'évaluation du potentiel solaire en Égypte. Ces modèles d'équations (II-27) sont les suivantes:

$$\frac{H}{H_0} = \begin{cases} a + b \left(\frac{\bar{n}}{N}\right) + cRH & (a) \\ a + bT + cRH & (b) \\ a + b \left(\frac{\bar{n}}{N}\right) + cC & (c) \end{cases} \quad (\text{II-27})$$

II - 3 - 4. Rayonnement global sur plan incliné

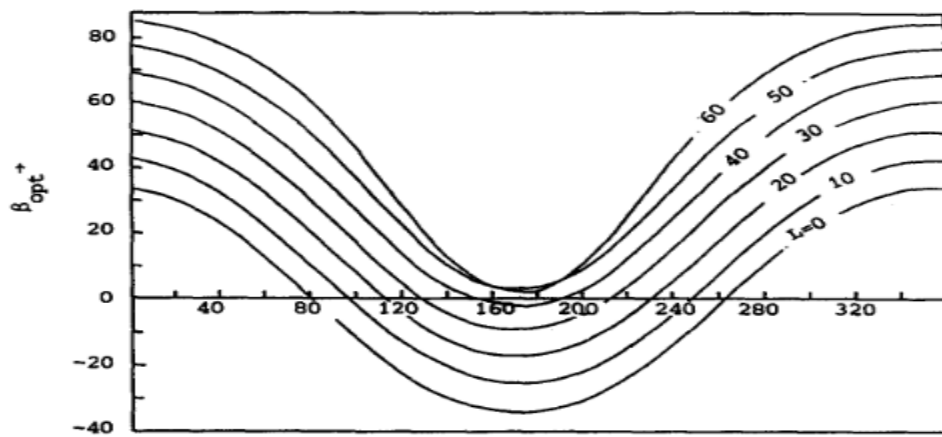
De nombreux travaux montrent que l'orientation et l'inclinaison ont une forte influence sur l'énergie maximale captée par les modules d'un générateur PV. L'orientation de ce dernier est faite vers la trajectoire apparente du soleil, vers le Sud (respectivement Nord) dans l'hémisphère Nord (respectivement Sud) et , le meilleur angle d'inclinaison (angle optimal) par rapport à l'horizontale [17], [36], [38], [41], [42], [44], [46], [48], [49], [49]–[66] permettent d'optimiser le rayonnement solaire sur un plan incliné.

Une méthode générale de détermination de l'angle optimal en fonction des saisons et du climat est proposée dans [49]. L'objectif est de montrer que le rendement du module PV est

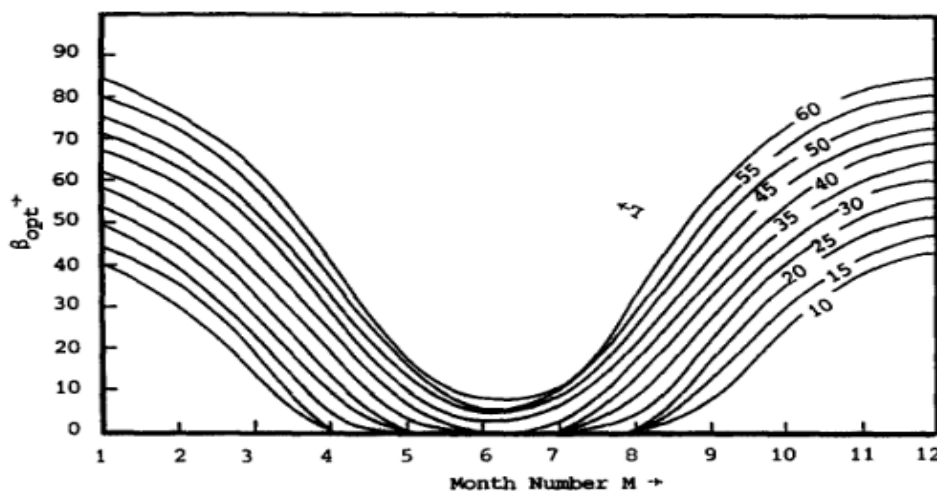
très affecté lorsque l'angle d'inclinaison est différent de l'angle optimal. A travers des mesures expérimentales menées ces auteurs vérifient que l'angle optimal n'est pas forcément égal à la latitude du lieu.

L'objectif dans [50] est d'estimer l'irradiation solaire interceptée par un collecteur solaire à travers des angles d'inclinaisons variables. Les données climatiques d'Athènes datant de 1957-1981, ont permis de montrer que l'angle d'inclinaison optimal d'un module solaire PV est de 25° pour une orientation Sud d'un module stationnaire et 30° pour les concentrateurs.

Dans [36], le calcul de l'angle d'inclinaison optimal pour différentes valeurs de latitude et pour chaque jour de l'année a été fait à partir d'un modèle analytique. Des résultats expérimentaux pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal mensuel sont obtenus pour différentes période de l'année. Le dispositif expérimental repose sur un module de 2,3W dont l'angle d'inclinaison est changé une fois par mois dans la direction Sud. Entre les résultats expérimentaux et le modèle analytique, une erreur de $\pm 1,5^\circ$ est acceptée.



(a)



(b)

Figure II-9: Détermination de l'angle d'inclinaison optimal en fonction de la latitude (a) et du mois (b) [36].

Dans cet article [52], les auteurs ont simulé des séries temporelles horaire journalière pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal mensuel. Les résultats montrent qu'une modification mensuelle de l'angle d'inclinaison au cours de l'année permet un gain de 5% par rapport à un module fixe horizontal.

L'angle optimal moyen est obtenu pour les valeurs pour lesquelles le rayonnement total sur le module est maximal. Les résultats montrent que le gain sur la quantité du rayonnement solaire reçue par les modules solaires portés aux angles d'inclinaison optimaux par rapport aux angles optimaux saisonniers et l'angle d'inclinaison égal à la latitude est respectivement de 1,1% à 3,9%. En outre, un gain quotidien moyen de 29,3% de l'irradiation solaire entraîne un gain de 34,6% en puissance générée lorsque le module est équipé d'un suiveur de soleil comparé à un module solaire PV fixe incliné de 14° pour des jours particuliers du mois de Juillet à Sanliurfa, Turquie [53].

Une modélisation des angles optimaux a permis d'élaborer une cartographie des angles d'inclinaison par R. Tang et Tong Wu en Chine [54]. Cette carte facilite le choix d'un angle optimal pour un module fixe et orienté Sud pour 152 sites repartis en 5 zones à travers différentes latitudes en Chine, figure (II-10).

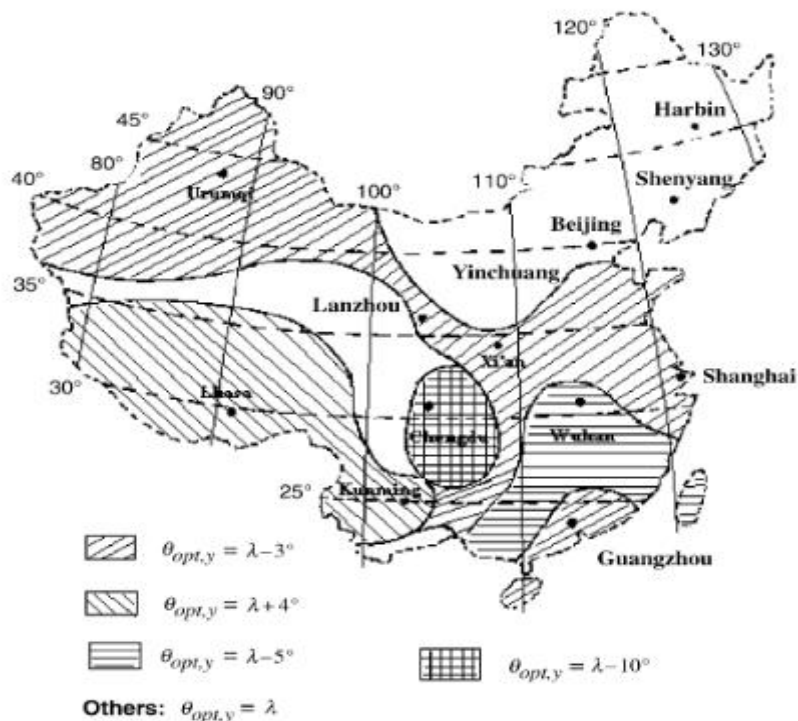


Figure II-10: Cartographie des angles d'inclinaison optimum de quelques cites en Chine[54]

Dans [44] une estimation de l'irradiation solaire sur un module incliné pour différents orientations au Karaj en Iran a été faite. L'angle d'inclinaison optimal est obtenu suite à une analyse statistique des 8 modèles sélectionnés pour l'étude comparative. Les résultats montrent qu'une orientation Sud des modules est plus optimale qu'une orientation Ouest.

Une autre approche d'estimation du rayonnement sur plan incliné obtenu sur une base des rayonnements global et diffus horizontaux a été faite à Ajaccio, en France. Les auteurs utilisent des données horaires de l'irradiation sur plan horizontal pour estimer l'irradiation globale sur plan incliné à travers une évaluation des performances des modèles mathématiques associés. Le résultat a été obtenu à travers 94 combinaisons des différents modèles. Certaines combinaisons sont rejetées parce qu'elles déterminent l'irradiation globale sur plan incliné avec une précision insuffisante. D'autres donnent des résultats très proches, de la valeur de l'irradiation sur plan incliné.

Dans cet article [62], a été présentée une étude sur l'estimation du rayonnement solaire et de l'angle d'inclinaison optimal d'un module solaire PV placé dans les principales zones de la Syrie. Les angles optimaux journaliers et mensuels calculés par deux équations mathématiques sont obtenus pour tous les mois de l'année en faisant varier la latitude géographique de 0° à 60° avec des pas de 5° . Cependant, l'angle optimal pour le mois de Mars et Septembre est approximativement égal à la latitude.

Une comparaison statistique des quatre modèles spécifiques pour calculer la valeur de la composante diffuse la plus proche de celle mesurée expérimentalement a été menée avec les données de Uttar Pradesh en Inde. Les résultats obtenus pour une orientation Sud et une variation d'angle de 15° à 60° avec un pas de 15° sur les 12 mois de l'année, montrent que le modèle anisotropique de Klucher est le mieux adapté pour prédire le rayonnement diffus sur plan incliné de cette localité [67]. L'auteur, dans cet article [56] mesure l'angle d'inclinaison optimal en fonction de l'énergie électrique mesurée à la sortie du dispositif expérimental installé à Taiwan en 5 localités.

Ensuite ces résultats expérimentaux furent comparés aux résultats théoriques obtenus par méthode de PSO (particle-swarm optimization).

Il ressort de cette étude que l'angle optimal annuel est approximativement égal à la latitude.

Le rayonnement solaire sur plan incliné H_β est estimé en évaluant chacune de ses composantes, directe $H_{D\beta}$, diffuse $H_{a\beta}$ et réfléchie H_R . Ainsi, pour une surface inclinée par

rapport à l'horizontale, le rayonnement total incident est donné par la relation (II-28)[54], [59], [64], [65], [68]–[70] :

$$H_{\beta} = H_{D\beta} + H_{d\beta} + H_R \quad (\text{II-28})$$

II-3-4-1. Composante directe

Une relation simple permet de calculer le rayonnement direct, elle est donnée par l'équation (II-29) :

$$H_{D\beta} = H_D R_D \quad (\text{a})$$

$$R_D = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (\text{b}) \quad (\text{II-29})$$

avec R_D le facteur d'inclinaison[55], [60]. θ : est l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct sur le module PV, il est donné par la relation suivante (II-30) [55]:

$$\cos\theta = \sin\delta\sin(\varphi - \beta) + \cos\delta\cos(\varphi - \beta)\cos\omega \quad (\text{II-30})$$

θ_z : est l'angle zénithal du soleil, calculé à partir de la formule suivante (II-31) [48], [55], [59], [60] :

$$\cos\theta_z = \sin\delta\sin\varphi + \cos\delta\cos\varphi\cos\omega \quad (\text{II-31})$$

ω : est l'angle horaire solaire à midi.

II-3-4-2. Estimation du rayonnement diffus sur plan incliné

La composante diffuse est exprimée de manière générale par la composante diffuse sur plan horizontal et le facteur d'inclinaison (II-32) :

$$H_{d\beta} = H_d R_d \quad (\text{II-32})$$

Les hypothèses communément utilisées pour calculer l'irradiation diffuse sur un plan incliné sont basées sur des modèles circum-solaire, isotropiques et anisotropiques.

Modèle circum-solaire [16], [60], [65], [68]:

Ce modèle est appliqué à un ciel clair sans nuages, donc l'effet diffusif de la couche atmosphérique est négligée en supposant que tout le rayonnement arrivant sur la surface horizontale semble provenir de la direction du soleil (II-33).

$$R_d = \frac{\sin\delta \sin(\varphi - \beta) + \cos\delta \cos(\varphi - \beta)\cos\omega}{\sin\delta \sin\varphi + \cos\delta \cos\varphi \cos\omega} \quad (\text{II-33})$$

➤ **Modèle isotropique [48], [54], [61], [64]:**

Dans ce modèle, le rayonnement solaire est supposé être uniforme dans un ciel couvert basé sur l'hypothèse que le soleil est une source isotrope. L'intensité solaire a la même valeur quelle que soit la direction de propagation des rayons solaires et par conséquent le facteur d'inclinaison est estimé par les expressions suivantes sachant que la surface inclinée ne voit qu'une partie du ciel (II-34):

$$R_d = \begin{cases} \frac{1 - \beta}{180} & (a) \\ \frac{3 + \cos 2\beta}{4} & (b) \\ \frac{1 + \cos\beta}{2} & (c) \\ \frac{2 + \cos\beta}{3} & (d) \end{cases} \quad (\text{II-34})$$

Une collecte de données de 13 jours a été menée sur trois sites de la Nouvelle Zélande pour valider l'équation (II-34.a). Les mesures sur le site Hamilton 37°8'S ont été réalisées loin des ombrage d'arbre et de collines sous diverses conditions météorologiques (humidité, nébulosité, ciel brumeux et clair). Des mesures journalières régulières ont également été faites sur les stations de Kaitaia 35°S et Invercargill 46°S. Le modèle a été validé jusqu'à plus de 62% pour les données Kaitaia et amélioré à 97% pour la mesure à Hamilton. Le meilleur résultat pour le site de Hamilton est dû à la qualité des données mesurées. L'équation (II-36.c) prend en compte l'angle zénithal pour estimer la partie diffuse du rayonnement sur plan incliné, alors que l'équation (II-34.b) (modèle réaliste) prend en compte en plus l'angle azimutal pour décrire la position du soleil. Dans le cas d'une orientation arbitraire, avec un angle d'inclinaison faible les approximations (II-34.b) et (II-34.c) prédisent des valeurs comparables, supérieure à la moyenne obtenue avec un modèle non-isotrope. Quand un angle d'inclinaison plus grand est considéré, le modèle (II-34.b) prédit une valeur plus grande de quelques pour cent que les valeurs de référence, tandis que le modèle (II-34.c) donne une valeur nettement plus élevée. Cependant, le modèle (II-34.b) est plus précis. Le modèle de Badescu (II-34.b) et 5 autres modèles ont été testés, à Bhopal en Inde à une latitude 23°26'N, altitude 501 m, dans un climat subtropical, avec un été chaud et humide, et un hiver froid et sec. La température moyenne est 30°C tout au long de l'année sauf pour le mois de Mai à la

température est de 40°C. Le modèle (II-34.b) est le meilleur modèle pour estimer l'irradiation solaire sur un plan incliné à Bhopal, avec un indice de clarté K_T supérieur à 0,66 et dont l'angle d'inclinaison est égal à la latitude. L'hypothèse du rayonnement diffus isotrope est modifiée par l'expression (II-34.d) avec β égale à 90 ° et 66,7% du rayonnement solaire est diffus [50].

➤ *Modèle anisotropique:*

L'anisotropie est la propriété dépendant d'une propagation directionnelle, par opposition à l'isotropie qui implique des propriétés identiques dans toutes les directions. Le soleil est considéré comme une source anisotropique, son rayonnement est non uniforme dans toutes les directions. Par conséquent, les modèles anisotropes de l'énergie solaire sont calculés dans l'hypothèse où le rayonnement anisotrope a une intensité différente en fonction de la direction de l'intensité mesurée. Ce modèle a la particularité d'incorporer les conditions circumsolaire et isotropique.

Le modèle de Hay and Davies inclut une méthode un peu plus complexe que le modèle isotropique, mais donne une meilleure estimation du rayonnement global reçu sur plan incliné [71]. Il est donné par l'équation (II-35).

$$R_d = \frac{H_b}{H_0} R_b + \left(1 - \frac{H_b}{H_0}\right) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \quad \text{(II-35)}$$

Le modèle régi par l'expression (II-36), donne de meilleurs résultats dans les régions méditerranéennes. Il prend en compte le diffus de l'horizon [63].

$$R_d = \frac{H_b}{H_0} R_b + \left(1 - \frac{H_b}{H_0}\right) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \left(1 + \sqrt{\frac{H_b}{H_g}} \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right) \quad \text{(II-36)}$$

L'équation de Klucher (II-37) a été testée pendant plusieurs mois, sous les angles de 37° et 60 ° pour une orientation sud, sous un ciel clair et partiellement couvert.

$$R_d = \frac{1}{2} (1 + \cos\beta) [1 + F \sin^3(\beta/2)] (1 + F \cos^2\theta \sin^3\theta_z) \quad \text{(II-37)}$$

$$F = 1 - (H_d/H)^2 \quad \text{(II-38)}$$

A partir des données horaires, le rayonnement diffus est exprimé en fonction de l'indice de clarté, l'altitude solaire, la température et l'humidité relative dans une localité de Norvège,

sans neige, proche des conditions du niveau de la mer (II-39). Les détails relatifs au calcul sont donnés dans [72].

$$R_d = \frac{H_b}{H_0} R_b + \Omega \cos\beta \left(1 - \frac{H_b}{H_0} - \Omega\right) \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) \quad (a)$$

$$\Omega = \left\{ \text{Max}\left[0, \left(0,3 - 2\frac{H_b}{H_0}\right)\right] \right\} \quad (b)$$
(II-39)

II-3-4-3. Composante réfléchie

Le sol réfléchit une partie de l'éclairement qu'il reçoit en fonction de sa nature. Le sol cultivé réfléchit 10 à 25 % de l'éclairement reçu, le sable de 30 à 40 % et la neige 60 à 90 %. L'évaluation de l'irradiation réfléchie dépend du facteur ρ , appelé albédo. La plupart des études estiment que le processus de réflexion du sol est idéalement isotrope, dans ce cas spécifique H_R peut-être simplifié en [44], [48], [54], [55], [59], [61], [63], [67], [73] :

➤ *Le modèle de Reindl :*

$$H_R = \frac{1}{2} H \rho (1 - \cos\beta)$$
(II-40)

La fraction réfléchie peut être calculée en fonction de l'albédo ρ , et l'angle d'inclinaison β par rapport l'horizontal est donné par le modèle de Badescu [43]:

$$H_R = \frac{1}{4} \rho (1 - \cos 2\beta)$$
(II-41)

II-3-4-4. Détermination de l'angle d'inclinaison optimal

La connaissance de la valeur de l'angle d'inclinaison optimal est un paramètre important dans l'optimisation du rayonnement solaire sur plan incliné. Un logiciel de dimensionnement PVSYST 3.41 a été utilisé par certains auteurs et ont montré que pour les localités situées sous le tropique du cancer, l'angle d'inclinaison optimum annuelle est presque égal à la latitude de ces localités. Cependant, pour des latitudes plus élevées, cet angle est inférieur à la latitude de site et l'écart augmente au fur et à mesure que l'altitude augmente [66].

Des modèles analytiques (II-42,II-43,II-44) permettent de calculer l'angle d'inclinaison optimal journalier β_{opt_j} , mensuel β_{opt_m} et annuel β_{opt} [36], [62]:

$$\beta_{opt_j} = \varphi - \tan^{-1} \left[\frac{\omega_s}{\sin\omega_s} \tan\delta \right]$$
(II-42)

$$\beta_{opt_m} = \varphi - \tan^{-1} \left[\frac{\sum_{n=n_1}^{n=n_2} \frac{24}{\pi} G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{2\pi n}{365} \right) \sin (\delta) \omega_{SS} \right]}{\sum_{n=n_1}^{n=n_2} \frac{24}{\pi} G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{2\pi n}{365} \right) \cos (\delta) \sin (\omega_{SS}) \right]} \right] \quad (\text{II-43})$$

$$\beta_{opt} = \frac{1}{N_3 - N_4 + 1} \sum_{N=N_3}^{N=N_4} \beta_{opt_j} \quad (\text{II-44})$$

N_1 et N_2 sont respectivement le premier et dernier jour du $n^{\text{ième}}$ mois de l'année, et $N_3 = 1$ et $N_4 = 365$.

III. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les appareils de mesures du rayonnement solaire, les méthodes et techniques d'estimation du potentiel solaire ainsi que les positions optimales d'inclinaison et orientation des panneaux.

Pour pallier aux insuffisances des stations de relevés météorologiques, des modèles théoriques d'évaluation du potentiel solaire, basés essentiellement sur des données météorologiques en particulier la durée d'insolation et la température ont été proposés. Nous avons vu à travers ce chapitre que le rayonnement global sur plan incliné est la somme de trois composantes du rayonnement solaire.

L'estimation du potentiel s'appuie sur des données de recensements des informations existantes. Les modèles de rayonnement ont été détaillés. Ces modèles sont des outils d'analyses énergétiques, car ils permettent ensuite de définir le seuil d'exploitabilité de la ressource solaire. Ces derniers utilisent un formalisme mathématique dédié, basés sur : la distance Terre Soleil, la déclinaison, les systèmes de coordonnées horizontale et géographique, l'équation du temps et le rayonnement hors atmosphère... Le choix d'un modèle dépend spécifiquement, en partie, des données dont on dispose et des caractéristiques du site d'implantation de la centrale. Cette démarche d'évaluation du potentiel présentée peut s'appliquer à différentes échelles de territoire.

Comme souvent en prédiction, il est difficile de définir un modèle universel qui s'appliquerait à tous les cas de figure. Il faut donc composer avec tous les outils disponibles, pour finalement choisir ceux qui seront les plus aptes à répondre aux problèmes posés.

Chapitre III :

Modélisation - Besoin, Production et Stockage énergétique

I. Introduction

Le dimensionnement des systèmes de productions électriques se base sur la connaissance la plus fine possible des caractéristiques des besoins à couvrir et des services à réaliser. Dans le cas des systèmes intégrant des sources d'énergies renouvelables, notamment pour les sites isolés, il est nécessaire de quantifier les demandes énergétiques de chaque village et identifier les degrés de liberté offerts par la flexibilité des charges ainsi que les possibilités de glissement temporel (programmation des mises en marche de certains appareils).

La démarche méthodologique que nous proposons consiste à collecter et traiter les données selon différents critères (catégories, groupes sociaux, usages et services, dynamique, durées, moments d'usages,...). L'outil Excel® est utilisé à cet effet; puis le fichier est appelé par le script sous Matlab pour les calculs d'optimisation.

Les fluctuations de l'ensoleillement et de la température ont un impact sur le rendement de la production ainsi que les positions du point de fonctionnement qui déterminent la tension aux bornes et le courant fourni par les PV. Pour analyser son comportement, nous présentons la modélisation de panneaux PV ainsi que l'état de l'art sur les méthodes PMPM (poursuite du point de puissance maximale) d'optimisation de la production. Ces méthodes sont généralement implémentées dans les convertisseurs DC/DC dédiés aux systèmes PV. Le dimensionnement est ensuite proposé ainsi que le principe de conversion PV et les différentes technologies des modules PV. La conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique est assurée par les cellules solaires PV. Les facteurs extérieurs (météorologiques et atmosphériques) et les facteurs intérieurs (propriétés intrinsèques) jouent un rôle important sur la conversion de cette énergie lumineuse. Pour mieux prédire les productions PV, il faut pour cela choisir en toute connaissance, le modèle électrique du module solaire PV intégrant les différents paramètres environnementaux pouvant influencer la production électrique.

Ainsi, en mettant à contribution toutes les ressources énergétiques d'un site, on peut s'attendre à augmenter le taux de pénétration des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique entraînant une réduction de l'utilisation de l'énergie fossile et de la pollution atmosphérique. Néanmoins, il subsiste plusieurs contraintes telles que les coûts

d'investissement élevés, les fluctuations de puissance, une prédiction moins précise des ressources énergétiques renouvelables ainsi que l'estimation des demandes et le besoin très variables. La production et la consommation d'électricité peuvent être réalisées par des systèmes stationnaires ou embarqués, dans lesquels l'autonomie de l'énergie est assurée en utilisant des dispositifs de stockage tels que des batteries. Dans certains cas, les dispositifs de stockage sont également utilisés pour l'atténuation des fluctuations de puissance. Selon les conditions de fonctionnement réelles, la durée de vie et les performances des batteries peuvent être différentes (ou pires) par rapport aux données du fabricant [74]–[77]. En général, la durée de vie des unités de stockage est estimée par le fabricant à partir de conditions de fonctionnement idéales, telles que les processus de charge et de décharge avec un courant constant. Ces conditions sont très différentes des applications des énergies renouvelables et des transports. La connaissance du système d'énergie renouvelable montre que la durée de vie d'une batterie est considérablement réduite par les intermittences de la puissance de fonctionnement. Un modèle précis est nécessaire pour l'estimation en ligne des performances des batteries et de la durée de vie, afin d'assurer la disponibilité et l'efficacité de l'alimentation, en particulier dans le système autonome.

Nous avons réalisé la caractérisation expérimentale des batteries au plomb-acide et à lithium-ion en vue de leur modélisation comportementale selon le modèle cinétique de la batterie (KiBaM). Le modèle est défini par deux parties combinées dont l'un est le "Modèle de capacité" et l'autre est le "Modèle de tension". Il est réalisé à partir des tests expérimentaux, réalisés par les auteurs, dont les résultats sont combinés avec les données du fabricant. Le modèle de simulation du comportement et les performances de la batterie peuvent aider à analyser la durée de vie et éviter les pannes dans les conditions de fonctionnement réelles.

II. Estimation énergétique et Modélisation des charges

II - 1. Collecte de données

Pour la collecte de données, nous définissons quatre grands items, comme illustrés par la Figure III-1, qui sont la démographie, les secteurs d'activités, les services à rendre, ainsi que la météorologie associée à la géolocalisation.

Diverses sources d'informations concourent à la réalisation de la collecte des données. Il s'agit notamment des services de l'Institut National de la Statistique, de l'Institut Géographique National, les services météorologiques, les collectivités territoriales,... Mais, très souvent et pour tous les items, les informations sont très incomplètes, voire difficilement concordantes. Pour cela, nous procédons à l'extrapolation pour certaines données et nous utilisons des outils d'estimation basés sur des lois physiques que nous programmons, notamment pour l'estimation des conditions climatiques. Pour la géolocalisation, les outils (online ou offline) tels que google earth servent de base au recueil d'information sur la localisation des sites cibles. La figure (III-1) montre les caractéristiques des communes rurales au Niger.

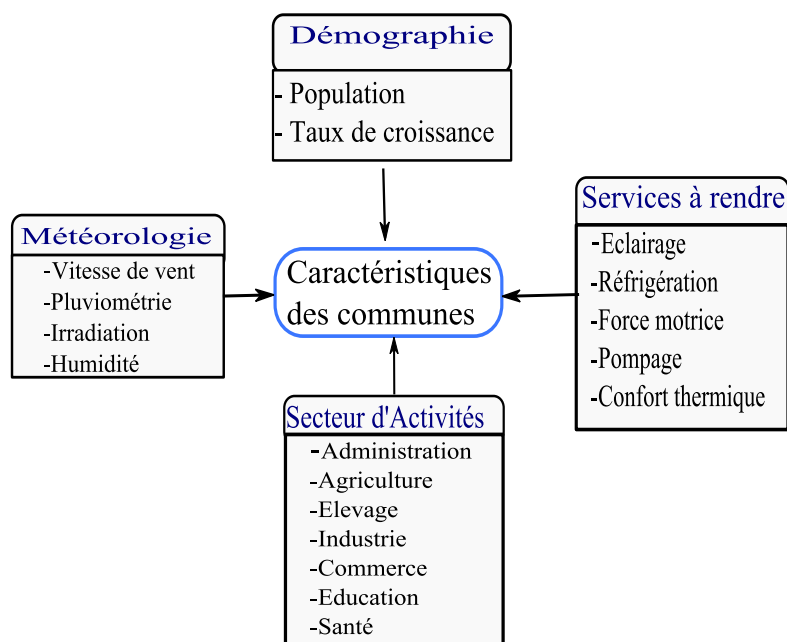


Figure III-1: Caractéristiques des communes rurales

Le Niger est un pays sahélien dont le climat est caractérisé par :

1. une saison pluvieuse entre Juin et Septembre ;
2. une saison sèche composée de deux sous-saisons à savoir une saison sèche froide de Novembre à Janvier, au cours de laquelle les températures journalières varient entre 10 à 20 °C, avec une moyenne journalière minimale de 13,6°C en Janvier ;
3. une saison sèche chaude de Février à Mai caractérisée par des températures élevées pouvant atteindre 45°C à l'ombre.

Une température moyenne journalière maximale de 41,8 °C est enregistrée au mois d'Avril contre une température moyenne minimale de 13,6°C en Janvier. Quant aux précipitations, elles présentent des contrastes dans le temps comme dans l'espace et varient du

Nord au Sud entre 400-550 mm/an. Et le mois d’Août présente le plus fort taux d’humidité avec une moyenne maximale de 96% contre 7% de moyenne minimale en mois de Mars.

Les caractéristiques des communes ont une forte influence sur le dimensionnement solaire PV, notamment sur la taille, corrélation production/consommation,... Tandis que les conditions climatiques influent surtout sur les caractéristiques électriques et les performances des constituants du système : modules PV, batteries de stockage d’énergie, convertisseurs électroniques et groupe électrogène. Le département de Dakoro, qui est notre zone cible d’étude, a une population estimée à 588,051 habitants avec un taux d’accroissement de 3,73%, selon la projection de 2010 (RGP, 2010).

II - 2. Estimation du besoin énergétique dans le micro-réseau

II - 2 - 1. Sites de consommations

Les communes rurales sont identifiées comme sites principaux de consommations. Nous en dénombrons huit (8) pour notre cas d’étude[78]. Soit l’ensemble C des communes, définissant une variable d’indices i variant de 1 à n , avec n le nombre total des communes, comme présenté dans le Tableau (III-1).

Tableau III-1:Communes rurales

Nom Commune C	N° site i
Abzagor	1
Bader-Goula	2
Bermo	3
Dakoro	4
Dan Goulbi	5
Korohane	6
Kornaka	7
Sabon Mashi	$n=8$

II - 2 - 2. Secteurs d’activités et de consommation

Nous répartissons les consommations en quatre (4) catégories relatives aux secteurs d’activités. Il s’agit :

1. Services administratifs, dont les trois composantes sont l’administration publique, l’éducation, la santé.
2. Usages grand public, avec les composantes suivantes : éclairage public, lieu de culte, et foyer féminin.

3. Usages agricoles et commerciaux : marchés, pompage solaire;
4. Usages Ménagers que nous répartissons en trois (3) groupes en fonction du pouvoir d'achat. Le premier groupe constitue 50% de la population et présente le plus faible pouvoir d'achat, ce qui limite le nombre d'appareils dont il dispose, le second représente la classe moyenne qui a un revenu intermédiaire et représente 35% de la population, le troisième groupe, 15% de la population, est le plus riche, disposant d'équipements plus énergivores.

La première phase de collecte d'information consiste à recenser le nombre d'entités par sous-secteur puis générer le fichier global qui dénombre le total par entité ainsi que le nombre d'appareils utilisés par type. Ainsi, dans le sous-secteur éducation par exemple, nous dénombrons des écoles primaires, des collèges, des lycées dont les besoins doivent être recensés et quantifiés puis intégrés pour tous les villages dans la sous-section éducation.

Soit l'ensemble S des secteurs, définissant une variable d'indices j variant de 1 à m , avec m le nombre total des sous-secteurs. Le tableau III-2 catégorise les différents secteurs d'activités:

Tableau III-2: Secteurs d'activités et de consommation

N° Secteur j	Catégories	Secteurs
1	Services administratifs	Administration
2		Éducation
3		Santé
		...
.	Usages grand public	Éclairage public
.		Lieu de culte
.		Foyer féminin
		...
	Usages agricoles et commerciaux	Pompage
		Marchés
		...
	Usages Ménagers	Groupe 1
		Groupe 2
m		Groupe 3

II - 2 - 3. Types d'appareils

Le Tableau III-3 présente les principaux types d'appareils considérés dans notre étude. Soit l'ensemble A des appareils, définissant une variable d'indices z variant de 1 à z , avec z le nombre total des appareils identifiés. Les puissances unitaires sont obtenues à partir des documents des constructeurs des appareils.

Tableau III-3: Types d'appareils identifiés

N° Appareil z	Type Appareil A	Puissance Unitaire P_u (W)
1	Ampoule intérieure	$P_u(1)$
2	Ventilateur	$P_u(2)$
3	Lampadaire	
	Prise électrique	
	Moto pompe	
.	Haut Parleur + Amplificateur	.
.	Ampoule Extérieur	.
.	Radio K7	.
	TV/Noir Blanc	
	Lecteur DVD	
	Chargeur Portable	
	TV/Couleur	
	Réfrigérateur	
	Congélateur	
k	Climatiseur	$P_u(k)$

Après le premier traitement des données collectées, nous formatons les informations sous forme d'un tableau tridimensionnel (Figure III-2), constitué de k-pages de matrices de n-lignes et m-colonnes, recensant le nombre d'appareils par secteur pour chacune des communes.

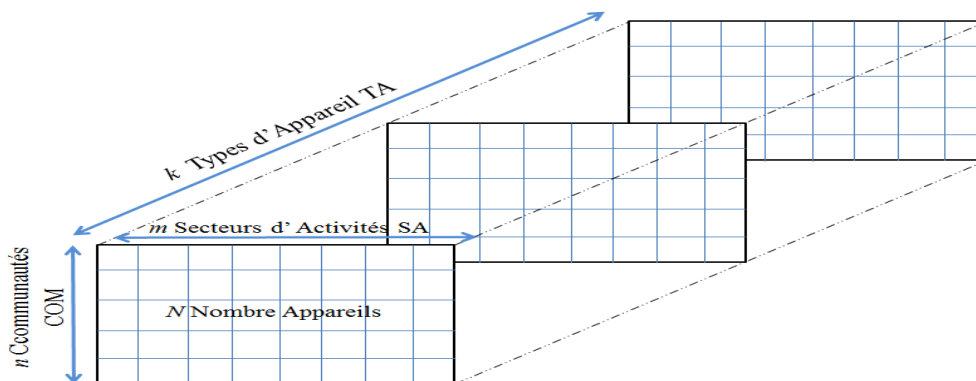


Figure III-2: Tableau tridimensionnel des nombres d'appareils par secteur par commune

Le cumul du nombre d'appareils par type, par secteur et par commune $N(i, j, z)$ sert à estimer le nombre total d'appareils $N(i, z)$ par type et par commune pour tous les secteurs, par l'équation (III-1). Le nombre total des appareils de tous les secteurs d'une commune est défini par $N(i)$.

$$\begin{cases} N(i, z) = \sum_{j=1}^m N(i, j, z) \\ N(i) = \sum_{z=1}^k \sum_{j=1}^m N(i, j, z) \end{cases} \quad \text{(III-1)}$$

Le nombre total N_{TA} est défini par (III-2) comme la somme de tous les appareils utilisés par dans tous les secteurs de toutes les communes.

$$N_{TA} = \sum_{i=1}^n \sum_{z=1}^k \sum_{j=1}^m N(i, j, z) \quad \text{(III-2)}$$

Pour simplifier, nous considérons que chaque type d'appareil a une durée uniforme de fonctionnement par secteur quel que soit la commune. A partir du tableau $D(i,j,z)$ de taille $i \times j \times z$, des durées de fonctionnement de chaque appareil par secteur d'activité, nous pourrions estimer, par le produit de Hadamard, l'énergie consommée par chaque type d'appareil par secteur d'activités et par commune, comme exprimé par (III-3). Le produit de Hadamard est un produit terme à terme, défini pour des matrices de mêmes dimensions. Pour cela, la matrice des puissances unitaires est reformulée en tableau $P(i,j,z)$ de dimension $i \times j \times z$. Chaque élément du tableau tridimensionnel de l'énergie $E(i,j,z)$ ainsi généré exprime le besoin cumulé journalier mais il y a besoin de générer aussi les variations temporelles de ces besoins, qui définit les intervalles de temps de fonctionnement dans la journée. La variation horaire du cumul journalier des besoins énergétiques de toutes les communes permet d'analyser la corrélation entre la demande et les productions PV. Le pic de demande de puissance pourrait aussi être connu.

$$E(i, j, z) = N(i, j, z) \odot P(i, j, z) \odot D(i, j, z) \quad \text{(III-3)}$$

La figure III-3 présente les séquences d'estimation du besoin énergétique pour une commune. Le besoin total est obtenu par le cumul des besoins de toutes les communes rurales.

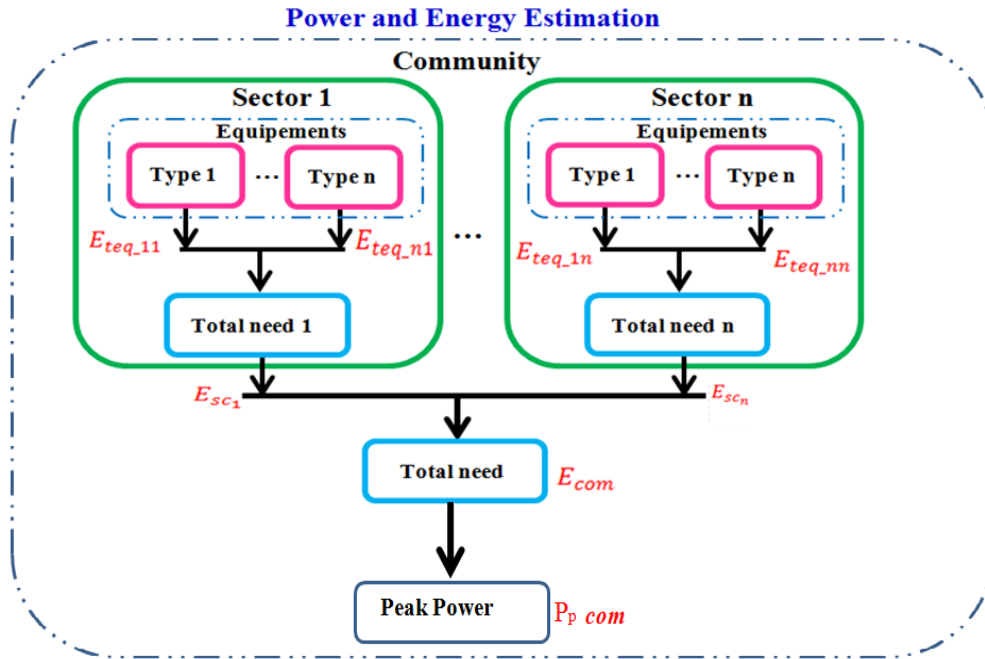


Figure III-3: Séquences d'estimation du besoin énergétique pour une commune rurale

Le cumul d'énergie par commune i est défini par $E(i)$ et le besoin total de toutes les communes par E_T , comme exprimés dans (III-4).

$$\begin{cases} E(i) = \sum_{z=1}^k \sum_{j=1}^m E(i, j, z) \\ E_T = \sum_{i=1}^n \sum_{z=1}^k \sum_{j=1}^m E(i, j, z) \end{cases} \quad (III-4)$$

La variation horaire des besoins énergétiques par site du micro-réseau est illustrée à la Figure III-4. Le cumul est estimé à 5,6 MWh voir figure (III-5).

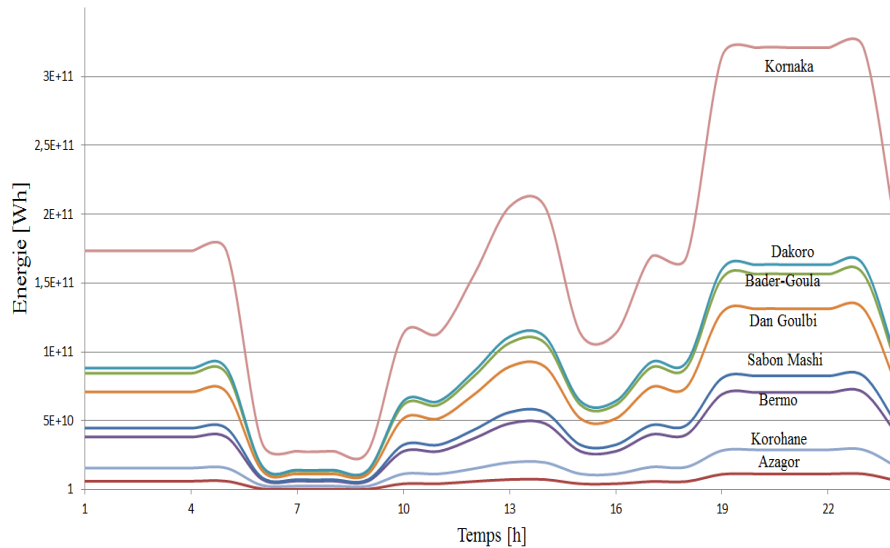


Figure III-4: Besoins énergétiques des communes

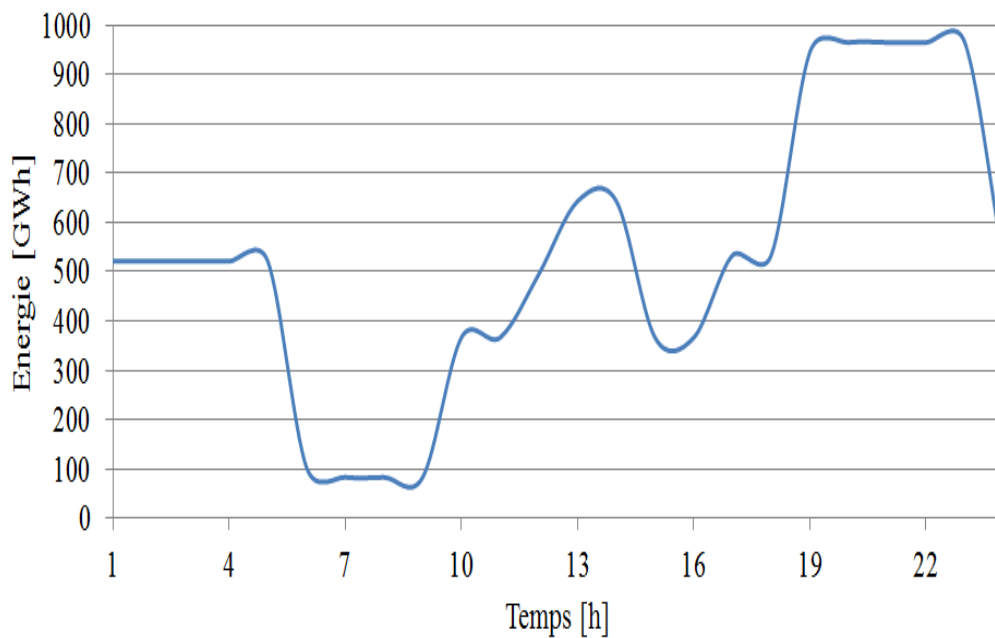


Figure III-5: Besoins énergétiques cumulés de toutes les communes

III. Modélisation systémique des sources et stockage

III - 1. Générateur photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque convertit l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique par effet photovoltaïque. Le rayonnement lumineux reçu engendre une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs. Ce phénomène optoélectronique est appelé effet photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque peut donc être assimilée à une photodiode en convention générateur.

Les matériaux à base de silicium sont les plus utilisés. Les cellules industrielles à base de silicium monocristal atteignent un rendement énergétique de 13 à 14%, 11 à 12% celles à silicium polycristallin et 7 à 8% celles à silicium amorphe en films minces.

En vue d'obtenir une valeur importante de tension et de puissance, on réalise un panneau photovoltaïque par association série et/ou parallèle de plusieurs modules. Un module est une association série de plusieurs cellules (figure III-6).

