



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>

**Ecole Doctorale IAEM Lorraine
Groupe de Recherche en Energie Electrique de Nancy
GREEN - EA 4366**

THESE

Présentée pour l'obtention du titre de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE LORRAINE

Mention : Génie Electrique

par Mariama SAID MOHAMED

Master 2 de l'Ecole Supérieure Polytechnique de Dakar (Sénégal)

**ARCHITECTURE ET ETUDE D'UN SYSTEME ELECTRIQUE HYBRIDE
DESTINE A L'AUTONOMIE D'UNE ZONE RURALE**

Soutenue publiquement le 15 janvier 2021 devant le jury composé de :

Président :	M. Abdelaziz HAMZAOUI	Professeur, Université de Reims
Rapporteurs :	Mme Corinne ALONSO M. Brayima DAKYO	Professeur, Université de Toulouse III Professeur, Université du Havre
Examineurs :	M. Mohammed EL GANAOUI	Professeur, Université de Lorraine
Directeur :	M. Bernard DAVAT	Professeur, Université de Lorraine
Co-encadrant :	M. Angel SCIPIONI	Maître de Conférences, Université de Lorraine
Invités :	Mme Souad MORSLI Mme Latifa BOUTAT-BADAS M. Mohamed Aboudou KASSIM	Maître de Conférences, USTMB, Oran, Algérie Maître de Conférences, Université de Lorraine Enseignant-chercheur, Université des Comores

Remerciements

Je tiens avant tout à remercier chaleureusement le Professeur Bernard DAVAT, directeur de ma thèse, de m'avoir accueilli au sein du laboratoire GREEN et fait profiter de son expérience scientifique ainsi que pour son encadrement, son suivi permanent et sa qualité humaine qui ont contribué à l'achèvement de ce travail. Travailler à ses côtés a été un plaisir.

Je remercie vivement Monsieur Angel SCIPIONI, mon co-encadrant, qui m'a proposé ce sujet et qui m'a donné la liberté d'entreprendre des travaux de recherches, favorisant ainsi le développement de mes compétences dans la recherche scientifique universitaire. Merci pour son soutien scientifique, ses conseils, son dévouement, sa bonne humeur et sa sympathie dans ce travail. Travailler à ses côtés a été un plaisir.

Ce travail n'aurait pas eu lieu sans le soutien remarquable du Professeur Mohammed EL GANAOUI que je tiens à remercier ardemment pour sa confiance, son suivi exceptionnel, ses conseils qui m'ont été d'un précieux secours pour finaliser ce travail. Sa rigueur scientifique et son expérience ont été d'un grand apport pour ma formation par la Recherche. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance.

Je tiens également à remercier les personnes, extérieures à l'Université de Lorraine, m'ayant fait l'honneur d'être présentes en tant que membres de mon jury de thèse :

- Le Professeur Abdelaziz HAMZAOUI, de l'Université de Reims, pour avoir accepté de présider ce jury, ainsi que pour l'intérêt qu'il a porté à mes travaux de thèse ;
- Les Professeurs Corinne ALONSO de l'Université de Toulouse et Brayima DAKYO de l'Université du Havre pour le soin apporté dans l'analyse de ce travail, pour la qualité et la pertinence de leurs observations, remarques et critiques qui ont provoqué des échanges et des éclaircissements forts intéressants ;
- Les Docteurs Souad MORSLI de l'USTMB (Algérie) et Mohamed Aboudou KASSIM de l'Université des Comores qui se sont dès le départ intéressés à mon travail.

Je dédie cette thèse à mon père Charif SAID MOHAMED et à ma mère Echata SAID HASSANII, qui ont été toujours d'une aide inestimable par leurs soutiens moral et financier ainsi que pour leur suivi éducatif durant tout mon cursus scolaire. Je remercie également le père de mes enfants ABDILLAHI SAID MOHAMED ainsi que mes deux enfants Mouignihamza et Moinabayiti pour leur patience, leurs encouragements et leur disponibilité à m'accompagner durant la réalisation de ce travail. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma gratitude.

J'exprime toute ma gratitude à mes amis qui m'ont apporté soutien et encouragement pendant mes études. Je leur réserve une pensée toute particulière.

Finalement, ce travail n'aurait pas pu se réaliser sans le soutien inestimable de la Banque Islamique de Développement et de la Société d'Electricité des Comores qui ont facilité mes déplacements afin de pouvoir réaliser cette thèse.

Je remercie les chercheurs du GREEN de Longwy pour leur aide, leur gentillesse et leur amitié.

Mes derniers remerciements vont également à ceux ou celles qui ont contribué à la réussite de ce travail, que ce soit directement ou indirectement sans avoir cité leurs noms, aussi bien à l'Université de Lorraine, à l'IUT de Longwy, qu'à la Société d'Electricité des Comores. Qu'ils trouvent ici ma profonde gratitude.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre 1 - Composants d'un système d'énergie hybride	7
1.1. Introduction	9
1.2. Générateur photovoltaïque	10
1.2.1. Organisation d'un générateur photovoltaïque	12
1.2.2. Différentes technologies de cellules PV	14
1.2.3. Exemple de SEH à base de PV	14
1.3. Energie éolienne	16
1.3.1. Différents types d'aérogénérateurs	17
1.3.2. Eoliennes connectées au réseau électrique	18
1.3.3. Exemple de SEH à base d'éolien	21
1.4. Pile à combustible	22
1.4.1. Différentes technologies de piles à combustible	23
1.4.2. Exemple de SEH comportant une pile à combustible	24
1.5. Electrolyseur	24
1.5.1. Différentes technologies d'électrolyseurs	25
1.5.2. Exemple de SEH comportant un électrolyseur	26
1.6. Batterie d'accumulateurs	27
1.6.1. Différents types de batterie	27
1.6.2. Exemple de SEH comportant une batterie d'accumulateurs	28
1.7. Convertisseur statique	28
1.7.1. Connexion de panneaux photovoltaïques à un bus DC	29
1.7.2. Connexion d'une éolienne à un bus DC	29
1.7.3. Connexion d'une pile à combustible à un bus DC	30
1.7.4. Connexion d'une batterie à un bus DC	30
1.7.5. Connexion d'un électrolyseur à un bus DC	30
1.7.6. Connexion à une charge alternative ou à un réseau électrique	31
1.8. Commande et système de gestion de l'énergie	31
1.8.1. Principe	31
1.8.2. Contrôleur MPPT	32
1.9. Système électrique hybride	33
1.9.1. Avantages et inconvénients d'un SEH	34
1.9.2. Développement des technologies vertes	34
1.9.3. Différents types de systèmes multi-sources	35
1.9.4. Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques	35
1.9.5. Réglementations techniques relatives aux énergies renouvelables	36
1.10. Conclusion	37
1.11. Références du chapitre 1	39

Chapitre 4 - Electrification d'une zone rurale à Grande-Comore	
par un système d'énergie hybride	109
4.1. Introduction	111
4.2. Présentation de l'état énergétique des Comores	112
4.2.1. Production électrique en Grande-Comore	112
4.2.2. Réseau de distribution électrique en Grande-Comore	114
4.2.3. Consommation électrique en Grande-Comore	114
4.3. Description du système étudié	115
4.4. Choix du logiciel HOMER	116
4.5. Choix de l'emplacement	117
4.5.1. Ensoleillement et vent en Grande-Comore	117
4.5.2. Données géographiques	119
4.5.3. Données météorologiques	120
4.5.4. Profil de charge de l'emplacement choisi	124
4.6. Simulation du modèle	126
4.7. Résultats de la simulation des performances du système hybride	127
4.7.1. Configurations du système hybride en fonction du coût net	127
4.7.2. Production et consommation d'énergie électrique	127
4.8. Résultats et discussions	128
4.9. Conclusion	134
4.10. Références du chapitre 4	136
Conclusion générale	141
Annexes	145
A.1. Modèle Simulink du GPV + commande + convertisseur	147
A.2. Modèle Simulink du générateur éolien + commande + convertisseur	148
A.3. Modèle Simulink de la batterie + commande + convertisseur	149
A.4. Modèle Simulink de la pile à combustible + commande + convertisseur	150
A.5. Modèle Simulink de l'électrolyseur + commande + convertisseur	151

Introduction générale

Dans le monde actuel, l'accès à l'énergie est devenu une nécessité essentielle qui constitue la base du développement des activités industrielles et socio-économiques de chaque État. Parallèlement à cela, nous savons qu'environ 1,7 à 2 milliards de personnes dans les pays en voie de développement, n'ont aucun accès à l'électricité. De plus, 2 milliards d'entre elles sont alimentées par des réseaux non fiables. Les facteurs préoccupant les écologistes, les météorologistes, les chercheurs et les gouvernements, incluant aussi bien la croissance de la population (7 milliards actuellement), la dernière projection de la population mondiale de l'organisation des Nations unies (ONU) suppose, selon son scénario moyen, que l'humanité pourrait atteindre 9,3 milliards de personnes vers 2050 et 10,1 milliards en 2100), que le changement climatique et l'épuisement rapide des réserves des ressources traditionnelles d'énergie fossile (pétrole, gaz, etc.). Il a été constaté que les sources d'énergies fossiles telles que le pétrole, le charbon et le gaz naturel représentent plus des trois-quarts de l'énergie mondiale consommée pour la production d'électricité. Compte tenu du rythme actuel de la consommation énergétique à l'échelle mondiale, il a été estimé que d'ici 40 ans les réserves mondiales pétrolières seront épuisées. Ces dernières ont mis plus de 500 millions d'années pour se constituer alors que leur exploitation aura duré durant moins de 200 ans. Par conséquent, la consommation massive de ces énergies fossiles est responsable de l'augmentation du CO₂ dégagé dans l'atmosphère et en partie de la destruction de la couche d'ozone donnant naissance au changement climatique que nous commençons à subir actuellement. Pour remédier au problème de réchauffement climatique et lutter contre la dégradation de l'environnement, une transition énergétique la plus rapide possible est plus que nécessaire et donc un recours aux énergies renouvelables (ENR) paraît inévitable. Les ENR offrent de nombreux avantages, d'être propres, inépuisables et très faiblement polluantes. Cependant, l'extraction des matériaux nécessaires à leur fabrication et les procédés de fabrication actuels qui reposent sur de l'électricité produite à partir d'énergies fossiles dans beaucoup de cas, ont un impact non négligeable sur l'environnement. Elles permettent, pendant leur phase de production d'électricité d'éviter les diverses pollutions produites par les sources traditionnelles.

L'inconvénient majeur propre aux sources d'ENR est leur caractère intermittent. C'est pour cela qu'elles sont généralement associées à d'autres sources d'énergies conventionnelles pour constituer des systèmes d'énergie hybrides (SEH) ou systèmes multi-sources, afin de regrouper les avantages (diminution globale de l'impact environnemental et continuité de la fourniture énergétique) de ces différentes ressources dans le but de satisfaire les exigences vis-à-vis de la charge, tout en diminuant les inconvénients.

Un système hybride, consiste à combiner deux ou plusieurs sources d'énergies renouvelables avec une autre source d'origine fossile afin de produire de l'électricité. Cette technologie, même si elle ne répond pas à un objectif d'émissions nulles en phase de production d'électricité, est devenue une solution économique efficace et fiable pour les systèmes énergétiques. Toutefois, comment répondre à la demande de la charge quelles que soient les conditions climatiques ? La batterie, malgré son coût relativement élevé et sa durée de vie limitée, représente un bon complément aux sources d'ENR. Lorsque la production de l'énergie est excédentaire, le système ainsi complété permet de stocker une quantité d'énergie adaptée afin de pouvoir l'utiliser dans les périodes où le vent et le soleil viennent à faire défaut. Ce nouveau mode de production distribué permet à de nombreux acteurs de revendre ou plus généralement de soutenir localement le réseau électrique qu'il soit global ou pas. Un système multi-sources peut être combiné avec d'autres éléments de secours, comme un générateur diesel. Cependant, à cause de leur inconvénients habituels (bruit, polluants et coût d'exploitation élevé), nous pensons que l'utilisation d'un dispositif pile à combustible/électrolyseur peut constituer une alternative pertinente permettant d'assurer l'équilibre entre la production et la demande et ainsi assurer la stabilité du réseau.

C'est dans ce contexte qu'émerge la problématique de cette thèse : concevoir un système hybride par stockage d'hydrogène connecté au réseau afin de satisfaire la demande énergétique tant en qualité qu'en quantité. L'idée est de proposer une architecture pour un système hybride raccordé au réseau reposant sur la gestion efficace des puissances délivrées par différentes sources énergétiques. Dans le but d'aboutir à une répartition des puissances optimisée pour les différents éléments qui composent le SEH, un système de gestion efficace est nécessaire de manière à atteindre cette meilleure répartition de la puissance entre les différents éléments, encore une fois en satisfaisant la demande de la charge en énergie et en réduisant l'utilisation des éléments de stockage conventionnels (batterie, volant d'inertie...) au minimum possible.

L'objectif principal de ce travail consiste à proposer une architecture de gestion d'énergie électrique optimisée d'un SEH connecté au réseau.

Le SEH proposé est du type PV/éolien/pile à combustible/batterie/électrolyseur/réseau. Il a été pensé dans la perspective de proposer une possible réponse aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Afin d'atteindre cet objectif principal, nous nous sommes fixé divers sous-objectifs :

- Approfondir nos connaissances sur ce thème de recherche de forte incidence ;

- Modéliser et simuler un système multi-sources connecté au réseau ;
- Assurer la continuité d’approvisionnement en électricité avec une bonne qualité ;
- Proposer une méthode de gestion de l’énergie électrique du SEH choisi.

Le travail présenté, est structuré en quatre chapitres qui se résument dans ce qui suit.

Le premier chapitre détaille les composants du système d’énergie hybride considéré en présentant les caractéristiques de chaque composant. Il évoque différentes architectures de systèmes à base de PV et/ou d’éolien connectés au réseau. Il retrace également une présentation assez brève des principes de conversions éoliennes et photovoltaïques couplés à la méthode de poursuite de puissance maximale.

Dans le deuxième chapitre, nous décrivons la modélisation mathématique des différents sous-systèmes ainsi que les commandes nécessaires pour assurer la gestion d’énergie dans le système de production hybride connecté au réseau. L’ensemble des modèles retenus est implémenté sous l’environnement Matlab/Simulink.

Le troisième chapitre présente le système de supervision mis en place pour mener conjointement une gestion optimale de l’énergie du système global ainsi que le contrôle de synchronisation de l’onduleur connecté au réseau. Les résultats des simulations sont présentés relativement au comportement du SEH vis-à-vis des variations climatiques et de la charge électrique. Elles ont été menées sous le logiciel Matlab/Simulink.

Dans le quatrième chapitre de ce travail, nous présentons les résultats relatifs au dimensionnement d’une installation et à son optimisation énergétique dans un contexte d’autonomie d’énergie pour une localité rurale aux Comores. Nous avons dimensionné le système hybride choisi pour la ville de Mbeni qui est située au nord de l’Ile de Ngazidja dans la région de Hamahammet.

Pour clore le travail mené, une conclusion générale présente le bilan de l’étude menée et prolonge les réflexions présentées à travers quelques perspectives pouvant être envisagées.

Chapitre 1

Composants d'un système électrique hybride

1.1. Introduction

À la vue des conséquences engendrées par le rejet dans l'atmosphère des gaz à effet de serre, la tendance actuelle est de promouvoir les sources d'énergie dites vertes. Des recherches et des initiatives visant à développer des systèmes à énergie renouvelable plus fiables et plus économiques sont entreprises. Ainsi les systèmes à énergie éolienne, solaire photovoltaïque et/ou thermique sont en plein essor. Cependant la génération d'énergie dans ces systèmes est fortement tributaire de la nature intermittente des ressources météorologiques. La solution adoptée pour surmonter ce problème est la réduction de l'intermittence en amont par le couplage d'au moins deux sources renouvelables (éolienne et photovoltaïque par exemple) et, par une réduction en aval de l'intermittence par l'association de système de stockage d'énergie constituant ainsi un système multi-source. De façon générale un système multi-source, multi-charge est constitué d'une unité de production qui peut résulter du couplage de plusieurs sources de production telles que le solaire, le photovoltaïque, l'éolien, le réseau de distribution électrique (source conventionnelle) ..., d'une unité de stockage qui peut être aussi la résultante de plusieurs éléments de stockage (batteries, supercondensateur, réservoir à hydrogène...) et d'une partie consommatrice qui représente ici le besoin à satisfaire. Ce besoin peut être considéré comme un ensemble de charges de natures différentes parmi lesquelles on distingue les charges continues, les charges alternatives, les charges programmables ou non.

Nous présentons dans ce chapitre, les dispositifs qui constituent les systèmes électriques hybrides (SEH) étudiés dans cette thèse. Nous donnons le principe de fonctionnement des différents constituants, les technologies utilisées et un exemple de SEH incluant le composant considéré. L'électronique de puissance, lien entre ces constituants est aussi considérée ainsi que leur commande. Le chapitre se termine sur l'évocation des technologies vertes et des modes de connexion des énergies renouvelables aux réseaux électriques.

