



HAL
open science

Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges

Mohamed Mladjao Mouhammad Al Anfaf

► **To cite this version:**

Mohamed Mladjao Mouhammad Al Anfaf. Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges. Génie des procédés. Université de Lorraine, 2016. Français. NNT : 2016LORR0127 . tel-01632282

HAL Id: tel-01632282

<https://theses.hal.science/tel-01632282>

Submitted on 10 Nov 2017

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.



AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>



Présentée et soutenue publiquement pour l'obtention du titre de
DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE LORRAINE

Spécialité : Energétique et génie des procédés

Ecole Doctorale « Sciences et Ingénierie Ressources Procédés Produit
Environnement »

MOHAMED MLADJAO Mouhammad Al anfaf

Directeur de thèse : **M. ELGANAOUI Mohammed**

Co-directrice de thèse : **Mme. ELABBASSI Ikram**

Sujet:

CONTRIBUTION A LA MODELISATION ET A L'OPTIMISATION DE
SYSTEMES ENERGETIQUES MULTI-SOURCES ET MULTI-CHARGES.

JURY :

M. AMODEO Lionel	Professeur	<i>UT de Troyes</i>	Rapporteur
M. ELGANAOUI Mohammed	Professeur	<i>IUT Henri Poincaré</i>	Directeur de thèse
Mme. ELABBASSI Ikram	MCF	<i>ECAM-EPMI</i>	Co-directrice de thèse
M. DARCHERIF Abdelmoumen	Professeur	<i>ECAM-EPMI</i>	Examineur
M. HAMZAOUI Abdelaziz	Professeur	<i>IUT de Troyes</i>	Rapporteur
M. NUNZI Jean-Michel	Professeur	<i>Queen's University</i>	Examineur

INVITES :

M. BRUCKER Jean Michel	Maître de Conférences	<i>ECAM-EPMI</i>	Invité
M. SCIPIONI Angel	Maître de Conférences	<i>IUT de Longwy</i>	Invité
M. DI SANO Antoine	Maître de Conférences	<i>IUT de Longwy</i>	Invité

La demande énergétique mondiale continue d'augmenter. Les prix des énergies fossiles sont instables et incertains. La libéralisation du marché électrique et une conscience environnementale des acteurs mondiaux sont des leviers au développement des énergies renouvelables. Ces dernières se développent à un rythme rapide dans le monde. Elles ont atteint une maturité technique qui leur permet de devenir un segment important de l'industrie de l'énergie. Leur insertion dans le mix énergétique pose de nouveaux défis par rapport aux sources d'énergie traditionnelles.

Avec un potentiel abondant encore sous-exploité, le photovoltaïque et l'énergie éolienne sont avantageux sur le plan économique et environnemental. Cependant, leur caractère intermittent diminue leur efficacité énergétique lorsqu'elles sont exploitées individuellement. L'utilisation de systèmes hybrides (multi-sources) combinant ces sources d'énergie renouvelables, le réseau de distribution national (réseau électrique historique) et les systèmes de stockage classiques, est généralement considérée par tous comme solution d'avenir, à la fois efficace et fiable. Il est alors nécessaire de repenser la structure des réseaux électriques et des marchés de l'énergie, ainsi que des changements dans les méthodes de gestion de réseau.

Dans ce contexte, l'apport envisagé avec ce travail de thèse est de contribuer à la modélisation et l'optimisation de systèmes multi-sources multi-charges pour alimenter aussi bien des sites isolés « énergie de proximité » (campus, village) que des sites étendus tels que des régions françaises à travers leur interconnexion « pooling ». Différents scénarii de gestion et différentes configurations des systèmes sont modélisés, testés et comparés pour analyser l'efficacité et la robustesse de chaque cas de figure. Une analyse technico-économique complète est réalisée, dans le but d'étudier la faisabilité de chaque système.

Pour démontrer la validation de ces modèles, des études ont été réalisées sur un campus Universitaire Français, un micro-réseau au Mali et trois régions Françaises. Ces dernières ont fait l'objet d'application à un modèle original d'interconnexion basé sur les réseaux de Pétri pour l'aide à la décision en termes de configurations du réseau et le contrôle des flux d'énergie échangés entre des territoires producteurs-consommateurs interconnectés sans système de stockage.

Mots clés:

Mix-énergétique; énergies renouvelables; modélisation ; optimisation; système multi-sources multi-charges; interconnexion ; analyse technico-économique; Micro-réseaux.

Abstract

Global energy demand continues to rise. The fossil fuel prices are unstable and uncertain. The liberalization of the electricity market and environmental awareness of the global leaders are levers for the development of renewable energy. These are growing at a rapid pace in the world. They reached technical maturity that enables them to become an important segment of the energy industry. Their integration in the energy mix poses new challenges compared to traditional energy sources.

With an underexploited potential, photovoltaic and wind energy are advantageous economically and environmentally. However, their intermittent decreases their energy efficiency when operated. The use of hybrid systems (multi-sources) combining these renewable energy sources, the national distribution network (historical grid) and conventional storage systems, is generally regarded by all as a future solution, both efficient and reliable. Thereby, it is necessary to rethink the structure of electrical networks and energy markets, and changes in network management methods.

In this context, the foreseen intake with this thesis is to contribute to the modeling and optimization of multi- load multi- source systems to power both remote sites “closeness energy” (campus, village) and large sites such as French regions through their interconnection “pooling ”. Different scenarios of management and different configurations of the systems are modeled, tested and compared to analyze the effectiveness and robustness of each case. A complete technical and economic analysis is performed in order to study the feasibility of each system.

To demonstrate the validation of these models, studies were performed on a French university campus, a Micro-grid in Mali and three French regions. These latter have been applied to an original interconnection model based on Petri nets for decision support in terms of network configuration and control of energy flows exchanged between interconnected producers/consumers territories without storage.

Keywords:

Energy mix; renewable energy; modeling; optimization; multi-source multi- charge system; interconnection; techno-economic analysis; Microgrids.

Remerciements

Mes premiers remerciements vont à Monsieur Mohammed El Ganaoui, Professeur des Universités, directeur du Laboratoire de Longwy et responsable de l'axe Energétique, Mécanique Construction Bois du LERMAB à l'Université de Lorraine et à Madame ELABBASSI Ikram, enseignant chercheur à l'école d'ingénieur et responsable de la filière EVF à ECAM-EPMI. Je les remercie vivement pour leur présence tout au long de ces travaux. Leurs compétences scientifiques, leur disponibilité, leur sympathie et leur bonne humeur en font des directeurs exceptionnels. Travailler à leur côté est un plaisir.

Je remercie également Monsieur Abdel-Moumen Darcherif, Professeur ECAM et directeur de l'école d'ingénieur ECAM-EPMI pour tous ses conseils, son dévouement et sa disponibilité tout au long de ce travail de thèse.

Je remercie vivement Monsieur HAMZAOUI Abdelaziz, Professeur des Universités et directeur de l'IUT de Troyes et Monsieur AMODEO Lionel, Professeur des Universités à l'UT de Troyes d'avoir accepté de rapporter cette thèse.

Je tiens à remercier tout particulièrement Monsieur Jean-Michel NUNZI, Professeur des Universités à Queen's University qui nous a fait l'honneur de participer à ce jury.

Un grand merci à Monsieur DI SANO Antoine, Maître de Conférence, Directeur de l'IUT Henri Poincaré de Longwy, Monsieur BRUCKER Jean Michel, enseignant chercheur et Directeur scientifique à l'ECAM-EPMI et Monsieur SCIPIONI Angel, Maître de conférence et responsable LP Énergie et Génie climatique- Énergie environnement et développement durable à l'IUT Henri Poincaré de Longwy pour nous avoir fait l'honneur d'être nos invités dans ce jury.

Je remercie également la société BM Énergie pour nous avoir fourni les données indispensables à la réalisation d'une partie de ces travaux ainsi qu'à Monsieur Bernard Lurot à ce sujet.

Je suis très reconnaissant envers ma famille et mes amis, pour leur sympathie, leur présence à mes côtés et leur encouragement durant ces trois années.

Je tiens également à présenter ma plus vive sympathie aux collègues des deux laboratoires: le LERMAB de l'IUT de Longwy et le LR2E. Ainsi que tous le personnel de l'ECAM-EPMI et de l'Université de Lorraine pour leur disponibilité.

A mon père, Mohamed Mladjao

Tableau de Matières

Abréviations et acronymes	2
Introduction générale	4
I. Contextes énergétiques et énergies renouvelables	8
1. Introduction	10
1.1. Contexte énergétique mondial	10
1.2. Contexte énergétique Français	11
1.3. Contexte énergétique Malien	15
2. Impacts du changement climatique	16
3. Les Energies renouvelables	17
3.1. Différents types d'énergie renouvelables	17
4. Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité	23
4.1. L'éolienne	24
4.2. Le panneau photovoltaïque	24
4.3. Système hybride	25
5. Problématiques liées à la gestion du réseau électrique	26
6. Vers l'interconnexion « pooling » pour un système multi-sources multi-charges	27
7. Conclusion	27
II. Modélisation d'un système multi-sources : différents systèmes de production	30
1. Introduction	32
2. Élaboration des modèles des sources d'énergie	32
2.1. Modélisation du système éolien	33
2.2. Modélisation du système photovoltaïque	44
2.3. Modélisation d'un générateur diesel :	49
2.4. Modélisation du système de stockage et sa performance	51
2.5. Système multi-sources (système hybride)	52
3. Conclusion	55
III. Critères d'évaluation et de dimensionnement d'un système hybride	58
1. Introduction	60
2. Etapes nécessaires pour le dimensionnement optimal d'un système multi-sources	61
2.1. Caractéristiques météorologiques	61
2.2. Profil de la demande	61
2.3. Configuration du système	62
2.4. Résultats d'optimisation	62
2.5. Critères pour l'optimisation du système multi-sources	62

3.	Elaboration des équations mathématiques des critères de fiabilité et de coût	63
3.1.	Critères économiques	63
3.2.	Facteurs socio-politiques.....	73
3.3.	Facteurs environnementaux	74
3.4.	Les facteurs technologiques	77
4.	Méthodes d'optimisation	79
4.1.	Outils logiciels disponibles dans le commerce pour le dimensionnement du système hybride	80
3.2.	Méthodes de construction graphique	81
3.3.	Méthodes probabilistes	82
3.4.	Méthodes Analytiques.....	82
3.5.	Méthodes Itératives.....	83
3.6.	Méthodes d'intelligence artificielle	83
3.7.	Méthodes Hybrides	84
3.8.	Autres méthodes utilisées dans la littérature.....	85
5.	Gestion de la puissance produite	85
6.	Conclusion.....	87
IV.	Etudes et applications : Validation des modèles.....	88
1.	Introduction	90
2.	Etude No. 1 : Usage des SER pour l'alimentation électrique d'un campus Universitaire Français.....	90
2.1.	Données Météorologiques.....	93
2.2.	Charge électrique	93
2.3.	Modèle expérimental.....	94
2.4.	Entrées économiques et contraintes	95
2.5.	Méthode utilisée	96
2.6.	Résultats.....	97
2.7.	Conclusion.....	98
3.	Etude No. 2 : Déploiement de la technologie Micro-Grid au Mali, cas d'un village au nord de Bamako	99
3.1.	Introduction	99
3.2.	Méthode utilisée	100
3.3.	Description du modèle et de l'installation expérimentale	101
3.4.	Données météorologiques	102
3.5.	Paramètres d'entrée économiques et contraintes.....	103
3.6.	Résultats.....	103
3.7.	Conclusion.....	105

4. Etude No. 3 : Problématique et enjeux de l'interconnexion de réseaux régionaux	105
4.1. Introduction	106
4.2. Réseau conventionnel et la nécessité du Réseau Intelligent	110
4.3. La nécessité d'une interconnexion	111
4.4. Système Hybride PV/Eolienne	111
4.5. Modèle d'interconnexion	114
4.6. Stratégie de gestion des flux.....	115
4.7. Contrôle du Système d'interconnexion basé sur les réseaux de Petri	116
4.8. Analyse économique.....	118
4.9. Etude expérimentale	118
4.10. Conclusion.....	124
5. Conclusion.....	124
Conclusion et perspectives	126
Limites et perspectives	127
Bibliographie et Références	130
Annexes	154
Annexe A.....	155
Annexe B.....	156
Résumé vulgarisé	159

Abréviations et acronymes

AG	: Algorithme génétique
CA	: Courant alternatif
CAE	: Cout moyen actualisé de l'énergie
CC	: Courant continu
CNS	: Charge non satisfaite
CoC	: Couverture de charge
COP21	: 21 ^e conférence des parties de Paris 2015
CTCV	: Coût total du cycle de vie
DOD	: Profondeur de décharge de la batterie
E&M	: Exploitation et maintenance
EDF	: Electricité de France
EPNF	: Energie prévue non fournie
FC	: Facteur de consommation de carburant
FPE	: Facteur de perte équivalent
GES	: Gaz à effet de serre
GIEC	: Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
IUT	: Institut universitaire de technologie
MADA	: Générateur à induction à rotor bobiné
NA	: Niveau d'autonomie
NASA	: Administration nationale de l'aéronautique et de l'espace (Etats-Unis)
NOTC	: Conditions nominales de fonctionnement des cellules
PC	: Perte de charge
PPC	: Probabilité de perte de charge
PPPA	: Probabilité de perte de puissance d'alimentation

PR : Portfolio du risque
PV : Photovoltaïque
R&D : Recherche et développement
SCEE : Système de conversion d'énergie éolienne
SER : Sources d'énergie renouvelable.
SOC : Etat de charge
UTCF : Utilisation des terres, leurs changements et la forêt
VA : Valeur actuelle
VAN : Valeur actuelle nette

Introduction générale

L'évolution de l'homme a été marquée par la maîtrise du feu. La domestication de cette forme d'énergie a été un tournant majeur dans l'aspect évolutif et culturel de l'homme. Lui permettant de faire cuire sa nourriture, d'obtenir de la chaleur. Par cette course à l'évolution, l'homme se trouve actuellement au centre de l'altération profonde de la composition chimique de la Terre par le rejet croissant de gaz à effet de serre. Créant un déséquilibre dans l'évolution naturelle du climat par l'augmentation des températures moyennes de notre planète (réchauffement climatique) provoquant un changement climatique. A mesure que les études scientifiques des phénomènes physiques prouvaient le rôle central de l'activité humaine dans ce changement, les différents acteurs mondiaux ont pris conscience des effets néfastes à court et long terme du réchauffement climatique. Ainsi comme l'homo-sapiens, l'homme moderne se pose encore une fois, la même question: comment maîtriser l'énergie? Cependant cette fois-ci, il se pose une autre question aussi ultime que la première: comment maîtriser son impact sur son environnement ?

Une des solutions privilégiées est le recours aux énergies renouvelables. Depuis les années 80, leurs technologies a connu des avancées considérables à un point qu'aujourd'hui elles ont atteint une certaine maturité que leur développement a pris des proportions exponentielles.

D'une part, la forte demande d'énergie mondiale augmentant fortement au cours des 50 dernières décennies représente l'une des principales raisons du réchauffement. Elle a été stimulée par les combustibles fossiles relativement "bon marché" et l'augmentation du taux d'industrialisation en Amérique du Nord, en Europe et en Asie. Alors que la consommation d'énergie dans ces pays continue d'augmenter, d'autres facteurs rendent l'image des 50 prochaines années, plus complexe. Parmi ces facteurs supplémentaires on peut citer l'augmentation très rapide de la consommation et des besoins en énergie des pays représentant le tiers de la population mondiale. En effet, elle reste l'élément central de l'épanouissement économique et social de l'homme. D'autre part, les technologies de l'énergie renouvelable (ER) tels que : l'éolienne, le photovoltaïque ont enfin atteint la maturité et la promesse ultime de la compétitivité des coûts. Cependant, dépendantes de l'aspect météorologique de leur lieu d'implantation, elles souffrent d'un inconvénient majeur qui est leur intermittence.

En cela, l'utilisation de systèmes hybrides combinant des sources multiples, tels que les systèmes d'énergie renouvelable (SER), le réseau de distribution national (réseau électrique historique) ou les sources d'énergie classique et les systèmes de stockage, est généralement considérée par tous comme solution d'avenir, à la fois efficace et fiable. De nombreuses analyses (planification et dimensionnement) ont été réalisées sur les SER mono-sources, avec comme principal objectif de déterminer la meilleure configuration du système pour un fonctionnement efficace et sûr.

Elles peuvent être développées d'une manière substantielle pour l'électrification urbaine ou des sites isolés (rurale). Quand le coût de l'extension du réseau pour l'électrification rurale est prohibitif en raison de l'isolement géographique, de la faible densité de population, ou encore des ressources financières limitées. Dans les deux cas de figures, la problématique de la gestion de l'énergie, notamment en termes de contrôle et d'efficacité des ressources devient essentielle. En cela, elle est devenue en l'espace de quelques années, un des sujets éminemment stratégique. Sa mise en œuvre est à la fois complexe et passionnant que les perspectives sont prometteuses, en particulier en relation avec les technologies de réseaux intelligents. La déréglementation du marché de l'électricité, le coût élevé du stockage, ainsi que les nouvelles lois sur la transition énergétique, incitent certains utilisateurs importants (collectivités, villes, villages, régions, etc.) de se constituer en producteurs locaux afin de gagner en autonomie et de réduire leurs factures d'énergie. Ainsi, ils peuvent avoir leurs propres sources (sources classique et / ou d'énergie renouvelables) pour satisfaire leurs besoins et de vendre leur production excédentaire au lieu de la stocker. Dans cette idée, l'apport envisagé avec ce travail de thèse est de contribuer à la conception et à la gestion optimale d'un système énergétique multi-sources multi-charges, pour des utilisateurs isolés ou raccordés aux réseaux. La présentation de ce travail est scindée en 4 parties.

La première partie analyse le contexte énergétique mondial, en évoquant plus particulièrement celui de la France et du Mali. Ensuite elle dépeint les impacts du réchauffement climatique. Puis les différentes formes d'énergie renouvelable en évoquant plus particulièrement la transformation de l'énergie éolienne et photovoltaïque (PV). Enfin elle montre l'importance de la gestion de la production décentralisée, dès lors que les consommateurs peuvent en même temps être producteurs et connectés. Ce qui confère au système global un aspect multi-sources multi charges Enfin, elle propose le concept l'interconnexion (pooling) pour la gestion intelligente de tels systèmes

La deuxième partie «Modélisation d'un système multi-sources : différents systèmes de production» présente l'état de l'art pour la modélisation des différentes sources d'énergie d'un système multi-sources (hybride). Puis ses différentes configurations, dont le PV/Diesel et le PV/éolien. Ce chapitre met en évidence les différents modèles mathématiques utilisés tout au long de ce travail.

La troisième partie « Critères d'évaluation et de dimensionnement d'un système hybride» présente les étapes nécessaires à l'évaluation et à l'optimisation d'un système hybride. En évoquant les données importantes (météorologiques et profil de la charge), les conditions de fiabilité et de coût et les différentes méthodes d'optimisation. Enfin elle décrit les différentes quelques stratégies de gestion de l'énergie.

La dernière partie est consacrée à diverses études d'application afin de vérifier la validité et l'applicabilité à des cas concrets de nos modèles développés sur HOMER et Simulink-Matlab. Aussi bien pour des sites isolés que pour des sites étendus tels que des régions françaises. Pour cela, trois applications variées et complémentaires sont présentées, dans le but de vérifier la validité de trois modèles, dont deux développés sur HOMER et un sur Simulink-Matlab. Les deux premiers s'agissent de l'alimentation électrique d'un campus Universitaire Français par les SER (Sources d'énergie renouvelables) et le déploiement de

la technologie Micro-Grid dans un village au nord de Bamako au Mali. Le troisième traitant la problématique et enjeux de l'interconnexion de réseaux régionaux en se basant sur un modèle développé sur Simulink-Matlab.

Le principal défi de ces systèmes est d'assurer une bonne gestion de l'énergie. Par conséquent, la stratégie de gestion de l'énergie doit être mise en œuvre en faisant correspondre l'offre à la demande. Ces systèmes doivent être financièrement viables et écologiquement durables. Cela permet entre autres de réduire la facture d'électricité et de limiter l'utilisation systématique du réseau électrique national, typiquement en utilisant des sources non-renouvelables, et soutenir ainsi le développement durable.

I. Contextes énergétiques et énergies renouvelables

1. Introduction

A la fin du 19^{ème} siècle le monde prend conscience des effets du réchauffement climatique sur l'environnement [1]. En 1992, lors du sommet de la Terre à Rio [2], les Etats reconnaissent le rôle de l'humain dans le changement climatique et ont finalement reconnu la nécessité d'agir dans le cadre d'un "partenariat mondial" à travers la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques [2].

Puis le protocole de Kyoto en 1997, est venu marquer le début d'une nouvelle phase qui est celle d'une politique concertée entre les Etats. Cependant, cette politique remet en cause les choix de développement des pays du Nord et du Sud de la planète et posent en particulier la question cruciale de l'énergie [3].

Après l'expiration du protocole de Kyoto en 2012, l'enjeu a été de prolonger et de renouveler cette concertation internationale pour la lutte contre le changement climatique.

C'est dans ce contexte que s'est déroulé la COP21 en décembre 2015 à Paris qui avait comme objectif de renforcer la riposte mondiale à la menace des changements climatiques, dans le contexte du développement durable et de la lutte contre la pauvreté. Notamment, en limitant l'élévation des températures à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels et en renforçant les capacités d'adaptation aux effets néfastes des changements climatiques. L'accord signé sera appliqué d'une manière conforme à l'équité et au principe des responsabilités communes en prenant en compte les différents contextes nationaux [4].

La France en tant que pays hôte, a joué un grand rôle lors de cette conférence dite « de Paris ». La France qui œuvre pour une politique de plus en plus verte, a assuré un rôle de facilitateur auprès de toutes les parties prenantes de la négociation, pour permettre une adoption de l'accord à l'unanimité.

On distinguera dans cet accord deux types de pays :

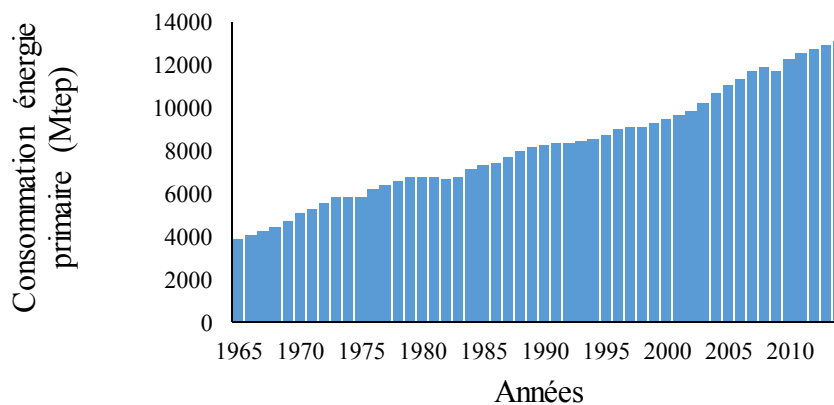
- Les pays développés, où les principaux défis sont la maîtrise de la demande énergétique et la gestion du volume important des productions décentralisées. Lesquelles sont due au développement très rapide des systèmes individuels d'énergie renouvelable [5].
- Les pays en crise énergétique, où le défi principal est l'électrification rurale (zones isolées).

Pour mieux cerner cette problématique, ce chapitre rappelle les impacts liés aux changements climatiques, les enjeux et contexte énergétiques mondiaux.

1.1. Contexte énergétique mondial

La demande mondiale d'énergie a fortement augmenté après la Grande Dépression des années 1930 et ne cesse de croître [6] (Figure 1).

Figure 1. Consommation énergie primaire mondiale (Mtep) [6]



La croissance passée a été stimulée par les combustibles fossiles relativement "bon marché" et l'augmentation du taux d'industrialisation en Amérique du Nord, en Europe et en Asie; alors que la consommation d'énergie dans ces pays continue d'augmenter, d'autres facteurs rendent pourtant, l'image des 50 prochaines années, plus complexe. Parmi ces facteurs supplémentaires on peut citer l'augmentation très rapide de la consommation d'énergie en Chine et en Inde (pays représentant environ un tiers de la population mondiale) [7]; et l'effet des activités humaines sur le changement climatique mondial [8].

Sur le côté positif, les technologies de l'énergie renouvelable tels que : l'éolienne, les biocarburants, l'énergie solaire thermique, photovoltaïque ont enfin atteint la maturité et la promesse ultime de la compétitivité des coûts [9].

L'énergie non renouvelable représente environ 89,8% de la consommation totale. Le pétrole représente la plus grande partie (32,8%), suivi du charbon (27,2%), puis du gaz naturel (20,9%) et enfin du nucléaire (5,8%). Il est clair qu'actuellement cette consommation est satisfaite principalement par les ressources d'énergies fossiles. Une, des principales causes de l'effet de serre. Leur combustion engendre des problèmes écologiques insurmontables et de plus en plus graves. De plus, leurs réserves ne sont pas infinies [10].

Avec une augmentation de 50 % de la concentration de dioxyde de carbone dans l'atmosphère en un siècle, la situation risque de devenir rapidement insoutenable si les pays en voie de développement adoptent le mode de vie « énergivore » actuel des pays développés par l'industrialisation [11] [12].

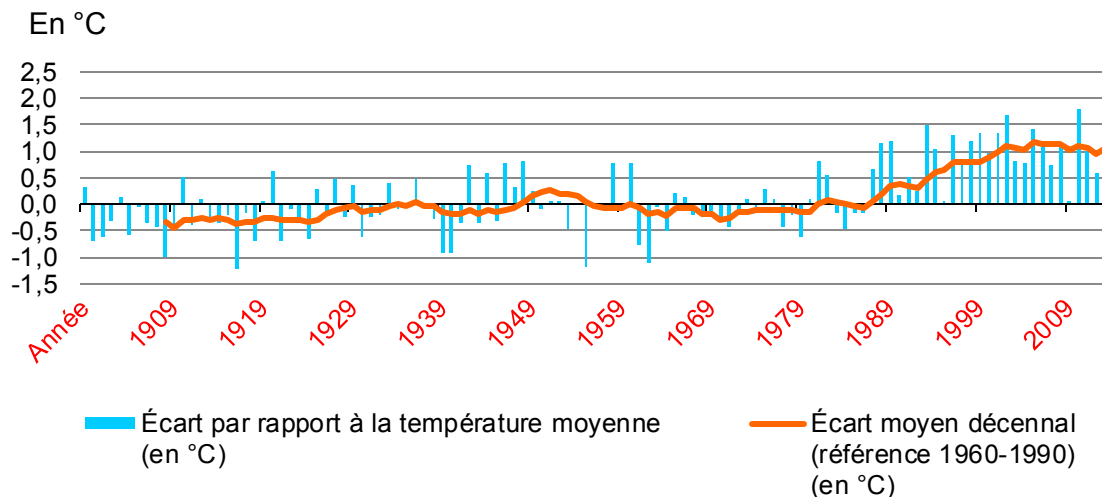
En outre, la population mondiale est appelée à croître par un facteur d'augmentation de 2,3 à 4 par rapport à 1990 [13]. Cela intensifiera les problèmes de consommation d'énergie et leurs conséquences, comme l'effet de serre et l'épuisement rapide des ressources d'énergie fossiles.

1.2. Contexte énergétique Français

Les climats des différentes régions de notre planète déterminent dans une large mesure les possibilités de la vie dans ces régions [14]. Tout changement climatique important ne peut manquer d'avoir des impacts écologiques et économiques, et certains de ces impacts

peuvent affecter sérieusement la durabilité du développement. Il est urgent de mieux estimer l'ampleur. En effet, dans le cas de la France, lorsqu'au niveau mondial, la variation est d'environ 1°C au cours du XXème siècle, ce réchauffement se traduit par une augmentation de près de 2°C. Pour ce fait, en observant la moyenne des températures entre 1900 et 2014 on remarque que ces dix dernières années ont été les plus chaudes depuis 1901 (Figure 2) [15].

Figure 2. Evolution de la température moyenne annuelle en France Métropolitaine [15]



Note : l'évolution de la température moyenne annuelle est représentée sous forme d'écart de cette dernière à la moyenne observée sur la période 1961-1990 (11,8 °C).

Champ : France métropolitaine.

Source : Météo France

En réalité, le réchauffement est plus faible au niveau des tropiques qu'au niveau des pôles et, de la même façon, plus important sur les territoires côtiers que ceux éloignés des mers ou des océans.

Au niveau européen, cette répartition inégale du réchauffement se vérifie également puisque c'est surtout le nord du continent proche de la mer, qui subit la plus forte augmentation de température [16].

Les conséquences du réchauffement climatique sont nombreuses et certaines se font ressentir actuellement comme la réduction de la superficie des domaines skiables [17].

En 2013, la consommation énergétique française est composée de 42,6 % d'électricité primaire non renouvelable (environ 30,1 % de pétrole), le reste se répartissant entre énergies renouvelables et charbon. Les énergies renouvelables représentent plus de 9,5% en données corrigées des variations climatiques [18].

Les émissions françaises de GES ont baissé de 11 % (dont 70% proviennent de la consommation d'énergie) hors UTCF (Utilisation des terres, leurs changements et la forêt) sur la période 1990-2013 [19], grâce en partie à la politique énergétique du pays.

La politique énergétique en France vise à relever les défis mondiaux permettant de juguler les changements climatiques. En se basant sur les scénarios énergétiques 2030-2050 que l'ADEME a réalisé en 2013, la France s'est engagée à diviser par 4 ses émissions

de GES, entre 1990 et 2050 et à se placer dans le cadre des recommandations du GIEC afin de limiter à 2 °C la hausse des températures [20].

Cet engagement se décline en de nombreuses politiques et mesures mises en œuvre dans les domaines de l'énergie, du bâtiment ou encore des transports [21].

Ces politiques et mesures se traduisent par la structuration et le développement d'un marché des services énergétiques et d'efficacité énergétique. Un secteur qui représentait environ 264 700 d'emplois en 2012, répartis en 184 000 emplois dans le secteur résidentiel et 80 700 dans les transports [21].

Ce marché de la maîtrise de l'énergie rassemble des acteurs très divers, de l'économie du pays. Allant des grands groupes de la construction, des équipements électriques, des services énergétiques, aux bureaux d'audit et de conseil.

Le secteur des services énergétiques est en évolution rapide, partant de la fourniture de services aux offres clés en main pour la performance énergétique.

La France est naturellement pauvre en ressources énergétiques et importe une large part de son énergie malgré le lancement en 1973 d'un programme nucléaire ambitieux, qui a fait d'elle le deuxième producteur d'énergie nucléaire au monde (Tableau 1) [22].

Tableau 1. Importations et exportations en énergie de la France métropolitaine

	2011	2012(r)	2013(r)	2014 (p)					
				(p)Charbon	Pétrol	Gaz	Électricité(1)	ENRt (2)	Total
Importations	159,7	154,3	152,3	8,8	95,7	39,9	0,7	0,6	145,7
Exportations	-35,0	-30,8	-29,1	-0,2	-19,0	-6,3	-6,5	-0,2	-32,2

en millions de tep

p : données provisoires.

r : données révisées.

/// : absence de résultat due à la nature des choses.

(1) : nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

(2) : énergies renouvelables thermiques (bois, solaire thermique, biogaz, biocarburants, pompes à chaleur).

(3) : corrigée des variations climatiques.

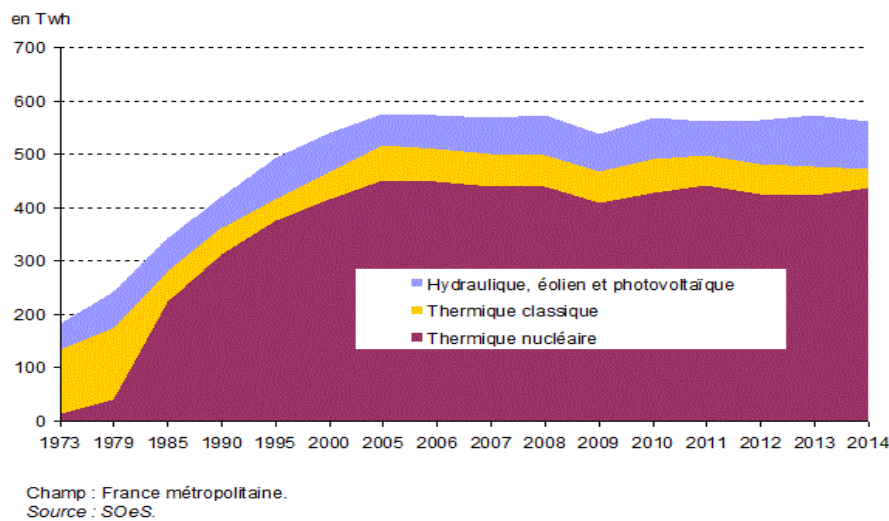
(4) : hors routes maritimes internationales.

Source : SOeS.

Sous l'effet de la hausse du cours du pétrole, le total a grimpé à 67,8 milliards d'euros en 2012 (20 milliards de plus qu'en 2010) lestant le déficit commercial du pays [23]. Entre 1973 et 2014, la production totale d'électricité a triplé.

La production d'origine nucléaire a été multipliée par vingt-six (de 15 TWh à 436 TWh), soit 77,44 % de la production totale. La production en énergie renouvelable a augmenté d'un tiers environ. Contrairement à la production thermique classique qui a diminué de plus d'un tiers (Figure 3). La part des énergies renouvelables est de 16,16 % dans la production d'électricité [24].

Figure 3. Production nationale brute d'électricité [24]



La consommation finale d'énergie en France se fait sous la forme de:

- produits pétroliers
- gaz naturel
- électricité
- énergies renouvelables

L'efficacité énergétique doit être l'élément central pour atteindre les objectifs du pays dans sa transition énergétique. Tant en termes de climat qu'en sécurité énergétique et de compétitivité économique: moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, moindre pression sur des ressources non renouvelables, et plus de stimulation au niveau de l'économie : moindre dépendance énergétique, réduction de la facture et croissance d'activité liée aux investissements de maîtrise de l'énergie [25].

Par la transition énergétique, la France s'est lancée plusieurs défis qui auront, une fois réalisés un impact sur la vie courante. Elle s'est engagée à réduire de 20 % d'ici à 2020 son niveau d'émission de gaz à effet de serre. Cela nécessite une réduction drastique des énergies non renouvelables (charbon, pétrole...). Elle s'est engagée en outre, à réduire considérablement sa consommation énergétique et à faire passer la part du nucléaire de 75 à 50% de la consommation d'énergie en 2025. Ces deux contraintes ne peuvent qu'entraîner le développement des énergies renouvelables dont la part devrait passer à 20 % ; ce qui est loin d'être le cas [26].

Sur les mesures sectorielles pour l'efficacité énergétique suscitées, les collectivités territoriales ont un rôle très actif, non seulement à travers la gestion de leur patrimoine et leurs activités directes, mais aussi dans le cadre de l'exercice de leurs compétences (par exemple en matière d'urbanisme pour les collectivités) [21].

La politique énergétique des collectivités s'est traduite par des initiatives et des projets durables tels que, l'achat de véhicules sobres [27].

Les collectivités locales déclinent dans leurs compétences propres une politique climatique et énergétique locale à travers différents documents de programmation :

documents d'urbanisme, plans climats énergies territoriaux et, pour les régions, les Schémas régionaux Climat Air Énergie [28].

Le cas de la France, est semblable en partie à celle de plusieurs pays développés se trouvant majoritairement à l'hémisphère Nord de notre planète. Ici, la politique énergétique du pays, doit être accompagnée de moyens techniques et stratégies énergétiques qui apporteront efficacité, robustesse et viabilité au système global, tout en répondant à l'équilibre nécessaire au bon fonctionnement du réseau électrique.

Cependant, le scénario est complètement différent quand il s'agit des pays en voie de développement, se trouvant majoritairement à l'hémisphère Sud. C'est le cas des pays du Sahel tels que le Mali, qui se trouve dans une précarité énergétique due à une distribution quasi-inexistante surtout en milieu rural, un coût de l'extension du réseau prohibitif en raison de l'isolement géographique, une faible densité de population et/ou encore des ressources financières limitées. Ce qui identifie le développement des énergies de proximité comme solution à court et à long terme.

1.3. Contexte énergétique Malien

La consommation d'énergie est liée au développement économique. Force est de constater qu'aussi bien en termes de production que de consommation, l'Afrique reste aujourd'hui, avant tout, une terre en crise énergétique représentant un véritable frein à son développement. Avec 14% de la population mondiale, l'Afrique ne représente que 3,20% environ par rapport à la consommation mondiale d'énergie primaire. [29] [30] [31].

L'Afrique sub-saharienne est la région la plus précaire avec seulement 14,2% d'électrification. Elle compte près de 585 millions de personnes sans électricité [32]. En 2030, du fait de la croissance démographique, ce chiffre devrait atteindre 652 millions [31] [33]. Le reste de la population est de plus en plus replié dans des zones difficilement raccordables au réseau existant. Paradoxalement, ceci n'est pas dû à un manque de ressources d'énergie, mais au mauvais état des infrastructures existantes et au manque de visibilité vis-à-vis des technologies alternatives, notamment les énergies renouvelables. Par ailleurs, dans de nombreux pays africains, la ressource forestière diminue graduellement, causé par la fourniture de bois de chauffage qui devient de plus en plus difficile à maintenir car la demande dépasse déjà l'offre potentielle. Dans de nombreux pays, cela a déjà créé de très graves conséquences écologiques [34].

C'est le cas du Mali, qui est exposé à la désertification d'environ 65% de son territoire. Le secteur de l'énergie est principalement basé sur les combustibles traditionnels [35]. Un véritable gouffre sépare les milieux urbain et rural avec un niveau d'électrification de 5% dans les zones urbaines et de 1% dans les zones rurales. Alors que dans la capitale, la population a plus ou moins accès à l'énergie conventionnelle, les infrastructures de distribution sont quasi-inexistantes dans les zones rurales. Ce point particulier fait apparaître un problème récurrent en Afrique : l'absence d'un maillage dense des réseaux de distribution énergétique. Le raccordement au réseau électrique national est l'option trop souvent adoptée par les dirigeants de beaucoup de pays africains, entraînant ainsi des travaux d'extension de réseaux à la fois onéreux et fastidieux, notamment pour le cas de communes isolées et/ou très éloignées des postes sources [36].

La plupart des centrales de production d'électricité en Afrique tels que le Mali, sont thermiques. Elles sont vieillissantes, mal entretenues et dégradées, les matériels sont hétérogènes et les standards techniques datent parfois de l'ère coloniale [33]. Cela induit un besoin incessant de maintenance.

L'utilisation de systèmes hybrides qui incorporent des sources d'énergie renouvelable et non-renouvelables réduit le coût de mise en œuvre, de maintenance [37] et des niveaux d'émissions de gaz à effet de serre, améliore la fiabilité du système global et apporte une solution au problème de l'augmentation du prix du carburant [38].

2. Impacts du changement climatique

Désormais la communauté scientifique reconnaît le changement climatique comme une réalité et un phénomène planétaire. Il touche tous les continents. En effet, depuis le début de l'ère industrielle, on a relevé une augmentation d'environ 1°C de la température globale moyenne à la surface de la Terre. Elle continue à augmenter d'une manière accélérée [39]. Il existe un écrasant corpus de preuves scientifiques montrant que l'activité humaine est une des principales causes du réchauffement, avec les principales sources de gaz à effet de serre, ainsi que la production d'électricité et l'exploitation intensive des terres (en particulier la déforestation).

Certains scénarios élaborés par le GIEC, examinent les différents développements de la dynamique industrielle, de la croissance démographique et de l'utilisation des combustibles fossiles. L'augmentation de température prévue est entre 2 ° C et plus de 6 ° C. Même le scénario présentant le moins d'impact par rapport au climat, prévoit une augmentation de température de 1,1 ° C au cours du siècle. L'impact d'une telle hausse peut à peine être pleinement imaginé aujourd'hui [40].

Le réchauffement climatique s'exprime d'une manière ou d'une autre sur le bien-être des populations. Certains impacts ont été évalués par les scientifiques. Ceux-ci concernent : les écosystèmes; l'hydrologie et les ressources en eaux ; les milieux et systèmes côtiers, par des élévations importantes du niveau des mers et des océans; l'habitat humain et l'industrie; l'alimentation ; l'agriculture; la santé humaine : par voies directes (stress thermique, événements météorologiques/climatiques extrêmes, etc.) et indirectes (vecteurs de maladies et d'agents infectieux, production de nourriture). D'autres impacts sociétaux sont à prendre en compte tels que, les déplacements importants des populations.

Ces impacts provoqueront des lourdes conséquences sur la stabilité de l'ensemble des pays. Cela créera une perturbation au niveau de la croissance économique globale.

Si tout doit être fait pour limiter le changement climatique, il est essentiel d'agir selon deux axes :

- La réduction des émissions de gaz à effet de serre afin de limiter l'augmentation des températures en deçà du seuil des 2°C. Seuil au-delà duquel il a été estimé que les changements qui se produiraient seront irréversibles [40]. Cela se réalisera d'une partie grâce au développement des énergies renouvelables.

- La capacité d'adaptation au changement climatique afin de vaincre les conséquences des variations climatiques.

3. Les Energies renouvelables

Les énergies renouvelables sont importantes pour les êtres humains depuis le début de la civilisation [41]. Elles présentent le plus grand taux de croissance parmi les sources d'énergie. Certains nombres de facteurs sont à l'origine de cette attention accrue sur les sources d'énergies renouvelables. Les inquiétudes sur la volatilité des prix du pétrole, la dépendance sur les sources d'énergie étrangères, et les conséquences environnementales par les émissions de gaz à effet de serre sont tous des facteurs contribuant à l'intérêt actuel pour les sources d'énergie renouvelables [42]. De plus, l'émergence de politiques gouvernementales a été essentielle dans la promotion des énergies renouvelables comme solution viable, composante du portefeuille d'énergie des différents pays [43]. Les sources d'énergies renouvelables (à l'exception de l'hydroélectricité) continueront d'offrir plus de potentiel que la production actuelle basée sur les sources d'énergie fossile [44].

3.1. Différents types d'énergie renouvelables

Même si l'utilisation des combustibles fossiles peut être réduite de manière significative, et que l'énergie nucléaire n'a pas d'alternative à long terme, la question reste à savoir comment l'approvisionnement futur en énergie peut être assuré?

La première étape est d'augmenter considérablement l'efficacité de la consommation d'énergie. La seconde est de développer les sources d'énergie renouvelable. En effet, avec la population mondiale qui croît et la demande insatisfaite des pays en développement, la seule option pour couvrir la demande d'énergie globale d'une manière climatiquement durable, est une efficacité énergétique. Les énergies renouvelables seront la clé de ce développement.

Les types d'énergies renouvelables peuvent être subdivisés en trois domaines :

- l'énergie géothermique
- l'énergie planétaire
- l'énergie solaire

3.1.1. Energie géothermique

La géothermie utilise la chaleur emmagasinée dans la Terre. Des centrales géothermiques peuvent utiliser cette chaleur en la convertissant en électricité ou en fournissant les systèmes de chauffage urbain. La teneur en chaleur totale de la Terre est de l'ordre de $12,6 \times 10^{24}$ MJ, et celle de la croûte, de l'ordre de $5,4 \times 10^{21}$ MJ [45]. Cette énorme quantité peut être comparée à la production d'électricité du monde en 2007 qui était de $7,1 \times 10^{13}$ MJ [46].

Les différences de températures entre l'intérieur et la croûte terrestre provoquent un flux thermique continu. La valeur moyenne globale de ce flux de chaleur à la surface de la Terre est de $0,063 \text{ W/m}^2$. Au niveau mondial, l'énergie géothermique représente moins de

0,15% de l'approvisionnement total en énergie [47]. Ce qui revient à un total de chaleur environ 42 millions de mégawatts.

Aujourd'hui, l'énergie géothermique est exploitée uniquement dans les régions présentant des anomalies géothermiques. Ces régions enregistrent des températures élevées à de faibles profondeurs [48].

Seules quelques rares régions existent avec de telles températures élevées directement sous la surface de la Terre. Des pompes à chaleur de compression à commande électrique peuvent être utilisées pour augmenter les écarts de température et celles-ci ont atteint la maturité technique. Toutefois, les avantages écologiques de pompes à chaleur entraînées avec l'énergie électrique produite par les centrales brûlant des combustibles fossiles sont faibles. Toutefois, si des sources d'énergie renouvelable fournissent la puissance nécessaire pour entraîner la pompe à chaleur, le système pourra fournir un système de chauffage zéro carbone. Ces systèmes sont rarement utilisés aujourd'hui [49].

On distingue Trois grands types de centrales électriques

- Centrales à vapeur sèche,
- Centrales vapeurs flash et
- Centrales à cycle binaire où les centrales binaires et flash/binaire combiné sont relativement des nouveaux designs.

L'énergie géothermique est utilisée pour produire de l'électricité et pour des usages directs tels que le chauffage et le refroidissement de l'espace, et les procédés industriels.

Les ressources géothermiques à haute température supérieure à 150°C sont généralement utilisées pour la production d'électricité. Les ressources géothermiques à température modérée (entre 90°C et 150°C) et à plus basse température (en dessous de 90°C) sont les mieux adaptés pour des utilisations directes [50] [51].

3.1.2. Energie planétaire

Du mouvement des corps célestes en résulte des efforts variant de façon continue en tout point sur la surface de la Terre. Les marées sont l'indicateur le plus évident de ces forces. Le mouvement d'énormes masses d'eau dans les océans créant les marées impliquent d'énormes quantités d'énergie [52].

L'énergie marémotrice peut être utilisée par des centrales sur les côtes avec des plages à marée haute. Le principe de base de l'utilisation de l'énergie marémotrice est de soustraire à la mer, au moyen de barrages, une ou plusieurs zones marines, transformées en réservoir, de façon à obtenir une différence de niveau de part et d'autre d'un barrage-usine. Comme le niveau de la mer varie, avec une période de l'ordre de grandeur de la demi-journée sur les côtes, à moins de prendre des précautions particulières la chute disponible varie de même, et surtout s'annule périodiquement. Cette variation crée de l'énergie potentielle correspondant à la surélévation de l'eau qui peut être transformée aisément en énergie mécanique grâce au couple barrage-turbine. Cette énergie est cependant limitée; la puissance dissipée par les marées du globe terrestre est de l'ordre de 3 TW [53], dont un tiers est dissipé dans les mers littorales. En admettant qu'on sache en utiliser 20 %, l'énergie annuelle d'origine marémotrice que l'on obtiendrait serait de

l'ordre de 400 TWh. Quantité relativement faible. Cependant, de grandes puissances peuvent être installées dans certains sites privilégiés. Aujourd'hui, seulement quelques centrales marémotrices sont en fonctionnement [54].

3.1.3. Energie solaire

Le soleil est de loin la source d'énergie la plus grande. La quantité d'énergie que les humains utilisent chaque année, est livrée à la Terre par le Soleil en une heure. L'énorme puissance que le Soleil livre continuellement à la Terre, 1,2 térawatts, rend microscopique n'importe quelle autre source d'énergie, renouvelable ou non [55].