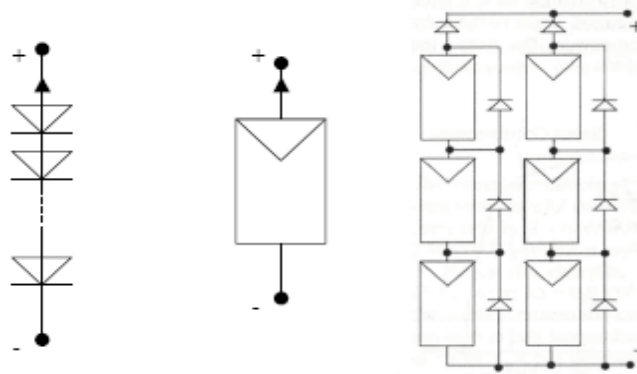


Figure III-6 : Cellules, Modules et Panneaux photovoltaïques

Dans un panneau PV, on insère une diode de protection en série contre les courants inverses et une autre en parallèle, appelée diode by-pass, destinée à limiter la tension inverse aux bornes d'un module en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules. La figure III-7 illustre la caractéristique d'une association de n_s modules en série et n_p branche en parallèle. Lorsque les diodes de protection n'interviennent pas et que les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairage, cette caractéristique est homothétique à celle d'une cellule.

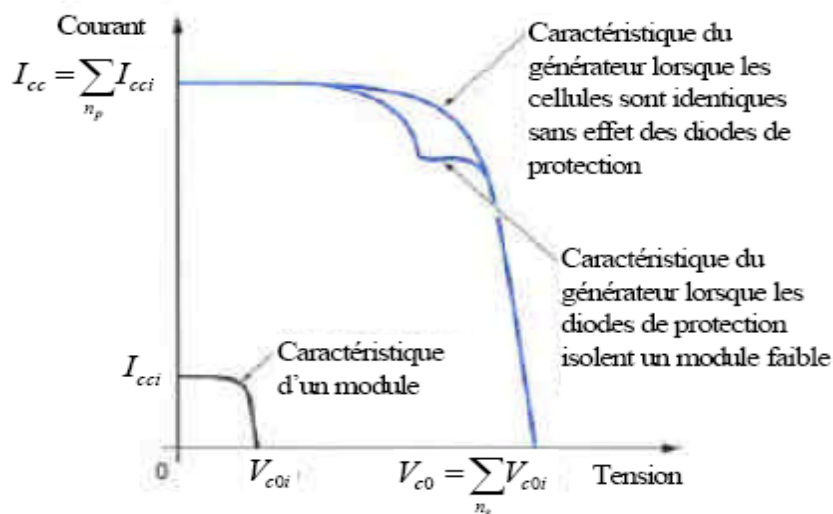


Figure III-7: Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèles et n_s cellules en série [79]

Le modèle à une diode de la cellule PV (figure III-8.) fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes. La résistance série R_s représente les diverses résistances de contact et de connexions et la résistance shunt R_{sh} caractérise les divers courants de fuite dus à la diode et aux effets de bord de la jonction.

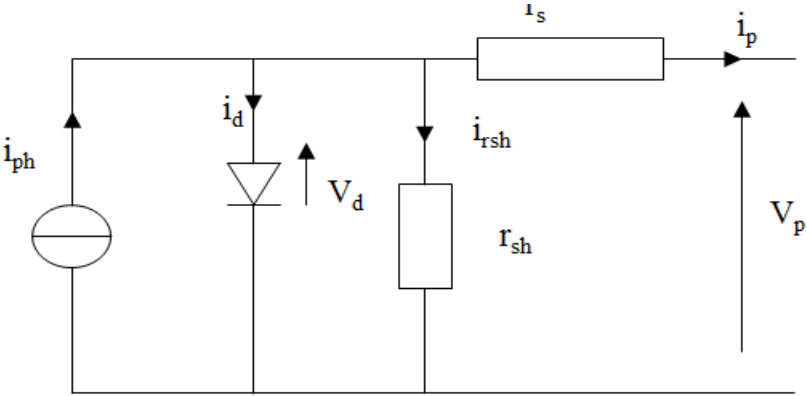


Figure III-8: Modèle d'une cellule PV à une diode

Un groupe de panneaux PV de n_s cellules montées en série et n_p cellules en parallèle est modélisé par le schéma de la figure III-9.

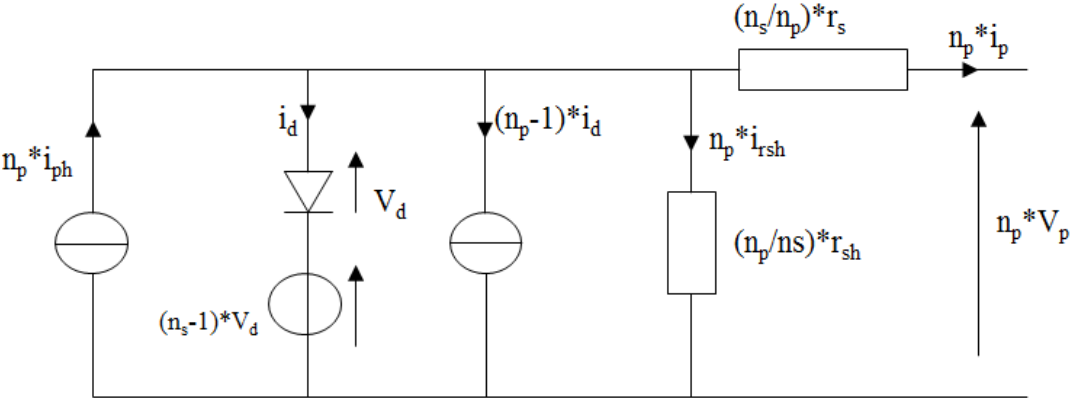


Figure III-9: Modèle d'un groupe de cellules PV

Les notations suivantes définissent les relations entre les paramètres.

$$\begin{aligned}
I_{sc} &= n_p * i_{ph} & V_d &= n_s * v_d \\
I_{ph} &= n_p * i_p & V_{ph} &= n_s * v_p \\
I_d &= n_p * i_d & R_s &= \frac{n_s}{n_p} * r_s \\
I_{rsh} &= n_p * i_{rsh} & R_{sh} &= \frac{n_p}{n_s} * r_{sh}
\end{aligned} \tag{III-5}$$

La loi aux nœuds permet d'écrire l'équation (III-6), [80]

$$I_{ph} = I_{sc} - I_d - I_{rsh} = I_{sc} - n_p * I_{sat} * \left[\exp\left(\frac{V_{ph} + R_s * I_{ph}}{A * n_s * V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{ph} + R_s * I_{ph}}{R_{sh}} \tag{III-6}$$

Le modèle systémique présenté est utilisé dans les simulations sous Matlab/Simulink ou PSIM pour analyser les interactions du PV avec les autres constituants du système multi-sources. Il reflète les évolutions relatives des courants et tensions en fonction des grandeurs d'entrées (ensoleillement, température, demande des charges, stabilité du bus de tension, contraintes de supervision et commande locale).

La commande locale vise principalement à assurer le transfert du maximum de puissance PV extractible. Sa performance dépend de la stabilité globale du système et du bilan énergétique assuré par la supervision globale. Les méthodes d'optimisation de la production PV se basent sur la connaissance de la caractéristique des panneaux PV.

III - 1 - 1. Caractéristique des panneaux photovoltaïques

Pour un éclairement et des conditions atmosphériques bien donnés, le point de fonctionnement d'une charge connectée directement au module PV peut adopter trois positions possibles. Les segments de droite (rouge) relient les points de puissance maximale (P_{imax}) pour trois ensoleillements différents. Les points de fonctionnement situés à gauche et à droite de la puissance maximale offrent une puissance inférieure à la puissance P_{max} . Il s'agira donc, à travers une commande électronique et informatique par microcontrôleur commutant un convertisseur de puissance, d'assurer un fonctionnement au point de puissance maximale. La méthode est communément appelée Méthode de Poursuite de Point de puissance Maximale PPPM (ou Maximum Power Point Tracking MPPT).

Sur la Figure III-10, l'arc 1 illustre le déplacement du point de puissance maximale à suivre lorsque l'ensoleillement augmente. Pour une baisse d'ensoleillement, la régulation doit évoluer

selon l'arc 2 pour maintenir toujours un transfert du maximum de la puissance PV. En effet, la variation de la radiation solaire affecte principalement le courant, donc la puissance. La plage de tension reste quasiment identique dans le cas idéal. Dans ce cas, la valeur de la tension à circuit ouvert V_{co} reste presque identique quel que soit l'ensoleillement.

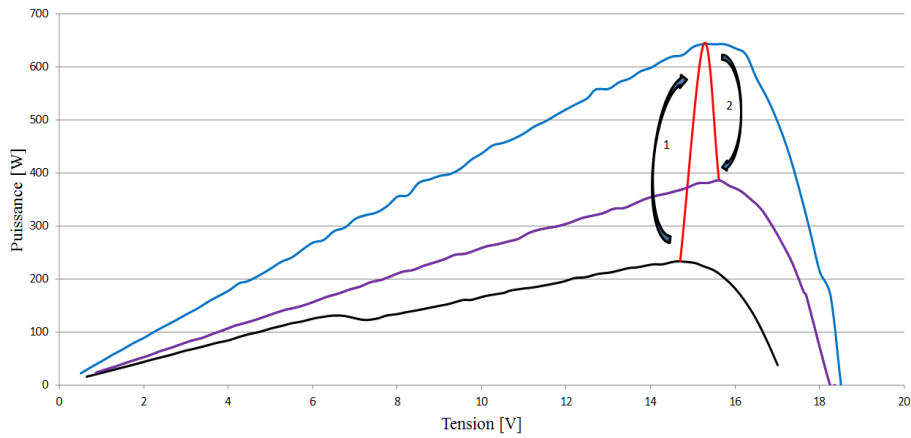


Figure III-10: Caractéristique courant-tension du panneau PV

Néanmoins, on observe que la tension V_{co} n'est pas identique comme illustré par la Figure III-10. Cela est dû à la variation de la température qui affecte la tension V_{co} , dont l'effet se manifeste par une différence de tension notée B sur la Figure III-11. La variation de tension A met en évidence l'effet de masque qui se manifeste lorsqu'une partie des cellules du panneau sont masquées par une ombre, entraînant une perte de performances, avec des risques d'incendies si des points chauds apparaissent et perdurent. Les diodes by-pass permettent de sécuriser le système dans le cas du masquage de certaines cellules.

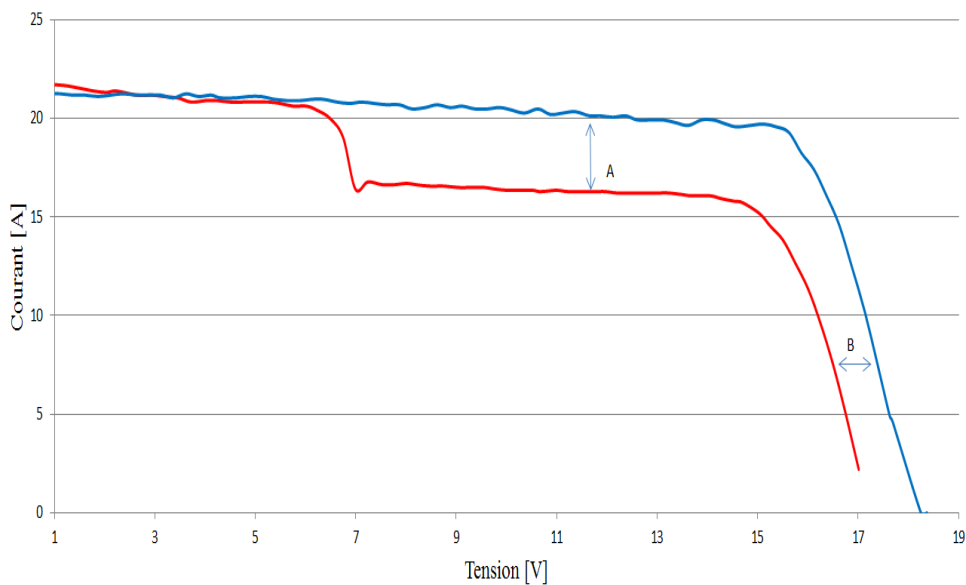


Figure III-11: Caractéristique courant-tension du panneau PV

III - 1 - 2. Optimisation de la production PV

La méthode de Poursuite du Point de Puissance Maximum (PPPM) se base sur l'ajustement de la droite de charge aux changements des conditions atmosphériques afin de toujours faire coïncider le point de fonctionnement à la puissance maximum. Pour ce faire, on interpose un convertisseur de puissance électronique entre le générateur PV et la charge [81], [82]. Toute variation de charge, de l'ensoleillement ou des conditions atmosphériques déplace ce point, il faut donc, en temps réel, compenser cette variation pour maintenir la puissance au point optimal. En général, la méthode PPPM fournit à un convertisseur DC/DC (Figure III-12) le rapport cyclique adéquat pour le maintien du fonctionnement à la puissance optimale quelles que soient les variations des paramètres ensoleillement, température, charge.

Plusieurs déclinaisons de la méthode de recherche du PPM sont présentées dans la littérature, les unes plus performantes et moins complexes que d'autres.

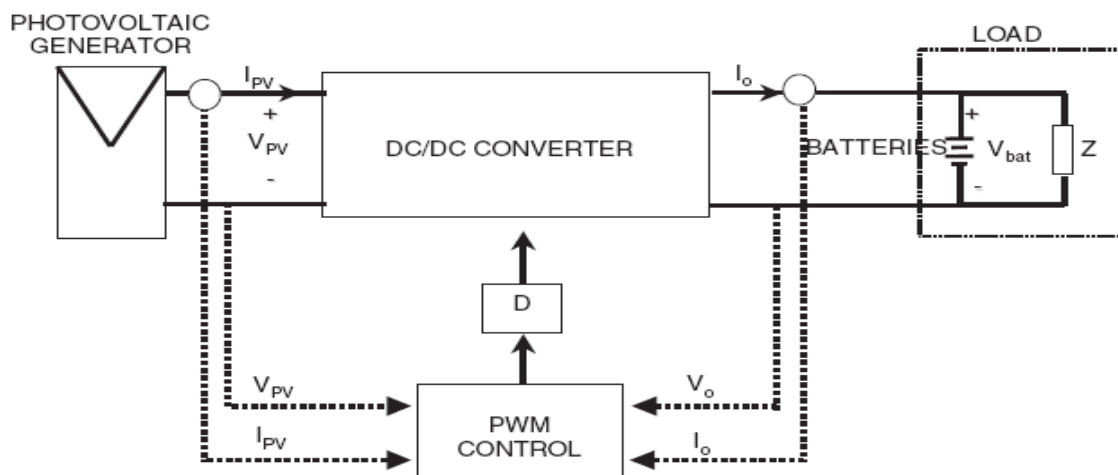


Figure III-12: Synoptique d'un système autonome PV avec MPPT.

Deux principales catégories de méthode MPPT sont rencontrées. Il s'agit des méthodes indirectes et des directes.

III - 1 - 3. Les méthodes indirectes (pseudo-recherches)

Ces méthodes utilisent une base de données prédéfinies comportant les courbes typiques du générateur PV, différentes radiations solaires et températures ou des fonctions mathématiques obtenues à partir de données empiriques qui ne tiennent pas compte de toutes les conditions climatiques. Elles ne sont pas suffisamment efficaces pour l'obtention du PPM. On distingue ainsi la méthode:

- ✓ d'ajustage de courbe (curve-fitting method) [83]–[85]

- ✓ de la table d'observation" (look-up table)[86],
- ✓ avec tension à vide du générateur PV (open-circuit voltage photovoltaic generator method) [7-11] [87]–[91].
- ✓ du générateur PV en court-circuit (short-circuit photovoltaic generator method) [92],
- ✓ avec tension d'essai à vide des cellules PV (open-circuit voltage photovoltaic test cell method) [13-15] [87], [93], [94].

III - 1 - 4. Les méthodes directes (ou vraie recherche)

Ces méthodes utilisent les mesures de tension et/ou du courant pour maintenir le fonctionnement au point optimum quelle que soit la variation des conditions environnementales. Ces méthodes sont aussi subdivisées en deux sous-groupes : les méthodes d'échantillonnage et celles de modulation.

On distingue :

- ✓ la méthode de différentiation [95], [96].
- ✓ la méthode de rétroaction de tension (ou de courant) [97], [98]
- ✓ la méthode de « Perturbation et Observation » (P&O) [97], [99]–[104]
- ✓ la méthode par accroissement de conductance [105]
- ✓ la méthode des capacités parasites [106]
- ✓ la méthode avec la tension optimale comme référence [107]
- ✓ la méthode utilisant seulement la mesure de courant photovoltaïque [80], [108], [109]
- ✓ les méthodes par modulation [110], [111].

III - 1 - 5. Autres méthodes

D'autres méthodes sont développées, notamment à base de techniques d'intelligence artificielle. Il s'agit entre autres des méthodes à réseaux de neurones et la logique floue [112], [113].

L'optimisation de la production PV contribue à l'augmentation de la pénétration de l'énergie renouvelable mais dont la totalité n'est exploitable qu'à travers l'usage des batteries de stockage ou par une connexion au réseau, compte tenu du décalage temporel entre les productions et les consommations d'énergie.

III - 2. Batterie de stockage

Cette partie du chapitre présente la caractérisation des batteries plomb-acide et lithium menée en vue de leur modélisation comportementale basée sur le modèle cinétique de la batterie nécessaire. Les résultats des tests expérimentaux sont utilisés pour réaliser l'analyse et estimer les paramètres du modèle. Ces derniers peuvent servir par la suite au développement d'un outil de prédiction et d'estimation de la durée de vie de la batterie dans les conditions de fonctionnement réalistes et adaptables.

Les batteries d'accumulateurs au plomb sont les plus généralement utilisées pour le stockage d'énergie dans les unités de production autonome d'énergie. Pour leur dimensionnement, on tient compte de la durée d'autonomie recherchée qui détermine la capacité de stockage de la batterie. Les batteries ont une durée de vie inférieure à celle des panneaux photovoltaïques et des convertisseurs et elles occupent une part importante du coût total de l'installation.

En plus de la capacité des accumulateurs, un système de stockage doit avoir une cyclabilité élevée, un bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation, des pertes d'autodécharges faibles et de coûts réduits. Ces dernières années, de nouvelles technologies, telles que les batteries à lithium, sont proposées sur le marché avec des performances améliorées en densité de puissance, durée de vie et en dynamique.

La nature stochastique des ressources énergétiques renouvelables conduit à l'utilisation de batteries pour assurer un fonctionnement optimal d'un système d'alimentation électrique. Bien qu'ils soient la source de stockage la plus utilisée, leur modélisation est toujours approximative en raison de la complexité et du grand nombre de phénomènes électrochimiques et physiques qui se produisent dans une batterie au plomb-acide [114]–[117].

Plusieurs études ont été consacrées à la modélisation des batteries et l'estimation de leur durée de vie. Trois modèles différents peuvent être définis:

- Le modèle de performance (ou la charge), qui est le plus couramment utilisé, se concentre sur la modélisation de l'état de charge de la batterie (SoC) [117], [118];
- Le modèle de tension, utilisé pour caractériser la tension aux bornes de la batterie, tel qu'il peut être utilisé dans une modélisation plus détaillée de la batterie, en tenant compte des pertes.

- Le modèle de durée de vie, utilisé pour évaluer l'impact des conditions de fonctionnement sur la durée de vie de la batterie [119], [120].

Ces différents modèles peuvent être combinés [114], [121]–[124] dans une tentative de caractérisation plus détaillée du comportement de la batterie. Le modèle de la durée de vie peut être utilisé pour le post-traitement des données obtenues à partir du fonctionnement expérimental du système afin d'estimer la dégradation de la batterie en raison des fluctuations de puissance.

Notre étude est basée sur le modèle de batterie cinétique (KiBaM) initialement proposé par Manwell et McGowan (1993) [114], [125]–[127]. Mais il reste beaucoup à faire pour améliorer le modèle, en particulier en proposant une méthodologie pour estimer le poids de chaque mécanisme de dégradation sur la durée de vie. Pour cela, il est nécessaire de formaliser la méthode de caractérisation et de modélisation de la capacité de la batterie et du comportement de la tension.

III - 2 - 1. Modèle de capacité (CapMod)

La batterie est considérée comme étant deux réservoirs avec une capacité totale de charge Q . La capacité Q_1 du réservoir 1 est immédiatement disponible pour fournir de l'énergie, tandis que la capacité Q_2 du réservoir 2 est "chimiquement liée". Les deux réservoirs sont séparés par une conductance k' qui est considérée comme une constante de vitesse de premier ordre d'un processus de réaction / diffusion chimique par lequel la charge liée devient disponible. Ce taux est supposé proportionnel à la différence dans le "sommet" des deux réservoirs. Les volumes de réservoirs sont différents, avec une profondeur d'unité et des largeurs différentes. La largeur du réservoir 1 est c , et celle du réservoir 2 est $(1-c)$. La capacité totale de la batterie, avec un Q_{\max} maximal, est définie comme $Q = Q_1 + Q_2$, selon (III-7), en supposant un courant constant sur l'étape de temps Δt . $Q_{1,0}$ et $Q_{2,0}$ sont le montant de la charge disponible et liée, respectivement, au début du calcul, et $Q_0 = Q_{1,0} + Q_{2,0}$. La capacité nominale Q_{nom} correspond à la valeur absolue de la capacité maximale de la batterie à la limite de la décharge à courant nul (ou de la charge).

$$\begin{cases}
 Q_1 = Q_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + \frac{(Q_0 \cdot k \cdot c - I) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{k} - \frac{I \cdot c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} & \text{(a)} \\
 Q_2 = Q_{2,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + Q_0 \cdot (1 - c) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t}) - \frac{I \cdot (1 - c) \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} & \text{(b)}
 \end{cases}$$

(III-7)

$$\text{Avec } \begin{cases}
 SoC = \frac{Q}{Q_{nom}} & \text{(c)} \\
 DoD = 1 - \frac{Q}{Q_{nom}} & \text{(d)}
 \end{cases}$$

L'état de charge (SoC) est défini comme le rapport entre la charge réelle de la batterie et la capacité nominale, avec $0 \leq SoC \leq 1$. La batterie est complètement déchargée (vide) lorsque $SoC = 0$ et complètement chargée (pleine) lorsque $SoC = 1$. La profondeur de décharge DoD est définie par (III-7.d).

III - 2 - 2. Modèle de tension (VoltMod)

La tension de la batterie diminue lentement et quasi linéairement dans la première partie de la courbe de décharge et diminue rapidement après le coude, lorsque la batterie est presque vide.

Le modèle de tension (VoltMod) est défini comme une force électromotrice E (emf) en série avec une résistance interne R_0 , selon (III-9), comme illustré dans la figure III-13. La résistance interne R_0 est supposée constante et l'emf est fonction de l'état des variations de charge.

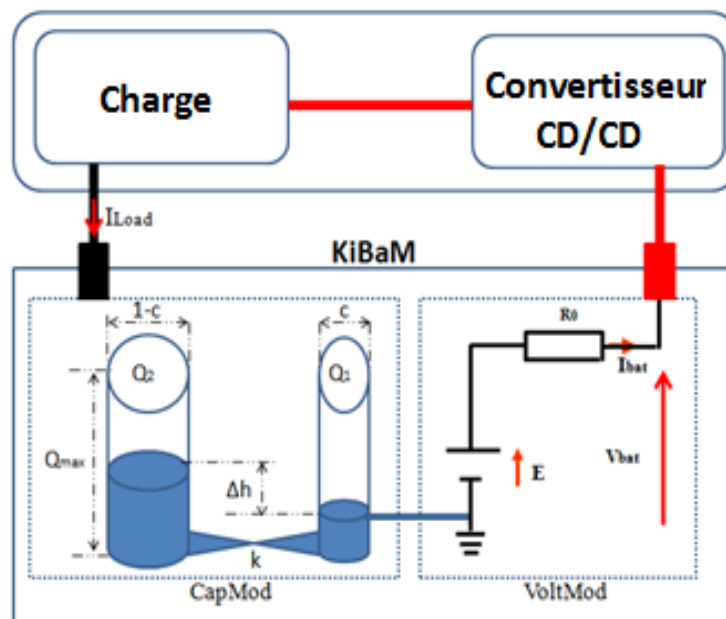


Figure III-13: Modèle de capacité et de tension de la batterie

Dans (III-8), $Q_{\max}(I)$ est défini comme la capacité de décharge maximale à un courant de décharge constant donné I , et Q_{\max} est la capacité maximale possible à $I = 0$, fournie par le fabricant ou estimée à partir de tests expérimentaux. E_0 est la tension de batterie interne pleine charge, après le transitoire initial.

$$\begin{cases} V_{bat} = E - I_{bat} \cdot R_0 \\ E = E_0 + A \cdot X + \frac{C \cdot X}{D - X} \end{cases} \quad \text{(III-8)}$$

Avec

$$X = \begin{cases} Q \cdot Q_{\max} / Q_{\max}(I) & \text{charge} \\ Q_{out} \cdot Q_{\max} / Q_{\max}(I) & \text{discharge} \end{cases}$$

Le modèle KiBaM est défini par les paramètres E_0 , A , C , D , c , k , Q_{\max} . Ils peuvent être trouvés en utilisant l'algorithme Marquardt, appliqué à au moins 3 ensembles de résultats d'essais du processus de décharge avec courant constant, selon la figure III-14. La résistance interne est estimée en considérant une chute de tension ΔV_0 , selon (III-9). L'expression actuelle de (III-9) sert à estimer les constantes du modèle de capacité (c , k , Q_{\max}). La capacité maximale, pour chaque courant de test, peut être estimée au point où la courbe de tension commence à diminuer brusquement, sur une courbe de tension en fonction du temps.

$$\begin{cases} R_0 = \frac{\Delta V_0}{I} \\ I = \frac{k \cdot c \cdot Q_{\max}}{1 - e^{-k \cdot t} + c \cdot (k \cdot t - 1 + e^{-k \cdot t})} \end{cases} \quad \text{(III-9)}$$

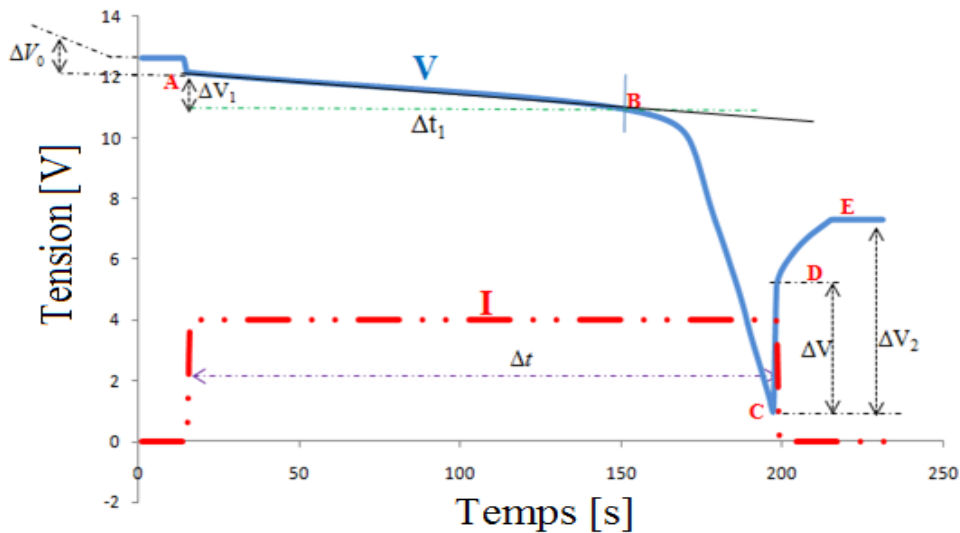


Figure III-14: Variation temporelle de la tension de la batterie plomb-acide.

La pente AB est plus raide dans le cas de la batterie lithium

III - 2 - 3. La méthode des moindres carrés

La méthode des moindres carrés permet de trouver les paramètres d'un modèle tel qu'il soit le plus proche possible d'observations expérimentales, ceci peut ainsi permettre de comparer un modèle mathématique à un ensemble de données expérimentales afin de confirmer son utilisation par rapport à celle d'un autre. Résoudre ce problème revient à trouver le jeu de paramètres d'une courbe paramétrée tel que la somme des carrés des distances de chaque point expérimental à la courbe soit minimal (voir figure: III-15).

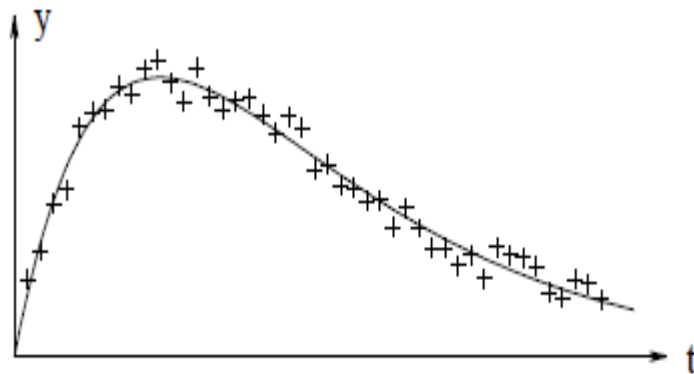


Figure III-15: Courbe expérimentale de la méthode des moindres carrés

L'expression (III-10) de cette somme est :

$$S(\theta) = \sum_{i=1}^N (y_i - f(x_i, \theta))^2 = \sum_{i=1}^N r_i^2 \quad \text{(III-10)}$$

Où θ est le vecteur paramètre
 (x_i, y_i) est l'ensemble des N mesures
 f est la fonction représentant le modèle
Chacun des termes r_i de la somme S est appelé résidu

Le problème est donc un problème de minimisation de fonction, la littérature est très bien fournie sur ce thème. En effet, la grande majorité des problèmes physiques peuvent se résumer à l'étude du minimum d'une fonction et l'utilisation massive de machines de calculs en sciences depuis les 50 dernières années.

III - 2 - 4. Algorithmes de minimisation.

Les différents algorithmes permettent de trouver ce minimum de la façon la moins coûteuse possible en puissance de calcul (et donc en temps). Chacun des algorithmes s'appuie sur une exploration de l'espace des paramètres avec un point de départ (l'utilisateur est souvent

capable de donner une approximation de ces paramètres qui ont une signification physique) et des « sauts » dirigés via un développement de Taylor de la fonction pour trouver son minimum :

$$S(\boldsymbol{\theta} + \mathbf{h}) \sim S(\boldsymbol{\theta}) + \mathbf{J}(\boldsymbol{\theta})\mathbf{h} \quad (\text{III-11})$$

Où : \mathbf{J} , la matrix Jacobienne,
 \mathbf{h} est un vecteur relativement petit par rapport à l'espace des paramètres,

A partir d'un point donné $\boldsymbol{\theta}_0$, si le pas choisi réduit la somme des résidus on sélectionne le point d'arrivée comme nouveau point de départ et ce de façon itérative jusqu'à arriver à un point de convergence où l'on considère que le minimum est atteint.

C'est dans la sélection du pas optimal que les algorithmes diffèrent : ils sont plus ou moins intéressants en fonction du profil topologique de la fonction étudiée. Par exemple, l'algorithme du gradient choisit comme direction $-\vec{\nabla}S(\theta_0)$ et recherche un minimum le long de cette direction.

Dans notre cas, notre modèle ne dépend pas linéairement de ces paramètres, l'algorithme du gradient ne serait pas très efficace, celui de Gauss-Newton est plus adapté. Nous utiliserons donc une optimisation de celui-ci : l'algorithme de Levenberg-Marquardt. Celui-ci est composé d'une interpolation des méthodes de Gauss-Newton et du gradient.

III - 3. Résultat Expérimental

III - 3 - 1. Analyse comportementale de la batterie

Le banc expérimental de tests du cycle de la batterie et du vieillissement de Kikusui est présenté dans la figure III-16. Un module PFX2021 est utilisé pour alimenter en cyclisme la batterie qui se trouve dans une chambre de température thermoélectrique. Le logiciel dédié est utilisé pour la configuration du système et le stockage de données sur l'ordinateur. Pour les tests, deux degrés de décharge (DoD) sont pris en compte dans le but d'étudier la disponibilité d'énergie pour chaque cas et leurs effets sur les paramètres du modèle[128].

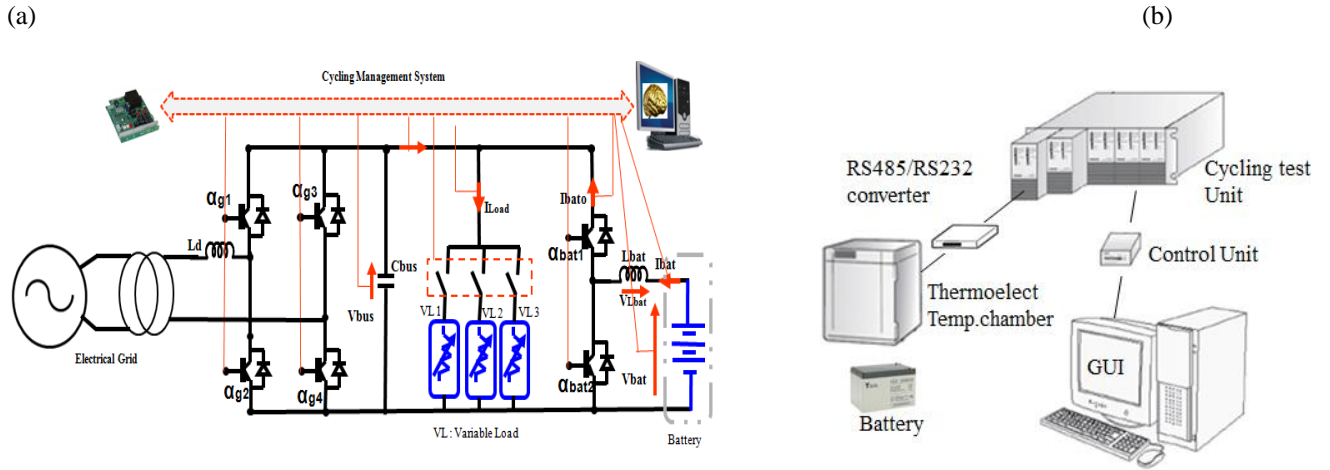


Figure III-16: Schémas de principe du circuit électrique (a) et du système (b) de cyclage des unités de stockage

La photo suivante montre de banc expérimental au CERTES qui a permis de réaliser les différents tests expérimentaux de cyclage des unités de stockage.



Photo III-1: Banc de tests expérimentaux de cyclage des unités de stockage :

module Kikusui (gauche) associé au banc multi-stockage (droite) développé au CERTES.

Les premiers tests expérimentaux sont effectués avec une batterie de plomb-acide à valve Yucel Y14-12 (14Ah, 12V) de Yuasa. Les courbes de décharge de la batterie de 14V à 11V par rapport à la charge supprimée sont présentées dans la figure III-17 pour différentes valeurs de courant. Par rapport à un DoD de niveau élevé de la Figure III-18, il apparaît une pente de décharge rapide après le coude de décharge[129].

On peut observer que la tension diminue, au début (ΔV_0) et à la fin (ΔV) du processus de décharge, sont différentes en fonction du niveau actuel, comme le montre la Figure III-19. Pour

les deux cas de DoD, des comparaisons sont effectuées entre les valeurs de chute de tension liées à $\Delta V_{0_14V_11V}$ pour chaque courant, selon (III-12). Les erreurs estimées sont présentées à la figure III-20.

$$\begin{aligned}
 Diff_{14v1v} &= \frac{\Delta V_{14v1v} - \Delta V_{0_14v1v}}{\Delta V_{0_14v11v}} \\
 Diff_{14v11v} &= \frac{\Delta V_{14v11v} - \Delta V_{0_14v11v}}{\Delta V_{0_14v11v}} \\
 Diff_{V0} &= \frac{\Delta V_{0_14v1v} - \Delta V_{0_14v11v}}{\Delta V_{0_14v11v}} \\
 Diff_{V} &= \frac{\Delta V_{14v1v} - \Delta V_{14v11v}}{\Delta V_{0_14v11v}}
 \end{aligned}
 \tag{III-12}$$

La résistance interne du modèle de batterie est généralement estimée à partir de la chute de tension. Ainsi, en considérant les différences de la baisse de tension dans la figure III-21, on peut imaginer que différentes valeurs de résistance peuvent être calculées à partir de la chute de tension utilisée et du DoD.

Différentes façons peuvent être utilisées pour estimer la résistance interne, telle que présentée par l'équation (III-13) et la Figure III-22. Dans tous les cas, la valeur de la résistance varie en fonction du niveau actuel.

$$\left\{ \begin{aligned}
 R_0 &= \frac{\Delta V_0}{I} \\
 R &= \frac{\Delta V}{I} \\
 R_2 &= \frac{\Delta V_2}{I}
 \end{aligned} \right.
 \tag{III-13}$$

Les tests expérimentaux sont également effectués en utilisant des processus de charge et de décharge avec un courant de 10A, pour une variation de tension de 14V à 11V à trois valeurs de température différentes (26 °, 27 ° et 28 ° respectivement, pour les essais 1 à 3), comme présenté dans la Figure III-23.

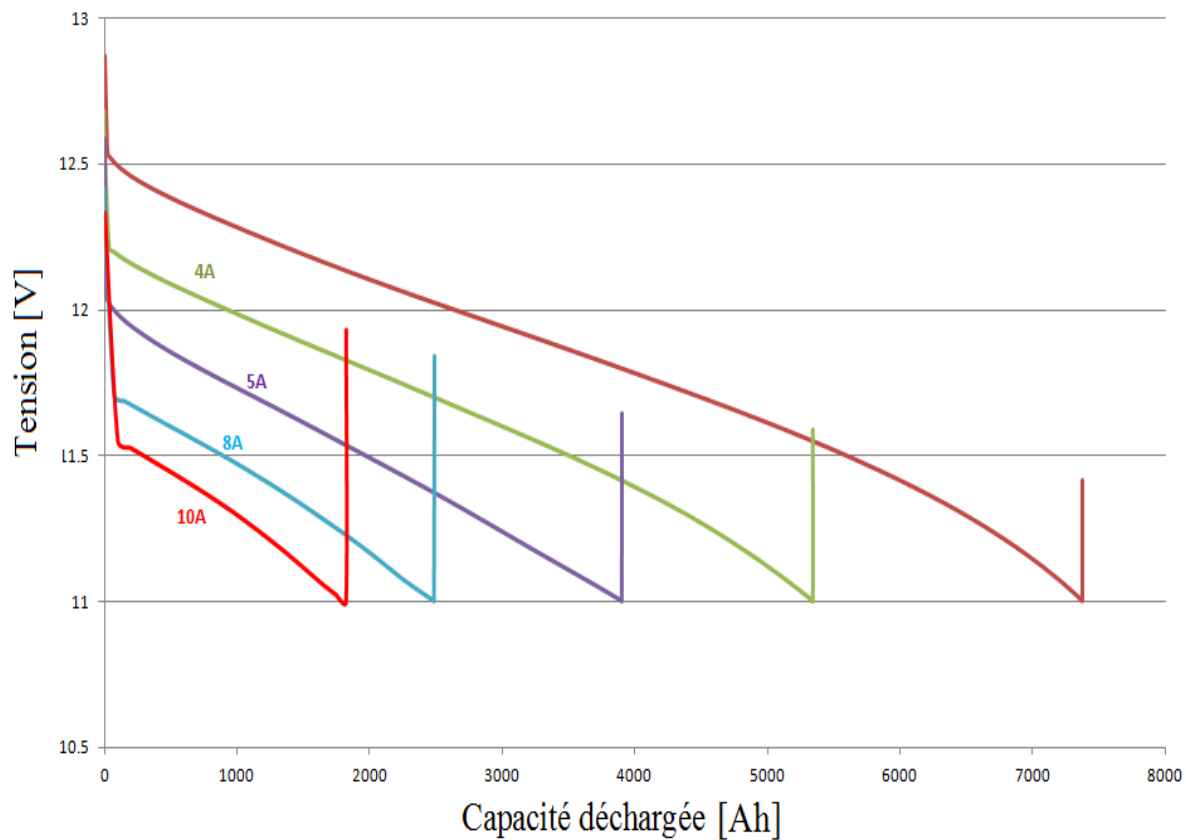


Figure III-17: Variation de la tension en fonction des pertes de charges

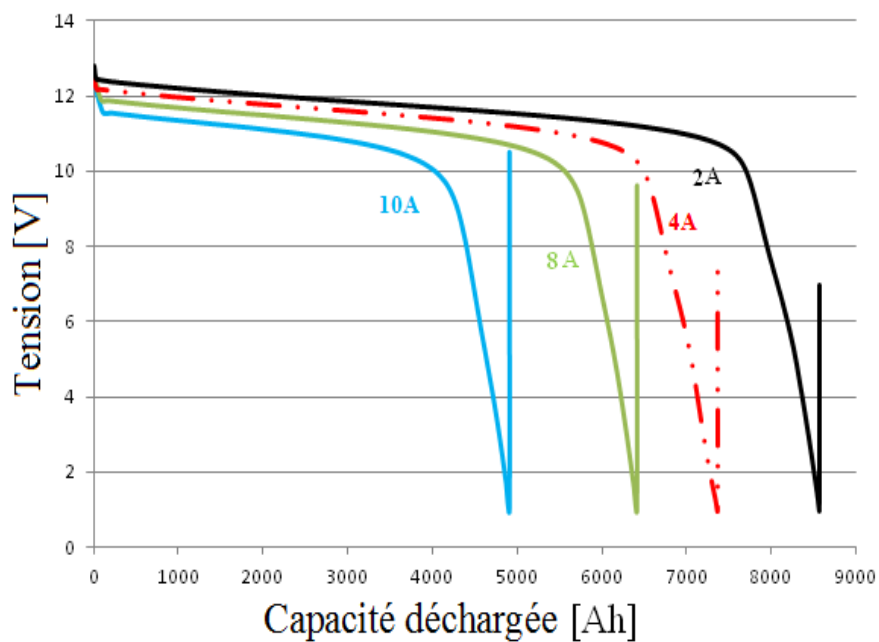


Figure III-18: Variation de la tension en fonction des pertes de charges pour une grande variation de EDC (de 14V à 1V)