Le premier système hybride considéré est composé de trois sources de production d'énergie renouvelable, éolienne, photovoltaïque et pile à combustible (figure 1.1). Les énergies éolienne et photovoltaïque sont utilisées comme sources d'énergie primaire, tandis que la pile à combustible est utilisée comme source d'énergie secondaire ou de secours. Un réservoir d'hydrogène et des batteries sont utilisés comme organe de stockage. Le réservoir d'hydrogène est alimenté par un électrolyseur et permet de réinjecter de l'énergie au réseau grâce à une pile à combustible. Les batteries se chargent et se déchargent au travers d'un convertisseur DC-DC bidirectionnel. Le réseau permet aussi de suppléer la dynamique pas toujours adaptée des éléments de stockage lors de certains transitoires.

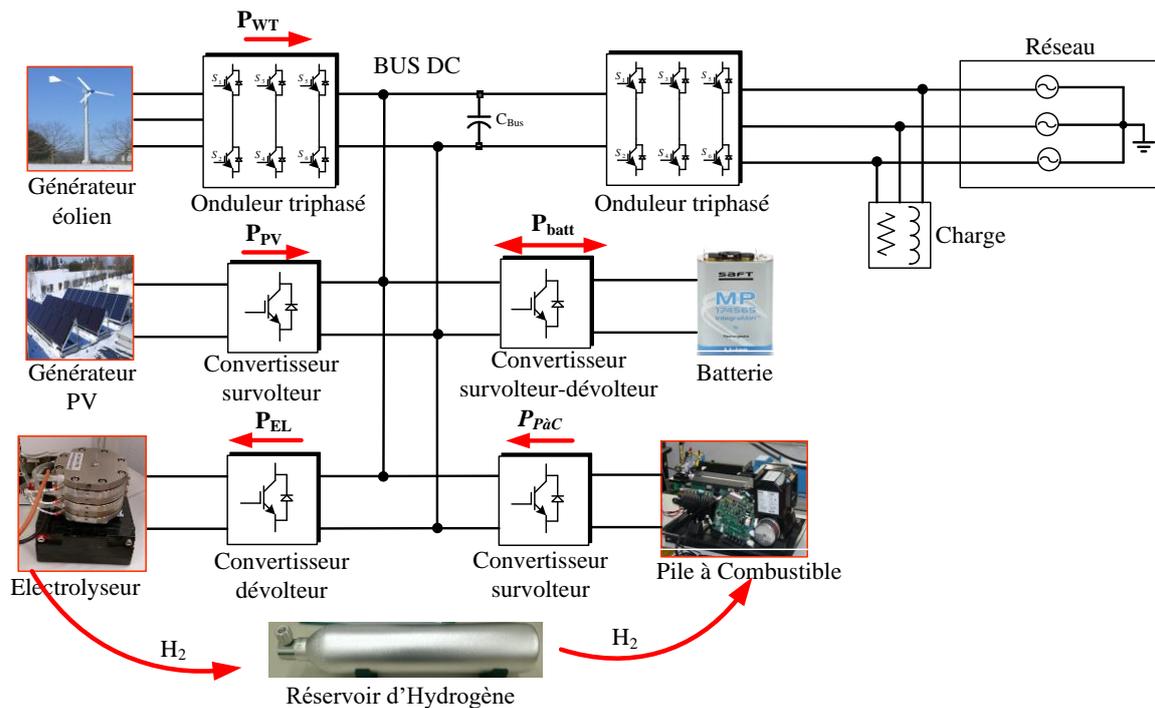


Figure 1.1. Système hybride général.

Le deuxième système est celui de la figure 1.2 et correspond à notre étude concernant les Comores et développé dans le chapitre 4. C'est une version simplifiée du système précédent dans laquelle pour des raisons écologiques et de simplicité nous avons choisi de supprimer les batteries.

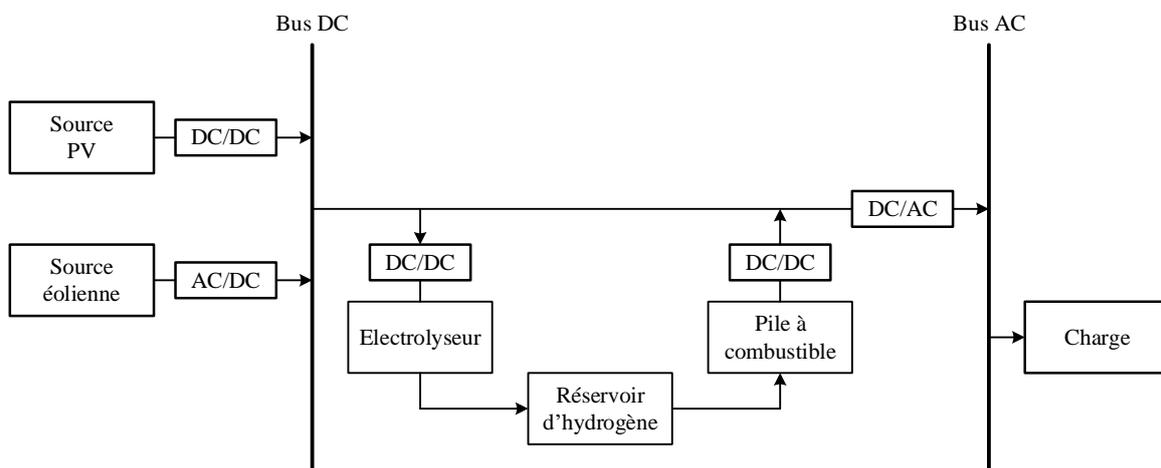


Figure 1.2. Système hybride pour les Comores.

1.2. Générateur photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui transforme directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », découvert par E. Becquerel en 1839 [1]. L'effet photovoltaïque est un phénomène physique basé sur la conversion d'énergie que

transportent les photons de la lumière lorsqu'ils rentrent en interaction avec des matériaux semi-conducteurs pour produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée par une cellule PV peut varier entre 0,3 V et 0,7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de celle-ci [2, 3]. La figure 1.3 illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque.

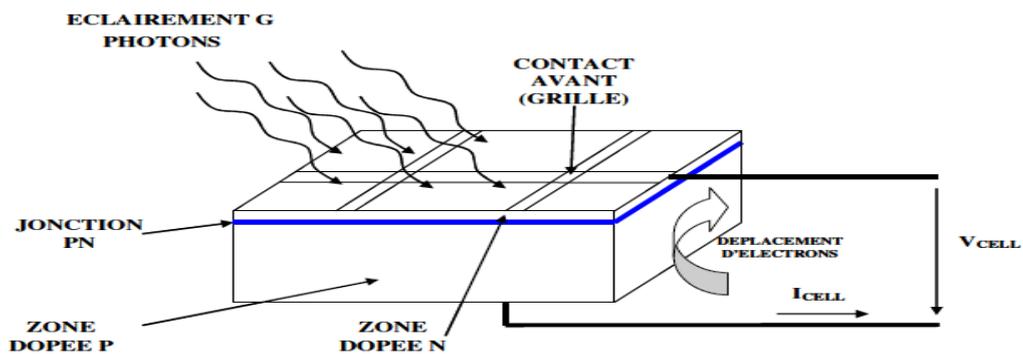


Figure 1.3. Coupe transversale d'une cellule PV typique [3].

Une cellule PV est, le plus souvent, réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) [2]. Entre les deux zones se développent une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux électrons. Si l'énergie transmise est supérieure à celle associée à la bande interdite du semi-conducteur, des paires électrons-trous sont alors créées dans cette zone de déplétion par arrachement des électrons. Sous l'effet d'un champ électrique E_r qui règne dans cette zone, ces porteurs libres sont drainés vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique dans la cellule PV et une différence de potentiel (de 0,3 à 0,7 V), nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Cette tension varie en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'état de vieillissement de la cellule. Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit (I_{cc}) qui dépend fortement du niveau d'éclairement, des technologies et des tailles de cellules. Sa valeur est comprise entre 5 et 8 A pour le silicium cristallin. La figure 1.4 donne la caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque.

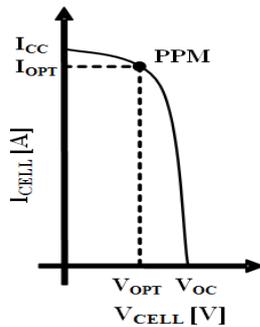


Figure 1.4. Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque pour un éclairement et une température donnés [3].

1.2.1. Organisation d'un générateur photovoltaïque (GPV)

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de trop faible puissance pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. La connexion en série des cellules permet d'augmenter facilement la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir un générateur PV aux caractéristiques souhaitées. La plupart des panneaux PV commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules connectés en série ou en parallèle comme illustré figure 1.5. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules connectées en série. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et perte d'une partie importante du GPV en cas de défaut d'ombrage.

Dans une installation photovoltaïque comportant des modules en série et en parallèle, des protections électriques doivent être ajoutées afin d'éviter les effets destructifs des phénomènes d'ombrages [2, 3] (figure 1.5).

Ces protections sont constituées de diodes qui interviennent lors de déséquilibres d'ensoleillement :

- Les diodes anti-retour évitent la circulation d'un courant négatif dans les modules en parallèle ;
- Les diodes by-pass permettent de court-circuiter un module faiblement éclairé.

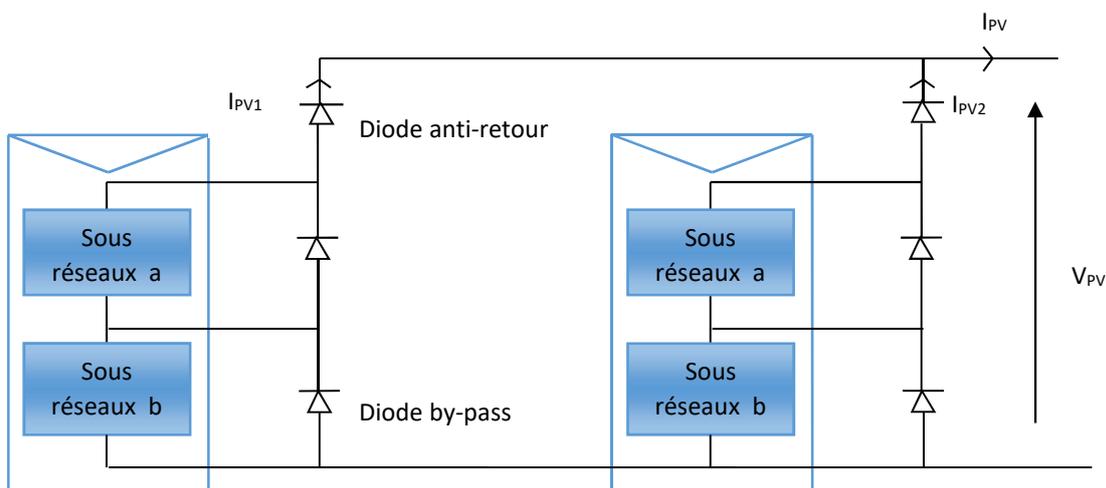


Figure 1.5. Exemples d'association sécurisée de deux modules photovoltaïques en parallèle avec leurs diodes de protection [2].

Pour faire face aux phénomènes d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement, plusieurs modes de connexion peuvent être utilisés pour un même ensemble de panneaux (figure 1.6). Cette figure est issue des travaux décrits en [4, 5]. Ils ont permis de comparer les avantages et les inconvénients de différents modes de connexion. Pour ces auteurs c'est la configuration (b) qui s'avèrent la plus intéressante car elle réduit les pertes résultant des caractéristiques différentes causées par l'ombrage partiel [6, 7]. L'ombrage partiel affecte en effet les courants de court-circuit des modules, ainsi que les courants de sortie des modules au point où la puissance est maximale (MPP, point de puissance maximal). Cela conduit à un manque de cohérence entre les points MPP des modules et le point MPP du champ PV [8] et par conséquent à une défaillance du MPP tracking.

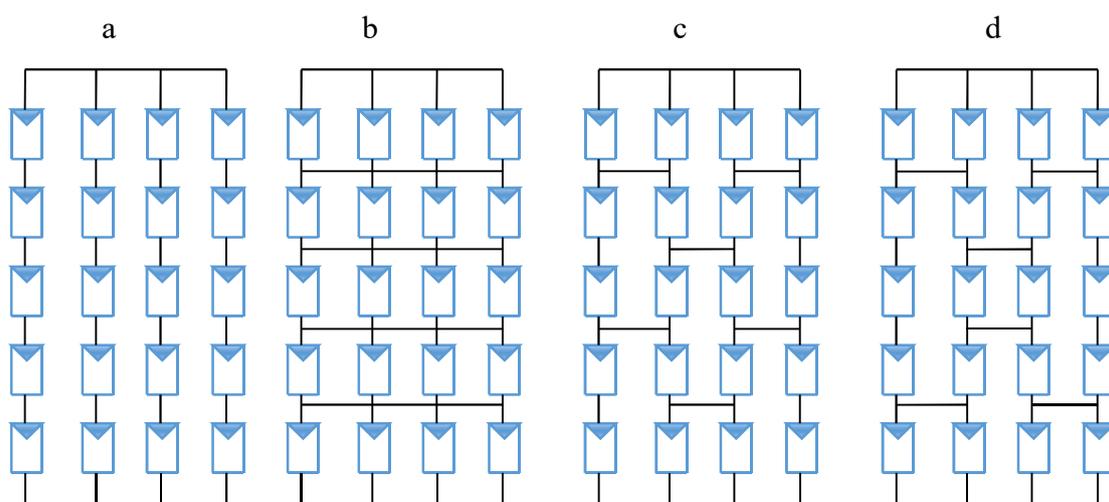


Figure 1.6. Exemples de connexion de panneaux photovoltaïques [8].

1.2.2. Différentes technologies de cellule PV

Différentes technologies de cellules solaires photovoltaïques sont aujourd'hui utilisées (figure 1.7).

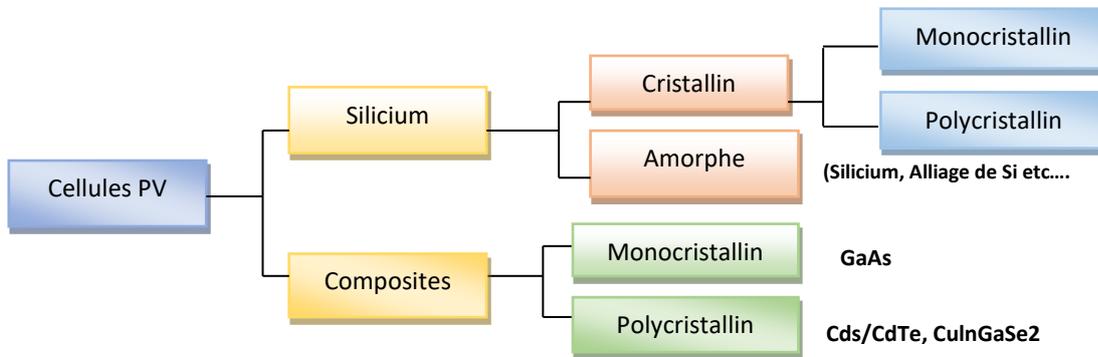


Figure 1.7. Différentes technologies de cellules photovoltaïques [10].

Deux technologies dominent le marché à l'heure actuelle : le silicium (90%) et le composite (10%). Le silicium est un matériau non toxique. Il constitue environ 28% de l'écorce terrestre sous forme de composés (silicates, silice), ce qui en fait un matériau quasi inépuisable [9]. Le silicium cristallin est de deux types, monocristallin ou polycristallin. Leur différence réside dans le processus de cristallisation des plaquettes de silicium. Dans les cellules solaires mono-Si, un seul cristal de silicium est utilisé, alors que le poly-Si est composé de plusieurs petits cristaux. Les cellules solaires au silicium amorphe (a-Si) sont obtenues à partir d'un dépôt de silicium. Ce dernier peut être déposé sur différents substrats comme du plastique, du verre ou encore du métal.

Les composites sont aujourd'hui le concurrent direct du silicium cristallin sur le marché du photovoltaïque. Cette deuxième génération de cellules solaires utilise moins de matériau semi-conducteur (1-6 μm) et d'énergie pendant le processus de fabrication.

Le tableau 1.1 donne les principales caractéristiques des différentes technologies de cellules PV.

1.2.3. Exemple de SEH à base de PV

Il existe de nombreux SEH utilisant l'énergie photovoltaïque. Nous détaillons ici un système utilisant comme sources un panneau photovoltaïque et/ou un générateur diesel. Le système hybride considéré est composé d'un panneau photovoltaïque, de batteries et d'un générateur diesel (figure 1.8). Différents convertisseurs relient les différents éléments et gèrent les

échanges d'énergie à l'aide d'un système de pilotage pouvant permettre même une connexion au réseau électrique.

Technologie	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe
Rendement	16 à 20 %	13 à 17 %	7 à 10 %
Durée de vie	30 ans	30 ans	20 ans
Avantages	Bon rendement en soleil direct Technologie bien établie et testée Stable	Technologie bien établie et testée Stable Cellules carrées pour un espacement plus efficace	Facile à fabriquer Très faible coût potentiel Production hautement automatisée et rapide
Inconvénients	Mauvais rendement en soleil diffus Prix élevé	Matériaux onéreux Coût de fabrication onéreux	Plus faible rendement

Tableau 1.1. Comparatif des différentes technologies PV [10-12].