En utilisant la première dix-millième partie de la lumière du soleil incidente, on couvrirait l'ensemble de la demande d'énergie de l'humanité.

L'énergie solaire, est disponible partout sur la Terre, en quantité égale dans l'année. Facile à exploiter, elle présente un bon rendement grâce à la technologie actuelle, et semble avoir un avenir prometteur par rapport aux autres formes d'énergies [56].

On distingue deux types d'énergie solaire : l'énergie solaire directe et indirecte. Les systèmes utilisant l'énergie solaire directe convertissent le rayonnement solaire incident directement en énergie utile. Par exemple en l'électricité ou en chaleur. Le vent, l'eau de la rivière et la photosynthèse sont des formes indirectes de l'énergie solaire. Ici, les processus naturels convertissent l'énergie solaire en d'autres types d'énergie [57].

Les sections suivantes décrivent brièvement les différentes technologies utilisant l'énergie solaire directe et indirecte.

3.1.3.1. L'utilisation de l'énergie solaire directe

Il y a trois manières de transformer l'énergie solaire "directement" : thermodynamique, thermique et photovoltaïque.

a. L'électricité solaire thermodynamique

Cette technologie consiste à chauffer un fluide caloporteur à haute température (allant de 250 à 1000 °C, selon les techniques employées) par le rayonnement solaire pour la production d'électricité ou l'alimentation en énergie de procédés industriels. On distingue les capteurs paraboliques ou cylindro-paraboliques, et des centrales dites "à tour", pour lesquelles une multitude d'héliostats orientables concentrent l'énergie solaire sur une chaudière unique située sur une tour [58].

La technologie de réflecteurs cylindro-paraboliques est la plus fréquente. Elle nécessite un fort ensoleillement, une forte température et une surface au sol importante. De ce fait, les centrales utilisant cette technologie, sont souvent construites dans les déserts ou autres zones arides du globe. Elle est actuellement utilisée par les plus puissantes centrales solaires au monde dans le Sud-ouest des Etats-Unis et dans le Sud de l'Espagne. Certaines centrales sont désormais capables de produire de l'électricité en continu, grâce à un système de stockage de la chaleur [59] [60].

b. L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique est utilisée principalement pour le chauffage de l'eau chaude sanitaire et le chauffage des locaux [61].

Le principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique est simple. Des capteurs solaires installés le plus souvent sur les toits absorbent le rayonnement solaire et le transmettent à un ballon de stockage destiné à atténuer la discontinuité de l'ensoleillement et à alimenter les systèmes de production d'eau chaude. L'énergie solaire thermique est particulièrement simple à mettre en œuvre pour des projets neufs ou de rénovation [62]. Cette simplicité de fonctionnement garantit une grande fiabilité dans le temps.

c. L'électricité solaire photovoltaïque

C'est l'application la plus ancienne et la plus répandue au regard des millions de systèmes installés à travers le monde. Dès les années 60 les modules solaires photovoltaïques se sont imposés principalement pour les satellites, face à la plupart des autres solutions pour des raisons de poids et de fiabilité. L'effet photovoltaïque (PV) est la base de la conversion de la lumière en électricité photovoltaïque. Le rayonnement du soleil, atteint une cellule PV, donne assez d'énergie pour certains électrons pour élever leur niveau d'énergie et donc les libérer. Une barrière potentiel intégré dans la cellule agit sur ces électrons pour produire une tension, qui à son tour est utilisée pour entraîner un courant à travers un circuit [63].

L'énergie solaire photovoltaïque est un moyen intéressant de réduire les coûts de distribution de l'électricité dans certaines régions ([voir chapitre IV](#)). Particulièrement disponible dans la plupart des pays situés aux environs de l'équateur, le soleil est une source d'énergie d'une fiabilité considérable. Le solaire photovoltaïque y présente un bilan énergétique et environnemental tout à fait favorable.

Il existe deux façons d'exploiter l'électricité solaire photovoltaïque: par sa fourniture en sites isolés ou par son injection dans un réseau électrique. En zone isolée, le photovoltaïque est aujourd'hui sans concurrent pour alimenter les besoins en énergie. Un des atouts essentiels de l'électricité solaire est la production à proximité immédiate des besoins. Ce qui permet de passer outre les coûts inhérents des solutions classiques, comme l'emploi de groupes électrogènes alimentés par des énergies fossiles (diesel, essence ou gaz), ou l'extension d'un réseau électrique principal.

En effet, dans le premier cas, il est important de considérer la disponibilité et le coût de ravitaillement du combustible jusqu'au site concerné ainsi que la maintenance régulière [64].

Dans le second cas, les coûts de l'extension ou du renforcement d'une ligne renchérissent de manière très importante le prix du kWh, surtout si les besoins sont faibles [65].

Les premières applications de l'énergie solaire photovoltaïque se sont recensées dans les années 70, principalement pour des besoins professionnels, comme l'alimentation de stations météorologiques ou de relais de télécommunications. Les années 80 ont vu l'apparition successive de nombreux marchés, comme le balisage maritime et aérien, la protection cathodique des oléoducs ou des pylônes, le mobilier urbain et surtout, l'électrification rurale, qui englobe principalement des besoins tels que l'éclairage domestique, l'audiovisuel et le pompage de l'eau [66]. Le traitement de l'eau et son approvisionnement dans les sites isolés représenteront dans un avenir non lointain, un marché considérable, tant les difficultés environnementales sur ce thème sont prévisibles [67].

On distingue deux grandes familles de technologies photovoltaïques : la première est à base de silicium cristallin (le mono et le multi cristallin), et couvre environ 84% de la production mondiale. La deuxième famille, est celle des couches minces. Elle compte les cellules à base de silicium amorphe, poly cristallin ou microcristallin ; de tellure de cadmium, de cuivre indium sélénium, et de l'arséniure de gallium. D'autres technologies sont en cours d'expérimentation comme les cellules organiques, polymères ou à base de fullerènes [68].

Les modules à base de silicium cristallin sont les plus répandus, et font l'objet de garanties de l'ordre de vingt ans, pour des durées de vie largement supérieures. Leur bilan énergétique reste convenable. En effet, selon sa technologie de fabrication, un module photovoltaïque nécessite moins de quatre ans d'exposition aux rayons de soleil pour rendre l'énergie nécessaire à sa fabrication. Dans les pays en développement, il est nécessaire d'élargir l'utilisation de cette technologie pour des besoins associés aux activités économiques villageoises et à la mécanisation. C'est le défi en cours ([voir chapitre IV](#)). Le déploiement des équipements spécifiques en courant continu avec un haut rendement est nécessaire pour le développement de zones isolées du réseau national. Il doit se faire en créant un univers du solaire autonome.

3.1.3.2. Utilisation indirecte de l'énergie solaire

Les processus naturels transforment l'énergie solaire indirectement en d'autres types d'énergie. L'eau est en circulation constante. Cette circulation peut faire de l'eau une source de production d'énergie. En effet, sous l'action du soleil, une partie de l'eau de mer s'évapore pour former des nuages. Avec les vents, ces nuages arrivent au-dessus des continents où ils s'ajoutent à ceux déjà formés. Il en résulte la pluie, la neige ou le grêle par précipitation. Une partie de l'eau de ces précipitations repart plus ou moins rapidement dans l'atmosphère, soit par évaporation directe, soit par la transpiration des végétaux et des animaux. L'autre partie, rejoint assez vite les rivières et les fleuves puis la mer en ruisselant sur le sol. C'est le cycle de l'eau [69].

D'où l'énergie hydroélectrique qui est obtenue par conversion de l'énergie cinétique et potentielle stockée dans l'eau [70].

Il existe trois formes principales de production d'énergie hydroélectrique: Les centrales gravitaires, les stations de transfert d'énergie par pompage, les usines marémotrices. Pour les premiers, l'eau dans la réserve provient essentiellement par gravitation, de cours d'eau. Pour les deuxièmes, un pompage d'eau d'un bassin inférieur vers un bassin

supérieur se fait par le biais d'un dispositif artificiel. Les troisièmes, transforment l'énergie du mouvement des mers en électricité.

La production d'hydroélectricité est limitée par le débit et les réserves d'eau disponibles. Ces derniers dépendent du climat, des pompes réalisés en amont des retenues et de la taille des retenues d'eau (barrages).

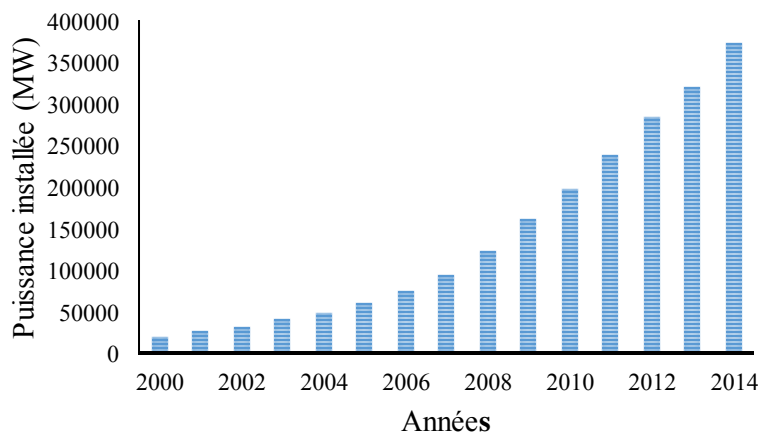
En 2012, l'hydroélectricité représente environ 16.5% de la puissance électrique mondiale. La Chine, le Canada, le Brésil et les États-Unis sont les plus gros producteurs d'hydroélectricité avec 194GW, 76GW, 84GW et 101GW respectivement. Mais la place de cette énergie renouvelable dans la production nationale d'électricité est très variable et deux pays se démarquent : la Norvège avec 96,7% et le Brésil environ 75,2% [71].

a. Energie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique de la masse d'air déplacée dans l'atmosphère. Cette dernière est induite de la chaleur du rayonnement du soleil. L'énergie éolienne est l'une des plus anciennes formes d'énergie connue depuis l'antiquité.

L'énergie éolienne peut être transformé en énergie mécanique pour faire déplacer un véhicule tels que les navires à voile ; pour pomper de l'eau. Elle peut être transformée en force motrice pour le pompage, la compression etc. Mais surtout, elle peut être convertie en énergie électrique par le biais d'un générateur électrique. Dans ce cas, l'éolienne peut être relié à un réseau électrique ou fonctionner d'une manière autonome en se couplant avec un système d'appoint (groupe électrogène, système de stockage) (voir chapitre IV).

Figure 4. Capacité cumulée éolienne installée dans le monde [72]



En 2014, une puissance de 51,473 MW a été ajoutée au parc éolien mondial pour un total des installations cumulées qui s'élève de 369 597 MW (Figure 4) [72].

On distingue plusieurs types d'éolienne: le grand éolien ou éolien industriel généralement, raccordé à un réseau électrique; le petit éolien, qui est généralement exploité par les particuliers, en site isolé ou raccordé au réseau.

b. Biomasse

Autre utilisation indirecte de l'énergie solaire est la biomasse. La vie sur Terre est possible grâce à l'énergie solaire, une quantité importante de celle-ci est utilisée par les plantes. L'énergie de la biomasse est utilisée depuis l'antiquité.

La demande de biomasse a continué à croître de façon constante en chaleur, en électricité, et en transport. En 2013, la consommation totale d'énergie primaire en biomasse atteint environ 57 exajoules (EJ), dont près de 60% était de la biomasse traditionnelle, et le reste était de la bioénergie moderne (solide, gazeux et carburants liquide). En 2014, la production mondiale de bio-énergie a augmenté d'environ 9%, avec la Chine, le Brésil et le Japon en premier plan pour l'augmentation de capacité, les États-Unis et l'Allemagne en tête pour la production [73].

La biomasse est utilisée essentiellement pour la cuisson des aliments dans les pays en développement. Ce qui est très inefficace. En cette raison, les ressources d'approvisionnement en biomasse représentent seulement environ 20% de ce qu'ils pourraient représenter si elles étaient converties par les technologies efficaces disponibles [74].

Elle n'est renouvelable que lorsqu'elle n'est pas surexploitée, ne dégrade pas les milieux qui la produisent et ne provoque pas d'impacts négatifs sur la diversité, naturelle ou non, des organismes vivants.

Il y a seulement trois siècles, les sources d'énergie renouvelables couvraient la quasi-totalité de l'approvisionnement énergétique mondial et de nombreuses études montrent que cela pourrait être réalisé à nouveau dans l'avenir et que les énergies renouvelables peuvent, théoriquement, couvrir la demande mondiale d'énergie sans aucun problème. Des sources d'énergie renouvelables comme l'énergie solaire directe et l'énergie éolienne seront cruciales à l'avenir. Toutefois, cela ne signifie pas que la transition ne sera possible sans aucun problème. Au contraire, l'approvisionnement en énergies renouvelables a besoin d'infrastructures totalement différentes par rapport à ce qui existe. Contrairement aux combustibles fossiles, la plupart des énergies renouvelables sont intermittentes.

On retiendra ici, qu'il existe deux types d'usages pour les énergies renouvelables :

- Thermique
- Electrique

Dans ce travail nous avons choisi de travailler avec l'énergie éolienne et le solaire photovoltaïque du fait de leur complémentarité en termes de productions. Leur combinaison en système hybride atténue l'effet de leur intermittence.

4. Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité

On décrit dans les paragraphes précédents, l'énergie du soleil et du vent peut être transformé en électricité via les technologies adéquates telles que l'aérogénérateur, communément appelé « éolienne » et le panneau photovoltaïque.

4.1. L'éolienne

On distingue deux types d'éoliennes : éoliennes à axes verticales et éoliennes à axes horizontales (les plus répandus) (Figure 5). Leurs principes de fonctionnement sont simples. Celui de l'éolienne s'inspire de la technologie des moulins à vent. Le vent fait tourner les pales de l'éolienne, qui à leur tour tournent leur arbre. Cet arbre fait fonctionner une pompe ou un générateur qui produit de l'électricité.

Les pales d'éoliennes sont en général au nombre de deux ou trois d'environ 10-30 m de long pour chacun.

Figure 5. Principaux types d'éoliennes



a. Eolienne à axe verticale



b. Eolienne à axe horizontale

Les éoliennes modernes peuvent fournir de l'électricité propre en tant qu'individuels ou en tant que parcs éoliens.

Bien que les caractéristiques énergétiques des plus grandes fermes éoliennes sont plus proches des sources d'énergie centralisées, les petites éoliennes (travaillant sous forme de modules) peuvent être combinés avec les systèmes photovoltaïques et des batteries pour fournir de l'électricité sur des gammes allant de 25-100 kW (voir chapitre IV).

4.2. Le panneau photovoltaïque

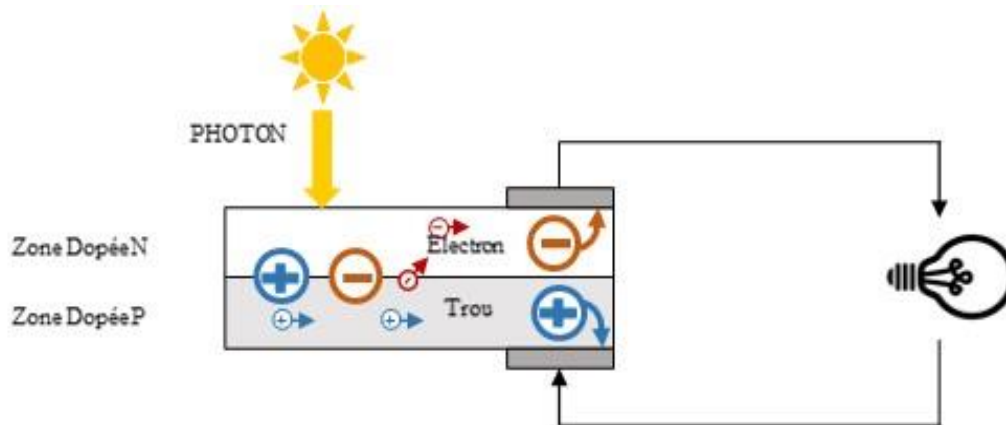
L'unité de base du panneau photovoltaïque est une cellule qui peut être de forme carrée ou de forme ronde. La cellule est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique.

Les cellules sont connectées pour former un module ou panneau et les modules sont raccordés pour former une matrice pour générer la puissance électrique nécessaire.

On distingue trois principaux types de cellules : les cellules monocristallines ; les cellules poly-cristallines ; les cellules amorphes (Tableau 2).

Elles absorbent l'énergie solaire à partir du rayonnement solaire, où les photons du rayonnement force les électrons libres à l'écoulement, et le convertissent en courant électrique continu, c'est l'effet photovoltaïque (Figure 6).

Figure 6. Effet photovoltaïque



Pratiquement, chaque cellule fournit entre 2 à 4 A selon sa taille, avec une tension de sortie de 0,5 V. Normalement un panneau, avec les cellules connectées en série, fournit 12 V pour charger les batteries.

Les systèmes PV consistent à des modules pouvant être connectés pour fournir une variété de gammes de puissance.

Tableau 2. Principaux avantages et inconvénients des principaux types de cellules solaires

Types de cellules	Avantages	Inconvénients
Les cellules monocristallines	<ul style="list-style-type: none"> • Un taux de rendement excellent de 15% et jusqu'à 24%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère. • Procédé gourmand en énergie pour obtenir un cristal pur.
Les cellules polycristallines	<ul style="list-style-type: none"> • Coût de production moins élevé. • Procédé moins gourmand en énergie. • Rendement de 13% et jusqu'à 20 %. 	
Les cellules amorphes	<ul style="list-style-type: none"> • Coût de production moins cher. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement de seulement 6 % par module et de 14%.

4.3. Système hybride

Un système hybride (multi-sources) à base de sources d'énergie renouvelables est un système électrique, comprenant au moins une source d'énergie renouvelable. Ils peuvent être connecté au réseau ou fonctionner en régime isolé (mode autonome) (voir chapitre IV). Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi.

Du fait de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables les systèmes hybrides isolés comprennent en générale un dispositif de stockage dont la composition (nombre

de batteries, type de stockage) dépend des sources. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

D'un point de vue plus global, le système énergétique d'une région, d'une commune ou d'un pays donné peut être considéré comme un système hybride du fait de la démocratisation de l'usage des technologies des énergies renouvelables. Cela soulève d'autres problématiques liées à la gestion du réseau électrique.

5. Problématiques liées à la gestion du réseau électrique

Un réseau électrique traditionnel est constitué de :

- La production de l'énergie électrique par l'ensemble des appareils destinés à la production
- Transport de l'énergie électrique par des câbles souterrains ou aériens
- La distribution de l'énergie électrique pour l'utilisation de l'électricité

La puissance demandée par un réseau doit être fournie instantanément par les alternateurs, car on ne peut pas emmagasiner l'énergie électrique. Elle subit de grandes fluctuations selon l'heure de la journée et selon les saisons. L'appel de puissance maximal pendant l'hiver peut être plus que le double de l'appel minimal pendant l'été. L'heure de la pointe en hiver est différente de celle de l'été. Cela nécessite une organisation minutieuse.

L'organisation du réseau électrique traditionnel est actuellement perturbée par l'apparition croissante de productions décentralisées. D'une part, la libéralisation du marché de l'électricité a ramené de nouveaux producteurs. Ces derniers ne pouvant investir dans des nouvelles centrales thermiques, se sont dirigés vers d'autres moyens de productions moins chers (énergies renouvelables, etc.). D'autre part, une volonté politique visant à encourager le recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité a créé une croissance rapide de productions décentralisées [75]. Contrairement au réseau traditionnel conçu pour faire transiter un flux de puissance provenant de sites de production connectés sur le réseau de transport vers le réseau de distribution, la production décentralisée est essentiellement connectée sur le réseau de distribution. Il y a donc une inversion de ce flux de puissance qui n'est pas sans conséquence sur le réseau (notamment sur les appareils de protection).

Les énergies renouvelables telles que l'éolienne et le photovoltaïque présentent des énormes avantages car non épuisables et non polluantes. Cependant ces énergies sont fluctuantes, ce qui complique leur exploitation et leur intégration au réseau. Parallèlement au développement des énergies renouvelables, l'évolution rapide de la technologie modifie profondément les usages de l'électricité. Ces contraintes imposent de revoir les règles habituelles d'exploitation des réseaux et exige des adaptations en termes d'observabilité et de conduite des réseaux électriques.

Fondamentalement, le système électrique est conçu essentiellement sur la base du pilotage de l'offre d'énergie en fonction de la demande, aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coûts.

Actuellement, on ne peut se permettre de gérer le système électrique de cette manière. Du fait du caractère bidirectionnel des flux de puissance, l'ajustement qui permet d'équilibrer le système électrique ne doit pas seulement se faire au niveau de l'offre. Il doit se faire aussi au niveau de la demande. C'est la raison pour laquelle la demande doit être gérée de façon active, par l'incitation à l'effacement des consommateurs lors des pics de consommation et à l'apport de solutions telles que l'interconnexion des différents « producteurs-consommateurs » [76].

6. Vers l'interconnexion « pooling » pour un système multi-sources multi-charges

Les systèmes d'énergies renouvelables hybrides sont de plus en plus populaires pour la production d'électricité des zones isolées grâce aux progrès des technologies d'énergie renouvelable et la fluctuation subséquente des prix des produits pétroliers. Les aspects économiques de ces technologies sont suffisamment prometteurs pour les inclure dans le développement des capacités de production d'électricité. Dans le [chapitre IV](#) nous allons démontrer l'efficacité de tels systèmes pour les zones isolées en Afrique ; plus particulièrement au Mali. Ainsi qu'une application à un Campus universitaire en France.

En effet, un système hybride peut être décentralisé ou intégré au réseau principal. L'intégration de tels systèmes au réseau national associé à un système de gestion est plus que nécessaire.

Aussi, un système de gestion multi-sources multi-charges est nécessaire dès lors que les consommateurs peuvent aussi être producteurs. Cependant le principal problème de tels systèmes est l'intermittence des sources d'énergie. Pour surmonter ce problème, il est sage de construire un système d'interconnexion énergétique entre les systèmes (consommateurs-producteurs) d'une manière à pallier le caractère intermittent des sources d'énergie renouvelable sans avoir recours aux systèmes de stockage (40% du système, et plus cher à l'achat et à la maintenance) [40].

Dans le [chapitre IV](#) nous allons développer d'une manière approfondie ce concept original.

7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit le problème du réchauffement climatique et les différents défis énergétiques mondiaux à travers les contextes énergétiques, plus particulièrement celui de la France et du Mali. En effet, la problématique de l'énergie est vue d'une manière différente selon la région de la planète. D'un côté, en France, pays développé, le problème se pose au niveau de la politique énergétique. Avec l'avancée technologique, et le développement des systèmes décentralisés, le consommateur peut devenir producteur. Comme c'est le cas des Universités, qui s'inscrivent dans cette dynamique de l'usage des SER (sources d'énergies renouvelables) pour l'alimentation électrique de leur campus (exemple : l'IUT Henri Poincaré de Longwy). C'est ce que nous

allons traiter dans l'[étude n°1](#) du [chapitre IV](#), en réalisant une étude pour l'usage des SER pour l'alimentation électrique d'un campus universitaire français.

Avec ce développement rapide des systèmes décentralisés, le principal défi est alors, la gestion efficace du système global qui devient multi-sources multi-charges, tout en répondant à l'équilibre permanent essentiel au bon fonctionnement du réseau. C'est ce qu'on développera dans l'[étude n°3](#) du [chapitre IV](#), en proposant un modèle basé sur le concept de l'interconnexion (pooling¹).

D'un autre côté, nous avons les pays précaires énergétiquement avec une distribution quasi-inexistante en zones rurales, une faible densité du maillage du réseau, et des moyens financiers limités, tels que le Mali. Cela identifie le déploiement des systèmes multi-sources (système hybride), comme solution à court et à long terme. Ainsi, le principal défi, est l'élaboration de meilleures stratégies de gestion de la production, après avoir identifié les différentes sources nécessaires selon la zone géographique, et la configuration du système, la plus optimale. C'est ce que nous allons traiter dans l'[étude n°2](#) du [chapitre IV](#).

Dans ce chapitre nous avons aussi fait un panorama des sources d'énergies renouvelables existantes tant pour la production de chaleur que d'électricité. Le rayonnement solaire et le vent sont les sources se prêtant le mieux à une production d'électricité décentralisée. Nous nous sommes focalisés sur ces dernières dans les chapitres suivants. Plus précisément sur leurs modélisations mathématiques, ainsi que leurs combinaisons mutuelles ou avec d'autres sources d'énergie classique pour former des systèmes hybrides ([chapitre II](#)).

¹ Pooling (*en*) : mise en commun

II. Modélisation d'un système multi-sources : différents systèmes de production

1. Introduction

Le chapitre précédent a montré le contexte énergétique mondial qui favorise l'apparition croissante de production décentralisée, généralement à base de ressources renouvelables. Une tendance qui bouscule l'organisation traditionnelle du secteur électrique.

L'objectif de cette partie est de décrire les outils et méthodes de modélisation des différents éléments utilisés dans ce travail.

Le chapitre est divisé en deux parties. Une première partie est consacrée à l'élaboration des modèles des différentes sources d'énergie d'un système hybride (multi-sources), ainsi qu'à une mise en évidence expérimentale des principales caractéristiques des systèmes utilisés (photovoltaïques et éoliens, en particulier). Une deuxième partie présente la modélisation de deux principaux systèmes hybrides photovoltaïque/éolienne, photovoltaïque/diesel.

2. Élaboration des modèles des sources d'énergie

Avec un potentiel encore sous-exploité, le solaire photovoltaïque et l'éolien présentent de réels avantages économiques et écologiques. D'autre part, la complémentarité qu'ils offrent en termes de production d'énergie quotidienne conduit à des systèmes basés sur leur combinaison mutuelle ou avec d'autres sources d'énergie classique. Cela confère à ces systèmes, des architectures ne nécessitant quasiment pas (ou peu) de stockage.

Ces systèmes sont hybrides par constitution et par fonctionnement. Ils peuvent être décentralisés ou interconnectés au réseau national. Les systèmes hybrides photovoltaïque/éolien sont reconnus comme une alternative viable pour l'approvisionnement énergétique [77].

La simulation d'un tel système est obtenue en modélisant finement l'ensemble de ses composants [78] [79], en vue d'en optimiser le fonctionnement. Un système d'énergie optimisé est un système bien conçu caractérisé par sa rentabilité, sa fiabilité et sa qualité notamment en termes de confort -clients.

De toute évidence, la connaissance de tous les facteurs qui influent sur la performance du système est une condition préalable pour la modélisation précise [80]. Diverses techniques d'optimisation pour la modélisation et la conception du système hybride photovoltaïque/éolien, en modélisant la production éolienne, photovoltaïque et son optimisation ont été rapportées dans la littérature [81]. Ai et al [78] ont présenté un ensemble complet de méthodes de calcul harmonique pour le dimensionnement optimal des systèmes hybrides photovoltaïque/éolien en développant un ensemble de programmes de calcul d'harmonisation avec l'adoption de modèles mathématiques plus pratiques pour la caractérisation des composants du système. Diaf et al. [79] présentent une méthodologie pour effectuer le dimensionnement optimal d'un système hybride photovoltaïque / éolien autonome en trouvant la configuration, parmi un ensemble de composants de systèmes, qui répond aux exigences de fiabilité du système souhaité. Le critère de fiabilité utilisé est le coût moyen actualisé de l'énergie. Evans et al. [82]

présentent des méthodes simplifiées pour concevoir et estimer la performance globale des systèmes photovoltaïques.

La production d'électricité à partir des énergies renouvelables ne cesse d'augmenter. Certains auteurs ont montré que son intégration au réseau national associé à un système de gestion est plus que nécessaire [83] [84]. Différents avantages sont responsables de cette croissance exponentielle.

Pour l'énergie éolienne, ce sont l'autonomie en électricité, la possibilité de produire de jour comme de nuit et un impact environnemental réduit par des précautions simples vis à vis de la population et du paysage. Quant à l'énergie photovoltaïque, ses principaux avantages sont : une réduction de l'impact environnemental, une énergie abondante, une mise en œuvre et un coût accessibles et des besoins en maintenance légers.

Dans les sections à venir, nous allons décrire les différents outils de modélisation et d'évaluation des différentes sources utilisées dans ce travail. Permettant ainsi, à la modélisation d'un système multi-sources (hybride).

2.1. Modélisation du système éolien

La distribution de la vitesse du vent du site choisi, la hauteur du moyeu et la courbe de puissance de sortie de l'éolienne choisie (déterminé par l'efficacité de la puissance aérodynamique C_p , efficacité de transmission mécanique η_m et l'efficacité du générateur η_g (voir 2.1.1.1), sont les principaux facteurs qui influencent la performance des éoliennes, et par conséquent, ceux-ci doivent être dûment comptabilisés lors de la modélisation des éoliennes.

L'objectif de cette partie est de modéliser le générateur éolien.

2.1.1. Étude simplifiée

Une éolienne permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'hélice d'une éolienne entre en rotation par la force du vent. Cette énergie mécanique est convertie en énergie électrique par la génératrice qui est composée de rotor et de stator. L'éolienne est également équipée d'une girouette qui permet d'orienter les pales en fonction de la direction du vent. L'énergie produite peut être soit stockée dans des batteries, soit injectée aux normes dans le réseau. Cette dernière solution étant économiquement et techniquement beaucoup plus pertinente.

La puissance de sortie d'une éolienne sur un site spécifique dépend de la vitesse du vent à une hauteur du moyeu et des caractéristiques données de la turbine. La vitesse du vent à une hauteur du moyeu donné peut être calculée en utilisant l'équation de loi de puissance [85] [86]:

$$V_z = V_i \left[\frac{Z}{Z_i} \right]^x \quad (1)$$

V_z et V_i sont les vitesses du vent au moyeu et à la hauteur de référence Z et Z_i , et x est un exposant de la loi de puissance qui est une fonction à la fois de la stabilité atmosphérique dans la couche sur laquelle x est déterminé comme étant valide et les caractéristiques de surface sous-jacente. Par exemple, x est égal $1/7$ pour un terrain ouvert.

L'énergie éolienne instantanée disponible dans une surface de section transversale A perpendiculaire à un flux de vent se déplaçant à une vitesse de v (m/s) ayant une densité de l'air ρ est exprimée comme suit [87]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2)$$

Cette énergie du vent est convertie en énergie mécanique P_m par l'éolienne, par [88]:

$$P_m = C_p P_w \quad (3)$$

Où ρ est la densité de l'air, A l'aire balayée par le rotor, v est la vitesse du vent, C_p est le coefficient de puissance, et dépend des caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne : β est l'angle de calage des pales et λ le rapport de vitesses, lequel est défini par [88]:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (4)$$

Où R est le rayon de l'hélice, Ω la vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s) et $R\Omega$ la vitesse linéaire périphérique en bout des pâles.

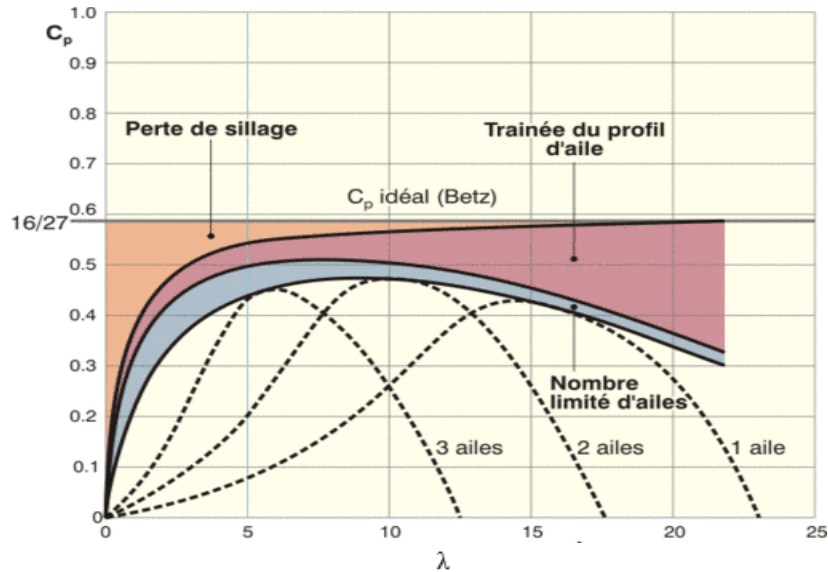
On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient, donc la puissance maximale qui peut être récupérée avec une turbine éolienne, en s'appuyant sur la théorie de Rankine-Froude de l'hélice dans un fluide incompressible. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz année 1920) du coefficient de puissance qui est de 0.593 [89].

Pratiquement la puissance récupérable ne dépasse pas 50 à 70% de la valeur maximale.

La caractéristique de puissance C_p dépend aussi du nombre de pales utilisés (Figure 7) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [90].

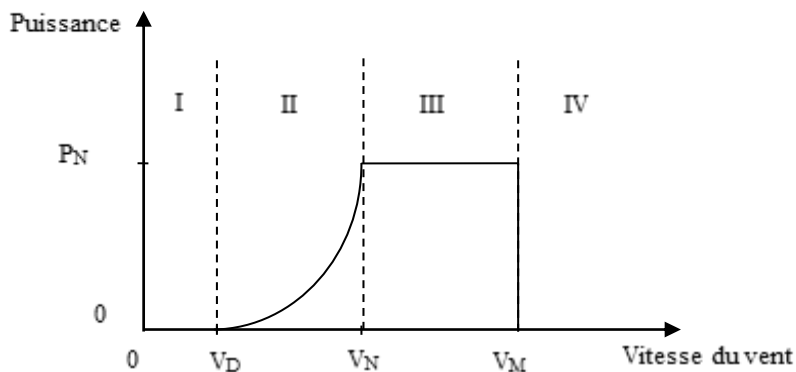
On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée, λ_{opt} , qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. Plus la caractéristique $C_p(\lambda)$ sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

Figure 7. Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction de λ : illustration des différentes sources de pertes par rapport au rendement idéal de Betz.



2.1.1.1. Courbe de puissance

Figure 8. Caractéristique vent-puissance des éoliennes



La Figure 8 donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_N . Cette puissance est obtenue à partir d'une vitesse du vent V_N , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_N , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. À côté de la vitesse nominale V_N , on spécifie aussi, vitesse de démarrage V_D , la vitesse maximale du vent V_M [87].

Les vitesses V_N , V_D et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent:

- La zone I, où la puissance est nulle (la turbine ne fonctionne pas),
- La zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent,

- La zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance fournie reste sensiblement égale à P_N ,
- La zone IV, dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

L'énergie mécanique exprimée à l'équation (2) est transmise à la mécanique du système de transmission mécanique (multiplicateur, etc.) dont la sortie, P_t est transmis à son tour à l'entrée du générateur électrique [91] [92]:

$$P_t = \eta_m P_m \quad (5)$$

La sortie du générateur est alors donnée par:

$$P_e = \eta_g P_t \quad (6)$$

La combinaison des équations(5), (6) et (3) donne:

$$P_e = \eta P_w \quad (7)$$

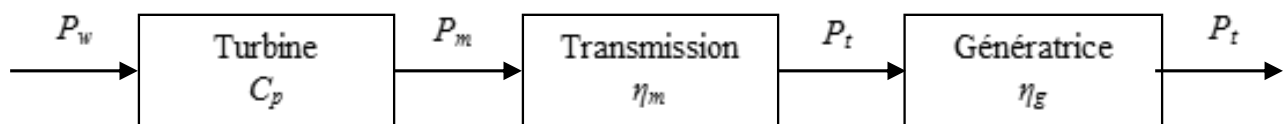
Avec,

$$\eta = C_p \eta_m \eta_g \quad (8)$$

η représentant l'efficacité globale du système éolien.

Les différentes parties d'un système de conversion de puissance du vent en énergie électrique basique sont présentés comme suit (Figure 9)

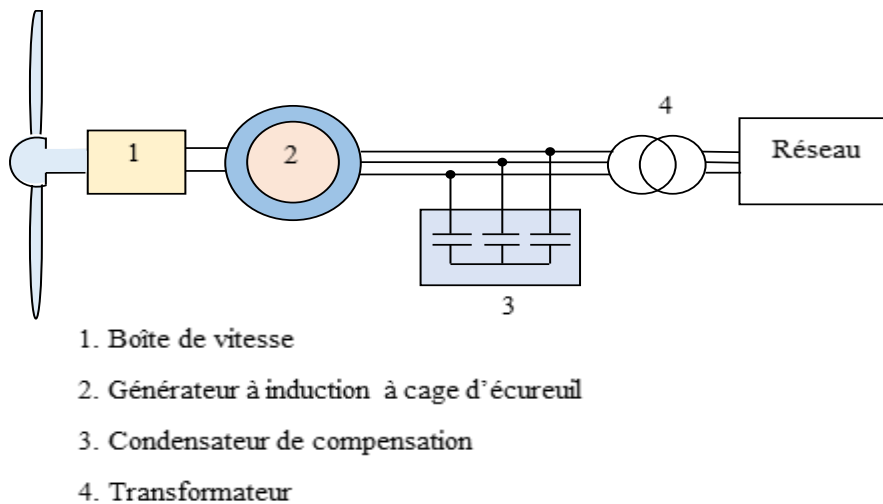
Figure 9. Système de conversion d'énergie éolienne



2.1.2. Système de production : différentes conceptions

Les éoliennes peuvent soit être conçues pour fonctionner à une vitesse fixe ou à vitesse variable. Nombreuses éoliennes de faible puissance ont été construites selon le « concept danois » très populaire dans les années 80. Conformément à ce concept, l'énergie du vent est transformée en énergie électrique à l'aide d'un générateur à cage d'écureuil simple directement connecté au réseau électrique triphasé. Le rotor de l'éolienne est couplé à l'arbre du générateur avec une boîte de vitesses à rapport fixe. La fréquence du réseau établit la vitesse de rotation du générateur. La vitesse de rotation lente des pales de la turbine est transmise à la génératrice par l'intermédiaire de la boîte de vitesses (Figure 10).

Figure 10. Système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) à vitesse fixe



Les générateurs à induction à cage d'écureuil nécessitent toujours la puissance réactive. Celle-ci est fournie par les condensateurs de compensation, de manière à atteindre un facteur de puissance proche de 1. Les systèmes à vitesse fixe ont l'avantage d'être simples et de faible coût.

En revanche ils ont l'inconvénient de nécessiter une puissance réactive pour les générateurs d'induction utilisés. D'autre part, les turbines modernes de grande puissance de l'ordre de 2 à 10 MW sont principalement basées sur fonctionnement à vitesse variable avec contrôle de l'angle d'inclinaison des pales obtenue principalement par le biais des équipements d'électronique de puissance, bien que la résistance variable du rotor du générateur pourrait également être utilisée.

Les générateurs à vitesse variable permettent de fournir avec efficacité la puissance capturée que leurs homologues à vitesse fixe. En fait, Les éoliennes à vitesse variable ont démontré qu'elles peuvent capturer 8-15 % plus de puissance que les machines à vitesse constante.

Dans le fonctionnement à vitesse variable, un système de commande est conçu pour extraire la puissance maximale du vent et fournir une tension constante et la fréquence est nécessaire au réseau. Au fur et à mesure qu'elles deviennent plus grandes, les éoliennes passent de vitesse fixe à vitesse variable avec ou sans boîte de vitesse.

Parmi les éoliennes à vitesse variable, les systèmes à ligne directe (Figure 11) et les systèmes à générateur d'induction à double alimentation (MADA) (Figure 12) attirent de plus en plus l'attention des fabricants d'éoliennes en raison de leurs avantages sur les autres éoliennes à vitesse variable et ont un potentiel de croissance plus important [93].

Figure 11. SCEE à générateur d'induction à double alimentation(MADA)

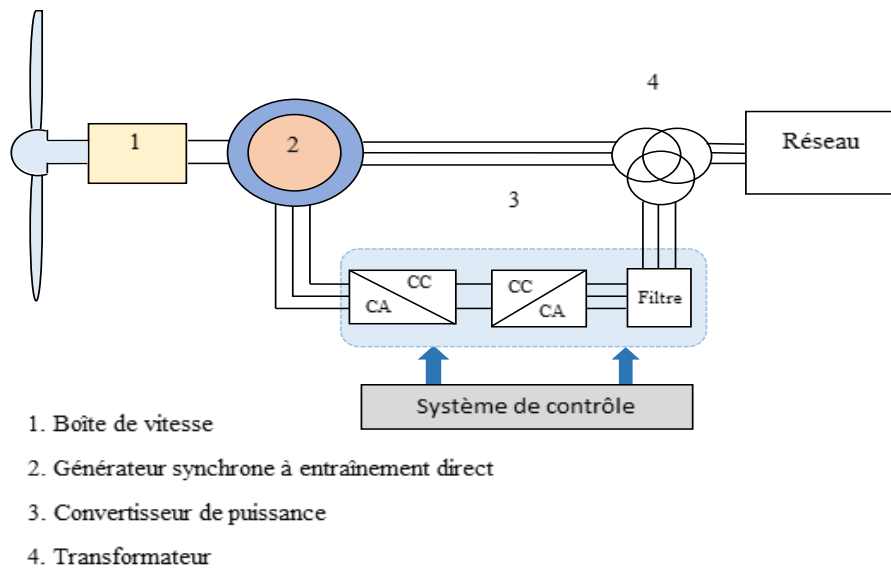
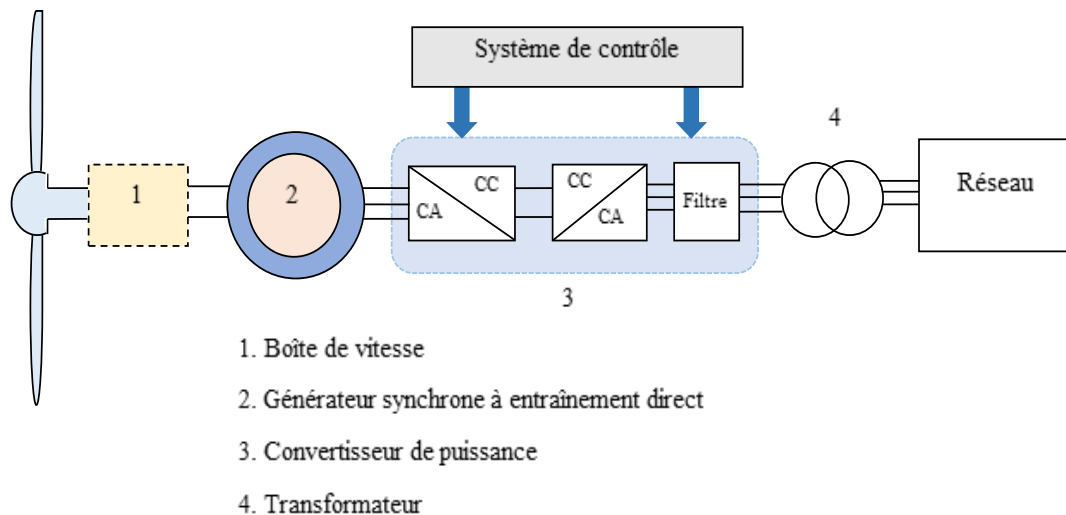


Figure 12. SCEE à vitesse variable et à ligne directe



Les systèmes à ligne directe se composent généralement d'un générateur synchrone à aimants permanents à entraînement direct (sans boîte de vitesses) raccordés au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance à grande échelle, tandis que les systèmes MADA sont construits avec un générateur à induction commun avec une bague collectrice et un convertisseur raccordé aux bobinages du rotor. Les deux technologies d'éoliennes à vitesse variable et à pas contrôlé apparaissent comme les technologies préférées et sont devenues les types d'éoliennes dominants installés chaque année au cours des dernières années [94].

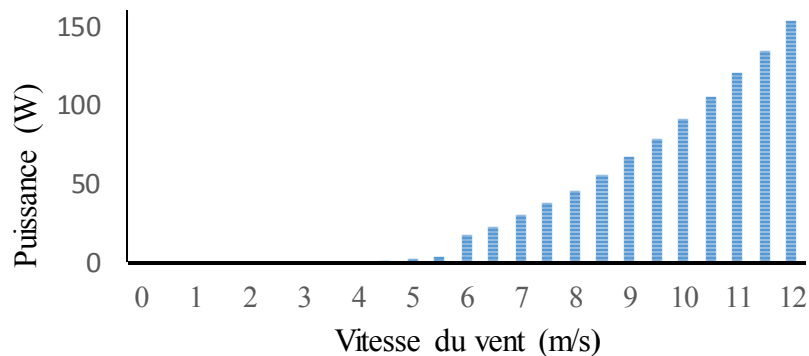
Les systèmes à vitesse variable offrent d'autres avantages significatifs tels que la diminution des pertes mécaniques, ce qui rend possibles des conceptions mécaniques légers, et une puissance de sortie plus contrôlable (moins dépendante des variations du vent), la rentabilité, la commande simple de pas, l'amélioration de la qualité de puissance

et l'efficacité du système, la réduction du bruit acoustique, la capacité de fonctionnement en ilotage et un raccordement au réseau lisse [93].

2.1.3. Caractéristiques d'une éolienne : Application à l'échelle laboratoire

Pour mettre en évidence les caractéristiques d'une éolienne, nous avons procédé à des expériences sur le banc didactique d'un système éolien de petit gabarit et de petite capacité, semblable à ceux qu'on peut trouver chez les particuliers. Ce banc permet de simuler une petite éolienne de 300W.

Figure 13. Evolution de la puissance générée en fonction de la vitesse du vent



Cette expérience (Figure 13) illustre l'évolution de puissance produite par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent. La puissance augmente avec la vitesse du vent. Ce qui rend très important, l'emplacement de l'éolienne. Pour avoir des puissances satisfaisantes, l'emplacement de l'éolienne doit alors être dans une région ayant une moyenne de vitesse de vent élevée. Quand la vitesse du vent est faible, la production chute et il devient intéressant de recourir à une nouvelle source d'énergie insensible au vent, telle que la source photovoltaïque.

2.1.4. Différents modèles d'un système éolien

La quantité de l'énergie électrique qu'une éolienne donnée génère à une vitesse spécifique du vent, peut être obtenue directement à l'aide de la courbe de puissance de l'éolienne, laquelle est fournie par son fabricant. Les éoliennes ont des formes différentes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et leur puissance nominale.

La puissance que peut produire une turbine éolienne à un endroit donné, à une vitesse du vent donnée, dépendra de sa courbe de puissance et ses propres caractéristiques. Même les turbines ayant des puissances nominales similaires, au même endroit, à la même vitesse du vent, peuvent donner différentes puissances à leurs sorties.

Divers auteurs ont proposé différents modèles de prévision de la performance des éoliennes. Ces modèles peuvent être classés en deux catégories:

- Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent.
- Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

2.1.4.1. Modèles basés sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent

Selon Ashok [95], la puissance à la sortie d'une éolienne est définie comme suit:

$$P_e = \eta_t \eta_g (0,5) \rho C_p A v^3 \quad (9)$$

Nelson et al. [96] ont montré que pour des vitesses de vent se trouvant entre la vitesse de vent de coupure et la vitesse nominale de la turbine, la puissance de sortie est donnée par :

$$P_e(t) = \frac{1}{2} \rho A v^3(t) C_p \text{Eff}_{ad} \quad (10)$$

où, Eff_{ad} est supposée à 95%.