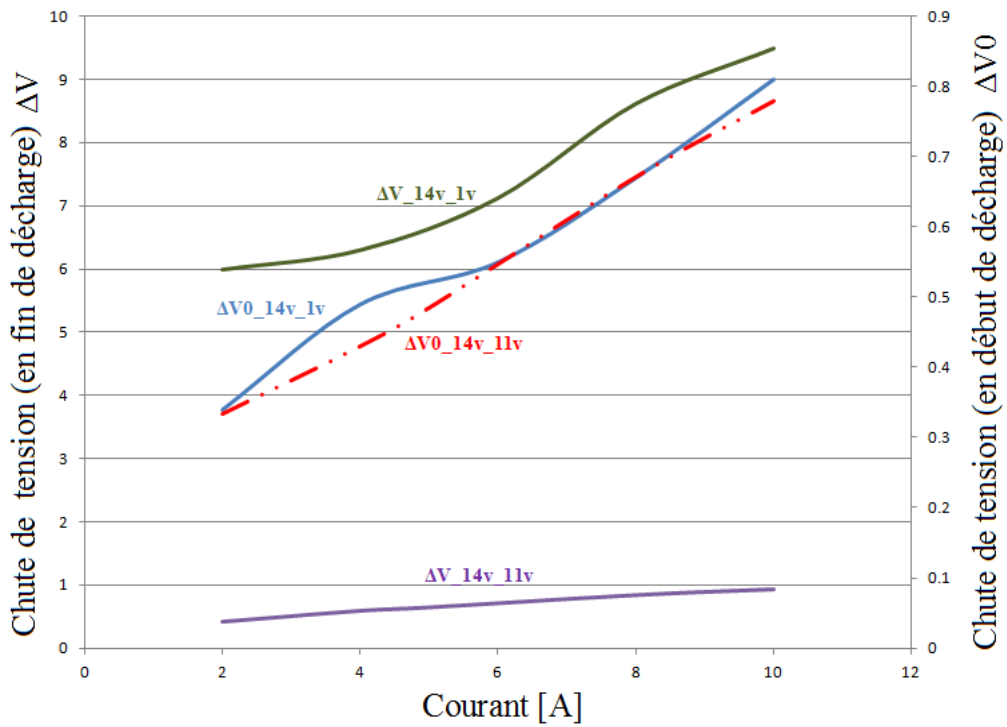


Figure III-19: Chute de tension en fonction du niveau de courant

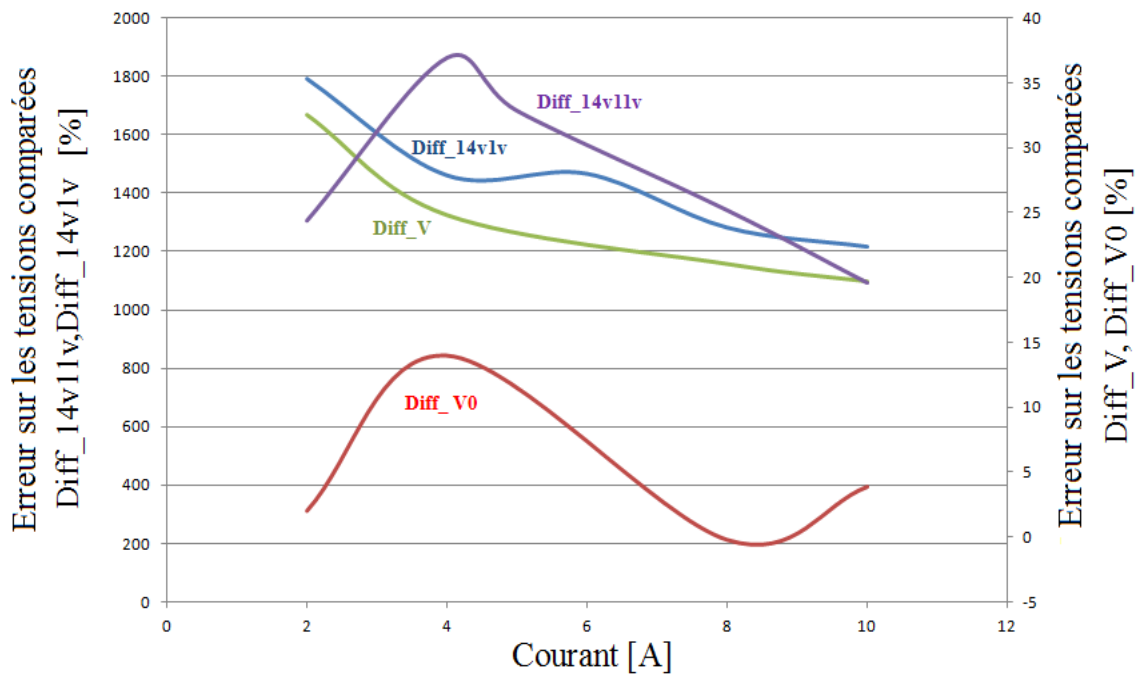


Figure III-20: Différences entre les chutes de tensions dans les deux cas de EDC

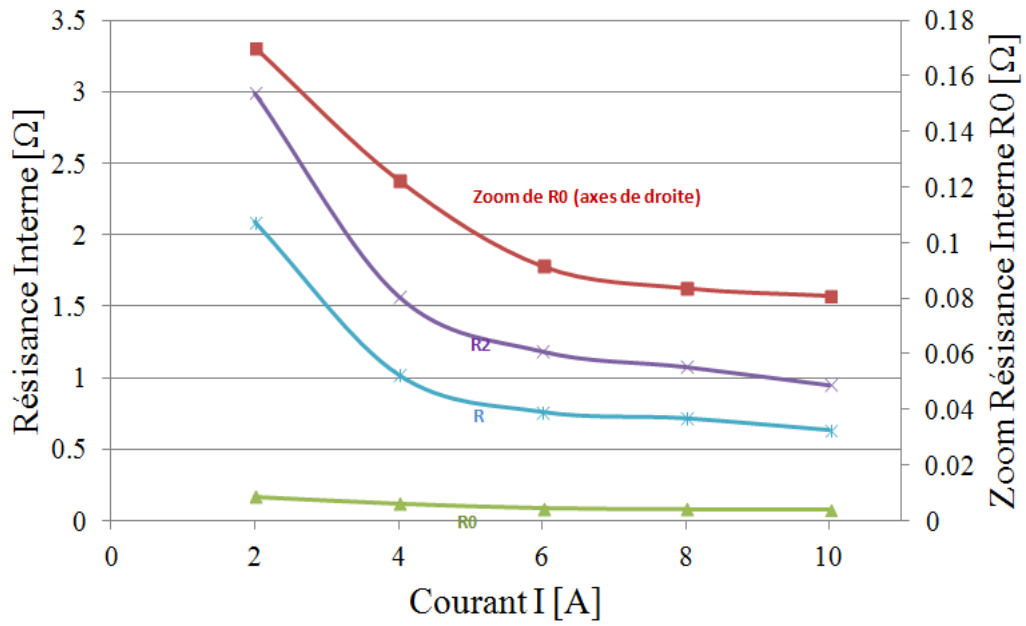


Figure III-21: Estimation de la résistance interne selon deux méthodes

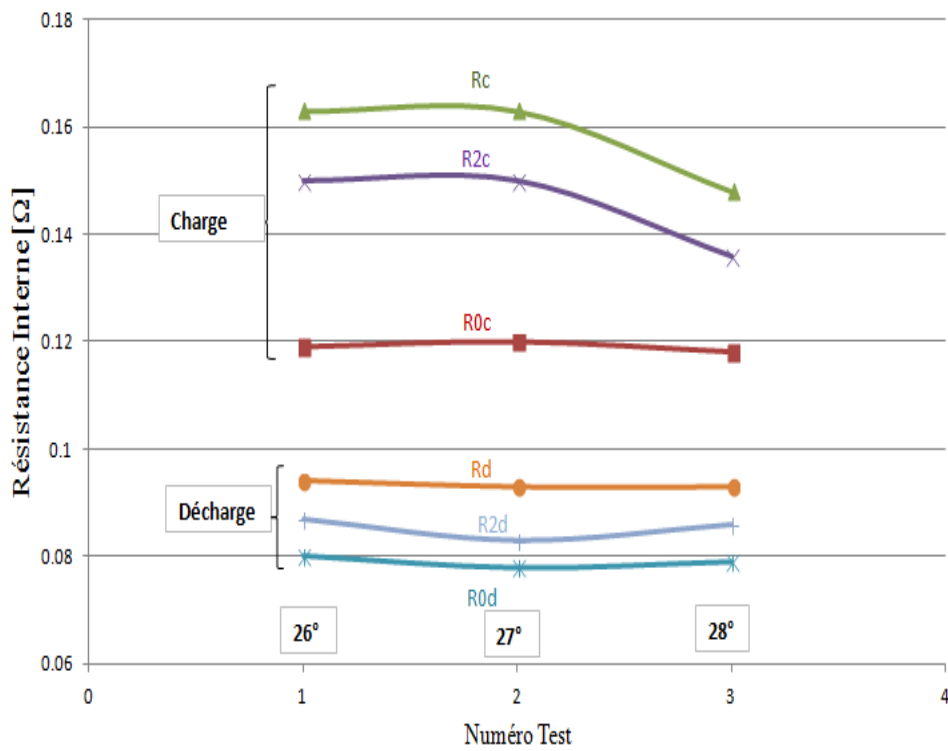


Figure III-22: Effet de la température sur la résistance interne pour un même courant de 10A.

L'indice "c" indique le processus de charge et "d" la décharge.

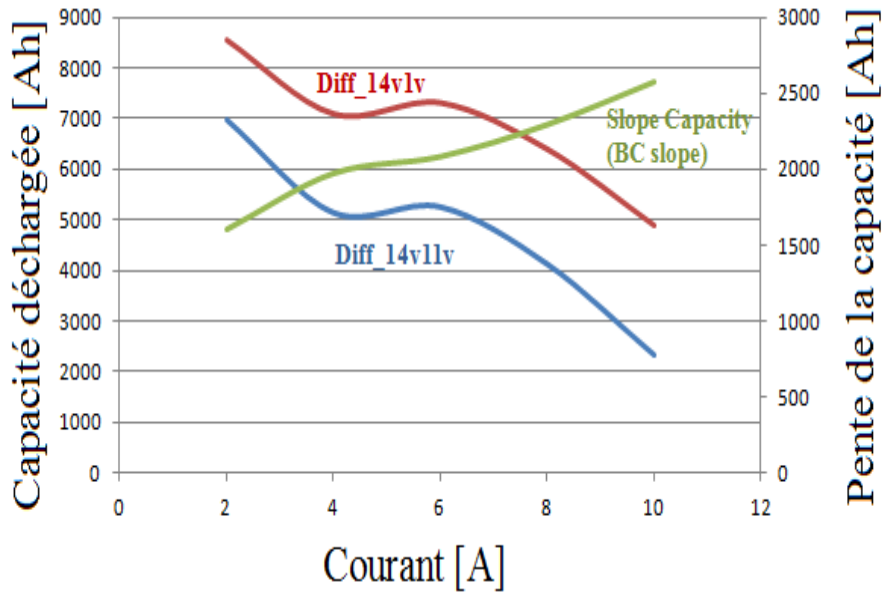


Figure III-23: Pertes de charges en fonction du niveau de courant

La variation de la charge supprimée liée au courant de décharge, de 14V à 1V et de 14V à 11V, est présentée à la figure III-24. La différence entre les deux courbes correspond à la charge extraite de la phase de pente qui se déroule de 11V à 1V. Ce dernier est également présenté à la figure III-25 avec le rapport correspondant, lié à la charge totale supprimée pour chaque courant.

Les variations de la tension flottante liées au niveau actuel sont estimées dans le boîtier de décharge de 14V à 1V et linéarisées, comme le montre la figure III-26.

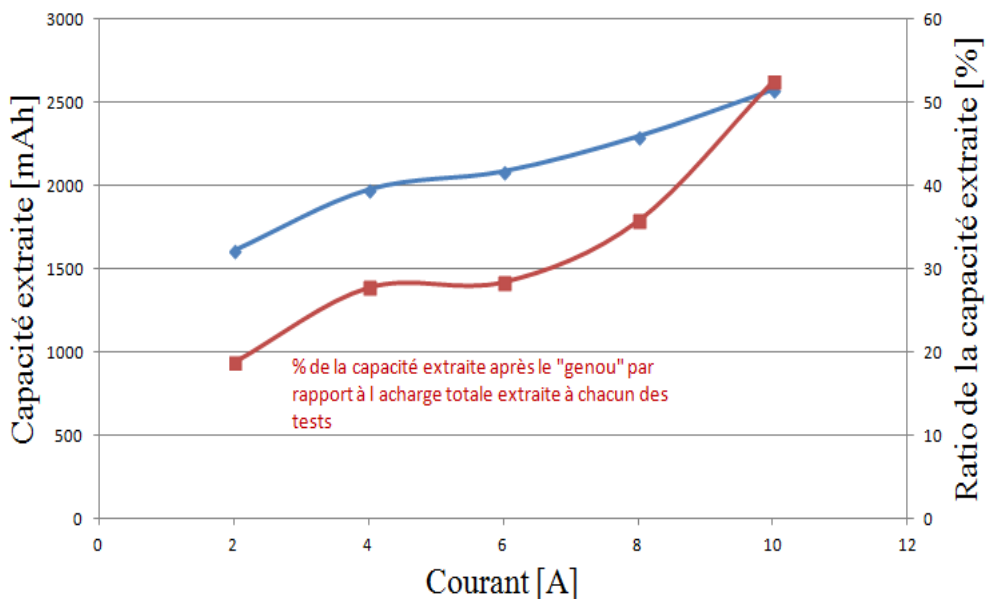


Figure III-24: Évolutions de la charge recouvrée à partir de la chute de tension

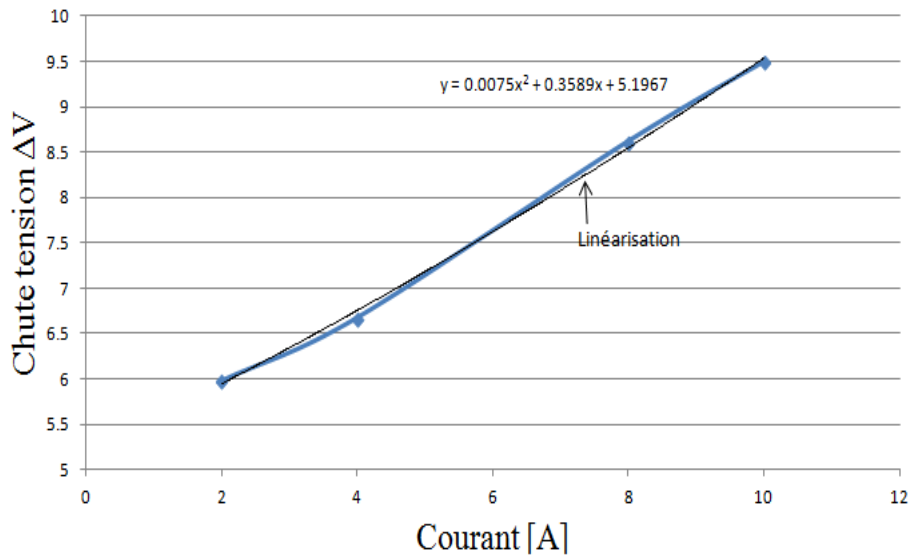


Figure III-25: Variations de la tension flottante en fonction du courant à la fin de décharge

III - 3 - 2. Estimation des paramètres du modèle

Batterie plomb-acide

Les résultats des tests expérimentaux sont utilisés pour estimer les paramètres du modèle KIBAM de la batterie plomb-acide présentés dans les tableaux III-4 et III-5. Le signal généré par ce modèle est comparé à la tension de décharge expérimentale de la Figure III-27. On peut observer une bonne approximation qui illustre l'efficacité de la méthode d'estimation des paramètres.

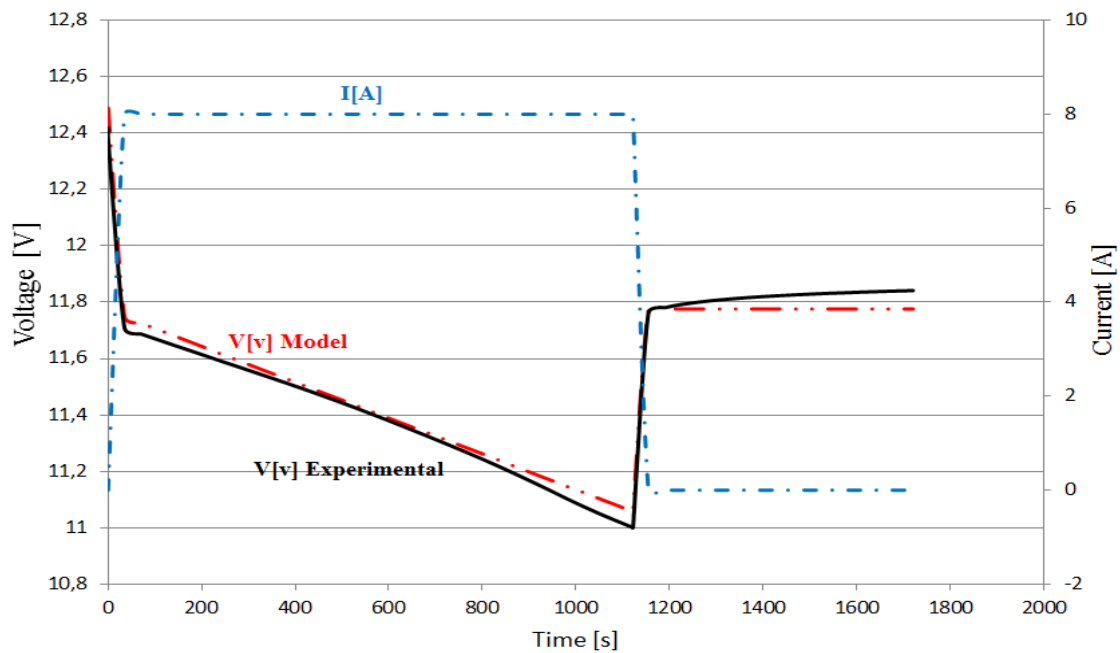


Figure III-26: Modèle de performance comparé au modèle issu de la caractérisation expérimentale.

Les deux signaux sont assez proches du fait d'une très bonne estimation des paramètres du modèle.

Tableau III-4: Paramètres du modèle de la tension

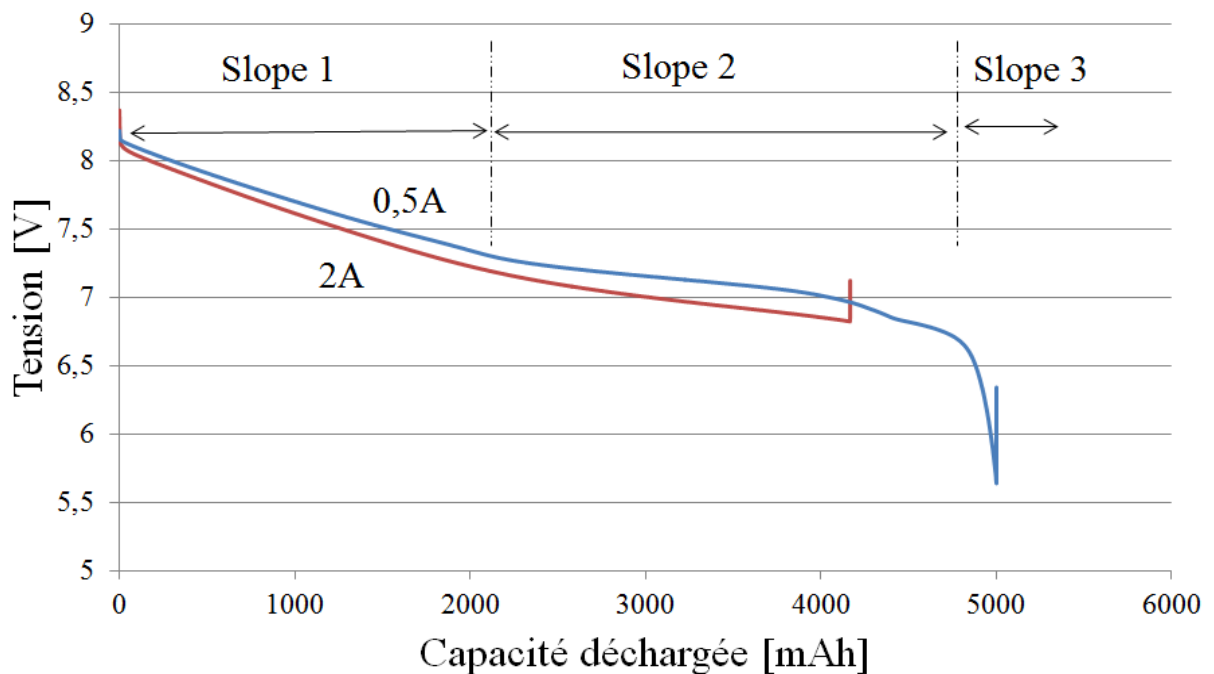
$E0$	A	C	D	$R0 (\Omega)$	$\Delta V0 (V)$
12,489	-5,09E-05	4,39E-06	15000	0,089875	0,719

Tableau III-5: Paramètres du modèle de la capacité

c	$k (M.s^{-1})$	$Q_{max} (mAh)$
0,06915	0,0193	14000

Batterie lithium ion

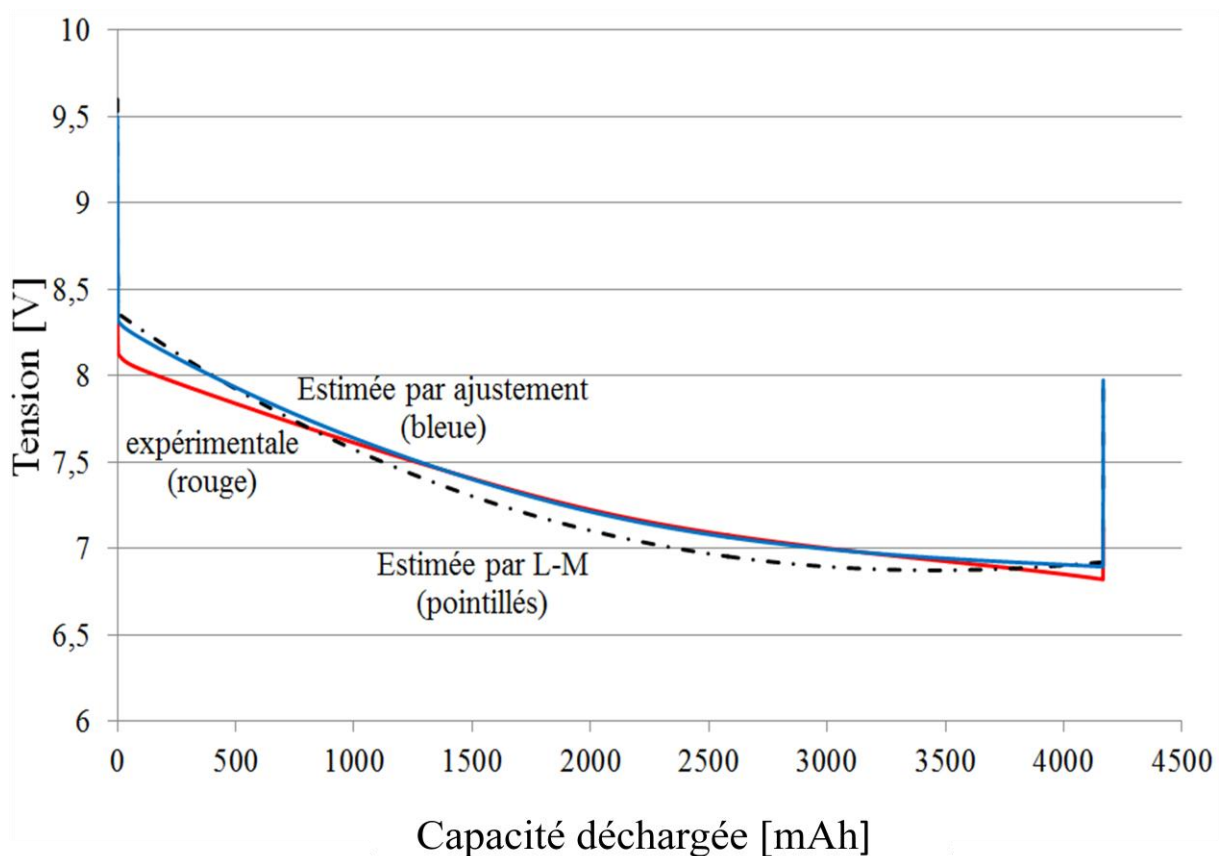
Les équations de KiBaM sont appliquées aux données de cyclage de batteries lithium-ion pour estimer les paramètres, les contraintes et les limites du modèle. Les tests sont effectués avec une batterie lithium-ion de 5200 mAh. Les variations de tension en fonction de la capacité déchargée sont présentées à la Figure III-27 pour deux valeurs de courant de décharge (0,5A et 2A). On peut constater que la pente de la tension est moins linéaire que la pente des batteries plomb-acide [130]. Cela peut induire une dispersion plus grande des valeurs mesurées que dans le cas des batteries plomb-acide bien que la méthode L-M soit connue pour sa capacité à minimiser l'erreur entre le modèle et les données expérimentales.



III-27 : Variation de tension de la batterie lithium-ion en fonction des courants et capacités de décharge.

Dans cette étude, une interface utilisateur graphique (GUI) est réalisée pour améliorer la précision du modèle. Dans un premier temps, les données expérimentales sont téléchargées dans l'interface graphique et l'algorithme L-M appliqué. Les paramètres estimés du KiBaM sont affichés avec une figure comparant les courbes du modèle établi et du modèle expérimental. Mais, dans l'interface graphique, il est possible de faire varier tous les paramètres afin d'ajuster la courbe du modèle et d'améliorer sa précision. L'utilisateur est guidé dans l'action d'incrémentement ou de décrémentation des paramètres en observant l'effet des variations sur la convergence du modèle. Toutefois, l'ajustement manuel n'est que facultatif, la méthode L-M est suffisante pour garantir une erreur minimale acceptable.

Dans cette étude, les paramètres estimés de la batterie lithium-ion sont présentés dans le Tableau III-5. Sur la Figure III-29, la courbe du modèle établi à partir de l'algorithme L-M est comparée aux résultats expérimentaux et à la courbe obtenue en ajustant la valeur R_0 . Celle-ci est plus proche de la courbe expérimentale.



III-28 : Comparaison entre les tests expérimentaux et les résultats du modèle établi de la batterie Li-ion pour différents courants

III-6: Paramètres des modèles de tension et de capacité de la batterie Li-ion

Parameters	L-M estimation	Adjustment result
c	0.83	0.83
k	39.4	39.4
A	-1.434	-1.434
E₀	8.2	8.2
C	25.5633	25.5633
q_{max}(mAh)	5200	5200
D	23.226	23.226
R₀	0,54964	0.526

A l'issue de tous les tests expérimentaux effectués avec un courant constant, dont seule une partie est présentée dans ce document, nous pourrions formuler les observations suivantes :

- ✓ la variation linéaire de la tension en fonction de la charge extraite;
- ✓ la diminution de la tension de charge et variation des modes de décharge en fonction de l'EDC réel. Leurs valeurs au début de chaque mode sont très faibles par rapport à la fin des modes (lorsque le courant devient nul);
- ✓ les valeurs de la résistance interne estimée varient en fonction du niveau de température, du mode de fonctionnement (charge ou décharge) et de la chute de tension considérée. Les petites valeurs sont trouvées lors de l'utilisation de la chute de tension au démarrage du mode (charge ou décharge) avec des variations linéaires en fonction de la température. Les valeurs de résistance les plus faibles sont observées en cas de mode de décharge;
- ✓ la tension flottante dépend de la valeur du courant de décharge;
- ✓ une quantité importante de charges (20% à 50%) peut être soutirée dans la partie de la pente du profil temporel de tension. Le fonctionnement dans la partie quasi linéaire permet de réduire la durée de vie de la batterie, elle est la plus conseillée pour optimiser le cycle de vie des batteries. Néanmoins, une étude complète est nécessaire pour vérifier les impacts induits par un fonctionnement au-delà de la courbure de la pente.

Les paramètres estimés du modèle peuvent fournir une très bonne approximation du comportement expérimental de la batterie. Les modèles des batteries établis servent aux simulations sous Matlab/simulink pour une analyse comportementale mais aussi pour les calculs de dimensionnement. Ils servent ainsi à l'aide au choix entre les technologies (plomb-

acide et Li-ion) en prenant en compte leurs dynamiques dans les calculs classiques de dimensionnement basés sur la minimisation des coûts de l'énergie.

L'étude entamée vise à terme, en perspectives d'après thèse, au développement d'un modèle d'estimation de la durée de vie des batteries en fonction des conditions réalistes de fonctionnement. Le modèle de durée de vie nécessite des tests sur de longues durées (plusieurs mois en continu) et différents scénarios de vieillissement des cellules basés sur des microcycles d'amplitudes différentes. En effet, les caractéristiques observées des productions électriques des sources d'énergies renouvelables présentent des micro-cycles difficilement quantifiables et aléatoires, à l'image des variations des conditions climatiques. Le développement d'un outil informatique peut aider à définir les règles de décision et les outils d'estimation de durée de vie des batteries. Dans les travaux futurs, les effets de température seront intégrés au modèle.

IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les méthodes et techniques de caractérisation des modules solaires ainsi que les paramètres influant sur la performance d'un système PV fonctionnant dans les conditions météorologiques d'un site. Elles sont associées aux modèles systémique et dimensionnant des PV pour estimer le productible en fonction de l'ensoleillement, de la température et de la tension imposée à ses bornes. Le modèle systémique des PV présenté illustre la relation entre les grandeurs électriques qui inspirent les différentes méthodes d'optimisation citées. La performance du système énergétique est déterminée en grande partie par la capacité des batteries à stocker tout le surplus d'énergie, renforçant le taux de pénétration du photovoltaïque, et à assurer une forte disponibilité énergétique. Nous avons procédé à la caractérisation expérimentale des batteries plomb-acide et lithium-ion afin d'analyser leur comportement et les effets de certaines variables. C'est une première étape d'une étude qui vise à établir des modèles et outils d'aide à la décision dans le choix des unités de stockage en prenant en compte leur durée de vie dans les conditions de fonctionnement imposées basées sur des variables en microcycles. Le transfert du flux énergétique entre les sources, les unités de stockage et les consommations s'effectue à travers des convertisseurs électroniques DC/DC et DC/AC. Ces dispositifs sont généralement le siège de pertes de puissances qui induisent un rendement inférieur à 1. Dans nos simulations et calculs, seuls les rendements des convertisseurs sont pris en compte, déterminés par la relation entre les puissances de sortie et d'entrée à différents régimes. Nous n'abordons pas leur modélisation ni leur commande locale. Quant au groupe électrogène, son modèle économique se résume à l'estimation de la consommation en fuel en fonction de la puissance qu'il délivre. Il est utilisé dans le modèle dimensionnant du système énergétique. Du point de vue systémique, la dynamique du groupe diesel est représentée par une fonction de transfert de premier ordre caractérisée par un retard inertiel.

Chapitre IV : Optimisation du flux énergétique dans un système Multi-source

I. Introduction

La réalisation d'une micro-centrale électrique vise à assurer l'autonomie énergétique de plusieurs villages voisins dans un système de coopération énergétique à travers leur interconnexion. Le système proposé dans notre étude intègre des ressources et sources énergétiques photovoltaïques, auxquelles sont associées des unités de stockage à batteries ainsi que des groupes électrogènes de compensation énergétiques. Une telle combinaison renforce la disponibilité énergétique avec un taux de pénétration des énergies renouvelables qui peut être significatif mais nécessite un dimensionnement dédié, basé sur des modèles dimensionnant efficaces, établis à partir des caractérisations expérimentales, sur une analyse comportementale et une définition des stratégies de gestion des flux énergétiques dans le système, basées sur des règles de décision.

Ce chapitre présente l'architecture du système multi-source alimentant plusieurs villages interconnectés. La transmission de l'énergie est soumise à des pertes en ligne qui sont caractérisées par les impédances linéiques des tronçons inter-villages, dont les résistances dissipatives par effet joule. La chaîne énergétique est présentée avec ses caractéristiques exprimées sous forme matricielle. L'efficacité énergétique est illustrée à travers une étude des rendements des constituants.

La synthèse des méthodes d'optimisation multicritère et la théorie des graphes sont réalisées. Une méthodologie d'estimation des pertes en ligne, basée sur le calcul de la tension économique de chaque nœud, est aussi présentée. Elle sert de base à la définition de l'architecture du réseau de transmission de l'énergie en appliquant la théorie des graphes qui est présentée dans ce chapitre. L'objectif est de minimiser les pertes en déterminant le plus court chemin reliant tous les sites cibles. Une fois l'architecture définie, le site source où sera basée la micro-centrale de production électrique est identifié au moyen de l'algorithme de Prim comme illustré dans le chapitre 5.

De même, le dimensionnement du système de production, qui consiste à calculer le nombre et les caractéristiques (grandeurs électriques, productibilité,...) des constituants du système hybride, est réalisé à partir d'une méthode d'optimisation multicritère, appelée Optimisation par Essaims particuliers (PSO : Particle Swarm Optimization). Cette méthode est efficace et simple de mise en œuvre. A cet effet, des modèles dimensionnant sont développés, notamment pour l'estimation du potentiel énergétique (rayonnement et

température), de la capacité de stockage, de la compensation énergétique par groupe électrogène.

Les méthodologies et stratégies développées dans ce chapitre servent à la simulation et sont validées à travers des tests expérimentaux dont les résultats sont présentés et analysés dans le chapitre 4.

II. Systèmes Énergétiques Multi-sources de production électrique

II - 1. Chaîne énergétique

Pour être utiles et rendre services, les ressources énergétiques à leur état primaire subissent plusieurs transformations, conversions ou amélioration de performances, comme illustré par la chaîne énergétique de la Figure IV-1.

Des ressources aux usages, l'énergie subit des transformations et conversions qui induisent des pertes pouvant être significatives selon la performance des systèmes de conversions et transports. Cela a un impact économique et environnemental non négligeable, dont les effets sur la planète et les Hommes se manifestent sous différentes formes. Le principal enjeu en matière de production et consommation énergétique porte sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des matériaux, systèmes, technologies et processus.

Dans notre étude, les ressources énergétiques sont converties en vecteur électrique et un accent particulier est mis sur l'optimisation du transfert de flux énergétique notamment en agissant sur les actionneurs électroniques et électromécaniques. Des règles et outils d'aide à la décision sont nécessaires à cet effet. Elles s'inspirent en général des caractéristiques des constituants et du comportement du système global, siège des interactions entre les sources les interfaces et les charges.

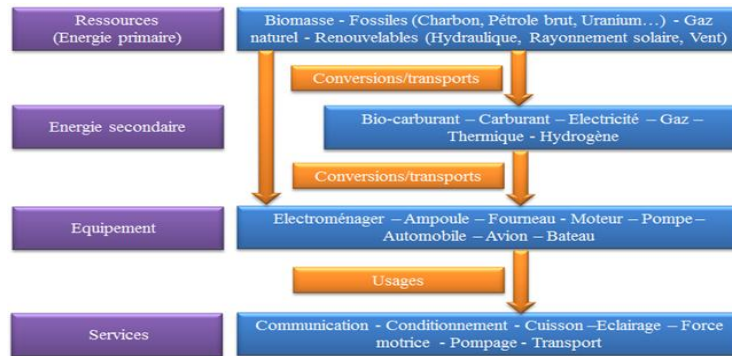


Figure IV-1 : Chaîne énergétique

Du fait des performances limitées des cellules, les productions photovoltaïques sont généralement associées aux unités de stockage, connectés ou non aux réseaux électriques. Dans le cas des sites de moyennes et grandes puissances, autonomes en énergies, des groupes électrogènes sont ajoutés pour assurer la stabilité et la disponibilité énergétique.

II - 2. Système énergétique de production et alimentation électrique

Les productions électriques sont transmises aux consommateurs à travers des lignes électriques qui peuvent être plus ou moins longues selon la distance entre les différentes entités du système énergétique. Le modèle simplifié d'une ligne électrique réelle, dénommé modèle en Pi, est illustré à la Figure IV-2. La nature et la valeur de son impédance sont déterminées par différents phénomènes physiques tels que les pertes d'énergie par effet Joule, les courants de fuite et sa réponse fréquentielle. Le modèle en Pi permet de modéliser correctement des lignes d'une longueur allant de 80 à 240 km. Les effets capacitifs sont souvent négligés pour une ligne aérienne de longueur inférieure à 80 km. Au-delà de 240km, les phénomènes de propagation sont à prendre en compte. La ligne est alors modélisée par une succession de cellules élémentaires de type Pi. C'est le cas des lignes de transmission de longues distances [Wikipedia]. En effet, les impédances des lignes aériennes et souterraines sont pratiquement distribuées sur toute leur longueur.

Par leur effet très inductif, les lignes aériennes consomment de la puissance réactive induisant une chute de tension. De plus, la valeur de l'inductance L a une influence sur la stabilité du système et la puissance active de transit. Dans certains cas, il est nécessaire de procéder à la compensation de la puissance réactive pour conserver un facteur de puissance admissible. Quant à la résistance R , elle provoque des pertes par effet Joule. La capacité C

illustre l'effet capacitif entre un conducteur et la terre, ou même entre deux conducteurs. Sa valeur est relativement faible pour une ligne aérienne mais très importante dans le cas des câbles souterrains. Différents phénomènes électromagnétiques (effet de peau, effet corona,...) peuvent aussi se manifester dans le transport de l'énergie électrique.

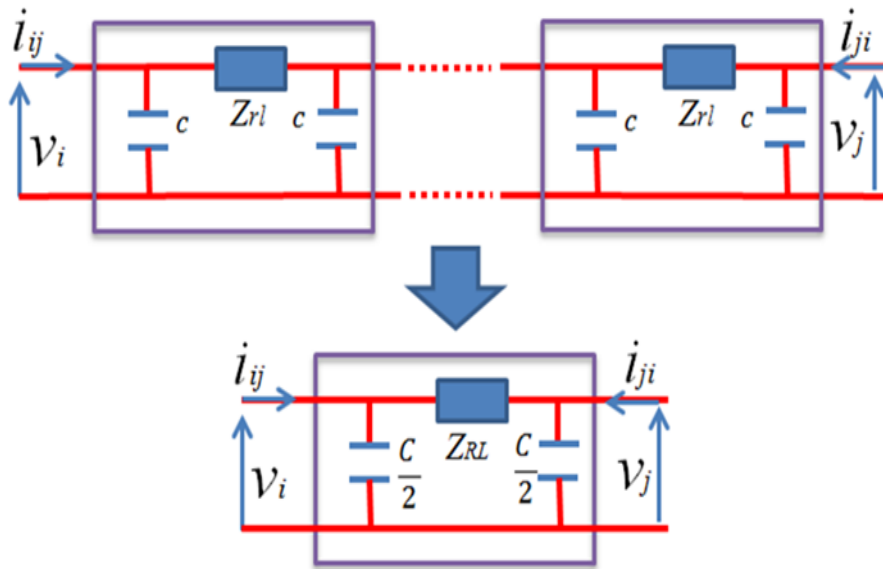


Figure IV-2: Ligne de transmission longue distance avec son modèle simplifié d'une ligne courte.

L'impédance effective longitudinale Z_{ij} (en Ω/m) est composée de la résistance et de la réactance inductive linéiques en série. L'impédance effective transversale Y_{ij} (en S/m) est composée de la susceptance capacitive linéique (IV-1).

$$\begin{cases} R_{ij} = \sum r_{ij} \\ L_{ij} = \sum l_{ij} \\ C_{ij} = \sum c_{ij} \end{cases} \rightarrow \begin{cases} Z_{ij} = Z_{RL} = R_{ij} + j\omega L_{ij} \\ Y_{ij} = j\omega C_{ij} \end{cases} \quad (\text{IV-1})$$

Nous en déduisons l'expression de la matrice d'impédances de la ligne (IV-2).

$$\begin{bmatrix} v_i \\ i_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + Z_{ij} \frac{Y_{ij}}{2} & Z_{ij} \\ Y_{ij} \left(1 + Z_{ij} \frac{Y_{ij}}{4} \right) & 1 + Z_{ij} \frac{Y_{ij}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_j \\ i_j \end{bmatrix} \quad (\text{IV-2})$$

La Figure IV-3 illustre un exemple d'architecture d'un micro-réseau multi-villages. La ligne électrique entre les Nœuds i et j est caractérisée par sa longueur L_{ij} et son impédance Z_{ij} .

Le système est considéré en équilibre et représenté par un réseau monophasé. L'analyse des flux de puissances se base sur des équations de réseau électrique formulées sous différentes formes dont la méthode des nœuds de tension qui est l'une des plus utilisées et des plus adaptées. Des systèmes d'équations linéaires des courants et tensions de nœuds sont spécifiés et résolus de manière itérative.

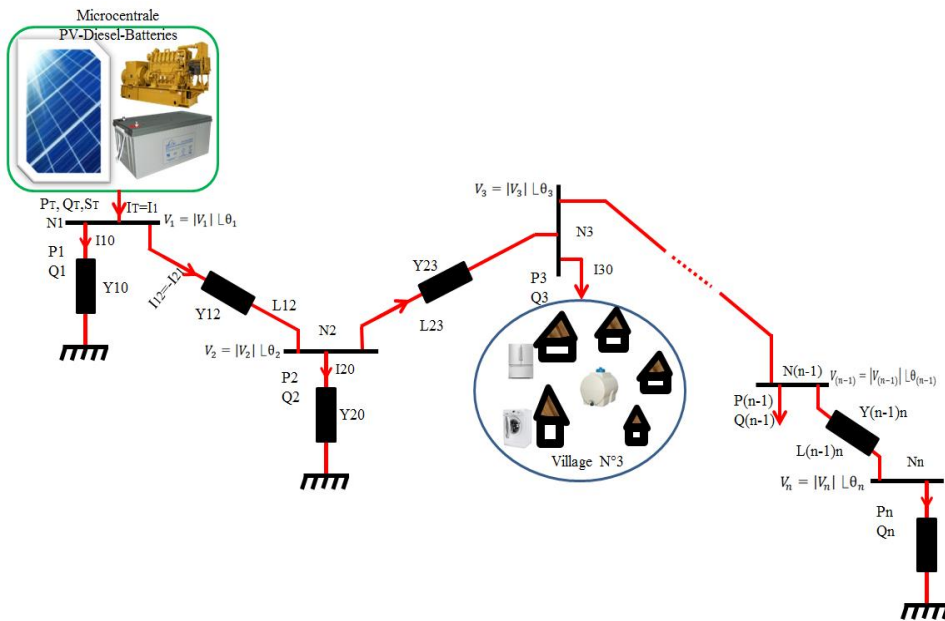


Figure IV-3: Micro-réseau multi-village

II - 3. Matrice des admittances du bus de tension

Soit une ligne de transmission constituée d'une impédance RL série, le courant au nœud i est exprimé par (IV-3).

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (\text{IV-3})$$

Le vecteur des courants injectés sur le bus I_{bus} est défini par ((IV-4)) pour n nœuds de tension, en fonction de la matrice des admittances du bus Y_{bus} et du vecteur des tensions de bus V_{bus} mesurées par rapport au nœud de référence. Un courant entrant est de signe positif et sortant, sinon.

$$\begin{cases} I_{bus} = Y_{bus} * V_{bus} \\ V_{bus} = Y_{bus}^{-1} * I_{bus} \end{cases} \quad (IV-4)$$

Soit,

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (IV-5)$$

Les matrices des admittances pour chaque segment (i-j) ont pour expression (IV-6).

$$Y_{i,j} = \frac{1}{Z_{i,j}} = \frac{1}{R_{i,j} + jX_{i,j}} \quad (IV-6)$$

On en déduit la matrice des équations des tensions pour n bus. L'élément de diagonal de chaque nœud Y_{ii} est la somme des admittances qui lui sont connectées. Il est défini comme l'admittance propre. L'élément non diagonal est égal au négatif de l'admittance entre les nœuds c'est l'admittance mutuelle ou admittance de transfert $Y_{ij}=0$ s'il n'existe aucune connexion entre i et j. Ceci est traduit par l'équation (IV-7).

$$\begin{cases} Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij}, & j \neq i \\ Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \end{cases} \quad (IV-7)$$

L'inverse de la matrice des admittances correspond à la matrice des impédances du bus Z_{bus} , celle obtenue pour le nœud de référence est non singulière. Sinon, la matrice des nœuds est singulière. Pour une ligne reliant deux nœuds de puissance i et j, le courant I_{ij} mesuré au bus i est défini positif dans la direction de i vers j, et inversement pour le bus j. Les expressions sont fournies par le système d'équations (IV-8).

$$\begin{cases} I_i = \sum (I_{ij}) + I_{i0} = \sum y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i \\ I_j = \sum (I_{ji}) + I_{j0} = \sum y_{ji}(V_j - V_i) + y_{j0}V_j \end{cases} \quad (IV-8)$$

Les puissances complexes S_{ij} du bus i à j et inversement sont fonctions des puissances actives et réactives (IV-9).

$$\begin{cases} S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i I_{ij}^* \\ S_{ji} = P_{ji} + jQ_{ji} = V_j I_{ji}^* \\ I_{ij} = -I_{ji} = \frac{V_i - V_j}{Z} \end{cases} \quad (\text{IV-9})$$

Les expressions des puissances actives et réactives (IV-10), (IV-11).