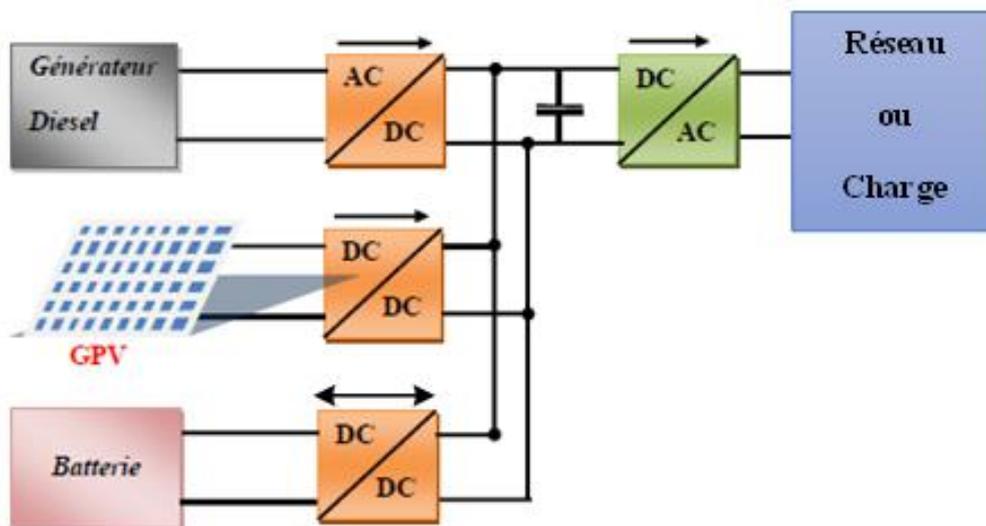


Figure 1.8. Configuration d'un système PV/diesel [13].

Dans cette configuration, le photovoltaïque est considéré comme la source principale avec les batteries. Le générateur diesel est exploité comme source de secours d'énergie au moment où on est en de déficit. C'est-à-dire lorsque la puissance produite par le PV et les batteries est

insuffisante pour satisfaire la demande. Avec ce type de dispositif, la puissance du générateur diesel doit être au moins égale à la charge journalière maximale.

L'avantage de cette configuration est qu'elle offre une grande fiabilité et réduit le coût de l'énergie produite. Elle est de plus simple et le système PV requiert une maintenance moindre. Ces systèmes d'énergie ont de bonnes perspectives et de nombreuses possibilités dans les zones chaudes dont le potentiel solaire est important. L'association d'un générateur diesel avec un système photovoltaïque/batterie règle le problème de l'intermittence du système photovoltaïque et réduit l'utilisation du générateur diesel. Ce système d'énergie est connu comme l'une des solutions rentables pour répondre aux besoins énergétiques des régions isolées.

1.3. Énergie éolienne

Une source éolienne ou aérogénérateur est un dispositif apte à transformer une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

La conversion de l'énergie du vent en énergie électrique se fait en deux étapes (figure 1.9) :

- La turbine extrait une partie de l'énergie cinétique du vent et la convertit en énergie mécanique.
- La génératrice entraînée par la turbine, généralement au travers d'un multiplicateur de vitesse, convertit l'énergie mécanique en énergie électrique, transmise ensuite aux consommateurs ou au réseau électrique, généralement au travers de convertisseurs statiques.

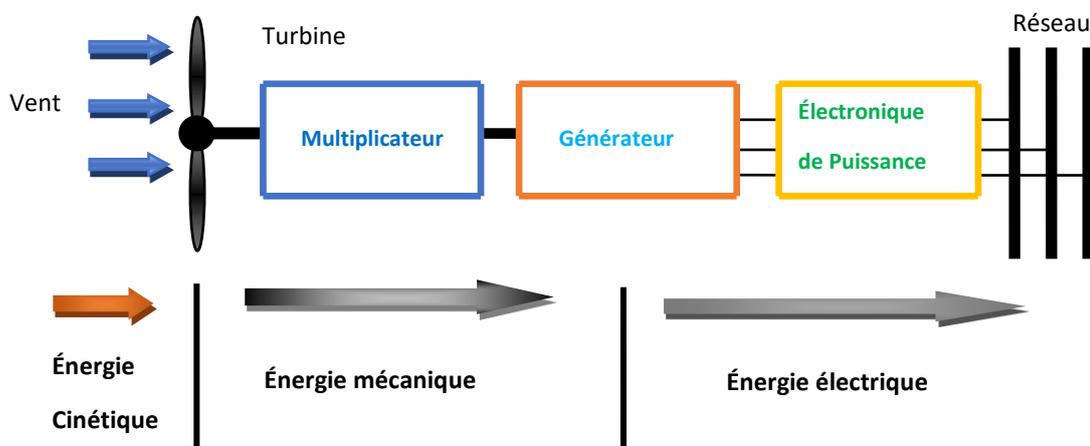


Figure 1.9. Principe de la conversion d'énergie éolienne [14].

1.3.1. Différents types d'aérogénérateurs

Les éoliennes peuvent présenter deux architectures différentes et être à axe horizontal ou à axe vertical (figure 1.10).

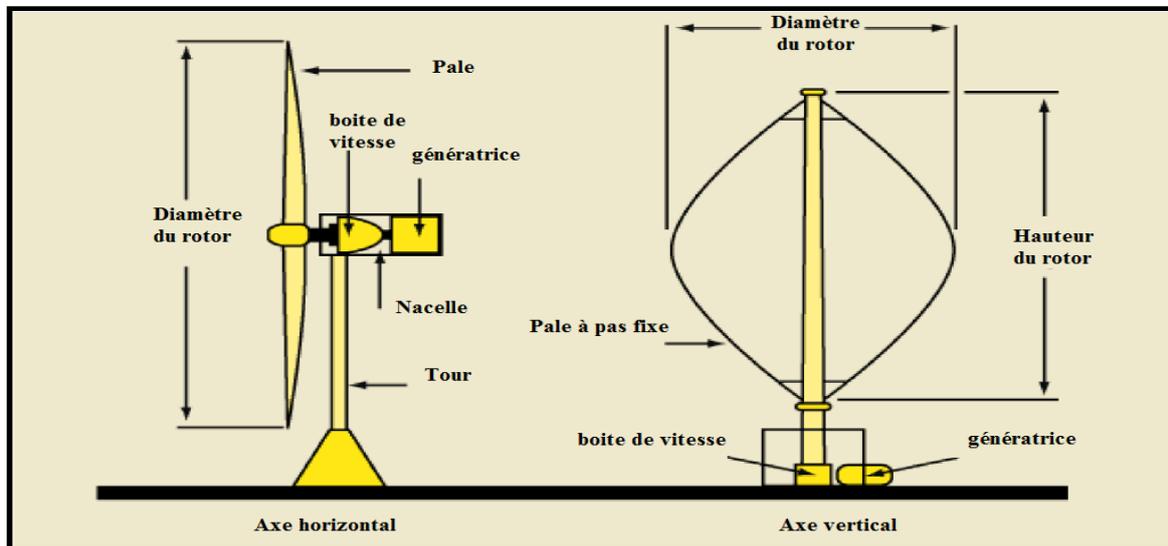


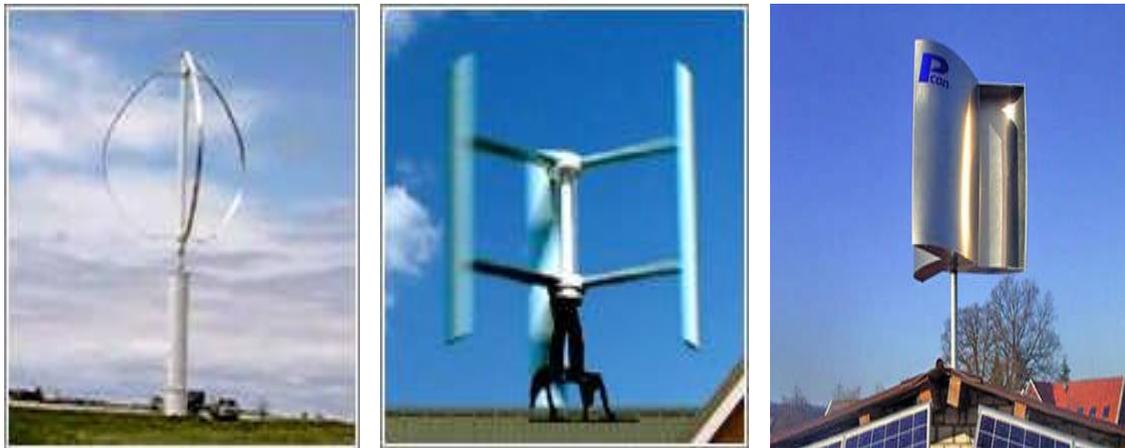
Figure 1.10. Turbine éolienne à axe horizontal et turbine éolienne à axe vertical [15].

Les éoliennes à axe horizontal ont été les premières à être utilisées pour produire de l'électricité [15]. Elles sont constituées d'une turbine tournant sous l'effet du vent, reliée par un arbre à une machine tournante fonctionnant en génératrice. Entre les deux, un multiplicateur de vitesse est présent pour adapter la vitesse de rotation de la turbine à la gamme de vitesse permise par la génératrice (bien que l'évolution des génératrices multipolaires permette une approche différente aux multiplicateurs mécaniques).

Pour les éoliennes à axe vertical, la turbine est placée verticalement (figure 1.11). Elle est située à l'extrémité d'un mât sur lequel est présent une turbine à géométrie pouvant être variable qui entraîne une génératrice. Deux types de turbines sont principalement utilisés dans les architectures contemporaines : la turbine Savonius caractérisée par des pales pleines, qui peuvent être droites ou hélicoïdales et la turbine Darrieus qui est constituée de pales ajourées, en forme de feuille, ou dites en H sous la forme de barres verticales ou hélicoïdales.

La figure 1.12 montre l'évolution du rendement aérodynamique instantané ou coefficient de performance C_p en fonction du rapport λ entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent pour différents types d'éolienne. On constate que les éoliennes à axe horizontal ont un meilleur rendement aérodynamique que celle à axe vertical en régime de vent faiblement cisailé.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De même, leur coefficient de performance atteint des valeurs élevées lors de l'augmentation de la vitesse avant de décroître ensuite. Elles fonctionnent rarement au-dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s et elles ont un meilleur rendement que les autres éoliennes.



Turbine Darrieus classique

Turbine Darrieus en H

Turbine Savonius

Figure 1.11. Eolienne à axe vertical [16].

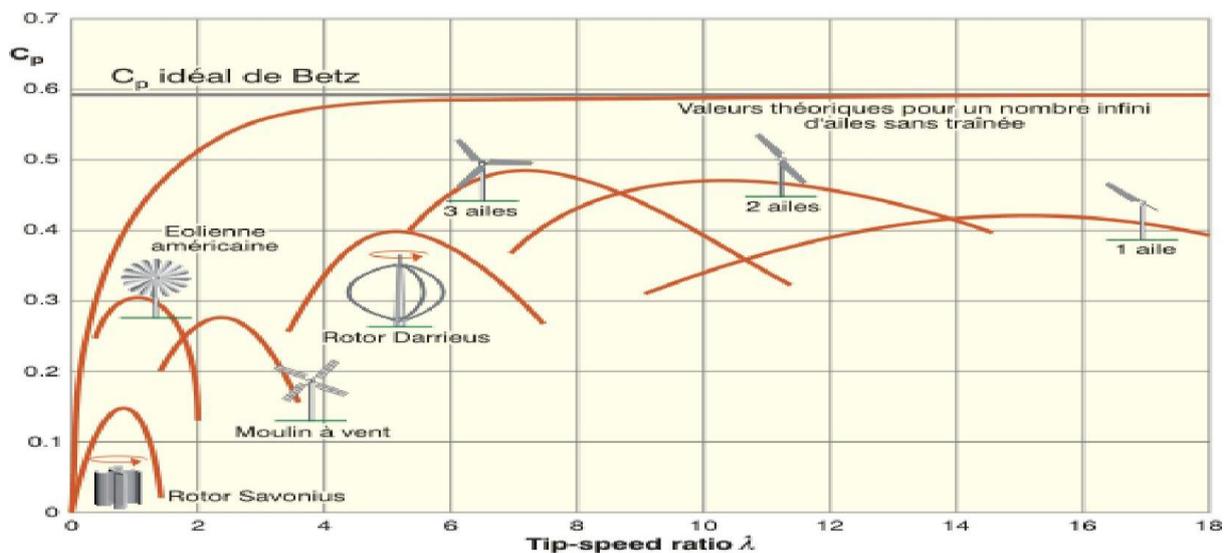


Figure 1.12. Coefficient de performance $C_p(\lambda)$ pour différents types de turbines [17].

1.3.2. Eoliennes connectées au réseau électrique

Les éoliennes raccordées aux réseaux électriques peuvent être à vitesse fixe ou variable [20]. Les premières sont constituées d'une machine asynchrone à cage d'écureuil, pour sa simplicité, et donc sa robustesse. Les secondes comportent une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ou une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) ou synchrone bobiné.

1.3.2.1. Eoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été commercialisées en raison de leur robustesse, de leur simplicité mécanique et de leur coût de construction faible. Ces éoliennes reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage d'écureuil directement couplée au réseau électrique qui impose sa fréquence aux grandeurs statoriques [18] (figure 1.13). La machine fonctionne en hypersynchronisme, à une vitesse $\Omega_s(1-g)$ où Ω_s est la vitesse de synchronisme et g le glissement, avec $g < 0$, pour un fonctionnement en génératrice. Un système mécanique d'orientation des pales permet de maintenir la vitesse de rotation fixe [18]. Un banc de condensateurs est ajouté pour compenser la puissance réactive nécessaire pour la magnétisation de la machine asynchrone.

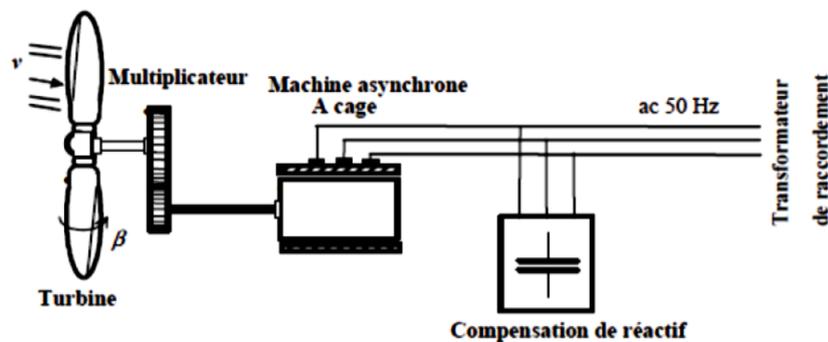


Figure 1.13. Eolienne à vitesse fixe [20].

1.3.2.2. Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

La configuration de la machine asynchrone à double alimentation montre que le stator est directement couplé au réseau alors que le rotor est connecté au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques (figure 1.14).

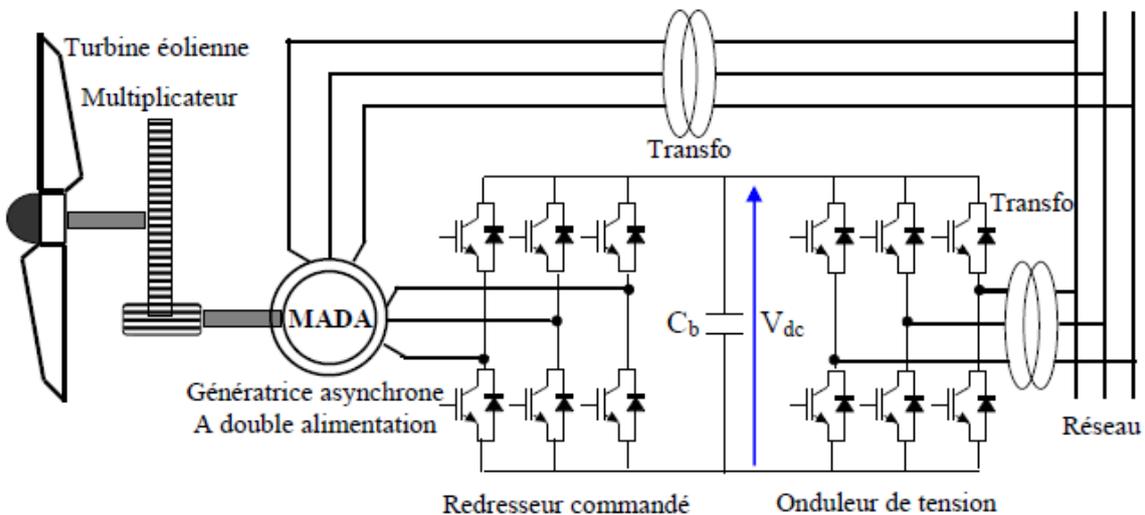


Figure 1.14. Générateur éolien basé sur la machine asynchrone à double alimentation [16].

Dans une MADA, la commande des tensions rotoriques permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper ou hypo synchronisme aussi bien en mode moteur que générateur.

Le convertisseur placé au rotor définit la fréquence des courants rotoriques. Une des solutions intéressantes consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au réseau électrique à travers deux onduleurs MLI triphasés (figure 1.15). Le premier convertisseur assure la conversion AC/DC entre le rotor de la machine et le condensateur intermédiaire. Il permet de contrôler le couple électromagnétique et la puissance réactive échangée entre le stator et le réseau. Ainsi il impose la fréquence des courants rotoriques.