- Pour des vitesses de vent entre la vitesse nominale et la vitesse maximale (de coupure) de l'éolienne, la puissance de sortie sera égale à la puissance nominale de la turbine.
- Pour des vitesses inférieures à la vitesse de démarrage ou supérieure à la vitesse de coupure de l'éolienne, la puissance de sortie serait nulle.

Kolhe et al. [97] ont montré que la puissance à la sortie d'un SCEE (Système de Conversion de l'Energie Eolienne) est donné par:

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A C_p v^3 \quad (11)$$

Habib et al. [98] ont proposé que la puissance maximale pouvant être atteinte à partir d'un système de conversion d'énergie éolienne en supposant l'efficacité de conversion mécanique électrique de 100 % serait :

$$P_e(t) = 0,593(0,5 \times \rho A v^3) \quad (12)$$

En effet, ici la valeur de C_p est égale 0,593 , ce qui est sa valeur théorique maximale possible ([voir limite de Betz paragraphe 2.1.1](#)). D'une part, le C_p maximum réalisable pour les turbines modernes à deux pâles est compris entre 0,4 et 0,5, et entre 0,2 et 0,4 pour les turbines à basse vitesse avec plus de nombre de pâles ([Voire courbe \$C_p\$ en fonction des pâles, paragraphe 2.1.1](#)). D'autrepart, l'hypothèse d'une efficacité de conversion mécanique électrique de 100%, conduit à des résultats inexacts.

El - Shatter et al. [99] ont calculé la puissance captée par la turbine éolienne comme suit:

$$P_e = 0,5 C_p \rho \pi R^2 v^3 \quad (13)$$

Les modèles d'Ashok Shatter et al. sont tous basés sur le concept fondamental de l'énergie disponible dans le vent, qui est donné par l'équation 2. La fraction de cette énergie éolienne convertie en énergie électrique est donnée par l'équation 6, et dépend de divers

paramètres à savoir, la vitesse du vent, la vitesse de rotation de la turbine, les paramètres de pale de la turbine, l'efficacité de transmission mécanique, l'efficacité du générateur, etc. à cause de l'interdépendance de ces paramètres et leur variation avec la modification de la vitesse du vent, les conditions climatiques et le type de composants utilisés, le calcul horaire de l'énergie électrique produite par les éoliennes, en utilisant ces modèles sont lourds et en tant que telle ne donnent pas des résultats précis.

2.1.4.2. Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

Tel que discuté dans le paragraphe 2.1.4.1, les méthodes proposées pour la modélisation de l'éolienne, basée sur le concept de la puissance disponible dans le vent, ne sont pas seulement difficiles à utiliser, mais aussi ne répliquent pas avec précision le comportement des éoliennes. D'autre part, la performance d'une éolienne peut très bien être modélisée en utilisant le concept de courbe de puissance. La courbe de puissance fournit directement la quantité d'énergie électrique qu'une éolienne donnée génère à une vitesse du vent spécifique, sans nécessiter de calcul détaillé des différents paramètres, qui sont par ailleurs nécessaires dans les modèles décrits dans le paragraphe 2.1.4.1.

Les modèles basés sur le concept de la courbe de puissance peuvent être classés en deux catégories:

- Modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance.
- Modèles basés sur les courbes de puissance réelles fournies par le fabricant.

a. Les modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance

Dans cette approche, la courbe de puissance de l'éolienne est présumée suivre une forme typique. En conséquence, un ensemble d'équations caractéristiques sont développés pour prédire la sortie de l'éolienne pour diverses vitesses de vent allant de zéro à la vitesse de coupure. Les modèles suivants ont été développés par divers chercheurs basés sur le concept ci-dessus.

b. Modèle basé sur courbe de puissance linéaire

Yang et al. [100] [101] et Abouzaher et al. [102] [103] ont proposé un modèle très simple pour prédire la performance de l'éolienne. Ils ont supposé que la puissance de sortie de la turbine éolienne augmente linéairement avec la vitesse du vent du démarrage à la vitesse du vent nominale, puis elle reste constante jusqu'à la vitesse maximale. En conséquence, les équations caractéristiques suivantes ont été proposées pour la modélisation de l'éolienne:

$$\begin{aligned} P_e &= 0 \quad \text{pour } v < v_d \\ P_e &= P_{er} \frac{v - v_c}{v_r - v_c} \quad \text{pour } v_d \leq v \leq v_n \\ P_e &= P_{er} \quad \text{pour } v_n \leq v \leq v_m \\ P_e &= 0 \quad \text{pour } v > v_m \end{aligned} \tag{14}$$

Cette méthode, bien que très simple, ne donne pas des résultats précis dans la gamme de vitesses entre la vitesse de démarrage jusqu'à la vitesse nominale, du fait que la courbe de puissance d'une éolienne est rarement linéaire. Dans ce modèle, les auteurs n'ont pas mis en évidence la correction de vitesse de vent par rapport à la hauteur du moyeu. Diaf et al. [104] ont amélioré ce modèle en incorporant cette correction.

c. Modèle basé sur la loi cubique

Deshmukh et al. [105] et Chedid et al. [106] ont montré que la densité de puissance de sortie (en W/m^2) d'une éolienne peut être calculé comme ci-dessous.

$$\begin{aligned} P_e &= 0 && \text{pour } v < v_d \\ P_e &= av^3 - bP_{er} && \text{pour } v_d < v < v_n \\ P_e &= P_{er} && \text{pour } v_n < v < v_m \\ P_e &= 0 && v > v_m \end{aligned} \quad (15)$$

Où

$$a = \frac{P_{er}}{v_n^3 - v_d^3} \text{ et } b = \frac{v_d^3}{v_n^3 - v_d^3}$$

La puissance électrique disponible est donnée par:

$$P_e = P_{wd} A \eta_0 \quad (16)$$

L'interdépendance de η_0 avec divers paramètres comme expliqué dans les sections précédentes rend ce modèle lourd et les résultats inexacts.

d. Modèle basé sur les paramètres de Weibull

En utilisant le modèle proposé par Powell [107], Karaki et al. [108], Lu et al. [109] et Borowy et al. [110] [111], la puissance électrique moyenne à la sortie de l'éolienne peut être calculée à partir des équations suivantes:

$$\begin{aligned} P_e &= 0 && \text{pour } v < v_d \\ P_e &= a + bv^k && \text{pour } v_d \leq v \leq v_n \\ P_e &= P_{er} && \text{pour } v_n < v \leq v_m \\ P_e &= 0 && \text{pour } v > v_m \end{aligned} \quad (17)$$

Où

$$a = \frac{P_{er} v_d^k}{v_d^k - v_n^k} \text{ et } b = \frac{P_{er}}{v_n^k - v_d^k}$$

Comme les autres modèles, ce modèle souffre aussi de précision du fait que, plusieurs éoliennes ont des formes différentes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et de puissance nominale. Ainsi, aucun ensemble d'équations caractéristiques généralisées ne peut exactement reproduire la performance de toutes les éoliennes.

e. Les modèles basés sur la courbe de puissance réelle fournie par le fabricant

Compte tenu des limites des modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance, comme indiqué à le paragraphe 2.1.4.2, les chercheurs ont proposé des modèles dans lesquels la courbe de puissance individuelle réelle de l'éolienne est utilisée pour développer des équations caractéristiques, en utilisant différentes techniques d'ajustement de la courbe, afin de prédire avec précision la puissance de l'éolienne. Parmi eux, figurent Ai et al. [78] qui ont élaboré les équations caractéristiques en ajustant la courbe de puissance réelle de l'éolienne par la méthode des moindres carrés. Afin de garantir une meilleure précision dans l'ajustement, au moins trois équations quadratiques sont utilisées.

$$\begin{aligned}
 P_e &= 0 && \text{pour } v < v_d \\
 P_e &= a_1 v^2 + b_1 v + c_1 && \text{pour } v_d \leq v < v_1 \\
 P_e &= a_2 v^2 + b_2 v + c_2 && \text{pour } v_1 \leq v < v_2 \\
 P_e &= a_3 v^2 + b_3 v + c_3 && \text{pour } v_2 \leq v \leq v_m \\
 P_e &= 0 && \text{pour } v > v_m
 \end{aligned} \tag{18}$$

Où a_1, b_1 et c_1 , etc. sont les coefficients des équations quadratiques.

Diaf et al. [79] et Hocaoglu [112] ont calculé la puissance de sortie de l'éolienne par interpolation des valeurs de données fournies par le fabricant, en utilisant l'interpolation cubique (spline).

$$\begin{aligned}
 P_e &= 0 && \text{pour } v \leq v_d \text{ ou } v \geq v_m \\
 P_e &= a_1 v^3 + b_1 v^2 + c_1 v + d_1 && \text{pour } v_d < v < v_1 \\
 P_e &= a_2 v^3 + b_2 v^2 + c_2 v + d_2 && \text{pour } v_1 < v < v_2 \\
 P_e &= a_i v^3 + b_i v^2 + c_i v + d_i && \text{Pour } v_{i-1} < v < v_n. \\
 P_e &= P_r && \text{pour } v_r \leq v < v_m
 \end{aligned} \tag{19}$$

Où i est le nombre de fonctions d'interpolation cubique correspondant au $i+1$ valeurs de la vitesse du vent et la puissance correspondante. a_1, b_1, c_1 et d_1 , etc sont les coefficients polynômiales des fonctions d'interpolation cubique, lesquels dépendent de la courbe de puissance de l'éolienne choisie.

Il a été constaté que ce modèle offre plus de précision, pour les éoliennes ayant une courbe de puissance assez lisse; tandis que, pour les turbines ayant des courbes de puissance pas trop lisse, le modèle basé sur la méthode des moindres carrés est le mieux adapté. C'est le cas du modèle de l'étude n°3 du chapitre IV, où nous avons utilisés le modèle basé sur

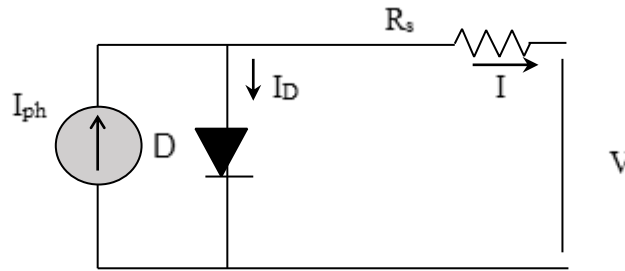
l'interpolation cubique, en se référant sur la courbe de puissance de l'éolienne E-33 de la marque ENERCON.

2.2. Modélisation du système photovoltaïque

2.2.1. Différents modèles d'un système photovoltaïque

La cellule solaire, est généralement une jonction semi-conductrice PN capable de produire de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. En régime statique, une source photovoltaïque est modélisable comme un générateur de Norton dont l'intensité du courant dépend de l'éclairement et des pertes dues à la connectique matérialisées par les résistances. Le modèle idéal de cellules PV est celle à une diode sans résistance shunt (Figure 14).

Figure 14. Modèle idéale à une seule diode



Les cellules photovoltaïques sont reliées entre elles, dans une configuration série-parallèle pour former un module photovoltaïque [113]. Pour un module avec N_s cellules connectées en série et N_p cellules connectées en parallèle, le courant du module peut être calculé en fonction de la tension du module par :

$$I = N_p \left[I_{ph} - I_{rs} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{AKTN_s} - 1\right) \right] \right] \quad (20)$$

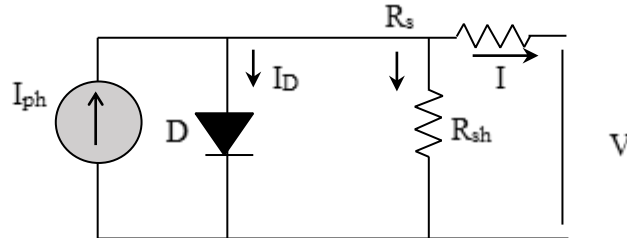
$$I_{rs} = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \exp\left[\frac{E_G}{AK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (21)$$

avec q , la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-9}C$), K est la constante de Boltzmann, A est le facteur d'idéalité de la diode, T est la température de la cellule (K). I_{rs} est le courant de saturation inverse de la cellule à T , T_r est la température de référence de la cellule, I_{rr} est le courant de saturation inverse à T_r , E_G est l'énergie de bande interdite du semi-conducteur utilisé dans la cellule. Le photo courant I_{ph} varie avec la température et le rayonnement de la cellule comme suit [114]:

$$I_{ph} = \left[I_{scr} + k_i(T - T_r) \frac{S}{100} \right] \quad (22)$$

où I_{scr} est le courant de court-circuit de la cellule à la température et au rayonnement de référence, k_i est le coefficient de température du courant de court-circuit et S est le rayonnement solaire (mW/cm^2).

Figure 15. Modèle à une seule diode avec résistance shunt



Le modèle le plus couramment utilisé pour prédire la production d'énergie des cellules photovoltaïques est le modèle de circuit à diode unique représenté sur la Figure 15.

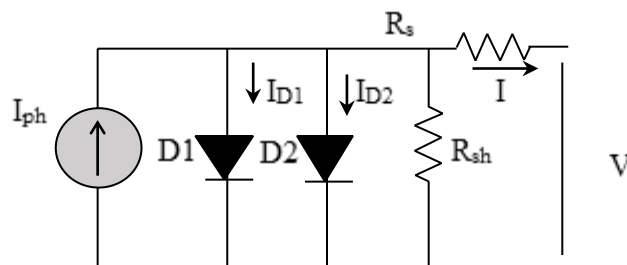
En fonction de la disponibilité de la résistance de shunt (R_{sh}), le courant de sortie dans le modèle de cellule photovoltaïque à seule diode peut être modélisée en utilisant les équations 22, 23 et 24. Le modèle à deux diodes est également courante. Salam et al. [115] ont utilisé ce dernier pour représenter la cellule photovoltaïque (Figure 16).

$$I = I_{ph} - I_D \quad (23)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{AKT} - 1\right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right] \quad (24)$$

où I_{ph} est le photo courant (A), I_D est le courant de la diode (A), I_0 est le courant de saturation inverse (A). A est la constante de diode, q est la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$), K est la constante de Boltzmann, T est la température de la cellule ($^{\circ} \text{C}$), R_s est la résistance en série (Ohm), R_{sh} est la résistance shunt (Ohm), I est le courant de cellule (A), et V est la tension de la cellule (V).

Figure 16. Modèle à deux diodes



Le courant de sortie de la cellule photovoltaïque en utilisant le modèle à deux diodes peut être exprimé comme suit [115]:

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - \left(\frac{V + IR_s}{R_{SH}} \right) \quad (25)$$

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right] \quad (26)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right] \quad (27)$$

I_{01} et I_{02} sont courant de saturation inverse des diodes 1 et 2, V_{T1} et V_{T2} sont les tensions thermiques des diodes respectives. a_1 et a_2 représentent les constantes d'idéalité de la diode.

L'énergie d'entrée pour le système photovoltaïque est le rayonnement solaire normal et diffus qui dépend de la position du soleil dans le ciel et la période dans l'année. L'équation 28 peut être utilisée pour trouver le rayonnement total sur la cellule solaire:

$$I_T = I_b R_b + I_d R_d + (I_b + I_d) R_r \quad (28)$$

Où I_b et I_d sont les rayonnements solaires normaux et diffus, R_d est le facteur d'inclinaison diffuse et R_r est un facteur d'inclinaison pour les radiations réfléchies [116].

Dans ce travail, nous nous intéressons uniquement à la puissance produite par le système photovoltaïque P_{sj} (kW). Elle est exprimée en fonction de la superficie du système A_{pv} (m²), de son efficacité η et du rayonnement solaire incident I_{mj} (kW/m²) [117] :

$$P_{sj} = I_{mj} \eta A_{PV} \quad (29)$$

Où l'efficacité du système η est donnée par [118]:

$$\eta = \eta_m \eta_{pc} P_f \quad (30)$$

η_{pc} est l'efficacité de conditionnement, P_f est le facteur de puissance
 η_m est l'efficacité du module qui est donnée par l'équation

$$\eta_m = \eta_r \left[1 - \beta (T_c - T_r) + \gamma \log_{10} I_m \right] \quad (31)$$

où η_r est l'efficacité du module mesurée à la température de référence de la cellule, β est un coefficient de température pour la cellule et est relativement constante pour la gamme de températures de fonctionnement rencontrées dans les modules plans [119], T_c est la température de la cellule, T_r est la température de référence de la cellule à laquelle est déterminée η_r , γ est un coefficient de l'intensité de rayonnement pour la cellule et I_m est le rayonnement incidente sur le module par unité de surface. Souvent l'équation 31 est écrite avec $\gamma=0$, par exemple [120].

Il est commode d'ajouter et de soustraire la température ambiante T_a , aux deux termes de la température entre parenthèses, T_r et T_c respectivement, pour donner [121] :

$$\eta_m = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_a) - \beta(T_a - T_r)] \quad (32)$$

Un bilan énergétique du module assimile le gain d'énergie solaire dans le module à la puissance électrique et aux pertes thermiques par [121] :

$$\tau\alpha I_m = \eta I_m + U_L (T_c - T_a) \quad (33)$$

Où T_a est le produit transmittance-absorbance du module et U_L est coefficient de perte thermique par unité de surface entre le module et l'air ambiant.

η , est de l'ordre de $0,1\tau\alpha$, d'où l'équation 33 peut être écrite comme suit :

$$T_c - T_a = 0,9(\tau\alpha / U_L) I_m \quad (34)$$

Le terme $\tau\alpha/U_L$, peut être déterminée à partir des mesures de température de la cellule, la température ambiante et du rayonnement solaire aux conditions nominales de fonctionnement des cellules (NOCT) ($I_m = 800 \text{ W/m}^2 = 2,88 \text{ MJ/m}^2/\text{h}$, $T_a = 20^\circ\text{C}$, vitesse du vent = 1 m/s et $\eta = 0$). En substituant T_c par $T_{c,NOCT}$, T_a par $T_{a,NOCT}$, et $\eta = 0$ dans l'équation 33 $\tau\alpha/U_L$ est obtenu par.

$$\tau\alpha / U_L = (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) / I_{m,NOCT} \quad (35)$$

En supposant que $\tau\alpha/U_L$ constante sur toute la plage de température de fonctionnement pertinente, l'équation. 32 avec $\tau\alpha/U_L$ obtenue à partir de l'équation. 35, peut être utilisé dans l'équation. 35 pour obtenir :

$$\eta_m = \eta_r \left[1 - 0,9\beta \frac{I_m}{I_{m,NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) - \beta(T_a - T_r) \right] \quad (36)$$

Un modèle simplifié pour la modélisation du système photovoltaïque est proposé par Zhou et al. [122] est présenté ci-dessous :

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{cK T/q} \quad (37)$$

$$P_{\max} = \frac{\frac{V_{oc}}{cK T/q} - \ln \left(\frac{V_{oc}}{cK T/q} + 0,72 \right)}{\left(1 + \frac{V_{oc}}{nK T/q} \right)} \left(1 - \frac{R_s}{V_{oc}/I_{sc}} \right) \left(\frac{V_{COO}}{1 + \beta \ln \frac{G_0}{G}} \right) \left(\frac{T_0}{T} \right)^\gamma I_{sc0} \left(\frac{G}{G_0} \right)^\alpha \quad (38)$$

où v_{oc} est la valeur normalisée de la tension en circuit ouvert V_{oc} par rapport à la tension thermique $V_t = nkT/q$, n est le facteur d'idéalité ($1 < n < 2$), K est la constante de Boltzmann, T est la température du module photovoltaïque en kelvin, q est la charge de l'électron, α est le facteur responsable de tous les effets non - linéaires que le photocourant dépend, β est coefficient sans dimension liée à la technologie spécifique du module PV, et γ est le facteur tenant compte de tous les effets température-tension non linéaires. L'équation 38 représente la puissance de sortie maximale d'un module PV.

Dans ce travail, plus particulièrement dans l'étude n°3 du chapitre IV, nous nous sommes basés sur les équations 29, 30 et 31 pour prédire la puissance des modules photovoltaïques. Pour cela nous avons considéré que $\eta = \eta_m$ et $\gamma = 0$

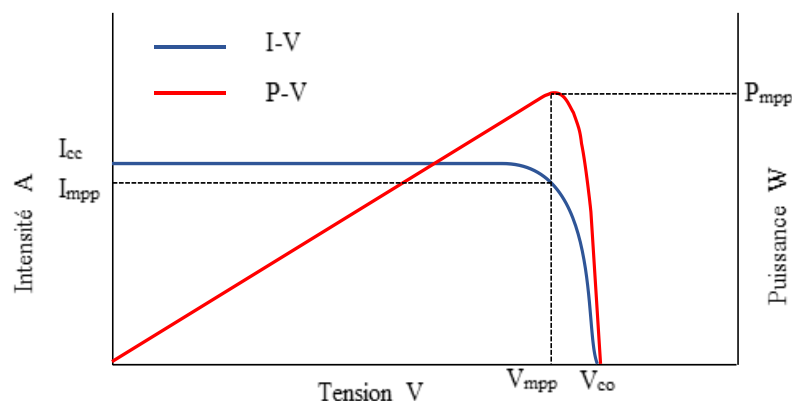
Un système réel se compose du nombre de modules photovoltaïques montés en série et en parallèle. La puissance totale de sortie pour un module avec N_s modules connectés en série et N_p modules connectés en parallèle avec P_M la puissance de chaque module sera :

$$P_m = N_s N_p P_M \quad (39)$$

2.2.2. Caractéristiques d'un système photovoltaïque : Application à l'échelle laboratoire

Les courbes caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un module photovoltaïque sont présentées dans la Figure 17, pour un éclairement et une température donnés, trois points remarquables: le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) et la puissance optimale qui est la puissance maximale (P_{mpp}) délivrée par le module photovoltaïque. Donc pour extraire le maximum d'énergie des modules PV, il faut les faire fonctionner au point de puissance maximale [65].

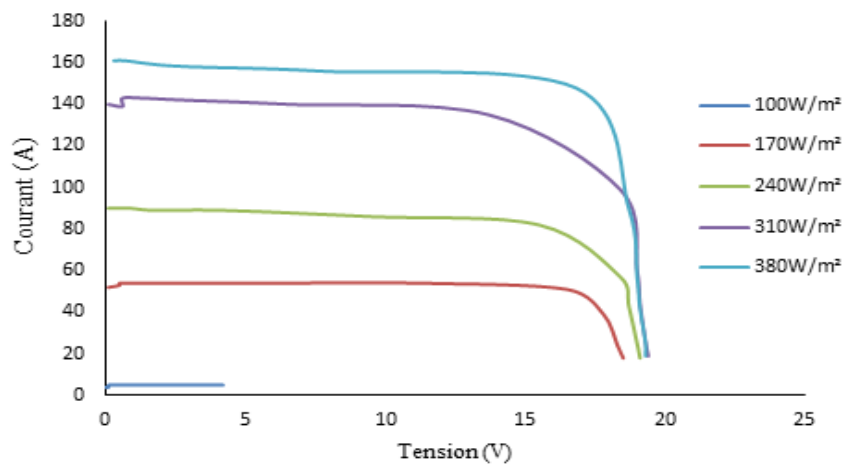
Figure 17. Caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque



La Figure 18 présente la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque à température ambiante mesurée expérimentalement sur un banc photovoltaïque du laboratoire Génie énergétique d'ECAM-EPMI, dont la charge est une résistance variable allant de 0 à 800 ohms. Les tests réalisés tiennent compte de l'évolution de l'intensité et la tension en fonction du taux d'ensoleillement. Nous constatons que les variations du courant de court-circuit sont proportionnelles au flux solaire incident. D'où, la forte influence de l'éclairement sur le courant débité par le module photovoltaïque. Cette influence se traduit par une augmentation de la puissance disponible dans les modules PV chaque fois

que l'éclairement augmente et à chacune des valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir un module photovoltaïque [66]. En effet, les courbes caractéristiques (I-V) et (P-V) du module photovoltaïque de la figure ci-dessous présentent, pour un éclairement donné, trois points remarquables: le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) et la puissance optimale qui est la puissance maximale (P_{mpp}) délivrée par les modules photovoltaïque. Donc pour extraire le maximum d'énergie des modules photovoltaïques, il faut les faire fonctionner au point de puissance maximale.

Figure 18. Caractéristiques I-V par rapport à l'intensité d'ensoleillement : résultats expérimentaux



2.3. Modélisation d'un générateur diesel :

Un générateur diesel peut être divisé en trois composantes principales: le moteur principal, qui comprend un engin avec un régulateur de vitesse, le générateur synchrone (alternateur) et le régulateur automatique de la tension (système de commande) (Figure 19).

Figure 19. Générateur Diesel



1. Moteur
2. Alternateur
3. Système de commande

Les systèmes d'énergie renouvelable ont des caractéristiques de sortie intermittente et sont intégrés aux sources d'énergie conventionnelle pour fournir une puissance constante. Dans plusieurs systèmes hybrides, le générateur diesel agit comme cette

source stable de puissance. Les générateurs diesel sont conçus pour satisfaire la charge et aussi pour charger le dispositif de stockage (batterie), lorsque la puissance fournie par la source d'énergie renouvelable et la batterie est insuffisante pour satisfaire la charge. Un bilan énergétique adéquat est nécessaire pour le fonctionnement optimal d'un tel système.

La consommation de carburant du générateur peut être calculée en utilisant l'équation suivante [123] [124]:

$$C_c = AP_g + BP_{ng} \quad (40)$$

Où P_g et P_{ng} sont la puissance générée et la puissance nominale du générateur tandis que A et B sont les coefficients de la courbe de consommation en kWh. L'efficacité globale du générateur diesel est donnée par [125] :

$$\eta_T = \eta_{brake_thermal} \times \eta_{generator} \quad (41)$$

Où η_{brake} est le rendement thermique du frein du générateur. Normalement, les générateurs diesel sont modélisés dans le contrôle d'un système hybride pour atteindre l'autonomie requise. Il est économique d'utiliser le générateur à 70-90% pleine charge [126]. En l'absence de demande de pointe, des générateurs diesel sont normalement utilisés pour répondre aux exigences de la charge et la recharge de la batterie. Il peut aussi être commandé pour fonctionner en mode de distribution de puissance constante.

Le générateur doit avoir une durée de fonctionnement limitée pour réduire l'usure et la déchirure du fait que la durée de vie d'un générateur est inversement proportionnelle à l'énergie fournie par celle-ci.

Lors de l'incorporation d'autres générateurs diesel, la question de stabilité transitoire surgisse. Ainsi le générateur doit rester en synchronisme avec les autres générateurs et ainsi maintenir la tension aux bornes en fonction de la stratégie opérationnelle, le régulateur de vitesse et le régulateur de tension font partie intégrante du système. Les états transitoires de basse fréquence suite à une urgence soudaine ou une faute doivent être observés.

Pour déterminer la capacité nominale du générateur à installer, les lignes directrices suivantes doivent être suivies [127] :

- a) Si le générateur est directement relié à la charge, alors sa puissance nominale doit être au moins égale à la charge maximale.
- b) Si le générateur est utilisé comme un chargeur de batterie, le courant produit ne doit pas être supérieure à $C_{Ah}/5A$, où C_{Ah} est la capacité en ampère -heure de la batterie.

Les équations citées ci-dessus ont été utilisé pour la modélisation des générateurs diesel dans le cas du système hybride étudié dans l'étude n°2 du [chapitre IV](#). Ces équations sont intégrées dans le support HOMER utilisé pour les simulations.

2.4. Modélisation du système de stockage et sa performance

Le système de stockage d'énergie de secours est soigneusement dimensionné pour répondre à la demande de la charge dans les moments d'indisponibilité ou d'insuffisance de l'énergie dans un système hybride. Le dimensionnement de la batterie dépend des facteurs tels que la profondeur maximale de la décharge, la correction de la température, la capacité nominale de la batterie et la durée de vie de la batterie. La capacité de la batterie requise en ampère heure peut être calculée en utilisant l'équation suivante [128]:

$$B_{rc} = \frac{E_c D_s}{DOD_{max} \eta_t} \quad (42)$$

Où E_c est la charge en ampères -heure (Ah), D_s représente les jours d'autonomie de la batterie, DOD_{max} est la profondeur maximale de décharge de la batterie (pour la batterie à décharge profonde DOD maximale est de 80%), η_t est le facteur de correction de la température.

Lorsque la production totale du système hybride est supérieure à la demande en énergie, le système de stockage est en état de charge. Sinon il est en état de décharge. La quantité de charge de la batterie à l'instant t peut être calculée en utilisant l'équation [78]:

$$E_B(t) = E_B(t-1)(1-\sigma) + \left(\frac{E_{GA}(t) - E_L(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat} \quad (43)$$

où $E_B(t)$ et $E_B(t-1)$ sont les quantités de charge des batteries à l'instant t et $(t-1)$, $E_{GA}(t)$ est l'énergie totale générée par la source d'énergie renouvelable, après la perte d'énergie dans le contrôleur, $E_L(t)$ est la demande de la charge à l'instant t , η_{inv} et η_{bat} sont l'efficacité de l'onduleur et l'efficacité de charge de la batterie, σ est le taux d'autodécharge qui dépend de la charge accumulée et l'état de la batterie. La quantité de charge de la batterie est soumise à des contraintes telles que:

$$E_{B_{min}} \leq E_B(t) \leq E_{B_{max}} \quad (44)$$

Où $E_{B_{max}}$ et $E_{B_{min}}$ sont la quantité de charge maximale et minimale de la batterie.

Pour un système hybride, les caractéristiques de la batterie les plus importants sont la durée de vie de la batterie, le DOD , les besoins d'entretien, l'état de charge (SOC) et la tension de charge flottante. Pour l'optimisation du système hybride, toutes ses caractéristiques doivent être prises en considération. Le SOC de la batterie au temps (t) peut être calculé en utilisant l'équation suivante [129] :

$$SOC(t) = SOC(t-1) \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24} \right) + \frac{I_{bat}(t-1) \cdot \Delta t \cdot \eta_{bat}}{C'_{bat}} \quad (45)$$

Où C'_{bat} est la capacité nominale de la batterie (Ah), et η_{bat} est l'efficacité de charge et de décharge de la batterie (généralement l'efficacité arrondie de l'efficacité de charge et de décharge).

Ces paramètres ont été utilisés dans les études n°1 et 2 du chapitre IV, pour le dimensionnement du système de stockage des différents systèmes hybrides. Ils sont intégrés dans l'outil HOMER utilisé pour les simulations.

2.5. Système multi-sources (système hybride)

Un système d'énergie hybride peut consister en divers composants de conversion d'énergie renouvelable avec ou sans source d'énergie classique (exemple: générateur diesel). Au cours des dernières années, plusieurs formes d'énergie renouvelable sont utilisées dans les systèmes hybrides.

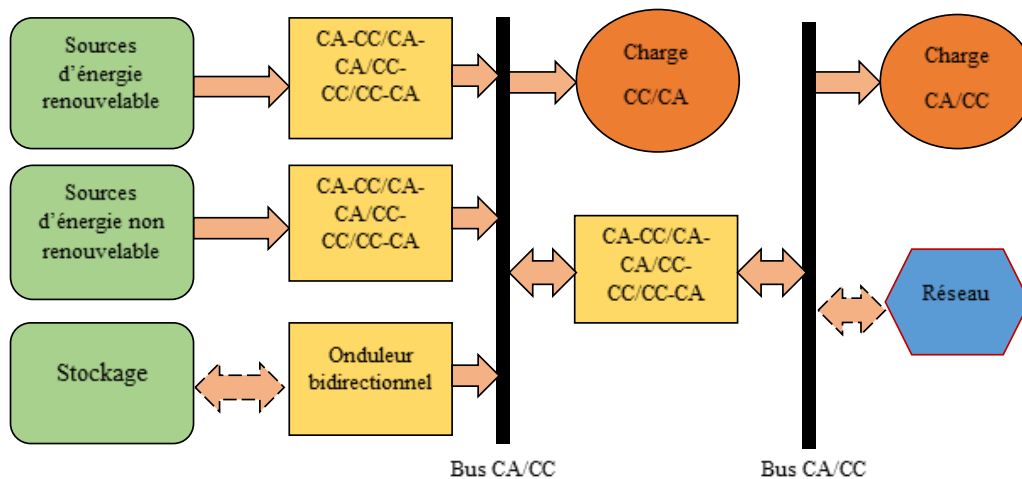
Ces sources d'énergie, sont largement utilisées pour fournir de l'énergie électrique aux consommateurs dans des régions éloignées. Elles ont des caractéristiques de production différentes tels que les changements de débit d'eau dans la rivière en fonction des saisons, l'irradiation solaire qui est supérieure en été qu'en hiver et plus élevée pendant la journée et nul dans la nuit. De même la vitesse du vent qui est élevée en été, etc. Voilà pourquoi ils sont généralement utilisés dans des configurations de systèmes hybrides. De tels systèmes peuvent varier de petits systèmes capables de fournir une puissance pour une maison à de grands systèmes qui peuvent alimenter un village ou une île.

Les systèmes hybrides sont pensés pour fournir de l'énergie à un grand nombre de collectivités éloignées. En particulier, dans les pays en développement où le raccordement au réseau national n'est économiquement et techniquement pas viable. Les avantages des systèmes hybrides sont les suivantes:

- c) Deux ou plusieurs sources d'énergies renouvelables peuvent être intégrées dans un système, basé sur leurs potentiels locaux.
- d) Pas d'émission de gaz à effet de serre n'est produite par les énergies renouvelables d'un système hybride.
- e) Modulaire, facile à installer et la majorité des cas, n'a pas besoin de conception pour l'usage domestique.
- f) Les Systèmes hybrides sont moins chers que les grands systèmes et moins complexes que les systèmes nucléaires.
- g) Le Système hybride est le mieux adapté pour l'électrification hors réseau.
- h) La source pour le système hybride est abondante, gratuite et inépuisable donc l'énergie électrique produite par ces systèmes est indépendante du prix du carburant.

L'augmentation de la production décentralisée (mini-réseaux, etc.) a un impact positif sur les réductions de prix dans les technologies de l'énergie solaire, éolien et des onduleurs. Ils peuvent être classés en deux types : connecté ou non-connectés au réseau électrique (Figure 20) [130].

Figure 20. Configurations d'un système hybride



Presque tous les systèmes d'alimentation qui sont conçus et optimisés pour répondre à la demande de puissance de zones éloignées sont des systèmes d'énergie non connectés au réseau (système autonome). Les systèmes autonomes varient considérablement en taille selon leurs applications.

Un système connecté au réseau (typiquement le réseau d'électricité publique) peut injecter ou s'alimenter en énergie directement dans le réseau. Ces opérations nécessitent la transformation de courant continu en courant alternatif et vice versa par un convertisseur (aussi appelé onduleur interactif).

Afin de sélectionner correctement les composants et sous-systèmes pour le dimensionnement optimal de l'ensemble du système, la première étape est la modélisation des composants individuels (paragraphe précédents). Le processus de modélisation permet d'identifier et d'aider à connaître les caractéristiques des composants pour soutenir la prise de décision. Les détails de la modélisation se reflètent par la prédiction correcte de la performance. La précision des modèles des composants individuels donne le degré d'exactitude de l'ensemble du système.

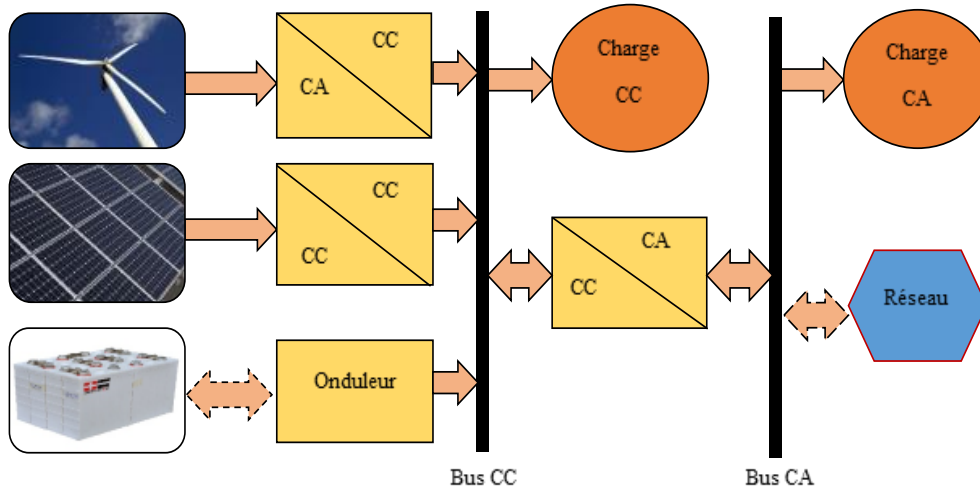
Avec les modèles des composants, une compréhension des conditions météorologiques locales et les courbes de charge sont très importante pour le dimensionnement optimal du système hybride. Cependant il est trop complexe ou demande beaucoup de temps pour concevoir un modèle parfait. Un modèle suffisamment approprié devra faire le compromis entre la complexité et la précision.

L'énergie produite par un système hybride à l'instant t , est la somme des énergies produites par tous ses sources.

2.5.1. Modélisation et gestion d'un système hybride photovoltaïque/éolienne

Un schéma de base d'un système de production hybride photovoltaïque/éolienne avec batterie de stockage est présenté dans la [Figure 21](#).

Figure 21. Configuration d'un système photovoltaïque/Eolienne

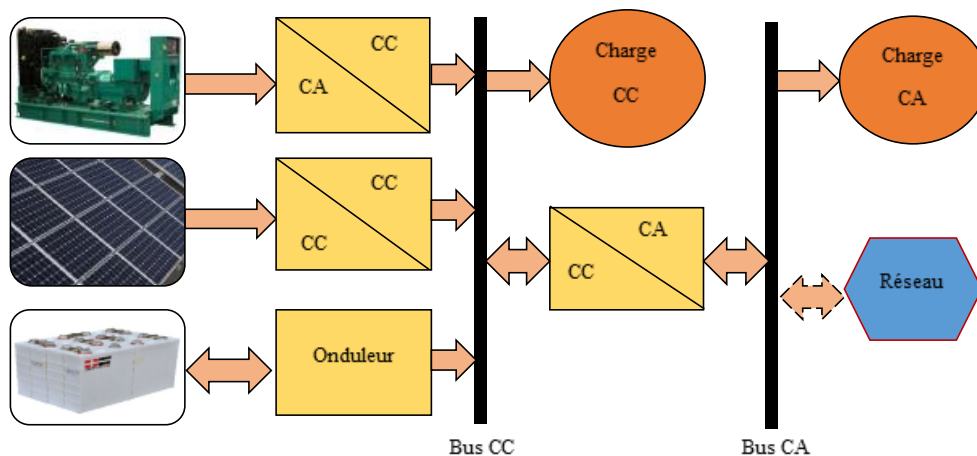


Le système se compose de modules photovoltaïques, éoliennes, batteries, des convertisseurs CC/CA et CA/CC qui sont en mesure de répondre à la demande de pointe de consommation de la charge ou d'injecter la production dans le réseau de distribution. Il est composé aussi d'onduleur bidirectionnel pour alimenter les batteries à la tension appropriée. Ici, les sources solaires et éoliennes sont les principales sources d'énergie, et la batterie se charge lorsque la puissance générée est excédentaire. Et lorsque la demande de puissance est plus que la production instantanée, la batterie se décharge pour répondre à la demande de la charge.

2.5.2. Modélisation et gestion d'un système hybride photovoltaïque/diesel

Un système hybride typique photovoltaïque/diesel est généralement composée de panneau photovoltaïque, un régulateur de charge, des batteries, onduleur, générateur diesel, et un système de pilotage (Figure 22).

Figure 22. Configuration d'un système PV/Diesel



Habituellement, le photovoltaïque est considéré comme la principale source avec les batteries. Et le générateur diesel est exploité les moments de déficit comme source d'énergie de secours. Lorsqu'il n'y a plus de puissance produite instantanément par le(s) panneau(x) photovoltaïque(s) suffisante pour couvrir la demande et que la(es) batterie(s) sont complètement déchargées, la demande sera satisfaite par le générateur diesel. Sa puissance doit être au moins égale à la charge maximale de pointe de la courbe de charge journalière.

L'avantage de ce type de système hybride est qu'il offre une plus grande fiabilité du système et réduit le coût de l'énergie produite par le système. La simplicité du système et la maintenance moindre nécessaire pour les systèmes photovoltaïques sont ses principaux avantages. Le stockage de la batterie augmente la flexibilité de contrôle du système et ajoute à l'ensemble du système une disponibilité. Ces systèmes d'énergie ont de bonnes perspectives et de nombreuses possibilités dans les zones chaudes. Cependant, l'intermittence des systèmes photovoltaïques représente l'inconvénient majeur de ces systèmes. D'autre part, des générateurs diesel sont généralement peu coûteux à l'achat, mais sont relativement coûteux à entretenir et à exploiter en particulier à régime faible. En utilisant le générateur diesel avec un système photovoltaïque/batterie, on recouvre le problème de l'intermittence des systèmes photovoltaïques et réduit l'utilisation du générateur diesel en même temps. De nombreux chercheurs indiquent que les systèmes hybrides photovoltaïque/diesel/batteries sont des sources d'énergie fiables et représentent un compromis économiquement acceptable entre le coût élevé de système photovoltaïque autonome et celle de l'exploitation et de la maintenance (E&M) avec le coût du carburant des générateurs. Ce type de système d'énergie est connu comme l'une des solutions rentables pour répondre aux besoins énergétiques des régions éloignées.

3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une étude de l'art et fait la comparaison des outils et méthodes utilisées pour l'élaboration des formules mathématiques nécessaires pour la modélisation des composants d'un système hybride photovoltaïque/diesel ou photovoltaïque/éolienne. A savoir, le système éolien, photovoltaïque et de stockage. Nous avons aussi décrit brièvement les formules mathématiques nécessaires la modélisation d'un générateur diesel. Nous avons finalement opté pour le modèle basé sur l'interpolation cubique pour le système éolienne et le modèle basé sur l'équation de la puissance de sortie du module photovoltaïque, qui dépend de son efficacité, de sa surface et de l'intensité du rayonnement solaire. Ces considérations seront mises en application dans les études développées dans le [chapitre IV](#).

Les formules mathématiques étant établies; l'étape suivante dans la modélisation est la recherche des différents critères pour évaluer la performance et la fiabilité du modèle. C'est ce que nous allons développer au chapitre suivant.

Certains de ces critères peuvent être considérés comme les contraintes du modèle. Comme c'est le cas dans les [études n°1 et 2](#) du [chapitre IV](#).

III. Critères d'évaluation et de dimensionnement d'un système hybride

1. Introduction

La nécessité de réduire le réchauffement climatique et la diminution inéluctable des ressources d'énergie conventionnelles ont encouragé de nombreux pays à instaurer de nouvelles politiques énergétiques qui favorisent l'usage d'énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire. Ces dernières offrent de nombreux avantages, notamment en termes de respect de l'environnement et du potentiel de croissance. En revanche, elles posent de sérieux problèmes, notamment en termes de coûts et de continuité de service (intermittence).

La combinaison de deux ou plusieurs sources d'énergie pour former un système multi-source (hybrides) permet de transcender ces problèmes en fournissant une électricité économique et fiable tout en satisfaisant les exigences écologiques.

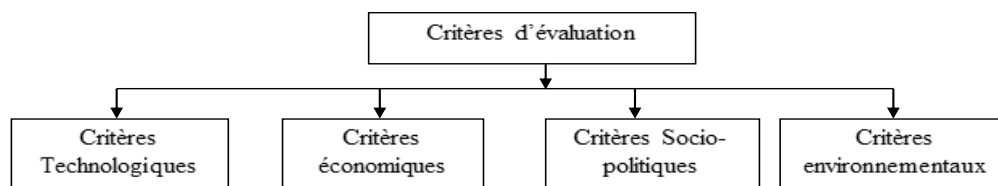
La préoccupation majeure dans la conception de tels systèmes est la sélection précise (dimensionnement optimal) de leurs composants. Le but étant de minimiser le coût de production d'électricité (€ ou \$/kWh) ainsi que le recours au réseau national et/ou aux sources d'énergie conventionnelle, tout en assurant une continuité service optimale (fiabilité).

La sélection des critères d'évaluation constitue un élément important pour la conception d'un système multi-sources pour une localité donnée. De nombreux travaux ont traité ce sujet, tels que:

- Beceali et al. qui ont utilisé ELECTRE [131] pour évaluer un plan d'action visant à diffuser les technologies des énergies renouvelables au niveau régional.
- Goletsis et al. [132] qui ont exploré une approche de la planification énergétique pour le classement des projets.
- Topcu et Uengin [133] qui ont analysé les alternatives énergétiques possibles en fonction de leurs aspects, physiques, environnementaux, économiques, politiques et d'autres aspects incontrôlables.
- Ribeiro et al. [134] qui ont développé un outil d'analyse de décision multicritères (MCDA) pour permettre le classement des différents scénarios reposant sur leurs performances sur la base de 13 critères couvrant l'économie, le marché du travail, la qualité de vie des populations locales, les techniques et les questions environnementales.

La [Figure 23](#) présente divers critères de conception et d'évaluation des systèmes multi-sources (facteurs technologiques, économiques, socio-politiques et environnementaux). Certains de ces critères sont largement explicités grâce aux formulations mathématiques données dans les paragraphes suivants.

Figure 23. Critères de conception et d'évaluation d'un système hybride



Rubio et al. [135] ont expliqué divers paramètres ainsi que d'autres qui peuvent être considérés lors du dimensionnement d'un système d'énergie hybride.

La question de l'efficacité économique est une préoccupation majeure lors de la planification des projets d'énergie renouvelable. Une faible efficacité économique est l'un des principaux arguments avancés contre les sources d'énergie renouvelables. Une solution avec les meilleurs avantages économiques est généralement celle qui est réalisée. Les aspects techniques ou écologiques sont souvent considérés d'importance secondaire.

Les composants d'un système multi-sources sont soumis à :

- La minimisation du coût de production d'électricité,
- L'Assurance de la desserte de la charge selon un certains critères de fiabilité, et à
- La minimisation de l'énergie achetée au réseau (pour les systèmes connectés au réseau)

Pour atteindre ces objectifs, l'utilisateur doit disposer de données sur la demande de charge, les ressources solaires et éoliennes sur plusieurs années, ainsi que des données économiques et techniques [136].

Nous nous intéresserons dans ce chapitre des étapes nécessaires à l'évaluation et au dimensionnement optimal d'un système hybride, qui sont :

- 1) La fourniture des données météorologiques, des données sur la demande de charge électrique et du système.
- 2) L'élaboration des équations mathématiques avec les conditions de fiabilité et de coût.
- 3) L'utilisation des méthodes d'optimisation répondant aux critères de configuration du système.

A la fin de ce chapitre, nous décrirons les différentes stratégies de gestion de la puissance produite, utilisées pour une efficacité énergétique.