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_i|^2 - R|V_i| \cdot |V_j| \cos \gamma + X|V_i| \cdot |V_j| \sin \gamma] \\ Q_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_i|^2 - X|V_i| \cdot |V_j| \cos \gamma - R|V_i| \cdot |V_j| \sin \gamma] \end{cases} \quad (\text{IV-10})$$

et

$$\begin{cases} P_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_j|^2 - R|V_i| \cdot |V_j| \cos \gamma + X|V_i| \cdot |V_j| \sin \gamma] \\ Q_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_j|^2 - X|V_i| \cdot |V_j| \cos \gamma - R|V_i| \cdot |V_j| \sin \gamma] \end{cases} \quad (\text{IV-11})$$

Servent à reformuler les expressions des puissances apparentes comme suit (IV-12), avec l'angle de déphasage entre les deux tensions défini par $\gamma = \theta_i - \theta_j$.

$$\begin{cases} S_{ij} = V_i \frac{V_i^* - V_j^*}{Z^*} = \frac{|V_i|^2 - |V_i| \cdot |V_j| \angle(\theta_i - \theta_j)}{R - jX} \\ S_{ji} = V_j \frac{V_j^* - V_i^*}{Z^*} = \frac{|V_j|^2 - |V_i| \cdot |V_j| \angle(\theta_j - \theta_i)}{R - jX} \end{cases} \quad (\text{IV-12})$$

On en déduit la perte de puissance sur la ligne $i - j$ comme la somme algébrique des flux de puissance S_{ij} et S_{ji} (IV-13).

$$Pertes_{ij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (\text{IV-13})$$

Dans un système électrique, les pertes de puissances peuvent être considérables. Il est donc nécessaire d'effectuer une étude dédiée intégrant les principaux paramètres afin de minimiser les pertes et optimiser l'efficacité énergétique.

II - 4. Efficacité Énergétique

Le flux des productions électriques à travers une chaîne énergétique multi-source S_k sont soumis à « n » conversions, de rendements η_{ik} , avec $i=1$ à n . Les énergies E_k produites par les sources S_k (IV-14) servent à réaliser les services et activités A_L en subissant « m » conversions de rendements η_{jl} , avec $j=1$ à m .

$$E_k = \left(\prod_{i=1}^n \eta_{ik} \right) S_k \quad (\text{IV-14})$$

L'énergie utilisée pour les services a pour expression (IV-15).

$$E_l = \left(\prod_{j=1}^m \eta_{jl} \right)^{-1} T_l \quad (\text{IV-15})$$

La conservation d'énergie se traduit par l'expression (IV-16).

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^p E_k = \sum_{l=1}^q E_l \\ \sum_{k=1}^p S_k \cdot \left(\prod_{i=1}^n \eta_{ik} \right) = \sum_{l=1}^q T_l \cdot \left(\prod_{j=1}^m \eta_{jl} \right)^{-1} \end{cases} \quad (\text{IV-16})$$

On en déduit l'expression du rendement global du système (IV-17).

$$\eta_{\text{syst}} = \left(\prod_{i=1}^n \eta_{ik} \right) \cdot \left(\prod_{j=1}^m \eta_{jl} \right) = \sum_{l=1}^q T_l \cdot \left(\sum_{k=1}^p S_k \right)^{-1} \quad (\text{IV-17})$$

Le rendement global du système correspond au produit de tous les rendements des constituants en série entre les sources et les charges électriques.

Lors de la transmission de la production électrique, des pertes de puissance surviennent en fonction de la longueur du tronçon et de la nature du câble électrique, ainsi que des conditions climatiques. Le choix de la tension de fonctionnement du réseau ainsi que la section des câbles est donc déterminant pour optimiser l'efficacité énergétique du système, notamment du point de vue des pertes en ligne.

II - 5. Pertes de puissance en ligne

II - 5 - 1. Résistance de dissipation

En plus des pertes de puissance observées au niveau des convertisseurs (transformateurs, machines tournantes, convertisseurs électroniques, auxiliaires,...), le transport de l'électricité sur le réseau haute et très haute tension engendre des pertes d'énergie importantes par effet Joule. Elles dépendent essentiellement de la consommation, du plan de production, et de l'architecture du réseau.

En France, selon RTE (Réseau de Transport d'Électricité de France), les taux de pertes sont compris entre 2 et 3,5% de la consommation, suivant les saisons et les heures de la journée. En moyenne, le taux s'établit à 2,5%, ce qui représente environ 11,5 TWh (TeraWatt-heure) par an [131].

Généralement, pour limiter les pertes, on augmente soit le nombre de conducteurs par phase (jusqu'à quatre câbles par phase, avec quelques centimètres de distance), soit la tension (pour réduire le courant), soit le facteur de puissance ($\cos\phi$) ou bien on alterne les phases.

Les pertes en ligne sur le réseau électrique, définies par (IV-18), constituent une composante influençant le rendement global de l'installation. Ces pertes dépendent quantitativement de la valeur du courant, de la tension, de la longueur des lignes et de la nature du réseau. Elles peuvent aussi provenir des décharges électriques entre l'air et le conducteur selon les conditions climatiques.

Dans cette étude, nous déterminons l'architecture du réseau électrique d'interconnexion de plus courte longueur ainsi que la localisation optimale du site de production en vue de minimiser les pertes de puissance. A cet effet, il est nécessaire de formuler une méthode d'estimation des pertes et de choix de la tension optimale.

L'essentiel des pertes en ligne sont générées par effet Joule qui est une dissipation de puissance dans la résistance interne du câble, qui varie en fonction de la température. La valeur de la résistance dépendante de la température d'un tronçon i est exprimée par (III-18).

$$R_i = \rho \frac{L_i}{S_i} = \rho_0(1 + \alpha\theta) \frac{L_i}{S_i} \quad (\text{IV-18})$$

La résistance R (en Ω) du conducteur dépend des propriétés du matériau à conduire un courant électrique, sa résistivité ρ (en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$), sa longueur L (en m) et son aire (mm^2). Une faible résistivité détermine un meilleur conducteur électrique. Pour le cuivre $\rho = 17 \times 10^{-9} \Omega \cdot \text{m}$ et pour l'aluminium $\rho = 28 \times 10^{-9} \Omega \cdot \text{m}$, à 300 K.

Dans le cas des lignes aériennes, le cuivre étant trop lourd, on utilise des alliages aluminium – acier plus légers, avec une résistivité de l'ordre de $30 \cdot 10^{-9} \Omega \cdot \text{m}$. La résistivité d'un matériau à une température donnée est exprimée en fonction du coefficient de température (α , en K^{-1}), de la température considérée (θ , en $^\circ\text{C}$) et de la résistivité à 0°C .

Pour le cuivre et l'aluminium, le coefficient de température a pour valeurs $3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ et $4,03 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$, respectivement. Les alliages aluminium – acier les plus utilisés ont une résistance linéique variant entre 0,162 à 1,176 Ω/km à 20°C et un coefficient de dilatation linéique de $16,3 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ à $17 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ selon la composition de l'alliage [132].

II - 5 - 2. Tension économique

La production électrique est transmise aux charges à travers des transformateurs qui adaptent la tension sur les deux extrémités de la ligne de transmission. A partir de la puissance à transmettre, la tension de génération et la longueur de transmission, on peut calculer la tension de transmission économique qui sert de référence au choix de la tension de transmission standard conformément au Tableau IV-1.

Ensuite, les coûts des transformateurs, des appareillages, des conducteurs et d'autres équipements sont déterminés.

Tableau IV-1 : Niveaux de tension définis par les normes NF C 15-100 et NF C 13-200[133]

Tension alternative	Domaine de tension	Autre appellation courante	Valeur usuelles en France (tension d'utilisation)
$\leq 50V$	TBT		12- 24- 48 V
$\leq 500V$	BTA	BT (basse tension)	230 - 380 - 400V
$\leq 1000V$	BTB		
$1 < U \leq 50kV$	HTA	MT (moyenne tension)	5,5 - 6,6 – 10 - 15- 20 - 36kV
$U > 50kV$	HTB	HT (haute tension)	63 - 90- 150kV
		THT (très haute tension)	225 - 400kV

Le coût du transformateur augmente avec l'augmentation de la tension, pour une puissance donnée, En outre, le coût de l'appareillage, du paratonnerre, de l'isolation et des supports augmente alors que le coût des conducteurs diminue avec l'augmentation de la tension. Ainsi, dans le cas de lignes de transmission, il y a une valeur spécifique limite de la tension à utiliser, en dessous de laquelle aucun gain économique n'est possible. La limite correspond au coût minimal cumulé des conducteurs, isolateurs, supports, transformateurs, appareillages de sécurité et mise en œuvre, comme illustré par la Figure IV-4 le minimum global, correspondant à la tension optimale à choisir.

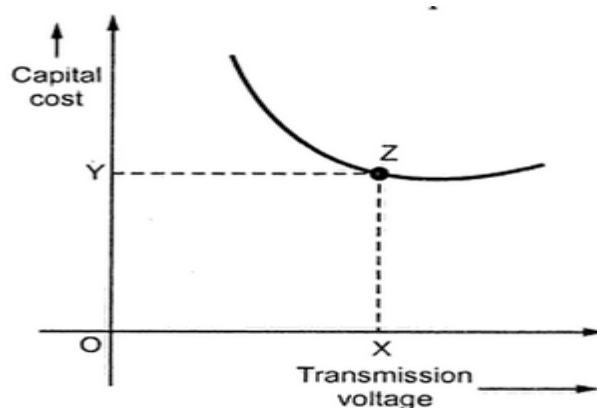


Figure IV-4: Coût total de la ligne de transmission en fonction de la tension de la ligne de transmission [120]

Le coût des matériaux conducteurs requis peut diminuer par une réduction du volume des matériaux à travers l'augmentation de la tension de transmission. En effet, le volume de

matériau conducteur est inversement proportionnel à la tension de transmission. Mais avec une augmentation de la tension de transmission, il y aura une augmentation correspondante du coût des isolateurs, transformateurs, appareillages et autres équipements. Ainsi, pour l'économie globale, il existe une tension de transmission optimale. La tension de transmission économique est celle pour laquelle le coût cumulé des conducteurs, des isolateurs, des transformateurs, des appareillages et d'autres équipements est minimal.

De manière pratique, il est impossible de déterminer ce point par cette méthode. Pour éviter les difficultés et complications, des formules empiriques sont généralement utilisées pour estimer la tension composée U_{pp} (en kV) [134], [135], en considérant la puissance par phase P_{ph} (kW) ou la puissance totale P_T (kW), la longueur L de la ligne (km) (IV-19).

$$U_{pp} = \begin{cases} 5.5 \sqrt{0.62L + 0.03P_{ph}} \\ 5.5 \sqrt{0.62L + P_T/150} \end{cases} \quad (IV-19)$$

Une autre méthode considère que la ligne électrique peut transporter une puissance proportionnelle au rapport α pour une chute de tension donnée. Ce facteur α dépend de la chute de tension et le type de ligne. Pour une ligne avec et sans compensation de puissance réactive, α prend les valeurs 2 ou 3, respectivement, pour une chute de tension relative maximale de 5% [136]. L'impédance Z étant proportionnelle à la distance de la ligne, il est possible d'exprimer la tension composée U_{pp} (en kV) par (IV-20), en fonction de la longueur L (en km) de la ligne et de la puissance triphasée P_T (en MW) de transit. La valeur calculée est juste indicative. Elle sert de référence pour le choix d'une tension normalisée U_{nom} entre $0,5U_{pp}$ et $1,5U_{pp}$ [136].

$$\begin{cases} \alpha_i = \frac{U_{pp,i}^2}{Z_i} \\ U_{pp,i} = \alpha_i \sqrt{P_{T,i} L_i} \end{cases} \quad (IV-20)$$

On détermine la tension nominale U_{nom} standard de la ligne à partir du Tableau III-1, puis on détermine le courant de la ligne défini par (IV-21) afin de calculer les pertes de puissance dans la ligne considérée.

$$\begin{cases} I_i = \frac{P_{T,i}}{\sqrt{3}U_{nom,i}} \\ P_{j,i} = 3R_i I_i^2 \end{cases} \quad (IV-21)$$

III. Système multi-source photovoltaïque

Avec la déréglementation du marché et l'augmentation constante de la demande d'énergie, les systèmes d'alimentation se développent très rapidement et entraînent donc une interconnexion des systèmes d'alimentation avec de grandes générations. Les ingénieurs des systèmes d'alimentation dans de nombreux pays font face à la demande de calcul croissante pour gérer les données du système d'alimentation. En raison de la structure complexe et du grand nombre de variables de composants du système dans un réseau électrique réel, de nombreux outils analytiques existants ne parviennent pas à effectuer une analyse précise et efficace du système d'alimentation.

Maintenant, les acteurs du marché de l'électricité ont besoin de systèmes informatiques plus efficaces et de systèmes de communication fiables afin de traiter les données pour les opérations du système et de prendre des décisions pour les investissements futurs. Ils doivent également collaborer et partager des données à des fins différentes, en particulier dans les environnements déréglementés. Heureusement, le pouvoir de calcul des ordinateurs modernes et l'application de la technologie de réseau peuvent considérablement faciliter l'analyse du système d'alimentation à grande échelle.

L'informatique haute performance joue un rôle important pour assurer une communication efficace et fiable pour le fonctionnement et le contrôle du système d'alimentation. Au cours des dernières années, la technologie informatique du réseau a attiré beaucoup d'attention des ingénieurs et des chercheurs en énergie. Le réseau informatique offre des solutions économiques et efficaces aux problèmes de calcul des systèmes énergétiques. Un micro-réseau électrique autonome (figure VI-5) doit assurer la disponibilité énergétique de manière permanente. Pour ce faire, une couche d'information s'ajoute à la couche de puissance afin de réaliser une gestion efficace en temps réel, à travers une surveillance continue et une réactivité en cas de défauts. La couche d'information intègre différentes fonctionnalités telles que :

1. Réseau de capteurs divers ;
2. Acquisition et stockage des données ;
3. Commande locale des convertisseurs électroniques ;
4. Supervision globale et règles de décision ;
5. Interfaces et Supports de flux d'information : internet, radio fréquence, câble, satellite,...

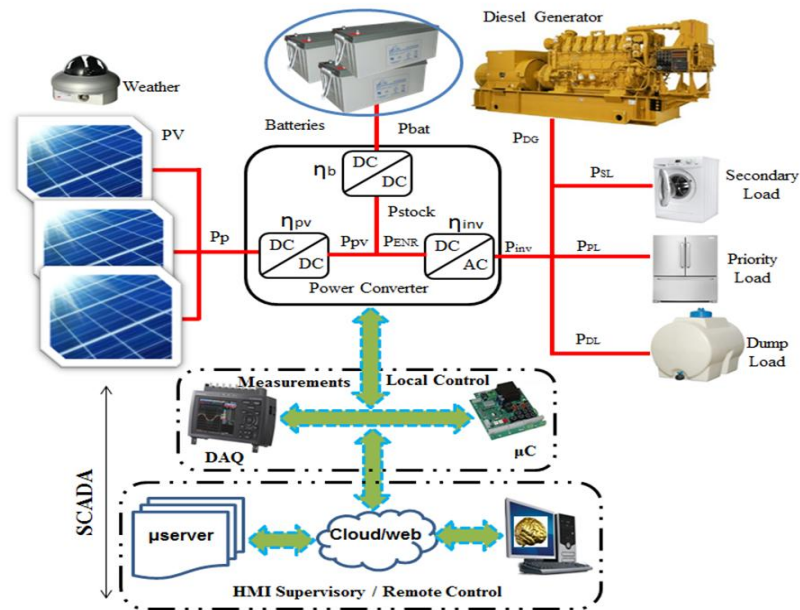


Figure IV-5 : Système autonome de production photovoltaïque

IV. Communication et système d'information

Le réseau de calcul informatique (grid computing) est une forme d'informatique parallèle et distribuée qui implique la coordination et le partage d'installations informatiques, de stockage des données et des ressources réseau dans des organisations dynamiques ou géographiquement distribuées. Le système informatique ordinaire forme une architecture à trois couches. La première est la couche de ressource, qui comprend la partie matérielle du réseau informatique. La seconde est considérée comme l'interface (middleware) du réseau. La troisième est la couche de service, qui utilise l'interface de l'outil logiciel du matériel et exécute les applications.

Les fonctionnalités du réseau informatique de calcul pour l'analyse du système énergétique, basées sur un système d'acquisition et de contrôle de données SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) sont : flux de charge en ligne, flux de puissance optimal, planification de charge, analyse petits signaux, analyse de la stabilité des transitoires, dispatching économique, surveillance et contrôle, restauration du système de puissance, analyse de contingence. Notons aussi la nécessité d'usage de serveurs de traitement et ceux de données. Le réseau informatique a pour avantages de fournir une grande puissance de calcul, un partage de ressources à travers le réseau et un accès aux données distantes et distribuées, avec une fiabilité de haut niveau dans la communication ainsi que différents niveaux de sécurité entre les nœuds. Il offre aussi d'autres services tels que la gestion de processus à distance,

l'allocation de ressources, la distribution et planification de tâches, une gestion en temps réel de système avec possibilité d'autoréparation, d'approvisionnement automatique ainsi qu'un environnement virtualisé. Le traitement parallèle est l'une des caractéristiques les plus intéressantes du réseau informatique qui augmente la capacité de traitement du CPU et conduit à une puissance de calcul qui renforce l'efficacité et les nouvelles évolutions de l'ingénierie énergétique.

La sécurité du système d'alimentation est fondamentale. Elle est soumise à une évaluation régulière afin de déterminer le degré de vulnérabilité en se basant sur l'analyse de contingence, qui fonctionne dans le Système de gestion de l'énergie afin de définir des indicateurs comportementaux du systèmes en cas de survenue de panne de matériel non planifiée ou non programmée. Cela va au-delà des méthodes classiques utilisées jusqu'à récemment. Celles-ci se basent sur la compréhension générale du système d'alimentation à travers des simulations par ordinateur de certaines grandeurs telles que le débit de charge, la stabilité de tension ou fréquence, ...

Les systèmes de communication et d'information renforcent « l'intelligence » des nouveaux réseaux et micro-réseaux électriques. L'architecture de base du réseau informatique est donnée à la figure IV-6.

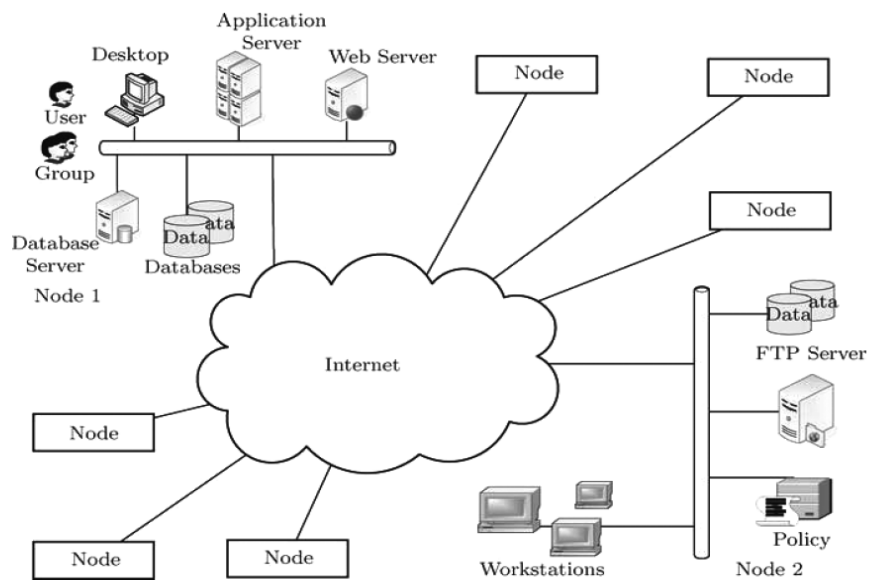


Figure IV-6 : Architecture de base du réseau informatique [137]

V. Production électrique photovoltaïque

V - 1. Taux de pénétration photovoltaïque

Le taux de pénétration d'une ressource énergétique désigne sa part de contribution au bouquet énergétique. Le terme « taux de pénétration » peut être utilisé dans différents contextes, par exemple, taux de pénétration de la capacité installée désigne la capacité de génération de l'électricité (généralement en MW) installée normalisée par la capacité totale de génération sur le réseau, taux de pénétration de la capacité d'opération désigne la capacité de génération de l'électricité (généralement en MW) à partir de ce composant normalisée par la demande de charge à un moment donné.

Dans notre cas, nous nous intéressons au taux de pénétration de l'énergie qui désigne la capacité de fournir de l'énergie normalisée par la quantité de l'énergie demandée. Il peut être calculé par l'expression :

$$\text{Taux de pénétration} = \frac{\text{L'énergie produite}}{\text{L'énergie demandée}}$$

Pour améliorer le taux de pénétration de l'énergie photovoltaïque, la production maximale est extraite malgré la variation des conditions climatiques au moyen d'une méthode d'optimisation communément appelée Méthode de poursuite du point de puissance maximale (PPPM, ou MPPT en anglais).

V - 2. Estimation du productible optimal photovoltaïque

L'objectif des lois de commande du convertisseur DC/DC est de transférer la valeur maximale extractible de la puissance photovoltaïque P_{mpp} , transférée sur le bus continu intermédiaire, correspond à l'optimum extractible en fonction des variations des conditions climatiques (ensoleillement, température, inclinaison, orientation, ...)

Au-delà des automatismes de commande et de sécurité, un dimensionnement adapté est nécessaire afin renforcer la disponibilité et l'autonomie énergétique du système. A cet effet, différentes approches sont proposées dans la littérature [138]–[142]. Notre démarche s'inspire de la méthode utilisée par le logiciel Retscreen que nous améliorons et adaptons à une optimisation multicritères intégrant les contraintes identifiées. Le système photovoltaïque

considéré sert à la production électrique ainsi qu'au pompage hydraulique. La méthode d'estimation du productible photovoltaïque est illustrée par la figure IV-7.

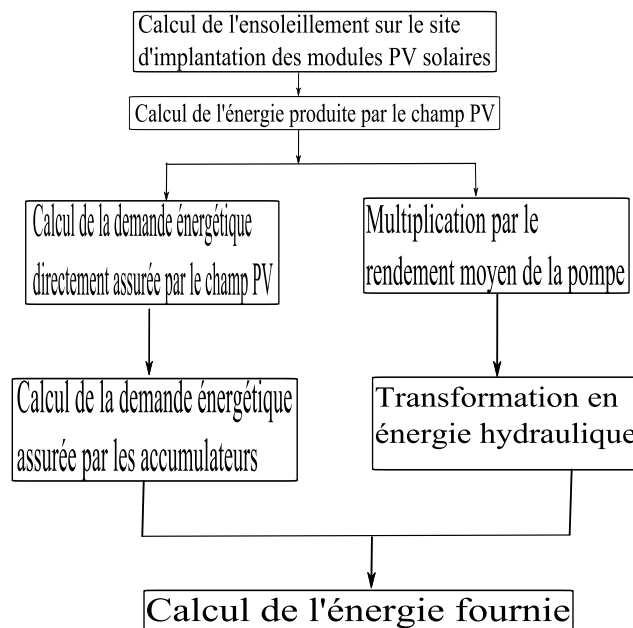


Figure IV-7 : Modèle énergétique d'une installation PV adapté à partir de [138]

V - 2 - 1. Estimation de l'ensoleillement optimal

La connaissance des ensoleillements direct et diffus pour chaque heure de la journée est nécessaire au cours de la phase de dimensionnement afin prendre en compte les variabilités horaires des conditions climatiques, mais aussi lors du fonctionnement réel en vue de réaliser de manière permanente une supervision efficace et une prédiction basée sur l'historique. Au niveau de la commande, les mesures instantanées sont réalisées pour adapter le fonctionnement aux fortes variabilités et assurer l'extraction en continu de la puissance maximale disponible.

Compte tenu des coûts des systèmes d'instrumentations dont l'acquisition n'est pas justifiée pour petites et moyennes installations, une alternative consiste à estimer les paramètres climatiques au moyen de logiciels de modélisation ou à travers une exploitation de bases de données en ligne ou hors ligne. A cet effet, il est présenté une démarche méthodologique d'estimation du productible photovoltaïque basée sur les modèles de calculs introduits dans le chapitre 2, qui est consacré à une étude comparative des méthodes. Dans ce qui suit, nous présentons les formules de base utilisées pour l'estimation du productible dans cette étude.

La valeur horaire de la radiation solaire dans le plan du champ PV, H_t , ainsi que sa moyenne horaire journalière \bar{H}_t , est définie par (IV-22). Elle est fonction de l'albédo du sol ρ , de l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct sur le champ PV θ ainsi que de l'angle zénithal du soleil θ_z . Pour une température moyenne mensuelle du site inférieure à (-5°C), l'albédo est fixé à 0,7. Si la température est supérieure à 0°C, l'albédo est fixé à 0,2. Entre -5°C et 0°C, il est estimé par interpolation linéaire.

$$\begin{cases} H_t = H_b \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + H_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + H\rho \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \\ \bar{H}_t = \frac{\sum_1^{24} H_t}{24} \end{cases} \quad (\text{IV-22})$$

Les bases des données les plus courantes fournissent en général des valeurs moyennes mensuelles de l'ensoleillement global journalier horizontal \bar{H} , ainsi que ses composantes : le rayonnement solaire quotidien direct \bar{H}_b , émis par le disque solaire et le diffus \bar{H}_d , émis par le reste de la voute céleste. Ces grandeurs définissent une « journée moyenne » type et nous servent de base pour estimer à chaque heure les paramètres correspondants. Il s'agit de l'ensoleillement global horizontal horaire H et de ses composantes, diffuse H_d et directe H_b . Les relations entre ces paramètres sont exprimées par (IV-23), à partir des formules de Collares-Pereira et Rabl pour le rayonnement global et de la formule de Liu et Jordan pour le rayonnement diffus.

$$\begin{cases} H = \frac{\pi}{24} * \frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \omega_s \cos\omega_s} * (a + b * \cos\omega) * \bar{H} \\ H_d = \frac{\pi}{24} * \frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \omega_s \cos\omega_s} * \bar{H}_d \\ H_b = H - H_d \end{cases} \quad (\text{IV-23})$$

Avec,

$$\begin{cases} a = 0,409 + 0,5016 * \sin\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right) \\ b = 0,6609 - 0,4767 * \sin\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{IV-24})$$

où ω_s est l'angle horaire du soleil à son coucher, exprimé en radians et ω est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait, exprimé aussi en radians.

La corrélation d'Erbs et Coll. (Duffie et Beckman, 1991) sert au calcul de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien \overline{H}_d en fonction de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien (IV-25), pour une moyenne mensuelle de l'indice de clarté \overline{K}_T , comprise entre 0,3 (régions ou saisons pluvieuses) et 0,8 (saisons ou climats secs et ensoleillés). En dehors de cet intervalle, une interpolation linéaire est réalisée.

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = \begin{cases} 1,391 - 3,560\overline{K}_T + 4,189\overline{K}_T^2 - 2,137\overline{K}_T^3 & \text{si } \zeta < 81,4^\circ \\ 1,311 - 3,022\overline{K}_T + 3,427\overline{K}_T^2 - 1,821\overline{K}_T^3 & \text{si } \zeta > 81,4^\circ \end{cases} \quad (\text{IV-25})$$

La moyenne mensuelle de l'indice de clarté \overline{K}_T est estimée à partir de la moyenne du rayonnement extraterrestre \overline{H}_0 (IV-26). Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0 est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique, du jour n . Il est atténué par l'atmosphère et les nuages proportionnellement à l'indice de clarté K_T . La constante solaire G_{cs} est estimée à 1367W/m².

$$\left\{ \begin{array}{l} H_0 = \frac{86400G_{cs}}{\pi} \left(1 + 0,033\cos\left(2\pi\frac{n}{365}\right) \right) (\cos\psi\cos\delta\sin\omega_s + \omega_s\sin\psi\sin\delta) \\ \overline{H}_0 = \frac{\sum_1^m H_0}{m} \quad \text{avec } m = 28, 30 \text{ ou } 31 \text{ jours dans le mois} \\ \overline{K}_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_0} \end{array} \right. \quad (\text{IV-26})$$

La déclinaison δ , angle du soleil au maximum de sa course (midi solaire) est estimé par (IV-27), en degré, avec le jour de l'année $n=1$ pour le 1^{er} janvier, $n=32$ pour le 1^{er} février,...

La déclinaison varie entre -23.45° et $+23.45$, correspondant au 21 décembre et 21 juin respectivement.

La déclinaison et la latitude ψ servent à l'estimation de l'angle horaire du soleil qui est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. Il est nul au midi solaire, négatif le matin, positif en après-midi et augmente de 15° par heure, pour réaliser un tour de 360° en 24h.

L'angle du soleil que fait le soleil à son coucher est appelé angle horaire du soleil ω_s (IV-27).

$$\left\{ \begin{array}{l} \omega_s = \text{Arccos}(-\tan\psi\tan\delta) \\ \delta = 23.45\sin\left(2\pi\frac{284+n}{365}\right) \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (a) \\ (b) \end{array} \quad (\text{IV-27})$$

V - 2 - 2. Productible photovoltaïque

L'énergie électrique disponible à la sortie du champ PV est donnée par l'expression suivante (IV-28):

$$\begin{cases} E_A = \eta_p \eta_r (1 - \lambda_p)(1 - \lambda_c) \eta_r [1 - \beta_p(\Delta T)] A_{pv} \bar{H}_t \\ \Delta T = (T_a - 25^\circ) + C_f (219 + 832 K_{Tm}) \frac{NOCT - 20}{800} \end{cases} \quad (IV-28)$$

$$C_f = \begin{cases} 1 & \text{si } \beta = \beta_{opt} = \psi - \delta \\ 1 - 1,17 \cdot 10^{-4} (s_M - s_r)^2 & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV-29)$$

Les paramètres $NOCT$, η_r et ξ_p dépendent du type de module PV considéré, η_r est le rendement du module à la température de référence de 25° , ξ_p est le coefficient de la température, T_a est la température ambiante moyenne du mois, β_{opt} inclinaison du champ PV est optimal (égale à la latitude moins la déclinaison solaire), $NOCT$ (Normal Operating Cell Temperature) est la température nominale des cellules en fonctionnement. s_M est l'angle d'inclinaison optimal et s_r l'angle d'inclinaison réel, exprimés en degrés. A_{pv} est la surface du champ PV. L'énergie est réduite par les diverses pertes du champ PV, λ_p et les pertes dues au conditionnement de l'énergie λ_c . Le tableau IV-2 ci-dessous fourni les différents types de module solaire en fonction de leur rendement :

Tableau IV-2 : Les différents types de module solaire

Type du module	$NOCT(^{\circ}C)$	$\eta_r(\%)$	$\xi_p(\%/^{\circ}C)$
Si monocristallin	45	13,0	0,40
Si polycristallin	45	11,0	0,40
Si amorphe	50	5,0	0,11
CdTe	46	7,0	0,24
CuInSe₂ (CIS)	47	7,5	0,46

VI. Efficacité et Capacité de stockage énergétique

Le fonctionnement de la batterie de stockage est supervisé par une fonction matérielle et logicielle BMS (Battery Management System) qui intègre les principales limites théoriques de la batterie du point de vue courant, capacité en charge/décharge et niveaux de températures extrêmes. De même, chaque cellule est surveillée pour éviter qu'un déséquilibre affecte le bon fonctionnement du système. A partir du modèle KiBaM, nous déterminons l'expression des courants et capacités limites à respecter pour borner les quantités d'énergie de stockage et déstockage.

Comme indiqué dans le chapitre II, la batterie est considérée comme un réservoir constitué de deux compartiments dont l'un contient une capacité immédiatement disponible Q_1 (Ah) et l'autre la capacité « chimiquement liée » Q_2 (Ah), exprimé par (IV-30).

$$\begin{cases} Q = Q_1 + Q_2 \\ Q_1 = Q_{10}e^{-k\Delta t} + \frac{(Qkc + I)(1 - e^{-k\Delta t})}{k} + \frac{Ic(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \\ Q_2 = Q_{20}e^{-k\Delta t} + Q(1 - c)(1 - e^{-k\Delta t}) + \frac{I(1 - c)(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \end{cases} \quad (\text{IV-30})$$

La capacité maximale Q_{max} (Ah) de la batterie est définie par (IV-31), pour un courant constant. En principe, Q_{tc} est estimée à partir des données de capacité nominale et le temps de décharge indiqué par le constructeur (exemple : une batterie de capacité $Q_{tc} = Q_{nom} = 200\text{Ah}$ pour une décharge C_{20} , soit un temps $t_c = 20\text{h}$). Mais, comme la capacité maximale et le temps correspondant en charge et décharge de la batterie varie en fonction du courant de décharge, Q_{tc} et t_c peuvent être différents des grandeurs nominales. L'énergie maximale E_{bmax} (en Wh) est déduite en intégrant la tension aux bornes de la batterie à l'instant considéré.

$$\begin{cases} Q_{max} = \frac{Q_{tc}(1 - e^{-kt_c})(1 - c) + ckt_c}{ckt_c} \\ E_{bmax} = V * Q_{max} \end{cases} \quad (\text{IV-31})$$

Les valeurs maximales du courant de charge I_{cmaxQ} et décharge I_{dmaxQ} sont estimées en fonction des capacités de la batterie par (IV-32).

$$\begin{cases} I_{cmaxQ} = \frac{-kcQ_{nom} + kQ_{10}e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \\ I_{dmaxQ} = \frac{kQ_{10}e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \end{cases} \quad (IV-32)$$

Une contrainte supplémentaire est prise en compte. Elle consiste à définir la limite en courant qui détermine les pertes énergétiques internes à travers la résistance interne R_{bat} . En effet, la puissance délivrée ou stockée par la batterie P_{bat} est limitée par la puissance dissipée dans la résistance interne selon (IV-33). Nous considérons le mode de décharge mais la valeur absolue du courant correspond reste la même en cas de charge, dans les mêmes conditions. Le courant maximal se déduit en annulant la dérivée de la puissance.

$$\begin{cases} P_{bat} = E_{bat}I_{bat} - R_b I_{bat}^2 \\ I_{batm} = \frac{V_{bat}}{2R_b} \end{cases} \quad (IV-33)$$

Les valeurs maximales à retenir, en charge et décharge, correspond au minimum entre les grandeurs estimées, comme présenté par (IV-34).

$$\begin{cases} I_{cbmax} = \min(I_{cmaxQ}, I_{batm}) \\ I_{dbmax} = \min(I_{dmaxQ}, I_{batm}) \end{cases} \quad (IV-34)$$

VII. Consommation de fuel et Compensation énergétique

La consommation horaire de fuel C_{fuel_h} (l/h) du groupe électrogène est une fonction linéaire de la puissance nominale P_{ndies} (kW) et celle délivrée en fonctionnement P_{dies} (kW) (IV-35). Les puissances délivrées varient en fonction de la demande horaire. Le cumul sur 8760 h constitue la consommation annuelle de fuel C_{fuel_a} .

$$\begin{cases} C_{fuel_h} = B * P_{ndies} + A * P_{dies} \\ C_{fuel_a} = \sum_{h=1}^{8760} C_{fuel_h} \end{cases} \quad (IV-35)$$

Les coefficients sont définis par $A=0,2461/kWh$ et $B=0,084151/kWh$ [143]

VII - 1. Estimation du coût total d'électricité

Le taux d'intérêt annuel réel T_r est estimé en fonction du taux d'intérêt nominal T_n et du taux d'inflation t_{inf} .

Le Facteur de recouvrement du capital (FRC) est exprimé par (IV-36-b) pour la durée de vie du projet, que nous prenons égal à la durée de vie des panneaux PV ' N_{pv} ', en fonction du taux d'intérêt annuel réel ' T_r '.

$$\begin{cases} T_r = \frac{T_n - t_{inf}}{T_n + t_{inf}} & (a) \\ FRC = \frac{T_r(1 + T_r)^{N_{pv}}}{(1 + T_r)^{N_{pv}} - 1} & (b) \end{cases} \quad (IV-36)$$

Le coût de cycle de vie total actualisé CCVTA du système est défini par (IV-37) comme la somme actualisée, sur la durée de vie, des coûts d'investissement CTA_{inv} , de remplacement des composants CTA_{rem} , de maintenance $CTA_{o\&m}$ ainsi que la valeur résiduelle VR à la fin de la durée de vie. VR est considérée comme nulle en général.

$$CCVTA = CTA_{inv} + CTA_{rem} + CTA_{o\&m} + VR \quad (IV-37)$$

Soit $E_{conso}(h)$ l'énergie horaire consommée, en kWh, par tous les usagers par an et CCVA le cout de cycle de vie annualisé du système, en €/an, le coût de l'électricité C_{kwh} , en €/kWh, est obtenu par le rapport (IV-38). Si on dispose du coût total de cycle de vie CCVTA (en €), on obtient sa valeur annualisée CCVA (en €/an) en prenant en compte le taux de recouvrement FRC. Autrement, le CCVA est obtenu par la somme des coûts annualisés de chaque entité du système [144], [145].

$$\begin{cases} \min C_{kwh} = \frac{CCVA}{\sum_{h=1}^{8760} E_{conso}(h)} \\ CCVA = CCVT * FRC \end{cases} \quad (IV-38)$$

Pour estimer les coûts actualisés des composants on utilise le facteur de la valeur actuelle $FVA_{a,x}$ (Present Value Factor : PVF)[146] qui sert à convertir, ou inversement, le coût futur (CF) d'une somme monétaire, qu'il s'agisse de revenus ou de coûts, à sa valeur actuelle VA définie par (IV-39), avec n l'année considérée.

$$\begin{cases} CA_{a,x} = CF_{a,x} * FVA_{a,x} \\ FVA_{a,x} = \frac{1}{(1 + T_{ar,x})^{N_x}} \end{cases} \quad (IV-39)$$

Le coût total d'acquisition (investissement) actualisé CTA_{inv} (IV-40) comprend les coûts d'acquisition des panneaux PV, des batteries et des groupes électrogènes ainsi que les interfaces et les convertisseurs électroniques qui sont associés à chaque chaîne énergétique. Le CTA_{inv} (€) est défini par la somme des produits du nombre d'unités N_x avec les coûts unitaires actualisés d'investissement initial $CA_{I,x}$. Compte tenu que l'investissement est réalisé aujourd'hui, nous considérons un facteur uniforme pour tous les composants tel que $FVA_{inv,x}=1$, prenant en compte les coûts du capital ainsi que de l'installation, affectés du Facteur de recouvrement du capital (FRC).

$$CTA_{inv} = (N_{pv} \cdot CA_{I,pv} + N_{dies} \cdot CA_{I,dies} + N_{bat} \cdot CA_{I,bat} + N_{conv} \cdot CA_{I,conv}) \cdot FVA_{inv,x} \quad (IV-40)$$

Le coût total actualisé de remplacement CTA_{rem} (€) des composants (batteries, convertisseurs) est défini par (IV-41), avec $C_{r,x}$ le coût de remplacement de l'unité considérée. Dans notre étude, nous considérons que ce coût est égal au coût actuel d'acquisition $CA_{inv,x}$ de la même unité. Soit ξ_x le nombre de remplacement du composant x pendant la durée de vie, c'est le rapport entre la durée de vie du système global et la période de remplacement du composant. Si on considère des coûts actuels, $CF_{a,x}=CA_{a,x}$, on pose $FVA_{inv,x}=1$.

$$\left\{ \begin{array}{l} CTA_{rem} = \xi_{bat} \cdot N_{bat} \cdot CF_{inv,bat} \cdot FVA_{rem,bat} \\ \quad + \xi_{conv} \cdot N_{conv} \cdot CF_{I,conv} \cdot FVA_{rem,conv} \\ \xi_x = \text{entier} \left(\frac{N_{pv}}{N_x} \right) \end{array} \right. \quad (IV-41)$$

Le coût total actualisé de maintenance $CTA_{o\&m}$ (€) des composants a pour expression (IV-42) :

$$CTA_{o\&m} = N_{pv} \cdot CF_{o\&m,pv} \cdot FVA_{o\&m,pv} + N_{dies} \cdot CF_{o\&m,dies} \cdot FVA_{o\&m,dies} \\ + N_{bat} \cdot CF_{o\&m,bat} \cdot FVA_{o\&m,bat} + N_{conv} \cdot CF_{o\&m,conv} \cdot FVA_{o\&m,conv} \quad (IV-42)$$

En considérant un coût actuel moyen annuel de maintenance $CM_{o\&m}$ du système global, on peut exprimer le coût $CTA_{o\&m}$ comme suit (IV-43), avec $FVA_{o\&m}=1$.

$$CTA_{o\&m} = N_{pv} \cdot CM_{o\&m} \cdot FVA_{o\&m} \quad (IV-43)$$

Le prix de l'électricité estimé Ckwh est le coût minimum permettant de faire face aux dépenses de fonctionnement ainsi que le recouvrement des coûts d'investissement, avec un bénéfice nul. En intégrant un bénéfice attendu correspondant un pourcentage du coût d'investissement, le prix de l'électricité pourra augmenter. La fonction objectif vise à minimiser ce coût en appliquant une méthode d'optimisation multi-critère par essaim particulière. Une stratégie efficace de gestion du flux énergétique est nécessaire pour renforcer la réalisation de l'optimum.

VII - 2. Gestion du flux énergétique

VII - 2 - 1. Démarche méthodologique

VII-2-1-1. Graphes méthodologie

La gestion du flux énergétique dans un système multi-source requiert une connaissance des comportements de chaque constituant ainsi que la définition des règles de décision en fonction des différentes situations pouvant intervenir lors du fonctionnement. En vue de faciliter la mise en œuvre des fonctions, il est souvent nécessaire de fixer des hypothèses simplificatrices.

VII-2-1-2. Hypothèses de fonctionnement

1. Transfert du maximum des productions issues des ressources renouvelables (MPPT) ;
2. Le groupe diesel pourrait fonctionner selon l'un des modes suivants : en continu avec des limites (minimale et maximale) de puissance ou par intermittence à puissance constante ou variable ;
3. Le niveau de charge des batteries est limité entre deux valeurs (maximum et minimum) ;
4. Les charges électriques sont classées en deux grandes catégories : charges principales et charges flexibles. Les charges principales sont constituées en grande partie de charges prioritaires (P_{PL}), à alimenter en priorité en cas de déficit énergétique ainsi que de charges secondaires (P_{SL}) qui peuvent être délestées en cas d'insuffisance énergétique. Ces charges sont activées par les consommateurs selon leurs besoins. Les charges prioritaires assurent des services vitaux tels que la conservation des produits ou les installations sanitaires et médicaux. Les charges flexibles (P_{FL}) sont alimentées au gré de la disponibilité énergétique et activées par le superviseur global de

l'installation. Elles sont constituées d'équipements dont l'usage pourrait s'adapter à la disponibilité. Il s'agit par exemple des systèmes de pompage et stockage hydraulique ou d'arrosage.

5. Les batteries sont prioritairement chargées par l'énergie PV mais pourront être rechargées par le générateur diesel en cas de faible déficit à combler.
6. Il n'y a pas de restriction sur le débit de stockage ou décharge de l'énergie [énergie/temps].
7. La dimension du système de stockage est caractérisée par sa capacité maximale de stockage [KWh] avec un seuil minimum de capacité liée (EDC minimal)

VII-2-1-3. Règles d'aide à la décision

Les batteries de stockage constituent le maillon faible des systèmes de production électrique intégrant les sources d'énergies renouvelables. Leur durée de vie est fortement affectée par les fluctuations induisant un grand nombre de microcycles. Une approche d'optimisation de leur durée de vie pourrait se réaliser à travers une réduction significative des nombres de cycles de charge/décharge sur une période donnée. Différentes méthodes sont envisageables, dont celle de l'association d'unités de stockage supplémentaires telles que les supercondensateurs. Néanmoins, les coûts induits, au regard de la mission, ne se justifient pas dans le cas des tailles limitées de systèmes énergétiques et aussi pour des systèmes d'amplitudes faibles de variabilités.

Dans un système mono-stockage, les batteries sont soumises aux variabilités relatives des productions et des consommations, pour réaliser un bilan de puissances nul sur le bus de tension AC (IV-44).

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0 \\ \eta_{inv} * P_{pv}(t) + P_{dies}(t) - P_{Load}(t) - \eta_{inv} * P_{stock}(t) - P_{Load}(t) = 0 \end{array} \right. \quad (IV-44)$$

La charge flexible est nulle en fonctionnement normal. La puissance nominale de la charge est constituée de deux composantes. Il s'agit des charges prioritaires et secondaires, comme exprimé par (IV-45).

$$P_{Load}(t) = P_{PL}(t) + P_{SL}(t) \quad (IV-45)$$

Les puissances correspondantes à la production PV et à la décharge de la batterie sur le bus de tension AC sont exprimées par (IV-46).

$$\begin{cases} P_{pv_AC}(t) = \eta_{inv} * P_{pv}(t) \\ P_{stock_AC}(t) = \eta_{inv} * P_{stock}(t) \end{cases} \quad (IV-46)$$

Par contre, la contribution effective des PV, $Contrib_{pv}$, à un instant donné peut être inférieure à la production PV au même instant, aux pertes et stockages près.