Le deuxième convertisseur assure la conversion DC/AC, il est connecté au réseau électrique et contrôle la tension du bus continu et la puissance réactive échangée entre le rotor et le réseau. La variation de la vitesse acceptable pour un fonctionnement stable de la MADA est de $\pm 30\%$ (correspondant à la valeur du glissement g) autour de la vitesse de synchronisme. De ce fait, les convertisseurs statiques utilisés sont dimensionnés pour faire transiter uniquement la puissance de glissement, c'est-à-dire au maximum 30% de la puissance nominale de la machine.

Les avantages de la MADA :

- Les convertisseurs statiques utilisés sont moins volumineux, moins coûteux, nécessitant ainsi un système de refroidissement moins lourd et ils génèrent moins de perturbations comparativement aux convertisseurs utilisés pour les éoliennes à base de machine asynchrone à cage ou à aimant permanent [20].
- Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à un alternateur synchrone [21]. En effet, les puissances active et réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce aux convertisseurs connectés au rotor de la MADA [22,23].

Les inconvénients de la MADA sont :

- La machine est plus volumineuse.
- La présence d'un multiplicateur et d'un système de bagues et de balais demande un entretien régulier.

1.3.2.3. Machines synchrones à aimants permanents (MSAP)

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts compétitifs [25], bien que l'utilisation de grandes quantités de

terres rares pose à la fois un problème environnemental à l'extraction et de sécurité d'approvisionnement du point de vue de la souveraineté industrielle. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent une rotation lente de la machine afin de réduire le nombre d'étages de la boîte de vitesses et ainsi la taille de la nacelle.

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur [24-28].

Pour la liaison au réseau électrique, la solution la plus intéressante consiste à coupler le stator de la génératrice synchrone à aimants permanents à travers deux onduleurs à MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en mode onduleur (figure 1.15). Dans ce cas, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que celui connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci.

De plus, ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien et le comportement du réseau [18]. Toutefois, les deux convertisseurs doivent être dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice, ce qui constitue le principal inconvénient de cette configuration [29].

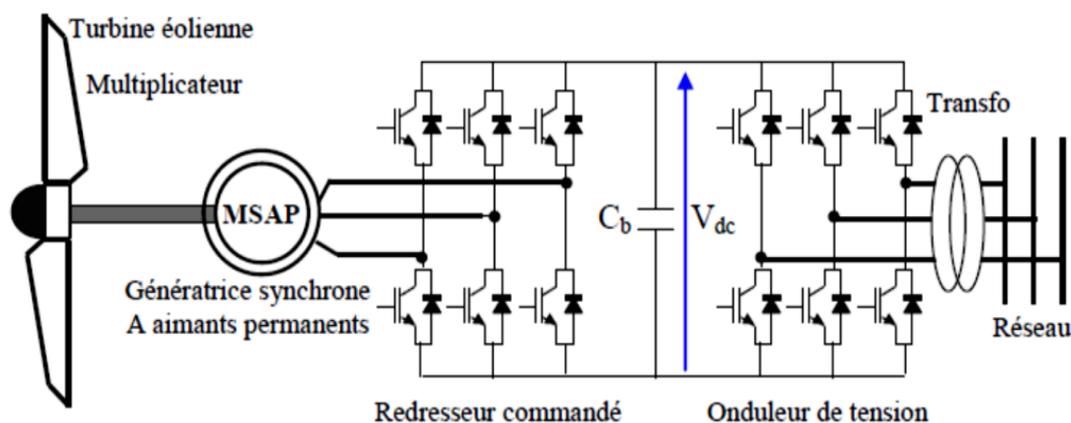


Figure 1.15. Générateur éolien basé sur une machine synchrone à aimants permanents [29].

1.3.3. Exemple de SEH à base d'éolien

En petite et moyenne puissances, il existe de nombreux exemples de SEH dont la ou l'une des sources principales est d'origine éolienne. La figure 1.16 présente une telle configuration PV/éolien avec batterie de stockage.

Le système considéré se compose d'une éolienne et de modules photovoltaïques comme sources principales. Une batterie gère l'intermittence et répond à la demande de pointes de

consommation. Différents convertisseurs statiques relient entre eux les différents constituants du système et permettent de contrôler les échanges d'énergie entre ces constituants et les deux bus continu et alternatif.

La présence d'un bus alternatif permet d'injecter l'énergie non consommée par les charges sur le réseau électrique.

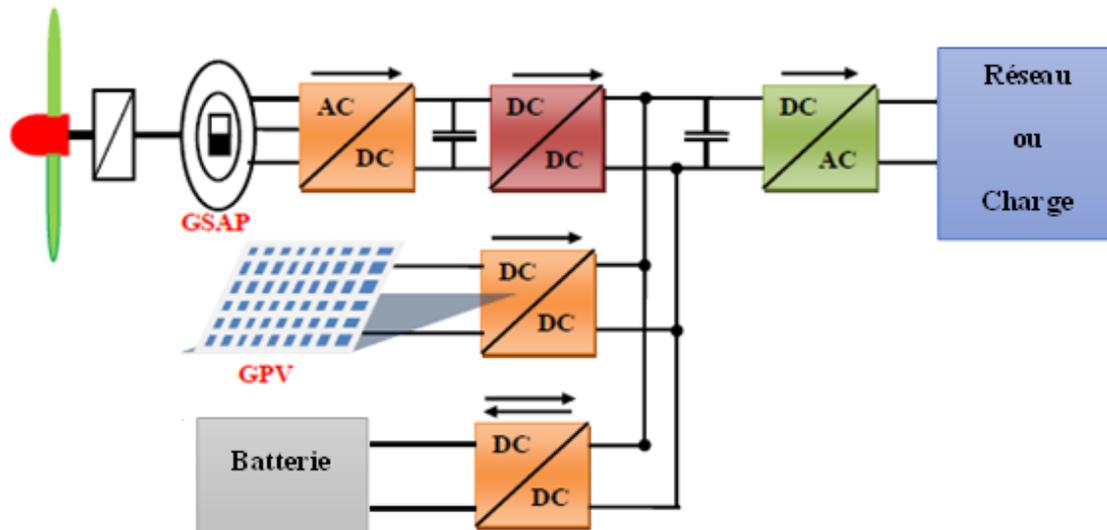


Figure 1.16. Configuration d'un système PV/éolien [13].

1.4. Pile à combustible

Une pile à combustible convertit l'énergie chimique d'un combustible en énergie électrique par une réaction chimique. La figure 1.17 donne le principe d'une pile à membrane échangeuse de protons (pile PEM, Proton Exchange Membrane) où les ions hydrogène traversent la membrane et se recombinent avec les électrons et les atomes d'oxygène pour créer de l'eau. La cellule élémentaire est constituée de deux électrodes (anode et cathode) où se déroulent les réactions électrochimiques, séparées par un électrolyte qui assure le transfert des ions et bloque le passage des électrons [30, 31]. Ceux-ci circulent dans un circuit extérieur reliant les électrodes, créant ainsi un courant électrique.

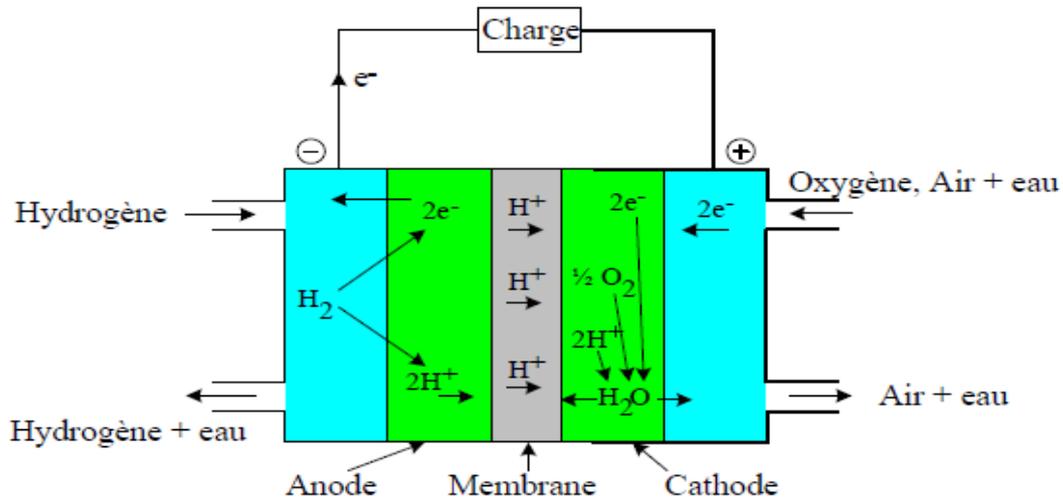


Figure 1.17. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible [32].

Comme dans tout dispositif électrochimique, la tension aux bornes d'une cellule élémentaire est faible, de l'ordre de 0,7 à 0,8 V en charge [31]. Afin d'obtenir la tension requise par le consommateur, il faut donc assembler des cellules en série pour constituer un module appelé stack (figure 1.18).

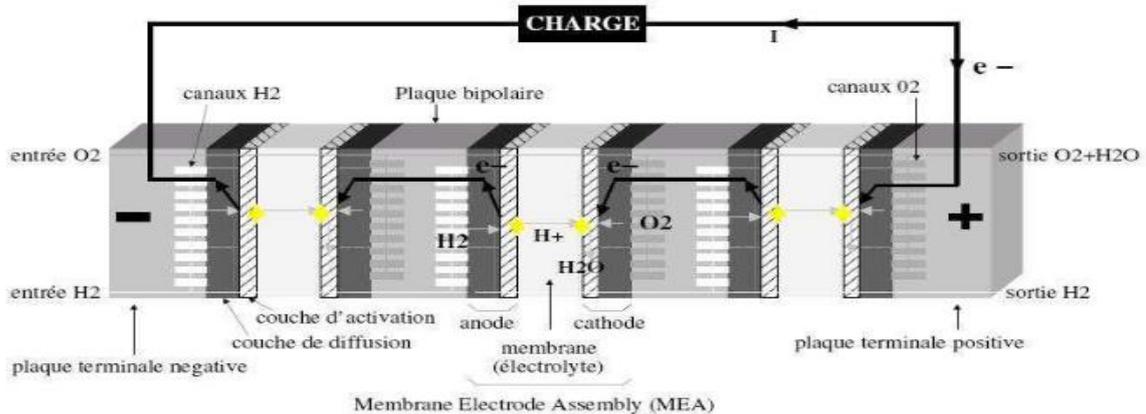


Figure 1.18. Structure d'une pile à combustible PEM [33].

1.4.1. Différentes technologies de piles à combustible

Les piles à combustible peuvent être classées en cinq catégories principales selon la nature de l'électrolyte. Ces différentes catégories sont :

- AFC (pile alcaline)
- PEMFC (pile à membrane échangeuse de protons)
- PAFC (pile à acide phosphorique)
- SOFC (pile à oxydes solides)
- MCFC (pile à carbonates fondus)

Le tableau 1.2 décrit ces cinq grandes catégories de pile à combustible, leurs caractéristiques techniques et leurs domaines d'applications.

Type	PEMFC Pile à membrane échangeuse de protons	PAFC Pile à acide phosphorique	AFC Pile alcaline	MCFC Pile à carbonates fondus	SOFC Pile à oxydes solides
Electrolyte	Membrane polymère	Solution H_3PO_4	Solution KOH	Sels fondus, Li_2CO_3/Na_2CO_3	Céramique
Ion	H^+	H^+	OH^-	CO_3^{2-}	O^{2-}
Température	50-100°C	150-200°C	90-100°C	600-700°C	600-1000°C
Electrode	Platine	Platine	Platine ou nickel	Nickel	Céramique
Puissance	1 W à 300 kW	100 W à 300 kW	10 kW à 50 kW	500 kW à 10 MW	1 kW à 10 MW
Rendement électrique	30 - 45 %	36 - 45 %	55 - 60 %	50 - 60 %	50 - 55 %
Application	Transport, électronique nomade	Stationnaire	Militaire, navette spatiale	Stationnaire	Stationnaire, auxiliaire de puissance

Tableau 1.2. Différents types de piles à combustible [33].

1.4.2. Exemple de SEH comportant une pile à combustible

La topologie considérée est composée de trois sources de production d'énergie renouvelable, éolienne, photovoltaïque et pile à combustible (figure 1.19). L'éolienne et le panneau photovoltaïque sont utilisés comme sources d'énergie primaire, tandis que la pile à combustible est utilisée comme source secondaire ou de secours [34].

1.5. Electrolyseur

L'électrolyse de l'eau est une méthode qui permet la dissociation des molécules d'eau en hydrogène et en oxygène. Elle est rendue possible par le passage d'un courant continu à travers deux électrodes immergées dans un électrolyte liquide ou solide [35].

L'utilisation d'un électrolyseur dans un SEH permet d'utiliser le surplus d'électricité pour produire de l'hydrogène et de l'oxygène, gaz qui peuvent ensuite être utilisés au travers d'une pile à combustible lorsque la production d'électricité est insuffisante.

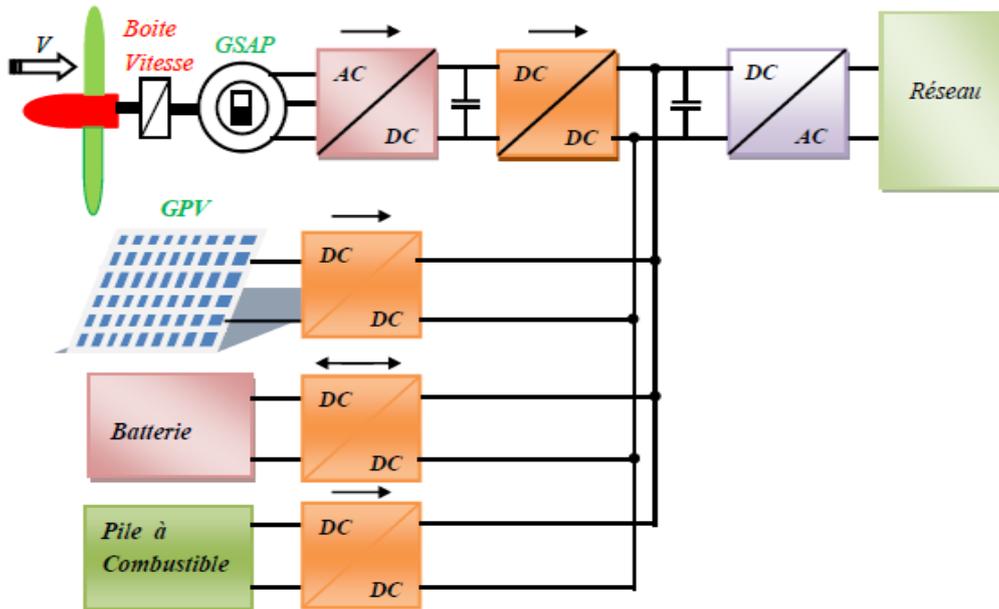


Figure 1.19. Exemple de SEH comportant une pile à combustible [13].

1.5.1. Différentes technologies d'électrolyseurs

Actuellement il existe trois types d'électrolyseur d'eau classés selon la nature de leur électrolyte dont résulte leur température de fonctionnement :

- Electrolyseur alcalin. L'électrolyse alcalin est la technologie la plus commercialisée. L'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). Sa conduction ionique est assurée par les ions hydroxyde (OH⁻) et potassium (K⁺). Ce type d'électrolyseur fonctionne à relativement faible densité de courant (< 0,4 A.cm⁻²). Ce qui favorise l'utilisation de ce type d'électrolyseur est que son fonctionnement ne fait pas appel à des catalyseurs chers basés sur le platine. Cela implique que son prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane.
- Electrolyseur PEM, à membrane échangeuse de protons. Cette technologie est basée sur un électrolyte solide constitué d'une membrane polymère conductrice de protons (PEM) à basse température. Les avantages de cette technologie résultent du fait que l'électrolyte est un matériau solide par rapport au matériau liquide (donc pas de fuite possible). Ce type d'électrolyseur a la capacité de faire face aux variations rapides de courant ce qui lui confère une meilleure capacité à transformer l'électricité provenant de sources renouvelables telles que l'éolien ou le solaire.

- Electrolyseur SOE (Solid Oxide Electrolyser). Un électrolyte à oxyde solide en céramique fonctionne en haute température 600-1000°C. Ces températures entraînent un long temps de démarrage avant d'atteindre la température de fonctionnement. Une autre conséquence est leur réponse lente aux variations de la fourniture d'électricité.

Le tableau 1.3 résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyseurs.

Type	Alcalin	PEM	SOE
Température de fonctionnement (°C)	50 à 100	80 à 100	800 à 1000
Pression (bar)	3-30	1-70	-
Consommation électrique (kWh.Nm ⁻³ d'H ₂)	4-5	6	3-3.5
Rendement (%)	75 à 90	80 à 90	80 à 90
Densité de courant (A.cm ⁻²)	< 0,4	1 à 2	-
Etat du marché	Commercialisé	Développement	Recherche

Tableau 1.3. Données techniques des différents types d'électrolyseur [35].