2. Etapes nécessaires pour le dimensionnement optimal d'un système multi-sources

2.1. Caractéristiques météorologiques

L'analyse préalable des caractéristiques météorologiques du site d'implantation du projet est indispensable pour le processus d'optimisation. Les données sur les ressources solaires et éoliennes mesurées constituent les principales entrées pour l'optimisation des systèmes multi-sources à base de ces deux sources. La série temporelle des données météorologiques mesurées directement sur le site d'implantation en minutes ou en heures voire en jours est nécessaire. En cas d'absence de ces données, il est possible de recourir aux données satellitaires réelles ou estimées. Ce dernier cas peut souffrir de manque de précision [137] [138].

2.2. Profil de la demande

La détermination du profil électrique de la demande de la charge est l'une des étapes nécessaires à la conception, la planification et l'optimisation d'un système multi-sources.

Il est difficile de trouver et ensuite d'analyser la demande réelle de la charge avec toutes les fluctuations instantanées.

Les moyennes horaires ou quotidiennes de la demande de la charge sont généralement utilisées. En effet, il est matériellement difficile d'avoir un vrai profil des variations réelles de la charge sur toutes les saisons. Ceci doit être fait avec beaucoup de soin, car toute erreur d'estimation conduit inéluctablement soit à sur-dimensionner le système, soit à le sous-dimensionner [139].

2.3. Configuration du système

Après les études de pré faisabilité sur la base de données météorologiques (par exemple la vitesse du vent, l'irradiation solaire et température) et de la demande de la charge, un meilleur dimensionnement des composants peut être fait. Mais ce processus de dimensionnement doit être entrepris en fonction de la nature des composants, par exemple si le lieu de l'étude a un bon potentiel solaire que le vent, le système hybride doit être configuré avec une part maximale du système photovoltaïque et une part minimale du système éolien.

2.4. Résultats d'optimisation

Les résultats d'optimisation doivent être suffisamment précis pour éviter le surplus de puissance ou le déficit. La production d'électricité à partir d'un système multi-sources est certes un processus fortement dépendant du site d'implantation du projet, mais il est toujours possible d'extrapoler les résultats d'optimisation pour d'autres sites plus ou moins limitrophes.

2.5. Critères pour l'optimisation du système multi-sources

Un système multi-sources doit être conçu de façon optimale pour fournir de manière fiable et durable la puissance demandée en fonction du diagramme de charge imposé. La configuration optimale du système multi-sources doit satisfaire les exigences de fiabilité et de coût global [140]. Afin d'illustrer ces propos, prenons l'exemple d'un système hybride photovoltaïque/éolienne suivant:

- L'énergie totale générée par le vent et les systèmes PV est exprimée comme suit

$$P_{total} = P_W + P_{PV} \quad (1)$$

- Trois différentes situations peuvent se produire en fonction de la demande de charge et de la puissance totale produite :

Si
$$P_{total} = P_{charge} \quad (2)$$

Dans ce cas, l'énergie totale générée satisfait la demande de charge, donc il n'y a pas d'excès et de déficit en puissance.

$$\text{Si} \quad P_{total} < P_{charge} \quad (3)$$

L'énergie totale générée est inférieure à la demande de charge, donc il y aura un déficit en puissance et un système de secours ou de stockage (batterie) devra alimenter la charge.

$$\text{Si} \quad P_{total} > P_{charge} \quad (4)$$

L'énergie totale générée est supérieure à la demande, donc une énergie excédentaire est générée. Ceci permet soit de charger la batterie ou d'alimenter le réseau, si le système y est connecté.

La combinaison optimale d'un système hybride photovoltaïque/éolienne peut faire le meilleur compromis avec le coût de ses composants. L'approche économique vise à minimiser les coûts des composants individuels comme le système photovoltaïque, batterie, système éolien, etc.

3. Elaboration des équations mathématiques des critères de fiabilité et de coût

3.1. Critères économiques

L'analyse des coûts est importante pour l'optimisation du système multi-sources. Le but des calculs économiques est de trouver la configuration idéale parmi les différentes solutions possibles qui fournit, à moindre coût, le type d'énergie désirée. Différentes variantes doivent être analysées et comparées les unes aux autres. En outre, les systèmes d'énergie renouvelables sont généralement comparés aux systèmes conventionnels, bien que beaucoup de ces comparaisons ne tiennent pas compte de tous les avantages et les coûts pour l'économie nationale ou mondiale.

Le résultat des calculs économiques est le coût d'une unité d'énergie. Pour les systèmes de production d'électricité les coûts sont liés à un kilowattheure d'électricité. Pour estimer le coût final, il faut intégrer tous les coûts élémentaires tels que les coûts d'installation, de fonctionnement et d'entretien ainsi que le coût de démantèlement du système, ramenés à la quantité d'énergie produite (kilowattheures générés) pendant la durée de vie du système.

Pour l'estimation des coûts, de nombreuses hypothèses sur les évolutions futures doivent être prises. Dans de nombreux cas, la réalité est différente des prédictions, ce qui peut modifier de manière significative les coûts réels. In fine, ce sont souvent les contribuables qui payent pour ces erreurs de calcul. Parfois, il arrive même que certains coûts soient exclus des calculs économiques, afin que le système apparaisse rentable.

Lorsque l'on compare les coûts, les prix à partir de dates différentes sont souvent donnés (par exemple sur la durée de vie du système). Dans ce cas, l'inflation doit être considérée.

Par conséquent, il est nécessaire d'indiquer toujours l'année de référence pour l'estimation des coûts et le prix (par exemple € 2016/kWh). L'évolution des prix peut varier selon les pays. Outre l'augmentation générale des prix, les prix des ressources énergétiques conventionnelles peuvent varier de manière significative, comme cela s'est passé lors des chocs pétroliers des années 1970. Par conséquent, le calcul des coûts pour les systèmes d'énergies conventionnelles ont des incertitudes relativement élevées et des risques économiques élevés, qui sont souvent ignorés. Or, tant que les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne sont libres, aucun changement dans les prix du carburant ne peut affecter les coûts de ces systèmes d'énergie renouvelable. Ce qui constitue un avantage considérable pour eux. Par ailleurs, dans les calculs économiques classiques l'investisseur attend un paiement d'intérêts de son capital investi. Le taux d'intérêt dépend principalement du risque, suivi par d'autres facteurs.

3.1.1. Les flux de trésorerie

Les flux de trésorerie sont une partie intégrante de la plupart des analyses et sont nécessaires pour calculer les paramètres économiques décrits plus loin dans ce chapitre. Il est difficile de définir explicitement un flux de trésorerie parce que le type de flux utilisé pour une analyse varie, selon la nature de l'analyse effectuée (e.g. flux de trésorerie après impôts, flux de trésorerie avant impôt, flux de trésorerie supplémentaires, etc.) [141].

3.1.2. Taux d'inflation

C'est la hausse du niveau des prix causée par une augmentation de la monnaie et du crédit disponibles sans une augmentation proportionnelle des biens et des services de qualité égale disponibles. L'inflation est normalement exprimée en termes de variation annuelle en pourcentage

Les coûts et les revenus peuvent être exprimés soit en dollars «courants» soit en «dollars constants». Les flux de trésorerie réels observés sur le marché sont appelés flux de trésorerie en dollar courant. Ils représentent le nombre réel de dollars requis dans l'année que le coût est engagé. Les flux de trésorerie en dollars courants vont changer au fil du temps en raison de l'inflation (ou déflation). Les flux de trésorerie en dollars constant (\bar{F}_n) représentent le nombre de dollars qui auraient été nécessaires si le coût a été payé dans l'année de base (n). Les flux de trésorerie en dollars courants dans l'année m (F_m) peuvent être transformés en dollars constants des flux de trésorerie dans n'importe quelle année n (\bar{F}_n) en supprimant l'effet de l'inflation (e) [142]:

$$\bar{F}_n = \frac{F_m}{(1+e)^{m-n}} \quad (5)$$

Cette formule suppose un taux constant d'inflation au cours des années $m-n$. L'année de base est définie comme étant l'année autour de laquelle l'analyse est structurée. Dans l'année de base, les flux de trésorerie en dollars constants et courants sont les mêmes :

$$\overline{F}_n = F_n = \frac{F_n}{(1+e)^{n-n}} \quad (6)$$

3.1.3. Points de temps et les périodes

Les points de temps et les périodes sont des facteurs cruciaux dans une analyse. Les points de temps, considérés comme essentiels à une analyse comprennent l'année de référence, l'année du dollar, et l'année d'investissement. Ceux-ci sont importants surtout du point de vue de l'information [143] [144].

- Année de référence/année zéro - année à laquelle tous les flux de trésorerie sont convertis.
- Année du dollar - année à laquelle les résultats de l'année de référence sont convertis et rapportés (peut-être à des fins de comparaison avec les autres années).
- Année d'investissement - année où l'investissement réel se produit.

Les périodes de temps importantes pour l'analyste comprennent la durée de vie utile de l'investissement, la période d'analyse, la période d'amortissement, la période de financement, et la période de nivellement [143] [144].

- Durée de vie utile de l'investissement - estimation de la durée de vie utile d'un investissement particulier.
- Période d'analyse - période de temps pendant laquelle une évaluation est effectuée.
- Période d'amortissement - période de temps pendant laquelle un investissement est amorti (généralement à des fins fiscales).
- Période de financement - période de temps pendant laquelle le financement d'un investissement est structuré (par exemple, un prêt est amorti sur 30 ans).
- Période de nivellement - période de temps utilisé lors du calcul d'un flux de trésorerie nivelée.

3.1.4. Taux d'actualisation

La valeur du temps est le prix mis sur le temps que l'investisseur attend un retour sur un investissement. Un dollar reçu aujourd'hui vaut plus qu'un dollar reçu demain parce que le dollar d'aujourd'hui peut être investi pour gagner de l'intérêt immédiatement. A l'inverse, un dollar reçu demain vaut moins qu'un dollar reçu aujourd'hui parce que la possibilité de gagner de l'intérêt sur le dollar est perdu. Le taux d'actualisation joue en tant que mesure de cette valeur de temps et est centrale au calcul de la valeur actuelle. Les taux d'actualisation sont souvent utilisés pour évaluer le risque inhérent à un investissement. En tant que tel, le choix d'un taux d'actualisation est important pour toute une analyse économique.

Les analyses peuvent être effectuées en utilisant les flux de trésorerie en dollars actuels ou constants, mais il est important de rester cohérent tout au long de l'étude. Les taux d'actualisation réels et les flux de trésorerie en dollars constants excluent l'inflation, alors que les taux d'actualisation nominaux et en dollars courants comprennent les effets

inflationnistes. Une analyse en dollar courant nécessite l'utilisation d'un taux d'actualisation nominal, et une analyse en dollar constant nécessite l'utilisation d'un taux d'actualisation réel. Les taux d'actualisation peuvent être convertis du réel au nominale, et vice versa, avec la formule suivante [145]:

$$\begin{aligned}(1 + d_n) &= (1 + d_r)(1 + e) \\ d_n &= [(1 + d_r)(1 + e)] - 1 \\ d_r &= [(1 + d_n)/(1 + e)] - 1\end{aligned}\tag{7}$$

Où :

d_n = taux d'actualisation nominale

d_r : taux d'actualisation en l'absence d'inflation (réel)

e = taux d'inflation.

Les taux d'actualisation sont parfois ajustés pour tenir compte du risque.

3.1.5. Valeur actuelle

La valeur actuelle représente la valeur économique du projet aujourd'hui. L'analyse de la valeur actuelle est utilisée pour calculer la valeur d'aujourd'hui, d'une transaction qui se produira à l'avenir en tenant compte de l'évolution des évaluations en dollars. En d'autres termes, la valeur actuelle est une mesure de la valeur d'aujourd'hui des revenus ou des coûts à encourir dans le futur. Parce que la valeur actuelle est fondamentale, il est important de comprendre les enjeux entourant ses composants et ce qui est pris dans l'analyse de la valeur actuelle [146] [147].

La valeur actuelle d'un dollar reçu ou payé à l'avenir peut être calculée en multipliant le futur flux de trésorerie par un facteur d'actualisation de valeur actuelle, utilisé pour actualiser les flux monétaires futurs vers le présent. Les formules pour la valeur actuelle et le facteur d'intérêt de la valeur actuelle sont les suivantes [148].

$$VA = IF_n \times F_n \text{ et } IF_n = \frac{1}{(1 + d)^n}\tag{8}$$

Où

VA = valeur actuelle

IF_n = facteur d'intérêt de la valeur actuelle

d = taux d'actualisation annuel. "

F_n = flux de trésorerie de n années dans le futur

Par conséquent :

$$VA = IF_n \times F_n = \frac{F_n}{(1 + d)^n}\tag{9}$$

La même formule de base peut être utilisée pour évaluer les flux de trésorerie dans une période future ou de présent à un moment donné dans l'avenir. Dans ce dernier cas, la

valeur actuelle est une somme de la valeur actuelle des flux de trésorerie de chaque année future, à savoir [149]:

$$VA = \sum_{n=1}^N IF_n \times F_n \quad (10)$$

Ce calcul est nécessaire lorsque chaque flux de trésorerie future est inégal ou diffère en montant. Mais quand les flux de trésorerie futurs sont fixés en taille et se produisent régulièrement sur un certain nombre de périodes, la situation est connue comme une rente. Pour une rente, la formule de base peut être utilisée pour calculer la valeur actuelle. La formule pour calculer la valeur actuelle d'une rente est [150]:

$$VA = F \times \frac{(1+d)^N - 1}{d(1+d)^N} \quad (11)$$

Où

VA = valeur actuelle

F = flux de trésorerie dans chacune des N années à venir

d = taux d'actualisation annuel.

3.1.6. Valeur annuelle nette

La VAN d'un projet est la somme de la valeur actuelle de l'ensemble de ses flux de trésorerie, les entrées et sorties, actualisées à un taux compatible avec le risque du projet.

La valeur actuelle nette (VAN) d'un projet est une façon d'examiner les coûts (sorties de trésorerie) et les recettes (entrées de trésorerie) ensemble. Une analyse de la VAN peut être composée de nombreux flux de coûts et de revenus différents. L'analyste doit connaître la forme des différents courants (dollars courants ou constants), ainsi un taux d'actualisation correct peut être utilisé pour l'analyse de la valeur actuelle. Alternativement, les flux de trésorerie peuvent être ajustés pour tenir compte de la forme du taux d'actualisation

L'analyse du VAN est recommandée lors de l'évaluation des caractéristiques d'investissement et des décisions comme les coûts de projets exclusifs et sociaux. Avec des projets mutuellement exclusifs, la VAN ne manque pas de reconnaître la différence dans la taille des alternatives d'investissement (à savoir, un gros investissement permet à l'investisseur d'investir davantage à un retour favorable). Pour les coûts sociaux, la VAN est non seulement acceptable, mais est couramment utilisé lors de l'évaluation des investissements dans une perspective sociétale. Il est également recommandé que la VAN soit utilisé dans la plupart des autres évaluations et, en particulier comme mesure secondaire pour vérifier la validité de toute mesure primaire. La formule pour la VAN peut être exprimée comme suit [151]:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+d)^N} \quad (12)$$

Où

VAN = valeur actuelle nette

F_n = le flux de trésorerie net de l'année n

N = période d'analyse

d = taux d'actualisation annuel

3.1.7. Impôts et redevances

Les impôts représentent des coûts supplémentaires qui ne sont pas différents, par exemple, des coûts de la main-d'œuvre et des matériaux. Toutes les taxes pertinentes devraient être incluses dans une analyse économique. L'analyse la plus complète d'un investissement dans une technologie ou un projet nécessite l'analyse, pour chaque année de la vie de l'investissement, des coûts pertinents, incluant les taxes.

Un flux de trésorerie après impôts doit comptabiliser les impôts sur le revenu de l'État (si l'impôt sur le revenu de l'État est applicable). Dans la plupart des cas, les analyses sont fondées sur les flux de trésorerie après impôts. Comme le souligne Stermole [144], les effets de la taxe sur le revenu peut varier considérablement d'une alternative à l'autre, il est donc généralement impératif de comparer le rapport des économies relatives des alternatives d'investissement sur une base d'après impôt pour avoir une analyse économique valide.

3.1.8. Coût total du cycle de vie

Le CTCV est le coût total encouru par l'achat d'équipement et de maintenance sur sa durée de vie utile en considérant l'influence de l'augmentation des coûts sur l'entretien annuel et les coûts de fonctionnement.

L'analyse du coût total du cycle de vie (CTCV) est utilisée pour évaluer les différences dans les coûts et le calendrier des coûts entre projets alternatifs.

L'analyse du CTCV est composée de nombreux coûts différents, et, comme l'analyse du VAN, l'analyste doit savoir la forme des flux de trésorerie (dollars courants ou constants), de sorte qu'un taux d'actualisation correct soit appliqué. Si les flux de trésorerie ne sont pas actualisés en utilisant les taux appropriés, l'analyse sera viciée.

Les analyses associées au secteur gouvernemental, organismes sans but lucratif, ou le secteur résidentiel propriétaire-occupant n'ont pas besoin d'inclure les impôts parce que les organismes gouvernementaux et sans but lucratif ne paient pas d'impôts sur le revenu et les clients résidentiels font des investissements pour le service que ces investissements leur fournissent, pas pour générer des bénéfices imposables (sauf si financé par prêt hypothécaire ou financement domiciliaire). Normalement, les analyses associées à l'un des groupes mentionnés ci-dessus comprendront le coût de cycle de vie, alors que le secteur privé sera plus préoccupé par la VAN d'un investissement particulier. La formule de calcul CTCV est la suivante [152]:

$$CTCV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n} \quad (13)$$

Où

CTCV = valeur actuelle du CTCV

N = période d'analyse

d = taux d'actualisation annuel.

C_n = coût dans la période n : les coûts d'investissement comprennent les frais de financement, le cas échéant ; la valeur de recouvrement prévue; coûts de fonctionnement et maintenance (E&M) non combustibles et de réparation; les coûts de remplacement ; et les coûts de l'énergie.

Dans la mesure où les coûts associés à la plupart des technologies de conservation et de l'énergie renouvelable peuvent être classés comme coûts d'investissement ou les coûts d'E & M (pour inclure le carburant), la formule de CTCV pour une organisation à but non lucratif peut être exprimée sous la forme:

$$CTCV = I + PVOM \quad \text{avec} \quad PVOM = \sum_{n=1}^N \frac{E \& M}{(1+d)^n} \quad (14)$$

Nous avons fait recours à ce paramètre comme fonction objective, afin d'évaluer la meilleure configuration du système dans nos études présentés dans [chapitre IV](#), pour évaluer la pertinence des configurations des modèles. Il est souvent considéré comme l'opposé de la VAN.

3.1.9. Coût moyen actualisé de l'énergie

Le coût moyen actualisé de l'énergie (CAE) permet de comparer des technologies alternatives lorsqu'il y a différentes échelles d'exploitation, différents investissements et périodes d'exploitation, ou lorsque les deux existent. Par exemple, le CAE pourrait être utilisé pour comparer le coût de l'énergie générée par une ressource renouvelable avec une source conventionnelle. Nous utiliserons ce paramètre pour comparer les différentes configurations du système de l'étude n°2 du [chapitre IV](#).

Le CAE peut être calculée selon la formule suivante [150] :

$$CAE = \frac{CTCV}{E} (FRCU) \quad (17)$$

CTCV=coût total du cycle de vie

E = production annuelle d'énergie

FRCU = le facteur de recouvrement du capital uniforme, qui est égal à [150] :

$$\frac{d(1+d)^N}{(1+d)^N - 1} \quad (18)$$

Une méthodologie de raccourci pour l'estimation de la CAE avant impôt sur les revenus peut être utilisée. Cela exige que les hypothèses selon lesquelles le projet a non seulement

une sortie constante, mais aussi des coûts sur l'E&M constants et aucun financement. Si ces hypothèses peuvent être faites, le raccourci peut être utilisé avec l'application de la formule suivante:

$$CAE = \frac{I \times TCF}{E} + \frac{E \& M}{E} \quad (19)$$

Où

CAE = coût moyen actualisé de l'énergie

I = investissement initial

TCF = taux de charge fixe, dans ce cas, les revenus avant impôt requis

E = production annuelle

E&M = Les coûts annuels d'E & M et de carburant pour le système.

3.1.10. Période de remboursement actualisé

La période de remboursement actualisé (PRA) est le nombre d'années nécessaires pour récupérer le coût d'un projet d'investissement tout en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

PRA peut être exprimé en ce moment-là, comme [153]:

$$\sum_n \left[\frac{\Delta I_n}{(1+d)^n} \right] \leq \sum_n \left[\frac{\Delta S_n}{(1+d)^n} \right] \quad (24)$$

Où

ΔI = coûts d'investissement supplémentaires

ΔS = net d'épargne annuelle des coûts annuels futurs

d = taux annuel d'actualisation nominal.

A savoir que ΔS est égal aux coûts supplémentaires d'énergie : opération des non combustibles incrémental, la maintenance et les coûts de réparation, les coûts de remplacement et de réparation incrémentale, moins les entrées supplémentaires.

Le PRA utilise les valeurs actuelles des changements dans les investissements et l'épargne. Ainsi, lorsqu'on tient compte de la valeur temporelle de l'argent, la période de récupération est plus longue. Comme dans toute analyse de la valeur, les flux de trésorerie ou des économies nettes en PRA peuvent se produire à d'autres moments que la fin de l'année. D'autres hypothèses telles que la mi-année, au milieu du mois ou début-du-mois des flux de trésorerie auront une incidence sur les résultats de l'analyse [154] [152].

3.1.11. Coûts pour le système photovoltaïque

La réduction des coûts pour les systèmes photovoltaïques a été près de 50% par décennie au cours des deux dernières décennies. Le prix des utilisateurs finaux pour les modules photovoltaïques simples sont maintenant en dessous de 5 €/W_c (coûts des onduleurs, structures de soutien, câbles et résultat d'installation à part). Les coûts d'investissement spécifiques diminuent avec la taille du système. Le [Tableau 3](#) montre que les modules photovoltaïques ne représentent que la moitié du coût total du système [155].

Tableau 3. Détails des coûts de système photovoltaïque connecté au réseau

Taille du système	1kW _c (%)	5 kW _c (%)
Module PV	48	55
Onduleur	13	13
Matériel d'installation	17	16
Installation (coûts de la main-d'œuvre)	15	11
Panification/documentation	7	5

La production d'un système dépend du taux d'ensoleillement de la région, où il est installé. Le coût actualisé de l'électricité peut être réduit jusqu'à 75% ou plus pour les systèmes plus larges. A nos jours, ces coûts reviennent dans la plus part des cas, plus chers que le prix de l'électricité conventionnelle. Cependant, ils demeureront relativement constants tout au long de la durée d'exploitation puisqu'aucune grande incertitude sur les prix du carburant n'existe.

Les futurs systèmes photovoltaïques permettront d'atteindre une réduction supplémentaire important des coûts en raison de l'augmentation rapide du volume de production. Depuis le milieu des années 1980, les coûts ont diminué de plus de 60%. [156]

3.1.12. Cout pour le système éolien

Les coûts d'investissement des systèmes éoliens ont également diminué au cours de ces dernières années. D'une part, les coûts pour les installations avec la même capacité ont diminué. D'autre part, la puissance nominale des éoliennes a rapidement augmenté dans le même temps. Cela réduit les frais incidents par kilowatt. Cependant, les conditions de prix varient entre les différentes conceptions de turbine.

Outre le coût pur de l'éolienne, les coûts d'investissement comprennent les coûts pour la planification, l'installation, les fondations, le raccordement au réseau et le transport. Ces frais incidents représentent en moyenne 34,5% du prix de vente de l'éolienne, mais peuvent être beaucoup plus élevé pour les petits systèmes. Les coûts d'exploitation se composent de la rente foncière, d'entretien, de réparation et d'assurance. Les coûts d'exploitation annuels sont généralement entre 2 et 3% des coûts d'investissement [157].

Ces coûts, hors retour sur investissement, sont proches des coûts des centrales électriques conventionnelles. Certains pays comme l'Allemagne et l'Espagne garantissent un paiement pour l'électricité éolienne supérieure à 0,06 €/kWh. Cela a rendu l'énergie éolienne compétitive sur de nombreux sites sans autres subventions et lancé le boom de l'énergie éolienne actuel. Cependant, des sites avec une vitesse du vent inférieure à 5 m/s à 10 m de hauteur, les éoliennes peuvent normalement être exploités économiquement qu'avec des subventions puisque le gain d'énergie annuelle diminue de manière significative. Le gain d'énergie par rapport à la puissance nominale augmente aussi avec la taille de la turbine. La grande hauteur du moyeu des grands systèmes en est la principale raison. Théoriquement, les petites turbines peuvent également être installés

avec des grandes hauteurs de moyeu, mais cela n'est généralement pas efficace économique. De plus les systèmes de grandes tailles offrent le potentiel pour une future réduction des coûts également.

3.1.13. Les coûts des systèmes énergétiques conventionnels

Les systèmes conventionnels sont souvent comparés aux systèmes d'énergies renouvelables par rapport à l'économie. Cependant, les coûts externes sont souvent exclus de cette comparaison.

Tous les systèmes d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent être comparés aux systèmes conventionnels. Souvent les systèmes photovoltaïques isolés ont besoin d'un système de secours conventionnel, autrement dit, les coûts d'investissement pour le système conventionnel doivent être payés. Cela signifie que le système d'énergie photovoltaïque peut faire économiser non seulement les coûts, mais aussi augmenter la durée de vie du système conventionnel.

Les combustibles fossiles; cependant, ne sont toujours pas stables pour les périodes de fonctionnement longues d'un système multi-sources.

Les prix pour les transporteurs d'énergie conventionnelle augmenteront à long terme en raison de la disponibilité limitée des ressources énergétiques fossiles. Les prix élevés du pétrole déjà vu dans les années 1980 pourraient se produire à nouveau dans un proche avenir. Ainsi, les systèmes d'énergie renouvelable relativement coûteux d'aujourd'hui vont soudainement être plus compétitifs.

3.1.13.1. Consommation de carburant

L'objectif de ce facteur est de réduire le montant total de la consommation d'énergie par les systèmes non renouvelables comme indiqué dans [158]:

$$FC = \sum_{t \in T} \sum_{j \in F} \omega_t b_{jt} y_{jt} \quad (25)$$

Ici ω est le facteur d'actualisation, b_{jt} est le coût du combustible importé de type j dans la période t (\$/unité) et y_{jt} est la quantité de combustibles importés de type j dans la période t (unités).

3.1.13.2. Portfolio du risque

L'objectif de ce facteur est de minimiser l'exposition à l'instabilité au prix du carburant pour l'exécution des décisions socio-politiques [159]:

$$PR = \sum_{t \in T} \left| \sum_{j \in F} \alpha_{jt} \sum_{n \in N_j} g_{nt} \right| \quad (26)$$

Où α_{jt} est le coefficient historique de la variation des prix de carburant du type j dans la période t et gn_{nt} est la production d'énergie cumulée générée par n unités non renouvelables dans la période t (MWh).

3.2. Facteurs socio-politiques

3.2.1. Les coûts externes

Les coûts de production d'électricité des systèmes énergétiques conventionnels tels que fossiles ou les centrales nucléaires sont également calculées avec les formules décrites ci-dessus. Outre les coûts d'investissement pour la centrale électrique, les coûts de carburant et les coûts d'exploitation et de maintenance, il y a d'autres coûts externes qui peuvent que partiellement être couverts ou non couverts du tout, par les exploitants des centrales.

Outre les subventions gouvernementales et la recherche financée par le gouvernement, les coûts externes comprennent principalement les coûts des dommages causés à l'environnement et la santé publique par la centrale. Le prix de l'électricité habituellement ne contient pas ces coûts externes. Cela fausse la concurrence entre les systèmes d'énergies renouvelables et conventionnelles, parce que les coûts externes des systèmes d'énergie renouvelable sont généralement beaucoup plus faibles. Cependant, l'estimation de tous les coûts externes est très difficile et souvent très controversée, car de nombreuses hypothèses doivent être faites [156].

3.2.2. Subventions dans le marché de l'énergie

Il y a beaucoup de confusion sur ce que l'on entend par une subvention à l'énergie. La définition la plus étroite et la plus souvent utilisée est un paiement en espèces directement par un gouvernement à un producteur d'énergie ou consommateur. Mais ceci est juste une possibilité pour stimuler la production ou l'utilisation d'un combustible ou forme d'énergie particulière. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) définit les subventions énergétiques comme toute action gouvernementale, qui concerne principalement le secteur de l'énergie et qui réduit le coût de la production d'énergie, réduit le prix payé par les consommateurs d'énergie ou augmente le prix reçu par les producteurs d'énergie. Dans la pratique, toutes les subventions énergétiques sont justifiées par une ou plusieurs des raisons suivantes:

- Pour protéger l'emploi dans une industrie ou un secteur indigène notamment contre la concurrence internationale ou de promouvoir la création d'emplois.
- Pour stimuler le développement économique régional ou rural.
- Pour réduire la dépendance aux importations pour des raisons de sécurité énergétique.
- Pour abaisser le coût effectif de et/ou fournir un accès à des services énergétiques modernes pour des groupes sociaux spécifiques ou des communautés rurales comme un moyen d'aide sociale.
- Pour protéger l'environnement.

Peu d'études ont tenté de quantifier les subventions dans le monde, en raison des lacunes de données et l'ampleur de l'exercice, et des études plus complètes sont maintenant un peu datées.

L'impact de la suppression des subventions à la consommation d'énergie sur l'environnement serait énorme. Elle permettrait de réduire la consommation d'énergie mondiale de 3,5 % et des émissions de dioxyde de carbone de 4,6%. De très grandes subventions existent en Russie, en Chine et en Inde. En Iran, le taux moyen de la subvention du prix du marché est d'environ 80%.

Bien que les subventions les plus élevées existent dans les pays en développement, les subventions aux combustibles fossiles dans les pays fortement industrialisés comme l'Allemagne, sont également perceptibles.

Au cours des dernières années, les subventions pour les technologies des énergies renouvelables ont été augmentées. Cependant, ils sont encore loin derrière les énormes subventions accordées aux fossiles et le secteur de l'énergie nucléaire. Les subventions élevées pour les types d'énergie conventionnelles interfèrent sérieusement avec la protection climatique et le marché pour l'introduction des énergies renouvelables.

3.2.3. Acceptabilité sociale

L'acceptabilité sociale (AS) est la résistance sociale à l'installation du projet. Dans ce contexte, l'utilisation des terres et son impact sont inclus comme critères d'évaluation de la performance sociale, afin de tenir compte du visuel, de l'effet stroboscopique, et des perturbations de l'éco- système [160]. Stigka et al. [36] ont présenté un état de l'art consacré à l'acceptation publique des énergies renouvelables comme remplacement des combustibles fossiles dans la production d'électricité.

3.2.4. Autres coûts externes

Lors de l'utilisation de l'énergie nucléaire il y a également des coûts élevés pour l'élimination des déchets radioactifs. En plus d'une grande quantité de capitaux pour l'exploitation et l'installation de possibles sites d'élimination finale il y a d'autres coûts. Les protestations contre le transport de déchets hautement radioactifs par exemple, sont à l'origine d'opérations de police coûteuses du fait du nombre de policiers nécessaires pour protéger le transport.

D'autres coûts externes sont difficiles à estimer. Ce sont les coûts des actes administratifs, les procédures d'octroi de licences et d'installation de l'infrastructure pour les centrales électriques. Le réseau de système de mesure de la radioactivité publique et la protection en cas de catastrophe publique constituent d'autres coûts externes [95].

3.3. Facteurs environnementaux

3.3.1. Les coûts des dommages environnementaux et de santé

L'estimation des coûts des dommages causés à l'environnement ou la santé publique est assez difficile et donc très controversée.

Les dommages indirects d'un accident maximal dans une centrale nucléaire d'Europe centrale seraient aux environs de 5000 milliards d'€. Ceci est beaucoup plus que ce que l'économie nationale peut gérer.

Les centrales nucléaires peuvent aussi causer des coûts dans d'autres pays. Par exemple, l'accident du réacteur de Tchernobyl a touché de nombreux pays européens, notamment, grâce à des produits agricoles contaminés par la radioactivité. Pourtant, ce n'est pas seulement les accidents de réacteurs qui causent des coûts externes; l'exploitation normale des centrales nucléaires provoque également des coûts. Les dommages corrélatifs des mines d'uranium sont énormes: le traitement de l'uranium, l'enrichissement, l'exploitation des centrales électriques, le transport et le stockage final entraîne également des coûts externes qui ne sont pas actuellement payés par les exploitants de centrales électriques.

L'utilisation des ressources énergétiques fossiles entraîne également des coûts indirects élevés qui ne sont pas couverts par le prix de l'énergie. Les dommages aux bâtiments, la destruction des forêts ou des dommages à la santé dus à la pollution de l'air ne sont que quelques exemples évidents. Les coûts des dommages à la santé tels que les maladies des voies respiratoires, les allergies ou les cancers causés par les énergies fossiles sont difficiles à estimer. Ils peuvent également être de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an.

Le coût des dommages causés par le réchauffement climatique ne peut être estimé aujourd'hui. Les compagnies d'assurance internationales affirment qu'il y avait une grande augmentation de la fréquence des catastrophes naturelles au cours des dernières décennies. Que cette augmentation a été causée par l'effet de serre anthropique, ceci ne peut être prouvé aujourd'hui avec une certitude absolue. Cependant, ces exemples indiquent que des coûts immenses peuvent résulter de l'effet de serre.

3.3.2. Fonction de l'émission

Les émissions peuvent être formulées par [161] une forme quadratique [162], additionnée d'un polynôme quadratique avec des termes exponentiels [163], ou l'ajout de termes d'équations linéaires [164] de l'énergie produite.

$$\begin{aligned}
 E_i(P_i) &= \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \\
 E_i(P_i) &= \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 + \xi_1 \exp(\lambda \times P_i) \\
 E_i(P_i) &= \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 + \xi_{1i} \exp(\lambda_1 \times P_i) + \xi_{2i} \exp(\lambda_2 \times P_i)
 \end{aligned} \tag{27}$$

Où,

α_i , β_i , γ_i , λ_1 , ξ_{1i} , ξ_{2i} , et λ_2 sont coefficients de la fonction d'émission.

3.3.3. Emission de CO₂

La quantité d'émissions de CO₂ par les unités de production devrait être réduite au minimum. Cet objectif peut être déterminé par les taux d'émission des différents types d'unités de production comme suit [158]:

$$E_i = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} E_n g n_{nt} \tag{28}$$

Où, E_n est la quantité d'émissions de CO₂ générées par une unité de type n dans la période t (tonne/MWh) gn_{nt} est la production d'énergie cumulée générée par n unités non-renouvelables dans la période t (MWh).

3.3.4. L'internalisation des coûts externes

Les considérations ci-dessus montrent clairement que les coûts externes des systèmes d'énergie renouvelable sont souvent beaucoup moins élevés que ceux des fossiles ou les centrales nucléaires. Pour remédier à ces coûts, les sources d'énergie renouvelables pourraient être utilisées pour payer les prélèvements compensatoires, qui pourraient être utilisés pour réparer les dégâts et pour convertir les sources d'énergie avec des coûts externes inférieurs.

La quantification des coûts externes et des prélèvements compensatoires n'est pas facile. D'une part, une grande partie des dommages environnementaux ne sont pas clairement attribuée à un seul pollueur et de nombreuses conséquences ne sont pas encore connues aujourd'hui. De nombreuses études sur ce sujet ont été publiées, certains d'entre eux avec des résultats très contradictoires.

Hohmeyer [165] a effectué l'un des premiers examens étendus. Outre les coûts pour les dommages quantifiables pour l'environnement, il considère les coûts d'exploitation des ressources fossiles et de l'énergie nucléaire. Puisque les ressources fossiles et l'énergie nucléaire seront consommées par quelques générations de l'humanité, les générations futures ne seront plus en mesure de les utiliser. Par conséquent, des réserves financières doivent être créées pour compenser les coûts élevés de l'énergie de l'avenir. Il a également inclus les coûts pour les biens publics, les services, les subventions et la R & D. Il a exclu les coûts de suivi psycho-sociaux des maladies et des décès et des effets indirects sur l'environnement, les coûts de suivi environnemental du cycle du combustible nucléaire, les subventions cachées et les coûts de l'effet de serre. Il a déterminé les coûts externes totaux de l'énergie nucléaire que jusqu'à 0,36 €/kW (année de référence 1982). Les coûts externes des énergies fossiles sont un peu plus bas.

Pour l'alimentation en courant électrique en Allemagne avec une combinaison de fossiles et d'énergie nucléaire, il a estimé le coût moyen compris entre 0,026 €/kWh et 0,133 €/kWh. Les opérateurs de centrales devraient payer ces frais lors de la vente d'électricité pour compenser les coûts externes. Cependant, ce serait presque le double du prix de l'électricité actuelle. Les coûts externes des énergies renouvelables sont beaucoup plus faibles. Négliger les coûts externes met les systèmes d'énergie renouvelable à une position de désavantage important. Par conséquent, les ressources énergétiques renouvelables ne sont pas utilisées d'une manière qui serait optimale pour l'économie nationale et la société en général à long terme.

Une étude datée de 2003 de la Commission européenne (CE) a estimé les coûts externes pour la production d'électricité en Europe. Les coûts externes pour les centrales fossiles sont dans la même gamme que celles de l'étude d'Hohmeyer. Cependant, les coûts externes de l'énergie nucléaire sont estimés être beaucoup plus faibles par la CE en raison de très différentes hypothèses sur les risques d'accidents et l'exploitation des ressources. Cela indique non seulement la controverse qui peut survenir lors de l'estimation des coûts

externes, mais aussi les coûts beaucoup plus bas des énergies renouvelables et les conditions de concurrence défavorables créées si les coûts externes sont négligés.

3.4. Les facteurs technologiques

3.4.1. Analyse de fiabilité

En raison de la nature imprévisible de la puissance produite par la plupart des systèmes d'énergies renouvelable, une analyse de la fiabilité joue un rôle vital pour la conception du système et le processus d'optimisation. Un système est fiable si elle est capable de fournir la puissance requise à la charge dans une période de temps spécifique. Les paramètres de performance sont utilisés pour la détermination de la fiabilité et la faisabilité et aussi pour aider le concepteur du système à concevoir un système approprié, adapté à une application donnée. Certains de ces paramètres sont décrits ci-dessous.

3.4.2. Perte de puissance d'alimentation

L'un des paramètres qui nous aide à accéder à la fiabilité du système est la probabilité de perte de puissance d'alimentation (PPPA). Il est défini comme le rapport entre le déficit d'énergie totale $DE_{deficit}$ avec la demande totale P_{load} au cours de la période considérée Δt . Il existe de nombreuses publications disponibles, dans lesquelles ils ont intégré la PPPA pour l'analyse de la fiabilité [166]. Elle est la méthode la plus largement utilisée.

$$PPPA = \frac{\sum_{t=1}^n DE_{deficit}}{\sum_{t=1}^n P_{load}(t)\Delta t} \quad (29)$$

La perte de charge (PC) est également un autre paramètre important pour l'étude. Elle est définie comme l'incapacité du système à répondre à la demande de la charge quotidienne maximale. Une PC se produit chaque fois que la charge du système dépasse la capacité de production disponible. La probabilité globale qu'il y aura une coupure (perte de puissance) est appelée probabilité de perte de charge (PPC) qui est exprimée en termes de jours par an, heures par jour ou en pourcentage de temps. Dans le cas d'un système hybride photovoltaïque/éolien avec batteries de stockage, la PPC est donnée par l'ensemble des équations suivantes [167]:

$$PPC = \frac{\sum_{t=1}^n \text{hours}(I_{supply} < I_{needed}(t))}{n} \quad (30)$$

Où

$$I_{needed}(t) = \frac{C(t) - P_w(t) - P_{PV}(t)}{V_L} \eta(I_{battery}(t))$$

Avec

$I_{needed}(t)$: courant nécessaire à la charge à l'heure t .

$I_{supply}(t)$: courant fourni par le système à l'heure t .

n : nombre d'échantillons.

V_L : tension nominale requise par le système.

$C(t)$: exigences de charge électrique à l'heure t , $P_W(t)$ est la puissance générée par l'éolienne à l'heure t .

$P_{PV}(t)$: puissance générée par les modules photovoltaïques à l'heure t .

η : efficacité de la batterie.

$I_{battery}(t)$: courant fourni par la batterie.

Si le PPC est faible, il en résulte un coût élevé du système et vice versa.

3.4.3. Facteur de perte équivalent (FPE)

Le facteur de perte équivalent (FPE) est le rapport entre la charge efficace des heures de coupure et le nombre total d'heures. Il contient les informations sur le nombre et l'ampleur des pannes. Dans les zones rurales isolées avec un système autonome, un $FPE < 0.01$ est acceptable. Les fournisseurs d'électricité visent 0.0001 dans les pays développés [168] [169].

$$FPE = \frac{1}{H} \sum_{n=1}^H \frac{E(Q(h))}{D(h)} \quad (31)$$

Où

$Q(h)$ et $D(h)$ correspondent à la quantité de charge qui n'est pas satisfaite et à la demande de puissance au $h^{ième}$ pas et H est le nombre d'incrément de temps.

3.4.4. Charge non satisfaite

La charge non satisfaite (CNS) est la charge qui ne peut être servie divisé par la charge totale d'une période de temps (normalement un an) [124] :

$$CNS = \frac{\sum_{t=1}^n P_{failure}}{\sum_{t=1}^n P_{total}} \quad (32)$$

3.4.5. Energie prévue non fourni (EPNF)

EPNF est un indice de fiabilité probabiliste; mesurant l'énergie prévue qui ne sera pas fournie en raison du dépassement de la demande de charge par rapport à la production dans le système. En fonction de la charge électrique (C) et la puissance générée par le système d'énergie (P_h), EPNF peut être calculée comme suit [170]:

$$EPNF(C, P_h) = \begin{cases} C > P_{h \max} & C - \int_{P_{h \min}}^{P_{h \max}} P_h \cdot f_{P_h}(P_h) dP_h \\ P_{h \min} \leq C \leq P_{h \max} & \int_{P_{h \min}}^C (C - P_h) \cdot f_{P_h}(P_h) dP_h \\ C < P_{h \min} & 0 \end{cases} \quad (33)$$

Où P_{hmax} est la puissance maximale générée par le système d'énergie hybride, P_{hmin} est le minimum d'énergie produite par le système d'énergie hybride et est supposée égale à 0 et $f_{ph}(P_h)$ est la fonction de la densité de probabilité de la puissance de sortie du système d'énergie.

3.4.6. La couverture de la charge

La mesure de l'ampleur de l'inadéquation entre l'offre et la demande est la couverture de la charge, CoC , à savoir le rapport entre l'énergie fournie par le convertisseur avec la demande d'énergie de la charge. Pour un système PV/éolien, elle est exprimée comme suit [171]:

$$CoC_{PV} = \frac{E_{PV}}{E} \quad (34)$$

$$CoC_W = \frac{E_W}{E} \quad (35)$$

La couverture combinée de la charge est donc

$$CoC = \frac{E_{PV} + E_W}{E} = CoC_{PV} + CoC_W \quad (36)$$

3.4.7. Niveau d'autonomie

Le niveau d'autonomie (NA) traite deux paramètres principaux à savoir le nombre total d'heures dans lequel la perte de charge (PC) se produit et le total des heures de fonctionnement. Si l'autonomie augmente, le système sera plus fiable, cependant le coût sera plus élevé [171].

$$NA = 1 - \frac{H_{PC}}{H_{total}} \quad (37)$$

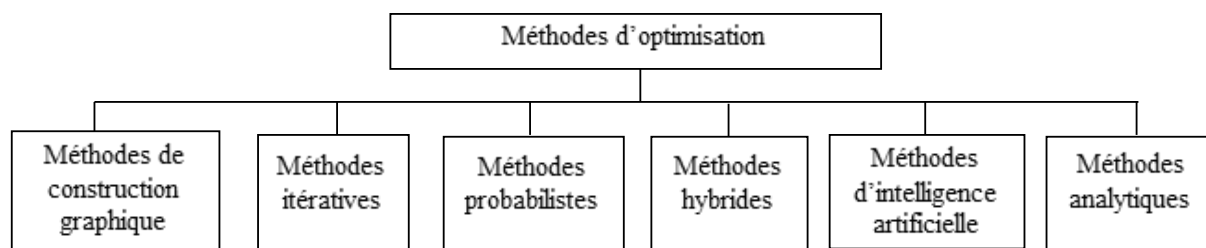
La configuration d'un système hybride optimale vise à une combinaison des types et des tailles de générateurs qui aboutira à un coût de la durée de vie et/ou d'émission moindre. Parmi toutes les configurations possibles du système, la configuration avec la "Valeur Actuelle Nette (VAN)" la plus basse est déclarée comme la «configuration optimale» ou la «conception optimale». Il existe de nombreuses approches pour fournir ces critères dites de «conception optimale».

4. Méthodes d'optimisation

De nombreux outils logiciels sont disponibles dans le commerce, lesquels peuvent être utilisés pour l'intégration du système en temps réel. Par ailleurs, plusieurs techniques d'optimisation ont également été appliquées par de nombreux chercheurs pour le dimensionnement des systèmes multi-sources à base d'énergie renouvelable (hybrides).

La manière la plus simple pour les classer pourrait être selon leur niveau de complexité (Figure 24).

Figure 24. Méthodes d'optimisation



4.1. Outils logiciels disponibles dans le commerce pour le dimensionnement du système hybride

Les programmes de simulation sont les outils les plus courants pour l'évaluation des performances des systèmes hybrides à base d'énergie renouvelable. À l'heure actuelle, il existe de nombreux programmes de logiciels qui peuvent être téléchargés à partir des sites Web de plusieurs laboratoires de recherche et des universités.

En utilisant ces programmes de simulation, la configuration optimale peut être trouvée en comparant la performance et le coût de production de l'énergie des différentes configurations du système.

Parmi les programmes de dimensionnement les plus célèbres pour les systèmes hybrides figure le logiciel HOMER développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL), aux États-Unis [172] [173].

HOMER comprend plusieurs modèles de composants d'énergie, comme l'énergie photovoltaïque (PV), éolienne, hydro, batteries, générateur diesel et autres dispositifs nécessitant du carburant, unités d'électrolyse, piles à combustible, et évalue les options appropriées en tenant compte des coûts et de la disponibilité des ressources énergétiques [174].

Le raccordement au réseau est également pris en compte dans la procédure de conception de HOMER. Le logiciel nécessite des informations initiales, y compris les ressources énergétiques, les contraintes économiques et techniques, les exigences de stockage d'énergie et les stratégies de contrôle du système. Les entrées comme le type de composant, le capital, le remplacement, les coûts d'exploitation et de maintenance, l'efficacité, la durée de vie opérationnelle, etc. sont également nécessaires [175].

HOMER a été largement utilisé dans plusieurs études de cas de système d'énergie renouvelable existant dans la littérature. Les deux types de systèmes, autonomes et raccordé aux réseaux, ont été largement étudiés. En outre, la combinaison parallèle de sources d'énergie renouvelables et les systèmes conventionnels tels que les générateurs diesel a également été examiné dans de nombreuses études [176] [177].