Les batteries étant destinées à absorber exclusivement la production PV supplémentaire, les contributions instantanées des productions d'énergies renouvelables sur les bus DC et AC pourront s'exprimer selon (IV-47).

$$\begin{cases} P_{enr_AC}(t) = P_{pv_AC}(t) - P_{stock_AC}(t) \\ P_{enr_DC}(t) = P_{pv}(t) - P_{stock}(t) \end{cases} \quad (IV-47)$$

La gestion du flux énergétique se base sur des tests séquentiels dont le premier niveau est défini par la différence (IV-48) entre la production photovoltaïque et la demande des charges.

$$\Delta P_{prod}(t) = P_{pv_AC}(t) - P_{Load}(t) \quad (IV-48)$$

Le fonctionnement du système est caractérisé par plusieurs scénarios déterminés par la disponibilité énergétique et l'état de charge des batteries ainsi que le niveau de la demande énergétique. Comme illustré à la Figure IV-8, un cycle régulier est défini par une amplitude et une période comparativement à un signal sinusoïdal. Par contre, dans le cas des systèmes d'énergies renouvelables, les processus de charge et décharge des batteries produits des microcycles d'amplitudes et périodes très différentes. Cela complique l'estimation de leurs impacts sur la durée de vie.

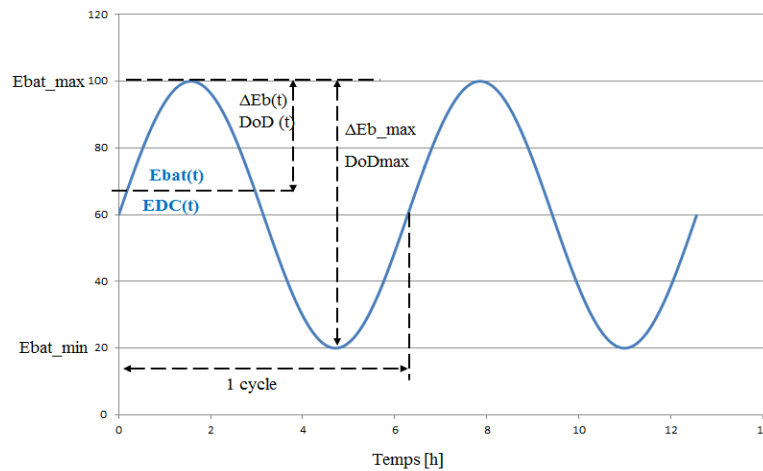


Figure IV-8 : État de charge et capacité de la batterie

Le déficit énergétique est compensé par le groupe électrogène qui pourra fonctionner en mode continu ou intermittent avec des limites de puissance et vitesse. Le régime de fonctionnement a un impact sur le coût global à travers la taille du système et les coûts de maintenance. En mode limité, le groupe électrogène fournit une puissance variable entre une valeur minimale et une valeur maximale (puissance nominale) afin d'assurer une meilleure durée de vie. Dans le cas du fonctionnement intermittent non limité, il fonctionne à puissance nominale lorsqu'il n'est pas à l'arrêt.

VII - 2 - 2. Stratégie de Répartition du flux énergétique

La Figure IV-9 illustre les principaux cas relevés dans la répartition du flux énergétique dans le système multisource. Ces cas sont détaillés dans ce qui suit et intègrent l'algorithme de gestion de l'énergie dans le processus du dimensionnement et adapté dans la supervision globale lors du fonctionnement en temps réel.

Dans cette partie, le groupe électrogène est considéré en fonctionnement intermittent avec des limites de puissances imposées et les productions PV sont optimisées par la méthode du maximum de puissance.

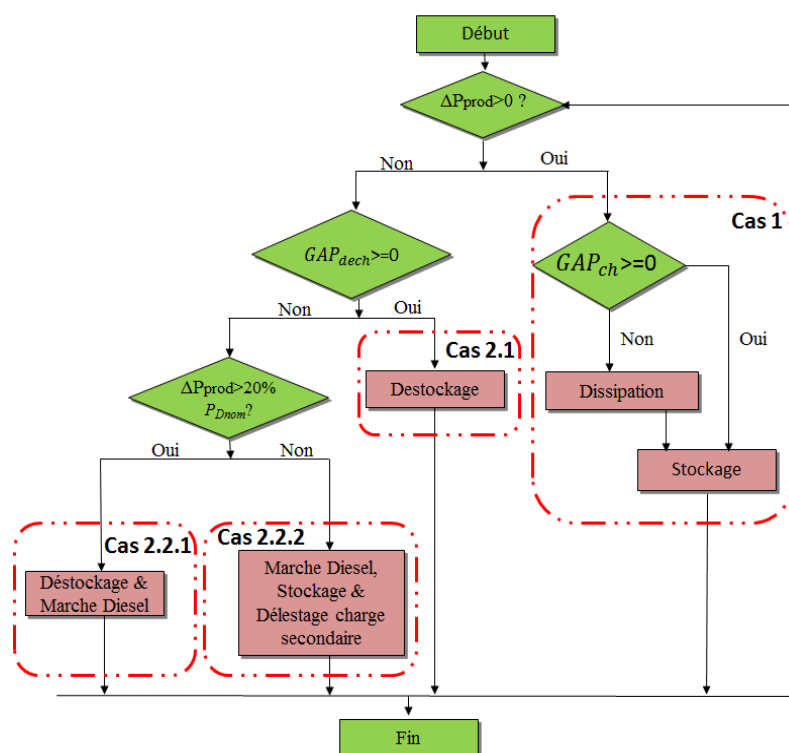


Figure IV-9 : Algorithme de principe de la gestion du flux énergétique dans le système multisource

VII-2-2-2. Cas 1 : la production photovoltaïque est supérieure à la demande de la charge

$$\Delta P_{prod}(t) \geq 0 \quad (IV-49)$$

La contribution des PV est égale à la demande de la charge tel que :

$$Contrib_{pv}(t) = P_{Load}(t) \quad (IV-50)$$

Le supplément de puissance $\Delta P_{prod}(t)$ (IV-49) pourrait être stocké selon l'état de charge (EDC) des batteries. La puissance stockable directement dans les batteries a pour expression :

$$Potentiel_{stock}(t) = \frac{\Delta P_{prod}(t)}{\eta_{inv} * \eta_{bat}} \quad (IV-51)$$

EDC (État de charge) inférieur à sa valeur maximale, le surplus d'énergie pourrait être stocké totalement ou partiellement dans la batterie.

Si,

$$\begin{cases} \Delta E_{bat} \geq Potentiel_{stock}(t) \\ GAP_{ch} = \Delta E_{bat} - Potentiel_{stock}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (IV-52)$$

$$\begin{cases} P_{bat}(t) = Potentiel_{stock}(t) \\ E_{bat}(t) = Potentiel_{stock}(t) + E_{bat}(t-1) \end{cases} \quad (IV-53)$$

Alors

Sinon, charger la batterie et activer la charge dissipative

$$\begin{cases} P_{bat}(t) = \Delta E_{bat}(t) \\ P_{DL}(t) = (Potentiel_{stock}(t) - \Delta E_{bat}(t)) * \eta_{inv} \\ E_{bat}(t) = \Delta E_{bat}(t) + E_{bat}(t-1) = E_{bat_max} \end{cases} \quad (IV-54)$$

VII-2-2-3. Cas 2 : la production photovoltaïque est inférieure à la demande de la charge.

Soit :

$$\Delta P_{prod}(t) < 0 \quad (IV-55)$$

L'énergie photovoltaïque est insuffisante pour satisfaire tout le besoin des charges électriques. Les batteries pourront être utilisées pour compenser le déficit énergétique à la hauteur de leur niveau de charge. En cas de nécessité, le groupe diesel sera mis à contribution. La contribution du PV correspond à sa production totale est donnée par l'expression (IV-56).

$$Contrib_{pv}(t) = P_{pv_AC}(t) \quad (IV-56)$$

Le déficit d'énergie sur le bus DC (IV-57) :

$$Deficit_{dstock}(t) = \frac{\Delta P_{prod}(t)}{\eta_{inv} * \eta_{bat}} \quad (IV-57)$$

La capacité déchargeable de la batterie est estimée à partir de l'EDC :

$$\Delta E_{dbat} = E_{bat}(t - 1) - E_{bat_min}(t) \quad (IV-58)$$

Si la batterie est suffisante pour compenser le déficit (2.1)

$$\begin{cases} \Delta E_{dbat} \geq |Deficit_{dstock}(t)| \\ Gap_{dech} = \Delta E_{dbat} - |Deficit_{dstock}(t)| \geq 0 \end{cases} \quad (IV-59)$$

La nouvelle capacité de la batterie, après décharge, devient (IV-60) :

$$\begin{cases} P_{bat}(t) = Deficit_{dstock}(t) < 0 \\ E_{bat}(t) = Deficit_{dstock}(t) + E_{bat}(t - 1) \end{cases} \quad (IV-60)$$

Sinon, batterie insuffisante pour compenser le déficit, démarrer le Diesel (Cas 2.2).

La puissance minimale délivrée par le diesel doit être supérieure ou égale à 20% de sa puissance nominale. On considère que le diesel est capable de satisfaire tout le déficit éventuel, en l'absence des batteries.

Si, (Cas 2.2.1) :

$$|\Delta P_{prod}(t)| \geq 0.2 * P_{Dies_nom} \quad (IV-61)$$

Soit,

$$P_{Dies_min} = 0.2 * P_{Dies_nom} \quad (IV-62)$$

Le déficit à compenser par les batteries a pour expression (III-IV-63) :

$$Deficit_{dst_d}(t) = - \frac{|\Delta P_{prod}(t)| - P_{Dies_min}}{\eta_{inv} * \eta_{bat}} \quad (IV-64)$$

La capacité déchargeable de la batterie est estimée à partir de l'EDC (IV-65) :

$$\Delta E_{dbat} = E_{bat}(t - 1) - E_{bat_min}(t) \quad (IV-65)$$

Si batterie suffisante pour compenser le déficit

$$\begin{cases} \Delta E_{dbat} \geq |Deficit_{dst_d}(t)| \\ Gap_{dech} = \Delta E_{dbat} - |Deficit_{dst_d}(t)| \geq 0 \end{cases} \quad (IV-66)$$

La capacité de la batterie devient (IV-67) :

$$\begin{cases} P_{bat}(t) = Deficit_{dst_d}(t) < 0 \\ E_{bat}(t) = Deficit_{dst_d}(t) + E_{bat}(t - 1) \end{cases} \quad (IV-67)$$

Et la contribution du diesel est fixée à :

$$P_{Dies} = P_{Dies_min} \quad (IV-68)$$

Sinon, le diesel compense tout le déficit tel que :

$$P_{Dies} = |\Delta P_{prod}(t)| \quad (IV-69)$$

Sinon, (Cas 2.2.2), le déficit est supérieur à la capacité de la batterie et inférieur à la puissance minimale de mise en marche du groupe diesel. Les batteries pourront être chargées et la charge flexible activée si nécessaire est donné par l'expression (IV-70).

$$|\Delta P_{prod}(t)| < 0.2 * P_{Dies_nom} \quad (IV-70)$$

Soit l'équation (IV-71),

$$P_{Dies} = 0.2 * P_{Dies_nom} \quad (IV-71)$$

La puissance à stocker éventuellement est exprimée par l'expression (IV-72) :

$$Potentiel_{stock}(t) = \frac{P_{Dies} - |\Delta P_{prod}(t)|}{\eta_{inv} * \eta_{bat}} \quad (IV-72)$$

État de charge (EDC) inférieur à sa valeur maximale, le surplus d'énergie pourrait être stocké totalement ou partiellement dans la batterie.

Si,

$$\begin{cases} \Delta E_{bat} \geq Potentiel_{stock}(t) \\ GAP_{ch} = \Delta E_{bat} - Potentiel_{stock}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (IV-73)$$

Alors

$$\begin{cases} P_{bat}(t) = Potentiel_{stock}(t) \\ E_{bat}(t) = Potentiel_{stock}(t) + E_{bat}(t-1) \end{cases} \quad (IV-74)$$

Sinon, charger la batterie et activer la charge flexible.

$$\begin{cases} P_{bat}(t) = \Delta E_{bat}(t) \\ P_{DL}(t) = (Potentiel_{stock}(t) - \Delta E_{bat}(t)) * \eta_{inv} \\ E_{bat}(t) = \Delta E_{bat}(t) + E_{bat}(t-1) = E_{bat_max} \end{cases} \quad (IV-75)$$

L'algorithme est programmé sous Matlab et constitue une fonction appelée lors des calculs d'optimisation multicritère par la méthode PSO (Particle Swarm Optimization) développée aussi sous Matlab. L'optimisation multicritère sert au dimensionnement des principaux constituants (panneaux, groupe diesel, batteries) du système en prenant en compte les différentes contraintes relevées dans le but de minimiser ou maximiser une fonction objectif. Dans ce cas d'étude, il s'agit de minimiser le coût du cycle de vie du système.

VIII. Optimisation multicritère et Théorie des graphes

Le dimensionnement du système consiste à déterminer la taille et les caractéristiques des différents constituants (sources, consommations, interfaces) du système. Il est réalisé en se basant sur la méthode d'optimisation par essais particulaires (PSO) qui intègre les contraintes appliquées à la fonction objectif ainsi que les règles de décision pour une gestion optimale du système. En vue de la localisation optimale de la microcentrale dimensionnée, nous nous basons sur la théorie des graphes afin de déterminer dans un premier temps le chemin le plus court puis la localisation optimale parmi l'un des sites de consommation, dans un second temps.

VIII - 1. Méthodes d'optimisation multicritère

L'optimisation est un outil servant à modéliser, analyser et résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à minimiser ou maximiser une fonction, en utilisant un ensemble de techniques permettant de trouver les valeurs des variables qui rendent optimale une fonction de réponse, appelée aussi fonction objectif définie selon des critères associés à des contraintes. Mathématiquement, cela correspond à la recherche des extrémums de fonctions à plusieurs variables (paramètres). Dans le domaine des sciences appliquées, il s'agit en général de trouver l'optimum de la réponse d'opérations industrielles ou d'expériences de laboratoire.

La fonction objectif ou fonction économique définit l'objectif à atteindre. Elle désigne la fonction qui sert de critère pour déterminer la meilleure solution à un problème d'optimisation, qui se définit comme la recherche d'une solution maximisant (ou minimisant) une fonction objectif donnée dans un espace de recherche de solution. A chaque problème d'optimisation, on peut associer un problème de décision dont le but est de déterminer s'il existe un point de l'espace ou une solution pour laquelle la fonction objectif soit supérieure (resp. inférieure) ou égale à une valeur donnée, soumis à un ensemble de contraintes ou conditions. La difficulté d'un problème d'optimisation est implicitement liée au temps considérable (long et fastidieux) pour la résolution d'un algorithme, défini dans un espace de recherche donné. Différentes méthodes et approches d'optimisation sont développées comme illustré par la Figure IV-10.

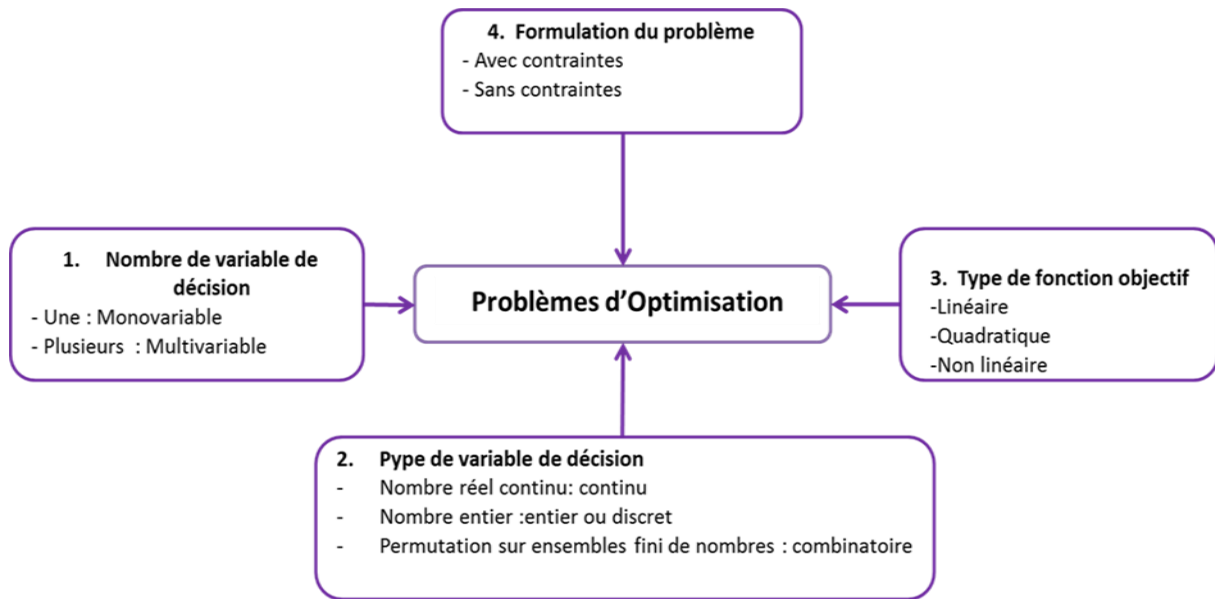


Figure IV-10 : Différentes approches d'optimisation

L'approche déterministe se caractérise par une exploration systématique de l'espace des vecteurs de décision et regroupe l'ensemble des algorithmes qui n'utilise aucun concept aléatoire, et se caractérise par une exploration systématique de l'espace de recherche. Elle requiert en général des hypothèses sur la fonction objectif, telles que la continuité et dérivabilité en tout point du domaine de recherche. Les méthodes déterministes se divisent en deux classes principales : les méthodes d'exploration directes et les méthodes d'exploration indirecte [147]. Quant à l'approche stochastique, elle se focalise sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires. Cette caractéristique indique que plusieurs itérations successives de fonction objectif peuvent conduire à des résultats différents pour une même configuration initiale d'un problème d'optimisation. On définit une heuristique comme la technique de calcul qui permet de trouver rapidement une solution réalisable ou approchée, pas nécessairement optimale ou exacte, pour un problème dont les algorithmes actuels ne sont pas capables de fournir des solutions dans un temps raisonnable[147]. La métaheuristique est un algorithme d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile en s'inspirant sur des phénomènes naturels, à population de solution, pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace. La figure IV-11 illustre la cartographie de différentes techniques d'optimisation.

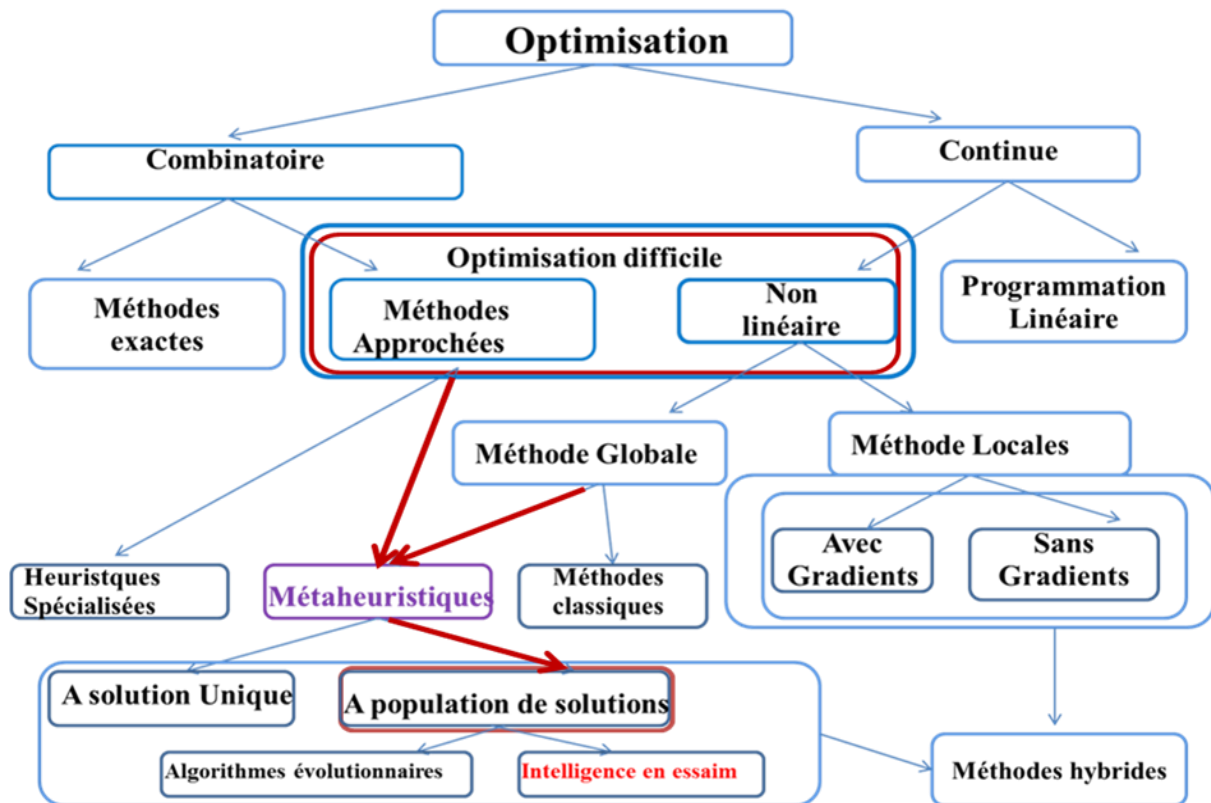


Figure IV-11 : Cartographie des différents techniques d'optimisation, adapté à partir de [148]

VIII - 2. Classification des problèmes d'optimisation

Les problèmes d'optimisation sont classés en fonction de leurs caractéristiques définies par la nature des variables, des domaines de définitions et des critères à optimiser. Il existe deux types de problèmes d'optimisation : mono et multi objectif.

L'optimisation mono objectif a pour but de trouver l'optimum d'une seule fonction (appelée fonction objectif). Cet optimum correspond à la meilleure solution au sens d'un critère de comparaison défini, en général, comme la valeur minimale d'une fonction. L'optimisation multi-objectif a pour but de trouver un ensemble de solutions qui satisfont le meilleur compromis entre les différentes fonctions objectifs. En pratique, on rencontre l'optimisation difficile qui est une combinaison mixte des problèmes comportant à la fois des variables continues et des variables discrètes.

Dans le cadre de l'optimisation difficile, il existe de nombreuses méthodes non linéaires permettant de résoudre certains types de problèmes d'optimisation et d'obtenir la solution optimale du problème, en un temps raisonnable. Ces méthodes dites méthodes de recherches locales ou méthodes de trajectoires assurent à chaque itération la convergence vers l'optimum,

de la fonction, le plus proche de la solution courante en explorant son voisinage. Dans le domaine de l'optimisation continue, il existe la méthode dite locale avec ou sans gradient.

Les méthodes avec gradients n'utilisent que les valeurs de la fonction objectif et des contraintes. Elles sont peu précises et convergent très lentement vers l'optimum local.

Les méthodes avec gradients sont puissantes pour résoudre les problèmes purement analytiques. Elles utilisent les valeurs du gradient des fonctions objectifs et des contraintes comme une direction de l'espace de recherche, avec une vitesse de convergence rapide. Elles dépendent forcément de la qualité de calcul du gradient.

Parmi les méthodes de recherches locales, on peut citer le recuit simulé, la recherche tabou...

Si le nombre de minimum locaux est très élevé, le recours à une méthode globale s'impose.

Cette méthode globale fait appel à deux choix portés sur un algorithme classique avec gradient ou méta heuristique.

La résolution des problèmes d'optimisation couvre un large éventail de méthodes selon les caractéristiques du problème d'optimisation. Ces derniers dépendent [149] du nombre de variables de décision (mono ou multi variable) du type de variables (continu, entier ou discret et combinatoire), du nombre et de la nature de la fonction objectif (linéaire, quadratique, non linéaire existence de minimums locaux), de la formulation du problème tenant compte ou non des contraintes, ainsi que du contexte du problème (statique ou dynamique).

VIII - 3. Classification des méthodes de résolution

Pour résoudre un problème d'optimisation, deux grandes classes sont proposées dans la littérature : l'optimisation continue et l'optimisation combinatoire.

VIII - 3 - 1. Optimisation continue

Les deux grandes familles de l'optimisation continue sont l'optimisation continue sans contrainte (méthode avec gradient ou méthode d'exploration locale) et l'optimisation continue sous contrainte (programmation linéaire, programmation quadratique,...).

Ces méthodes n'utilisent aucun concept aléatoire, et se caractérisent par une exploration systématique de l'espace de recherche. Elles requièrent en générale des hypothèses sur la fonction objectif, telles que la continuité et la dérivabilité en tout point du domaine de recherche.

Ces derniers cherchent à atteindre les extrema locaux en résolvant les systèmes d'équations, souvent non linéaires, obtenus en annulant le vecteur gradient de la fonction étudiée. Les méthodes d'exploration directes recherchent les optima locaux en se déplaçant dans une direction qui dépend du gradient de la fonction. Deux inconvénients majeurs se présentent pour ces méthodes :

- Dans la pratique les fonctions à optimiser peuvent ne pas être dérivables et souvent même pas continues.
- Risque de convergence prématurée vers un optimum local, l'optimum global n'est obtenu que lorsque le point initial de départ choisi est proche de cet optimum.

VIII-3-1-1. Optimisation continue sans contrainte[150]

➤ *La méthode (ou algorithme) de gradient*

C'est un algorithme d'optimisation différentiable. Cette méthode nécessite que la fonction objectif présente un certain nombre de caractéristiques telles que la convexité, la continuité ou la dérivabilité. Elle est applicable à des problèmes dont l'espace de recherche n'est pas trop important. Il est par conséquent destiné à minimiser une fonction réelle différentiable définie sur un espace euclidien. Cette méthode simple appelée aussi méthode des descentes, a pour avantage d'être très facile à mettre en œuvre. Elle est largement utilisée dans les applications pratiques, car elle donne souvent excellents résultats. Cette méthode repose sur le principe suivant : on se donne un point de départ $x^0 \in \mathbb{R}^n$, on calcule le gradient $\vec{\nabla}f(x^0)$. Ce gradient indique la direction de la plus grande augmentation de f , en se déplacement pas à pas d'une quantité λ^0 dans le sens opposé au gradient et le point suivant x^1 en prenant soin que la direction indique la direction de la plus grande augmentation de f (IV-76) .

$$x^{k+1} = x^k - \lambda^k \frac{\vec{\nabla}f(x^k)}{\|\vec{\nabla}f(x^k)\|} \quad \text{(IV-76)}$$

$\lambda^k > 0$ est le pas de déplacement à chaque itération.

➤ *La méthode de Newton*

L'idée de base de la méthode de Newton pour l'optimisation sans contrainte consiste à utiliser de manière itérative l'approximation quadratique de la fonction objectif f à l'itération

courant x_k et de minimiser cette approximation. Cette méthode suppose que la fonction f est continue et deux fois différentiable et le hessien $\nabla^2 f(x^k)$ est défini positif.

De la même manière que la méthode du gradient la suite $\{x_k\}$ est défini par (IV-77) :

$$x_{k+1} = x_k - [\nabla^2 f(x_k)]^{-1} \nabla f(x_k) \quad (\text{IV-77})$$

Parmi les techniques directes et simples de recherche largement employées pour résoudre des problèmes d'optimisation sans contrainte, on peut citer la méthode de Nelder-Mead et la méthode de (Nelder et Mead 1965).

VIII-3-1-2. Optimisation continue sous contrainte

Les méthodes d'optimisation destinées à prendre en compte des contraintes sont le plus souvent des adaptations des algorithmes déjà présentés.

➤ *La programmation linéaire*

C'est la méthode de résolution la plus simple en mathématique, il s'agit de la situation où à la fois la fonction à optimiser et les contraintes à respecter sont linéaires, c'est-à-dire du premier degré.

➤ *La programmation quadratique séquentielle (SQP)*

Elle est utilisée pour la résolution des problèmes généraux d'optimisation non linéaire avec contraintes de la forme (IV-78) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(x) \\ x \in \mathbb{R}^n \\ \text{sous } g_i(x) = 0 \text{ pour } i = 1, \dots, n \\ h_j(x) \geq 0 \text{ pour } j = 1, \dots, m \\ x^{inf} \leq x \leq x^{sup} \end{array} \right. \quad (\text{IV-78})$$

Il existe un certain nombre de méthodes classiques dites optimisation globale, mais souvent inefficaces si la fonction objectif ne possède pas de propriétés structurelles particulières, telles que la convexité. Elle offre une alternative aux méthodes classiques d'optimisation globale.

VIII - 3 - 2. Optimisation combinatoire

Un problème d'optimisation combinatoire consiste à trouver la meilleure solution dans un ensemble discret, qu'on appelle ensemble des solutions réalisables. En général, cet ensemble est fini mais tient compte d'un grand nombre d'éléments, d'où l'utilisation du terme "combinatoire". Résoudre un problème d'optimisation combinatoire, c'est trouver l'optimum d'une fonction, parmi un nombre fini de choix, souvent très grand. Les applications concrètes sont nombreuses, que ce soit dans le domaine de la production industrielle, des transports ou de l'économie partout où se fait sentir le besoin de minimiser des fonctions numériques, dans des systèmes où interviennent simultanément un grand nombre de paramètres. Les méthodes de résolutions efficaces pour les problèmes d'optimisation combinatoire sont diverses et variées.

Parmi les problèmes d'optimisation combinatoire, on peut citer deux grandes classes de méthodes : les méthodes exactes ou classiques et les méthodes approchées.

VIII-3-2-1. Les méthodes exactes

Elles examinent, souvent de manière implicite, la totalité de l'espace de recherche. Ainsi, elles ont l'avantage de produire une solution optimale lorsqu'aucune contrainte de temps n'est donnée. Elles ont permis de trouver des solutions optimales pour des problèmes de taille raisonnable.

En effet, il s'agit d'une classe de problèmes où chaque problème est formulé comme un programme linéaire en nombres entiers. Un programme linéaire en nombres entiers est un problème dans lequel certaines ou toutes les variables doivent être entières et positives ou nulles. Cette méthode n'est pas applicable à certains problèmes dont l'espace de recherche est de taille trop importante. Elle est utilisée pour obtenir l'optimum global de manière exacte.

Parmi les problèmes d'optimisation combinatoire classiques, on peut citer les méthodes par séparation et évaluation, la programmation dynamique. On constate que certains problèmes sont par nature plus difficiles que d'autres, et par conséquent que leur résolution requiert des algorithmes de complexité plus élevée.

Les méthodes de résolution exacte ne sont pas adaptées à toutes les problématiques, et donc certains problèmes sont trop complexes à résoudre par ces méthodes. Parmi ces problématiques, nous pouvons citer l'existence de discontinuités, l'absence de convexité stricte, la non-dérivabilité, la présence de bruit ou encore la fonction objectif peut ne pas être définie précisément (e.g. quand c'est un cout). En outre, les méthodes de résolution exacte

peuvent avoir un temps de résolution trop long. Dans ce cas, le problème d'optimisation est dit difficile, car aucune méthode exacte n'est capable de le résoudre en un temps raisonnable. Les limites des méthodes exactes amènent les chercheurs à développer des méthodes approchées pour trouver des solutions réalisables pour les problèmes plus complexes.

VIII-3-2-2. Les méthodes approchées

Elles constituent une alternative indispensable et complémentaire. Il est alors nécessaire d'avoir recours à des méthodes approchées, qui fournissent un résultat sans garantie de l'optimalité. Pour des méthodes difficiles telles que la méthode approchée, le choix porte sur un algorithme heuristique spécialisé ou méta heuristique.

➤ *Une Heuristique spécifique*

C'est une méthode approchée conçue pour un problème particulier pour produire des solutions non nécessairement optimales avec un temps de calcul raisonnable. Elle est basée sur des méthodes de résolution purement algorithmiques qui permettent de trouver rapidement (en un temps polynomial) une solution approchée et réalisable avec une certaine tolérance, pour les problèmes d'optimisation difficile ou décisionnel dont les algorithmes cités plus haut ne sont pas capables de donner des solutions dans un délai de temps raisonnable. Les types d'heuristiques principalement utilisées : les heuristiques de construction (par exemple les méthodes gloutonnes), qui construisent itérativement une solution, et les heuristiques de recherche locale, qui à partir d'une solution donnée cherchent un optimum local.

Le problème du plus court chemin dans un graphe qui consiste à trouver le meilleur chemin entre un point de départ A et un point d'arrivée B, étant donné un graphe et une valuation sur les arcs du graphe, le chemin qui minimise la somme des valuations des arêtes reliant deux sommets du graphe.

Les problèmes de plus court chemin entre deux sommets dans des graphes pondérés sont très bien connus et sont disponibles pour différents types de graphes : Dijkstra dans le cas de poids positifs [151], l'algorithme de Prim dans le cas de l'arbre de recouvrement de poids minimum [152], Bellman dans le cas général... la valeur à ne pas dépasser est indiquée près de chaque sommet. On peut aussi citer le problème d'ordonnement, le routage de véhicule. Enfin, le problème du voyageur de commerce est parmi les plus connus, et il consiste à trouver un chemin passant une fois et une seule par chaque ville minimisant la distance totale parcourue. Ce problème est traduit dans un graphe G à un cycle élémentaire passant par tous

les sommets et dont le coût est minimum. Nous y reviendrons plus loin dans la partie théorie des graphes.

L'avantage principal de ces méthodes heuristiques est qu'elles peuvent s'appliquer à n'importe quelle classe de problèmes, faciles ou très difficiles.

➤ *Métaheuristique*

Des heuristiques plus poussées, adaptables à un grand nombre de problèmes différents, sans changements majeurs dans l'algorithme, ont été mises au point et ont donné naissance à une nouvelle famille d'algorithmes d'optimisation stochastiques : les méta-heuristiques. Le terme méta-heuristique a été inventé par Fred Glover en 1986, lors de la conception de la recherche taboue.

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile, pour lesquels nous ne connaissons pas de méthodes classiques plus efficaces. Elles sont généralement utilisées comme des méthodes génériques pouvant optimiser une large gamme de problèmes différents, d'où le qualificatif méta. Leur capacité à optimiser un problème à partir d'un nombre minimal d'information. Elles peuvent être vues comme des méthodologies de niveau supérieur servant à guider la conception d'heuristiques implicitement dédiées à la résolution d'un problème spécifique [148], [153], [154].

On différencie les métaheuristiques "de voisinage", qui font progresser une seule solution à la fois (recuit simulé, recherche tabou...), et les métaheuristiques "distribuées" qui manipulent toute une population de solutions (algorithme génétique, essaim particulaire...) ; Enfin, la tendance actuelle est l'émergence de méthodes hybrides simple ou complexe, qui tire un avantage spécifique des approches en combinant les métaheuristiques et la recherche locale.

La découverte des méta-heuristiques marque un rapprochement de deux domaines : en effet, elles s'adaptent à toutes sortes de problèmes discrets ainsi qu'aux problèmes continus. Il est donc important de savoir situer le problème d'optimisation posé, afin de choisir la méthode appropriée pour le résoudre.

Dans le cadre de notre étude, notre choix s'est porté sur l'optimisation par essaims particuliers (PSO) pour le dimensionnement du système et la théorie de graphe, pour la localisation de la micro-centrale et l'estimation du plus court chemin qui détermine l'architecture du réseau de transmission.

→ *Optimisation par essais particulaires (PSO)*

L'optimisation par essaims de particules (en anglais PSO : Particle Swarm Optimization) s'inspire de la dynamique du comportement social d'animaux se déplaçant en groupes compacts (essaims d'abeilles, vols groupés d'oiseaux, bancs de poissons).

L'Optimisation des essences de particules (PSO) a été initialement proposée par R. C. Eberhart et J. Kennedy en 1995 [155]–[160] .

Il s'agit d'une méthode dans laquelle la probabilité de décision d'un individu est basée sur le comportement social et communautaire. À chaque étape de simulation, la vitesse et la position de chaque particule sont mises à jour et elles conservent en mémoire leurs coordonnées associées à la meilleure solution (condition physique) qu'elle a atteinte jusqu'ici. C'est la meilleure solution personnelle appelée p_{best} . Mais, la solution globale trouvée correspond à la meilleure valeur globale, et ses coordonnées, obtenues jusqu'ici par toute particule de la population. La vitesse est pondérée avec des nombres générés de manière aléatoire afin d'accélérer la particule vers les emplacements les plus forts et les plus généreux. À partir de la version initiale de l'algorithme PSO, certaines améliorations sont effectuées par les auteurs. L'un d'entre eux proposé par [155], [157] utilise un coefficient supplémentaire appelé «coefficient de constriction» qui améliore la convergence des particules et empêche le collapsage (effondrement) si les conditions sociales adéquates sont atteintes.

L'algorithme PSO, qui est simple à comprendre, à programmer et à utiliser, se révèle particulièrement efficace pour les problèmes d'optimisation à variables continues.

L'algorithme par essaims particulaires a pour avantages son insensibilité à la mise à l'échelle des variables de conception, à sa mise en œuvre simple, à sa facilité de mise en parallèle pour un traitement simultané, son absence de dérivées. C'est aussi un algorithme qui utilise très peu de paramètres et dont la recherche globale est très efficace. Cependant, comme toutes les métaheuristiques, la PSO possède des inconvénients, qui rebutent encore certains utilisateurs. Le problème de convergence prématurée, qui peut conduire les algorithmes de ce type à stagner dans un optimum local, est un de ces inconvénients.

Dans le cadre de notre étude, l'algorithme est appliqué aux données énergétiques sous les contraintes définies et les objectifs assignés. Tous les paramètres déterminés lors du processus de traitement des données collectées sont utilisés dans la méthode d'optimisation qui est définie par les étapes illustrées par l'organigramme de la Figure IV-12. Les besoins énergétiques des consommateurs des différents sites communautaires sont analysés et les critères d'optimisation sont définis et appliqués aux variables identifiées des modèles du

système d'alimentation. En outre, les contraintes et la fonction objectif sont formulées. Différents scénarios, correspondant à diverses configurations du modèle de la microcentrale électrique sont testés dans un processus itératif. À la fin, la solution optimale du plus court chemin est retenue.

Figure IV-12 : Organigramme de la méthode d'optimisation

L'algorithme PSO se base sur la vitesse V_i^{t+1} (IV-79) de l'individu i à l'itération $(t + 1)$ liée aux coefficients d'accélération C_1 et C_2 qui sont des nombres binaires aléatoires $[0, 1]$, sur la position X_i^t de l'individu i à l'itération t , sur la meilleure position individuelle P_{best} à l'itération t , et sur la meilleure position globale G_{best} jusqu'à l'itération t .

$$\begin{cases} V_i^{t+1} = K[V_i^t + \gamma_i^t + \beta_i^t] \\ X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \end{cases} \quad (IV-79)$$

Avec,

$$\begin{cases} \gamma_i^t = c_1 r_1 (P_{best}_i^t - X_i^t) \\ \beta_i^t = c_2 r_2 (G_{best}^t - X_i^t) \end{cases} \quad (IV-80)$$

Les relations entre les coefficients de constriction sont définies par (IV-81).

$$K = \frac{2}{|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}|}, \varphi = c_1 + c_2, \varphi > 4 \quad (\text{IV-81})$$

Pour une bonne convergence, la condition ($\varphi > 4$) sur le facteur constriction est vérifiée par le choix des coefficients $C_1=C_2=2,05$.

Pseudo Code PSO

Début

Pour chaque particule

Initialiser la particule

Fin

Faire

Pour chaque particule

Calculer la valeur de la fonction objectif V_{fo}

Si la valeur V_{fo} est meilleure que la meilleure valeur obtenue ($pBest$) en archive

définir la valeur actuelle comme nouvelle $pBest$

Fin

Choisissez la particule avec la meilleure valeur de toutes les particules en tant que $gBest$

Pour chaque particule

Calculer la vitesse des particules

Mettre à jour la position des particules

Fin

IX. Théorie des graphes

Les graphes sont des concepts mathématiques utilisés comme outil pour modéliser des relations binaires entre des objets d'un même ensemble à travers des modèles abstraits de dessins de réseaux. Ils sont fréquemment utilisés pour modéliser des systèmes qui se présentent sous la forme d'un réseau, tels que les réseaux routiers, les réseaux de chemin de fer, les réseaux sociaux ou encore le réseau internet. Les techniques utilisées en théorie de graphes (Dijkstra, Bellman, Prim,..) permettent de répondre à de nombreux problèmes

algorithmiques posés sur ces réseaux. En effet, étudier les propriétés de ces réseaux revient à étudier les propriétés structurelles de leurs topologies représentées par des graphes [161], [162]. Une question typique qu'on pourrait se poser dans un réseau routier est de connaître le plus court chemin reliant une ville A à une ville B.

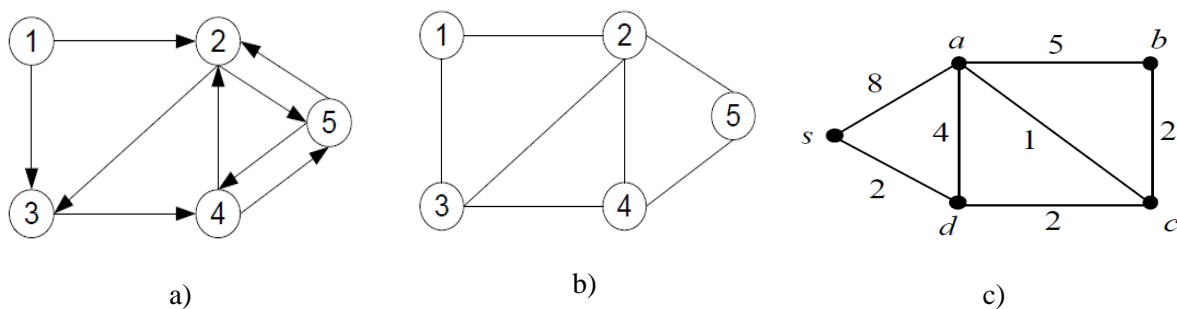
De manière générale, un graphe, c'est des sommets, et des arêtes (ou des arcs) qui relient les sommets. Il existe deux types de graphes : les graphes orientés et les graphes non orientés.

Comme illustré sur la Figure IV-13, un graphe G est un couple (S, A) , où S est l'ensemble des sommets et A l'ensemble des arêtes. Toute arête $a \in A$ correspond à une paire $\{u, v\} \in S$ de sommets représentant ses extrémités. Une arête (u, v) est une boucle si $u = v$.

Un Graphe Orienté (GO) est un couple (S,A) avec S un ensemble d'éléments appelés sommets et A un ensemble d'éléments dont les paires de nœuds sont appelés arcs. En donnant un sens aux arêtes d'un graphe, on obtient un graphe orienté représenté par un couple de points et de flèches entre les points. Les points sont les sommets du graphe, les flèches sont des arcs (orientés) qui relient certains sommets entre eux. D'un point de vue mathématique, si S est l'ensemble des sommets, un graphe représente une relation binaire entre des éléments de S .

Un Graphe non orienté GNO est un couple (S,A) avec S un ensemble d'éléments appelés sommet et A un ensemble d'éléments dont les paires de nœuds sont appelés arêtes. Un graphe non orienté n'est qu'un graphe orienté symétrique. Si un arc relie le sommet a au sommet b , un autre arc relie le sommet b au sommet a : on ne trace alors qu'un trait entre a et b que l'on appelle une « arête ».

Quand les arêtes représentent un coût (argent, temps, distance,...), on leur attribue un nombre, ce qui donne un graphe valué ou pondéré. Ces valeurs sont généralement des distances, des coûts de parcours, des poids, etc [132], [162].



Un graphe est connexe s'il est possible, à partir de n'importe quel sommet, de rejoindre tous les autres en suivant les arêtes. Un graphe non connexe se décompose en composantes connexes. Un graphe est complet si chaque sommet du graphe est relié directement à tous les autres sommets.