1.5.2. Exemple de SEH comportant un électrolyseur [38]

Le dispositif présenté sur la figure 1.20 est celui du stockage à hydrogène. En période de surproduction d'électricité, l'électrolyseur fonctionne et produit de l'hydrogène et de l'oxygène stockés dans des réservoirs. En période de forte demande d'électricité la pile à combustible convertit les gaz stockés en électricité. L'oxygène n'est pas nécessairement dédié à la pile à combustible mais pour un usage de gaz à finalité industrielle.

Le stockage de l'énergie électrique, à base d'hydrogène se présente comme une solution prometteuse. Il fait partie des sources non carbonées car le vecteur d'hydrogène est non générateur de gaz à effet de serre. Produire de l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau, puis fournir de l'électricité à partir de cet hydrogène ne génère que de l'eau et de la chaleur. Le rendement électrique du système de stockage atteint 30 à 40% et même 60 à 70% si la chaleur est valorisée [38].

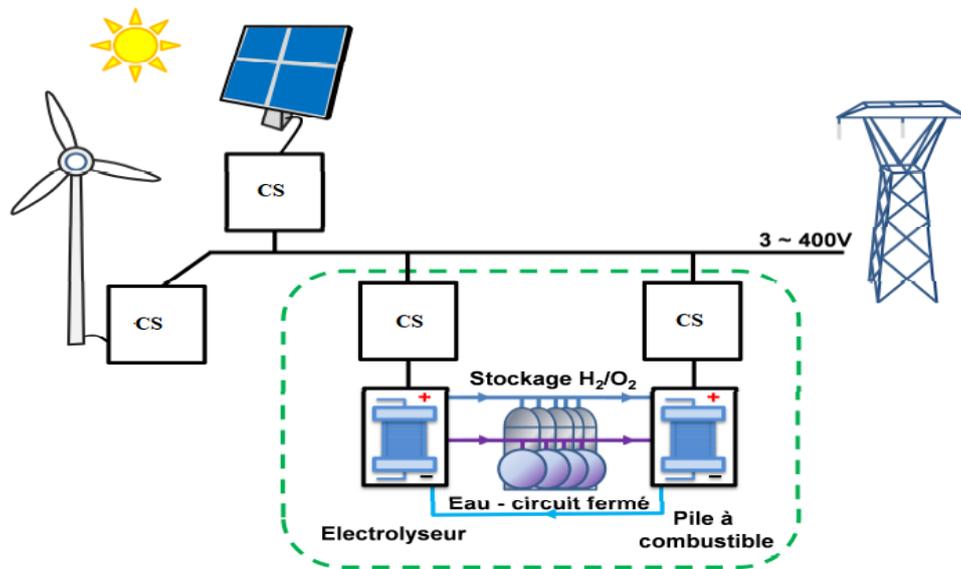


Figure 1.20. Exemple de SEH comportant un électrolyseur [38].

1.6. Batterie d'accumulateurs

Les batteries sont utilisées pour le stockage électrochimique d'énergie [37]. Elles réalisent une oxydoréduction selon le même principe de la pile pour emmagasiner lors de la charge de l'énergie électrique qui peut être restituée pendant la décharge avec un bon rendement (autour de 85%). Elles sont caractérisées par une tension nominale en charge et par sa capacité en Ah, qui spécifie le courant qu'elle est capable de restituer, après une charge complète, en un nombre d'heures donné. Deux critères permettent de juger si une batterie est adaptée à une application donnée : sa durée de vie caractérisée par le nombre de cycles de charge et de décharge qu'elle peut supporter et l'énergie massique ou volumique stockable. A ce jour, selon la nature de leurs électrodes, il existe trois familles de batterie à base de plomb, de nickel et de lithium [38]. Les batteries peuvent s'adapter à des applications diverses. Elles peuvent être utilisées dans le stockage résidentiel jusqu'au stockage massif sur les réseaux [39]. Les batteries peuvent absorber les pics de puissance sur une courte durée et combler très rapidement un déséquilibre inattendu du réseau.

1.6.1. Différents types de batterie

Les batteries les plus utilisées dans l'industrie sont :

- Les accumulateurs Pb (au plomb) ;
- Les accumulateurs Li-ion et Li-Po (aux ions de lithium et lithium polymère) ;
- Les accumulateurs NiMH (aux hydrures métalliques de nickel) ;
- Les accumulateurs Ni-Cd (au nickel cadmium).

Le tableau 1.4 compare ces quatre types de batterie.

Type	Plomb	Ni-Cd Nickel cadmium	NiMH Hydrure métallique de nickel	Li-ion Ions de lithium et lithium polymère
Nombre de cycles	800	500~1200	500~1000	2000
Puissance (kWh)	2-3	4-5	6-7	~9
Autodécharge (% par mois)	5	20	10	10
Tension nominale par élément (V)	2	1,2	1,2	3,6
Température (°C)	-10 ~50	-40 ~80	0~60	-20~70
Énergie massique (Wh/kg)	30-50	45-80	60-110	90-180
Énergie volumique (Wh/l)	75-120	80-150	220-330	220-400
Temps de charge (h)	8	1	1	2-3

Tableau 1.4. Comparaison des différents modèles de batterie [40, 41].

1.6.2. Exemple de SEH comportant une batterie d'accumulateurs

Trois des exemples de SEH présentés précédemment comportent une batterie d'accumulateurs associée à du solaire (figure 1.8), de l'éolien (figure 1.16) et une pile à combustible (figure 1.19). Comme source d'énergie, la batterie permet surtout de gérer l'intermittence. Elle peut être utilisée pour lisser des pointes de consommation même si ce rôle est réalisé de façon plus optimale par des supercondensateurs.

1.7. Convertisseur statique

Dans un SEH, il faut adapter à tout instant la production d'énergie à la consommation des différentes charges alimentées. Dans un même dispositif, les caractéristiques des différents

éléments en termes de niveau de tension, de fréquence de fonctionnement et de temps de réponse sont généralement différentes. On définit donc souvent un potentiel de référence, généralement celui d'un bus DC, auquel vont être connectés les différents éléments du SEH au travers de convertisseurs statiques. Ceux-ci vont permettre de régler chacun des éléments indépendamment des autres. Un superviseur gère ensuite l'ensemble.

Trois types de convertisseurs sont principalement rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs. Cependant, le choix du convertisseur se fait selon le type de source et le type de bus reliant les différentes sources et charges.

1.7.1. Connexion de panneaux photovoltaïques à un bus DC [43]

Dans un SEH à bus DC, les générateurs photovoltaïques sont connectés par un convertisseur de type hacheur (figure 1.21). Selon les niveaux de tension du générateur et du bus, ce hacheur pourra être de type élévateur ou abaisseur.

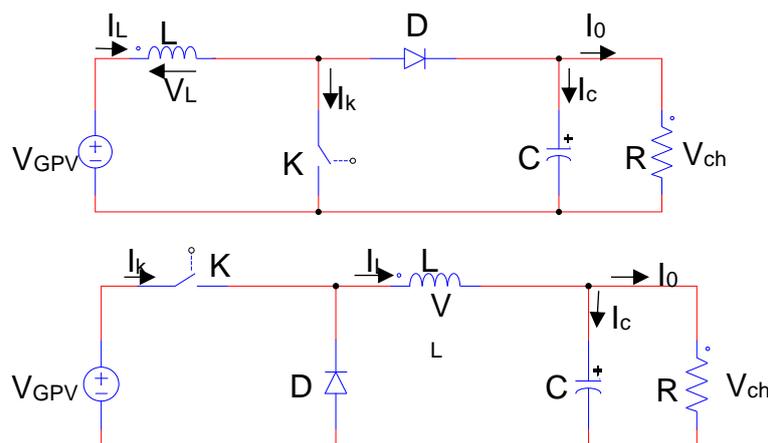


Figure 1.21. Convertisseurs reliant un générateur photovoltaïque à un bus continu, boost (en haut) et buck (en bas).

1.7.2. Connexion d'une éolienne à un bus DC [43, 44]

Pour une éolienne fonctionnant à vitesse variable, la tension en sortie est à fréquence variable. La solution optimale consiste donc à redresser l'onde de sortie vers un bus continu, bus d'un SEH isolé ou connecté ensuite à un réseau électrique. La tension de sortie étant aussi variable, deux configurations permettent de régler cette tension (figure 1.22) : un hacheur en sortie d'un redresseur à diodes ou un redresseur MLI.

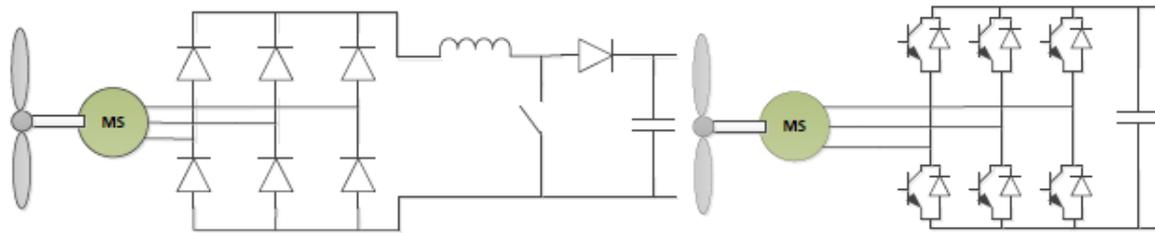


Figure 1.22. Convertisseurs reliant une éolienne à un bus DC [43].

Redresseur à diodes avec hacheur (à gauche) et redresseur MLI (à droite).

1.7.3. Connexion d'une pile à combustible à un bus DC

La pile à combustible étant généralement à un niveau de tension bas par rapport au bus continu, le convertisseur associé à la pile est de type élévateur (figure 1.23).

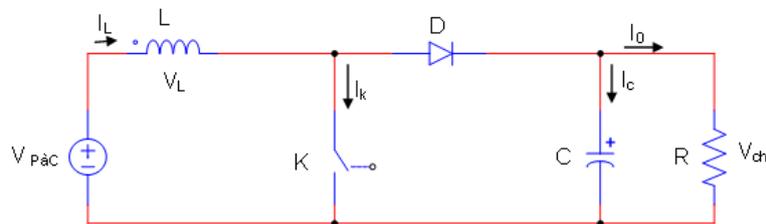


Figure 1. 23. Convertisseur Boost reliant une pile à combustible à un bus DC.

1.7.4. Connexion d'une batterie à un bus DC

La batterie est connectée au bus DC via un hacheur réversible qui permet d'effectuer le transfert d'énergie dans les deux modes de fonctionnement : en charge et en décharge. Le schéma de connexion d'une batterie à un bus DC est présenté dans la figure 1.24.

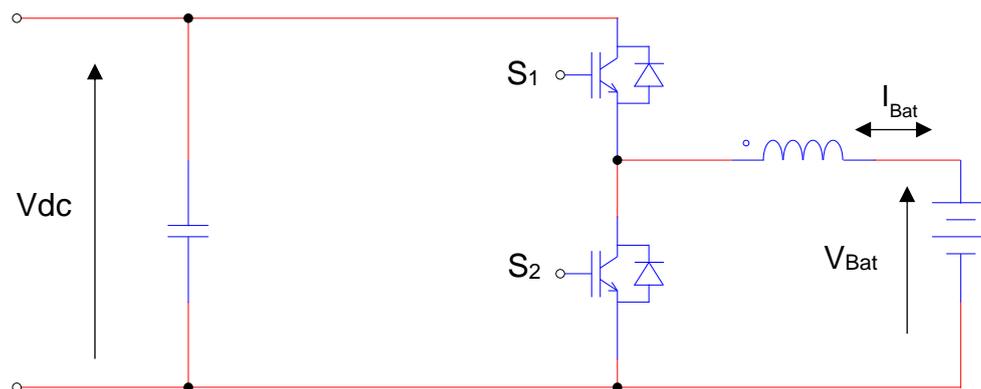


Figure 1.24. Convertisseur Buck-Boost reliant une batterie à un bus continu.

1.7.5. Connexion d'un électrolyseur à un bus DC

Comme la pile à combustible, l'électrolyseur est généralement basse tension par rapport au bus continu. Le convertisseur le reliant au bus DC est donc de type Buck (figure 1.25).

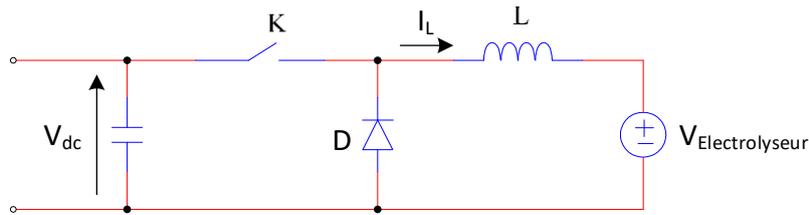


Figure 1.25. Convertisseur Buck reliant un électrolyseur à un bus continu.

1.7.6. Connexion à une charge alternative ou à un réseau électrique

A partir du bus continu, si on veut alimenter une charge alternative ou réinjecter de l'énergie sur un réseau électrique, on utilise un montage de type onduleur (figure 1.26).

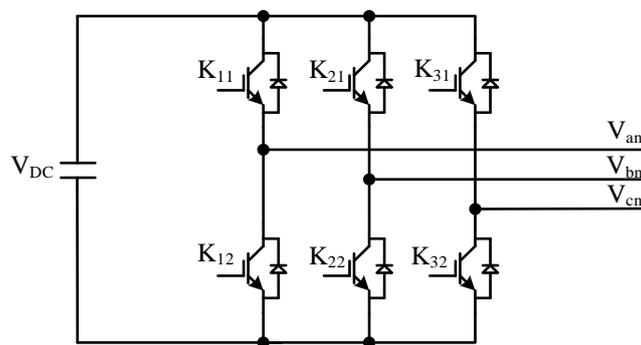


Figure 1.26. Onduleur de tension.

Celui-ci permet de générer des formes d'onde à la fréquence demandée par la charge, fixe ou variable en fonction de l'application considérée. Pour une connexion sur un réseau électrique en particulier pour de l'éolien, on utilise la configuration de la figure 1.13 qui permet d'une part de faire fonctionner l'éolienne à son point optimal et d'autre part de régler les puissances active et réactive injectées sur le réseau.

1.8. Commande et système de gestion de l'énergie

1.8.1. Principe

L'intérêt principal d'un système d'énergie électrique est de pouvoir fournir l'énergie demandée par les charges, quelles que soient les variations de l'énergie produite. Comme il a été dit précédemment, les variations de la production sont causées par la nature aléatoire des sources renouvelables. En plus les fluctuations de la charge selon les périodes journalières ou annuelles ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. On ne peut pas contrôler les conditions climatiques et on ne peut pas imposer au consommateur la quantité d'énergie qui doit être consommée. C'est pourquoi, une stratégie de contrôle est nécessaire pour gérer de manière optimale l'énergie électrique produite afin d'assurer la continuité de service. On peut distinguer

deux niveaux dans la stratégie de contrôle d'un SEH : le contrôle des sources renouvelables pour lesquelles des contrôleurs MPPT permettent de maximiser l'énergie produite et le système de gestion d'énergie de l'ensemble des composants du SEH, sources et éléments de stockage [43].

1.8.2. Contrôleur MPPT

En raison de la nature aléatoire des sources d'énergie renouvelable, principalement le PV et l'éolien, les chercheurs ont développé des stratégies pour extraire le plus d'énergie possible par des algorithmes dit MPPT et ceci quelles que soient les variations des conditions climatiques [45].

De nombreuses techniques MPPT sont disponibles dans la littérature et il n'est pas évident de choisir la meilleure. Les références [46, 47] définissent les propriétés devant être prises en compte afin d'effectuer un choix adéquat d'une commande MPPT.

Ces propriétés concernent :

a) L'implémentation

Un de facteur important est la facilité de mise en œuvre de la technique MPPT retenue. La commande MPPT doit avoir un niveau de simplicité important pour être d'un coût raisonnable.

b) L'efficacité

L'efficacité de la technique MPPT est associée à :

- **La rapidité de réponse** : La commande MPPT doit répondre rapidement pour s'assurer que l'adaptation aux changements des conditions climatiques soit faite le plus rapidement possible.
- **La précision du suivi** : Certaines méthodes MPPT oscillent autour du point MPP, comme par exemple la méthode perturbation et observation (P&O) d'un système PV, ce qui diminue l'efficacité de l'ensemble du système ;
- **La stabilité et la robustesse** : La commande doit pouvoir piloter l'étage d'adaptation de telle sorte qu'en régime statique, le point de fonctionnement soit le plus près possible du point de puissance maximale (PPM) dans n'importe quelle condition météorologique.

1.9. Système électrique hybride (SEH)

Un système électrique hybride ou SEH peut contenir les différents composants présentés dans les paragraphes précédents.

Les sources renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolien ne délivrent pas une puissance constante à cause de leur nature aléatoire. Toutefois l'association de ces dernières avec d'autres sources et/ou des éléments de stockage permet d'obtenir une production électrique continue [41].

La figure 1.27 représente un schéma général d'un système hybride [42] avec les différentes sources ou éléments de stockage que l'on peut rencontrer.