Plusieurs autres outils logiciels sont également disponibles pour la conception de systèmes hybrides, tels que :

- Hybrid2: " Simulation Hybrid Power System Model ", [178],
- GAMS: " The General Algebraic Modeling System, " [179],
- ORIENTE: " Optimization of Renewable Intermittent Energies with Hydrogen for Autonomous Electrification " [180],
- OptQuest [181],
- LINDO [182],
- WDILOG2 [183],
- DIRECT: " Dividing Rectangles" [184],
- DOIRES: " Determining Optimum Integration of RES (DOIRES) " [185],
- SimPhoSys: " Simulation of Photovoltaic Energy Systems " [186],
- GSPEIS: " Geo-Spatial Planner for Energy Investment Strategies" [187],
- GRHYSO: " Grid-connected Renewable Hybrid Systems Optimization" [188],
- H2RES [189].

Les conditions climatiques jouent un rôle essentiel dans la détermination de l'accessibilité et de l'étendue de l'énergie solaire et éolienne à un endroit particulier. Ces données varient constamment avec le temps. Pour utiliser les avantages des données solaires et éoliennes disponibles à un endroit précis, il est nécessaire de les caractériser d'une manière spécifique. Les données peuvent être utilisées sous forme de séries chronologiques ou statistiques. Ces derniers temps, un grand nombre de variables telles que la réduction du coût total du système, l'amélioration de la fiabilité, la réduction des émissions, etc. sont considérés lors de la conception d'un système hybride, cependant les temps de simulation augmentent énormément. Cela rend le choix d'une méthode de dimensionnement appropriée, beaucoup plus important.

3.2. Méthodes de construction graphique

Un problème avec deux variables de conception peut être résolu en observant graphiquement comment ils changent l'un par rapport à l'autre. Toutes les fonctions de contraintes sont tracées dans le même tableau. Par inspection visuelle de la région réalisable, le point optimisé sur le graphique peut être identifié après avoir dessiné les contours de la fonction objective.

Une technique de construction graphique est présentée par Markvart [190] pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque-éolienne isolé. La technique est basée sur la condition que la valeur moyenne de la demande doit être satisfaite par les valeurs moyennes des radiations solaires et la vitesse du vent pour une taille précise du générateur photovoltaïque et éolienne. Une analyse saisonnière est faite pour la variation de la demande et la disponibilité des ressources pour les générateurs pendant les mois d'hiver et d'été. Sur la base de l'analyse une courbe de dimensionnement est développée entre les différentes tailles d'éoliennes et générateurs photovoltaïques disponibles. Si les données sont recueillies pour un plus grand nombre de temps, alors une courbe plus raffinée est obtenue.

Borowy et Salameh [111] ont utilisé des données à long terme du rayonnement solaire et de la vitesse du vent enregistrées pour chaque heure de la journée pendant 30 années. La consommation d'une maison typique dans le Massachusetts a été utilisée comme charge pour le système hybride. Pour un PPPA désiré, la configuration optimale ou le nombre de

batteries et de modules photovoltaïques ont été calculé sur la base du coût minimum du système. Dans les deux techniques graphiques mentionnées ci-dessus seulement deux paramètres sont sélectionnés (soit photovoltaïque/éolienne ou batterie/photovoltaïque). Plusieurs autres facteurs tels que l'angle d'inclinaison du module photovoltaïque et le coût d'installation d'éolienne ne sont pas inclus.

3.3. Méthodes probabilistes

Dans l'approche probabiliste, le hasard est présent en fonction des données collectées ainsi les variables d'états ne sont pas décrits par des valeurs uniques, mais plutôt en utilisant l'un des outils statistiques. La taille optimale du système hybride peut être calculée sur une base horaire ou la puissance moyenne quotidienne par mois, et le jour de puissance minimum par mois.

La méthode probabiliste est l'un des méthodes les plus simples pour le dimensionnement, mais les résultats obtenus peuvent ne pas convenir pour trouver la meilleure solution possible. En général, un très petit nombre de paramètres de performances est considéré pour être optimisé dans le but de dimensionner le système. Les données comme la vitesse continue du vent, le rayonnement solaire, la température ambiante, etc., la plupart du temps sont indisponibles pour une région rurale éloignée. Ils doivent être statistiquement générés par l'insuffisance des données disponibles pour la bonne conception des systèmes hybrides pour la localité.

Karaki et al. [191] ont développé un modèle de système d'énergie renouvelable constitué de l'énergie solaire, éolienne et un système de stockage, qui prend en compte les pannes dues aux fluctuations d'énergie. Ils présentent ensuite [192], une méthode de convolution, en considérant un niveau de pénétration donné sélectionné par l'utilitaire pour la stabilité. Les coûts de production des unités diesel sont ensuite déduits de l'énergie attendue non fourni (EPNF). Karki et Billinton [193] présentent une méthode de simulation de Monte Carlo qui fournit des indicateurs objectifs pour aider les planificateurs du système à décider sur les sites d'installation appropriées, les politiques d'exploitation, et la sélection des types d'énergie, de tailles et combinaisons dans l'expansion de la capacité lors de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et éolienne dans les petits systèmes isolés. Yang et al. [194] ont optimisé diverses combinaisons de générateurs d'énergie renouvelable pour différentes valeurs de PPPA. Un système de suivi (un axe, deux axes) par rapport à l'angle d'inclinaison fixe. La performance énergétique des systèmes hybrides solaire/éolienne est étudié [195].

3.4. Méthodes Analytiques

Dans ces méthodes, les systèmes énergétiques hybrides sont représentés au moyen de modèles de calcul qui décrivent la taille du système hybride en fonction de sa faisabilité. Gupta et al. [196] présentent un algorithme qui est capable de concevoir un système efficace à moindre coût pour l'électrification d'un village tandis que le générateur diesel maintient le débit constant avec une grande efficacité en dépit de la puissance photovoltaïque fluctuante. Les méthodes analytiques nécessitent moins de temps que la simulation de Monte Carlo pour obtenir la taille requise pour une demande de charge définitive [197]. Markov et al. [198] ont utilisé la transformée de Fourier discrète pour décomposer la puissance d'équilibrage requise en différentes composantes périodiques

variant dans le temps. HOMER comme un outil de dimensionnement pour optimiser le coût actuel net est utilisé dans [199] [200]. Un examen approfondi des divers outils de simulation de calcul des systèmes hybrides est présenté dans [201] [202].

3.5. Méthodes Itératives

L'évaluation des performances des méthodes itératives pour les systèmes hybrides se fait par ces processus cursifs qui arrêtent lorsque la meilleure configuration est réalisée selon les spécifications de conception. Kaldellis et al. [203] introduisent un processus itératif pour le dimensionnement d'un système hybride constitué d'éolienne et de générateur diesel comme sources sur la base du coût total. Un modèle constitué par une éolienne et photovoltaïque a été conçu; en prenant en considération le nombre de modules et l'analyse du système dans son ensemble [204]. Nikhil et Subhakar [205] ont proposé une nouvelle méthode itérative basée sur la rétroaction adaptative d'apprentissage, qui a été adoptée pour assurer la convergence rapide de l'algorithme de simulation. La méthodologie de simulation est validée à l'aide d'un dispositif expérimental. Xu et al. [206] ont développé un algorithme adapté à la fois au système autonome et au système connectés au réseau où un filtre d'énergie est en outre appliqué pour lisser la fluctuation du courant injecté dans le réseau connecté.

3.6. Méthodes d'intelligence artificielle

L'intelligence artificielle est un terme qui dans son sens le plus large signifierait la capacité d'une machine ou artefact à effectuer les mêmes types de fonctions qui caractérisent la pensée humaine. L'algorithme génétique (AG) est une méthode d'optimisation basée sur le processus génétique des organismes biologiques [207]. En imitant ce processus, l'AG a la capacité de fournir des solutions à des problèmes complexes du monde réel. Le concept de l'AG a d'abord été proposé par Holland [208], puis largement utilisé dans de nombreux types d'applications. Les données d'entrée de la méthodologie basée sur l'AG peuvent être les conditions météorologiques et les prix unitaires des composants projetés pour le système hybride, y compris les coûts d'installation et de maintenance. Certaines contraintes peuvent également être ajoutées à l'algorithme. Exemple, le nombre maximal de panneaux photovoltaïques sur un toit du bâtiment qui est limité par la zone de toit, le nombre d'éoliennes installées sur des terres spécifiques limitées par la superficie des terres, etc. De nombreuses contraintes différentes peuvent être définies selon le type d'application. Koutoulis et al. [209] utilisent un algorithme génétique pour déterminer le coût de l'énergie de l'ensemble du système et l'ont vérifié par l'utilisation de systèmes hybrides photovoltaïque/éolienne. Ils ont conclu que le système hybride présente un plus faible coût par rapport aux cas où les sources éolienne ou PV sont utilisés chacune, exclusivement. Le recuit simulé est une technique d'optimisation générale pour résoudre des problèmes d'optimisation combinatoire qui a été introduite par Kirkpatrick et al. [210]. Un solide dans un bain thermique est chauffé en augmentant la température du bain thermique, puis refroidi en abaissant lentement la température du bain thermique dans le procédé de recuit.

Ekren et al. [211] ont utilisé le recuit simulé dans le logiciel ARENA12.0. La performance du point optimal du système hybride a été obtenue en tenant compte de la probabilité de perte de charge et l'analyse de l'autonomie sur une base horaire. L'optimisation par essaim de particules est une technique d'optimisation basée sur le mouvement et

l'intelligence des essaims et appartient aux techniques de calcul évolutionniste. Il a été développé en 1995 par James Kennedy (psychologue social) et Russell Eberhart (ingénieur électricien). L'essaim de particules est le modèle de la structure sociale de la créature de base qui fait d'un groupe à avoir un but, comme la recherche de nourriture [212]. Similaires à l'approche basée sur l'AG, les données d'entrée sont les conditions météorologiques, les prix unitaires des composants du système hybride projetés, etc. Le processus de la méthodologie de dimensionnement à base de l'optimisation par essaim de Particules est une procédure d'optimisation stochastique basée sur la population. L'optimisation par essaim de particules basé sur la stratégie de gestion de l'énergie a un temps de convergence extrêmement rapide [213]. Vrettos et Papathanassiou [214] enquêtent sur le rôle du système de stockage d'énergie en augmentant les niveaux de pénétration potentiels des sources d'énergie renouvelable dans une petite île. Bansal et al. [215] [216], ont introduit un nouvel algorithme d'optimisation basée sur la biogéographie dans le dimensionnement de système hybride. Le temps de calcul requis par l'algorithme est réduit par rapport à HOMER. La mise en œuvre de l'intelligence artificielle est complexe, mais peut nous fournir des résultats appropriés, utiles dans la conception des systèmes hybrides.

3.7. Méthodes Hybrides

Les méthodes hybrides sont une combinaison efficace de deux ou plusieurs techniques différentes, qui utilisent l'influence positive de ces techniques pour obtenir un résultat optimal pour un problème de conception spécifique. Comme la plupart des problèmes que nous traitons sont d'objectifs multiples dans la nature, mettre en œuvre une méthode hybride est la meilleure manière de résoudre ces problèmes qui exige la compréhension profonde de toutes les techniques. Meza et al. [217] présentent un modèle multi objectif pour la planification de l'expansion de la production et un modèle de processus d'hierarchie analytique utiles pour résoudre un problème multi objectif constitué des coûts, l'impact environnemental, le carburant importé et les risques de prix du carburant. Nasiraghdam et Jadid [218] présentent une solution obtenue par l'algorithme multi objectifs artificiel de colonie d'abeilles qui a une bonne qualité et une meilleure diversité du front de Pareto par rapport aux algorithmes génétiques de tri non-dominé II et aux méthodes multi objectifs (optimisation par essaim de Particules). Katsigiannis et al. [219] introduisent une recherche hybride recuit-tabu simulé qui améliore les solutions obtenues, en termes de qualité et de convergence, par rapport aux solutions fournies par une des méthodes recuit simulé individuels ou tabu simulé individuels. Alsayed et al. [220] déterminent le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque/éolienne en adoptant différentes approches d'optimisation par analyse de décision multicritères. La sensibilité des algorithmes d'analyse de décision multicritères a été analysée, en tenant compte de différentes techniques de critères de pondération avec différents scénarios de profils de rayonnement solaire, vitesse du vent et fluctuation. Comme tels, les méthodes hybrides sont complexes, mais peuvent nous fournir des résultats appropriés, utiles dans la conception de système hybride. Les procédés hybrides offrent la souplesse maximale parmi les autres méthodes de dimensionnement. Ils sont les plus polyvalents, car ils peuvent résoudre la limitation d'une technique particulière en ajoutant quelques bonnes caractéristiques d'autres techniques appropriées. Cela peut entraîner une réduction de la durée de simulation, tout en produisant le meilleur résultat approprié en même temps.

3.8. Autres méthodes utilisées dans la littérature

Diverses approches en plus des méthodes données ci-dessus telles que la programmation linéaire [221], les algorithmes évolutionnaires [222], les réseaux de neurones [223], l'algorithme simplexe [224], la programmation dynamique [225], l'approche stochastique [226], les approches itératives et probabilistes [227], l'approche basée sur l'espace de conception [228], les approches paramétrique et numériques [229], la méthodologie de surface de réponse [230], l'approche matricielle [231], l'algorithme quasi-Newton [232], et le concept de « plaque tournante de l'énergie » [233] ont été utilisées par les chercheurs pour concevoir des systèmes d'énergie renouvelable hybrides d'une manière rentable. Plusieurs autres algorithmes semblent également prometteurs pour enrichir la littérature consacrée au dimensionnement du système énergétique hybride.

Dans les études n°1 et 2 du [chapitre IV](#), nous avons utilisés la méthode d'énumération complète, laquelle est une combinaison de la méthode itérative et la méthode analytique.

5. Gestion de la puissance produite

Il existe diverses stratégies de gestion de la puissance pour les sources d'énergie hybrides SER/Diesel. Par rapport aux objectifs de notre travail nous n'avons considéré que deux d'entre eux. Elles sont brièvement discutées ci-dessous [234]:

- Load following: l'utilisateur interdit la charge des batteries par un groupe électrogène. Toute l'énergie fournie par les groupes sert à la charge principale et non au stockage. Les batteries sont exclusivement rechargées par l'énergie photovoltaïque.
- Cycle Charging : Une fois en marche, le groupe électrogène alimente prioritairement les consommateurs puis, s'il n'est pas à son maximum de puissance, il charge les batteries.

Sur la base des stratégies mentionnées ci-dessus, de nombreux algorithmes ont été proposés. Le dimensionnement des composants du système est l'une des caractéristiques clés qui déterminent la performance d'un système hybride. Il est nécessaire de concevoir la taille de chaque composant du système d'alimentation pour programmer avec précision la puissance délivrée par chaque source. La conception inefficace peut conduire à un surdimensionnement des systèmes renouvelables qui entraîne non seulement une augmentation des coûts, mais aussi des résultats dans la production d'électricité excédentaire.

Afin de déterminer la conception des composants, la demande de charge précise doit être connue. Cela nécessite une analyse détaillée de la charge comme la première étape dans la conception. Un certain nombre d'algorithmes de prévision de charge ont été proposées par différents chercheurs [235] [236] [237].

Taylor et al. [235], ont réalisé une prévision à court terme de la demande de la charge est étudiée et six méthodes variées sont comparées. Les observations de la charge horaires et demi-horaires ont été faites à Rio, en Angleterre et au Pays de Galles. Les méthodes de prévisions utilisées sont la double modélisation saisonnière, le lissage exponentiel pour double saisonnalité, les réseaux neuronaux artificiels, la méthode de régression avec

analyse des composantes principales et deux méthodes de référence simplistes. On constate que la méthode de lissage exponentiel est la meilleure méthode adaptée à la prévision de la charge. Cancelo et al. [236] ont fait une analyse détaillée de prévision à court terme de la charge électrique. Les deux types de prévision abordés sont la prédiction de plusieurs jours pour les données quotidiennes et des prévisions horaires d'un jour à l'avance.

Différents modèles de prévision sont expliqués pour une charge de base, des journées spéciales et température variable. La précision des prévisions est étudiée en termes d'erreurs de prédiction. Slobodan et al [237] introduisent un autre nouvel algorithme pour la prévision de la charge à court terme sur la base de réseaux de neurones artificiels. C'est une méthode hybride du fait qu'il comprend deux réseaux.

Les réseaux sont conçus dans un ordre hiérarchique. La première couche est formée pour une prévision quotidienne, qui est désigné comme prédicteur de la charge intégrée. La deuxième couche se sert de cette information pour une prévision de la charge horaire. Les cas d'essai prouvent l'amélioration des performances par rapport aux autres algorithmes dans la littérature.

Pradeepta et al. [238] ont développé un algorithme basé sur l'algorithme génétique (AG). Quatre architectures différentes avec différents nombres de neurones dans la couche d'entrée, la couche de sortie et la couche cachée sont formulés. L'algorithme de propagation de Bach est utilisé pour former les neurones. La valeur moyenne quadratique pour chaque architecture est calculée en exécutant le programme cinq fois. L'erreur moyenne quadratique pour chaque architecture a été trouvée entre 0,01 et 0,02. Les résultats montrent que les architectures avec deux couches cachées ont de meilleures performances.

Rabindra et al. [239] décrivent un algorithme pour la prévision de charge à court terme qui est une combinaison de l'extrapolation et les techniques d'ajustement de courbe. En combinant ces deux techniques, l'auteur essaie de tenir compte des tendances de la croissance de la charge et les divers facteurs démographiques et économiques. Les données en temps réel pour cinq ans ont été recueillies ce qui améliore la précision de la prévision. Une fois que la demande de charge est connue, le dimensionnement du générateur photovoltaïque, du générateur éolien, de la batterie et du générateur diesel peut être conçu. Dans un autre travail de recherche [240], le dimensionnement optimal d'un système d'alimentation hybride dans une région éloignée est réalisé en utilisant un algorithme basé sur la biogéographie. Une étude de cas est effectuée et les résultats sont comparés avec le modèle développé en utilisant HOMER. Il est trouvé que le système s'exécute beaucoup plus rapidement que le modèle développé par HOMER.

Lorsque la configuration du système est défini et le dimensionnement des composants est conçu et optimisé, la sélection de la stratégie de gestion de l'alimentation appropriée décide de l'utilisation optimale des sources d'énergie renouvelables et la fiabilité et l'efficacité du système d'alimentation hybride. Un certain nombre de stratégies de gestion de l'alimentation ont été proposées dans la littérature [241] [242] [243] [244]. Dans la plupart des cas, l'équilibre de puissance est maintenu par la mesure et la gestion du flux d'énergie.

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous décrivons les différents critères pour l'évaluation de la performance et du dimensionnement d'un système multi-sources. Nous nous sommes intéressés en premier lieu des différentes nécessaires à l'évaluation de la pertinence et de la performance d'un tel système. Ensuite nous nous sommes focalisés sur les différents facteurs qui déterminent les différents coûts et la fiabilité du système. Parmi lesquelles, certaines seront utilisés dans les études présentées au chapitre suivant. Enfin, nous avons décrit les différentes méthodes d'optimisation. Notre travail se voulant être un outil d'aide à la décision, nous avons effectué Ces études applicatives sur des cas concret dans le chapitre suivant, en appliquant entre autre la méthode hybride d'énumération complète (combinaison entre la méthode itérative et analytiques) dans les l'étude n°1 et 2 du chapitre IV.

Au sein des méthodes d'optimisation celles-ci, différentes stratégies de gestion, de la production mais aussi de la demande doivent être définies, afin d'atteindre une meilleure efficacité du système. Nous les avons décrits brièvement. Dans notre travail, nous nous sommes intéressés qu'aux stratégies de gestion de la production telles que le « Load following » ou « Cycle charging », (voir étude n°2 du chapitre IV). Nous envisageons comme perspectives à court terme, l'application des stratégies de gestion de la demande à nos modèles.

IV. Etudes et applications : Validation des modèles

1. Introduction

Au cours de ce travail de thèse, diverses études d'application sont effectuées afin d'en vérifier la validité et l'applicabilité à des cas concrets. Ces études applicatives ont fait l'objet de plusieurs communications scientifiques référencées à la fin du présent mémoire.

Dans ce chapitre, trois applications complémentaires sont présentées :

- Usage des SER (sources d'énergie renouvelable) pour l'alimentation électrique d'un campus Universitaire Français
- Déploiement de la technologie Micro-Grid au Mali, cas d'un village au nord de Bamako
- Problématique et enjeux de l'interconnexion de réseaux régionaux.

Le but de ces trois études était entre autres de démontrer la validation de nos modèles aussi bien pour des sites isolés (campus, village) que pour des sites étendus tels que des régions françaises.

2. Etude No. 1 : Usage des SER pour l'alimentation électrique d'un campus Universitaire Français

Le but de l'étude est de traiter le cas d'un système hybride urbain composé de deux sources d'énergie renouvelables (solaire photovoltaïque et éolienne), reliées au réseau national de distribution et comprenant un système de stockage. Une analyse technico-économique complète pour quatre configurations du système et deux scénarios de stockage (avec ou sans stockage):

- Réseau de distribution national - seul,
- PV (Système photovoltaïque)-seul,
- SCEE (Système de Conversion de l'Energie Eolienne)-seul,
- PV/SCEE-seul,

Nous avons ensuite considéré le cas où les trois dernières configurations seraient connectées au réseau de distribution. Ce qui nous a ramené, enfin à tester deux scénarii économique : vente au réseau uniquement et vente-et-achat au réseau.

Des simulations numériques sont réalisées en utilisant, entre autres, le logiciel HOMER. Pour des raisons pratiques et validations expérimentales, nous avons choisi le Campus de Longwy lequel abrite l'IUT Henri Poincaré, comme site pilote.

Les campus d'enseignement supérieurs sont des lieux vivants, fréquentés par un large public (étudiants, parents, enseignants, administratifs, visiteurs etc.). De ce fait, ils peuvent jouer un rôle important dans la sensibilisation des populations à la problématique de la transition énergétique (réduction de la consommation d'énergie).

Les bâtiments d'enseignement sont une vitrine locale de la gestion de l'énergie pour les municipalités, les pays et les régions. Ils leur permettent de véhiculer des messages

pédagogiques forts en termes de performance énergétique [245]. Selon l'ADEME², la part de ce secteur dans la consommation d'énergie tertiaire est 19.6% soit une consommation de 44 257 GWh/an d'énergie finale pour une zone chauffée de 182 752 millions de m² en France [246]. Par conséquent, les campus peuvent agir comme entités test pour renforcer la capacité d'adaptation du changement climatique.

Dans de nombreux pays, des efforts sérieux ont été faits pour compléter la production d'électricité conventionnelle avec les systèmes hybrides basés sur les SER connectées au réseau et hors réseau (isolé). Les systèmes n'offrent pas seulement l'utilité électrique et des avantages environnementaux, mais aussi des avantages réels à la clientèle. Pour les systèmes connectés aux réseaux, l'utilisateur peut faire des bénéfices en vendant l'électricité SER excédentaire au réseau [247].

Il existe différents types de systèmes SER implantés dans le monde entier tels que le système PV, SCEE, système PV-SCEE etc.

Mellit et al. [248] ont examiné diverses techniques pour le dimensionnement des systèmes PV, systèmes hybrides hors réseau et connectés au réseau. Ils ont conclu que lorsque les données nécessaires sont disponibles, tous les procédés classiques de dimensionnement (empiriques, analytiques et numériques) présentent de bonnes solutions.

Dans certains cas, les systèmes PV connectés au réseau n'ont généralement pas de batterie de stockage. Dans ces cas, l'excès d'énergie est directement injecté dans le réseau électrique. D'autre part, l'énergie peut être tirée du réseau lorsque l'énergie produite à partir du système SER est insuffisante pour la charge primaire. Par conséquent, la différence entre le prix d'achat et de vente de l'électricité au réseau est un facteur important pour optimiser la taille et les spécificités fonctionnelles du système hybride.

Différentes études ont été réalisées et publiées, nous en citons les conclusions de certaines d'entre elles:

- Rahman et Chedid [249] proposent un modèle de conception optimale d'un système hybride de type « éolien-solaire » pour les applications connectées au réseau.
- Ghafoor et al. [250] présentent une étude sur un système PV hors réseau pour l'électrification d'un seul foyer d'habitation dans la ville de Faisalabad, au Pakistan. Les résultats montrent que le coût unitaire de l'électricité produite à l'aide du système hors-réseau photovoltaïque est inférieur à celle du réseau d'alimentation électrique classique pour les zones résidentielles.
- Bakic et al. [251] ont conçu un système hybride PV/SCEE réaliste qui maximise l'utilisation des énergies renouvelables et minimise l'utilisation de combustibles fossiles. Il montre que l'énergie électrique obtenue à partir du rayonnement solaire est évidemment plus stable au cours de l'année que la puissance obtenue à partir du vent. En outre, la viabilité de l'application de tout type de système basé sur les

² ADEME: Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

énergies renouvelables autonome à un endroit particulier dépend très fortement des caractéristiques climatiques du lieu [252]. Ils déterminent la disponibilité et l'ampleur de l'énergie éolienne et solaire à un site particulier.

- Panayiotou et al. [253] ont conçu et simulé deux systèmes autonomes à base d'énergie renouvelable pour l'application dans deux endroits différents : Nicosie, Chypre et Nice, France. Une comparaison sur les aspects techniques et économiques des deux systèmes pour les deux emplacements sont présentés et ils ont conclu que le type de système à utiliser dans chaque cas, est directement tributaire des caractéristiques climatiques de l'endroit spécifique.
- Velo et al. [254] ont fait une analyse économique d'une ferme de bovins autonome et connecté au réseau en utilisant HOMER. Les résultats montrent qu'un système autonome est rentable tant que la distance par rapport au réseau est supérieure de 7 km dans des endroits avec une vitesse de vent moyenne supérieure à 7,39 m/s. Si des batteries d'une capacité de 800 Ah sont utilisées au lieu de 200 Ah, le CAE sera réduit de 18% dans les zones avec une vitesse moyenne du vent 7,39 m/s.
- Bekele et Palm [255] ont effectué une analyse de faisabilité pour étudier la possibilité de fournir de l'énergie à une communauté éloignée en Ethiopie par un système PV/Eolienne. Le logiciel utilisé pour cette analyse a été également HOMER et les résultats ont indiqué que l'application de ces technologies sur de grandes applications autonomes n'est pas encore économiquement viable par rapport au coût actuel des carburants classiques.
- Récemment, sur une approche similaire Sarah Messina et al. [256] ont présenté une étude comparative de la performance du système de deux installations photovoltaïques raccordées au réseau de 2,4 kW à Tepic-Nayarit et Temixco-Morelos au Mexique. Les résultats montrent que le système PV connectés au réseau dans les zones urbaines et suburbaines ou les systèmes photovoltaïques autonomes pour les communautés agricoles isolées au Mexique est faisable. L'objectif de cette étude est de déterminer la faisabilité technique et économique d'un système hybride urbain composé de deux sources renouvelables d'énergies (solaires photovoltaïques et éoliennes), connectée au réseau national de distribution et comprenant un système de stockage pour fournir de l'électricité et de l'énergie pour les bâtiments d'un campus. Cette analyse est menée dans le but de réduire la consommation de gaz naturel du système de source d'énergie non renouvelable existante avec un œil sur la rentabilité du système hybride.

Dans notre étude, nous cherchons à évaluer la faisabilité technique et la viabilité économique du SER pour un campus universitaire de taille moyenne. L'IUT Henri Poincaré a été choisi comme site pilote.

Le système électrique étudié comprend:

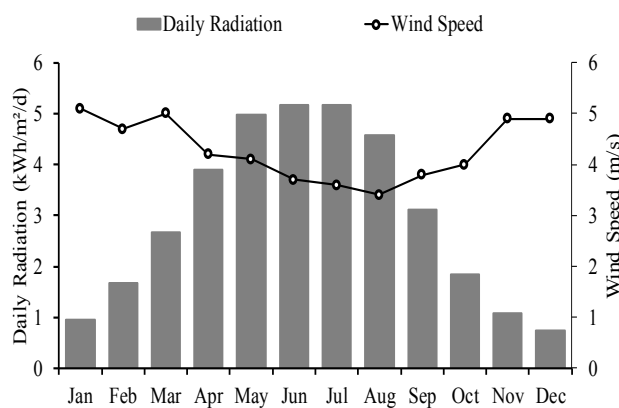
- Le réseau de distribution national
- Un ensemble de générateurs photovoltaïques (3 kW) et
- Un ensemble de générateurs éolien de 5kW.

2.1. Données Météorologiques

Sur la base des données obtenues à partir du site de la NASA, le rayonnement solaire moyen est d'environ 2,99 kWh/m² [257]. Les mois de juin et juillet se caractérisent par le rayonnement horizontal le plus élevé (5,17 kWh/m²). Ce rayonnement est au plus bas en hiver (0,96 kWh/m² en janvier et 0,74 kWh/m² en décembre).

La Figure 25 montre la moyenne mensuelle du rayonnement incident et la vitesse du vent du site. Les mois de janvier et de mars ont la vitesse du vent la plus élevée pour une journée typique, environ 5 m/s tandis que la plus faible vitesse du vent pour une journée typique est d'environ 3,7 m/s, 3,6 m/s et 3,4 m/s en Juin, Juillet et Août respectivement.

Figure 25. Radiation quotidienne et vitesse du vent du site



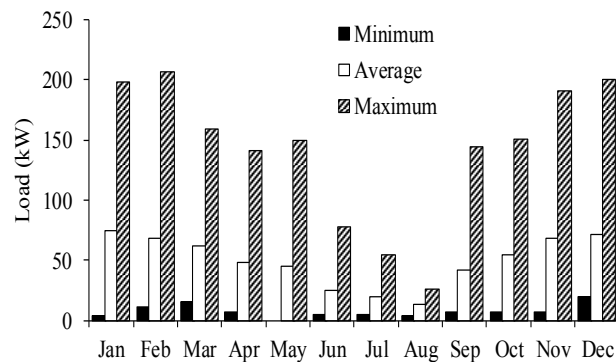
2.2. Charge électrique

Le système actuel est un système connecté au réseau qui fournit de l'électricité aux bâtiments de l'IUT Henri Poincaré.

La Figure 26 montre le diagramme de charge annuel du campus, obtenu à partir des courbes de charge mensuelles du campus fournies par EDF. La consommation annuelle d'énergie pour le campus est d'environ 405 770 kWh, avec une consommation moyenne annuelle d'énergie réduite de 1,182 kWh/jour. Il est prévu que cette consommation augmente avec la croissance de la population estudiantine et la quantité des appareils laboratoires.

La pointe de Charge pour l'année survient entre Novembre et Février, environ 200 kW, lorsque la demande de charge la plus moindre est en Août, environ 25 kW. Sur une base quotidienne, le profil de charge indique une consommation élevée de charge 8 heures-18 heures soit pendant les heures de travail sur le campus. Cette tendance diminue progressivement après les heures de travail entre 18 heures et 8 heures du matin. La saison hors pointe est de Juin à Août, soit la période à laquelle les étudiants partent en vacances.

Figure 26. Profil de charge annuel du campus



2.3. Modèle expérimental

Aux fins de la présente étude, le système d'énergie hybride comprend des sources d'énergie renouvelable qui peuvent être mis en conjonction avec un fournisseur d'énergie non renouvelable et des modules de stockage. L'utilisateur peut avoir le statut d'acheteur ou vendeur. La puissance non renouvelable du réseau national d'électricité, peut circuler dans les deux sens à travers un bus CA. Le système de génération de systèmes hybrides PV/éolienne connecté au réseau est constitué de générateurs photovoltaïques et SCEE raccordés au réseau pour alimenter la charge. Le SCEE et la charge sont connectés directement au bus CA et le réseau tandis que les générateurs photovoltaïques et les batteries sont connectées à un bus CC. Ces deux bus sont ensuite reliés par un convertisseur car ce système ne fournit que la charge CA.

Les installations peuvent être divisées en deux catégories de configuration, à savoir:

- SER en hybride connecté au réseau, par exemple photovoltaïque (PV)/réseau, les systèmes de conversion de l'énergie éolienne (de SCEE)/réseau et PV/SCEE/réseau.
- SER-seul pour l'alimentation autonome complète, comme le (PV)-seul, systèmes de conversion d'énergie éolienne (SCEE seul) ou PV/SCEE seul.

Chacune de ces configurations ci-dessus peut être divisée en deux catégories de configuration:

- Avec système de stockage
- Sans système de stockage

Quand il s'agit du coût, deux cas sont considérés pour toutes les configurations vis-à-vis du réseau. Soit le système est:

- Le vendeur et acheteur, lorsque la production SER est insuffisante, le système achète son électricité à partir du réseau. S'il y a excès dans la production, ce dernier est vendu au réseau électrique.
- Vendeur uniquement, lorsque la production RES est en excès, ce dernier est vendu au réseau électrique.

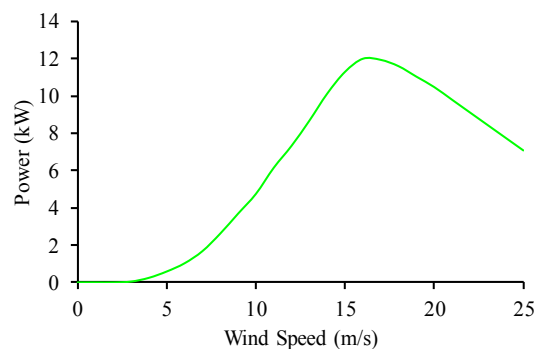
2.4. Entrées économiques et contraintes

Système de conversion de l'énergie éolienne

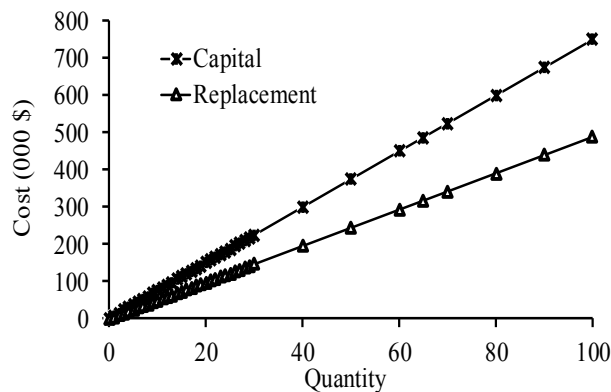
- Système de conversion de l'énergie éolienne : SCEE de 7,5 kW est considéré.
- Son coût est de 0,75 \$/W, lorsqu'elle est initialement installée et 0,489 \$/W pour son coût de remplacement.
- Le coût des opérations et maintenance (E & M) est supposé égal à 225 \$/an.
- La durée de vie du SCEE est prise à 15 ans, avec 12 m de hauteur de moyeu.

Les [Figure 27](#) montrent la courbe de puissance des SCEE et de l'évolution du prix avec la quantité de SCEE respectivement.

Figure 27. Courbe de puissance du SCEE (a) et Evolution du coût avec la quantité de SCEE (b)



a

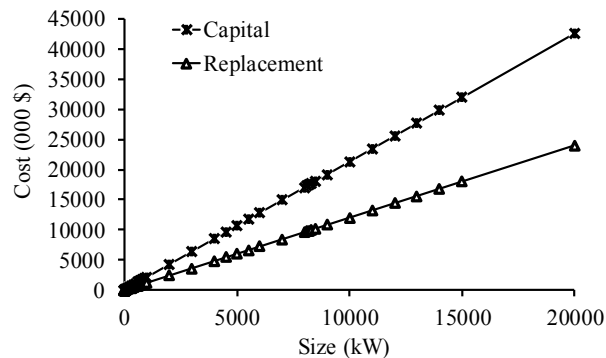


b

Générateur PV:

- Le coût du générateur PV est de 2,13 \$/W, il évolue comme dans la [Figure 28](#). Pour un champ photovoltaïque de 2000 kW, le coût est de 4 263 000 \$ et les coûts de remplacement sont de 2 404 000 \$.
- Le générateur PV a une durée de vie de 20 ans et n'a pas de système de suivi.

Figure 28. Evolution du prix avec la taille du générateur photovoltaïque



Batteries et convertisseur/onduleur :

- Le coût du convertisseur considéré est d'environ 0,226 \$/W, le coût de remplacement est de 0,141 \$/W.
- La durée de vie de l'onduleur est de 15 ans et l'efficacité est considérée comme étant 92%. Le type de batteries choisies pour cette étude est le 12 OPzV Solar Power 1700, avec une capacité nominale de 1545 ampères-h (Ah), la tension de chaque unité est de 1,8V, l'efficacité est de 80%.
- Le prix de vente au réseau est de 0,188 \$/kWh.
- Le prix d'achat de l'électricité au réseau est obtenu à partir du Tarif Vert A5 Base MU, qui est le contrat souscrit par IUT chez EDF.

On suppose que l'hiver commence de Novembre à Mars inclus et l'été est d'Avril à Octobre inclus. La pointe se trouve entre 9 heures et 11 heures et entre 18 heures et vingt heures, pour une journée de Décembre à Février inclus, sauf le dimanche. Heures creuses sont de 8 heures par jour et tout le dimanche.

Les contraintes du modèle comprennent

- Un taux d'intérêt annuel supposé être égal à 8% pendant toute la durée du projet supposé 20 ans.
- Un maximum de capacité de coupure annuelle variant de 0% à 50 %.
- La réserve d'exploitation est de 10 % de la charge horaire, plus 25% de l'énergie solaire et 50% de l'énergie éolienne.
- 19,7% de la variabilité aléatoire jour par jour avec 15,8% de pas de temps.
- La capacité de vente et d'achat vis-à-vis du réseau sont respectivement 1000 kW et 500 kW.

2.5. Méthode utilisée

Dans ce travail, la méthode hybride d'énumération complète basée sur les méthodes analytique et itérative a été utilisée pour l'optimisation du système. Toutes les combinaisons de solution possibles sont énumérées, et chacune est résolue d'une manière optimale. Finalement, celle qui présente la meilleure valeur de la fonction objective est sélectionnée comme étant la solution pour l'implémentation.

Trouver la configuration optimale du système implique, la décision sur le mélange des composants que le système doit contenir, la taille et/ou la quantité de chaque composant, et les stratégies de fonctionnement du système qui doivent être élaborées.

2.6. Résultats

Les résultats démontrent que:

- 1) Le stockage n'est pas rentable pour les configurations connectées au réseau.
- 2) Le système SCEE-connecté au réseau avec vente uniquement pourrait, en principe, répondre à la charge de la demande du Campus. Seulement, il présente un énorme inconvénient: la quantité de turbines nécessaires.
- 3) Les SER sont tout à fait adaptées pour l'alimentation de sites de la taille d'un IUT, dès lors qu'elles sont couplés au réseau de distribution national.
- 4) Les SER sont techniquement et économiquement viables comme source additionnelle au réseau national. Elles seront encore plus attractives avec l'accroissement de leurs puissances installées et la baisse de leurs prix d'achat.

En effet, plusieurs simulations ont été réalisées pour différentes combinaisons de capacités des systèmes PV et SCEE. Les résultats sont présentés dans le [Tableau 4](#). La première colonne définit la manière dont la connexion avec le réseau est. Les colonnes suivantes, donnent le coût total du cycle de vie (CTCV), la taille du système SER avec des facteurs de vente et d'achat au réseau par rapport à la consommation totale et de la production, respectivement, la fraction d'énergie excédentaire, la fraction de charge d'électricité non satisfaite, la fraction de coupure de capacité, coût de l'électricité moyen actualisé (CAE), et les émissions de CO₂. Les résultats montrent que les systèmes avec une grande quantité de SCEE sont les plus efficaces, avec le CTCV négatif. Le SCEE-connecté au réseau avec vente uniquement a un CTCV de 583 623 \$. Ce système fournit non seulement des économies en émissions de CO₂ -561 166 kg/an, mais introduit un CAE nivelée négatif de - 0,145 \$/kWh, ce qui signifie que les recettes dépassent les frais. Du fait de la vente de l'électricité au réseau. Aussi d'autres systèmes avec la pénétration élevée de SCEE sont efficaces, comme SCEE-connecté au réseau avec vente-achat qui n'a pas de surplus d'énergie, ni demande non satisfaite ou capacité de coupure. Le principal inconvénient de ces systèmes est la quantité d'éolienne nécessaires (au nombre de 100), ce qui n'est pas faisable. En raison de l'espace disponible à l'extérieur et de l'emplacement de l'IUT, il sera difficile d'installer une telle quantité de SCEE. À moins, de les remplacer par une grande éolienne, cependant cela entraînera des coûts supplémentaires.

Ensuite, le système réseau-seul est économique et fournit mieux de l'énergie avec 0,07 \$/kWh pour le campus, sans électricité excédentaire, ni demande non satisfaite ou coupure. Mais en raison de sources renouvelables inexistantes, il a été constaté que ce système détient la plus grande quantité d'émissions de CO₂, environ 272 663 kg/an. En revanche, le système composé de 2 kW de générateurs photovoltaïques et d'un SCEE avec vente et achat au réseau est le plus faisable, avec un CAE de 0,072 \$/ kWh avec aucune coupure, ni de demande insatisfaite.

Tableau 4. Résultats des simulations pour SCEE-seul

conf./réseau	Total CTCV (\$)	Quantité calculée de SCEE	Emission CO ₂ (kg/yr)
Vente seule	-583 623	100	-561 166
Vente & Achat	-567 702	100	-547 811

conf./réseau	Vente réseau (% consom.)	Achat réseau (% prod.)	CAE (\$/kWh)
Vente seule	68	-	-0.145
Vente & Achat	67	2	-0.134

conf./réseau	Capacité de coupure. (%)	Charge. Ele insatisfaite. (%)	Excès Elec. (%)
Vente seule	20.4 %	4.9%	0
Vente & Achat	0	0	0

2.6.1. Émissions de gaz à effet de serre

Comme mentionné précédemment, la production d'électricité est une cause majeure de pollution. Le système de réseau-seul conventionnel contribue à plus d'émissions de CO₂ (Tableau 5). En revanche l'introduction d'une solution verte pour la production d'électricité pour l'université permet de réaliser moins d'émissions.

Le système hybride avec stockage et vente uniquement au réseau économise 407 008 kg/an. Le système le plus réalisable, qui est composé par 2kW de générateurs photovoltaïques et 1 SCEE-connecté au réseau avec vente et achat, libère 264 048 kg/an d'émissions de CO₂. Par rapport au réseau-seul, il enregistre 1,03% de CO₂ par an. Aussi le SCEE-connecté au réseau avec vente uniquement, permet d'économiser des émissions de 833 829 kg/an de CO₂, comparé au système réseau-seul.

Tableau 5. Résultats des simulations pour réseau-seul

Total CTCV (\$)	Achat réseau. (%)	CAE (\$/kWh)	Emission CO ₂ (kg/yr)
297 443	100	0.070	272 663

2.7. Conclusion

Une étude de faisabilité pour l'ajout de SER à un Campus a été présentée. L'analyse a utilisé des données réelles de la charge de l'IUT Henri Poincaré situé à Longwy, France.

Le logiciel d'évaluation, SER, HOMER, a été utilisé pour l'analyse, et la viabilité a été déterminée sur la base de coût total du cycle de vie (CTCV), la fraction renouvelable (FR), la fraction d'énergie excédentaire, la fraction de charge d'électricité non satisfaite, la fraction de coupure, le coût de l'électricité actualisée (CAE), et les émissions de CO₂.

Toutes les configurations possibles ont été évaluées. Tout d'abord, les composants du système sans raccordement au réseau ou sans stockage sont définis, puis la combinaison avec le stockage est effectuée, enfin les connexions avec le réseau sont mises en œuvre avec la vente-seule d'une part, puis l'achat-vente, d'autre part. Un examen de la configuration la plus économiquement faisable et viable est effectué. Les résultats ont démontré que le SCEE-connecté au réseau avec vente uniquement pourrait, en principe, répondre à la charge de la demande du Campus (4,9% de la demande non satisfaite, 20,4% de coupure). Cette configuration conduit à un CTCV et un total des émissions de CO₂ négatifs, facilitée par la vente d'électricité excédentaire au réseau. L'un des plus grands inconvénients de ce système est la grande quantité de turbines nécessaire. Un problème qui peut être résolu en le remplaçant par une grande turbine avec une grande capacité. Cependant, il peut entraîner des coûts supplémentaires. Le total des économies d'émissions de CO₂ par rapport à réseau-seul est d'environ 833 829 kg/an. Aussi un système alternatif, économiquement et localement plus réaliste est trouvé. Soit, 2kW de générateurs photovoltaïques et 1 SCEE avec vente et achat au réseau, ce qui conduit à 1,03% d'économie d'émissions de CO₂ par an par rapport au réseau seule.

3. Etude No. 2 : Déploiement de la technologie Micro-Grid au Mali, cas d'un village au nord de Bamako

La présente étude traite l'électrification de «Dioro», une commune malienne située à 70 km du poste source le plus proche. L'alimentation est assurée via un système hybride composé principalement d'un générateur photovoltaïque, de deux générateurs thermiques et de batteries de stockage. Différents modes de fonctionnement et stratégies de gestion du système hybride (Fuel Save, Arrêt forcé, Load following, Cycle Charging, etc.) sont testés et comparés pour analyser l'efficacité et la robustesse du système. Une analyse technico-économique est ensuite diligentée pour comparer la solution «Microréseau» à la solution «alimentation par le poste source». Cette dernière suppose l'extension du réseau électrique national. Trois scénarii de coût d'extension ont été réalisés.

3.1. Introduction

Le Mali fait partie des pays les plus touchés par la crise énergétiques qui touchent les pays en voie de développement [258] [34]. Le niveau d'électrification y est à peine de 5% dans les zones urbaines et de 1% dans les zones rurales. En plus, environ 90% de l'énergie consommée provient de l'utilisation non durable de bois de chauffage [259] [260]. Ce qui représente une catastrophe écologique majeure pour le pays : la désertification touche aujourd'hui environ 65% du pays [34].

Les Micro-grids (ou micro-réseaux) sont de petits systèmes de production décentralisée et de distribution d'énergie décentralisée parfaitement adaptés pour les zones isolées. Hybrides par nature, les microréseaux utilisent aussi bien des ressources renouvelables (PV, Eolienne, Géothermie, etc.) que des générateurs classiques (Gaz, Fuel, etc.), ce qui en

fait une solution idoine tant sur le plan économique que sur le plan écologique [261]. Le système hybride « PV/Générateur thermique » représente une utilisation potentielle importante dans tous les pays [262]. L'énergie produite par un tel système dépend essentiellement des conditions climatiques et de la stratégie de couplage avec les générateurs thermiques [263]. Paradoxalement, alors que la situation est plus que précaire, il existe peu d'études scientifiques consacrées à la problématique énergétique dans les pays d'Afrique sub-sahariens. En revanche les études réalisées sont pertinentes. Parmi ces études, on peut citer :

- Mandelli et al. [264] qui ont passé au crible la situation énergétique en Afrique en utilisant les données de l'Agence internationale de l'énergie, les bilans énergétiques nationaux, les index de développement d'énergie et des ressources d'énergie. Une analyse des plans stratégiques en matière de politique énergétique développée par différents acteurs locaux dans le continent africain est également effectuée.
- Moner-Girona et al. [265], ont donné un aperçu de l'état des installations de production d'énergie solaire en Afrique et ont mis en évidence les possibilités de réduction des coûts par la fabrication locale. Bugaje [35] a revu quant à lui, l'utilisation de l'énergie renouvelable en Afrique en utilisant des études de cas d'Afrique du Sud, d'Egypte, du Nigeria et du Mali. Une des conclusions importantes de son étude est la nécessité de mutualiser les ressources et de partager les données et expertises entre pays africains. Il incite également sur la formation et le développement des compétences.
- Diarra et Akuffo [260], présentent les potentiels et les contraintes du solaire photovoltaïque au Mali. Ils montrent que les hautes températures affectent la performance des systèmes PV. Le coût élevé des systèmes PV installés, le service après-vente pauvre et la participation passive des communautés locales dans la mise en œuvre des programmes restent les contraintes et défis principaux.
- Dans la même optique, Maiga et al. [266] présentent une évaluation critique des options d'énergie renouvelable pour les technologies énergétiques modernes maliennes. L'étude montre que les sources d'énergie moderne sont très faibles et que seulement 10% des Maliens ont accès à l'électricité, le reste dépend du bois, du charbon de bois, du kérosène et de l'essence pour leurs besoins énergétiques.
- Récemment, Zeyringer et al. [267] ont fait une analyse de l'extension du réseau et des systèmes photovoltaïques autonomes pour l'électrification rentable du Kenya. Ils ont constaté jusqu'en 2020, environ un pourcentage de 17% de la population peut être servi par les systèmes PV hors réseau.