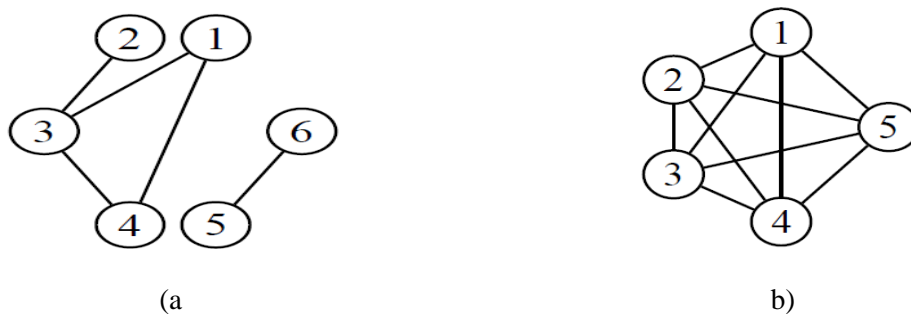


Figure IV-14 : Graphes a) non connexe, b) complet

Un chemin dans un graphe $G = (S, A)$ est une suite (u_0, u_1, \dots, u_k) de sommets tels que deux sommets consécutifs v_i et v_{i+1} sont reliés par une arête. La longueur d'un tel chemin est le nombre d'arêtes qui le composent (dans le cas d'un graphe pondéré, la somme des poids des arêtes); k dans cet exemple. Le chemin est dit simple s'il ne passe pas deux fois par un même arc, c'est-à-dire si tous les sommets sont distincts et vérifiant pour tout $1 \leq i \leq k - 1$; on dit aussi que ce chemin est une chaîne. Un chemin tel que le sommet de départ v_0 est égal au sommet d'arrivée v_k est un cycle. Un plus court chemin entre deux sommets u et v est un chemin simple de longueur minimale. On autorise qu'il y ait des poids (valuations) sur les arêtes. Dans ce cas on dit que le graphe est valué et tout plus court chemin entre deux sommets u et v est un chemin de poids minimum entre u et v . Le diamètre d'un graphe est la plus longue des distances entre deux sommets.

IX - 2. Calcul de plus courts chemins

La détermination du plus court chemin est un problème d'optimisation utilisé dans de nombreuses applications pour déterminer un chemin de valeur minimal à partir d'un sommet donné (origine) à tous les autres. Parmi les algorithmes servant à résoudre les problèmes des plus courts chemins on peut citer quelque algorithme particulier.

IX - 3. L'algorithme de Dijkstra

permet de trouver tous ces chemins en calculant le plus court chemin entre sommet particulier et tous les autres. Le résultat est une arborescence, c'est-à-dire un arbre avec un sommet particulier appelé racine. Les sommets du graphe $G(S,A)$ sont numérotés de 1 à n . A partir des chemins partant du sommet 1, est construit un vecteur $\lambda = (\lambda(1); \lambda(2); \dots \lambda(n))$ ayant n composantes tel que $\lambda(j)$ soit égal à la longueur du plus court chemin allant de 1 au sommet j . On cherche à chaque étape la meilleure solution. Cet algorithme donne la meilleure solution globale, donc il est assimilé à un algorithme glouton. Ce vecteur est initialisé à c_{1j} , c'est-à-dire à la première ligne de la matrice des coûts du graphe, définie comme indiqué ci-dessous :

$$c_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{si } i = j \\ \infty & \text{si } i \neq j \notin A \\ \delta(i,j) & \text{si } i \neq j \in A \end{cases} \quad \text{(IV-82)}$$

$\delta(i,j) > 0$ est le poids de l'arc (i,j) .

IX - 4. Bellman-Ford

L'algorithme de Bellman-Ford résout le problème des plus courts chemins avec origine unique dans le cas le plus général où les poids des arcs peuvent avoir des valeurs négatives. Il s'agit de calculer les distances des plus courts chemins depuis une source S à chaque autre sommet v d'un graphe orienté valué \vec{G} . Les distances sont non pas en termes de nombres d'arcs d'un chemin mais, en termes de somme des valeurs de chaque arc qui le compose. Étant donné un graphe orienté pondéré $\vec{G} = (S, A)$ (en effet, on travaille sur un graphe orienté valué, c'est-à-dire qu'on dispose d'une fonction sur les arcs de \vec{G} à valeur dans \mathbb{R}), de fonction de poids w , et une origine s , l'algorithme retourne une valeur booléenne indiquant s'il existe un circuit de poids négatif accessible depuis s . S'il n'en existe pas, l'algorithme donne les plus courts chemins ainsi que leurs poids. En effet, l'algorithme de Bellman détermine les chemins optimaux en détectant l'existence d'un circuit de valeur négative. Il s'agit d'un algorithme de programmation dynamique basé sur le principe de l'optimalité et se calcule successivement, pour $k = 1, \dots, n$ la valeur minimale $\lambda_i^{(k)}$ pour aller de 1 à i par un chemin utilisant au plus k arcs. Dès qu'il existe k vérifiant $\lambda_i^{(k)} = \lambda_i^{(k-1)}$, $\forall i \in S$, on a aussi $\lambda_i^{(n)} = \lambda_i^{(n-1)}$, $\forall i \in S$, et

$\lambda_i^{(n)}$ est la valeur d'un chemin optimal allant de 1 à i , par contre, s'il existe $i \in S$ vérifiant $\lambda_i^{(n)} \neq \lambda_i^{(n-1)}$, il existe alors un circuit de valeur négative passant par i .

IX - 5. L'algorithme de Prim

Il calcule un arbre couvrant (touchant tous les sommets de G) minimal dans un graphe connexe et acyclique, valué et non orienté $G = (S, A)$. En d'autres termes, cet algorithme trouve un sous-ensemble d'arêtes formant un arbre sur l'ensemble des sommets du graphe initial, et tel que la somme des poids de ces arêtes soit minimale.

Le principe de l'algorithme de Prim est basé sur une construction incrémentale d'un arbre de poids minimum au départ, un sommet s_i est choisi arbitrairement, ce sommet constitue l'arbre couvrant de poids minimum parmi toutes les arêtes incidentes à s_i , choisir celle de plus faible poids $(s_i ; s_j)$ le nouvel arbre obtenu est constitué des sommets s_i et s_j et de l'arête $(s_i ; s_j)$ tant qu'il reste des sommets en dehors de l'arbre : parmi l'ensemble des arêtes incidentes aux sommets de l'arbre et ayant une extrémité hors de l'arbre, choisir celle dont le poids est le plus faible c'est-à-dire $\sum_{\{u,v\} \in A} \omega(u, v)$. En d'autre terme c'est un algorithme glouton, c'est à dire qu'il construit la structure optimale cherchée élément par élément en choisissant à chaque étape l'élément localement le plus avantageux (ici le plus petit) sans jamais remettre en cause ce choix. L'algorithme de Prim est présenté comme suit [163], [164].

Fonction Prim (G, ω)

Entrée : un graphe pondéré connexe (G, ω)

Sortie : un arbre optimal T de G avec une fonction prédécesseur p et son poids $\omega(T)$

Définissons $p(v) := \emptyset$ et $c(v) := \infty, v \in V$, et $\omega(T) := 0$

Choisir un sommet r (comme racine)

Remplacer $c(r)$ par 0

Tant que il y a un sommet non coloré, faire

Choisir un tel sommet u de coût minimum $c(u)$

Colorer u en noir

Pour chaque sommet v non coloré tel que $\omega(uv) < c(v)$, faire

Remplacer $p(v)$ par u et $c(v)$ par $\omega(uv)$

Remplacer $\omega(T)$ par $\omega(T)+c(u)$

Fin Pour

Fin Tant que

Retourner $(p, \omega(T))$

X. Conclusion

Il est présenté une démarche méthodologique de définition de l'architecture d'un micro-réseau électrique multisources basée sur l'estimation et la minimisation des pertes énergétiques. Le dimensionnement des constituants du système ainsi que la détermination de la localisation du site source est réalisée avec des méthodes d'optimisation multicritère et la théorie des graphes. La démarche intègre les lois d'estimation du potentiel énergétique et de géolocalisation. Les modèles dimensionnant des sources et ressources développés sont intégrés à l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire dont la fonction objectif est la minimisation du coût de l'énergie électrique consommée. Le site optimal est celui qui présente le coût minimum électrique lorsque la micro-centrale est localisée à son niveau.

Chapitre V : Simulation et Validation Expérimentale

I. Introduction

Ce chapitre intègre les méthodes et calculs présentés précédemment, en les appliquant à un cas d'étude portant sur la mise en œuvre d'un Micro-Réseau Électrique Multi-villages (μ REM). Il s'agit d'alimenter et interconnecter huit villages de la Commune de Dakoro. Les coordonnées géographiques des sites sont extraites à partir de l'application Google Earth puis la matrice des distances entre les sites est générée. Celle-ci sert de base à l'estimation des pertes ainsi qu'au calcul du chemin le plus court définissant l'architecture du micro-réseau.

L'estimation du besoin énergétique est ensuite réalisée en vue du dimensionnement des sources et unités de stockage de l'énergie.

La méthode d'optimisation par essais particuliers est appliquée aux données avec les critères et les contraintes imposés. La stratégie de gestion du flux énergétique proposée est testée sur un système réel selon différents scénarios. Les résultats sont présentés et analysés.

II. Micro-Réseau Électrique Multi-villages (μ REM) de la Commune de Dakoro

Le micro-réseau électrique multi-villages vise à interconnecter plusieurs villages voisins de la commune de Dakoro en vue de réaliser une coopération énergétique. Cela permet entre autre d'optimiser la production et la consommation énergétique. En effet, certaines activités économiques, tels que les marchés hebdomadaires, sont rotatives entre les villages. Pour satisfaire ce type de besoin, dans le cadre d'un dimensionnement mono-village, la production correspondante ne servira qu'une fois par semaine. Dans ce cas, le cumul des puissances à installer pour tous les villages dépassera très largement la taille du système nécessaire dans le cas de la coopération multi-villages.

La Figure V-1 présente la carte de la zone cible comprenant les huit villages à alimenter et interconnecter. Un dimensionnement optimal des constituants de la microcentrale ainsi que sa localisation doivent être réalisés.

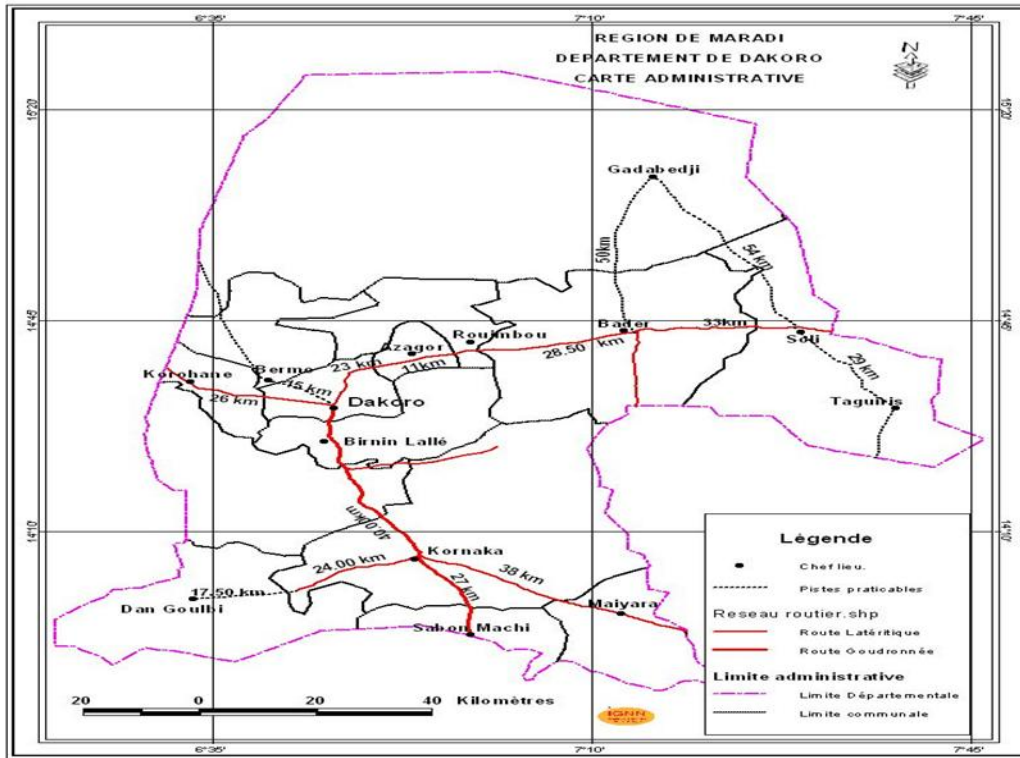


Figure V-1: Cartographie de la zone cible

II - 2. Architecture du réseau et localisation des sources

La définition de l'architecture du micro-réseau nécessite une connaissance des localisations (coordonnées GPS, distances) de tous les sites à alimenter. Pour pallier le manque d'informations, nous nous basons sur des outils informatiques disponibles (en ligne et hors ligne) pour cartographier, localiser et relever les coordonnées des sites cibles. On note, parmi les plus connus, les applications Google Earth et le site <https://acscdg.com/>. Un exemple est présenté à la Figure V-2 .On observe un grand nombre de possibilités d'interconnexion des sites.

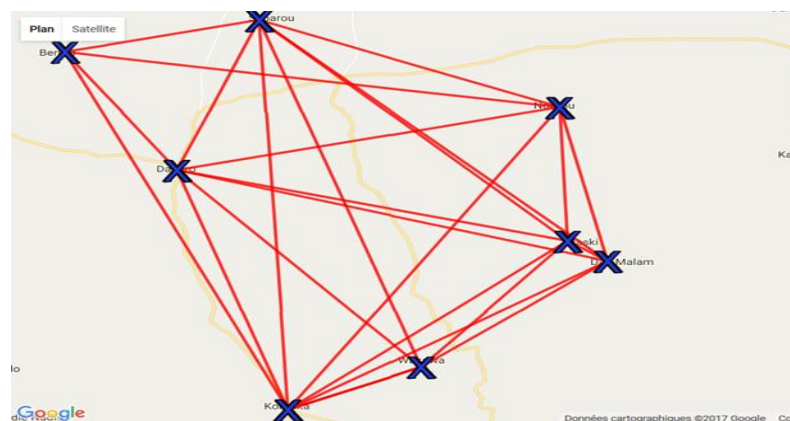


Figure V-2 : Exemple de localisation des sites sur <https://acscdg.com/>

Différentes configurations du système sont possibles, chacune avec ses contraintes, avantages et inconvénients. Une configuration de base consiste à localiser les productions PV équivalentes au besoin local au niveau de chaque village comme présenté dans la Figure V-3. Dans un tel cas, il est envisageable de réaliser une interconnexion, cela pourra être une manière de minimiser les pertes énergétiques dans la mesure où le flux de puissance entre les sites sera minimale et égale à des besoins aléatoires. Mais, compte tenu de certains événements et activités, tels que les marchés hebdomadaires, cette configuration pourrait présenter un surdimensionnement d'une capacité non utilisée pendant 6 jours/7 tandis qu'elle pourra être mutualisée dans le cas d'une coopération énergétique plus forte, avec un dimensionnement dédié.

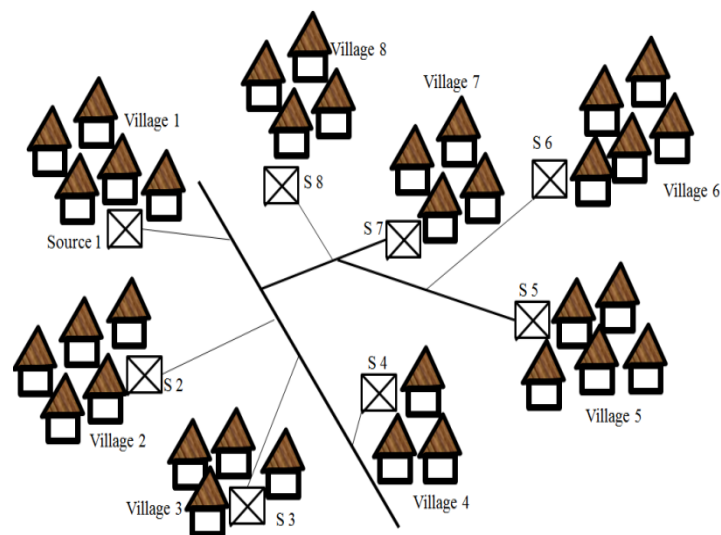


Figure V-3 : Configuration avec des productions localisées au niveau de chaque village

Une alternative pourrait être de limiter le nombre de points de production localisés au niveau de quelques villages (Figure IV-4) dont la localisation est déterminée avec une contrainte de minimisation des pertes et d'optimisation des coûts. Les coûts de maintenance et d'entretien/surveillance pourraient rendre plus rentable une architecture de production centralisée comme illustré à la Figure IV-5.

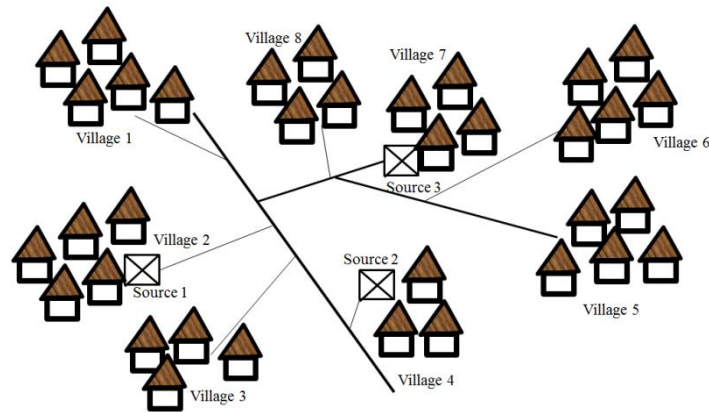


Figure V-4 : Configuration avec des productions localisées au niveau de quelques villages

Les productions centralisées au niveau d'un seul village facilitent la maintenance, la surveillance et l'entretien quotidien. Cela évite les difficultés d'accessibilités qui peuvent survenir dans le cas de tournées régulières de maintenance. Néanmoins, la mise en réseau des sites d'alimentation exige une surveillance régulière des lignes de transmission. Les bénéficiaires pourront signaler les incidents qui ne sont pas détectés par le système SCADA.

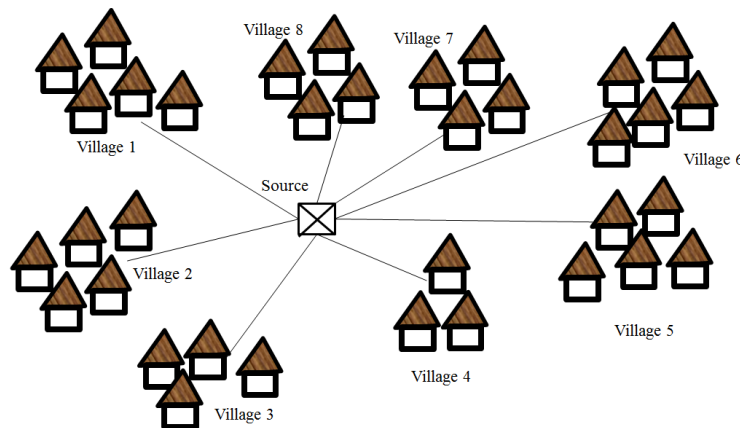


Figure V-5: Configuration avec un système de production centralisé

Notre étude se basera donc sur la conception d'une micro-centrale localisée au niveau d'un seul village.

II - 3. Optimisation de l'Architecture du réseau et localisation de la centrale hybride

Le Tableau V-1 présente les distances en km entre les sites. Il servira de base pour l'estimation du chemin le plus court pour alimenter tous les sites.

Tableau V-1: Localisation des sites

N°	COMMUNES	Population	GPS	Abzagor	Bader-Goula	Bermo	Dakoro	Dan Goulbi	Korahane	Kornaka	Sabon Mashi
1	Abzagor	6805	14.65, 6.866667	0	11,45	27,5	18,89	84,46	43,39	60,98	87,29
2	Bader-Goula	83402	14.6680087, 6.9719184	11,45	0	38,42	28,31	91,24	54,69	63,34	88,43
3	Bermo	37616	14.7073373, 6.6183901	27,5	38,42	0	28,31	84,21	17,46	73,8	100,76
4	Dakoro	87068	14.510833, 6.765	18,89	28,31	28,31	0	66,31	36,63	47,56	74,58
5	Dan Goulbi	69981	13.94798, 6.558774	84,46	91,24	84,21	66,31	0	79,51	40,61	46,34
6	Korahane	15380	14.6594735, 6.4636641	43,39	54,69	17,46	36,63	79,51	0	77,73	103,82
7	Kornaka	171209	14.1, 6.9	60,98	63,34	73,8	47,56	40,61	77,73	0	27,05
8	Sabon Mashi	44008	13.86834, 6.980278	87,29	88,43	100,76	74,58	46,34	103,82	27,05	0

L'arbre couvrant minimum reliant tous les sites entre eux est déterminé en appliquant le théorème de Prim aux données de localisation des villages, dont le résultat est présenté dans le Tableau V-2 qui se traduit par la Figure V-6 qui illustre l'architecture du micro-réseau. Cette configuration réalise le minimum de longueur totale et donc le minimum de pertes de puissances comparativement aux autres liaisons possibles. Par contre, pour la même architecture, les pertes varient en fonction des puissances à transiter entre les sites. Il devient donc nécessaire de déterminer la meilleure localisation de la micro-centrale qui réalise le minimum de pertes énergétiques.

Tableau V-2: Architecture du réseau et localisation optimale de la centrale hybride

Site i	1	1	1	3	4	7	7	Total
Site j	2	4	3	6	7	8	5	
Distance (km)	11.45	18.89	27.5	17.46	47.56	27.05	40.61	190.52

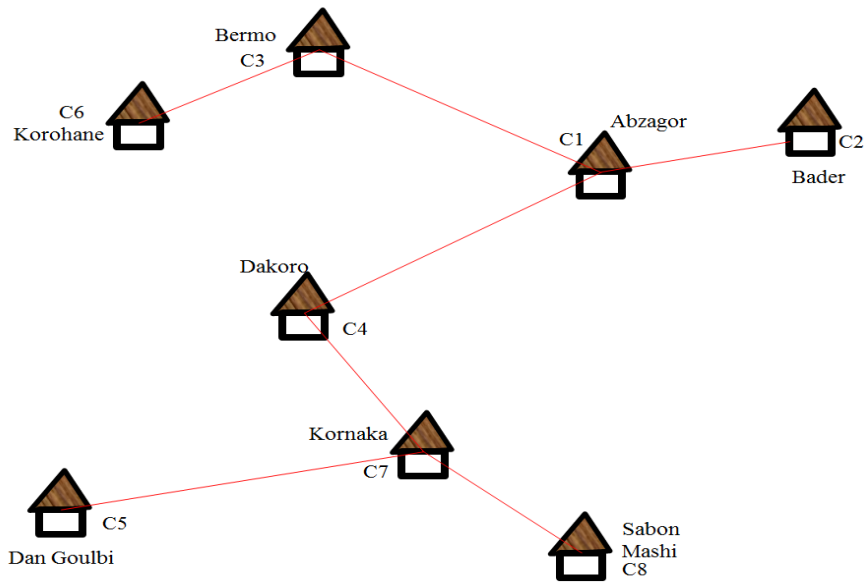


Figure V-6 : Architecture du micro-réseau réalisant le minimum de pertes énergétiques de pertes de puissances reliant tous les sites

Afin de réaliser une comparaison significative entre les productions par site, on impose un rapport d'ensoleillement, présenté dans le tableau V-3, pour les 8 sites tests. La figure V-7 présente le profil de base du site 1.

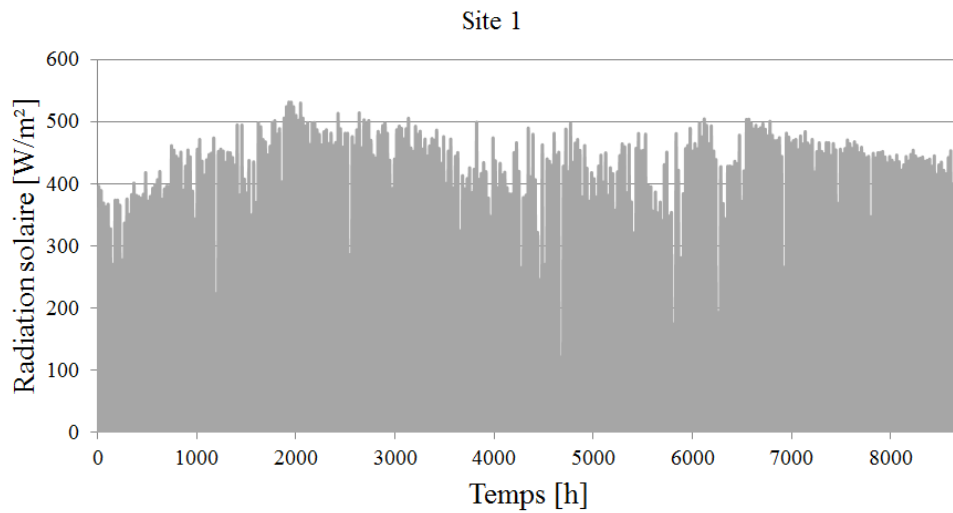


Figure V-7: Rayonnement solaire horaire sur une année d'un site cible

Tableau V-3: Ratio du rayonnement solaire entre les sites cibles

Site	1	2	3	4	5	6	7	8
Ratio	1	2	3	4	5	5,76	8	9,17

Le profil de la température est considéré quasi uniforme pour tous les villages.

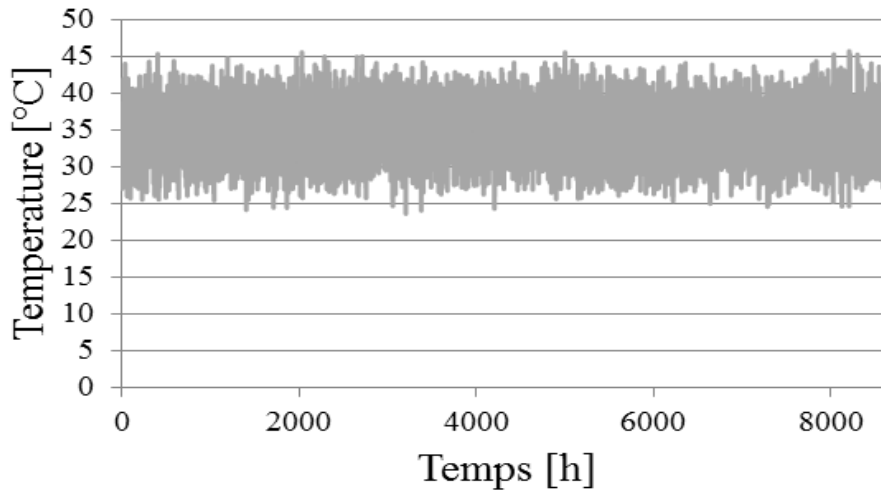


Figure V-8: Profil de température annuelle au pas de temps horaire

II - 5. Besoin énergétique

Les consommations principales journalières par site sont présentées dans le Tableau V-4 présentant le cumul journalier des besoins des huit (8) villages est estimé à 5,6 MWh. La répartition est à l'image des populations des villages. Les besoins énergétiques constituent les poids de chaque tronçon du micro-réseau à prendre en compte pour estimer les pertes.

Tableau V-4: Besoins énergétiques journaliers des villages

Communes	Population	Énergie Site (Wh)	Ratio besoins (%)
Azagor	6805	73918,74291	1,32
Bader-Goula	83402	905947,2441	16,18
Bermo	37616	408600,6515	7,30
Dakoro	87068	945768,8622	16,89
Dan Goulbi	69981	760162,7549	13,58
Korohane	15380	167063,9627	2,99
Kornaka	171209	1859743,432	33,20
Sabon Mashi	44008	478033,2164	8,54

II - 6. Paramètres du Modèle dimensionnant

L'estimation des coûts se base sur les modèles développés dans les chapitres précédents auxquels on applique les données d'entrée. Le calcul des coûts est compliqué par l'insuffisance des données de prix, et autres retours d'expérience, sur des projets énergétiques dans la zone cible. En effet, le nombre d'installations multisources similaires à celles de l'étude est très limité, voire inexistant, dans la région du Sahel, avec des données souvent incomplètes concernant les frais de logistiques, les taxes et droits de douane, les frais engendrés par la localisation et les difficultés éventuelles d'accessibilité. Le compromis adopté dans cette étude consiste à croiser différentes sources d'informations pour estimer les coûts moyens à prendre en compte dans les calculs de dimensionnement. Les coûts des équipements dépendent de la taille du système et de sa localisation.

Dans les pays Sahéliens, les groupes électrogènes diesel constituent les principales sources énergétiques, leurs coûts et usages sont maîtrisés. Par contre, les systèmes PV sont peu développés et leur marché, ainsi que la mise en œuvre, peu maîtrisés par les acteurs du secteur. Ceci engendre des coûts de mise en œuvre assez importants. Selon [165], la compilation des données recueillies sur les systèmes récemment installés en Afrique et en Asie, montre que le coût effectif moyen de l'installation d'un système hybride PV-diesel se situe entre 5500 et 9000 EUR/kWc. A titre d'exemple, au Mali, un système hybride PV-Diesel de 5 MWc destiné à la desserte de 40 localités a été estimée à un 58 millions USD d'investissement, soient 11600 USD/kWc [166]. Au Sénégal, 16 centrales hybrides constituées de 5 kWc PV et 11 kVA diesel par centrale ont été installées par un programme d'un budget de 685 millions de FCFA (1 million EUR). Ces exemples illustrent la disparité des projets et la difficulté à corréler les informations en vue d'estimer les coûts équivalents quel que soit la taille du système hybride envisagé.

A partir des informations issues de [166] , nous établissons le Tableau V-5 de répartition des coûts entre les constituants du système hybrides inférieurs à 1MWc. Les coûts estimés varient entre 5500 €/kWc et 9000 €/kWc, avec une moyenne de 7250 €/kWc.

Tableau V-5: Répartition des coûts du système hybride inférieur à 1MWc.

Désignation	Ratio (%)	Coût Estimatif (€/kWc)
PV + structure et accessoires	30	2175
Groupe électrogène	15	1087,5
Batterie	20	1450
Convertisseurs électroniques	20	1450
Autres coûts (incluant génie civil, lignes électriques)	15	1087,5

Dans [167], plusieurs exemples de projets énergétiques PV, hybrides ou non, développés dans plusieurs pays africains sont présentés. La constitution, la taille et les coûts des installations sont assez disparates et ne permettent pas de disposer d'une estimation suffisamment fine pour des systèmes au-delà du mégawatt.

De ce fait, en vue de la simulation, nous nous basons sur les données du Tableau V-6 défini par croisement de diverses sources d'informations. Mais, il ne sert de pas de référence de coûts optimaux.

Tableau V-6: Paramètres estimatifs utilisés en simulation

Désignation	Coût
Coût du Gasoil (constant)	0.82€/L
Groupe électrogène 40 kVA	411 €/kW
Batterie	192 €/kWh
Onduleur	1700 €/kW
Régulateur PV	1229 €/kW
O&M	30 €/kW
Durée de vie groupe électrogène	25000 heures
Durée de vie batterie	8 ans
Durée de vie PV	20 ans
Durée de vie Convertisseurs électroniques	10 ans

II - 7. Estimation technico-économique

L'optimisation par essais particuliers est utilisée pour déterminer la taille du système ainsi que les caractéristiques des constituants. L'objectif principal est de minimiser le coût de l'électricité produite et consommée dans le micro-réseau. Mais du fait de la nécessité d'installer des lignes de transmission de l'énergie, des pertes de puissances sont prévisibles. Celles-ci doivent être prises en compte dans la définition de l'architecture du micro-réseau dont les interconnexions doivent réaliser le minimum de pertes possibles.

Une fois l'architecture estimée, la localisation du site d'implantation de la microcentrale doit aussi réaliser le minimum de pertes et/ou du coût électrique par rapport aux autres sites cibles. L'idéal serait de réaliser le minimum des deux objectifs sur un même site mais, dans la présente étude, l'estimation des deux paramètres est faite de manière indépendante. Cela ouvre néanmoins la voie à des perspectives de combinaison des deux approches. L'arbitrage final pour le choix de la localisation optimale est réalisé en comparant les résultats des deux approches.

II - 7 - 1. Localisation optimale de la centrale hybride

II-7-1-1. Méthode des pertes minimales de puissances

Le plus court chemin entre les sites est déterminé en se basant sur les distances entre les sites en appliquant l'algorithme de Prim. Il s'agit de trouver l'arbre couvrant minimum en déterminant les distances minimales reliant les sites deux à deux, ainsi que le coût global minimal de l'interconnexion des branches les plus courtes.

A partir de la matrice des distances entre les sites, nous déterminons la matrice des plus courts chemins entre les sites présentée au Tableau V-7. Elle illustre les distances en km à parcourir par chaque vecteur électrique entre le site de départ et celui d'arrivée.

Tableau V-7: Matrice des distances entre les sites

site	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	11,45	27,5	18,89	84,46	43,39	60,98	87,29
2	11,45	0	38,42	28,31	91,24	54,69	63,34	88,43
3	27,5	38,42	0	28,31	84,21	17,46	73,8	100,76
4	18,89	28,31	28,31	0	66,31	36,63	47,56	74,58
5	84,46	91,24	84,21	66,31	0	79,51	40,61	46,34
6	43,39	54,69	17,46	36,63	79,51	0	77,73	103,82
7	60,98	63,34	73,8	47,56	40,61	77,73	0	27,05
8	87,29	88,43	100,76	74,58	46,34	103,82	27,05	0

Le Tableau V-8 présente les résultats de l'estimation du chemin le plus court reliant tous les sites entre eux. L'interconnexion résultante définit l'architecture du micro-réseau. On remarque que la desserte de plusieurs sites peut se faire à partir d'un seul nœud.

Tableau V-8: Plus courts chemins entre les sites i et j

Site i	site j	Distance (km)
1	2	11,45
1	4	18,89
1	3	27,5
3	6	17,46
4	7	47,56
7	8	27,05
7	5	40,61

Au niveau de chaque nœud, la tension est estimée et la plage de variation admise déterminée. La tension normalisée choisie à partir des résultats, et correspondant à l'intervalle admissible, qui est de 20kV. L'énergie sera donc transportée sous 20kV puis abaissée à 0,4kV aux points de livraison de tous les villages interconnectés.

Le Tableau V-9 présente l'estimation des pertes pour chaque site pris comme point-source. Le ratio entre les pertes d'énergie et le cumul de l'énergie journalière illustre l'importance des

perdes dont la valeur minimale est de 5,69%. Elle correspond au site 7 qui est donc le point optimal, du point de vue des pertes de puissances, auquel installer les sources de puissance, comme illustré à la Figure V-9. Ce site a la particularité d’avoir la plus grande consommation énergétique par rapport aux autres sites. Si la puissance qu’il consomme est produite sur place, cela éviterait des pertes qui peuvent être conséquentes.

Tableau V-9: Résultats des calculs des pertes cumulées pour chaque site considéré comme point-source

Site	Σ Pertes (kWh)	Ratio (%)
1	707,656	12,64
2	814,199	14,54
3	1034,114	18,47
4	547,398	9,78
5	736,652	13,16
6	1253,336	22,39
7	318,33	5,69
8	635,714	11,35

L’architecture du micro-réseau obtenue est présentée à la Figure V-9. La micro-centrale électrique est localisée au site 7 qui est le plus gros consommateur, du fait de sa population.

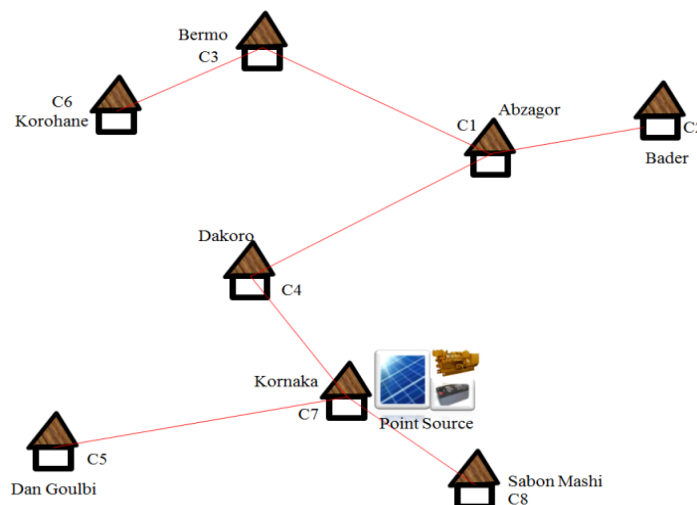


Figure V-9: Architecture du réseau et localisation optimales de la centrale hybride

II-7-1-2. Méthode du coût minimal d'électricité

Cette méthode se base sur les conditions climatiques et l'estimation du productible à chaque nœud. Le site de production qui réalise le minimum de coût de l'électricité est retenu comme le plus propice à recevoir la micro-centrale. Les pertes de puissances ne sont prises en compte que dans la mesure où l'architecture définie réalise le minimum de pertes comparativement aux multitudes d'autres architectures possible. La réalisation du coût minimum constitue donc un niveau supplémentaire d'optimisation.

II - 7 - 2. Analyse comportementale

La Figure V-10 présente une illustration de la variation temporelle des puissances PV et diesel produites comparées aux puissances des charges principales et des charges flexibles. On observe que les pics de demande interviennent dans la soirée, ce qui entraîne l'usage du groupe diesel pour une compensation énergétique bien que sa puissance soit assez raisonnable, maintenue fixe et limitée en fonctionnement. Cette corrélation négative entre les productions PV et les pics de charge induit l'alimentation des charges flexibles lors des fortes productions PV en journée après la charge complète des unités de stockage.

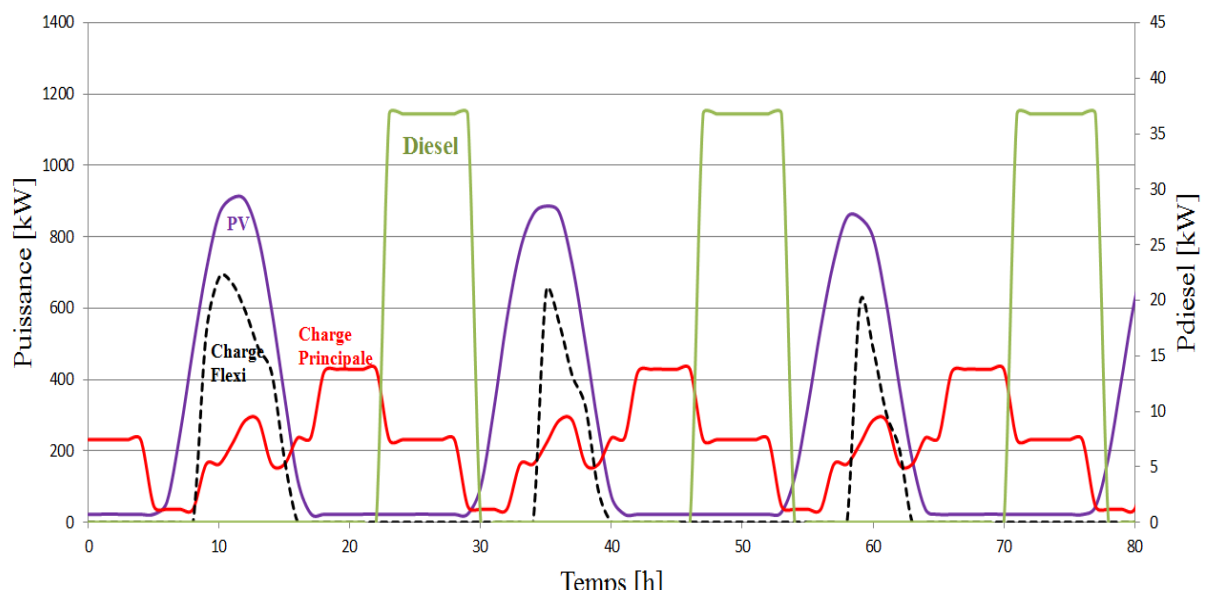


Figure V-10: Variation temporelle des productions et charges avec corrélation négative entre les charges principales et les productions PV.

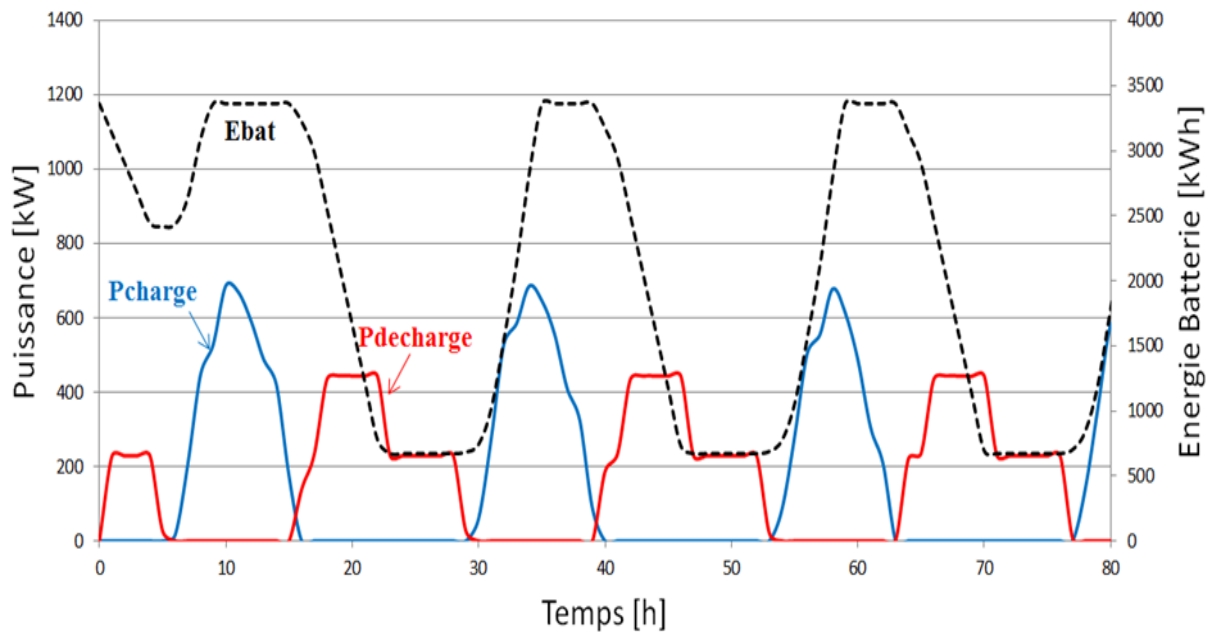


Figure V-11 : Processus de charge et de décharge de la batterie

La Figure V-11 présente le processus de charges et décharges de la batterie. La charge prend l'allure de la production PV tandis que la décharge est à l'image du profil des charges principales. On observe les états de pleine charge et du seuil minimum respectés.

La Figure V-12 présente une corrélation positive entre productions PV et charges principales. La puissance diesel est quasiment nulle sur cette phase du fonctionnement. Ainsi, au cours du fonctionnement de l'installation, différentes situations peuvent se présenter et avoir un impact sur les états et l'évolution des paramètres, notamment sur les capacités énergétiques stockées. Cela se traduit par des cas où les charges flexibles peuvent être satisfaites de manière plus ou moins importantes avec comme corollaire la mise en marche ou non du groupe électrogène de compensation. Dans certains cas, les contributions énergétiques sont insuffisantes et le bon compromis consiste à déléster une partie des charges principales en maintenant le fonctionnement du groupe électrogène dans une certaine limite, qui peut varier en fonction des contraintes imposées.