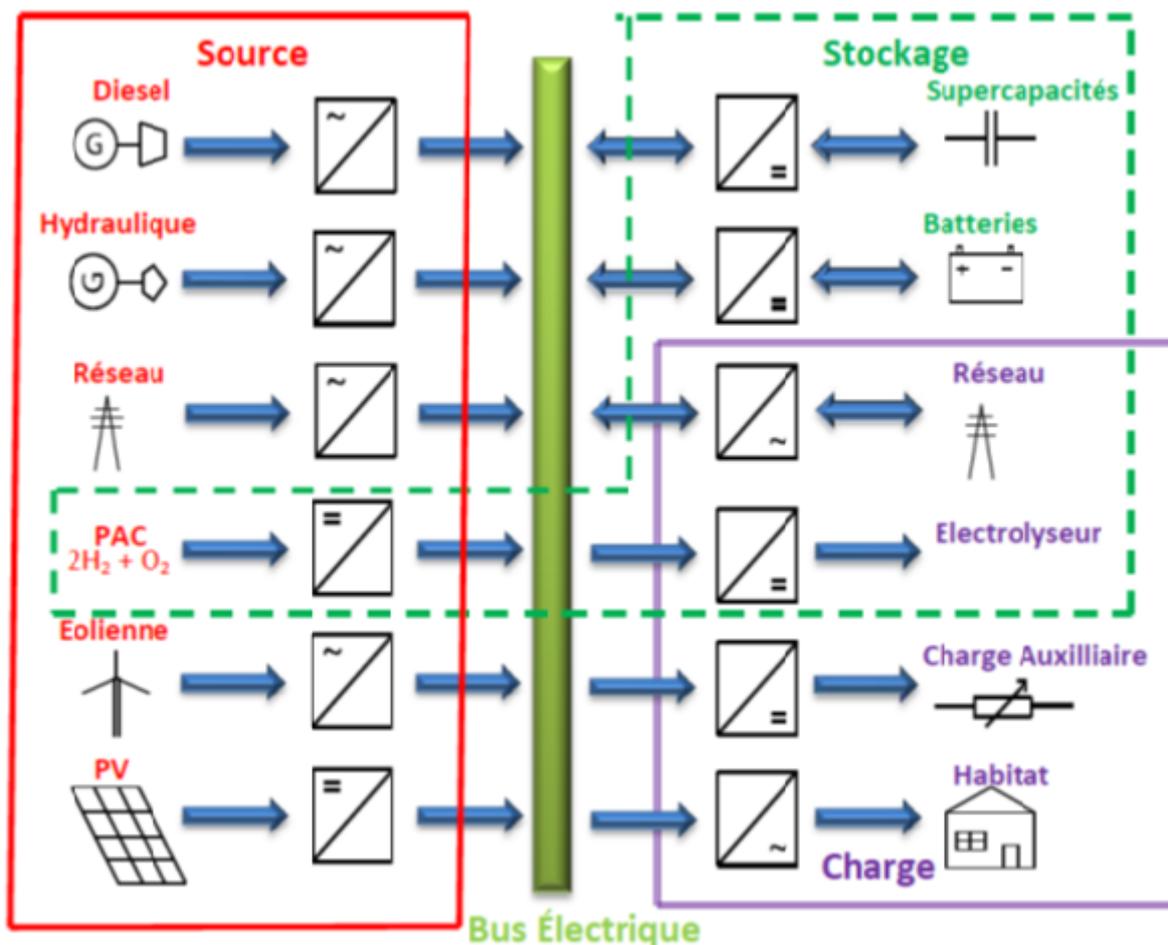


Figure 1.27. Architecture générale d'un système multi-source [42].

Au niveau des sources on peut avoir des sources renouvelables ou non renouvelables. Et pour le stockage, selon l'échelle de temps considéré, on peut avoir des supercondensateurs, des batteries ou un stockage d'hydrogène et d'oxygène issus d'un électrolyseur.

Pour les charges selon la taille du SEH, on peut alimenter une ou plusieurs habitations et même réinjecter de l'énergie sur le réseau électrique.

1.9.1. Avantages et inconvénients d'un SEH

Le principal avantage des technologies d'hybridation est de produire le maximum d'énergie d'origine renouvelable tout en alimentant sans interruption les charges [42].

En termes d'avantages, les technologies d'hybridation permettent de :

- Utiliser au mieux l'énergie produite en stockant celle-ci en cas de surproduction ;
- Palier pendant une durée limitée une production insuffisante voire nulle en gérant au mieux les fluctuations journalières ou saisonnières [42].

Cependant, ces technologies posent certains problèmes de mise en œuvre [41 ,42] :

- L'interconnexion de plusieurs sources complique le système de contrôle : les technologies d'hybridation sont très complexes comparativement à l'utilisation d'une seule source ;
- La gestion énergétique du SEH nécessite la mise en œuvre d'un algorithme de supervision efficace, d'autant que les variations de production des générateurs éoliens ou photovoltaïques peuvent être très rapides et généralement sans rapport avec les variations de consommation ;

Enfin, la durée de vie globale d'un SEH peut être beaucoup plus courte que la durée de vie des composants individuels.

1.9.2. Développement des technologies vertes

La nécessité de protéger l'environnement impose une révision des stratégies énergétiques mondiales. L'avenir appartient à la montée en puissance des énergies non émettrices de gaz à effet de serre. Cependant ces énergies restent peu compétitives du fait de faible rendement de conversion et de coûts de réalisation encore élevés. Pour réduire les effets des gaz à effet de serre, lutter efficacement contre le réchauffement climatique et la raréfaction des ressources fossiles, le modèle énergétique actuel évolue vers un mix énergétique favorisant les énergies renouvelables.

Le couplage de sources d'approvisionnement à base d'énergie renouvelable avec des systèmes de stockages dans un SEH est un palliatif excellent à l'intermittence des sources renouvelables telles que le solaire et l'éolienne. Un système hybride, multi-source, à énergie renouvelable, est un système électrique comprenant plus d'une source d'énergie parmi lesquelles une au moins

est renouvelable. Ces systèmes représentent une option très intéressante à la construction de grands réseaux électriques et apportent des avantages économiques, environnementaux et sociétaux. C'est pourquoi aujourd'hui, l'amélioration des performances et de la fiabilité des SEH est au cœur des recherches scientifiques.

1.9.3. Différents types de systèmes multi-sources

On peut classer les systèmes multi-sources en deux grands groupes, les micro-réseaux autonomes ou les micro-réseaux raccordés au réseau de distribution électrique. Ces systèmes peuvent produire de l'électricité à partir de ressources fossiles et/ou renouvelables.

1.9.3.1. Systèmes multi-sources raccordés au réseau

Deux types de raccordement sont à distinguer :

- Les systèmes raccordés au réseau avec vente du surplus de la production. Une partie de la puissance produite alimente la charge tandis que le surplus est injecté dans le réseau pour être revendu au distributeur.
- Les systèmes raccordés avec vente de la totalité de la production : dans ce cas l'intégralité de la production est vendue au distributeur par le biais d'un point de liaison spécifique.

1.9.3.2. Systèmes multi-source autonomes

Ce sont des micro-réseaux totalement déconnectés du réseau de distribution qui produisent la totalité de l'énergie nécessaire à leurs charges. Ils constituent de très bonnes alternatives aux réseaux de distribution dans les zones rurales non connectées.

1.9.4. Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques

La demande mondiale de puissance respectueuse de l'environnement s'accroît car de nombreux pays fixent des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables pour leur approvisionnement en électricité. Toutefois ces ENR ont tendance à être plus variables et plus incertaines que les sources conventionnelles et l'atteinte de ces objectifs nécessitera des changements dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques lorsqu'il y en a.

L'intégration de ces sources dans les réseaux doit se faire en maintenant ou en augmentant la stabilité et la fiabilité du réseau. C'est pourquoi dès que l'on envisage d'intégrer des ENR dans un réseau, les organismes de réglementation et les exploitants du réseau tiennent compte d'un certain nombre de questions qui peuvent être organisées de la manière suivante [54] :

- Nouvelle production d'énergie renouvelable ;

- Nouvelle transmission ;
- Flexibilité accrue du système ;
- Planification pour l'avenir d'énergies renouvelables de haut niveau.

1.9.5. Réglementations techniques relatives aux énergies renouvelables sur les réseaux électriques

L'insertion des ENR dans un réseau électrique est conditionnée par des exigences imposées par le gestionnaire de réseau. Parmi ces exigences la gestion de la puissance se révèle déterminante pour favoriser techniquement et économiquement ces nouveaux modes de génération. Afin de régler ce problème et d'assurer la sécurité du réseau électrique, de nombreux pays ont récemment revu leurs réglementations « réseau » [55].

Ces réglementations concernent les modes de contrôle de la puissance active (a), d'allocation d'une puissance de réserve (b), de contrôle du gradient de puissance (c), de contrôle d'équilibre de la puissance active (d) et de contrôle de la puissance pour la protection du système (e), (figure 1.27).

Sur cette figure la puissance disponible en MPPT est la puissance maximale que l'on pourrait extraire à l'instant t . La puissance délivrée est celle qui est effectivement produite.

Dans **a)** la puissance active produite ne doit pas dépasser un niveau maximum prédéfini par le gestionnaire de réseau. L'objectif principal est d'éviter d'avoir un surplus de puissance lorsqu'il n'y a pas assez de consommation. Sinon, le gestionnaire doit exporter l'excès de puissance aux réseaux électriques voisins gratuitement.

Dans **b)** le contrôle limite la production électrique en dessous de la puissance disponible avec une puissance de réserve fixe (ΔP). Ce contrôle permet aux énergies éolienne et photovoltaïque de participer au réglage primaire de la fréquence. Si cette dernière diminue, la source sera capable d'augmenter sa production en gardant la fréquence dans des limites admissibles. Par ailleurs, ce contrôle peut aider à réduire les fluctuations de la puissance active.

Dans **c)** lors d'une perte dans une centrale électrique conventionnelle, la centrale électrique non-conventionnelle augmente sa production avec un gradient de puissance maximale afin de compenser la perte de génération d'électricité et garder ainsi l'équilibre de production de la puissance.

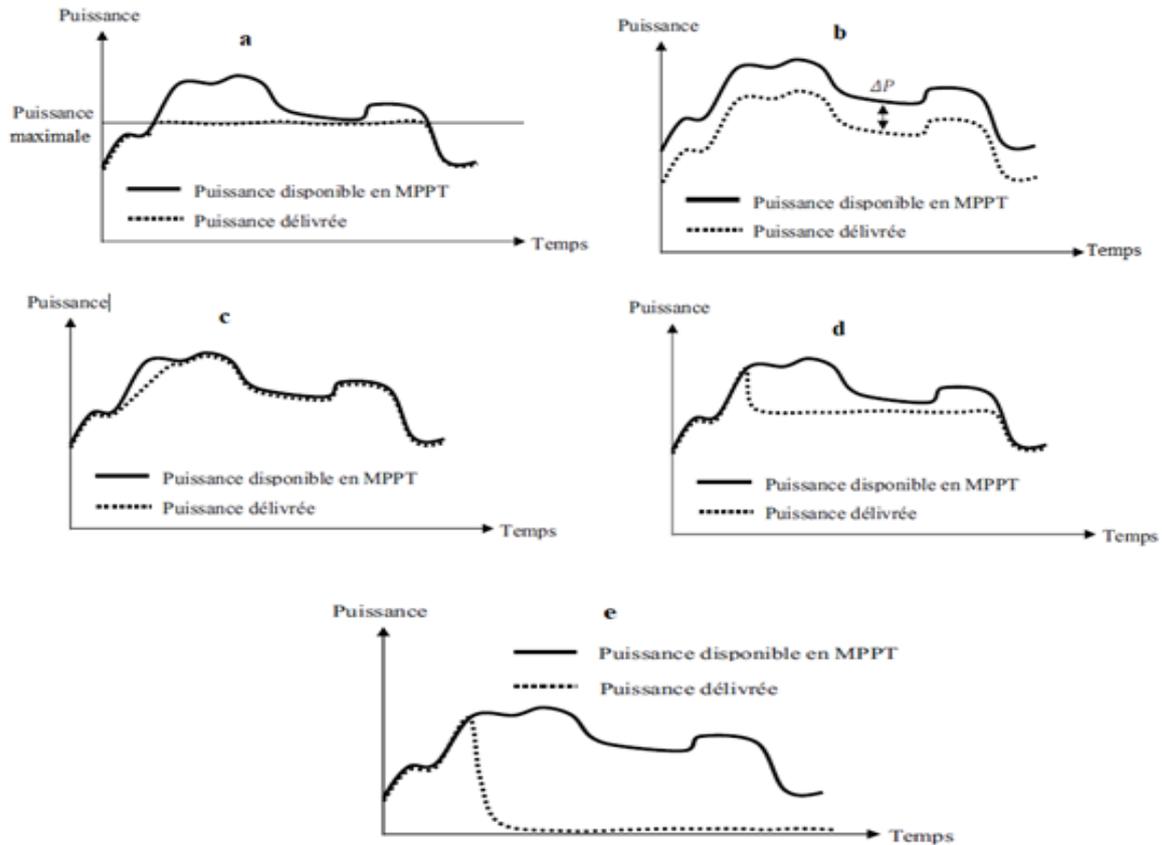


Figure 1.27. Quelques réglementations techniques pour l'intégration des ENR dans un réseau électrique [19, 56, 57].

Dans **d)** le mode de contrôle de la centrale électrique non-conventionnelle doit être capable d'augmenter ou de diminuer la puissance fournie d'une manière très rapide afin de participer à l'équilibre de la production et de la consommation de la puissance active dans le réseau électrique. La centrale électrique renouvelable participe alors au réglage secondaire et doit être interfacée au poste de dispatching du gestionnaire de réseau.

Quant à **e)** ce contrôle est sollicité pour protéger le système électrique lorsqu'il y a une surcharge du réseau électrique. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau exige la réduction de la production de la centrale électrique non-conventionnelle de manière rapide. La réduction de la puissance est maintenue jusqu'à ce que le signal de l'activation de la protection disparaisse.

1.10. Conclusion

Dans ce chapitre, on a tout d'abord présenté les différents composants que l'on rencontre dans un SEH, que ce soient des sources renouvelables ou des éléments de stockage. Pour chacun de ces composants, on a rappelé leur principe, les technologies existantes et donné un exemple de SEH incluant le composant considéré.

On a ensuite rappelé le rôle de l'électronique de puissance dans les SEH et l'importance de la commande au niveau de chaque composant et de la gestion des échanges entre ces composants.

Ensuite, on a rappelé les avantages et difficultés de mise en œuvre des SEH et tout leur intérêt dans le développement des technologies vertes.

Les contraintes et réglementations lors d'injection de sources renouvelables sur un réseau électrique ont été rappelées en fin de chapitre.

1.11. Références du chapitre 1

- [1] M.P. Stephane, “Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques,” Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse III, 2009.
- [2] S. Vighetti, “Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [3] A.C. Pastor, “Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques,” Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [4] D. Nguyen, B. Lehman, “Modeling and Simulation of Solar PV Arrays under Changing Illumination Conditions,” IEEE Workshops on Computers in Power Electronics, pp. 295-299, New York USA, 2006.
- [5] E. Karatepe, M. Boztepe, M. Çolak, “Development of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays with Shaded Solar Cells,” Solar Energy, vol. 81, no. 8, pp. 977-992.
- [6] V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli, C. Rando, “A Mathematical Model to Determine the Electrical Energy Production in Photovoltaic Fields under Mismatch Effect,” 2009 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP, pp. 46-51.
- [7] N. Kaushika, N. Gautam, “Energy Yield Simulations of Interconnected Solar PV Arrays,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, no. 1, pp. 127-134, 2003.
- [8] M. Telidjane, “Modélisation des panneaux photovoltaïque et adaptation de la cyclostationarité pour le diagnostic,” Thèse de Doctorat, Université de Lyon, 2017.
- [9] A. Mefti, H. Mimouni, “Evaluation du potentiel énergétique solaire,” Bulletin des Énergies renouvelables, no. 2, Décembre 2002.
- [10] S. Miloudi, “Etude d'un système photovoltaïque autonome à base d'hydrogène vert,” Thèse de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, Algérie, 2016.
- [11] B. Amin, “Etude et conception d’un système hybride de production d’énergie,” Thèse de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, Algérie, 2015.
- [12] A. Saliha, “Modélisation et commande d’un système de pompage photovoltaïque,” Thèse de Magister, Université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2014.
- [13] M.M.M. Al Anfaf, “Contribution à la modélisation et à l’optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges,” Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2017.
- [14] N Laverdure, “Sur l’intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
- [15] J.F. Manwell, J.G. Mcgowan, A.L. Rogers, “Wind energy explained theory, design and application,” John Wiley & Sons Ltd, England, 2002.
- [16] M.K. Idjdarene, “Contribution à l’Etude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes,” Thèse de Doctorat, Université de Lille, 2010.
- [17] I. Troen, E.L. Petersen, “European Wind Atlas,” Roskilden, Riso National Laboratory, ISBN 87-550-1482-8, 1989.
- [18] A. Davigny, “Participation aux services système de fermes d’éolienne à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d’énergie,” Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2007.
- [19] B. Fox et al., traduction D. Gouadec, “Énergie éolienne et intégration au réseau,” Dunod, Paris, 2009.