Dans ce travail, nous allons démontrer l'intérêt économique, technique et environnemental des systèmes hybrides pour l'électrification rurale en Afrique. La commune « Dioro » qui servira d'exemple d'application, est desservie par une centrale thermique autonome composée de deux générateurs de 127 et 240 kW respectivement. La centrale est installée depuis 2007, mais est souvent en panne. L'intégration d'un système photovoltaïque permet de fiabiliser la centrale, d'augmenter sa capacité de production et donc satisfaire pleinement les besoins en électricité de ses 20 000 habitants.

3.2. Méthode utilisée

Comme dans l'étude n°1 du chapitre IV, la méthode d'énumération complète a été utilisée pour l'optimisation du système. Toutes les combinaisons de solution possibles sont

énumérées, et chacune est résolue d'une manière optimale. Finalement, celle qui présente la meilleure valeur de la fonction objective est sélectionnée comme étant la solution pour l'implémentation.

Trouver la configuration optimale du système implique, la décision sur le mélange des composants que le système doit contenir, la taille et/ou la quantité de chaque composant, et les stratégies de fonctionnement du système qui doivent être élaborées.

3.3. Description du modèle et de l'installation expérimentale

Deux générateurs thermiques de capacité nominale de 127 kW (G1), 240 kW (G2) sont considérés. Deux modes de fonctionnement sont considérés. Dans le 1^{er} scénario, les deux générateurs fonctionnent de manière optimale (Fuel Save). Dans le 2^{ème} scénario, les deux générateurs sont hors service (éteints) pendant la journée. De plus, deux stratégies de fonctionnement sont comparées: «Load following» et «Cycle Charging». Lorsque la première est validée, l'utilisateur interdit la charge des batteries par un groupe électrogène. Toute l'énergie fournie par les groupes sert à la charge principale et non au stockage. Les batteries sont exclusivement rechargées par l'énergie photovoltaïque. La deuxième est validée si « Load following » ne l'est pas. Une fois en marche le groupe électrogène alimente prioritairement les consommateurs puis, s'il n'est pas à son maximum de puissance, il charge les batteries. Nous avons ces stratégies de fonctionnement, du fait qu'elles ne demandent pas beaucoup d'attention de la part des techniciens.

Sur la base du prix unitaires de câbles HTA, trois variantes de coût au kilomètre installé sont considérés : 25 000 \$/km (C1), 32 000 \$/km (C2) et 40 000 \$/km (C3). Le but étant de tester la pertinence du système hybride proposé par rapport à une éventuelle extension du réseau. Notez que les coûts pris en compte n'intègrent ni la construction des postes de livraison MT/BT, ni la fourniture et branchement de compteurs. L'analyse est donc pénalisante pour la solution hybride.

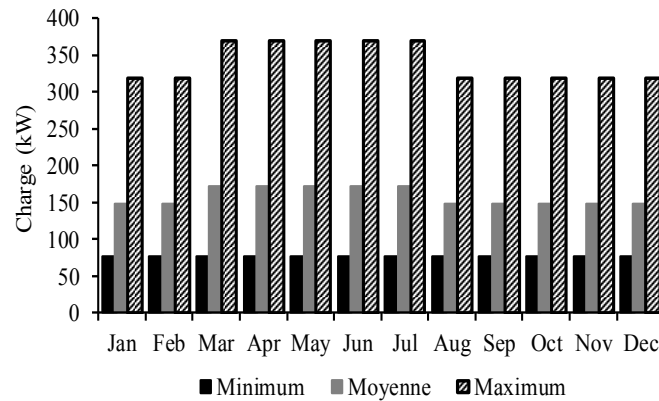
Le système hybride considéré comprend un générateur photovoltaïque associé aux sources thermiques, des batteries pour le stockage d'énergie et un système de contrôle-commande :

- Les panneaux photovoltaïques utilisés sont de marque « SunForte PM318B01 », avec une puissance nominale de 0,327 kWc et un rendement de 20.1% aux Conditions Standard de Test, soit : un ensoleillement de 1000 W/m², une distribution spectrale AM 1.5 et une température de 25 ± 2 °C.
- Les batteries utilisés sont de type « 12 OPzV Solar Power 1700 », avec une capacité nominale de 1545 Ampère-h (Ah), une tension nominale de 1.8 V et une efficacité de 80 %.
- Les générateurs thermiques et la charge sont connectés directement à un bus CA (courant alternatif),
- Les panneaux photovoltaïques et les batteries sont connectés à un bus CC (courant continu).

La commune de Dioro est située à 13°41'21" N et 5°49'53" W. Environ 370 km la sépare de la capitale Bamako. Sa consommation d'énergie moyenne journalière est d'environ

3791 kWh. Le pic de consommation moyenne se trouve entre Mars et Juillet (saison chaude) et est à 172 kW environ. La consommation moyenne minimale se situe dans le reste de l'année (saison froide), il est de 148 kW. Le pic de consommation s'explique en partie par l'utilisation massive de dispositifs de climatisation (Figure 29).

Figure 29. Profil de demande annuelle en électricité de Dioro



3.4. Données météorologiques

La commune de Dioro a un rayonnement solaire quotidien annuel moyen élevé d'environ 5,76 kWh/m²/j [257]. Les mois de Mars, Avril et Mai sont les plus ensoleillés avec un ensoleillement moyen journalier d'environ 6,5 kWh/m² tandis que le rayonnement moyen le plus bas pour une journée se situe en Janvier et Décembre, environ 4,937 kWh/m² et 4,818 kWh/m² respectivement. Les mois d'avril et mai sont les plus chauds avec une température ambiante moyenne journalière d'environ 35°C tandis que les mois de décembre et janvier sont les plus doux avec une température d'environ 26°C.

Le Tableau 6 synthétise les niveaux mensuels d'ensoleillement journalier, de température ambiante et de consommation en énergie de la commune.

Tableau 6. Profil de demande annuelle en électricité et données météorologiques de Dioro

Mois	Ensoleillement moyenne (kWh/m ² /j)	Température moyenne (°C)	Consommation moyenne (kW)	Pic de Consommation (kW)
Jan.	4,9374	25,7	147,9	319
Fév.	5,8668	28,4	147,9	319
Mar.	6,4507	32,4	172	370
Avr.	6,6079	35,6	172	370
Mai	6,4549	35,1	172	370
Juin	6,1788	30,9	172	370
Juil.	5,732	27,7	172	370
Août	5,5549	27	147,9	319
Sep.	5,6551	28,1	147,9	319
Oct.	5,6162	30,3	147,9	319
Nov.	5,2828	29,7	147,9	319
Déc.	4,8184	26,3	147,9	319

3.5. Paramètres d'entrée économiques et contraintes

Les calculs économiques sont réalisés entre autres sur les données suivantes :

- Les coûts initiaux des générateurs thermiques sont estimés à 167 \$/kW pour le premier générateur (G1) et à 146 \$/kW pour le deuxième générateur (G2). Leur coût de remplacement est de 152 \$/kW et 131 \$/kW respectivement. Leur coût de maintenance est supposé négligeable avec une durée de fonctionnement de 50.000 heures chacun.
- Le coût initial du générateur photovoltaïque (PV) est de 2,13 \$/W, avec un coût de remplacement estimé à 1,20 \$/W et un coût de maintenance annuelle supposée négligeable. Les panneaux ont une durée de vie de 20 ans et sont pourvus d'un système de suivi d'ensoleillement.
- Le coût initial du convertisseur est d'environ 0,226 \$/W, avec un coût de remplacement de 0,141 \$/W. Sa durée de vie est de 15 ans et son efficacité est de 92%.
- Le coût d'extension du réseau qui s'arrête à proximité de la ville de Ségou située à environ 70 km de Dioro (25000 \$/km (C1), 32000 \$/km (C2) et 40000 US \$/km (C3)). Le coût de maintenance du réseau étendu est de 160 \$/an/km avec un prix du kWh de 0.1 \$.
- Le prix du gasoil est estimé constante à 1,1 \$/l.

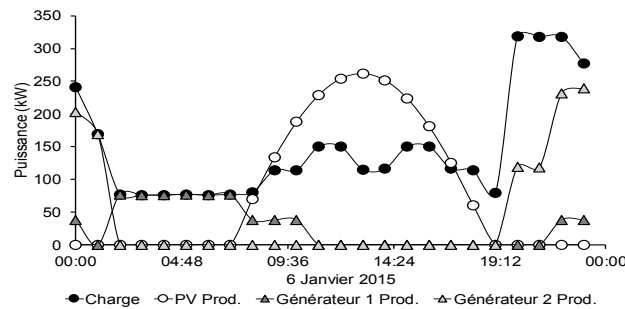
Les contraintes du modèle incluent :

- Une capacité annuelle de coupure entre 0% à 0,8%.
- Un taux annuel de coupure ne peut excéder la valeur 0.8%.
- Un taux d'intérêt annuel est de 8%.
- Une durée de vie du projet de 20 ans.
- Une taille du champ photovoltaïque qui doit être entre 0 et 500 kW.
- Des « strings » de batteries variant entre 0 et 3 avec 278 batteries par string.

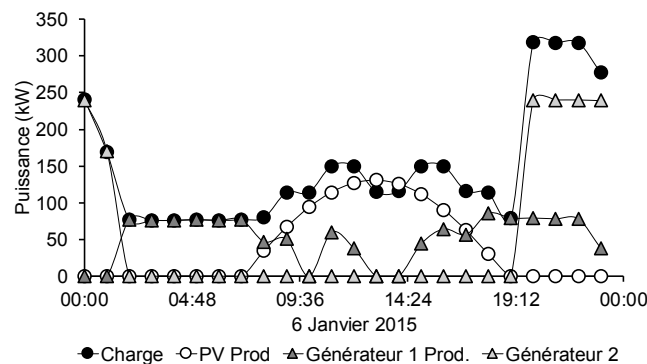
3.6. Résultats

Différentes simulations numériques ont été réalisées pour la comparaison entre deux types de fonctionnement du système hybride. Les résultats montrent que le mode de fonctionnement « Fuel-Save » avec une stratégie « Load Following » est le plus pertinent. En effet, le nombre de séquences « Marche/Arrêt » doit être limité car les générateurs thermiques y sont sensibles. Le rendement est plus faible lorsque le générateur thermique est « froid » et la détérioration mécanique est plus importante ([Figure 30](#)).

Figure 30. Courbe de production des différents composants du système hybride et la charge pour la journée du 6 janvier 2015 en configuration « Fuel Save »



A : stratégie « Cycle Charging »



B : stratégie « Load Following »

Les résultats montrent que par rapport à l'extension du réseau, le système hybride ne devient rentable qu'à partir d'environ 88 km, pour l'hypothèse de coût du câble installé (C1), de 70 km, pour l'hypothèse de coût du câble installé (C2), et de 56 km, pour l'hypothèse de coût du câble installé (C3).

Avec un prix du kWh de 0,1 \$ en moyenne au Mali, l'électricité produite devient compétitive que si le coût de l'extension du réseau est inférieur ou égal à 32 000 US \$/km. Cependant, l'hypothèse C3 restant la plus réaliste, le système hybride reste passablement rentable. La configuration la plus rentable d'un point de vue technique et économique est celle d'un Microréseau composé d'un générateur photovoltaïque de 400 kW, de deux générateurs thermiques de 127 kW et 240 kW respectivement, de 556 batteries, d'un onduleur de 200 kW, et d'un redresseur de 200 kW. Ce système a un coût total du cycle de vie (CTCV) de 3 698 184 US \$ avec un prix d'électricité de 0,272 \$/kWh et 527 tonnes/an d'émissions de CO₂.

Par rapport à la production totale, les panneaux photovoltaïques assurent 51 % des besoins avec un taux de production photovoltaïque totale de 0,589 %, alors que les générateurs thermiques G1 et G2 assurent 20 % et 29 % respectivement. Ce système présente aussi 0,59 % de capacité de coupure et 0.276 % d'excès (Tableau 7).

Tableau 7. Configurations optimales

Mode de fonctionnement	Total CTCV (US\$)	PV Prod. (%)	CAE (\$/kWh)	Gén. 1 Prod. (%)	Gén. 2 Prod. (%)	CO ₂ Emission (kg/an)	Stratégie
Fuel Save	3 698 184	51	0,272	20	29	527 288	LF
Fuel Save	3 962 726	26	0,292	38	36	755 888	CC
Arrêt pendant la journée	3 930 271	59	0,290	15	26	471 748	CC

La configuration la plus écologique est celle où les générateurs sont arrêtés pendant la journée, avec un taux d'émission de CO₂ de 471 tonnes/an. En revanche, elle n'est absolument pas rentable économiquement.

3.7. Conclusion

La présente étude synthétise une étude scientifique et économique complète d'un projet d'électrification rurale d'une commune de 20 000 habitants située au sud du Mali. Différentes configurations ont été considérées et analysées, tant pour les composants du système adopté « photovoltaïque/diesel » qu'au niveau des stratégies de fonctionnement. Les simulations sont réalisées à l'aide du logiciel de simulation numérique HOMER. Deux principaux modes et deux stratégies de fonctionnement pour les générateurs thermiques et le système global ont été considérés. Une comparaison entre la meilleure configuration et le raccordement au réseau est réalisée, en utilisant trois scénarios de coût d'extension. Les résultats montrent que le meilleur mode de fonctionnement est le « Fuel-Save » avec la stratégie « Load Following ». En se basant sur le coût total du cycle de vie (CTCV) et le prix d'extension du réseau, les résultats montrent également que le seuil de rentabilité à partir duquel l'extension du réseau n'est plus rentable est de 32 000 \$/km. Certains points clés, non techniques ne sont pas pris en compte dans ces études. Comme perspectives, il a été planifié d'évaluer le coût de l'énergie par habitant et à la prise, en prenant en compte ses habitudes journalières. Cela permettra de proposer des solutions optimales encore plus réalistes pour l'électrification en Afrique.

4. Etude No. 3 : Problématique et enjeux de l'interconnexion de réseaux régionaux

Cette étude présente un modèle (Figure 32) pour l'aide à la décision en termes de configurations du réseau et le contrôle des flux d'énergie échangés entre différents utilisateurs « producteurs-consommateurs » interconnectés. Le modèle est basé sur les réseaux de Petri. Par conséquent, un algorithme itératif pour la gestion des flux d'énergie est basée sur l'écart instantané entre la capacité de production (photovoltaïque, éolien) et la demande de chaque utilisateur. Afin de valider notre modèle, nous avons sélectionné trois régions françaises: la région PACA, la région Champagne-Ardenne et la région Lorraine. En raison de leur politique, leurs caractéristiques géographiques et climatiques. Nous avons opté pour deux sources d'énergie renouvelable: "éolienne" et "photovoltaïque". Les simulations numériques sont réalisées en utilisant les productions instantanées de chaque région et leur demande d'énergie pour une journée typique d'été. Une analyse économique détaillée est effectuée pour deux scénarios (avec ou sans interconnexions).

4.1. Introduction

L'un des principaux défis de la transition énergétique est l'intégration et la gestion d'un volume important de sources d'énergie renouvelables dans le système économique et le réseau électrique. En effet, les énergies renouvelables se développent à un rythme rapide dans le monde et devient un segment important de l'industrie de l'énergie. L'insertion d'une part plus grande des énergies renouvelables dans le mix énergétique pose de nouveaux défis par rapport aux sources d'énergie traditionnelles [268].

Avec un potentiel abondant encore sous-exploité, le photovoltaïque et l'énergie éolienne sont avantageux sur le plan économique et environnemental. Cependant, ils ont une faiblesse commune : leur dépendance à l'aléa climatique. Il est nécessaire de repenser la structure des réseaux électriques et des marchés de l'énergie, ainsi que des changements dans les méthodes de gestion de réseau. Il existe plusieurs études sur des modèles optimaux de gestion et de contrôle de l'énergie, dans le cadre des questions environnementales et économiques. La plupart de ces études sont dirigées vers les microréseaux [269]. On peut classer les techniques de contrôle appliquées à la gestion et au contrôle énergétique des microréseaux par leur formulation du problème (parfois le coût de leur fonction objective) et les méthodes d'optimisation utilisées pour le résoudre [270]. Par exemple, Tazvinga et al. [271] présentent un modèle de gestion optimale de l'énergie d'un système d'alimentation hybride photovoltaïque -diesel – batterie. Le modèle proposé minimise les coûts de carburant et les coûts d'usure de la batterie, et trouve le flux de puissance optimale en prenant en compte la disponibilité de puissance photovoltaïque, l'état de charge de la batterie et de la demande. Kriett et Salani proposent [272] un modèle de programmation linéaire mixte générique pour minimiser le coût d'exploitation d'un microréseau résidentiel. Sortomme et El - Sharkawi [273] modélisent la charge et la génération de deux microgrids avec parcs éoliens pour mettre en œuvre le flux d'énergie optimale en utilisant l'optimisation des essaims de particules pour une période de 48 heures. Il a été montré que, les coûts pourraient être réduits de 14% et les pics de charge du système pourraient être lissés de plus de 10 MW. Riffonneau et al. [274] proposent une gestion optimale des flux de puissance avec prédictions. Lagorse et al. [275] ont proposé dans leur travail une solution de gestion de l'énergie distribuée par les moyens de systèmes multi-agents comme application pour les sources d'énergie hybrides.

En plus de la déréglementation du marché de l'électricité qui a comme objectifs globaux : de réduire la participation du gouvernement dans le secteur de la fourniture d'électricité , d'introduire la concurrence dans la production et la vente d'électricité , et d'accroître la participation du côté de la demande [276]; et le coût élevé des moyens de stockage , les utilisateurs (autorités locales , par exemple) peuvent avoir leurs propres sources d'énergie renouvelable et revendre leur production excédentaire au lieu de le stocker . Dans le cas de la France, en raison de l'industrialisation rapide et du taux de croissance démographique élevé, la consommation d'énergie a augmentée de façon exponentielle, au cours des dernières années. Ainsi le gouvernement français prend un virage vers l'efficacité énergétique et les sources d'énergie alternatives. Plusieurs déclarations ont été émises au cours des dernières années, mettant l'accent sur les préoccupations et l'engagement des pouvoirs régionaux pour parvenir à un développement durable. La Stratégie énergétique 2030 introduite par l'Union européenne vise à réduire les gaz à effet de serre domestique en 2030 d'au moins 40% par rapport à 1990.

Ce cadre stratégique 2030 vise à faire du système économique et énergétique de l'Union européenne plus compétitive, sûre et durable et fixe également un objectif d'au moins 24% pour les énergies renouvelables et les économies d'énergie d'ici 2030 [277]. Ceci poussera les pays européens à adopter des solutions qui réduisent la consommation globale d'énergie.

Dans le même esprit, compte tenu de l'augmentation rapide de la demande d'énergie dans le pays, le gouvernement français sont maintenant cherche à diversifier leur mix énergétique de leur source d'énergie primaire à une plus grande dépendance à l'énergie renouvelable.

Le classement de l'efficacité énergétique Français devrait obtenir un coup de pouce majeur en raison du développement de grands projets d'énergie renouvelable dans leurs différentes régions. C'est dans ce contexte que la loi sur la transition énergétique a été récemment adoptée par le Parlement français [278]. D'où, l'efficacité des modes de production et de gestion de l'énergie doit être améliorée

De nombreuses régions en France ont établi une orientation stratégique dynamique pour parvenir à une réduction immédiate des émissions de carbone.

L'interconnexion entre ces régions peut contribuer à l'amélioration de l'efficacité énergétique, la protection de l'environnement et un meilleur équilibre économique. C'est un atout pour l'avenir énergétique mondial. Cependant, le développement et le fonctionnement de ces systèmes comportent de nombreux défis. L'un d'eux est d'assurer la bonne gestion de l'énergie entre les régions qui doivent être en mesure de partager instantanément le flux d'énergie, ainsi qu'avec le réseau national. Par conséquent, un système de gestion est nécessaire. D'autre part, la complémentarité entre le photovoltaïque et l'éolien dans la production journalière d'énergie conduit à une solution qui ne nécessite pas de stockage. C'est ce que nous appelons système hybride connecté au réseau national sans stockage [279].

Yamegueu et al. [80] présentent une étude expérimentale d'un système hybride PV/diesel sans stockage en prenant quatre charges constantes quotidiennes différentes pour simuler son comportement. Il a été vérifié par le biais de cette étude que le fonctionnement d'un système PV/diesel hybride est efficace pour des charges plus élevées et des radiations solaires plus élevées. Un tel système présente un grand avantage, car cela permet de réduire considérablement le coût initial d'un système hybride traditionnel avec un dispositif de stockage. La modélisation d'un tel système est obtenue en modélisant les composants qui le constituent [80].

- Ai et al [78] ont présenté ensemble complet de méthodes de calcul pour le dimensionnement optimal des systèmes hybrides PV/éolienne en développant un ensemble de programmes de calcul de match avec l'adoption des modèles mathématiques les plus pratiques pour la caractérisation des composants du système.
- Diaf et al. [79] présente une méthodologie pour effectuer le dimensionnement optimal d'un système hybride PV/éolienne autonome en trouvant la configuration, parmi un ensemble de composants de systèmes, qui répond aux exigences de fiabilité du système souhaités. Le critère de fiabilité utilisé est le coût moyen

actualisé de l'énergie. Evans et al. [82] présentent des méthodes simplifiées pour concevoir et estimer la performance globale des systèmes photovoltaïques.

- Nema et al. [280] examinent l'état de l'art de la conception, le fonctionnement et de l'exigence de contrôle des systèmes d'énergie hybride PV/éolienne autonomes avec source de secours classique à savoir le diesel ou le réseau. Ils mettent également en évidence les développements futurs, et concluent que le système d'énergie hybride combinant éolienne avec vitesse variable et système PV peut être intégré pour alimenter en continu la charge avec une conception optimale du contrôleur hybride.

Diverses techniques d'optimisation pour la modélisation et la conception du système hybride PV/éolienne, en modélisant la sortie de la turbine éolienne [81], la sortie du panneau photovoltaïque [281] et l'optimisation, ont été rapportées dans la littérature [85]. Zhou et al [282] présentent un état de l'art des technologies de simulation, d'optimisation et de contrôle pour les systèmes d'énergie hybrides PV-éolienne autonomes. Ils ont continué cette recherche et des efforts de développement dans ce domaine sont encore nécessaires.

La production d'électricité à partir des énergies renouvelables ne cesse d'augmenter. Certains auteurs comme Gurkaynak et Khaligh [83] et Ruiz- Romero et al. [84], ont montré que son intégration au réseau national associé à un système de gestion est plus que nécessaire.

Les études de Lu et al. [283] et Wang et al. [284] proposent des modèles basés sur les réseaux de Petri qui suivent des modes de fonctionnement pour la gestion de la puissance d'un système multi-sources. En ce sens, un modèle multi-sources/multi-charge générique a été développé pour la ville durable, en utilisant les réseaux de Petri pour l'optimisation du système d'alimentation [285]. En effet, les réseaux de Pétri sont un outil puissant pour la modélisation et le contrôle des systèmes de puissance [268]. En ce qui concerne l'interconnexion entre les réseaux locaux, il a suscité un intérêt considérable que récemment, en raison des pertes dans les longues lignes de distribution et aussi le développement du renouvelable.

Les Sources d'énergie renouvelables sont utilisées comme source alternative pour la production d'électricité et la charge de proximité. L'exploitation du réseau en même temps que la distribution sont devenues très compliquées. Ainsi, le réseau électrique doit être converti en réseaux locaux interconnectés à travers le réseau principal. Ainsi, Zhu et al. [286] ont décrit les influences environnementales et les avantages potentiels de l'interconnexion des réseaux électriques régionaux en Chine par augmentation de la production d'énergie à partir de sources naturelles. Edmunds et al. [287] a examiné les avantages techniques du stockage supplémentaire de l'énergie et des interconnexions électriques dans les futurs systèmes d'alimentation britanniques. Il semble que l'augmentation du niveau de l'interconnexion et du stockage d'énergie offre des avantages techniques importants dans les futurs systèmes d'alimentation britanniques. Le travail par Minciardi et Sacile [288] suit cette approche de recherche.

Ils présentent un modèle pour appuyer les décisions optimales dans un réseau de sous-réseaux coopératifs formalisés comme un problème discret et centralisé original et définies comme problème de réseau coopératif de réseaux électriques intelligents. Dans

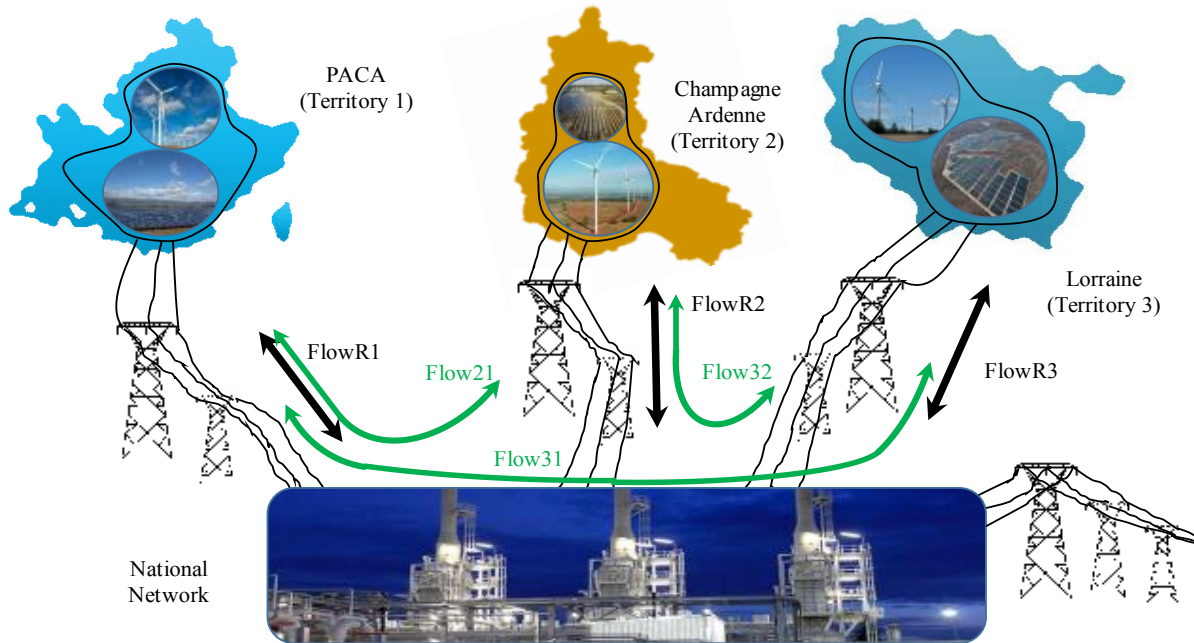
ce cadre, chaque réseaux est désigné comme une «micro réseau intelligent» (ou simplement comme un «micro réseau»), la connexion au fournisseur d'énergie local comme une connexion au «réseau principal», et l'ensemble global de micro-réseaux reliés entre eux et au réseau principal est défini comme le «réseau». Les variables de contrôle sont les flux instantanés de puissance dans le réseau des réseaux. Ils utilisent la théorie des graphes pour modéliser ce système. Deux études de cas sont comparées, le premier suppose que chaque micro-réseau est indépendant, tandis que la seconde suppose que tous les micro-réseaux sont reliés entre eux par un réseau en treillis. Dans ce dernier cas, il est supposé qu'un décideur unique peut décider de la meilleure stratégie pour contrôler le niveau de stockage et les flux d'énergie dans tous les micro-réseaux, suivant une approche coopérative. Hooshmanda et al. [289] ont étudié le problème de la gestion des flux de puissance pour un réseau de coopération de microréseaux dans le contexte d'un réseau intelligent et présentent une méthode de gestion des flux d'énergie dans un cadre de contrôle prédictif du modèle. Hammad et al. [290] ont axé leur travail sur l'élaboration d'un cadre distribué autonome pour la coopération entre un ensemble de microréseaux sans le soutien du réseau traditionnel centralisé.

Ce travail propose un algorithme distribué qui prend en charge le fonctionnement autonome, améliore l'efficacité des coûts et augmente la fiabilité du système global. Cet algorithme est basé sur les jeux de formation de coalition. Ils étudient la capacité de stockage globale proposée pour faciliter la coopération entre les microréseaux au sein du réseau. Leur principal objectif était d'améliorer l'équilibre individuelle alimentation/demande des microréseaux par la coopération, ainsi que d'utiliser mieux les Ressources d'énergie renouvelable distribuées par l'échange de l'excédent entre microréseaux [291]. Les résultats numériques démontrent les avantages d'employer ce modèle coopératif, en particulier pour les niveaux de pénétration élevés des énergies renouvelables décentralisées. Ouammi et al. [292] présentent un modèle de contrôle centralisé basé sur un problème gaussien quadratique linéaire, pour appuyer les décisions optimales dans le contrôle de la puissance échangée pour un réseau intelligent de microréseaux. Il considère l'interconnexion des réseaux pour les échanges de puissance supplémentaires, les périphériques de stockage intégrés, les diverses ressources énergétiques distribuées, et les charges. Le modèle proposé est évalué à travers une étude de cas dans le district de Savone, en Italie, composé de quatre microréseaux qui coopèrent ensemble et connecté à un réseau principal. Même si, certaines hypothèses ont été introduites pour simplifier le modèle, il montre que la coopération entre les réseaux présente des avantages significatifs et des avantages pour le fonctionnement de chaque réseau unique en termes d'intégration d'une stratégie commune pour faire face à la pénurie ou l'excès de production d'énergie en raison du comportement intermittent des SER. Récemment, Yu Wang et al. [293] ont étudié une approche d'ordonnancement hiérarchique de l'énergie pour gérer de façon optimale le commerce d'énergie, le stockage et la distribution dans un réseau électrique intelligent avec un macroréseau et une coopérative de microréseaux. Ils ont développé deux algorithmes, une sur la distribution de puissance en ligne dans le macroréseau et l'autre sur l'ordonnancement coopératif de puissance distribuée.

Cette étude présente un modèle original pour l'optimisation et le contrôle des interconnexions entre les utilisateurs à l'aide d'un outil de modélisation spéciale, les réseaux de Petri et un algorithme itératif pour la gestion des flux basé sur l'écart instantané entre la capacité de production d'énergie et de la demande de chaque utilisateur.

Les objectifs du modèle est de soutenir les décisions optimales dans le contrôle de la puissance échangée pour un réseau interconnecté intelligent composé par des réseaux locaux via le réseau principal. Le modèle est appliqué à trois régions françaises: PACA, Champagne-Ardenne et Lorraine. Les trois régions sont connectées via le réseau national, comme indiqué sur la [Figure 31](#). Chaque région a ses propres sources de production d'énergie renouvelable. Deux scénarios sont envisagés (avec ou sans interconnexions). Une analyse économique détaillée est effectuée.

Figure 31. Représentation schématique de l'interconnexion des trois régions considérées



4.2. Réseau conventionnel et la nécessité du Réseau Intelligent

Il y a de cela plus de cent ans, quand l'électricité a été utilisée pour la première fois, les autorités locales avaient conçu et construit des systèmes indépendants pour fournir l'électricité des grandes villes ou une partie d'entre elles. Ensuite, la connexion de tous ces systèmes indépendants a été faite pour devenir réseau national, dans le but d'assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement et de réduire les coûts. Cela a permis la construction de centrales plus grandes et plus efficaces situées loin de là où la puissance est consommée. En conséquence, les systèmes locaux précédemment indépendants ont perdu progressivement leur production et sont devenus les systèmes de distribution que nous avons aujourd'hui. La principale différence entre les systèmes classiques (principalement avec des générateurs à combustibles fossiles) et réseau intelligent est la façon dont la production et la demande sont maintenues en équilibre.

Les stratégies de conception et de fonctionnement du système d'électricité utilisés dans le système classique sont opérationnelles depuis des décennies et utilisées dans le monde entier. Cependant, le secteur de l'approvisionnement en électricité devrait apporter des changements pour atteindre les objectifs de réduction de carbone des gouvernements. Tous les composants du système ont un rôle important dans cette réalisation, mais l'un

des plus importants est le remplacement de la production à base de combustibles fossiles avec des technologies de production de faible ou zéro émission de carbone.

Cependant, ces technologies de production sont en général, des sources d'énergie incontrôlables et l'opérateur aura besoin de trouver de nouveaux moyens d'équilibrer la production et de la consommation pour la stabilité du système et assurer qu'il n'y ait pas de surcharge dans le réseau causant une perte d'approvisionnement comme une génération intermittente et charge connectée élevées peuvent provoquer.

4.3. La nécessité d'une interconnexion

Une interconnexion entre les réseaux locaux indépendants pourrait être utile. Le flux de puissance pourrait être dans les deux sens. Le suivi et le contrôle intelligent fourniront les moyens les plus bas de coût demandé pour répondre à cet équilibre permanent. L'excédent viendra compléter les besoins de chacun. Il aidera les fournisseurs à répondre plus rapidement à leurs besoins de consommation et à réduire les coûts de manière efficace.

4.4. Système Hybride PV/Eolienne

Les énergies du vent et solaire sont omniprésents, disponibles gratuitement, et respectueux de l'environnement. Au cours des dernières années, la combinaison de ces sources d'énergie renouvelables (système hybride photovoltaïque/éolienne) est devenue une alternative attrayante et viable à l'énergie fossile produite pour répondre à la demande d'électricité. Les composants de ce système d'énergie hybride renouvelable se composent de deux sources d'énergie, d'un équipement de conditionnement de puissance, d'un contrôleur et un système de stockage d'énergie optionnel. Avec les caractéristiques complémentaires entre les ressources en énergie solaire et éolienne, un système hybride photovoltaïque/éolienne sans stockage présente une bonne alternative pour satisfaire les besoins en électricité pour les sites connectés au réseau national, en particulier lors de la pointe de consommation.

Les principaux aspects à prendre en compte dans la conception d'un tel système hybride photovoltaïque/éolienne est la consommation dans diverses conditions météorologiques et le coût du kWh.

4.4.1. Modèle du système photovoltaïque

Un modèle mathématique pour estimer la puissance de sortie des modules photovoltaïques est utilisé. Fondamentalement, la puissance de sortie générée à partir d'un générateur photovoltaïque, peut être calculée en utilisant la formule suivante [79]:

$$P_p(t) = A\eta\eta_p I \quad (38)$$

A : la surface d'un module unique utilisé dans un système (m^2).

I : Le rayonnement global incident (W/m^2).

η : Le rendement du générateur photovoltaïque.

Comme le fonctionnement et les performances d'un générateur photovoltaïque s'intéressent à sa puissance maximale, les modèles décrivant les comportements de la puissance de sortie maximale du module photovoltaïque sont plus pratiques pour l'évaluation du système photovoltaïque. Avec un suivi du point de puissance maximale efficace, l'efficacité des équipements de suivi de puissance $\eta_{pt} = 1$ [79].

Toutes les pertes d'énergie dans un générateur photovoltaïque, y compris les pertes de connexion, les pertes de câblage et d'autres pertes, sont supposés nulles. η est défini comme suit [281]:

$$\eta = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r)] \quad (39)$$

T_c : température de la cellule photovoltaïque (°C).

T_r : température de référence de la cellule (°C).

β : coefficient de température de la cellule (°C⁻¹).

η_r : est le rendement du générateur photovoltaïque à la température de référence T_r :

$$\eta_r = \frac{P_{p \max}}{1000 A} \quad (40)$$

Sur la base de l'équilibre énergétique proposée par [82], la température de la cellule photovoltaïque, T_c est donnée comme suit:

$$T_c = T_a + \frac{\alpha \tau}{U_L} I \quad (41)$$

T_a : température ambiante (°C).

α : Coefficient absorptance de la cellule photovoltaïque.

τ : coefficient de transmission de la cellule photovoltaïque.

Sur la base de l'équilibre énergétique, il est démontré que U_L et $\alpha \tau$ sont liées à la température de la cellule nominale de fonctionnement NOCT comme suit [79]:

$$\frac{\alpha \tau}{U_L} = \frac{I_{T,NOCT}}{NOCT - T_{a,NOCT}} \quad (42)$$

$I_{T,NOCT}$: rayonnement incident global dans les conditions NOCT³ (800W/m²),

NOCT: nominal operating cell temperature (°C),

$T_{a,NOCT}$: température ambiante dans les conditions NOCT (20°C)

U_L : coefficient de perte de chaleur globale (W/(m². °C)).

Si le nombre de modules photovoltaïques installés et raccordés au réseau national est N_{pvi} , la puissance totale produite pour chaque utilisateur i est : $P_{pvi}(t) = N_{pvi} \times P_p(t)$

³ Conditions NOCT: $I_{T,NOCT} = 800\text{W/m}^2$, $T_{a,NOCT} = 20^\circ\text{C}$ vitesse du vent = 1 m/s et $\eta = 0$.

4.4.2. Modèle du système éolien

Chaque éolienne a sa courbe de puissance de sortie spécifique. Alors, pour chaque éolienne, un modèle doit être mis au point en fonction de sa courbe de puissance de sortie, qui est donnée par le fabricant. Différents modèles pour prédire la performance des éoliennes ont été proposés dans la littérature [82] [80]. Dans cette étude, la puissance de sortie du générateur éolien est estimée par les équations caractéristiques d'une turbine éolienne développée par Ai et al. [294] en ajustant la courbe de puissance réelle par la méthode des moindres carrés. La production instantanée d'énergie éolienne de la turbine peut être prédite à partir de l'équation de l'énergie éolienne discutée ci-dessous, suivant la courbe de puissance de l'éolienne [295].

La courbe de puissance de la turbine éolienne est séparée en sous-fonctions comme cela est illustré.

$$\left. \begin{array}{l} P_e(t) = 0 \quad \text{for } v < v_c \\ P_e(t) = a_1 v^2 + b_1 v + c_1 \quad \text{for } v_1 \leq v \leq v_2 \\ P_e(t) = a_2 v^2 + b_2 v + c_2 \quad \text{for } v_2 \leq v \leq v_3 \\ \dots\dots\dots \\ P_e(t) = 0 \quad \text{for } v > v_f \end{array} \right\} \quad (43)$$

$$v_c < v_1 < v_2 < v_3 < \dots < v_f$$

v , v_c et v_f sont la vitesse du vent (m/s), la vitesse de démarrage (m / s) et la vitesse de découpe de la turbine éolienne (m/s), respectivement. $a_{1,2,\dots,k}$; $b_{1,2,\dots,k}$; $c_{1,2,\dots,k}$, sont les coefficients des équations du second degré. Si le nombre d'éoliennes installées et raccordées au réseau national sont N_{wti} , la puissance totale éolienne produite pour chaque utilisateur est:

$$P_{wti}(t) = N_{wti} \times P_e(t) . \quad (44)$$

4.4.3. Modèle photovoltaïque/éolienne

L'interconnexion énergétique peut être justifiée sur la base de l'indépendance énergétique, l'intérêt économique et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. On suppose que, pour les régions, l'énergie fournie par le réseau électrique est toujours disponible, mais limitée par les informations de la sous-station qui relie au système photovoltaïque/éolienne de chaque région. En gardant à l'esprit l'objectif de fournir l'indépendance énergétique aux régions, il a été décidé de privilégier l'échange entre les régions par rapport à l'échange de région-réseau national.

L'énergie totale produite et demandée ($W_{geni}(t)$, $W_{demi}(t)$), sur une période de 24 heures pour chaque utilisateur (région, territoire, etc.) peut être définie en fonction de l'énergie éolienne et photovoltaïque produite et la puissance demandée $P_{demi}(t)$ comme suit [296]:

$$W_{geni}(t) = \sum_0^{24} [(\Delta S)(P_{geni}(t))] = \sum_0^{24} [(\Delta S)(N_{wti} P_{wti}(t) + N_{pvi} P_{pvi}(t))] \quad (45)$$

$$W_{dem_i}(t) = \sum_0^{24} [(\Delta S)(P_{dem_i}(t))] \quad (46)$$

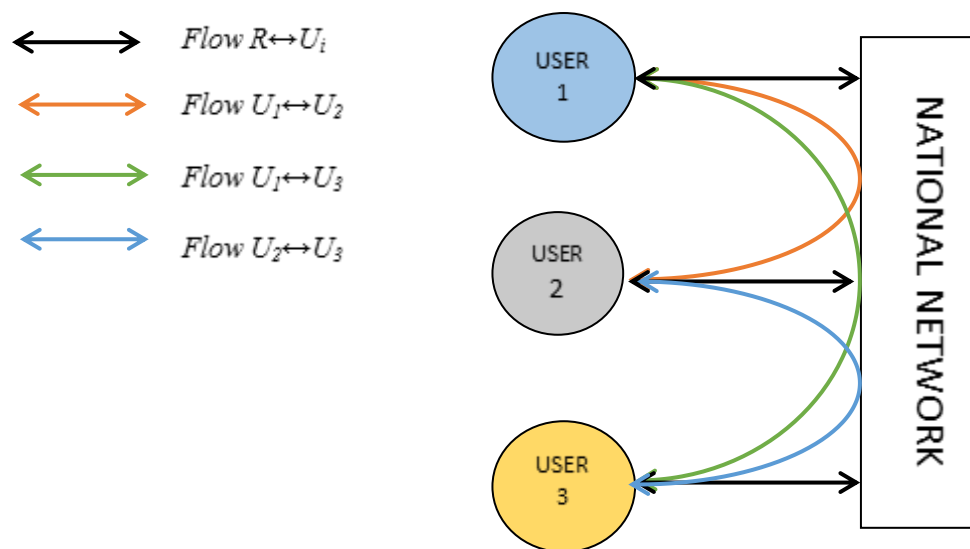
$P_{gen_i}(t)$ est la puissance totale photovoltaïque/éolienne produite, t est le temps (heure du jour) et ΔS est le temps entre les échantillons (une heure). Pour avoir un équilibre entre la capacité de production d'énergie et la demande dans une période de temps donnée, l'écart $\Delta P_i(t)$ doit avoir une moyenne de zéro. On notera que les valeurs positives de $\Delta P_i(t)$ indiquent la disponibilité de la production et les valeurs négatives indiquent une capacité de production insuffisante [297].

$$\Delta P_i(t) = P_{gen_i}(t) - P_{dem_i}(t) \quad (47)$$

4.5. Modèle d'interconnexion

L'élément principal du modèle est l'écart instantané entre la capacité de production d'énergie et la demande. Le principe du système d'interconnexion est représenté sur la Figure 32.

Figure 32. Topologie du modèle du système⁴



Deux cas se présentent. Soit une insuffisance ou une suffisance de l'énergie. Dans nos expériences, la capacité de production de chaque utilisateur est calculée à l'aide de modèles mathématiques des éoliennes et des panneaux photovoltaïques pour une journée, sur la base des données météorologiques horaires disponibles. Ensuite, en utilisant les données instantanées des demandes de puissance de chaque utilisateur, l'écart entre la capacité de production d'énergie et la demande pendant 24 heures peut être calculée.

⁴ National network : réseau national
User : utilisateur
Flow : flux

4.6. Stratégie de gestion des flux

L'un des principaux problèmes du modèle d'interconnexion est lié au contrôle et à la supervision de la distribution d'énergie. L'interaction dynamique à la fois entre les utilisateurs et entre les utilisateurs et le réseau national peut conduire à des problèmes critiques sur la stabilité et la qualité de l'énergie. En effet, l'absence de stockage et le problème de l'intermittence de la production d'énergie peuvent entraîner des pertes importantes. L'injection décentralisée permet une diminution de la charge du réseau, si l'énergie produite est immédiatement consommée localement. Dans le cas contraire, il peut rapidement conduire à une surcharge du réseau de distribution. En outre, les systèmes décentralisés (photovoltaïque, éolien) ont une influence sur la qualité de la tension et peut même causer des retours de puissance non conformes au réseau en amont. D'où le rôle essentiel que le système de gestion peut jouer sur un tel système.

Pour assurer l'approvisionnement continu de la demande de charge, la gestion du flux d'énergie dans le modèle proposé est à réaliser. L'objectif principal de la gestion de l'énergie est de satisfaire la demande complète de la charge. Le but de cette étude est de concevoir un système de gestion d'énergie efficace pour un système d'interconnexion entre les utilisateurs en fonction de l'écart entre leurs capacités de production de leurs systèmes hybrides renouvelables et leurs besoins. La stratégie d'exploitation suivante est utilisée :

- L'utilisation de l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques et les générateurs d'éoliennes est prioritaire dans l'approvisionnement de la demande par rapport à celle fournie par le réseau national.
- Si l'énergie totale générée par les générateurs éoliens et photovoltaïques est supérieure à la demande, l'énergie excédentaire est vendue aux utilisateurs dans le besoin via le réseau national. S'il n'y a pas des utilisateurs dans le besoin, l'énergie est vendue au réseau national.
- Si l'énergie totale générée par les modules photovoltaïques et des générateurs d'éoliennes est inférieure à la demande, l'énergie électrique déficitaire sera achetée en priorité aux autres utilisateurs qui ont une énergie excédentaire. Ensuite, à partir du réseau national, si la demande n'a pas pu être satisfaite.