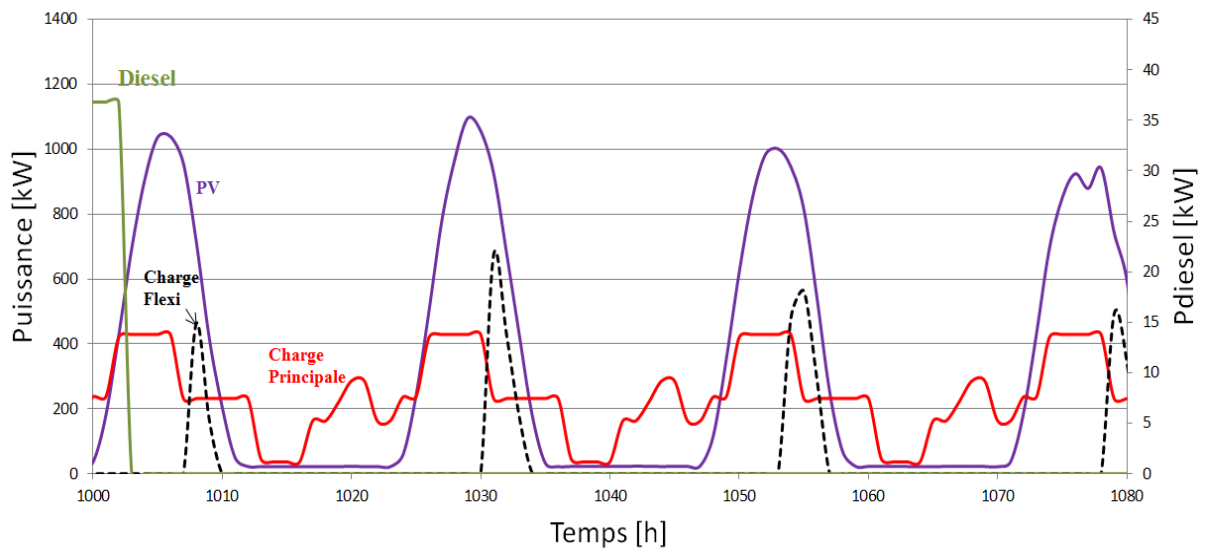


Figure V-12 : Variation temporelle des productions et charges avec corrélation positives entre les charges principales et les productions PV.

Les flux énergétiques dans la batterie sont illustrés par la Figure V-13. On observe que le maximum est plus rarement atteint, sur une faible durée, compte tenu de la corrélation positive qui permet de satisfaire les pics de puissance et donc de stocker le moins possible.

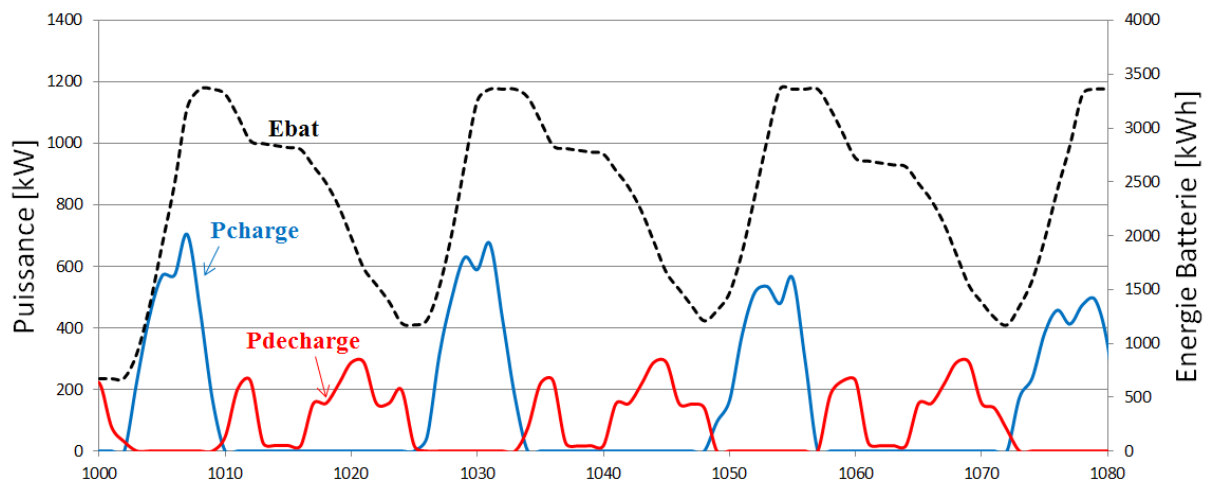


Figure V-13: Flux énergétique dans la batterie

La corrélation est très variable lors du fonctionnement, il s'avère difficile de prédéfinir la capacité maximale de référence des batteries à utiliser dans les simulations de dimensionnement. Pour cela, nous définissons trois approches pour estimer la capacité maximale de la batterie. Celles-ci sont appliquées au cas de dimensionnement pour le site 1 pris comme site-source de production. Une alternative consiste à laisser libres les niveaux minimum et maximum des capacités et cela réduit les contraintes imposées. Par contre, la démarche nécessiterait un autre niveau supplémentaire d'intégration des caractéristiques des batteries à choisir.

Pour notre cas, nous imposons des limites minimales et maximales afin d'analyser les conséquences induites et les précautions à prendre car, dans tous les cas, en fonctionnement, le système physique multi-sources fera face à des situations de ce genre.

Dans le scénario 1, on réalise la différence entre le besoin journalier cumulé et la production PV. Il s'agit de dimensionner une batterie qui puisse stocker l'équivalent du besoin à compenser par jour. Néanmoins, quel que soit la capacité maximale prédéfinie de la batterie, le problème de corrélation entraîne des situations qui ne permettent pas à la batterie de réaliser exactement la mission prédéfinie. En effet, les besoins peuvent survenir à un moment où l'état de charge ne permet pas de satisfaire tout le besoin.

Le scénario 2 se base sur la valeur moyenne du profil journalier du besoin énergétique tandis que le scénario 3 définit la capacité maximale comme égale à la moitié du cumul journalier du besoin énergétique.

Tableau V-10: Scénarios de définition de la capacité maximale assignée aux batteries.

Scénario	Capacité maximale
1	Cumul journalier des différences temporelles entre les puissances des charges principales et la production PV
2	Valeur moyenne horaire du profil journalier des puissances des charges principales
3	50% du Cumul du profil journalier des puissances des charges principales

Pour chacun des scénarios, il a été estimé les cumuls annuels des flux énergétiques. La Figure V-14 présente les productibles PV par scénario ainsi que les charges principales qui restent constantes. Les charges flexibles sont satisfaites selon la disponibilité énergétique.

Leur valeur décroît du scénario 1 à 3, tout comme l'énergie délestée et la contribution du groupe électrogène. Le délestage intervient lorsque la production PV et l'état de charge de la batterie sont insuffisantes pour couvrir les besoins. Le délestage pourrait être compensé si la capacité du groupe diesel est augmentée. Ainsi, la couverture totale pourrait induire un surdimensionnement des sources.

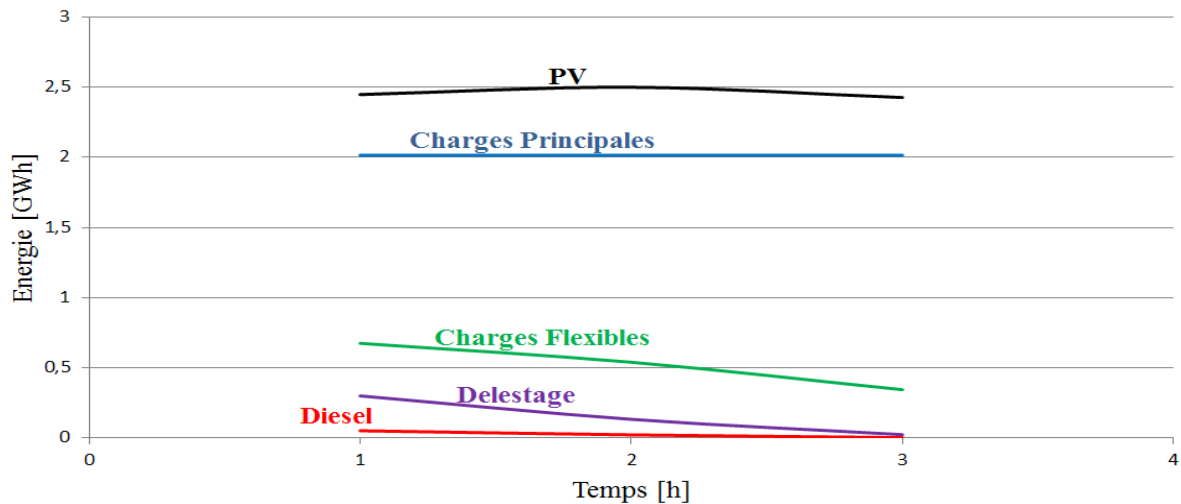


Figure V-14 : Impact de la capacité maximale des batteries sur les flux énergétiques

L'évolution des coûts de l'électricité produite par scénario est illustrée par la Figure V-15. Le scénario 1 présente le coût minimal. Ainsi, l'estimation de la capacité maximale proche du déficit énergétique à compenser à partir des profils de références paraît fournir une énergie à un plus faible coût, bien que l'usage du groupe électrogène soit plus grand dans ce cas. C'est aussi le scénario qui permet de fournir une grande quantité d'énergie aux charges flexibles.

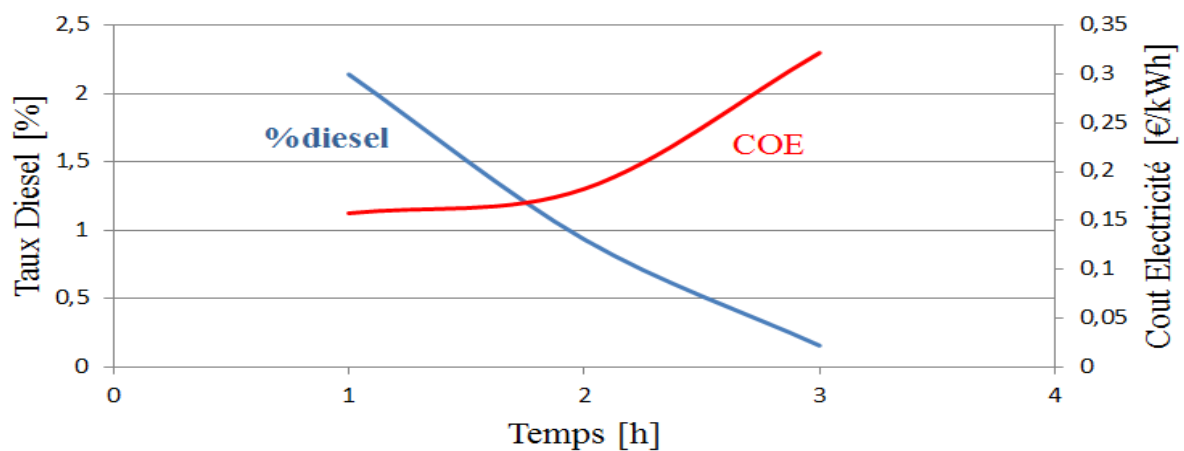


Figure V-15: Évolution des coûts de l'électricité par scénario

II - 7 - 3. Estimation du coût de l'électricité et dimensionnement du système

Le scenario 1 parait fournir le coût minimum d'électricité. Il sera appliqué par la suite à tous les cas d'études pour le dimensionnement du système. Le chemin optimal d'interconnexion étant défini, chaque site est pris successivement comme localisation de la micro-centrale électrique, les productions électriques, les consommations et les coûts induits sont déterminés.

La Figure V-16 présente les productions PV ainsi que les consommations satisfaites par site. Le pic des productions est observé au niveau du site 6. Ce qui permet de satisfaire plus de charges flexibles mais la puissance des charges principales n'est pas maximale. Cela suppose un délestage, illustré à la Figure V-17, du fait de la corrélation qui n'est pas toujours positive. Celle-ci est plus forte dans le cas du site 7 qui satisfait une plus grande capacité de charges principales. Les productions PV et les charges satisfaites sont plus faibles dans le cas du site 4.

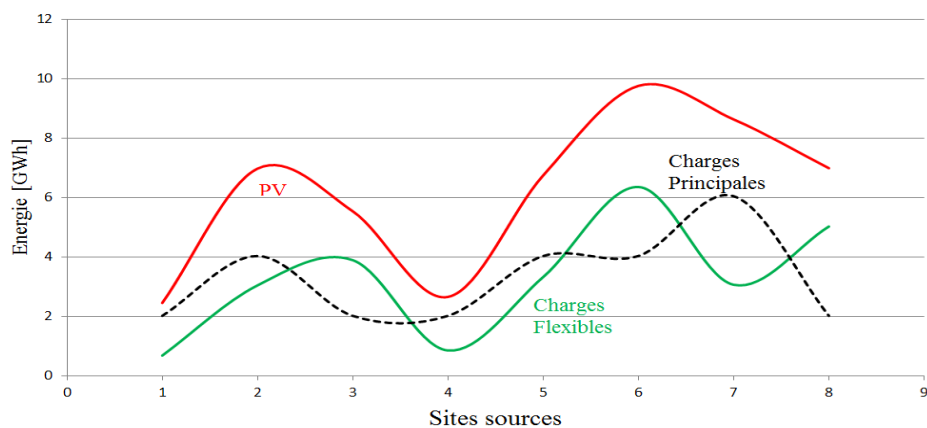


Figure V-16 : Productions PV et consommations satisfaites par site.

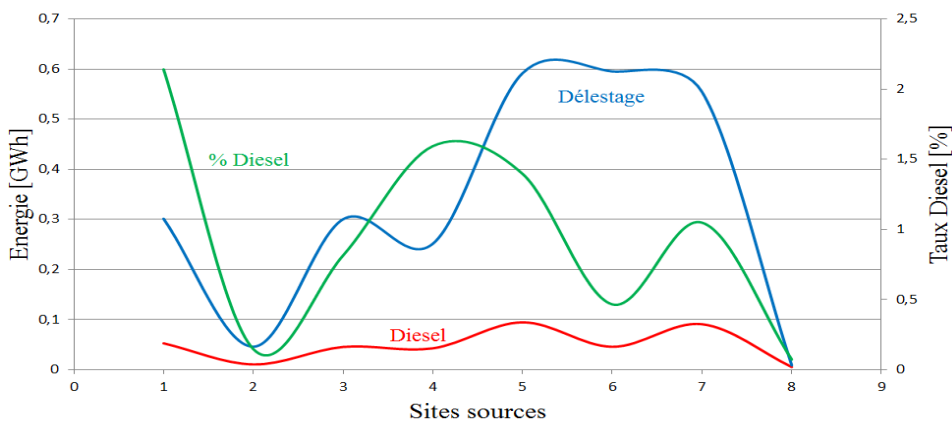


Figure V-17: Niveau de délestage et compensation par groupe diesel

La solution optimale retenue par l’algorithme intègre aussi le nombre de jours d’autonomie de la batterie correspondant. La Figure V-18 montre que le site 7 utilise une plus grand capacité de batterie avec une autonomie de 3 jours tandis le site 6 a une batterie de plus faible capacité avec une autonomie d’un jour. Un compromis est nécessaire entre la capacité, l’autonomie et le coût des unités de stockage.

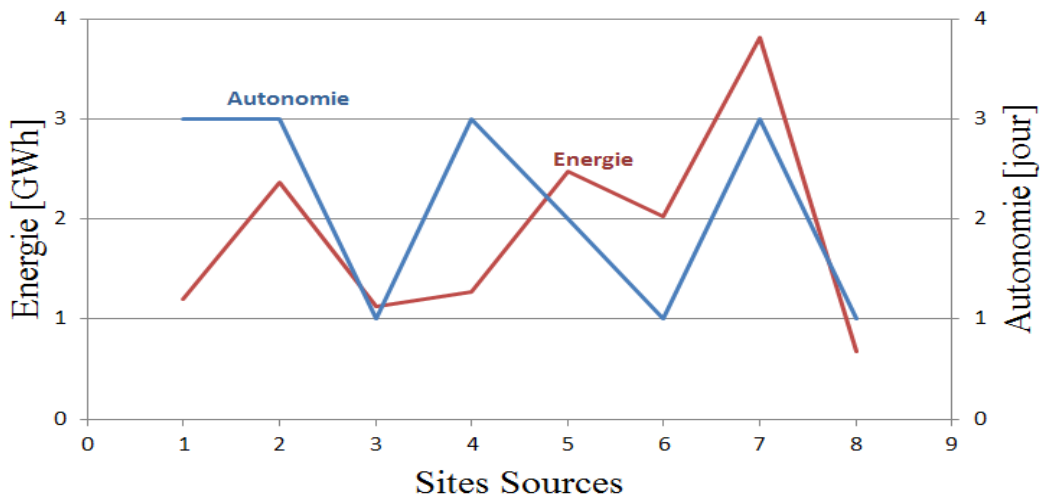


Figure V-18: Relation entre la capacité de stockage et le nombre de jours d'autonomie

Le coût résultant de l’électricité par site est présenté à la Figure V-19. Le site 6 présente le coût le plus faible du kWh électrique. Il apparaît donc comme le plus optimal pour recevoir la micro-centrale électrique. Il réalise donc le meilleur compromis en termes de production PV, de satisfaction des demandes d’énergie, de taille de stockage et de pertes de charges.

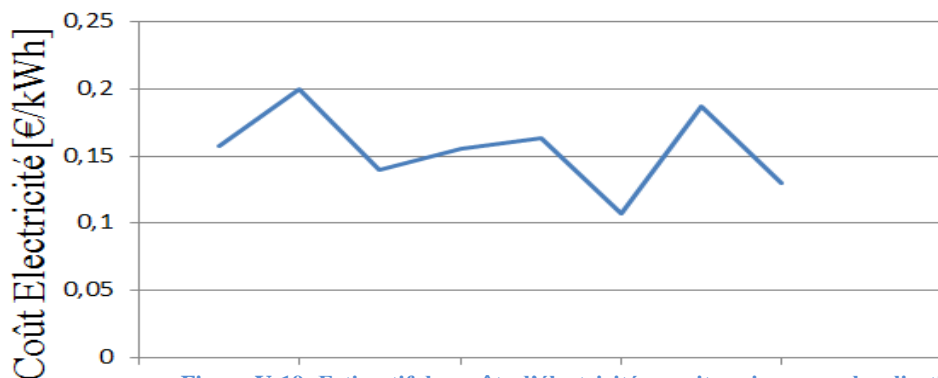


Figure V-19: Estimatif des coûts d'électricité par site pris comme localisation de la micro-centrale

Tableau V-11: Site optimal et coût de l'énergie

Site optimal	COE (€/kWh)
6	0,1076415

L'intensité du rayonnement solaire a une forte influence sur la production PV et par conséquent sur la puissance de transit qui détermine la taille des convertisseurs comme le montre le Tableau V12.

Tableau V-12: Caractéristiques du système dimensionné pour chaque site pris comme source

Site	P_{pv} installée (kWc)	Batterie (kWh)	Diesel (kW)	Onduleur (kW)	Régulateur PV (kW)	Régulateur de charge (kW)
1	2360	1200	40	520	1500	1500
2	3500	1200	120	520	4400	4250
3	1880	1200	40	520	3500	3500
4	680	1200	40	520	1700	1700
5	1390	1200	80	520	4300	4200
6	1610	1200	40	520	6100	6000
7	1120	1200	120	520	5500	5400
8	680	1200	120	520	4200	4100

L'architecture du micro-réseau est illustrée dans la Figure V-20, avec la microcentrale localisée au site 6.

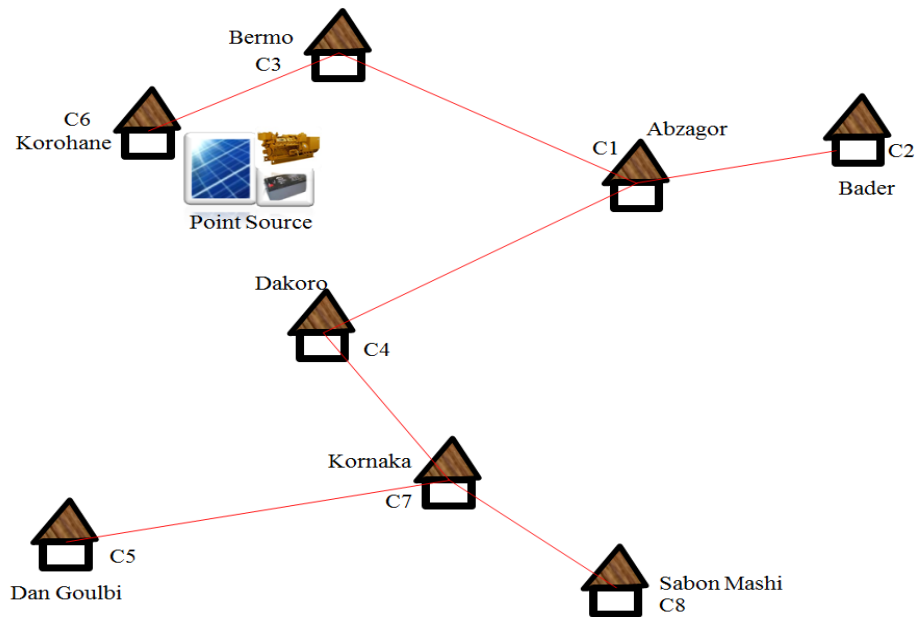


Figure V-20: Localisation de la micro-centrale électrique définie par la méthode du coût minimum d'électricité.

II - 7 - 4. Localisation optimale

Du point de vue de la méthode des pertes de puissances minimales, le site 7 présente l'optimum tandis que c'est le site 6 qui présente le coût énergétique minimal au sens de la méthode des coûts minimums. Celle-ci estime le COE à 0,187 €/kWh pour le site 7 (Figure V- 19). Le Tableau récapitule les résultats des deux méthodes. A partir du cumul journalier des besoins des huit (8) villages estimé à 5,6 MWh, nous calculons les coûts de l'énergie totale par site ainsi que le coût des pertes. Il s'avère que les coûts des pertes sont assez faibles et non significatifs comparé aux différences entre les coûts globaux des deux options. Par conséquent, le site optimal retenu est le site 6 qui présente le plus faible coût de l'énergie avec des coûts de pertes d'énergie peu sensibles.

Tableau V-13: Site optimal et coût de l'énergie

Site optimal	COE (€/kWh)	Σ Pertes (kWh)	Coût Energie utile CEU (k€)	Coût des pertes d'énergie CPE (€)	Coût total CTE (k€)
6	0,108	1253,34	605	135,36	605
7	0,187	318,33	1047	59,53	1047

III. Tests expérimentaux

Des tests expérimentaux ont été réalisés afin d'éprouver les lois de gestion de l'énergie et d'aide à la décision. Les algorithmes développés sont implémentés sous le langage python. L'installation présentée à la Figure V-21 est constituée de panneaux PV de 2,5kWc, de batteries Li-Ion de 5kWh, d'une charge électrique de 4kW et d'un onduleur multifonction de 5kW qui assure le transfert de l'énergie entre les PV, les unités de stockage, le réseau électrique et les consommations. Une source DC sert à réaliser les tests des algorithmes avant la connexion des PV. La plage de tension d'entrée DC de l'onduleur varie entre 120 et 500V, pour une sortie AC de 230V/50Hz.

Un système d'acquisition et de contrôle de données (SCADA) sert à la télégestion permettant de traiter en temps réel un grand nombre de télémessures et de contrôler à distance les équipements.



Figure V-21: Système expérimental installé à l'IUT de Créteil-Vitry

La gestion de l'énergie dans le micro-réseau est assurée à travers un système de supervision doté d'un logiciel de télégestion et d'exploitation d'installations et d'équipements de tous types. Il permet le contrôle local ou à distance d'installations techniques (réseaux de capteurs, gestion technique centralisée....) pour répondre spécifiquement aux besoins de surveillance et de télé-contrôle d'installations techniques ou systèmes instrumentalisés. C'est aussi une plateforme d'exploitation et de visualisation graphique des données qui s'appuie sur les avantages d'un serveur web enrichi de fonctions de supervision. C'est la solution idéale pour une exploitation simple et rapide depuis n'importe quel poste client équipé d'un navigateur internet. Pour la supervision locale sur PanelPC, l'opérateur passe par un navigateur Internet lancé sur le PC de supervision. La connexion à l'IHM côté utilisateur s'effectue au travers

d'un navigateur Internet en tapant l'adresse IP ou le nom de domaine du serveur dans la barre d'adresse du navigateur.

Le serveur local et l'automate programmable de gestion énergétique de l'installation hybride constituent un système intelligent, programmable et communicant, qui vise à optimiser la gestion du flux énergétique entre les productions, consommations et unités de stockage, de manière sécurisée, assurant une forte disponibilité énergétique. Les principales fonctionnalités définies à travers les d'algorithmes implémentés visent à optimiser, réguler et coordonner les flux énergétiques entre les entités. Ces fonctionnalités se traduisent par :

- ✓ Fonctions de télégestion et de prédiction : commande locale et à distance ;
- ✓ Pilotage et coordination production / consommation
- ✓ Régulation des unités de stockage ;
- ✓ La mise en marche ou le délestage des charges ;
- ✓ Acquisition, traitement et stockage des données de production, consommation et données environnementales ;
- ✓ Pilotage des convertisseurs électroniques ;
- ✓ IHM (interface Homme-Machine) : affichage des synoptiques, courbes, tableaux, alarmes...
- ✓ Gestion du flux d'information.

La communication est réalisée à travers des entrées et sorties logiques ou analogiques, des liaisons RS232 / RS485 (Modbus-RTU), une liaison Ethernet (Modbus-TCP), des systèmes de communications 2G/3G, radio 868Mhz...

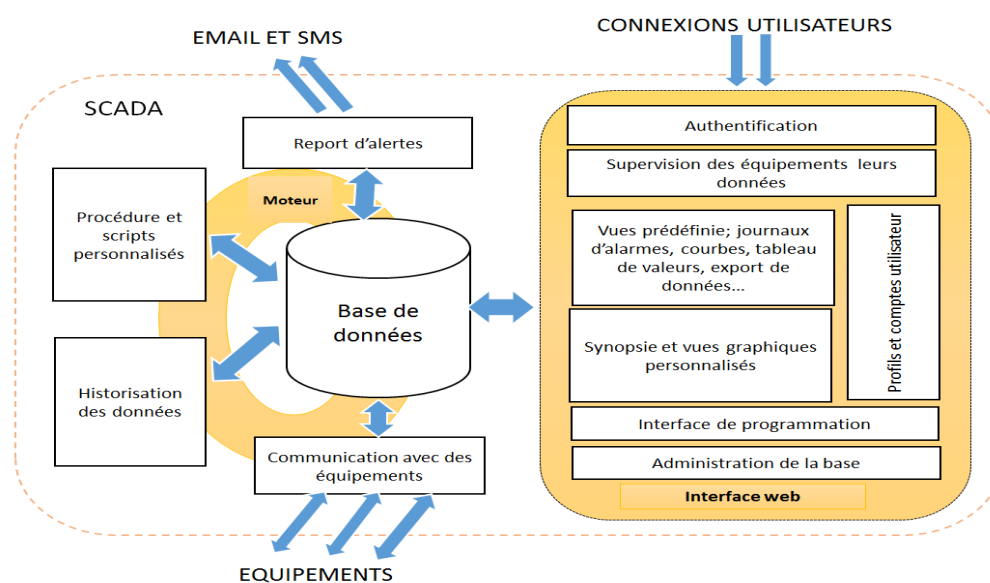


Figure V-22: Architecture et fonctionnalités du SCADA du système expérimental

III - 1. Production PV

La Figure V-23 présente les variations temporelles des productions PV et du profil de la charge principale. On observe les fortes variabilités dues aux passages assez fréquents de nuages lors de la période de tests. Des variations en échelon sont imposées à la charge afin de mieux observer et analyser les dynamiques des flux. La stratégie de gestion de l'énergie développée définit deux catégories de charges électriques : les charges principales P_{PL} , qui intègrent des charges prioritaires et secondaires, ainsi que les charges flexibles qui sont alimentées en fonction de la disponibilité énergétique. Ces dernières peuvent être des systèmes de pompage, arrosage, des charges glissantes sur la journée (vaisselle, lessive, ...). Compte tenu des contraintes d'usage d'un groupe diesel au laboratoire, une connexion au réseau électrique est réalisée. Le surplus d'énergie destiné aux charges flexibles P_{FL} est envoyé au réseau et la contribution attendue du groupe électrogène est fournie par le réseau électrique.

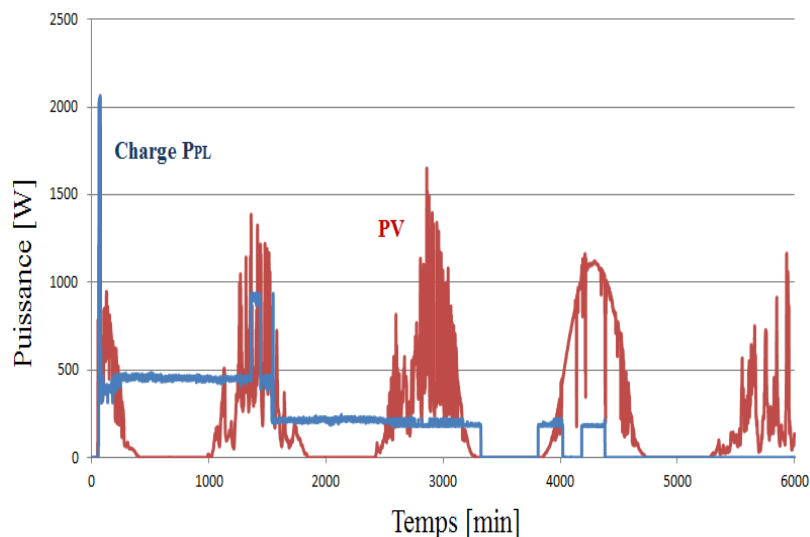


Figure V-23: Variations temporelles des productions PV et du profil de la charge principale

La courbe de la puissance PV en fonction de la tension PV, Figure V-24, montre un fonctionnement maintenu à puissance maximale quelle que soit la variation de l'ensoleillement. Ceci illustre l'efficacité de la méthode MPPT implémentée.

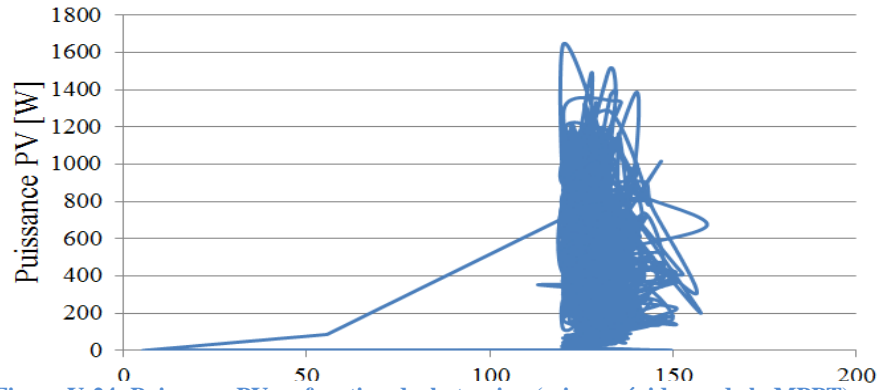


Figure V-24: Puissance PV en fonction de la tension (mise en évidence de la MPPT)

Les évolutions des tensions des panneaux solaires et du bus AC montrent leur bonne régulation sur la Figure V-25. Les ondulations de la tension PV sont limitées dans une bande étroite autour de la valeur moyenne du fait d'une bonne régulation.

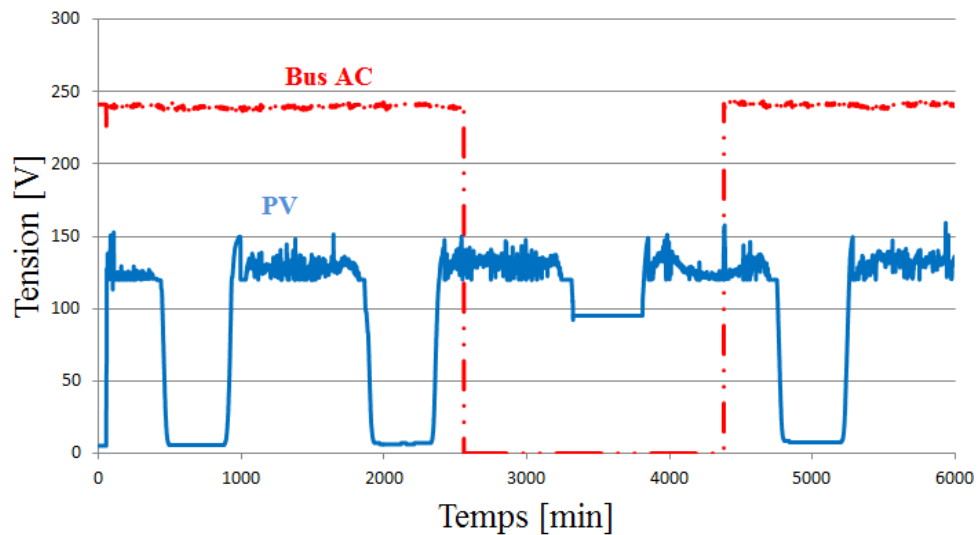


Figure V-25: Évolutions des tensions des PV et du bus AC

Selon les variations relatives des productions PV et de la demande de la charge, les batteries se chargent ou se déchargent. En cas de charge complète, le surplus énergétique est renvoyé au réseau, il constitue la part d'énergie affectée aux charges flexibles. La contribution du diesel est assimilée à la phase pendant laquelle le réseau électrique est sollicité.

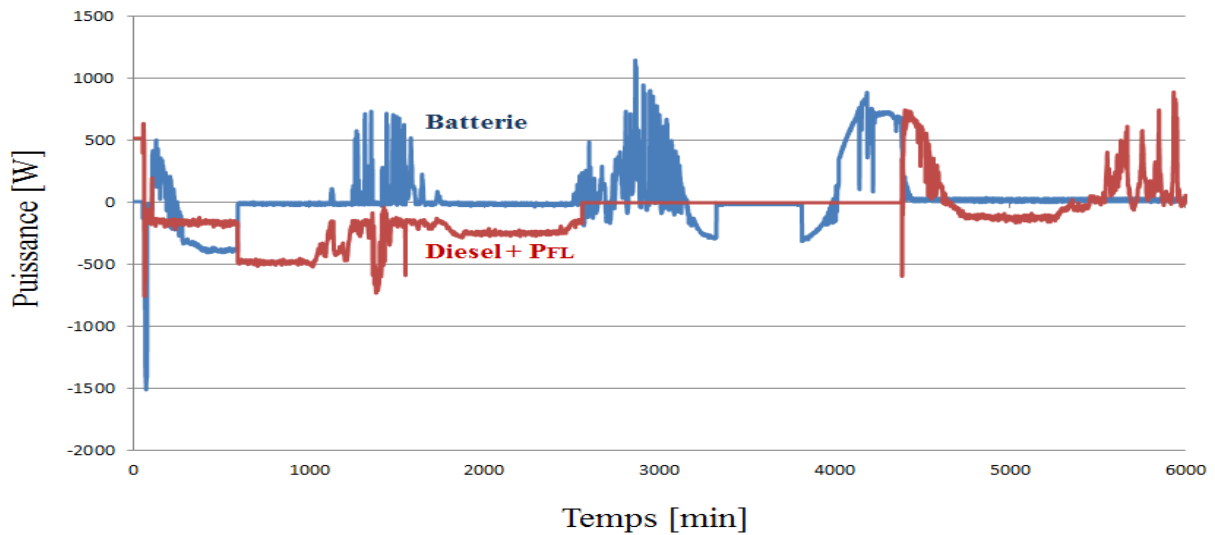
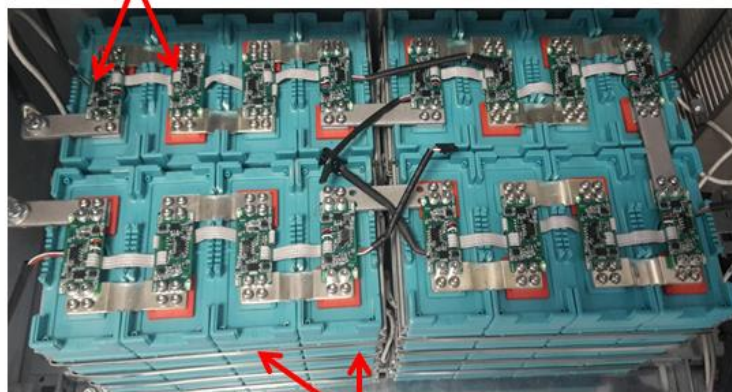


Figure V-26: Puissance de charge et décharge la batterie (bleu) et puissance des charges flexibles (rouge, négatif) et fournie par l'émulateur du groupe diesel (rouge, positif).

III - 2. Gestion du stockage

La température et la tension de chaque cellule de batterie lithium-ion sont mesurées en permanence et régulées par un système BMS (Battery Management System) contrôlant des circuits d'équilibrage qui lient les cellules deux à deux entre elles, comme illustré par la Figure V-27. Au total, 16 cellules de 3,2V sont reliées en série pour réaliser un banc de batteries de tension 51,2V.

Circuits d'équilibrage



Cellules de batteries de $(3,2V*4)*4=51,2V$

Figure V-27: Cellules de batteries reliées en série

Le système BMS de gestion de la batterie est équipé d'une fonction d'équilibrage de cellule, d'une détection de défaut à la terre pour la sécurité, d'un système de mesure et d'affichage de la tension et la température de chaque cellule ainsi que de la tension et du courant du banc de batteries. Il estime l'état de charge et fournit des signaux d'alarme lorsque des conditions de défaut sont détectées. Il est doté de ports de sortie d'alarme, bus CAN et Modbus pour la communication et la transmission d'information au système de commande et supervision globale.

La Figure V-28 présente l'évolution de l'état de charge de la batterie. On observe une variation maintenue entre 60 et 100%. La décharge aurait pu être plus profonde si la corrélation entre la production PV et demande d'énergie l'imposait. Dans le même temps, la tension de la batterie varie entre 49 et 53V. En comparant les deux courbes entre 4000 minutes et 5000 minutes, on constate que la pleine charge au sens de la tension n'est atteinte qu'après 1000 minutes de charge continue. Cela met en lumière la précaution à avoir dans l'interprétation de l'état de charge d'une batterie à partir de la tension ou de l'EDC seulement, pris individuellement. En effet, une lecture de tension à vide, tension flottante, donne une valeur supérieure à la tension en fonctionnement et ne reflète pas le vrai état de charge.

Les données du profil de la tension ont été acquise de deux manières différentes programmées l'une à la suite de l'autre. En deçà de 4000 minutes, la méthode consistait à enregistrer la valeur de la tension à chaque front de variation jusqu'au front suivant. Cela explique les variations en échelons et l'absence des transitoires. Ainsi, chaque segment, quelle que soit sa durée, se résumait à une seule valeur de tension. L'intérêt portait sur la réduction de données à traiter par la suite. Mais l'inconvénient majeur est la perte d'informations sur l'évolution de la tension lors des transitoires. Pour cela, la seconde méthode appliquée à partir de 4000 minutes consistait à acquérir toutes les données de tension par pas de 5 minutes et en supprimant les détections de front.

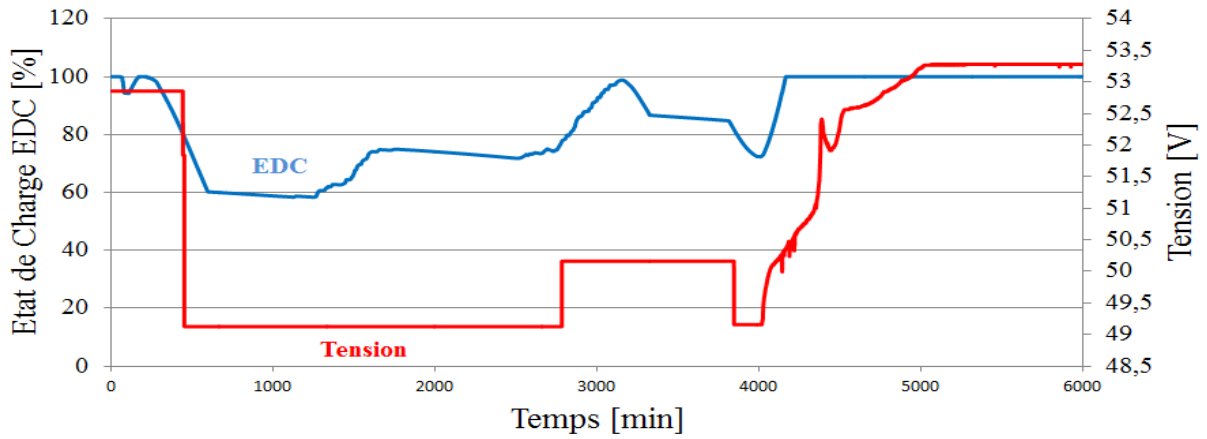


Figure V-28: Évolutions de la tension et de l'état de charge de la batterie.

Les valeurs maximales et minimales relevées aux bornes des cellules sont présentées à la Figure V-29. On constate qu'une cellule a induit une forte chute de tension, de 3,2 à 2,1 V, très rapidement équilibrée par le BMS.

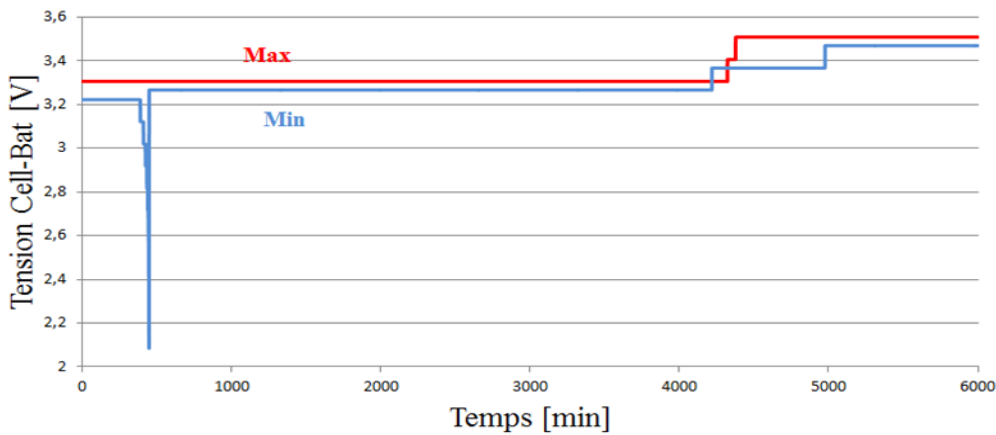


Figure V-29: Compensation de puissance et flexibilité des charges lorsque P_{bat} et P_{PL} sont nulles.

Le système BMS surveille les températures des cellules. Les valeurs maximales et minimales enregistrées sont présentées à la Figure V-30. Elles sont dans la tolérance.

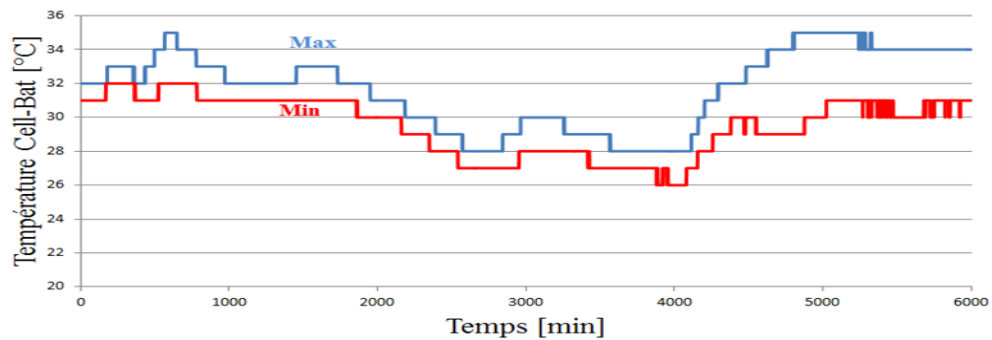


Figure V-30: Températures maximales et minimales relevées

III - 3. Analyse des scénarios

Le zoom sur les résultats permet d'analyser l'interaction entre les constituants du système. Sur la Figure V- 31, les charges principales sont nulles et la batterie est mise en standby. En l'absence de production PV, l'émulateur du groupe diesel fournit une puissance (négative) d'environ 120W pour alimenter des auxiliaires et assurer les puissances de pertes dans le système. On observe dans la seconde phase de la courbe, l'évolution de la production qui est quasiment utilisée, aux pertes de puissance près, pour les charges fluctuantes, en l'absence d'un besoin exprimé par les charges principales et la mise en standby des batteries. La présence de charges flexibles est un moyen efficace d'assurer le bilan énergétique nul et la stabilité du système, avec une exploitation optimale des productions PV.