- [20] T. Ghennam, "Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique ; Apports des convertisseurs multi-niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation," Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [21] A. Mirecki, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [22] Y. Tang, L. Xu, "A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 10, no. 4, pp. 472-478, July 1995.
- [23] B. François, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, "Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension," Revue REE, no. 5, pp 65-74, mai 2005.
- [24] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, "Modeling and Simulation of Doubly Fed Induction Generators for Variable Speed Wind Turbine integrated in a Distribution Network," 10th European for Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2003), Toulouse, 2-4 September 2003.
- [25] Techniques de l'Ingénieur. Convertisseurs et machines électriques. D 3 960.
- [26] L. Fateh, "Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent," Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie, 2016.
- [27] J. Marques, H. Pinheiro, H.A. Gründling, J.R. Pinheiro, H.L. Hey, "A survey on variable-speed wind turbine system," Congresso Brasileiro de Electronica de Potencia (COBEP), Fortaleza, Brasil, 2003.
- [28] Y. Chen, P. Pillay, A. Khan, "PM Wind Generator Topologies," IEEE Transaction on Industry Application, vol. 41, no. 6, Novembre/Décembre 2005.
- [29] F. Sahin, "Design and development of a high-speed axial-flux permanent magnet machine," Thèse de Doctorat de l'Université de Eindhoven, 2001.
- [30] M. Kassa Idjdarene, "Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes," Thèse de doctorat, Université de Lille, 2010.
- [31] S. Sen, I. Koley, P. Chowdhury, P.K. Saha, G.K. Panda, "Modelling, simulation and control of a non-conventional fuel cell power generation system by varying oxygen," International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, vol. 2, no. 4, April 2013.
- [32] I.V. Exposito, "Interfaçage et contrôle commande de pile à combustible pour application stationnaire et transport," Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier, 2004.
- [33] M. Jourdani, "Simulation numérique couplée des phénomènes thermo-fluide, électrochimique et mécanique dans une pile à combustible type PEMFC," Thèse de doctorat, Ecole Mohammadia d'Ingénieurs, Maroc, 2019.
- [34] I. Sadli, "Modélisation par impédance d'une pile à combustible pour utilisation en électronique de puissance," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2006.
- [35] K. Sobotka, "Model of energy conversion for wind energy system with hydrogen storage," Thèse de Master, University of Iceland & the University of Akureyri, 2009.
- [36] B. Abdelhalim, "Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique," Thèse de Doctorat, Université Constantine 1, 2015.

- [37] S. Rabih, "Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008.
- [38] N. Videau, "Convertisseurs continu-continu non isolés à haut rapport de conversion pour piles à combustibles et électrolyseurs," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2014.
- [39] R. Mosdale, "Transport électrique routier-batteries pour véhicules électriques," Techniques de l'Ingénieur, n° D5565, 2003.
- [40] M. Urbain, "Modélisation électrique et énergétique des accumulateurs lithium-ions ; estimation en ligne du SoC et du SoH," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009.
- [41] I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," Thèse de Doctorat, Université du Havre, 2005.
- [42] D. Abbes, "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome," Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, 2012.
- [43] L. Croci, "Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs," Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, 2013.
- [44] M. Dahmane, "Gestion, optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome," Thèse de Doctorat, Université de Picardie Jules Verne, 2015.
- [45] H. Cha, S. Lee, "Design and Implementation of Photovoltaic Power Conditioning System using a Current based Maximum Power Point Tracking," 2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Edmonton, AB, USA, 2008, pp. 1-5.
- [46] C. P. Angel, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques," Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [47] K. Nabil, "Control of a Hybrid System Based PEMFC and Photovoltaic Panels," Thèse de Doctorat, Université d'Aix-Marseille, 2013.
- [48] G. Mouloud, "Heuristiques optimisées et robustes de résolution du problème de gestion d'énergie pour les véhicules électriques et hybrides," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2013.
- [49] F.R. Salamsi, "Control strategies for hybrid electric vehicles: evolution, classification, comparison and future trends," IEEE Transaction on Vehicular Technology, vol. 156, no. 5, 2007.
- [50] C. Desai, S.S. Williason, "Comparative Study of Hybrid Electric Vehicle Control Strategies for Improved Drivetrain Efficiency Analysis," EPEC'2009, IEEE Electrical Power & Energy Conference, Montreal, QC, Canada, 2009, pp. 1-6.
- [51] S. Redha, "Intérêt d'une source d'énergie électrique hybride pour véhicule électrique urbain - dimensionnement et tests de cyclage," Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2013.
- [52] N. Ahmed, "Stratégies de gestion de l'énergie électrique d'un système multi-source : décision floue optimisée pour véhicule électrique hybride," Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2013.
- [53] M. Tedjani, "Influence des stratégies de gestion d'une source hybride de véhicule électrique sur son dimensionnement et sa durée de vie par intégration d'un modèle multi-physique," Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2016.

- [54] H. Bayem, “Apport des méthodes probabilistes aux études d’insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques,” Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud, 2009.
- [55] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi, V. Valverde, “Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1501-1514, 2015.
- [56] I. Martinez, J. Andreua, J.L. Martina, P. Villateb, H. Camblong, “Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1858-1872, 2007.
- [57] M. Tsili, S. Papathanassiou, “A review of grid code technical requirements for wind farms,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp. 308-332, 2009.

Chapitre 2

Modélisation et commande d'un système d'énergie hybride

2.1. Introduction

Le système hybride considéré ainsi que ses différents composants ont été présentés dans le chapitre précédent. Pour déterminer une stratégie de gestion d'énergie d'un tel système, il faut modéliser chacun de ses composants. Ceci permettra de déterminer la puissance qui peut être produite en fonction de conditions météorologiques données ou estimées. Les modélisations obtenues doivent être à la fois précises pour rendre compte des transferts énergétiques, et suffisamment rapides pour permettre des simulations sur de longues périodes dans des temps de calculs raisonnables. Les commandes de la pile à combustible, de l'électrolyseur et de la batterie seront présentées. La dernière partie de ce chapitre concerne la modélisation de l'interface réseau électrique et la stratégie de la commande de l'onduleur.

2.2. Modélisation du système de conversion d'énergie photovoltaïque

Dans cette étude, nous adoptons, pour sa simplicité, le modèle à une diode de la figure 2.1 pour modéliser le panneau photovoltaïque [1, 2].

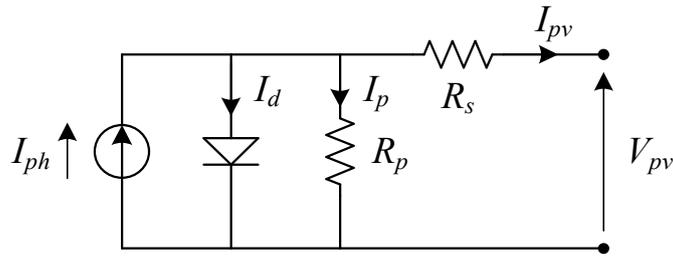


Figure 2.1. Modèle à une diode du générateur photovoltaïque.

Le courant électrique délivré par le générateur est donné par la relation :

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_d - N_p \cdot I_p \quad (2-1)$$

où I_{ph} , I_d , N_p et I_p sont respectivement le photo-courant, le courant de diode, le nombre de branches parallèles du module et le courant de fuite dans la résistance shunt [3, 4]. L'expression de ces différents courants est donnée ci-après :

$$I_{ph} = \left(I_{ph_ref} + \mu_{sc} \cdot (T_C - T_{C_ref}) \right) \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (2-2)$$

$$I_d = I_o \cdot \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + \frac{N_s}{N_p} \cdot R_s \cdot I_{pv}}{a} \right) - 1 \right] \quad (2-3)$$

avec :

$$a = \frac{N_s \cdot A \cdot k \cdot T_C}{q} = N_s \cdot A \cdot V_T \quad (2-4)$$

où N_s , A , k , T_C , q et V_T sont respectivement le nombre de cellules en série, le facteur d'idéalité de la cellule, le coefficient de Boltzmann, la température de la cellule, la charge électronique et la tension thermique.

De son côté, le courant de saturation inverse I_o est donné par :

$$I_o = I_{o_ref} \cdot \left(\frac{T_C}{T_{C_ref}} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q \cdot \varepsilon_G}{A \cdot k} \cdot \left(\frac{1}{T_{C_ref}} - \frac{1}{T_C} \right) \right] \quad (2-5)$$

et pour le courant de fuite de la résistance shunt :

$$I_p = \frac{V_{pv} + \frac{N_s}{N_p} \cdot R_s \cdot I_{pv}}{N_s \cdot R_p} \quad (2-6)$$

Dans cette étude, nous avons utilisé des modules SOLUXTEC 300 pour la modélisation afin d'obtenir une puissance crête de 15 kW.

Les courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du générateur photovoltaïque (GPV) considéré, sous conditions standard, apparaissent dans la figure 2.2.

Les comportements puissance-tension et courant-tension pour différentes valeurs d'ensoleillement et de température sont représentés sur les figures 2.3 et 2.4.

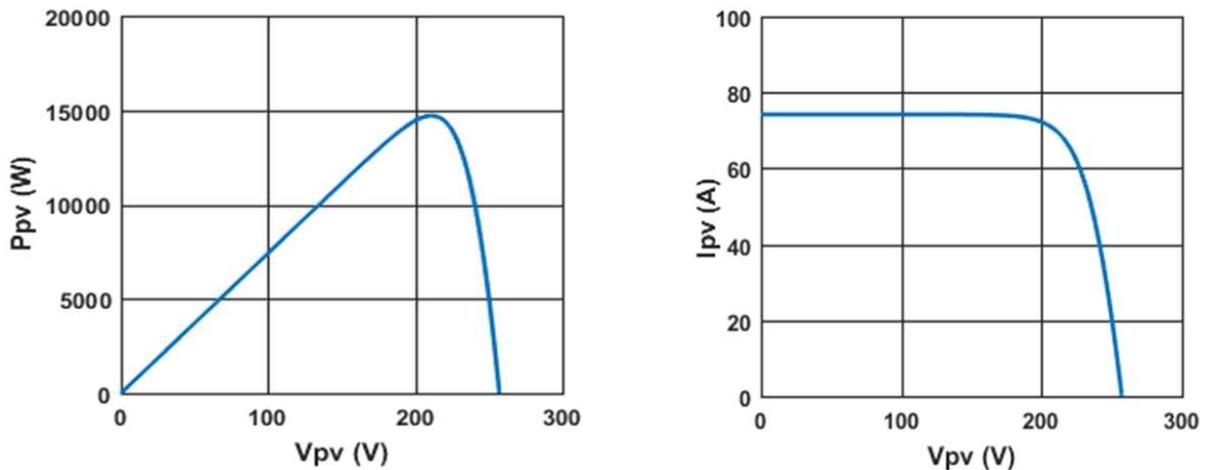


Figure 2.2. Courbes caractéristiques du GPV sous des conditions standards.

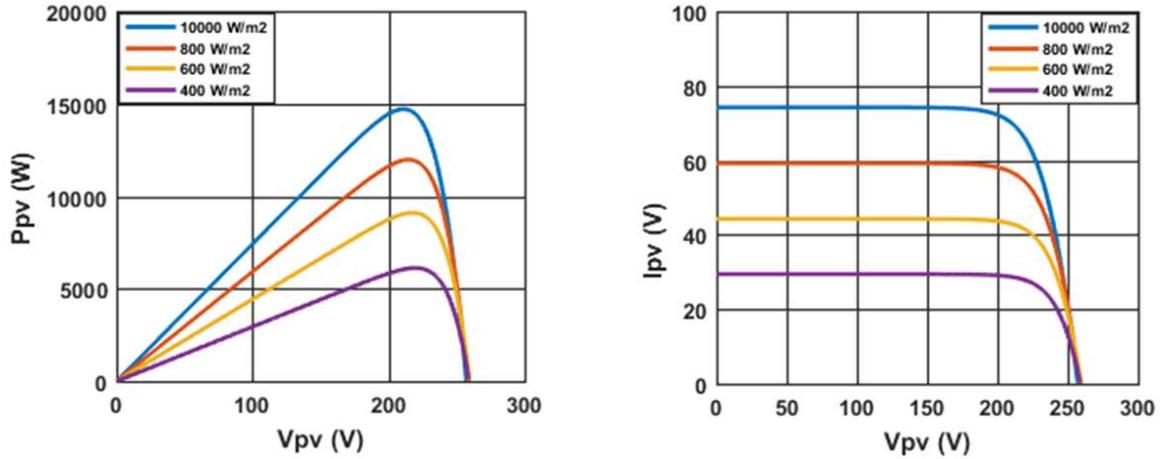


Figure 2.3. Courbes caractéristiques à 25°C du GPV avec ensoleillement variable.

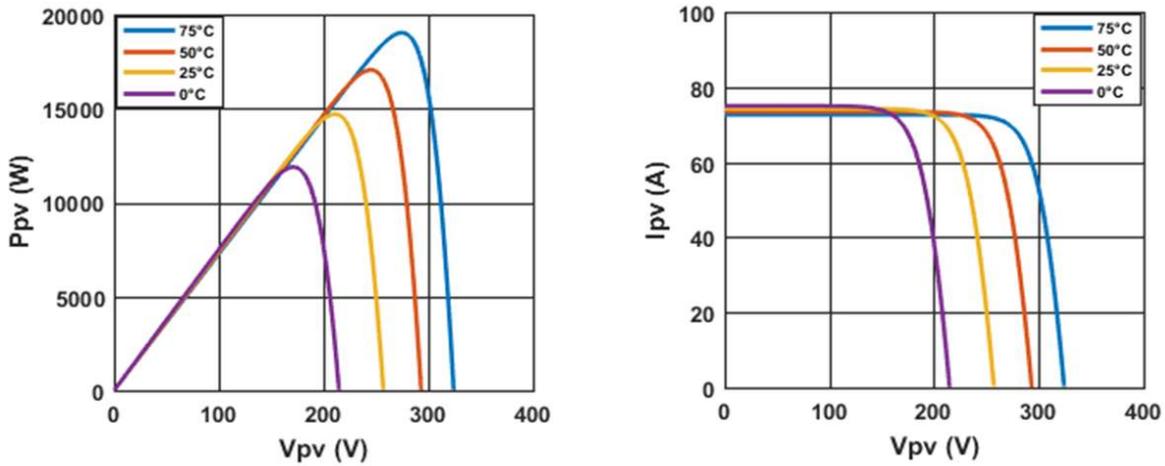


Figure 2.4. Courbes caractéristiques à 1000W/m² du GPV avec température variable.

Les résultats donnés dans ces figures montrent que le courant de court-circuit et la puissance du GPV sont proportionnels à l'insolation tandis que la tension en circuit ouvert ne varie que légèrement. En revanche, pour différentes valeurs de la température, on peut voir que la variation de la tension en circuit ouvert est plus grande que celle du courant ce qui montre que la tension en circuit ouvert est inversement proportionnelle à la température.

2.3. Modélisation du système de conversion d'énergie éolienne

2.3.1. Modélisation de la turbine éolienne

L'éolienne est un élément tridimensionnel, ayant des formes complexes, en mouvement et plongée dans un flux d'air. Une voilure éolienne transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement et délivre une puissance mécanique caractérisée par la vitesse de rotation et le couple mécanique (figure 2.5).

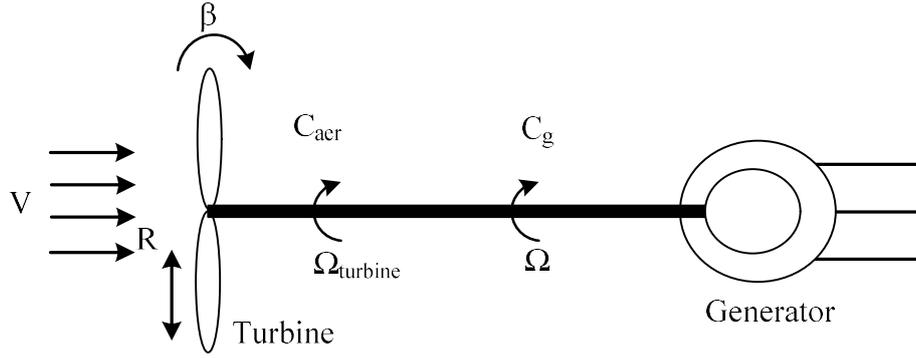


Figure 2.5. Principe de la turbine éolienne.

Dans cette étude, nous considérons une turbine d'éolienne comprenant des pales de longueur R , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ωt qui entraîne un générateur électrique.

La puissance de la masse d'air est exprimée en fonction de la vitesse du vent, de la densité de l'air et de la section de la surface active S de la voilure par la relation suivante [5] :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (2-7)$$

La puissance du vent n'est pas totalement captée par les pales et la puissance aérodynamique est inférieure à celle du vent. Les deux puissances sont liées par la relation :

$$P_{aér} = P_v \cdot C_p = \left(\frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \right) \cdot C_p \quad (2-8)$$

où C_p est le coefficient de puissance de la turbine. Ce coefficient dépend de λ le rapport de vitesse spécifique et de β l'angle d'orientation des pales. Ce coefficient présente un maximum de 0,59 (16/27) appelé limite de Betz qui est donnée par l'expression suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(C_2 \cdot \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot \exp\left(\frac{-C_5}{\lambda_i}\right) + \lambda \cdot C_6 \quad (2-9)$$

Avec : $C_1 = 0,51763$; $C_2 = 116$; $C_3 = 0,4$; $C_5 = 5$; $C_6 = 0,006795$.

et :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (2-10)$$

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega t}{V} \quad (2-11)$$

La variation du coefficient de puissance C_p en fonction de λ pour différentes valeurs de l'angle d'inclinaison des pales β est illustrée sur la figure 2.6.