Pour parvenir à cette stratégie de fonctionnement, un algorithme itératif est développé dans le but de contrôler et de gérer les flux d'énergie échangée selon l'écart entre la capacité de production et la demande de chaque utilisateur. L'algorithme utilise les données caractéristiques de la demande $P_{demi}(t)$, et les données météorologiques quotidiennes à partir de l'emplacement de l'utilisateur i . Cela permet de calculer la production d'énergie éolienne $P_{wti}(t)$, et la production d'énergie photovoltaïque $P_{pvi}(t)$. Leur somme est égale à la capacité de production éolienne/photovoltaïque, $P_{geni}(t)$. Ce qui nous permet, de calculer l'écart $\Delta P_i(t)$ entre la capacité de production $P_{geni}(t)$, et la demande $P_{demi}(t)$ instantanée. Plusieurs configurations sont possibles en fonction du nombre d'utilisateurs. Dans ce travail, trois utilisateurs sont considérés $i = 1, 2, 3$. Pour chaque utilisateur, il y a 8 configurations qui peuvent exister:

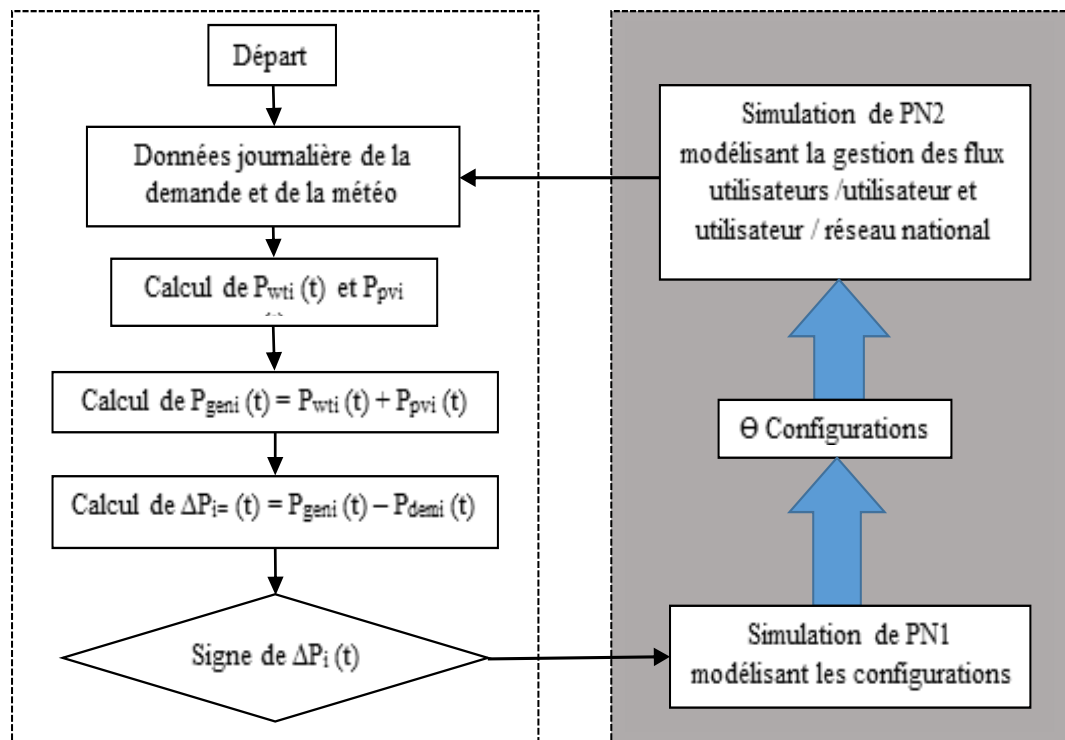
- $\Delta P_i(t)$ peut être inférieure à zéro ($\Delta P_i(t) < 0$), on lui attribue l'indice 0;
- $\Delta P_i(t)$ peut être supérieure ou égale à ($\Delta P_i(t) \geq 0$), on lui attribue l'indice 1;

Les configurations [000, 001, 010, 011, 100, 101, 110 et 111], sont affectées aux coefficients [$\theta_0, \theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5, \theta_6, \theta_7$], respectivement.

4.7. Contrôle du Système d'interconnexion basé sur les réseaux de Petri

Le modèle est développé en utilisant un outil de modélisation spéciale, les réseaux de Pétri. Lesquels, sont des outils graphiques et mathématiques permettant de modéliser et de vérifier le comportement dynamique des systèmes à événements discrets. C'est le cas de notre modèle qui se base sur deux états (binaire) de l'utilisateur. Il se compose de deux blocs (Figure 33).

Figure 33. Modèle de schéma en Blocks

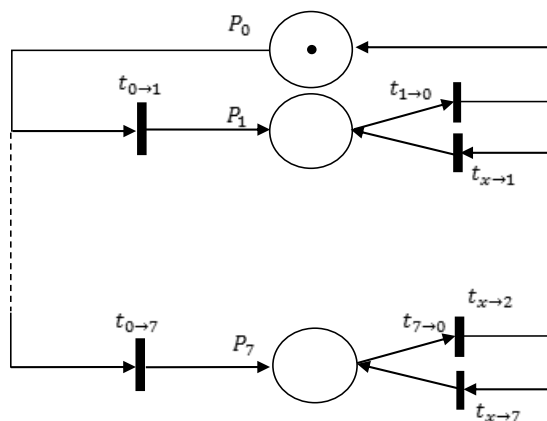


- Le bloc qui génère le signe de $\Delta P_i(t)$ avec un algorithme itératif,
- Un bloc qui décrit les simulations des réseaux de Petri. Il se compose de deux sous-réseaux :
 - Sous-réseau modélisant les configurations de des différents utilisateurs à un instant donné.
 - Sous-réseau modélisant la régulation des flux échangés par l'interconnexion utilisateur/utilisateur via le réseau national et utilisateur/réseau national.

Plusieurs configurations sont possibles en fonction du nombre d'utilisateurs.

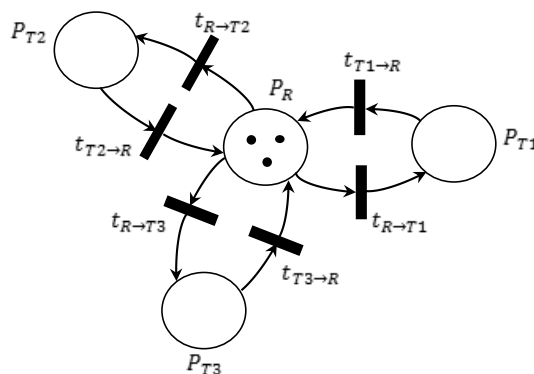
PN1 montre comment s'effectue le changement de configuration (Figure 34) et PN2 représente les réseaux de Petri qui régule le flux d'énergie (Figure 35), il sélectionne l'échange approprié pour satisfaire la demande.

Figure 34. Réseau de Petri (PN1)



Le passage du jeton d'une place à l'autre dépend du signe de l'écart entre la capacité de production et la demande. Pour PN1, huit places ($P_0, P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6$ et P_7) représentant huit états. Ils sont reliés par vingt et une transitions. Chaque état correspond à une configuration. Chaque configuration est caractérisée par la présence d'un jeton à l'endroit correspondant. Par exemple, un jeton dans la place P_0 , signifie que le système est en configuration 000. Cet état se produit lorsque l'écart entre la capacité de production et la demande de chaque utilisateur devient négatif. En effet, les transitions sont franchies si toutes les conditions sont remplies. PN1 est expliqué dans le [Tableau A.1](#). Pour chaque utilisateur et en fonction de la configuration, lorsque la demande devient plus élevée que la capacité de production, il achète l'excédent d'autres utilisateurs par l'intermédiaire du réseau national. Si ces derniers ne peuvent pas répondre à sa demande, il achète directement à partir de la production propre au réseau national.

Figure 35. Réseau de Petri (PN2)



Les places P_{T1}, P_{T2} et P_{T3} correspondent aux trois états de l'utilisateur ([Figure 35](#)). Pour décrire les interconnexions utilisateur/utilisateur et l'utilisateur/réseau national, deux états sont définis pour chaque utilisateur (PN2).

Comme cela est décrit ci-dessus, soit il est en état de suffisance ou d'insuffisance. En effet, selon la configuration α à l'instant t , et les signes de la somme des écarts. $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t)$, les transitions peuvent être franchies. La présence d'un jeton dans un endroit correspondant à l'utilisateur, caractérise l'état de suffisance de celui-ci. Dans le cas contraire, cela

caractérise l'insuffisance. Ainsi, différents flux peuvent être échangés, selon des conditions différentes [Tableau A.2](#) [85].

4.8. Analyse économique

L'objectif de l'analyse économique est de montrer les avantages économiques du modèle. Pour cela, le coût actualisé de l'énergie pour le système hybride éolien/photovoltaïque est estimée. La valeur actuelle des coûts pour le système hybride est constituée de la somme de la valeur actualisée des coûts d'investissement, d'entretien et de l'installation photovoltaïque et de la somme de la valeur actualisée des coûts d'investissement et d'entretien des éoliennes dans la vie du système.

Selon le système étudié, la valeur actuelle des coûts est composée du coût initial, la valeur actuelle des coûts de maintenance et la valeur actuelle du coût de remplacement. Le coût initial des composants du système comprend les coûts d'acquisition et les coûts d'installation. Les coûts d'installation des composants du système sont considérés comme une fraction du coût d'acquisition. Il est généralement considéré égal à 50% pour le système photovoltaïque et 25% pour les éoliennes ([voir chapitre III](#)).

4.9. Etude expérimentale

4.9.1. Paramètres d'entrée économiques et contraintes

Dans cette étude, "la région PACA" est considérée comme utilisateur 1, "la région Champagne- Ardenne" en tant qu'utilisateur 2 et la "région Lorraine" en tant qu'utilisateur 3.

- La capacité de production est calculée à partir des données météorologiques.
- Dix pour cent de la demande horaire moyenne quotidienne pour chaque région pour une journée typique d'été (30 Juin, 2014) sont considérés.
- L'écart entre la capacité de production et la demande est calculée sur une période de 24 heures comme indiqué sur la [Figure 36](#).
- Pour chaque système photovoltaïque, les coûts d'acquisition de panneaux photovoltaïques sont d'environ 1,42 €/W.
- Pour l'onduleur, il est d'environ 0,11 €/W. Pour chaque système éolien, les coûts d'acquisition sont d'environ 0,41 €/W.

Les contraintes du modèle incluent :

- Le coût actualisé de l'énergie (€/kWh) pour chaque région est définie selon le [Tableau 8](#), en tenant compte des pourcentages de production en énergie renouvelable comme le montrent les [Tableau 9](#) et [Tableau 10](#).
- Le Prix du kWh pour EDF dans la base facultative est 0,1403 €.
- Le coût de l'entretien est considérée comme identique à la première année. m est égal à 1 % du coût d'acquisition pour le système photovoltaïque, et 5 % du coût d'acquisition pour les éoliennes [91].

Tableau 8. Capacité éolienne Installée et produite, et ses pourcentages en fonction production totale PV/Eolienne pour chaque région^a

Régions	Capacité éolienne Installée en MW	Totale production éolienne (GWh)	%
Champagne-Ardenne	1113	2451	97
Lorraine	716	1225	86
PACA	45	116	13

Tableau 9. Capacité PV Installée et produite, et ses pourcentages en fonction de la production totale PV/éolienne pour chaque region^a.

Régions	Capacité PV installée MWc	Total PV production (GWh)	%
Champagne-Ardenne	80	82	03
Lorraine	198	202	14
PACA	616	811	87

Tableau 10. Coût actualisé de l'énergie (CAE) pour les trois regions.

Régions	CAE établi par le gouvernement en France ^b (€)	CE calculé (€) (en utilisant le modèle)
Champagne-Ardenne	0.0830	0.0288
Lorraine	0.0869	0.057
PACA	0.0865	0.1563

a. Source: Observ'ER

b. CAE pour la vente d'énergie PV est de 0.11688€ et pour l'énergie éolienne, il est de 0.082 €

Pour étudier la faisabilité et les avantages économiques de l'interconnexion des régions, deux scénarios sont développés:

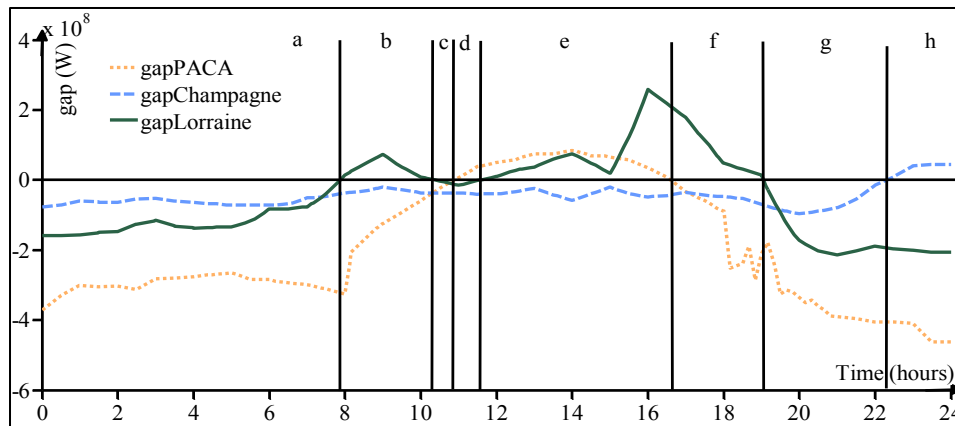
- Un scénario de base (BS).
- Un scénario d'interconnexion (IS) favorisant l'interconnexion des régions dans le contexte d'une éventuelle réduction du coût de l'électricité et le développement durable du secteur de l'électricité française.

La [Figure 36](#), montre les résultats de l'écart entre l'achat et la vente des deux scénarios pour chaque région.

Notez que seulement 10% de la demande est considérée.

4.9.2. Résultats

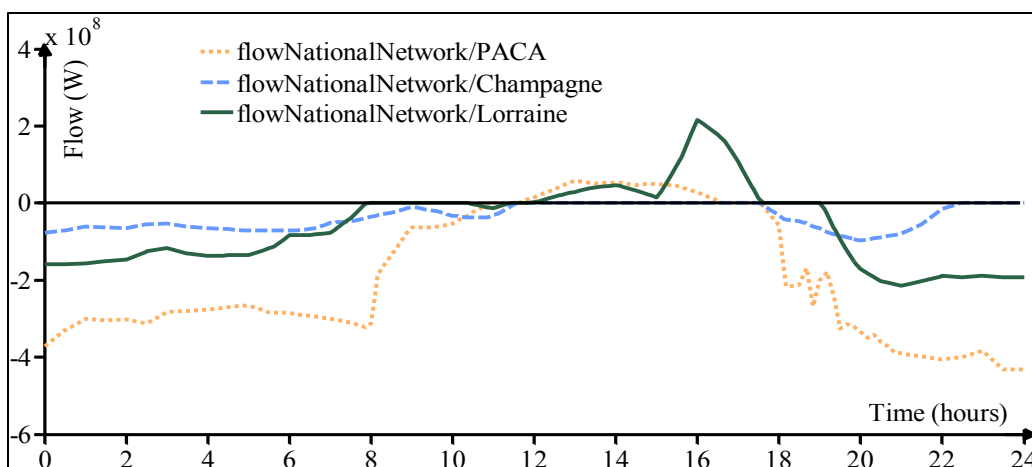
Figure 36. Les écarts entre la capacité de production PV/Eolienne et demande pour chaque région.



Selon la Figure 36, cinq configurations ont eu lieu:

- Configuration 000 (parties a, c et g) montre que toutes les régions sont dans l'insuffisance d'énergie ($\Delta P_{i=1,2,3}(t) < 0$). Cela se produit entre 00-8 heures. La capacité de production photovoltaïque/éolienne est faible par rapport à la demande besoins, cette insuffisance de production est causée par les conditions climatiques moins favorables. Et à partir de 19h à 22h, intervalle pour lequel les besoins de l'électricité sont le plus élevés en France., et les conditions météorologiques deviennent moins favorables à la production, en particulier photovoltaïque. Par conséquent, les régions ont un statut d'acheteurs parce que leur production ne suffit pas à répondre à leurs besoins comme le montre la Figure 37. Ils achètent à partir du réseau national, et flow National Network/PACA, flow National- Network/Champagne, flow National Network/Lorraine sont négatifs et sont obtenus en utilisant (Equation. B.1).

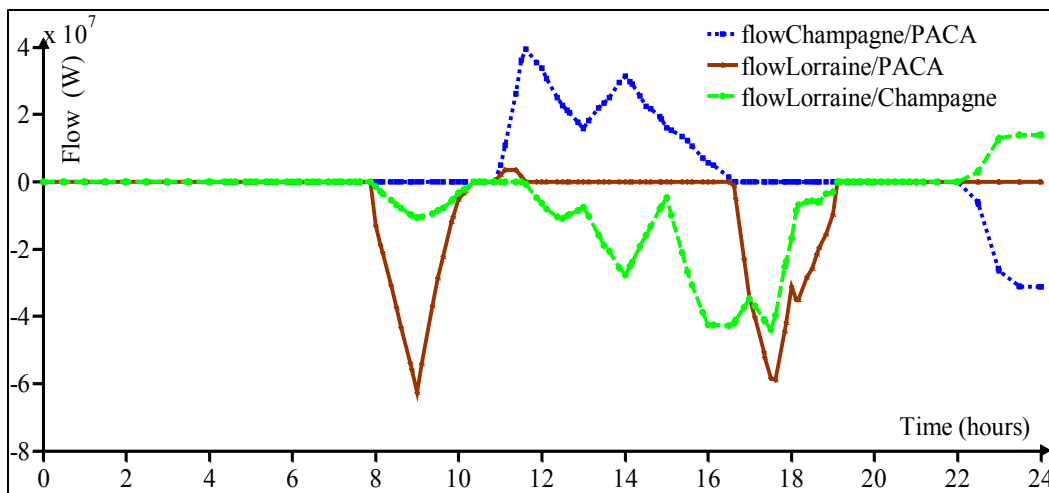
Figure 37. Flux échangés entre le réseau national et les trois régions



- Configuration 010 (partie h) montre que les régions PACA et Lorraine sont dans l'insuffisance d'énergie ($\Delta P_{i=1,3}(t) < 0$), contrairement à la région Champagne

Ardenne qui est sur-approvisionné ($\Delta P_{i=2}(t) < 0$) comme indiqué dans la [Figure 36](#) et la [Figure 37](#). Dans ce cas, la Champagne Ardenne vend son surplus aux autres régions, et flow Champagne/PACA, flow Lorraine/Champagne sont obtenus en utilisant (Equation. B.6). Notez que le signe de la somme des écarts d'énergie est négative, ce qui explique l'insatisfaction des besoins des régions. Pour satisfaire complètement leurs besoins, ils achètent aussi directement du réseau national, et flow National Network/Champagne, flow National Network/Lorraine sont négatifs comme le montre la [Figure 37](#) et [Figure 38](#).

Figure 38. Flux échangés entre les trois régions.



- Configuration 001 (parties b et f) montre que la région PACA et Champagne Ardenne sont dans l'insuffisance d'énergie ($\Delta P_{i=1,2}(t) < 0$), contrairement à la région Lorraine qui est en situation excédentaire ($\Delta P_{i=1,2}(t) > 0$). Dans ce cas, la région Lorraine vend son surplus aux autres régions dans le besoin, et flow Lorraine/Champagne, flow Lorraine/PACA sont obtenus en utilisant (Equation. B.7) pour les parties où la somme des écarts est négative, et en utilisant (Equation. B.2) pour les parties où la somme des écarts est positif. Pour la partie positive, pour répondre à leurs besoins, les deux régions dans l'insuffisance d'énergie achète à partir du réseau national, flow National Network/PACA et flow National-Network/Champagne sont négatifs comme le montre la [Figure 37](#) et [Figure 38](#). Dans le cas contraire, c'est la région Lorraine qui vend au réseau national, le surplus restant après satisfaction des besoins des autres régions.
- Configuration 101, qui est représentée dans la partie (e) montre que les régions PACA et Lorraine sont excédentaire ($\Delta P_{i=1,3}(t) > 0$), à la différence de Champagne-Ardenne qui est dans l'insuffisance d'énergie ($\Delta P_{i=2}(t) < 0$). Dans ce cas, les deux régions vendent leur surplus à la région Champagne Ardenne et flow Champagne/PACA, flow Lorraine/Champagne sont obtenus en utilisant (Equation. B.3), lorsque le signe de la somme de leurs écarts est négatif, et en utilisant (Equation. B.6), lorsque le signe de la somme de leurs écarts est positif. Quand il est négatif, la capacité de production des deux régions en suffisance énergétique

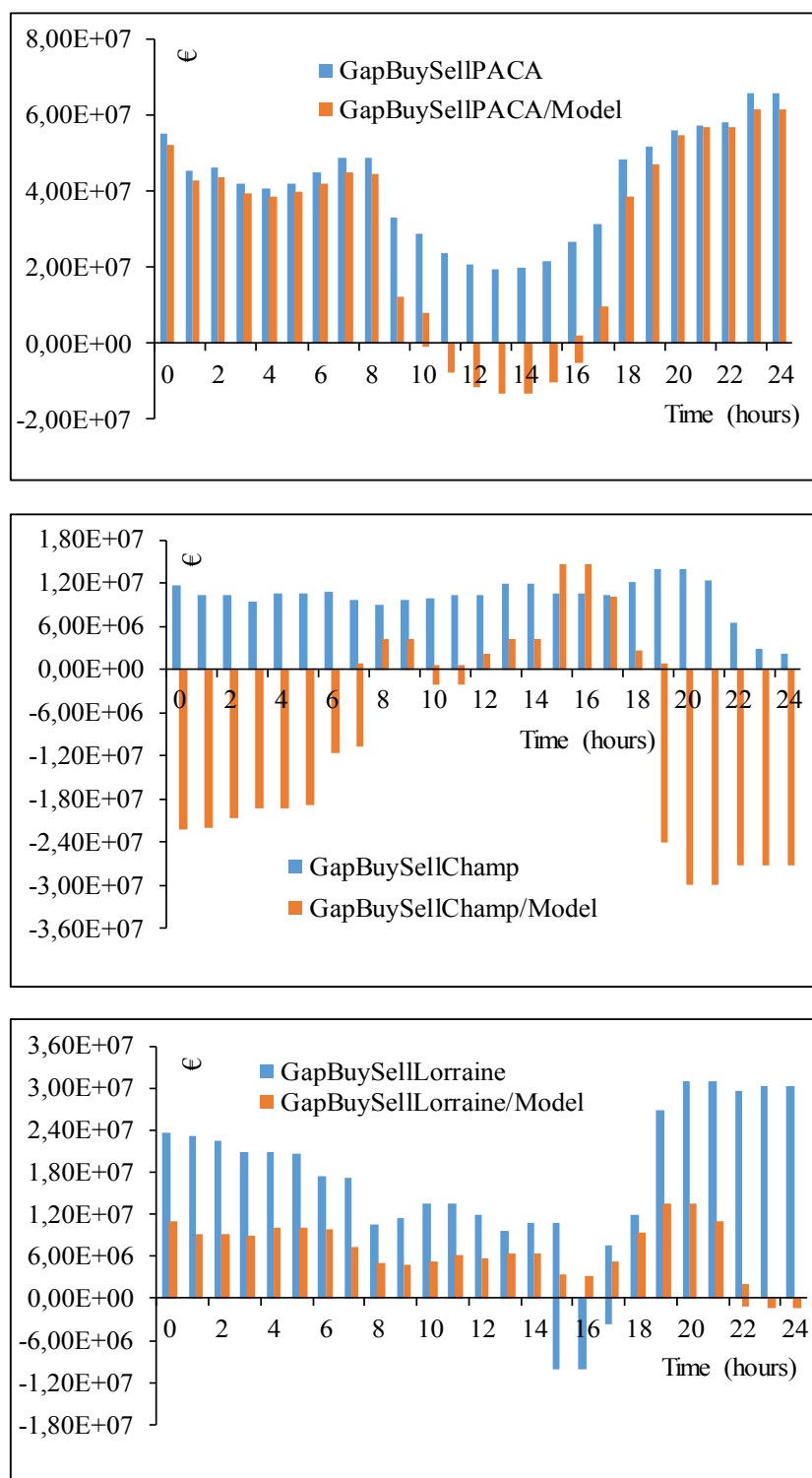
ne peut pas répondre aux besoins de la région en insuffisance d'énergie. Par conséquent, cette dernière achète du réseau national, flow National Network/Champagne est négatif comme le montre la [Figure 37](#). Dans le cas contraire, ce sont les deux régions excédentaires qui vendent au réseau national, le reste de l'excédent après avoir satisfait la région en insuffisance.

- Configuration 100, qui est représentée par la partie (d) montre que les régions Champagne-Ardenne Lorraine sont dans l'insuffisance d'énergie ($\Delta P_{i=2,3}(t) < 0$), à la différence de PACA qui est sur-approvisionné ($\Delta P_{i=1}(t) > 0$). Dans ce cas, les deux régions achètent à PACA son excédent comme le montre la [Figure 36](#), [Figure 37](#) et le flow Champagne/PACA, flow Lorraine/PACA sont obtenus en utilisant (Equation. B.4). A noter que le signe de la somme des écarts est négatif, ce qui explique l'insatisfaction des régions dans l'insuffisance énergétique. Pour répondre à leurs besoins, ils ont également acheté du réseau national comme le montre la [Figure 36](#) et la [Figure 37](#) et flow National Network/PACA, flow National Network/Lorraine sont négatifs.

Avec la question des coûts des moyens de stockage et de l'environnement, les régions peuvent vendre leur production excédentaire par l'interconnexion avec d'autres régions. Il ressort de la [Figure 37](#) et la [Figure 38](#) que, l'interconnexion peut réduire considérablement la dépendance régionale à la consommation d'énergie non renouvelable du réseau national et la nécessité du stockage.

Cela devrait devenir plus attrayant avec l'augmentation des coûts de l'électricité fournie par le réseau nationale. En effet, on constate que de 22 heures à 12 heures il n'y a pas flux acheté au réseau national par Champagne Ardenne, son excès est vendu aux deux régions, PACA et Lorraine. Vers 10h30 à 19 heures, même si son écart est négatif, Ses besoins sont satisfaits par l'excès de PACA et la Lorraine comme le montre la [Figure 37](#). Le même cas est survenu entre 8 h et 10h20 et autour de 16h30-18 heures pour PACA. Ses besoins sont satisfaits par l'excès de la Lorraine et de la Champagne-Ardenne. Cela prouve que l'interconnexion des régions peut remplacer le système centralisé sur le réseau national et réduire le besoin de stockage.

Figure 39. Comparaison des écarts entre l'achat et la vente d'électricité pour trois régions : scénario d'interconnexion (IS) / scénario de base (BS)



Les résultats sur la [Figure 39](#) montrent pertinemment que le scénario d'interconnexion (IS) est très avantageuse économiquement par rapport au modèle classique. Pour PACA, c'est environ 42% de gain sur le scénario de base (BS). Ensuite, pour la Champagne Ardenne, c'est 156% de gains sur le scénario de base (BS). Enfin 53% de gain pour la

Lorraine. L'utilisation d'un tel modèle peut être intéressant, si à l'avenir les dirigeants et acteurs des régions et du réseau national trouvent un commun accord pour l'intégration d'un tel système dans l'environnement de l'énergie du pays.

4.10. Conclusion

Cette étude a présenté un modèle d'interconnexion original pour le contrôle et la gestion de puissance entre les utilisateurs (territoires, départements, régions). Grâce à leurs propres ressources énergétiques (systèmes hybrides photovoltaïque/éolienne avec ou sans stockage) et leur connexion au réseau national, les utilisateurs (territoires) peuvent être à la fois « producteurs et consommateurs » d'énergie. Cela signifie que le flux d'énergie peut être dans les deux directions. Un système de contrôle à l'aide des réseaux de Pétri a été proposé pour le contrôle et la gestion des capacités de production et la demande de chaque utilisateur. Un algorithme original est développé pour la stratégie de fonctionnement. Il est basé sur le signe de l'écart entre la capacité de production et la demande. Cela conduit à des états et configurations des utilisateurs. Chaque utilisateur peut avoir deux états : insuffisance ou suffisance d'énergie. Une analyse économique détaillée a été réalisée sur la base de deux scénarios: un scénario de base (BS) et un scénario d'interconnexion (IS) favorisant l'interconnexion.

Le but du travail est de démontrer qu'il est possible de réduire la dépendance à l'énergie conventionnelle en développant des sources hybrides locales telles que " photovoltaïque/éolienne" et les mettre en commun à travers le réseau national. Une analyse économique détaillée a été réalisée sur la base des deux scénarios. Des simulations numériques sont réalisées pour 3 régions françaises : PACA, Champagne-Ardenne et Lorraine. Les résultats montrent clairement que l'interconnexion des régions peut réduire considérablement l'impact environnemental, grâce à l'utilisation des sources d'énergie renouvelable et l'investissement financier sur les moyens de stockage. Ils montrent également des avantages économiques plus pertinents par rapport au modèle classique avec environ 42%, 53% et 156% de gains pour PACA, Lorraine et Champagne-Ardenne, respectivement.

5. Conclusion

Le développement très rapide des énergies renouvelables, plus particulièrement des systèmes photovoltaïques et éoliens, accompagnés par leur maturité technologique et leurs coûts de plus en plus faibles, les identifie comme solution de substitution pour l'électrification des pays développés d'une part. D'autre part, leur caractère d'énergie de proximité, les identifie comme solution à court et à moyen terme pour l'électrification des pays en précarité énergétique (majoritairement des pays en voie de développement), facteur principal de l'épanouissement social et économique.

Partant de ce constat, nous avons effectué des études applicatives pour le développement des énergies renouvelables dans un campus d'une Université française. L'Université étant une vitrine de la société d'aujourd'hui et de demain. Ce développement se trouve au cœur de la politique de transition énergétique des différentes localités et régions de la plupart des pays développés. Cela se traduit par l'incitation à la production décentralisée des utilisateurs du réseau. Ils deviennent ainsi des « consommateurs-producteurs ». D'où la problématique de l'intégration et la gestion de ce volume important de systèmes d'énergie

renouvelables décentralisées dans le système économique et le réseau électrique. C'est en tentant d'apporter une solution à cela, que nous avons proposé un modèle original basé sur le concept de l'interconnexion (pooling). Nous l'avons appliqué à trois régions françaises, afin de prouver sa faisabilité et son efficacité.

Les priorités étant différentes pour les pays en précarité énergétique. Le défi est de trouver une solution viable économiquement et environnementalement, pour l'électrification. Surtout en milieu rural où le coût de l'extension du réseau est prohibitif. Nous avons identifié les Microgrids comme solution à court et à long terme en prenant comme exemple le Mali.

Conclusion et perspectives

Dans cette thèse nous nous sommes efforcés d'élaborer des modèles pour l'aide à la décision en termes de configurations du réseau et le contrôle des flux d'énergie échangés dans un système multi-sources (système hybride) et multi-sources multi-charges, dans le cas d'interconnexion de plusieurs systèmes hybrides.

Pour ce faire, nous avons commencé par une conception optimale de différents modèles de systèmes hybrides, puis multi-sources multi-charges dans différents environnements, avec différentes charges (Campus Universitaires, Village en Afrique, régions françaises) et différentes contraintes économiques et techniques. Tout en considérant, les différentes configurations et stratégies de gestion de la puissance produite, pour des fins d'efficacité énergétique. Ces modèles ont été développés sous HOMER et Matlab-Simulink. Afin de valider nos modèles, nous nous sommes appuyés sur un projet d'électrification rurale d'une commune de 20 000 habitants située au sud du Mali à 70 km du poste source le plus proche, une étude de faisabilité pour l'usage des SER pour l'alimentation électrique d'un campus universitaire Français et la problématique et enjeux de l'interconnexion de réseaux régionaux.

Pour les deux premiers, différentes stratégies de fonctionnement des sources d'énergie ont été comparé pour analyser l'efficacité et la robustesse du système. Suivi d'une analyse technico-économique diligenté pour comparer la solution « micro réseau » à la solution classique « d'alimentation exclusive par le réseau ». Ainsi pour l'alimentation électrique d'un village en Afrique, les résultats montrent que le système hybride en mode «Fuel Save» sous la stratégie «Load Following» est le plus rentable économiquement et le moins polluant écologiquement. Avec un seuil de coût par kilomètre à partir duquel l'extension du réseau n'est plus rentable.

Dans le cas d'un système urbain, ici un campus universitaire situé dans la zone limitrophe nord est française, les résultats démontrent que le système de stockage n'est pas rentable pour les configurations connectées au réseau; les SER sont tout à fait adaptées pour l'alimentation de sites de la taille d'un IUT, dès lors qu'elles sont couplés au réseau de distribution national et qu'elles sont techniquement et économiquement viables comme source additionnelle au réseau national.

Pour le troisième, nous avons contribué à la modélisation d'un système multi-sources, multi charges. Un modèle d'interconnexion original pour le contrôle et la gestion de puissance entre les utilisateurs «producteurs et consommateurs» d'énergie (territoires, départements, régions). Grâce à leurs propres ressources énergétiques (systèmes hybrides photovoltaïque/éolienne avec ou sans stockage) et leur connexion au réseau national. Le modèle est basé sur les réseaux de Petri. Par conséquent, un algorithme itératif pour la gestion des flux d'énergie basée sur l'écart instantané entre la capacité de production (photovoltaïque, éolienne) et la demande de chaque utilisateur est développé sur Matlab-Simulink. Afin de valider notre modèle, nous avons sélectionné trois régions françaises: la région PACA, la région Champagne-Ardenne et la région Lorraine. Une analyse économique détaillée est effectuée. Une comparaison entre les deux scénarios

(avec ou sans interconnexions) montrent que l'utilisation des énergies renouvelables dans un contexte d'interconnexion (pooling), offre des sérieux avantages économiques et techniques.

Nos choix d'étude ont été motivés par

- Le rôle important que peut jouer les campus d'enseignement supérieurs dans la sensibilisation des populations à la problématique de la transition énergétique (réduction de la consommation d'énergie).
- La politique et les caractéristiques géographiques et climatiques des régions choisies
- Le potentiel de l'utilisation du système hybride important dans tous les pays
- L'augmentation très rapide de la consommation et des besoins en énergie des pays représentant le tiers de la population mondiale, élément central de l'épanouissement économique et social de l'homme
- La complémentarité entre l'éolienne et le photovoltaïque, ainsi que leur maturité

Limites et perspectives

Certains points clés, non techniques ne sont pas pris en compte dans ces études telles que les facteurs socio-politiques et certains facteurs environnementaux; les coûts des dommages environnementaux et de santé et certains facteurs techniques liés aux pertes de puissance. Etant donné que l'électricité produite effectue un périple à travers les composants du système avant d'atteindre la charge. Il aurait été judicieux d'étudier techniquement chaque étape de ce périple, en étudiant chaque composant. Cela permettra de sortir le maximum de critères d'optimisation pour le système.

Au-delà d'un taux de pénétration de 30% des énergies renouvelables, des déséquilibres peuvent survenir au niveau du réseau. Par conséquent, il est nécessaire de prendre en compte les aspects techniques, lors de l'insertion des systèmes hybrides dans les réseaux. La distribution dans les deux sens nécessite des prouesses techniques et des exigences sur la qualité de l'électricité qui doivent être prises en comptes.

L'optimisation globale d'un système multi-sources multi-charges passe aussi par la gestion de la demande qui permet de mieux gérer l'équilibre production/consommation, en incitant, par des signaux tarifaires, les utilisateurs à limiter leur consommation en période de pointe et à consommer en période creuse. Il s'agit ici d'une de nos perspectives.

Comme perspectives, nous planifions:

- La gestion de la demande dans nos modèles, en « dispatching » les charges selon la production, cela ne peut se faire sans,
- la prédiction de la production des sources d'énergies renouvelables qui dépendent des aléas météorologiques en utilisant
- Implémenter notre modèle d'interconnexion en Afrique en prenant en compte l'aspect technique des composant des systèmes et géographique des différents charges (territoires) qui seront prises en compte.

Nous comptons réaliser cela en utilisant d'autres méthodes d'optimisation telles que les méthodes d'intelligence artificielle, des méthodes hybrides, ou des méthodes inédites dans ce domaine, comme le calcul opérationnel.

A long terme, nous prévoyons:

- Étudier techniquement chaque composant du système, afin d'augmenter les critères d'optimisation du système
- Intégrer d'autres facteurs non techniques telles que le coût de l'énergie par habitant et à la prise, en prenant en compte ses habitudes journalières. Cela permet de proposer des solutions optimales encore plus réalistes pour l'électrification en Afrique.

Bibliographie et Références

- [1] K. R. Briffa, F. H. Schweingruber, P. D. Jones, T. J. Osborn, I. C. Harris, S. G. Shiyatov, E. A. Vaganov et H. Grudd, «Trees tell of past climates: but are they speaking less clearly today?», *Phil. Trans. R. Soc. Lond. B*, vol. 353, pp. 65-73, 1998.
- [2] R. K. Panjabi, *The Earth Summit at Rio: Politics, Economics, and the Environment*, Northeastern University Press, 1997.
- [3] S. Oberthur et H. Ott, *The Kyoto Protocol: International Climate Policy for the 21st Century*, Springer-Verlag Berlin and Heidelberg GmbH & Co. K, 1999.
- [4] B. Mayer, «Enjeux et résultats de la COP21», *Revue juridique de l'environnement*, vol. 41, n° 11, pp. 13-17, 2016.
- [5] F. Boshell et O. P. Veloza, «Review of developed demand side management programs including different concepts and their results», chez *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Bogota, 2008.
- [6] «BP Statistical Review of World Energy», BP Global, 2015.
- [7] M. Asif et T. Muneer, «Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, p. 1388–1413, 2007.
- [8] J. T. Houghton et L. G. M. Filho, *Climate Change 1995: The Science of Climate Change: Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, 1996.
- [9] D. Y. Goswami et F. Kreith, *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, CRC Press, 2007.
- [10] L. Lambertini, *Oligopoly, the Environment and Natural Resources*, Routledge explorations in environmental economics, 2013.
- [11] H. Graßl, J. Kokot, M. Kulessa, J. Luthé, F. Nuscheler, R. Sauerborn, H.-J. Schellnhuber, R. Schubert et E.-D. Schulze, «Climate Protection Strategies Climate Protection Strategies: Kyoto and beyond», German Advisory Council on Global Change, 2003.
- [12] P. H. Harrison, *AAAS Atlas of Population & Environment*, University of California Press, 2001.
- [13] C. Peinturier, «Les déterminants du coût des catastrophes naturelles : le rôle du changement climatique en France», Commissariat général au développement durable, 2014.
- [14] A. J. McMichael, «Global climate change and health: an old story writ large», chez *Climate change and human health: Risks and responses*, Geneva, World Health Organization, 2003, pp. 1-15.

- [15] «Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer,» 7 04 2016. [En ligne]. Available: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Temperatures-moyennes-de-l-air-en,32537.html>. [Accès le 18 04 2016].
- [16] C. Cassou, « Du changement climatique aux régimes de temps: l'oscillation nord-atlantique,» *Météorologie*, vol. 45, pp. 21-32, 2004.
- [17] P. Paccard, «Réchauffement climatique et ressource neige en domaines skiables,» *Collection Edytem*, vol. 8, pp. 181-192, 2009.
- [18] CGDD/SOeS, «Chiffres clés de l'énergie,» Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 2015.
- [19] INSEE, «Tableaux de l'Économie Française,» Institut national de la statistique et des études économiques, 2016.
- [20] ADEME, «Agir face au changement climatique: le savoir-faire français,» ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) , 2014.
- [21] «Panorama énergie-climat: Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique,» Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2015.
- [22] INSEE, «Bilan énergétique de la France,» Institut national de la statistique et des études économiques, 2014.
- [23] «Panorama énergies-climat: Les importations et les exportations ; la facture énergétique,» Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2013.
- [24] «Production brute et consommation d'électricité,» Institut national de la statistique et des études économiques, 2014.
- [25] «Panorama Energie-Climat: Objectifs européens Énergie Climat,» Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2015.
- [26] «Politiques climat et efficacité énergétique: Synthèse des engagements et résultats de la France,» Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2014.
- [27] «Panorama énergies-climat: Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique,» Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2014.
- [28] PTCC, «Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE),» Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (Cere ma), 03 Mars 2016. [En ligne]. Available: <http://www.srcae.fr/>. [Accès le 20 04 2016].
- [29] B. G. Pollet, I. Staffell et K.-A. Adamson, «Current energy landscape in the Republic of South Africa,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, n° 146, p. 16685–16701, 2015.
- [30] AIE, «Africa energy outlook: a focus on energy prospects in sub-saharan Africa,» International Energy Agency, 2014.

- [31] P. L. Lucas, J. Nielsen, K. Calvin, D. L. McCollum, G. Marangoni, J. Strefler, B. C. v. d. Zwaan et D. P. v. Vuuren, «Future energy system challenges for Africa: Insights from Integrated,» *Energy Policy*, vol. 86, p. 705–717, 2015.
- [32] F. Javadi, B. Rismanchi, M. Sarraf, O. Afshar, R. Saidur, H. Ping et N. Rahim, «Global policy of rural electrification,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, p. 402–416, 2013.
- [33] H. Boyé, Interviewee, *Colloque du Mastère OSE, Optimisation des Systèmes énergétiques*. [Interview]. 29 septembre 2011.
- [34] I. Bugaje, «Renewable energy for sustainable development in Africa: a review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, p. 603–612, 2006.
- [35] M. Edouard et D. Njomo, «Potential contribution of renewables to the improvement of living conditions of poor rural households in developing countries: Cameroon's case study,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 61, p. 266–279, 2016.
- [36] D. Diarra et F. Akuffo, «Solar photovoltaic in Mali: potential and constraints,» *Energy Conversion and Management*, vol. 43, p. 151–163, 2002.
- [37] P. Díaz, R. Peña, J. Muñoz, C. Arias et D. Sandoval, «Field analysis of solar PV based collective systems for rural electrification,» *Energy*, vol. 36, pp. 2509–2516, 2011.
- [38] P. Blechinger, K. Bogner, M. Hlusiak et C. Breyer, «Energy supply in mini-grids regarding renewable energies: an optimization for Petite Martinique,» chez *6th European conference on PV-hybrids and mini-grids*, 2012.
- [39] GIEC, «Changements Climatiques: Les éléments scientifiques,» OMM/PNUÉ, 2013.
- [40] V. Quaschnig, *Understanding renewable energy systems*, Earthscan, 2006.
- [41] S. Bilgen, «Structure and environmental impact of global energy consumption,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, p. 890–902, 2014.
- [42] N. Apergis et J. E. Payne, «Renewable energy consumption and economic growth: Evidence from a panel of OECD countries,» *Energy Policy*, vol. 38, n° 11, p. 656–660, 2010.
- [43] N. Bowden et J. Payne, «Sectoral analysis of the causal relationship between renewable and non-renewable energy consumption and real output in the US,» *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 5, n° 14, pp. 400–408, 2010.
- [44] R. E. Sims, H.-H. Rogner et K. Gregory, «Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation,» *Energy Policy*, vol. 31, n° 11, p. 1315–1326, 2003.
- [45] M. H. Dickson et M. Fanelli, *Geothermal energy: utilization and technology*, Routledge, 2003.
- [46] IAE, *World Energy Outlook*, OECD/IAE, 2009.
- [47] D. Botkin, E. Keller et D. Rosenthal, *Environmental science*, Wiley, 2012.

- [48] E. Barbier, «Geothermal energy technology and current status: an overview,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, n° 11–2, p. 3–65, 2002.
- [49] J. Self Stuart, B. V. Reddy et M. A. Rosen, «Geothermal heat pump systems: Status review and comparison with other heating options,» *Applied Energy*, vol. 101, pp. 341-348, 2013.
- [50] M. Yari, «Exergetic analysis of various types of geothermal power plants.,» *Renewable Energy*, vol. 35, n° 11, pp. 112-121, 2010.
- [51] M. Kanoglu et A. Bolatturk, «Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy,» *Renewable Energy*, vol. 33, n° 11, pp. 2366-2374, 2008.
- [52] T. Hammons, «Tidal power,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 81, n° 13, pp. 419-433, 1993.
- [53] W. H. J. Munk et G. F. MacDonald, *The rotation of the earth, a geophysical discussion*, Cambridge University Press, 1960.
- [54] R. Bonnefille, «Les réalisations d'Electricité de France concernant l'énergie marémotrice,» *La houille blanche*, vol. 2, pp. 87-149, 1976.
- [55] G. Crabtree et N. Lewis, «Solar energy conversion,» *Physics today*, vol. 60, n° 13, pp. 37-42, 2007.
- [56] T. Chow, «A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology,» *Applied energy*, vol. 87, n° 12, pp. 365-379, 2010.
- [57] M. Debije et V. A. Rajkumar, «Direct versus indirect illumination of a prototype luminescent solar concentrator,» *Solar Energy*, vol. 122, pp. 334-340, 2015.
- [58] U. Bhamidipati, *Review of renewable solar energy*, Doctoral dissertation, California State University, 2012.
- [59] A. Cameron, *Desert Energy: A Guide to the Technology, Impacts and Opportunities*, Routledge, 2012.
- [60] G. R. Timilsina, L. Kurdgelashvili et P. A. Narbel, «Solar energy: Markets, economics and policies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 11, pp. 449-465, 2012.
- [61] M. Aydinalp, V. I. Ugursal et A. S. Fung, «Modeling of the space and domestic hot-water heating energy-consumption in the residential sector using neural networks,» *Applied Energy*, vol. 79, n° 12, pp. 159-178, 2004.
- [62] J. Laustsen, «Energy efficiency requirements in building codes, energy efficiency policies for new buildings,» *OECD/IEA*, 2008.
- [63] B. Parida, S. Iniyar et R. Goic, «A review of solar photovoltaic technologies,» *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, n° 13, pp. 1625-1636, 2011.
- [64] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans et W. D'haeseleer, «Distributed generation: definition, benefits and issues,» *Energy policy*, vol. 33, n° 16, pp. 787-798, 2005.

- [65] L. J. Bernal-Agustín et R. Dufo-Lopez, «Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° %18, pp. 2111-2118, 2009.
- [66] E. Cecelski et S. Glatt, *The Role of Rural Electrification in Development.*, Washington, DC: Resources for the Future., 1982.
- [67] L. McKinney et M. Schoch, *Environmental science: Systems and solutions*, Jones & Bartlett Learning, 2003.
- [68] M. Bagnall et M. Boreland, «Photovoltaic technologies,» *Energy Policy*, vol. 36, n° %112, pp. 4390-4396, 2008.
- [69] J. Willmott, C. M. Rowe et Y. Mintz, «Climatology of the terrestrial seasonal water cycle,» *Journal of Climatology*, vol. 5, n° %16, pp. 589-606, 1985.
- [70] S. Frank et R. L. Miller, «Hydro electric generating system». U.S/Washington D.C Brevet 4,443,707, 17 April 1984.
- [71] W. W. E. Association, «Key Statistics of World Wind Energy Report 2013.,» World Wind Energy Association, Shanghai, 2014.
- [72] G. W. E. Council, «Global Wind Energy,» Global Wind Energy Council and Greenpeace, 2014.
- [73] J. Sawin, F. Sverrisson, K. Chawla, C. Lins, R. Adib et M. e. a. Hullin, «Renewables 2014. Global status report 2014,» IAEA/INIS, 2014.
- [74] B. Field, E. Campbell et D. Lobell, «Biomass energy: the scale of the potential resource,» *Trends in ecology & evolution*, vol. 23, n° %12, pp. 65-72, 2008.
- [75] R. Olivier, «Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée,» PhD. dissertation, Dept. Elect. Eng., Institut National Polytechnique , Grenoble, 2006.
- [76] *Décret n° 2014-764 relatif aux effacements de consommation d'électricité*, 3 juillet 2014.
- [77] J. Bélanger-Gravel, «Analyse technico-économique d'un système hybride éolienphotovoltaïque en comparaison avec les systèmes photovoltaïque et éolien seuls,» Thèse de doctorat. École Polytechnique de Montréal, 2011.
- [78] B. Ai, H. Yang, H. Shen et X. Liao, «Computer-aided design of PV/wind hybrid system,» *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1491-1512, 2003.
- [79] S. Diaf, B. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi et A. Louche, «A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system,» *Energy Policy*, vol. 35, pp. 5708-5718, 2007.
- [80] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py et N. Zongo, «Experimental Study of Electricity Generation by Solar PV/Diesel Hybrid Systems without Battery Storage for Off-Grid Areas.,» *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 1780-1787., 2011.