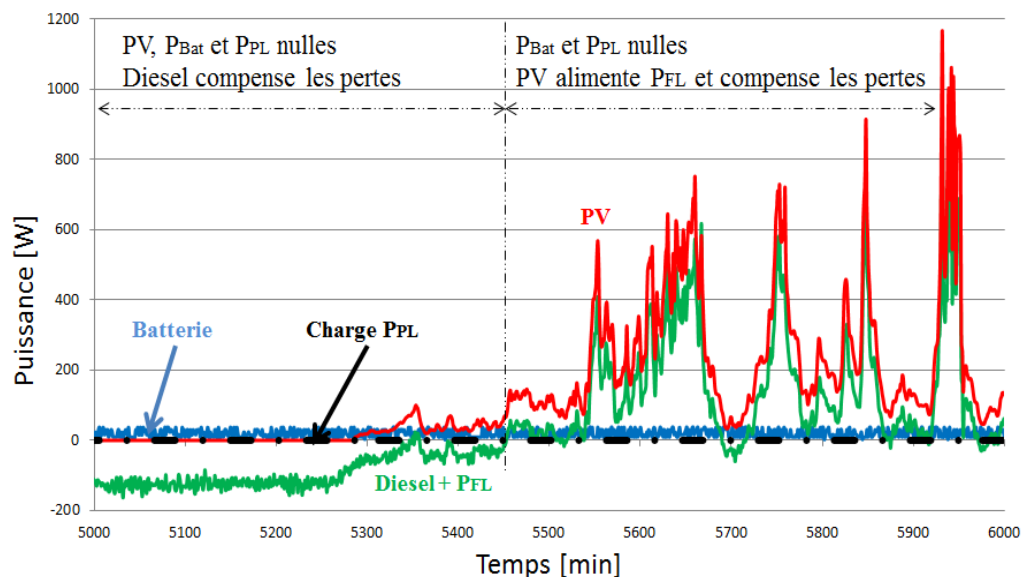


Figure V-31: Interaction entre les constituants du système

La Figure V-32 illustre quatre phases lors du fonctionnement du système pendant une journée type. Dans le cas 1, la production PV, et les charges principales sont nulles, les batteries et le groupe diesel ne sont pas sollicités. Au cas 2, une demande constante de puissance est faite par les charges principales pendant que le PV commence à produire. La différence est compensée par les batteries jusqu'à une production supérieure à la demande qui conduit à la recharge des batteries à une puissance égale à la différence entre la production PV et la demande des charges principales. A la charge pleine des batteries, le surplus de puissance alimente les charges flexibles, les batteries ne se chargent quasiment plus et le groupe électrogène reste toujours en standby, dans le cas 3. Au cas 4, les productions PV s'annulent,

désactivant l'alimentation des charges flexibles. Les batteries restent en standby, les charges principales n'étant pas actives. Le groupe électrogène réagit néanmoins pour compenser des demandes de puissances par les auxiliaires actifs.

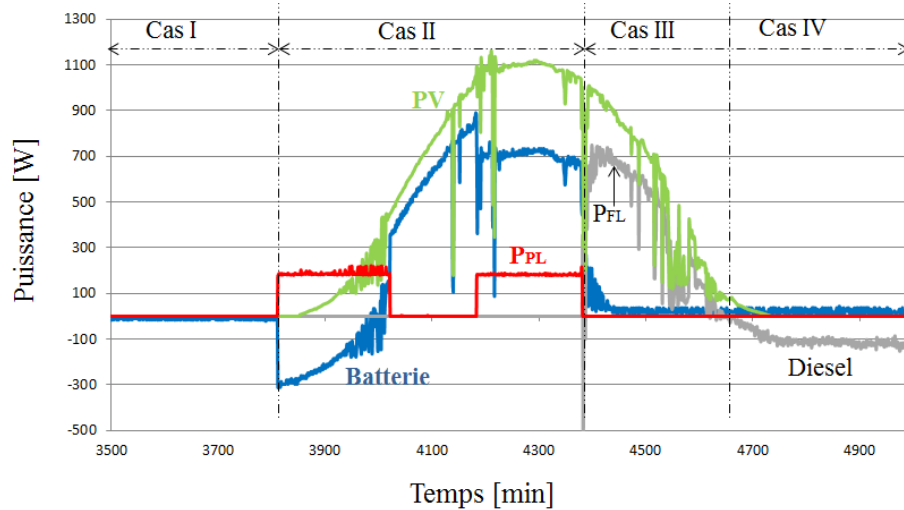


Figure V-32: Exemple de phases d'un fonctionnement journalier

Dans le cas 1 de la Figure V-33, le groupe électrogène compense la demande des charges principales en l'indisponibilité du PV et des batteries. Les cas 2 et 3 illustrent des processus de charge et décharge des batteries en fonction de la variation relative des productions PV et de la demande de la charge, le diesel étant en standby. Dans le cas 3, la production PV est faible par rapport au besoin d'énergie. Quant au cas 4, tout le système est à l'arrêt (en sommeil) par absence de PV et de consommation.

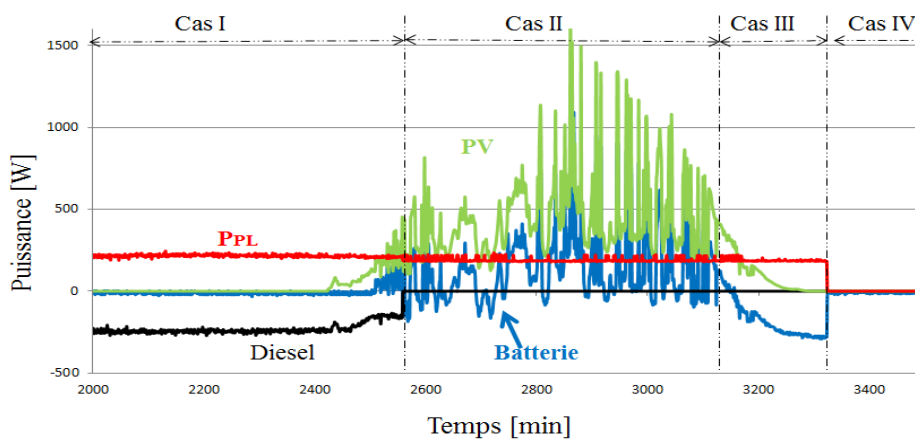


Figure V-33: Exemple de phases d'un fonctionnement journalier

Dans la figure V-34, un fonctionnement continu du groupe électrogène est imposé, avec la contrainte de fournir au minimum une puissance égale au besoin des auxiliaires, aux pertes près. Dans ce type de fonctionnement, le groupe diesel complète le déficit non couvert par les PV et les batteries.

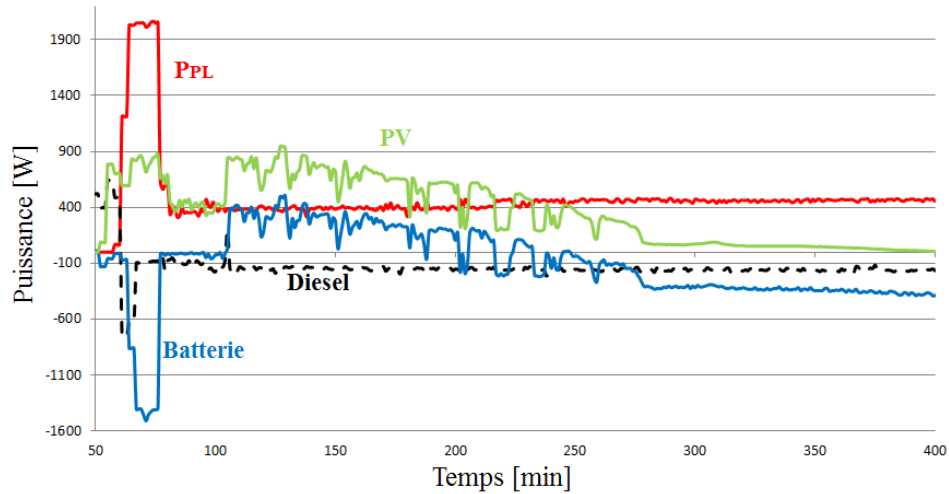


Figure V-34: Fonctionnement du diesel

Lorsque la batterie est à un EDC faible, elle se met en mode charge prioritaire et ne pourra donc se décharger que lorsque l'EDC atteint une certaine valeur, au minimum 50% (Figure V-35).

Dans ce cas, le groupe électrogène compense tout le déficit énergétique.

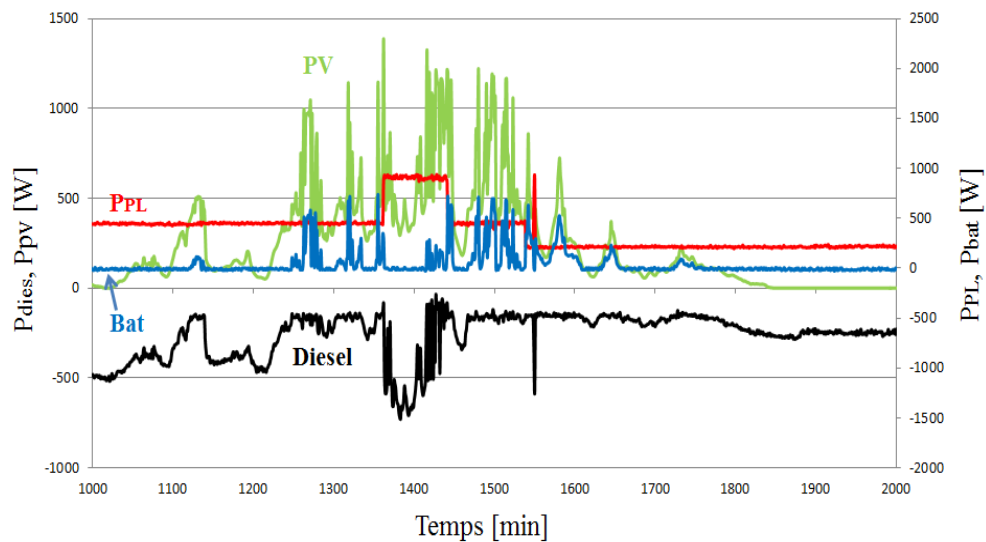


Figure V-35: Cas de fonctionnement avec les batteries à faible EDC.

IV. Conclusion

Selon le critère d'optimisation considéré, il est possible d'aboutir à différents résultats concernant le site optimal à retenir pour l'implémentation des sources de puissance. Dans le cas d'étude, les sites 6 et 7 présentent les minimums de coût et de pertes de puissance, respectivement. Nous avons ajouté un paramètre supplémentaire d'aide à la décision basé sur l'estimation du coût total de l'énergie produite intégrant les pertes selon le nœud-source considéré. Ce faisant, le site N° 6 présente le coût total minimal. Nous observons que le site 6 a une des plus faibles consommations d'énergie mais présente la grande perte de puissance lorsqu'il est considéré comme nœud-source. Tandis que le site 7 a le plus grand ratio de consommation et la plus faible perte de puissance. De plus, il dispose de plus de potentiel solaire que le site 6.

Les calculs de dimensionnement des sources et des unités de stockage d'énergie ont été réalisés, ainsi que la définition des lois de gestion du flux énergétique. Une première analyse a été effectuée à travers des simulations pour mieux maîtriser les interactions et les échanges de flux entre les entités du système (PV, groupe diesel, batteries, charges). Les algorithmes ont été par la suite implémentés sur l'automate programmable du système multi-source réel en vue de leur validation expérimentale. L'analyse des résultats obtenus montrent une réelle maximisation de la production PV ainsi que la bonne performance de la commande et de la supervision globale.

Conclusion générale

Les travaux de thèse, objets de ce mémoire, sont une contribution à la mise en œuvre d'une méthodologie de conception d'un micro-réseau multi-villages, notamment pour des communautés rurales. Un cas d'étude portant sur l'interconnexion de huit villages de la commune rural de Dakoro, dans la région de Maradi, au Niger a été considéré. Il présente quasiment les mêmes caractéristiques que les autres communes rurales des pays du Sahel, marqués par des faibles densités en population, un fort ensoleillement, des températures élevées et des faibles revenus des populations. Les villages environnants ont aussi des rythmes d'activités qui sont souvent périodiques et tournants, telles que les marchés hebdomadaires tournants entre les villages. Ainsi, une coopération énergétique, à travers une interconnexion électrique, pourrait être envisagée afin d'assurer l'approvisionnement énergétique tout en évitant les surdimensionnements éventuels dans le cas de sites isolés alimentant individuellement chaque village.

Le concept de micro-réseau multi-villages que nous proposons vise donc à satisfaire les besoins énergétiques de plusieurs communautés rurales interconnectées. La méthodologie proposée pour la conception d'un tel système a été établie à l'issue des principales étapes suivantes :

- Développement d'un modèle mathématique d'estimation du potentiel solaire d'un site en fonction de l'inclinaison, la direction et la position ;
- La modélisation des sources de puissances (PV, groupe électrogène) et des batteries de stockages, en vue de l'estimation du productible et le dimensionnement du des constituants du système ;
- Développement d'une démarche méthodologique d'estimation des besoins énergétiques par secteur d'activités, par services rendus pour chaque site cible ;
- Analyse de l'efficacité énergétique du système et des pertes de puissances ;
- Etude des architectures possibles de configuration du micro-réseau. Il a été retenu le principe d'un seul site-source sur lequel implanter la micro-centrale multi-sources. La méthode du plus court chemin, issue de la théorie des graphes, a servi de base à l'estimation de l'architecture réalisant la plus faible distance reliant tous les sites, garantissant donc un minimum de perte globale de puissance en ligne.

- Estimation de la localisation optimale de la micro-centrale par minimisation du coût de l'électricité ainsi que des pertes de puissances. La méthode d'optimisation par essais particuliers est appliquée aux données, avec prise en compte de contraintes et critères imposés.
- Développement d'algorithmes de gestion de l'énergie et d'aide à la décision dans un système multi-sources ;
- Tests expérimentaux de validation des lois de gestion de l'énergie dans un système PV-batteries Li-ion connecté au réseau électrique. L'analyse des résultats obtenus montrent une réelle maximisation de la production PV ainsi que la bonne performance de la commande et de la supervision globale.

La méthodologie, de conception du micro-réseau multi-villages, proposée et présentée est reproductible sur de plus larges données et nombre de sites. Nous comptons poursuivre les travaux de recherche entamés au cours de cette thèse, avec les perspectives suivantes :

- Amélioration des méthodes de collecte des données de géolocalisation ;
- Développement d'une méthode hybride d'optimisation multicritère combinant les critères de minimisation des pertes de puissance, des coûts de l'énergie, en fonction du productible énergétique, ...
- Poursuite du développement du modèle d'estimation de la durée de vie des unités de stockage dans les conditions climatiques du Sahel caractérisées par des fortes chaleurs
- Amélioration des modèles systémiques des sources d'énergie.

Références

- [1] A. Brew-Hammond, « Energy access in Africa: Challenges ahead », *Energy Policy*, vol. 38, n° 5, p. 2291-2301, mai 2010.
- [2] « Accès à l'énergie ». ENEA Consulting, Juillet-2014.
- [3] Y. Sokona, Y. Mulugetta, et H. Gujba, « Widening energy access in Africa: Towards energy transition », *Energy Policy*, vol. 47, p. 3-10, juin 2012.
- [4] F. M. Butera, P. Caputo, R. S. Adhikari, et A. Facchini, « Urban Development and Energy Access in Informal Settlements. A Review for Latin America and Africa », *Procedia Eng.*, vol. 161, p. 2093-2099, janv. 2016.
- [5] J. KENGNE OUABO et B. LAPONCHE, « Les CONSOMMATIONS d'ÉNERGIE des PAYS de la CEDEAO et de la CEMAC », Juillet 2011.
- [6] A. Shanker, P. Clément, D. Tapin, et M. Buchsenschutz, « Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes », 122, Avril 2012.
- [7] S. Baurzhan et G. P. Jenkins, « Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, n° Supplement C, p. 1405-1418, juill. 2016.
- [8] A. Abubakar Mas'ud *et al.*, « A review on the recent progress made on solar photovoltaic in selected countries of sub-Saharan Africa », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, n° Supplement C, p. 441-452, sept. 2016.
- [9] M. Fathi, M. Abderrezek, et P. Grana, « Technical and economic assessment of cleaning protocol for photovoltaic power plants: Case of Algerian Sahara sites », *Sol. Energy*, vol. 147, n° Supplement C, p. 358-367, mai 2017.
- [10] « NIGER : ÉVALUATION DE L'ÉTAT DE PRÉPARATION AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ». IRENA, 2014.
- [11] N. S. Ouedraogo, « Modeling sustainable long-term electricity supply-demand in Africa », *Appl. Energy*, vol. 190, n° Supplement C, p. 1047-1067, mars 2017.
- [12] « Accélérer la mise en oeuvre des Politiques Régionales sur les Énergies propres en Afrique de l'Ouest ». Etude Nationale de la situation de base du Niger, nov-2016.
- [13] Agence française de développement, « Extension des réseaux de la NIGELEC ». Note de communication publique d'opération.
- [14] « NigerEnChiffres2016.pdf » . .
- [15] « Profil humanitaire regional_ Maradi_231014.pdf » . .
- [16] C. K. Pandey et A. K. Katiyar, « A note on diffuse solar radiation on a tilted surface », *Energy*, vol. 34, n° 11, p. 1764-1769, nov. 2009.
- [17] F. Besharat, A. A. Dehghan, et A. R. Faghieh, « Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, p. 798-821, mai 2013.
- [18] A. Adell, « Determination of the optimum inclination of a flat solar collector in function of latitude and local climatic data », *Rev. Phys. Appliquée*, vol. 17, n° 9, p. 569-576, sept. 1982.

- [19] P. Bessemoulin et J. Olivieri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », *La Météorologie*, vol. 8, n° 31, p. 42, 2000.
- [20] C. K. Pandey et A. K. Katiyar, « Solar Radiation: Models and Measurement Techniques », *J. Energy*, vol. 2013, janv. 2013.
- [21] M. P. Thekaekara, « Solar radiation measurement: Techniques and instrumentation », *Sol. Energy*, vol. 18, n° 4, p. 309-325, janv. 1976.
- [22] D. Matuszko, « A comparison of sunshine duration records from the Campbell-Stokes sunshine recorder and CSD3 sunshine duration sensor », *Theor. Appl. Climatol.*, vol. 119, n° 3-4, p. 401-406, févr. 2015.
- [23] C. Delorme, C. Mohamed, et A. Otmani, « Détermination d'une irradiation solaire journalière à partir de trois irradiations horaires à 9, 12 et 15 h », *Rev. Phys. Appliquée*, vol. 24, n° 11, p. 1023-1027, nov. 1989.
- [24] « mouvter2.doc ». [En ligne]. Disponible sur: https://cral.univ-lyon1.fr/labo/fc/cdroms/cdrom2007/cd_tls2007/01-Mouvements_terre/mouvter2.pdf. [Consulté le: 18-juin-2017].
- [25] *Solar energy conversion and photoenergy systems: thermal systems and desalination plants*. Oxford: Eolss/UNESCO, 2010.
- [26] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*. Hoboken: Wiley, 2013.
- [27] « Yassine LASMI.pdf ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.univ-setif.dz/MMAGISTER/images/facultes/TEC/2013/2013/Yassine%20LASMI.pdf>. [Consulté le: 20-juin-2017].
- [28] « mouvter2.pdf ». .
- [29] « L'énergie solaire ». [En ligne]. Disponible sur: <http://herve.silve.pagesperso-orange.fr/solaire>. [Consulté le: 18-juin-2017].
- [30] M. Collares-Pereira et A. Rabl, « The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values », *Sol. Energy*, vol. 22, n° 2, p. 155-164, janv. 1979.
- [31] H. Duzen et H. Aydin, « Sunshine-based estimation of global solar radiation on horizontal surface at Lake Van region (Turkey) », *Energy Convers. Manag.*, vol. 58, p. 35-46, juin 2012.
- [32] P. K. Pandey et M. L. Soupir, « A new method to estimate average hourly global solar radiation on the horizontal surface », *Atmospheric Res.*, vol. 114-115, p. 83-90, oct. 2012.
- [33] A. B. Jemaa, S. Raza, N. Essounbouli, A. Hamzaoui, F. Hnaïen, et F. Yalaoui, « Estimation of Global Solar Radiation Using Three Simple Methods », *Energy Procedia*, vol. 42, p. 406-415, janv. 2013.
- [34] K. Ouali et R. Alkama, « A New Model of Global Solar Radiation based on Meteorological Data in Bejaia City (Algeria) », *Energy Procedia*, vol. 50, p. 670-676, janv. 2014.
- [35] Y. El Mghouchi, A. El Bouardi, Z. Choulli, et T. Ajzoul, « New model to estimate and evaluate the solar radiation », *Int. J. Sustain. Built Environ.*, vol. 3, n° 2, p. 225-234, déc. 2014.

- [36] M. M. El-Kassaby, « Monthly and daily optimum tilt angle for south facing solar collectors; theoretical model, experimental and empirical correlations », *Sol. Wind Technol.*, vol. 5, n° 6, p. 589-596, janv. 1988.
- [37] « Rayonnement Solaire.GIF (Image GIF, 774 × 437 pixels) ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.fao.org/Wairdocs/x5164F/X5164f41.GIF>. [Consulté le: 18-juin-2017].
- [38] D. G. Erbs, S. A. Klein, et J. A. Duffie, « Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation », *Sol. Energy*, vol. 28, n° 4, p. 293-302, janv. 1982.
- [39] Soteris A.KALOGIROU, *Solar energy engineering processes and systems*, Second edition 2014. .
- [40] F. J. Battles, M. A. Rubio, J. Tovar, F. J. Olmo, et L. Alados-Arboledas, « Empirical modeling of hourly direct irradiance by means of hourly global irradiance », *Energy*, vol. 25, n° 7, p. 675-688, juill. 2000.
- [41] J. K. Yohanna, I. N. Itodo, et V. I. Umogbai, « A model for determining the global solar radiation for Makurdi, Nigeria », *Renew. Energy*, vol. 36, n° 7, p. 1989-1992, juill. 2011.
- [42] A. M. Muzathik, M. Z. Ibrahim, K. B. Samo, et W. B. Wan Nik, « Estimation of global solar irradiation on horizontal and inclined surfaces based on the horizontal measurements », *Energy*, vol. 36, n° 2, p. 812-818, févr. 2011.
- [43] V. Badescu, « Correlations to estimate monthly mean daily solar global irradiation: application to Romania », *Energy*, vol. 24, n° 10, p. 883-893, oct. 1999.
- [44] G. A. Kamali, I. Moradi, et A. Khalili, « Estimating solar radiation on tilted surfaces with various orientations: a study case in Karaj (Iran) », *Theor. Appl. Climatol.*, vol. 84, n° 4, p. 235-241, mars 2006.
- [45] L. Wang, O. Kisi, M. Zounemat-Kermani, G. Salazar, Z. Zhu, et W. Gong, *Solar radiation prediction using different techniques: Model evaluation and comparison*, vol. 61. 2016.
- [46] O. O. Ajayi, O. D. Ohijeagbon, C. E. Nwadialo, et O. Olasope, « New model to estimate daily global solar radiation over Nigeria », *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 5, p. 28-36, mars 2014.
- [47] Samani Zohrab, « Estimating Solar Radiation and Evapotranspiration Using Minimum Climatological Data », *J. Irrig. Drain. Eng.*, vol. 126, n° 4, p. 265-267, juill. 2000.
- [48] S. A. Khalil et A. M. Shaffie, « A comparative study of total, direct and diffuse solar irradiance by using different models on horizontal and inclined surfaces for Cairo, Egypt », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, p. 853-863, nov. 2013.
- [49] J. Kern et I. Harris, « On the optimum tilt of a solar collector », *Sol. Energy*, vol. 17, n° 2, p. 97-102, mai 1975.
- [50] P. S. Koronakis, « On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area », *Sol. Energy*, vol. 36, n° 3, p. 217-225, janv. 1986.

- [51] A. Gharakhani Siraki et P. Pillay, « Study of optimum tilt angles for solar panels in different latitudes for urban applications », *Sol. Energy*, vol. 86, n° 6, p. 1920-1928, juin 2012.
- [52] M. A. bin H. M. Yakup et A. Q. Malik, « Optimum tilt angle and orientation for solar collector in Brunei Darussalam », *Renew. Energy*, vol. 24, n° 2, p. 223-234, oct. 2001.
- [53] M. Kacira, M. Simsek, Y. Babur, et S. Demirkol, « Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey », *Renew. Energy*, vol. 29, n° 8, p. 1265-1275, juill. 2004.
- [54] R. Tang et T. Wu, « Optimal tilt-angles for solar collectors used in China », *Appl. Energy*, vol. 79, n° 3, p. 239-248, nov. 2004.
- [55] G. Notton, P. Poggi, et C. Cristofari, « Predicting hourly solar irradiations on inclined surfaces based on the horizontal measurements: Performances of the association of well-known mathematical models », *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, n° 13-14, p. 1816-1829, août 2006.
- [56] Y.-P. Chang, « Optimal the tilt angles for photovoltaic modules in Taiwan », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, n° 9, p. 956-964, nov. 2010.
- [57] K. Bakirci, « General models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 8, p. 6149-6159, oct. 2012.
- [58] M. David, P. Lauret, et J. Boland, « Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location », *Renew. Energy*, vol. 51, p. 124-131, mars 2013.
- [59] M. Benghanem, « Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia », *Appl. Energy*, vol. 88, n° 4, p. 1427-1433, avr. 2011.
- [60] C. Shen, Y.-L. He, Y.-W. Liu, et W.-Q. Tao, « Modelling and simulation of solar radiation data processing with Simulink », *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 16, n° 7, p. 721-735, août 2008.
- [61] C. A. Gueymard, « Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications », *Sol. Energy*, vol. 83, n° 3, p. 432-444, mars 2009.
- [62] K. Skeiker, « Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Syria », *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, n° 9, p. 2439-2448, sept. 2009.
- [63] H. Darhmaoui et D. Lahjouji, « Latitude Based Model for Tilt Angle Optimization for Solar Collectors in the Mediterranean Region », *Energy Procedia*, vol. 42, p. 426-435, janv. 2013.
- [64] T. Khatib, A. Mohamed, et K. Sopian, « A review of solar energy modeling techniques », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 5, p. 2864-2869, juin 2012.
- [65] A. P. de Souza et J. F. Escobedo, « Estimates of hourly diffuse radiation on tilted surfaces in Southeast of Brazil », *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER*, vol. 3, n° 1, p. 207-221, mars 2013.
- [66] C. L. Cheng, C. S. Sanchez Jimenez, et M.-C. Lee, « Research of BIPV optimal tilted angle, use of latitude concept for south orientated plans », *Renew. Energy*, vol. 34, n° 6, p. 1644-1650, juin 2009.

- [67] C. K. Pandey et A. K. Katiyar, « A note on diffuse solar radiation on a tilted surface », *Energy*, vol. 34, n° 11, p. 1764-1769, nov. 2009.
- [68] A. Q. Jakhrani, S. R. Samo, A. Ragai, H. Rigit, et S. A. Kamboh, *Selection of Models for Calculation of Incident Solar Radiation on Tilted Surfaces*. .
- [69] C. K. Pandey et A. K. Katiyar, « A comparative study of solar irradiation models on various inclined surfaces for India », *Appl. Energy*, vol. 88, n° 4, p. 1455-1459, avr. 2011.
- [70] E. Calabrò, « The Disagreement between Anisotropic-Isotropic Diffuse Solar Radiation Models as a Function of Solar Declination: Computing the Optimum Tilt Angle of Solar Panels in the Area of Southern-Italy », *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 03, n° 04, p. 253, nov. 2012.
- [71] Kalogirou S.A., (2014) *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* . Academic Press, New York. .
- [72] S. Dervishi et A. Mahdavi, « Computing diffuse fraction of global horizontal solar radiation: A model comparison », *Sol. Energy*, vol. 86, n° 6, p. 1796-1802, juin 2012.
- [73] A. Jakhrani, S. Samo, A. Rigit, et S. Kamboh, « Selection of Models for Calculation of Incident Solar Radiation on Tilted Surfaces », *World Appl. Sci. J.*, vol. 22, p. 1334-1343, mai 2013.
- [74] J. K. Kaldellis, *Stand-alone and hybrid wind energy systems Technology, energy storage and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Ltd, 2010.
- [75] D. Magnor, N. Soltau, M. Bragard, et al., « D. Magnor, N. Soltau, M. Bragard et al., Analysis of the model dynamics for the battery and battery converter in a grid-connected 5kW photovoltaic system, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, EU PVSEC, Art1, 2010 ».
- [76] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, et A. Q. Huang, « Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, n° 3, p. 117-124, oct. 2010.
- [77] M. Ross, R. Hidalgo, C. Abbey, et G. Joós, « Analysis of Energy Storage sizing and technologies », in *2010 IEEE Electrical Power Energy Conference*, 2010, p. 1-6.
- [78] « Nouhou BakoZ., Abdou Tankari M., Lefebvre G., Maiga A. S. H. 2014.Optimization design approach of photovoltaic based distributed system Conférence Internationale : Energy and Environment Knowledge Week, Tbledo Espagne, Proceeding E2KW 2014 ».
- [79] L. Protin et S. Astier, « Convertisseurs photovoltaïques », *Traité de Génie Electrique*, p. 1-18, 08-1997.
- [80] V. Salas, E. Olías, A. Lazaro, et A. Barrado, *New algorithm using only one variable measurement applied to a maximum power point tracker*, vol. 87. 2005.
- [81] C. Cabal, L. Martínez-Salamero, L. Séguier, C. Alonso, et F. Guinjoan, « Maximum power point tracking based on slidingmode control for output-series connected converters in photovoltaic systems », *IET Power Electron.*, vol. 7, n° 4, p. 914-923, avr. 2014.
- [82] J. F. Reynaud, O. Gantet, P. Aloïsi, B. Estibals, et C. Alonso, « A novel distributed photovoltaic power architecture using advanced Li-ion batteries », in *Proceedings*

of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010, 2010, p. S9-6-S9-12.

- [83] « Analysis of the Temperature Characteristics in Polycrystalline Si Solar Cells Using Modified Equivalent Circuit Model », *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 42, n° 12R, p. 7175, déc. 2003.
- [84] J. C. H. Phang, D. S. H. Chan, et J. R. Phillips, « Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters », *Electron. Lett.*, vol. 20, n° 10, p. 406-408, mai 1984.
- [85] M. Adel Hamdy, « A new model for the current-voltage output characteristics of photovoltaic modules », *J. Power Sources*, vol. 50, n° 1, p. 11-20, mai 1994.
- [86] H. E. S. A. Ibrahim, F. F. Houssiny, H. M. Z. El-Din, et M. A. El-Shibini, « Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system », in *Fuzzy Systems Conference Proceedings, 1999. FUZZ-IEEE '99. 1999 IEEE International*, 1999, vol. 1, p. 406-411 vol.1.
- [87] L. Donald.L, « Coupling network for improving conversion efficiency of photovoltaic power source ». US4,873,480,1989.
- [88] C. P, « Maximum power transfer system for a solar cell array ». US4,604,567, 1998.
- [89] M. M.A.S, « Optimal power point tracking of photovoltaic system under all operating conditions », présenté à in: 17th Congress of the World Energy Council, Houston,TX, 1998.
- [90] D. M A S Masoum, M. A S Masoum, et D. Hooman, « Design, construction and testing of a voltage-based maximum power point tracker (VMPPT) for small satellite power supply », oct. 2017.
- [91] J. J. Schoeman et J. D. Wyk, « A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays », 1982, p. 361-367.
- [92] S. M. Alghuwainem, « Matching of a DC motor to a photovoltaic generator using a step-up converter with a current-locked loop », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 9, n° 1, p. 192-198, mars 1994.
- [93] S. J.F et H. L, « An inexpensive photovoltaic array maximum-power-point-tracking DC-to-DC converter. Number ». Number NMSEI/TN-84-1 New Mexico Solar Energy Institute, Las Cruces, New Mexico 88003, Mayo, 1984.
- [94] Z. M. Salameh, F. Dagher, et W. A. Lynch, « Step-down maximum power point tracker for photovoltaic systems », *Sol. Energy*, vol. 46, n° 5, p. 279-282, janv. 1991.
- [95] D. J.H, « Power conditioning system ». US3, 384,806, 1968.
- [96] B. L.T.W, « Power regulation utilizing only battery current monitoring ». Patent, US4,794,272, 1988.
- [97] H. D. Maheshappa, J. Nagaraju, et M. V. K. Murthy, « An improved maximum power point tracker using a step-up converter with current locked loop », *Renew. Energy*, vol. 13, n° 2, p. 195-201, févr. 1998.
- [98] Chihchiang Hua et Chihming Shen, « Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system », 1998, vol. 2, p. 679-685.

- [99] Z. Salameh et D. Taylor, « Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays », *Sol. Energy*, vol. 44, n° 1, p. 57-61, janv. 1990.
- [100] D. W, « Electrical power subsystem of globlastar ». in: Proceedings of the European Space Conference, pp. 171–174-1995.
- [101] Chihchiang Hua, Jongrong Lin, et Chihming Shen, « Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 45, n° 1, p. 99-107, févr. 1998.
- [102] Y. E. Basri, C. Lahore, L. Segulier, A. Ramond, C. Carrejo, et C. Alonso, « Adaptive digital synchronous P and O MPPT algorithm for Photovoltaic DC power conversion », in *2013 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2013, p. 1-6.
- [103] R. Leyva, C. Alonso, I. Queinnec, A. Cid-Pastor, D. Lagrange, et L. Martinez-Salamero, « MPPT of photovoltaic systems using extremum - seeking control », *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 42, n° 1, p. 249-258, janv. 2006.
- [104] A. Cid Pastor, *Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*. Toulouse, INSA, 2006.
- [105] K. H. Hussein, « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions », *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, n° 1, p. 59, 1995.
- [106] A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, et F. Ronchi, « New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking », 1999, vol. 2, p. 632-637.
- [107] B. S. Borowy et Z. M. Salameh, « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, n° 2, p. 367-375, juin 1996.
- [108] V. Salas, E. Olías, A. Lázaro, et A. Barrado, « Evaluation of a new maximum power point tracker (MPPT) applied to the photovoltaic stand-alone systems », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 87, n° 1, p. 807-815, mai 2005.
- [109] M. Abdou Tankari, « Système Multi-sources de Production d'Énergie Électrique - Méthode de Dimensionnement d'un Système Hybride et Mise en œuvre expérimentale de l'optimisation de la gestion d'énergie », Université de Havre, Havre, 2010.
- [110] K. K. Tse, H. S. H. Chung, S. Y. R. Hui, et M. T. Ho, « A novel maximum power point tracking technique for PV panels », 2001, vol. 4, p. 1970-1975.
- [111] C. A et R. W, « Lectures from GM sunracer case history, lecture 3-1: the Sunracer power systems ». Number M-101, Society of Automotive Engineers, Inc., Warrendale, PA, 1990.
- [112] A. E.-S. A. Nafeh, F. H. Fahmy, et E. M. Abou El-Zahab, « Evaluation of a proper controller performance for maximum-power point tracking of a stand-alone PV system », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 75, n° 3, p. 723-728, févr. 2003.
- [113] P. R, « Notions de correction des systèmes asservis ». Sciences Industrielles, 2003.
- [114] H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager, Risø National Lab, et Roskilde (DK). Wind Energy Department, *Lifetime modelling of lead acid batteries*. 2005.

- [115] A. Jossen, « Fundamentals of battery dynamics », *J. Power Sources*, vol. 154, n° 2, p. 530-538, mars 2006.
- [116] V. Svoboda *et al.*, « Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems », *Sol. Energy*, vol. 81, n° 11, p. 1409-1425, nov. 2007.
- [117] N. Jantharamin et L. Zhang, « A new dynamic model for lead-acid batteries », in *2008 4th IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives*, 2008, p. 86-90.
- [118] T. Christen et M. W. Carlen, « Theory of Ragone plots », *J. Power Sources*, vol. 91, n° 2, p. 210-216, déc. 2000.
- [119] Y.-H. Sun, H.-L. Jou, et J.-C. Wu, « Intelligent Aging Estimation Method for Lead-Acid Battery », 2008, p. 251-256.
- [120] S. Drouilhet, B. Johnson, S. Drouilhet, et B. Johnson, « A battery life prediction method for hybrid power applications », 1997.
- [121] J. Schiffer, D. U. Sauer, H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager, et R. Kaiser, « Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems », *J. Power Sources*, vol. 168, n° 1, p. 66-78, mai 2007.
- [122] M. Ross, « A Simple but Comprehensive Lead-Acid Battery Model for Hybrid System Simulation », oct. 2017.
- [123] N. Picciano, « Battery Aging and Characterization of Nickel Metal Hydride and Lead Acid Batteries », Ohio State University, 2007.
- [124] A. Szumanowski et Yuhua Chang, « Battery Management System Based on Battery Nonlinear Dynamics Modeling », *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 57, n° 3, p. 1425-1432, mai 2008.
- [125] J. F. Manwell *et al.*, « Hybrid2- A Hybrid System Simulation Model - Theory Manual ». Renewable Energy Research Laboratory, University Of Massachusetts, June 2006, juin-2006.
- [126] A. D. Hansen et Forskningscenter Risø, *Models for a stand-alone PV system*. Roskilde: Risø National Laboratory : available from: Risø National Laboratory, Information Service Department, 2000.
- [127] M. Thele, S. Buller, D. U. Sauer, R. W. De Doncker, et E. Karden, « Hybrid modeling of lead-acid batteries in frequency and time domain », *J. Power Sources*, vol. 144, n° 2, p. 461-466, juin 2005.
- [128] BAKO et al., « Electrical Vehicle charging strategy by PV distributed system », Joint Conference Acemp-Optim-Electromotion 2015, Side – Turkey, 2-4 Sept. 2015. »
- [129] Z. N. Bako, M. A. Tankari, G. Lefebvre, et A. S. Maiga, « Lead-acid battery behavior study and modelling based on the Kinetic Battery Model approach », in *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2016, p. 673-677.
- [130] Z. BAKO et al., « Experiment-Based Methodology of Kinetic Battery Modeling for Energy Storage », *IEEE Trans. Ind. Appl.* *Accepté Sous Presse*, 2018.

- [131] « RTE - Portail clients - Pertes sur le Réseau Public de Transport ». [En ligne]. Disponible sur: http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_perte_RPT.jsp. [Consulté le: 18-sept-2017].
- [132] A. CHANAL et J.-P. LÉVÊQUE, « Lignes aériennes : matériels. - Conducteurs et câbles de garde », vol. D4422 V2, p. 14, févr. 2003.
- [133] *Guide de l'installation électrique 2010: normes internationales CEI et nationales françaises NF*. Rueil-Malmaison (Hauts-de-Seine): Schneider Electric, 2011.
- [134] U. A. Bakshi et M. V. Bakshi, *Transmission and distribution of electrical power*. Pune, India: Technical Publications, 2009.
- [135] R. K. Rajput, *Textbook of power system engineering: for student of B.E./B. Tech. ; U.P.S.C. (Engg. Services); section-B of A.M.I.E. (India) in S.I. units*. Bangalore: Laxmi Publications (P) Ltd., 2006.
- [136] T. Wildi et G. Sybille, *Electrotechnique*, 3. éd. Québec: Presses de l'Université Laval, 2000.
- [137] Z. Dong *et al.*, *Emerging Techniques in Power System Analysis*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.
- [138] Thenard Didier, « The Retscreen Model For Assessing Potential PV Project ». 10-sept-2001.
- [139] H. Belmili, M. Haddadi, S. Bacha, M. F. Almi, et B. Bendib, « Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, p. 821-832, févr. 2014.
- [140] T. Khatib, I. A. Ibrahim, et A. Mohamed, « A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system », *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, p. 430-448, juill. 2016.
- [141] C. Lupangu et R. C. Bansal, « A review of technical issues on the development of solar photovoltaic systems », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, n° Supplement C, p. 950-965, juin 2017.
- [142] M. D. A. Al-falahi, S. D. G. Jayasinghe, et H. Enshaei, « A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system », *Energy Convers. Manag.*, vol. 143, n° Supplement C, p. 252-274, juill. 2017.
- [143] R. Dufo-López et J. L. Bernal-Agustín, « Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems », *Renew. Energy*, vol. 33, n° 12, p. 2559-2572, déc. 2008.
- [144] W. Short, D. J. Packey, et T. Holt, « A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies », NREL/TP--462-5173, 35391, mars 1995.
- [145] U. Aswathanarayana, T. Harikrishnan, et K. M. Thayyib Sahini, Éd., *Green energy: technology, economics, and policy*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2010.
- [146] B. Agrawal et G. N. Tiwari, *Building integrated photovoltaic thermal systems: for sustainable developments*. Cambridge, UK: RSC Pub, 2011.

- [147] V. Gardeux, « Conception d'heuristique d'optimisation pour les problèmes de grande dimension: application à l'analyse de données de puces à ADN », Paris Est Créteil, 2011.
- [148] P. Siarry, *Métaheuristiques: Recuits simulé, recherche avec tabous, recherche à voisinages variables, méthodes GRASP, algorithmes évolutionnaires, fournis artificielles, essais particuliers et autres méthodes d'optimisation*. 2014.
- [149] Y. Cui, Z. Geng, Q. Zhu, et Y. Han, « Review: Multi-objective optimization methods and application in energy saving », *Energy*, vol. 125, p. 681-704, avr. 2017.
- [150] H. Zidani, « Représentation de solution en optimisation continue, multi-objectif et applications », Rouen, Institut national des sciences appliquées, 2013.
- [151] K. Noshita, « A theorem on the expected complexity of dijkstra's shortest path algorithm », *J. Algorithms*, vol. 6, n° 3, p. 400-408, sept. 1985.
- [152] C. Martel, « The expected complexity of Prim's minimum spanning tree algorithm », *Inf. Process. Lett.*, vol. 81, n° 4, p. 197-201, févr. 2002.
- [153] D. Fodorean, L. Idoumghar, A. N'diaye, D. Bouquain, et A. Miraoui, « Simulated annealing algorithm for the optimisation of an electrical machine », *IET Electr. Power Appl.*, vol. 6, n° 9, p. 735-742, nov. 2012.
- [154] D. Fodorean, L. Idoumghar, et L. Szabo, « Motorization for an Electric Scooter by Using Permanent-Magnet Machines Optimized Based on a Hybrid Metaheuristic Algorithm », *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 62, n° 1, p. 39-49, janv. 2013.
- [155] M. Clerc et J. Kennedy, « The particle swarm - explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space », *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, n° 1, p. 58-73, févr. 2002.
- [156] M. Clerc, *L'optimisation par essais particuliers*. Paris: Hermès Science publications, 2005.
- [157] M. Clerc, *Particle swarm optimization*. London ; Newport Beach: ISTE, 2006.
- [158] S. Y. Lim, M. Montakhab, et H. Nouri, « A constriction factor based particle swarm optimization for economic dispatch », United Kingdom, 2009, vol. In: Proceedings of European Simulation and Modelling Conference, p. 8.
- [159] S. Sengupta et A. K. Das, « Particle Swarm Optimization based incremental classifier design for rice disease prediction », *Comput. Electron. Agric.*, vol. 140, p. 443-451, août 2017.
- [160] L. Idoumghar, D. Fodorean, et A. Miraoui, « Using hybrid Constricted Particles Swarm and simulated annealing algorithm for electric motor design », 2010, p. 1-1.
- [161] D. Müller, « Introduction à la théorie des graphes ». Cahier de la CRM, 2012.
- [162] J. Teghem, *Recherche opérationnelle*. Paris: Ellipses, 2012.
- [163] J. A. Bondy et U. S. R. Murty, *Graph theory*. New York: Springer, 2008.
- [164] D. Jungnickel, *Graphs, networks, and algorithms*, 3rd ed. Berlin ; New York: Springer, 2008.
- [165] G. Léna, « Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale Présentation générale et recommandations pour leur déploiement », Tâche 9 de

l'AIE-PVPS, Sous-Tâche 4, Rapport AEI-PVPS T9-13:2013, CLUB-ER, Publication Thématique, Juillet 2013.

[166] « PVPS Task 9, Rural Electrification with PV Hybrid System, IEA PVPS ». 2013.

[167] European Commission et Directorate-General for International Cooperation and Development, *De l'énergie pour le développement: atteindre des résultats dans la décennie de l'énergie durable pour tous*. Brussels: European Commission, 2014.