- [81] V. Thapar, G. Agnihotri et K. Sethi, «Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines,» *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 3166-3177, 2011.
- [82] D. Evans, W. Facinelli et L. Koehler, *Simulation and Simplified Design Studies of Photovoltaic Systems*, Arizona State: Sandia National Laboratories, 1980.
- [83] Y. Gurkaynak et A. Khaligh, «Control and Power Management of a Grid Connected Residential Photovoltaic System with Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV) Load,» chez *Proceedings of the 24th IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, Washington D.C, 2009.
- [84] S. Ruiz-Romero, A. Colmenar-Santos, F. Mur-Pérez et Á. López-Rey, «Integration of Distributed Generation in the Power Distribution Network: The Need for Smart Grid Control Systems, Communication and Equipment for a Smart City-Use Cases,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 223-234, 2014.
- [85] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis et K. Kalaitzakis, «Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms.,» *Solar Energy*, vol. 80, n° 19, p. 1072–1088, 2006.
- [86] R. Belfkira, «Modélisation et optimisation de centrales multi-sources de production d'énergies électrique: application aux sites isolés,» Ph.D. Thesis, University of Le Havre, 2009.
- [87] K. E. Johnson, L. Y. Pao, M. J. Balas et L. J. Fingersh, « Control of variable -speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture,» *Control Systems, IEEE*, vol. 26, n° 13, pp. 70-81., 2006.
- [88] G. O. Suvire et P. E. Mercado, *Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System*, INTECH Open Access Publisher, 2010.
- [89] V. L. Okulov et G. A. van Kuik, «The Betz–Joukowsky limit: on the contribution to rotor aerodynamics by the British, German and Russian scientific schools,» *Wind Energy*, vol. 15, n° 12, pp. 335-344, 2012.
- [90] DGO4, «Energie+Efficacité énergétique des bâtiments tertiaires,» [En ligne]. Available: <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16657>. [Accès le 05 05 2016].
- [91] G. Johnson, *Wind energy systems*, Manhattan KS: Electronic Edition., 2001.
- [92] A. Shanta et R. Hanitsch, «Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean sea in Egypt,» *Renew Energy*, vol. 31, pp. 1183-1202, 2006.
- [93] Y. Zhang et S. Ula, «Comparison and evaluation of three main types of wind turbines., 2008. T& D. (pp. 1-6). IEEE.,» chez *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Chicago, IL, 2008.
- [94] D. A. Spera, *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, American Society of Mechanical Engineers, 1994.
- [95] S. Ashok, «Optimised model for community-based hybrid energy systems.,» *Renew Energy*, vol. 32, pp. 1155-1164, 2007.

- [96] D. Nelson, M. Nehrir et C. Wang, «Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel power generation systems,» *Renew Energy*, vol. 31, pp. 1641-1656, 2006.
- [97] M. Kolhe, K. Agbossou, J. Hamelin et T. Bose, «Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with wind turbine in a stand alone renewable energy system based on hydrogen,» *Renew Energy*, vol. 28, pp. 727-742, 2003.
- [98] M. Habib, S. Said, M. El-Hadidy et A.-Z. I., «Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system,» *Energy*, vol. 24, pp. 919-929, 1999.
- [99] T. El-Shatter, M. Eskander et M. El-hagry, «Energy flow and management of a hybrid wind/PV/fuel cell generation system,» *Energy Convers Manage*, vol. 47, pp. 1264-1280, 2006.
- [100] H. Yang, L. Lu et J. Byrnett, «Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong,» *Renew Energy*, vol. 28, pp. 1813-1824, 2003.
- [101] H. Yang, L. Lu et W. Zhou, «A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation systems,» *Solar Energy*, vol. 81, pp. 76-84, 2007.
- [102] I. Abouzahr et R. Ramakumar, «Loss of power supply probability of stand alone wind electric conversion systems: a closed form solution approach,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, n° 13, pp. 445-452, 1990.
- [103] I. Abouzahr et R. Ramakumar, «An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, n° 14, pp. 627-638, 1991.
- [104] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi et A. Louche, «Technical and economical assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica Island,» *Energy Policy*, vol. 36, pp. 743-754, 2008.
- [105] M. Deshmukh et S. Deshmukh, «Modelling of hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n° 11, pp. 235-249, 2008.
- [106] R. Chedid, H. Akiki et S. Rahman, «A decision support technique for the design of hybrid solar wind power systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, n° 11, pp. 76-83, 1998.
- [107] W. Powell, «An analytical expression for the average output power of a wind machine,» *Solar Energy*, vol. 26, n° 11, pp. 77-80, 1981.
- [108] S. Karaki, R. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic performance assessment of autonomous solar wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n° 13, pp. 766-772, 1999.
- [109] L. Lu, H. Yang et J. Burnett, «Investigation on wind power potential on Hong Kong Islands and an analysis of wind power and wind turbine characteristics,» *Renewable Energy*, vol. 27, pp. 1-12, 2002.

- [110] B. Borowy et Z. Salameh, «Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, n° 13, pp. 482-488, 1994.
- [111] B. Borowy et Z. Salameh, «Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, n° 12, pp. 367-375, 1996.
- [112] F. Hocaoglu, O. Gerek et M. Kurban, «A novel hybrid (wind-photovoltaic) system sizing procedure,» *Solar Energy*, vol. 83, pp. 2019-2028, 2009.
- [113] F. Kanellos, A. I. Tsouchnikas et N. Hatziaargyriou, «Micro-grid Simulation during Grid-Connected and Islanded Modes of Operation,» chez *International Conference on Power Systems Transients*, Montreal, Canada, 2005.
- [114] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui et L. Rahmani, «Modeling and Simulation of a Grid Connected PV System based on the Evaluation of Main PV Module Parameters,» *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 20, n° 11, pp. 46-58, 2012.
- [115] Z. Salam, K. Ishaque et H. Taheri, «An Improved Two-Diode Photovoltaic (PV) Model for PV System,» chez *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India*, New Delhi, 2010.
- [116] J. Duffie et W. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, 2nd ed., New York: Wiley, 1991.
- [117] T. Markvart, *Solar electricity*, 2nd ed., Wiley-Blackwell, 2000.
- [118] M. Habib, S. Said, M. El-Hadidy et I. Al-Zaharna, «Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system,» *Energy*, vol. 24, p. 919-929, 1999.
- [119] L. Stoyanov, «Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables,» 2011.
- [120] D. L. Evans, W. A. Facinelli et L. P. Koehler, *Simulation and simplified design studies of photovoltaic systems*, Arizona: Sandia National Laboratories, 1980.
- [121] D. L. Evans, «Simplified method for predicting photovoltaic array output,» *Solar energy*, vol. 27, n° 16, pp. 555-560, 1981.
- [122] W. Zhou, H. Yang et Z. Fang, «A Novel Model for Photovoltaic Array Performance Prediction,» *Applied Energy*, vol. 84, n° 11, pp. 1187-1198, 2007.
- [123] R. Dufo-Lopez et J. Bernal-Agustin, «Multi-objective design of PV- wind-diesel-hydrogen-battery systems,» *Renewable Energy*, vol. 33, p. 2559-2572, 2008.
- [124] M. Ashari et C. Nayar, «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (pv)-diesel-battery hybrid power system,» *Solar Energy*, vol. 66, n° 11, p. 1-9, 1999.
- [125] V. Ganesan, *Internal combustion engines*, Tata McGraw Hill Education, 2012.

- [126] S. El-Hefnawi, «Photovoltaic diesel–generator hybrid power system sizing,» *Renewable Energy*, vol. 13, n° 11, p. 33–40, 1998.
- [127] G. Notton, M. Muselli et A. Louche, «Autonomous hybrid photovoltaic power plant using a backup generator: a case study in a Mediterranean Island,» *Renewable Energy*, vol. 7, n° 14, p. 371–391, 1996.
- [128] B. M.M.H. et A. M.A., «Sizing of a stand-alone photovoltaic power system at Dhaka,» *Renewable Energy*, vol. 28, n° 16, p. 929–938, 2003.
- [129] D. Guasch et S. Silvestre, «Dynamic Battery Model for Photovoltaic Applications,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, n° 13, pp. 193–206, 2003.
- [130] S. Upadhyay et M. Sharma, «A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, p. 47–63, 2014.
- [131] M. Beccali, M. Cellura et M. Mistretta, «Decision-making in energy planning: application of the ELECTRE method at regional level for the diffusion of renewable energy technology,» *Renewable Energy*, vol. 28, p. 2063–2087, 2003.
- [132] Y. Goletsis, J. Psarras et J. Samouilidis, «Project ranking in the Armenian energy sector using a multicriteria method for groups,» *Annals of Operations Research*, vol. 120, n° 11-4, pp. 135–157, 2003.
- [133] Y. Topcu et F. Ulengin, «Energy for the future: an integrated decision aid for the case of Turkey,» *Energy*, vol. 29, p. 137–154, 2004.
- [134] R. F., F. P. et A. M., «Evaluating future scenarios for the power hybrids energy systems: a review of methodologies,» *Solar Energy*, vol. 86, n° 11, p. 1077–1088, 2012.
- [135] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez et G. Ríos-Moreno, «Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies,» *Solar Energy*, vol. 86, n° 14, p. 1077–1088, 2012.
- [136] R. Chedid et S. Rahman, «Unit sizing and control of hybrid,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 12, n° 11, pp. 79–85, 1997.
- [137] A. Gansler Robert, S. Klein et W. Beckman, «Assessment of the accuracy of generated meteorological data for use in solar energy simulation studies,» *Solar Energy*, vol. 53, n° 13, p. 279–287, 1994.
- [138] M. AbdelWahab et K. Essa, «Extrapolation of solar irradiation measurements: case study over Egypt,» *Renewable Energy*, vol. 14, n° 114, p. 229–239, 1998.
- [139] M. Ismail, M. Moghavvemi et T. Mahlia, «Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate,» *Energy Conversion and Management*, vol. 69, p. 163–173, 2013.
- [140] T. Markvart, «Sizing of hybrid PV-wind energy systems,» *Solar Energy*, vol. 57, n° 14, p. 277–281, 1996.

- [141] S. Gilchrista et C. P. Himmelberg, «Evidence on the role of cash flow for investment,» *Journal of Monetary Economics*, vol. 36, n° 13, p. 541–572, 1995.
- [142] S. D. Oliner et G. D. Rudebusch, «Is there a broad credit channel for monetary policy?,» *Economic Review-Federal Reserve Bank of San Francisco*, vol. 1, pp. 3-13, 1996.
- [143] J. F. Weston et E. F. Brigham, *Managerial Finance, Seventh Edition*, The Dryden Press, 1981.
- [144] F. J. Stermole, *Economic Evaluation and Investment Decision Methods, Fifth Edition*, Investment Evaluations Corporation, 1984.
- [145] B. Lippiatt, S. Weber et R. Ruegg, «Energy prices and discount factors for life-cycle cost analysis,» National Bureau of Standards, Washington, DC, 1985.
- [146] P. A. Samuelson et N. W., *Economics, Twelfth Edition*, New York: McGraw-Hill, 1985.
- [147] H. Treasury, *The GREEN Book. Appraisal and evaluation in central government*, London, United Kingdom: HM Treasury, 2003.
- [148] DGRP, «EC. Guide to COST-BENEFIT ANALYSIS of investment projects,» European commission. Directorate general regional policy, Brussels, Belgium, 2008.
- [149] S. Rodrigues, R. Torabikalaki, F. Faria, N. Cafôfo, X. Chen, A. R. Ivaki, H. Mata-Lima et F. Morgado-Dias, «Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries,» *Solar Energy*, vol. 131, p. 81–95, 2016.
- [150] A. A. Lazou et A. D. Papatsoris, «The economics of photovoltaic stand-alone residential households: A case study for various European and Mediterranean locations,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 62, n° 14, p. 411–427, 2000.
- [151] T. Palm et A. Qayum, *Private and Public Investment Analysis*, Cincinnati : South-Western Publishing Co., 1985.
- [152] R. J. Brown et R. R. Yanuck, *Life Cycle Costing: A Practical Guide for Energy Working Definitions, Managers*, Atlanta: Fairmont Press Inc., 1980.
- [153] R. Ruegg, *Life-Cycle Costing Manual for the Federal Management Program NBS Handbook 135 (Revised 1987)*, Washington, DC: U. S. Printing Office, 1987.
- [154] J. Koomey, A. Rosenfeld et A. Gadgil, *Conservation Screening Curves to Compare Efficiency Investments to Power Plants*, Berkeley, CA: Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-27284, UC-350, 1989.
- [155] T. Erge, V. Hoffmann et K. Kiefer, «The German experience with grid-connected PV-systems,» *Solar Energy*, vol. 70, n° 16, p. 479–487, 2001.
- [156] F. Trieb, O. Langniß et H. Klaiß, «Solar electricity generation—A comparative view of technologies, costs and environmental impact,» *Solar Energy*, vol. 59, n° 11-3, p. 89–99, 1997.

- [157] V. Quaschnig, «Technical and economical system comparison of photovoltaic and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation,» *Solar Energy*, vol. 77, n° 12, p. 171–178, 2004.
- [158] J. Meza, M. Yildirim et A. Masud, «A model for the multiperiod multi-objective power generation expansion problem,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 12, pp. 871 - 878, 2007.
- [159] J. Aghaei, M. A. Akbari, A. Roosta, M. Gitizadeh et T. Niknam, «Integrated renewable-conventional generation expansion planning using multiobjective framework,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, n° 18, pp. 773 - 784, 2012.
- [160] R. Wüstenhagen, M. Wolsink et M. J. Bürera, «Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept,» *Energy Policy*, vol. 35, n° 15, p. 2683–2691, 2007.
- [161] A. Mahor, V. Prasad et S. Rangnekar, «Economic dispatch using particle swarm optimization: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 18, p. 2134–2141, 2009.
- [162] T. Yalcinoz et H. Altun, «Environmentally constrained economic dispatch via a genetic algorithm with arithmetic crossover,» chez *6th Africon Conference in Africa. IEEE AFRICON*, 2002.
- [163] M. R. Alrashidi et M. E. El-Hawary, «Impact of loading conditions on the emission-economic dispatch,» *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 29, pp. 148-151, 2008.
- [164] M. Gent et J. Lamont, «Minimum-emission dispatch,» *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, vol. 6, n° 1PAS-90, pp. 2650-2660, 1971.
- [165] O. Hohmeyer, *External environmental costs of electric power*, Berlin: Springer, 1991.
- [166] J. Lucio, R. Valdés et L. Rodriguez, «Loss-of-load probability model for stand-alone photovoltaic systems in Europe,» *Solar Energy*, vol. 86, n° 19, p. 2515–2535, 2012.
- [167] H. Yang, L. Lu et J. Burnett, «Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong,» *Renewable Energy*, vol. 28, n° 111, p. 1813–1824, 2003.
- [168] R. Billinton, *Power system reliability evaluation*, New York: Plenum Press, 1984.
- [169] F.J. Ardakani, G. Riahy et M. Abedi, «Optimal sizing of a grid-connected hybrid system for north-west of Iran-case study,» chez *9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Prague, 2010.
- [170] G. Tina, «Hybrid solar/wind power system probabilistic model for long-term performance assessment,» *Solar Energy*, vol. 80, n° 15, p. 578–588, 2006.
- [171] A. N. Celik, «Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods,» *Energy Conversion and Management*, vol. 44, p. 1951–1968, 2003.
- [172] N. Razali et A. Hashim, «Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming,» chez *4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Shah Alam, 2010.

- [173] T. Givler et P. Lilienthal, «Using HOMER Software, NREL's Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems, Case Study: Sri Lanka,» National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2005.
- [174] E. Zoulias et N. Lymberopoulos, «Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems,» *Renewable Energy*, vol. 32, n° 14, p. 680–696, 2007.
- [175] S. Rehman, I. El-Amin, F. Ahmad, S. Shaahid, A. Al-Shehri, J. Bakhashwain et A. Shash, «Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 14, p. 635–653, 2007.
- [176] M. Khan et M. Iqbal, «Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland,» *Renewable Energy*, vol. 30, n° 16, p. 835–854, 2005.
- [177] G. Bekele et B. Palm, «Feasibility study for a stand-alone solar–wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia,» *Applied Energy*, vol. 87, n° 12, p. 487–495, 2010.
- [178] W. Isherwood, J. Smith, S. Aceves, G. Berry, W. Clark, R. Johnson, D. Deben, D. Goering et R. Seifert, «Remote power systems with advanced storage technologies for Alaskan villages,» *Energy*, vol. 25, n° 110, p. 1005–1020, 2000.
- [179] K. Mousa, H. AlZu'bi et A. Diabat, «Design of a hybrid solar–wind power plant using optimization,» chez *Second International Conference on Engineering Systems Management and Its Applications (ICESMA)*, Sharjah, 2010.
- [180] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J. Hoguet, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier et G. Fontès, «Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, n° 18, p. 3322–3332, 2010.
- [181] E. Mazhari, J. Zhao, N. Celik, S. Lee, Y.-J. Son et L. Head, «Hybrid simulation and optimization-based design and operation of integrated photovoltaic generation, storage units, and grid,» *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 19, n° 11, p. 463–481, 2011.
- [182] A. Akella, M. Sharma et R. Saini, «Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 15, p. 894–908, 2007.
- [183] W. He, «A simulation module for wind-diesel systems with multiple units,» chez *International Conference on Renewable Energy - Clean Power 2001*, London, 1993.
- [184] R. Belfkira, G. Barakat, T. Nicolas et C. Nichita, «Design study and optimization of a grid independent wind/PV/Diesel system,» chez *13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE '09*, Barcelona, 2009.
- [185] P. Berberri, S. Thodhorjani et R. Aleti, «Integration and optimization of alternative sources of energy in a remote region,» chez *Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium. 8th International Symposium on ELECTROMOTION.*, Lille, 2009.

- [186] W. Schmitt, «Modeling and simulation of photovoltaic hybrid energy systems - optimization of sizing and control,» chez *Photovoltaic Specialists Conference. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 2002.
- [187] S. Malinchik, A. Roberts et S. Fierro, «Geo-Spatial resource analysis and optimization of investment strategies for renewable energy,» chez *IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES)*, Waltham, 2010.
- [188] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín et F. Mendoza, «Design and economical analysis of hybrid PV–wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen,» *Energy Policy*, vol. 37, n° 18, p. 3082–3095, 2009.
- [189] G. Krajacic, N. Duic et M. Carvalho, «H2RES, Energy planning tool for island energysystems –the case of the Island of Mljet,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, n° 116, p. 7015–7026, 2009.
- [190] T. Markvart, «Sizing of hybrid PV–wind energy systems,» *Solar Energy*, vol. 59, n° 14, p. 277–281, 1996.
- [191] S. H. Karaki, R. B. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n° 13, pp. 766 - 772, 1999.
- [192] S. H. Karaki, R. B. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic production costing of diesel -windenergy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, n° 13, pp. 284 - 289, 2000.
- [193] R. Karki et R. Billinton, «Reliability/cost implications of PV and wind energy utilization in small isolated power systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, n° 14, pp. 368 - 373, 2001.
- [194] H. Yang, L. Lu et J. Burnett, «Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems in Hong Kong,» *Renewable Energy*, vol. 28, n° 111, p. 1813–1824, 2003.
- [195] G. M. Tina et S. Gagliano, «Probabilistic modelling of hybrid solar/wind power system with solar tracking system,» *Renewable Energy*, vol. 36, n° 16, p. 1719–1727, 2011.
- [196] A. Gupta, R. Saini et M. Sharma, «Steady-state modeling of hybrid energy system for off grid electrification of cluster of villages,» *Renewable Energy*, vol. 35, n° 11, p. 520–535, 2010.
- [197] D. Khatod, V. Pant et J. Sharma, «Analytical approach for well-being assessment of small autonomous power systems with solar and wind energy sources,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, n° 12, p. 535–545, 2010.
- [198] Y. Makarov, P. Du, M. Meyer, C. Jin et H. Illian, «Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, n° 11, pp. 34-40, 2012.

- [199] J. Fulzele et S. Dutt, «Optimum Planning of Hybrid Renewable Energy System Using HOMER,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, n° %11, pp. 68–74, 2012.
- [200] R. Sen et S. C. Bhattacharyya, «Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER,» *Renewable Energy*, vol. 62, p. 388–398, 2014.
- [201] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen et M. Leahy, «A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,» *Applied Energy*, vol. 87, n° %14, p. 1059–1082, 2010.
- [202] S. Sinha et S. Chandel, «Review of software tools for hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, p. 192–205, 2014.
- [203] J. Kaldellis, E. Kondili et A. Filios, «Sizing a hybrid wind-diesel stand-alone system on the basis of minimum long-term electricity production cost,» *Applied Energy*, vol. 83, n° %112, p. 1384–1403, 2006.
- [204] J. Kaldellis, D. Zafirakis et K. Kavadias, «Minimum cost solution of wind-photovoltaic based stand-alone power systems for remote consumers,» *Energy Policy*, vol. 42, p. 105–117, 2012.
- [205] P. G. Nikhil et D. Subhakar, «Sizing and Parametric Analysis of a Stand-Alone Photovoltaic Power Plant,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, n° %12, pp. 776 - 784, 2013.
- [206] L. Xu, X. Ruan, C. Mao et B. Zhang, «An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, n° %13, pp. 774 - 785, 2013.
- [207] J. Goncalves, J. Mendes et M. Resende, «A genetic algorithm for the resource constrained multi-project scheduling problem,» *European Journal of Operational Research*, vol. 189, n° %13, p. 1171–1190, 2008.
- [208] J. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems*, Massachusetts: MIT Press, 1975.
- [209] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis et K. Kalaitzakis, «Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms,» *Solar Energy*, vol. 80, n° %19, p. 1072–1088, 2006.
- [210] S. Kirkpatrick, C. Gelatt et M. Vecchi, «Optimization by simulated annealing,» *Science*, vol. 220, p. 671–680, 1983.
- [211] O. Ekrena et B. Ekrenb, «Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing,» *Applied Energy*, vol. 87, n° %12, p. 592–598, 2010.
- [212] M. Miyatake, F. Toriumi, T. Endo et N. Fujii, «A novel maximum power point tracker controlling several converters connected to photovoltaic arrays with particle,» chez *European conference on power electronics and applications*, Aalborg, 2007.
- [213] K. A., «Multiobjective particle swarm optimization for the optimal design of photovoltaic grid-connected systems,» *Solar Energy*, vol. 84, n° %112, p. 2022–2033, 2010.

- [214] E. I. Vrettos et S. A. Papathanassiou, «Operating Policy and Optimal Sizing of a High Penetration RES-BESS System for Small Isolated Grids,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, n° 13, pp. 744 - 756, 2011.
- [215] A. K. Bansal, R. Kumar et R. A. Gupta, «Economic Analysis and Power Management of a Small Autonomous Hybrid Power System (SAHPS) Using Biogeography Based Optimization (BBO) Algorithm,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n° 11, pp. 638 - 648, 2013.
- [216] R. Kumar, R. Gupta et A. K. Bansal, «Economic analysis and power management of a stand-alone wind/photovoltaic hybrid energy system using biogeography based optimization algorithm,» *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 8, pp. 33-43, 2013.
- [217] J. L. C. Meza, M. B. Yildirim et A. S. M. Masud, «A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 12, pp. 871 - 878, 2007.
- [218] H. Nasiraghdam et S. Jadid, «Optimal hybrid PV/WT/FC sizing and distribution system reconfiguration using multi-objective artificial bee colony (MOABC) algorithm,» *Solar Energy*, vol. 86, n° 110, p. 3057–3071, 2012.
- [219] Y. A. Katsigiannis, P. S. Georgilakis et E. S. Karapidakis, «Hybrid Simulated Annealing–Tabu Search Method for Optimal Sizing of Autonomous Power Systems With Renewables,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, n° 13, pp. 330-338, 2012.
- [220] M. Alsayed, M. Cacciato, G. Scarcella et G. Scelba, «Multicriteria Optimal Sizing of Photovoltaic-Wind Turbine Grid Connected Systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, n° 12, pp. 370 - 379, 2013.
- [221] A. Ter-Gazarian et N. Kagan, «Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units,» *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 139, n° 16, pp. 499 - 504, 1992.
- [222] X. Pelet, D. Favrat et G. Leyland, «Multiobjective optimisation of integrated energy systems for remote communities considering economics and CO2 emissions,» *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 44, n° 112, p. 1180–1189, 2005.
- [223] F. Nicolin et V. Verda, «Lifetime optimization of a molten carbonate fuel cell power system coupled with hydrogen production,» *Energy*, vol. 36, n° 14, p. 2235–2241, 2011.
- [224] J. Lagorse, D. Paire et A. Miraoui, «Sizing optimization of a stand-alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery,» *Renewable Energy*, vol. 34, n° 13, p. 683–691, 2009.
- [225] J. Margeta et Z. Glasnovic, «Feasibility of the green energy production by hybrid solar + hydro power system in Europe and similar climate areas,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n° 16, p. 1580–1590, 2010.
- [226] C. Tan, T. Green et C. Aramburo, «A stochastic method for battery sizing with uninterruptible-power and demand shift capabilities in PV (photovoltaic) systems,» *Energy*, vol. 35, n° 112, p. 5082–5092, 2010.

- [227] W. Zhou, H. Yang et Z. Fang, «Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar–wind power generation system,» *Renewable Energy*, vol. 33, n° %16, p. 1413–1423, 2008.
- [228] A. Roy, S. Kedare et S. Bandyopadhyay, «Optimum sizing of wind–battery systems incorporating resource uncertainty,» *Applied Energy*, vol. 87, n° %18, p. 2712–2727, 2010.
- [229] A. Gupta, R. Saini et M. Sharma, «Design of an optimal hybrid energy system model for remote rural area power generation,» chez *International conference on electrical engineering (ICEE)*, Lahore, 2007.
- [230] O. Ekren et B. Ekren, «Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using response surface methodology,» *Applied Energy*, vol. 85, n° %111, p. 1086–1101, 2008.
- [231] J. Clark et B. Stark, «Component sizing for multi-source renewable energy systems,» chez *7th IEEE international conference on industrial informatics (INDIN)*, Cardiff, 2009.
- [232] S. Ashok, «Optimised model for community-based hybrid energy system,» *Renewable Energy*, vol. 32, n° %17, p. 1155–1164, 2007.
- [233] A. Real, A. Arce et C. Bordons, «Optimization strategy for element sizing in hybrid power systems,» *Journal of Power Sources*, vol. 193, n° %11, p. 315–321, 2009.
- [234] C. Barley, «Modeling and Optimization of Dispatch Strategies for Remote Hybrid Power Systems, PhD,» Department of Mechanical Engineering, Colorado State University, FortCollins, 1996.
- [235] J. Taylor, L. de Menezes et P. McSharry, «A comparaison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead,» *International Journal of Forecasting*, vol. 22, pp. 1-16, 2006.
- [236] J. R. Cancelo, A. Espasa et R. Grafe, «Forecasting the electricity load from one day to one week ahead for the Spanish system operator,» *International Journal of Forecasting*, vol. 24, n° %14, p. 588–602, 2008 .
- [237] A. Ilić Slobodan, M. Vukmirović Srđan, M. Erdeljan Aleksandar et J. Kulić Filip, «Hybrid artificial neural network system for short-term load forecasting,» *Thermal Science*, vol. 16, n° %11, pp. 215-224, 2012.
- [238] P. K. Sarangi, N. Singh, D. Swain, R. K. Chauhan et R. Singh, «Short Term Load Forecasting Using Neuro Genetic Hybrid Approach: Results Analysis With Different Network Architectures,» *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, pp. 109-116, 2009.
- [239] R. Behera, B. P. Panigrahi et B. B. Pati, «A Hybrid Short Term Load Forecasting Model of an Indian Grid,» *Energy and Power Engineering*, vol. 3, n° %12, pp. 190-193, 2011.
- [240] A. K. Bansal, R. Kumar et R. A. Gupta, «Economic Analysis and Power Management of a Small Autonomous Hybrid Power System (SAHPS) Using Biogeography Based Optimization (BBO) Algorithm,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n° %11, pp. 1949-3053, 2013.

- [241] E. Dursun et O. Kilic, «Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 34, n° 11, pp. 81-89, 2012.
- [242] P. M. Sudhakar et B. M. Mohan, «Predictive And Optimizing Energy Management Of Photo Voltaic Fuel Cell Hybrid Systems With Short Time Energy Storage,» *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*, vol. 2, n° 16, pp. 550-556, 2012.
- [243] M. Mladjao, E. Ikram, D. Abdel-Moumen et E. Mohammed, «New Robust Energy Management Model for Interconnected Power Networks Using Petri Nets Approach,» *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 7, n° 11, pp. 46-65, 2016.
- [244] M. Mladjao, I. El Abbassi, M. El Ganaoui et A.-M. Darcherif, «Modélisation et Optimisation de systèmes multi sources/Multi charges pour la ville durable,» chez *3ème Congrès scientifique et technique du bâtiment durable*, Paris, 2014.
- [245] A. DETRIE, «Besoins et consommations d'énergie dans les bâtiments : Synthèse bibliographique, études de cas,» Université de Savoie , 2007.
- [246] ADEME, «Chiffre clé du bâtiment,» ADEME, 2003.
- [247] M. Ramli, A. Hiendro, K. Sedraoui et S. Twaha, «Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia,» *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 489- 495, 2015.
- [248] A. Mellit, S. Kalogirou, L. Hontoria et S. Shaari, «Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 12, p. 406–419, 2009.
- [249] R. Chedid, H. Akiki et S. Rahman, «A decision support technique for the design of hybrid solarwind power systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, n° 11, p. 76–83, 1998.
- [250] A. Ghafoor et A. Munir, «Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, p. 496–502, 2015.
- [251] V. Bakić, M. Pezo, Ž. Stevanović, M. Živković et B. Grubor, «Dynamical simulation of PV/Wind hybrid energy conversion system,» *Energy*, vol. 45, n° 11, p. 324–328, 2012.
- [252] J. Kaldellis, M. Kapsali et K. K.A, «Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece,» *Renewable Energy*, vol. 66, p. 612–624, 2014.
- [253] G. Panayiotou, S. Kalogirou et S. Tassou, «Design and simulation of a PV and a PV–Wind standalone energy system to power a household application,» *Renewable Energy*, vol. 37, n° 11, p. 355–363, 2012.
- [254] R. Velo, L. Osorio, M. Fernández et M. Rodríguez, «An economic analysis of a stand-alone and grid-connected cattle farm,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, p. 883–890, 2014.

- [255] G. Bekele et B. Palm, «Feasibility study for a standalone solar–wind-based hybridenergysystem for application in Ethiopia,» *Applied Energy*, vol. 87, n° %12, p. 487–495, 2010.
- [256] S. Messina, I. Paz Hernández Rosales, E. Saldaña Durán Claudia, J. Jesús Quiñones et P. Nair, «Comparative Study of System Performance of Two 2.4 kW Grid-connected PV Installations in Tepic-Nayarit and Temixco-morelos in México,» *Energy Procedia*, vol. 57, p. 161–167, 2014.
- [257] NASA, «Surface meteorology and Solar Energy,» NASA, 26 11 2014. [En ligne]. Available: [http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/..](http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/) [Accès le 11 05 2015].
- [258] H. Archer, «Mali: household energy and universal rural access project,» The globalenvironment facility and the World Bank project, 2002.
- [259] IRENA, «L’afrique est les énergies renouvelables : la voie vers la croissance durable,» IRENA, 2013.
- [260] D. Diarra et F. Akuffo, «Solar photovoltaic in Mali: potential and constraints,» *EnergyConversion and Management*, vol. 43, n° %12, p. 151–163, 2002.
- [261] A. Miguel et P. Francesca, «Towards solar urban planning: A new step for better energy,» *Energy Procedia*, vol. 30, p. 1261 – 1273, 2012.
- [262] W. Hao et H. Yunhe, «Recent Development of Grid-connected PV Systems in China,» *Energy Procedia*, vol. 12, p. 462 – 470, 2011.
- [263] M. Sidrach-de-Cardona et L. Mora López, «Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system,» *Energy*, vol. 24, n° %12, p. 93–102, 1999.
- [264] S. Mandelli, J. Barbieri, L. Mattarolo et E. Colombo, «Sustainable energy in Africa: A comprehensive data and policies review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.37, p. 656–686, 2014.
- [265] M. Moner-Girona, R. Ghanadan, A. Jacobson et D. Kammen, «Decreasing PV costs in Africa: opportunities for rural electrification using solar PV in Sub-Saharan Africa,» *Refocus*, vol. 7, n° %11, p. 40–45, 2006.
- [266] A. Maiga, G. Chen, Q. Wang et J. Xu, «Renewable energy options for a Sahel country: Mali,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n° %12, p. 564–574, 2008.
- [267] M. Zeyringera, S. Pachauri, E. Schmid, J. Schmidt, E. Worrell et U. Morawetz, «Analyzing grid extension and stand-alone photovoltaic systems for the cost-effective electrification of Kenya,» *Energy for Sustainable Development*, vol. 25, p. 75–86, 2015.
- [268] B. Amghar, E. Ikram, M. Mladjao et D. Moumen, «A New Hybrid Control Method Of Power Electronics Converters For Wind Turbine Systems,» *WIT Transactions on Information and Communication Technologies*, vol. 60, pp. 667-684, 2015.
- [269] O. Palizban, K. Kauhaniemi et J. Guerrero, «Microgrids in Active Network Management —Part I: Hierarchical Control, Energy Storage, Virtual Power Plants, and Market Participation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 36, pp. 440-451, 2014.

- [270] L. Minchala-Avila, L. Garza-Castanon, A. Vargas-Martinez et Y. Zhang, «A Review of Optimal Control Techniques Applied to the Energy Management and Control of Microgrids,» *Procedia Computer Science*, vol. 52, p. 780–787, 2015.
- [271] H. Tazvinga, X. Xia et B. Zhu, «Optimal Energy Management Strategy for Distributed Energy Resources,» *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 1331-1334, 2014.
- [272] P. Kriett et M. Salani, «Optimal Control of a Residential Microgrid,» *Energy*, vol. 42, pp. 321-330, 2012.
- [273] E. Sortomme et M. El-Sharkawi, «Optimal Power Flow for a System of Microgrids with Controllable Loads and Battery Storage,» chez *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Seattle, 2009.
- [274] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel et S. Ploix, «Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems with Batteries,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 309-320, 2011.
- [275] J. Lagorse, D. Paire et A. Miraoui, «A Multi-Agent System for Energy Management of Distributed Power Sources,» *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 174-182, 2010.
- [276] D. Crossley, «Demand-Side Participation in the Australian National Electricity Market. A Brief Annotated History: The Regulatory Assistance Project,» RAP Energy solutions, 2011.
- [277] EC, «A Policy Framework for Climate and Energy in the Period from 2020 to 2030,» the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions,, 2014.
- [278] FNA, «Bill concerning the Energy Transition to Green Growth,» Paris, French National Assembly, 2015.
- [279] R. Ruther, D. Martins et E. Bazzo, «Hybrid Diesel/Photovoltaic Systems without Storage for Isolated Mini-Grids in Northern Brazil,» chez *28th IEEE Conference of Photovoltaic Specialists Conference*, Anchorage, 2000.
- [280] P. Nema, R. Nema et S. Rangnekar, «A Current and Future State of Art Development of Hybrid Energy System Using Wind and PV-Solar: A Review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 18, pp. 2096-2103, 2009.
- [281] D. Evans, «Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output,» *Solar Energy*, vol. 27, n° 16, pp. 555-560, 1981.
- [282] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu et H. Yang, «Current Status of Research on Optimum Sizing of Stand-Alone Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems,» *Applied Energy*, vol. 87, n° 12, pp. 380-389, 2010.
- [283] D. Lu, H. Fakham, T. Zhou et B. François, «Application of Petri Nets for the Energy Management of a Photovoltaic Based Power Station including Storage Units,» *Renewable Energy*, vol. 35, n° 16, pp. 1117-1124, 2010.

- [284] B. Wang, M. Sechilariu et F. Locment, «Power Flow Petri Net Modelling for Building Integrated Multi-Source Power System with Smart Grid Interaction,» *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 91, pp. 119-133, 2013.
- [285] M. Mladjao, I. El Abbassi, M. El Ganaoui et A.-M. Darcherif, «Modélisation et Optimisation de systèmes multi sources/Multi charges pour la ville durable,» chez *3ème Congrès scientifique et technique*, Paris, 2014.
- [286] F. Z. Y. G. X. a. W. S. Zhu, «Environmental Impacts and Benefits of Regional Power Grid Interconnections for China,» *Energy Policy*, vol. 33, n° 114, pp. 1797-1805, 2005.
- [287] R. Turvey, «Interconnector Economics,» *Energy Policy*, vol. 34, n° 113, pp. 1457-1472, 2006.
- [288] R. Minciardi et R. Sacile, «Optimal Control in a Cooperative Network of Smart Power Grids,» *Systems Journal*, vol. 6, n° 11, pp. 126-133, 2012.
- [289] A. Hooshmand, H. Malki et J. Mohammadpour, «Power Flow Management of Microgrid Networks Using Model Predictive Control,» *Computers & Mathematics with Applications*, vol. 64, n° 15, pp. 869-876, 2012.
- [290] E. Hammad, A. Farraj et D. Kundur, «Cooperative Microgrid Networks for Remote and Rural Areas,» chez *28th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, Halifax, 2015.
- [291] E. Hammad, A. Farraj et D. Kundur, «Grid-Independent Cooperative Microgrid Networks with High Renewable Penetration,» chez *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington DC, 2015.
- [292] A. Ouammi, H. Dagdougui et R. Sacile, «Optimal Control of Power Flows and Energy Local Storages in a Network of Microgrids Modeled as a System of Systems,» *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 23, n° 11, pp. 128-138, 2015.
- [293] Y. Wang, S. Mao et R. Nelms, «On Hierarchical Power Scheduling for the Macrogrid and Cooperative Microgrids,» *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, n° 16, pp. 1574-1584, 2015.
- [294] B. Ai, H. Yang, H. Shen et X. Liao, «Computer-Aided Design of PV/Wind Hybrid System,» *Renewable Energy*, vol. 28, n° 110, pp. 1491-1512, 2003.
- [295] F. Hocaoglu, O. Gerek et M. Kurban, «A Novel Hybrid (Wind-Photovoltaic) System Sizing Procedure,» *Solar Energy*, vol. 83, n° 111, pp. 2019-2028, 2009.
- [296] B. Borowy et Z. Salameh, «Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, n° 12, pp. 367-375, 1996.
- [297] W. Kellogg, M. Nehrir, G. Venkataramanan et V. Gerez, «Generation Unit Sizing and Cost Analysis for Stand-Alone Wind, Photovoltaic, and Hybrid Wind/PV Systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, n° 11, pp. 70-75, 1998.

Annexes

Annexe A

Tableau A.1. Conditions de franchissement des Transitions pour PN1.

Transitions	Conditions de franchissement	Configuration reached
$t_{1,2,3,4,5,6,7 \rightarrow 0}$	$\Delta P_{i=1,2,3}(t) < 0$	$\theta = 0$ (000)
$t_{0 \rightarrow 1}$ et $t_{x \rightarrow 1}$	$\Delta P_{i=1,2}(t) < 0$ et $\Delta P_{i=3}(t) \geq 0$	$\theta = 1$ (001)
$t_{0 \rightarrow 2}$ et $t_{x \rightarrow 2}$	$\Delta P_{i=1,3}(t) < 0$ et $\Delta P_{i=2}(t) \geq 0$	$\theta = 2$ (010)
$t_{0 \rightarrow 3}$ et $t_{x \rightarrow 3}$	$\Delta P_{i=1}(t) < 0$ et $\Delta P_{i=2,3}(t) \geq 0$	$\theta = 3$ (011)
$t_{0 \rightarrow 4}$ et $t_{x \rightarrow 4}$	$\Delta P_{i=2,3}(t) < 0$ et $\Delta P_{i=1}(t) \geq 0$	$\theta = 4$ (100)
$t_{0 \rightarrow 5}$ et $t_{x \rightarrow 5}$	$\Delta P_{i=2}(t) < 0$ et $\Delta P_{i=1,3}(t) \geq 0$	$\theta = 5$ (101)
$t_{0 \rightarrow 6}$ et $t_{x \rightarrow 6}$	$\Delta P_{i=3}(t) < 0$ et $\Delta P_{i=1,2}(t) \geq 0$	$\theta = 6$ (110)
$t_{0 \rightarrow 7}$ et $t_{x \rightarrow 7}$	$\Delta P_{i=1,2,3}(t) \geq 0$	$\theta = 7$ (111)

a. $x = 1, 2, 3 \dots 7$: previous configuration.

Tableau A.2. Conditions de franchissement des Transitions pour PN2.

Transitions	Conditions	Flux échangés ^a
$t_{R \rightarrow U1}$	$\theta = 0,1,2,3$ et $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t) < 0$	(A.0), (A.6), (A.5), (A.4)
$t_{U1 \rightarrow R}$	$\theta = 4,5,6,7$ et $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t) > 0$	(A.4), (A.5), (A.6), (A.7)
$t_{R \rightarrow U2}$	$\theta = 0,1,4,5$ et $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t) < 0$	(A.0), (A.6), (A.3), (A.2)
$t_{U2 \rightarrow R}$	$\theta = 2,3,6,7$ et $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t) > 0$	(A.2), (A.3), (A.6), (A.7)
$t_{R \rightarrow U3}$	$\theta = 0,2,4,6$ et $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t) < 0$	(A.0), (A.5), (A.3), (A.1)
$t_{U3 \rightarrow R}$	$\theta = 1,3,5,7$ et $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i(t) > 0$	(A.1), (A.3), (A.5), (A.0)

a. Voir Annexe pour les équations.

Annexe B⁵

$$\left. \begin{aligned} flowU2U1 &= 0 \\ flowU3U1 &= 0 \\ flowU3U2 &= 0 \\ flowRU2 &= \Delta P_2(t) \\ flowRU3 &= \Delta P_3(t) \\ flowRU1 &= \Delta P_1(t) \end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.1)}$$

$$\left. \begin{aligned} flowU2U1 &= 0 \\ flowU3U1 &= \Delta P_1(t) \\ flowU3U2 &= \Delta P_2(t) \\ flowRU2 &= 0 \\ flowRU3 &= \Delta P_3(t) + [\Delta P_1(t) + \Delta P_2(t)] \\ flowRU1 &= 0 \end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.2)}$$

$$\left. \begin{aligned} flowU2U1 &= \Delta P_1(t) \\ flowU3U1 &= 0 \\ flowU3U2 &= -\Delta P_3(t) \\ flowRU2 &= \Delta P_2(t) + [\Delta P_1(t) + \Delta P_3(t)] \\ flowRU3 &= 0 \\ flowRU1 &= 0 \end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.3)}$$

$$\left. \begin{aligned} flowU2U1 &= \left[\left(\frac{\Delta P_2(t)}{\Delta P_2(t) + \Delta P_3(t)} \right) \Delta P_1(t) \right] \\ flowU3U1 &= \left[\left(\frac{\Delta P_3(t)}{\Delta P_2(t) + \Delta P_3(t)} \right) \Delta P_1(t) \right] \\ flowU3U2 &= 0 \\ flowRU2 &= \Delta P_2(t) + flowU2U1 \\ flowRU3 &= \Delta P_3(t) + flowU3U1 \\ flowRU1 &= 0 \end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.4)}$$

⁵ Soient X et Y, deux différents utilisateurs ou un utilisateur et le réseau national $U_i=X$ ou Y ; $R=X$ ou Y .

$flow_{XY}>0$ signifie Y vend $|flow_{XY}|$ à X et $flow_{XY}<0$ signifie Y achète $|flow_{XY}|$ à X.

$$\left. \begin{aligned}
flowU2U1 &= -\Delta P_2(t) \\
flowU3U1 &= -\Delta P_3(t) \\
flowU3U2 &= 0 \\
flowRU2 &= 0 \\
flowRU3 &= 0 \\
flowRU1 &= \Delta P_2(t) + [\Delta P_3(t) + \Delta P_2(t)]
\end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.5)}$$

$$\left. \begin{aligned}
flowU2U1 &= - \left[\left(\frac{\Delta P_1(t)}{\Delta P_1(t) + \Delta P_3(t)} \right) \Delta P_2(t) \right] \\
flowU3U1 &= 0 \\
flowU3U2 &= \left[\left(\frac{\Delta P_3(t)}{\Delta P_1(t) + \Delta P_3(t)} \right) \Delta P_2(t) \right] \\
flowRU2 &= 0 \\
flowRU3 &= \Delta P_3(t) + flowU3U2 \\
flowRU1 &= \Delta P_1(t) - flowU2U1
\end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.6)}$$

$$\left. \begin{aligned}
flowU2U1 &= 0 \\
flowU3U1 &= - \left[\left(\frac{\Delta P_1(t)}{\Delta P_1(t) + \Delta P_2(t)} \right) \Delta P_3(t) \right] \\
flowU3U2 &= - \left[\left(\frac{\Delta P_2(t)}{\Delta P_1(t) + \Delta P_2(t)} \right) \Delta P_3(t) \right] \\
flowRU2 &= \Delta P_2(t) - flowU3U2 \\
flowRU3 &= 0 \\
flowRU1 &= \Delta P_1(t) - flowU3U1
\end{aligned} \right\} \text{Eq. (B.7)}$$

La demande énergétique ne cesse d'augmenter. Les prix des combustibles fossiles (pétrole, du charbon, de la tourbe et du gaz naturel) sont très variables. Les énergies nouvelles se développent rapidement. Avec leur technologie sûre et moins chère, l'éolienne et le solaire sont devenus incontournables dans l'industrie de l'énergie. La combinaison de ces deux énergies avec ou sans le réseau électrique, est une solution pérenne, pour répondre à la demande énergétique. Aussi bien pour les zones isolées (village, les universités) comme pour les zones étendues (régions). Techniquement, cela demande une organisation de toutes les énergies utilisées simultanément. C'est dans ce contexte que se place notre travail, en élaborant des outils d'aide à la décision à travers des modèles mathématiques appliqués sur des études concrètes de différents cas de figure. Tels qu'un modèle original de liaison entre différents territoires qui peuvent produire de l'énergie propre sans avoir besoin de système de stockage, ni perdre leurs éventuels surplus de production.

Energy demand is increasing. The prices of fossil fuels (oil, coal, peat and natural gas) are highly variable. New energies are growing rapidly. With their safe technology and cheaper, wind and solar have become indispensable in the energy industry. The combination of these two energies with or without the grid, is a permanent solution to meet energy demand. Also better for remote areas (village, universities) and for large areas (regions). Technically, this requires an organization of all energy used simultaneously. It is in this context that places our work, developing support tools for decision through mathematical models applied to concrete studies of different cases. Such as an original model of connection between different territories that can produce clean energy without the need for storage system, or losing any surplus production.