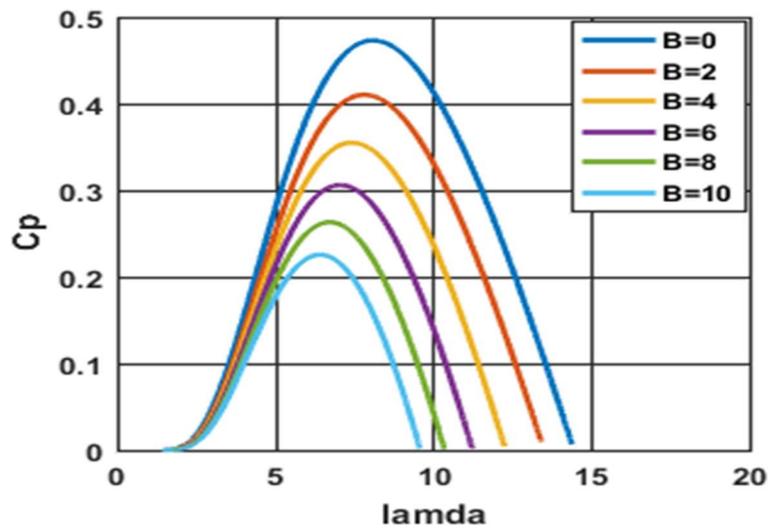


Figure 2.6. Coefficient de puissance C_p en fonction de λ .

En connaissant la puissance captée par la turbine, le couple mécanique est donné par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega} = \frac{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) V^3}{\Omega} \quad (2-12)$$

L'équation fondamentale de la dynamique qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est la suivante :

$$C_{méc} = J \cdot \frac{d\Omega_{méc}}{dt} \quad (2-13)$$

où J est l'inertie totale ramenée sur l'arbre du générateur donnée par la relation :

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g = J_t + J_g \quad (2-14)$$

avec J_t , l'inertie de la turbine, G le gain du multiplicateur égal à 1 dans notre cas et J_g le moment d'inertie de la génératrice.

Le couple mécanique $C_{méc}$ qui prend en compte le couple C_G issu du multiplicateur, le couple électromagnétique produit par la génératrice C_{em} et le couple de frottement visqueux C_r est donné par :

$$C_{méc} = C_G - C_{em} - C_r \quad (2-15)$$

avec :

$$C_r = f \cdot \Omega_{méc} \quad (2-16)$$

Les équations présentées précédemment permettent d'obtenir le modèle dynamique de la figure 2.7.

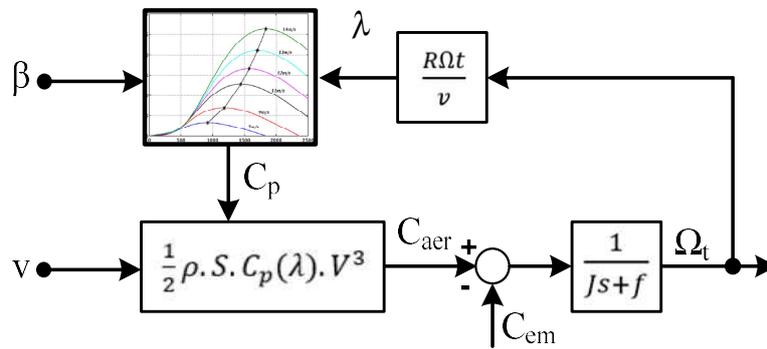


Figure 2.7. Modèle dynamique de l'arbre et de la turbine éolienne [6].

2.3.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

En vue des nombreux avantages de la MSAP, nous nous sommes intéressés à son utilisation dans notre système. D'une manière générale, le générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) est modélisé par une source de tension avec une impédance en série. Afin de rechercher les lois de contrôle de la dite machine à courant alternatif, nous pouvons la modéliser dans un repère (d, q) tournant et dont l'orientation est a priori arbitraire, obtenue après transformation virtuelle de la machine triphasée en machine diphasée équivalente [7-10]. Ce modèle et le diagramme vectoriel correspondant sont exposés sur la figure 2.8 [11,12].

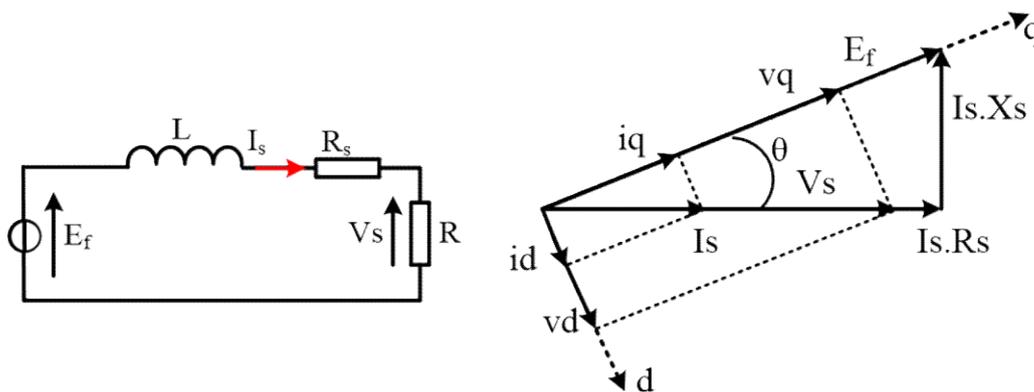


Figure 2.8. Schéma équivalent du GSAP et diagramme vectoriel associé.

Le modèle dynamique de la GSAP décrit dans le repère d'axe d-q est donné par [11] :

$$\begin{cases} v_q = -R_s \cdot i_q - L_q \cdot s \cdot i_q - \omega_e \cdot L_q \cdot i_d + \omega_e \cdot \Phi_e \\ v_d = -R_s \cdot i_d - L_d \cdot s \cdot i_d + \omega_e \cdot L_d \cdot i_q \\ T_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{p}{2} \cdot (\Phi_m \cdot i_q + (L_d - L_q) \cdot i_q \cdot i_d) \end{cases} \quad (2-17)$$

où v_d et v_q , i_d et i_q sont respectivement les tensions et courants statoriques direct et quadratique et ω_e la vitesse angulaire électrique. R_s est la résistance d'une phase du stator, L_d et L_q sont les inductances du stator d'axe d et q. Φ_e est le flux d'aimant permanent par pôle, p le nombre de pôles du générateur et s l'opérateur de Laplace.

En utilisant le diagramme vectoriel de la figure 2.8, l'équation 2-17 peut être exprimée en fonction de la tension du générateur V_s , comme suit :

$$\begin{cases} \frac{V_s \cdot i_q}{\sqrt{i_q^2 + i_d^2}} = -R_s \cdot i_q - L_q \cdot s \cdot i_q - \omega_e \cdot L_q \cdot i_d + \omega_e \cdot \Phi_e \\ \frac{V_s \cdot i_d}{\sqrt{i_q^2 + i_d^2}} = -R_s \cdot i_d - L_d \cdot s \cdot i_d + \omega_e \cdot L_d \cdot i_q \end{cases} \quad (2-18)$$

Pour une machine à pôles lisses, on a de plus $L_d = L_q = L_s$. L'expression du couple se réduit donc à :

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{p}{2} \cdot (\Phi_e \cdot i_q) \quad (2-19)$$

La tension aux bornes de la MSAP peut être contrôlée en modifiant le rapport cyclique D_w du convertisseur boost. Celle-ci est donnée à partir de la tension redressée V_{red} par l'expression :

$$V_s = \frac{\pi \cdot V_{red}}{3 \cdot \sqrt{3}} \cdot D_w \quad (2-20)$$

Les équations 2-18 peuvent alors être réécrites sous la forme :

$$\begin{cases} \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot \left(-R_s \cdot i_q - \omega_e \cdot L_s \cdot i_d + \omega_e \cdot \Phi_e - \frac{\pi \cdot V_{res} \cdot i_d}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot L_s \cdot \sqrt{i_q^2 + i_d^2}} \cdot D_w \right) \\ \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot \left(-R_s \cdot i_d - \omega_e \cdot L_s \cdot i_q - \frac{\pi \cdot V_{res} \cdot i_d}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot L_s \cdot \sqrt{i_q^2 + i_d^2}} \cdot D_w \right) \\ \frac{d\omega_e}{dt} = \frac{p}{2 \cdot J} \left(T_e - \frac{3 \cdot p}{4} \cdot \Phi_e \cdot i_q \right) \end{cases} \quad (2-21)$$

où J est l'inertie du générateur.

2.4. Modélisation de la pile à combustible

La pile à combustible produit de l'énergie électrique à partir de l'énergie chimique dont elle dispose. Elle utilise de l'hydrogène (H_2) et de l'oxygène (O_2) comme carburant pour produire de l'eau, de l'électricité et de la chaleur. Dans ce travail nous nous intéressons à la pile à membrane électrolyte type polymère (PEM).

A partir de la variation de l'énergie libre de Gibbs on peut calculer l'énergie électrique produite. En supposant la totalité de l'énergie de Gibbs transformée en énergie électrique, on déduit l'expression de la tension réversible :

$$E_{N_cel} = E_{rev}^0 - \left[0,85 \cdot 10^{-3} \cdot (T_{fc} - 298,15) \right] + \left[4,3086 \cdot 10^{-5} \cdot T_{fc} \cdot \log \left(P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2} \right) \right] \quad (2-22)$$

La tension délivrée par une pile à combustible de type PEM varie avec le courant délivré (figure 2.9). Cette courbe caractéristique I-V fait apparaître trois régions de polarisation dans la modélisation de la pile [13, 14] :

- La zone d'activation : dans cette région nous avons une chute brusque de la tension du fait de la lenteur de la réaction chimique qui a lieu à la surface des électrodes.
- La zone ohmique : dans cette zone la chute de tension est proportionnelle à la densité de courant et varie quasi-linéairement avec le courant délivré par la pile. Cela est dû à la résistance interne électronique et ionique des électrodes et de l'électrolyte.
- La zone de perte de concentration : dans cette zone, la tension chute brusquement du fait de la limitation de la concentration des réactifs (oxygène et hydrogène).

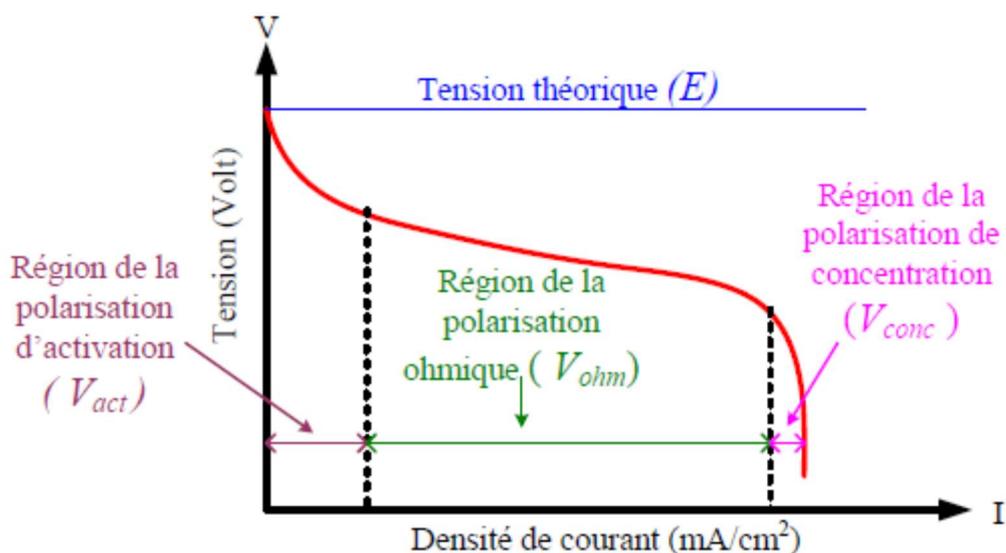


Figure 2.9. Courbe caractéristiques V-I de la pile à combustible.

Ainsi la tension délivrée par une cellule de pile à combustible est donnée par la relation suivante [15-16] :

$$V_{fc} = E_{N_{fc}} - V_{act} - V_{ohm} - V_{conc} \quad (2-23)$$

La tension totale est déterminée à partir de la tension d'une cellule. Pour un module de n_{fc} cellules, les expressions des différentes tensions apparaissant dans la relation précédente sont définies ci-après.

La tension d'activation V_{act} est donnée par la relation suivante [17] :

$$V_{act} = n_{fc} \cdot \left(\zeta_1 - \zeta_2 \cdot T_{fc} - \zeta_3 \cdot T_{fc} \cdot \log(C_{O_2}) + \zeta_4 \cdot T_{fc} \cdot \log(I_{fc}) \right) \quad (2-24)$$

où C_{O_2} est la concentration en oxygène, les termes ζ_i des coefficients paramétriques empiriques basés sur des données expérimentales et I_{fc} le courant débité par la pile,

avec :

$$C_{O_2} = \frac{P_{O_2}}{5,08 \cdot 10^6 \cdot e^{\left(\frac{-498}{T_{fc}}\right)}} \quad (2-25)$$

La tension ohmique V_{ohm} s'écrit :

$$V_{ohm} = n_{fc} \cdot \rho_m \cdot \frac{L}{A_{fc}} \quad (2-26)$$

où L est l'épaisseur de la membrane, A_{fc} la surface active de la membrane et ρ_m sa résistivité donnée par la relation [18] :

$$\rho_m = \frac{181,6 \cdot \left(1 + 0,03 \cdot \frac{I_{fc}}{A_{fc}} + 0,062 \cdot \left(\frac{T_{fc}}{303} \right)^2 \cdot \left(\frac{I_{fc}}{A_{fc}} \right)^{2,5} \right)}{\left(\lambda - 0,634 - 3 \cdot \frac{I_{fc}}{A_{fc}} \right) \cdot e^{\left(\frac{4,18 \cdot (T_{fc} - 303)}{T_{fc}} \right)}} \quad (2-27)$$

T_{fc} étant la température de la membrane.

Le paramètre λ est variable et déterminé en fonction de l'humidité relative, du rapport stœchiométrique des gaz à l'anode et de l'âge de la membrane [19].

De son côté, la tension de concentration est donnée par [20] :

$$V_{conc} = -B \cdot \ln\left(1 - \frac{J}{J_{max}}\right) \quad (2-28)$$

avec B un coefficient paramétrique (V), J la densité de courant (A/cm²) et J_{max} la densité de courant maximale (A/cm²).

La pile à combustible utilisée fournit en sortie une puissance de 6 kW. Les caractéristiques de la pile à combustible obtenues à partir de la simulation sont représentées sur la figure 2.10.

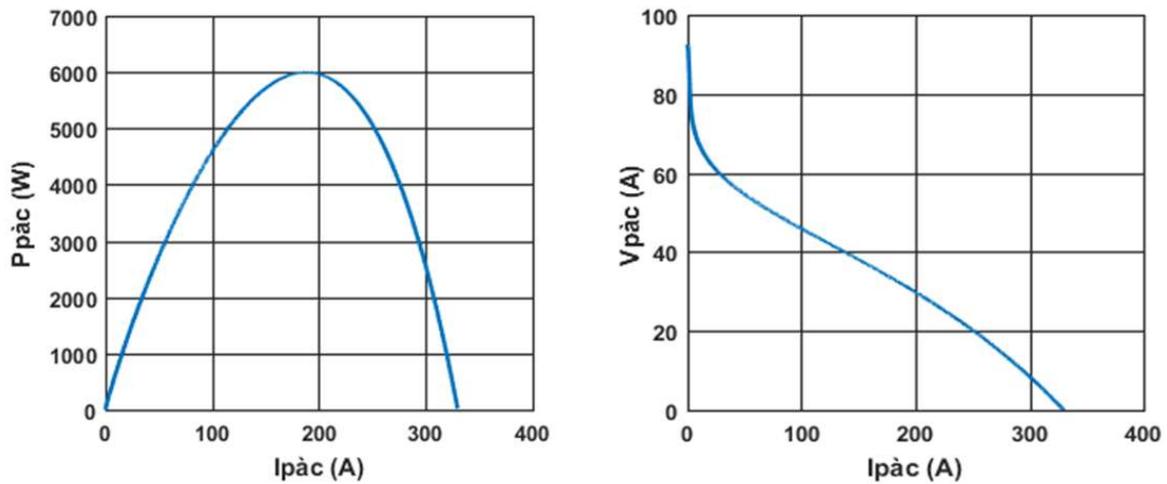


Figure 2.10. Courbe caractéristiques P-I et V-I de la pile à combustible.

2.5. Modélisation de l'électrolyseur

Au cours de son fonctionnement, l'électrolyseur reçoit de l'énergie électrique et thermique qu'il transforme en énergie chimique et qu'il stocke sous forme d'hydrogène. L'énergie nécessaire à la réalisation de l'électrolyse correspond à l'enthalpie ΔH de formation de l'eau. Son expression est donnée par :

$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S \quad (2-29)$$

où ΔG est la variation de l'énergie libre de Gibbs, T la température à laquelle se produit la réaction et ΔS la variation de l'entropie. L'énergie libre de Gibbs est l'énergie minimale qu'il faut fournir au système pour qu'il se mette à produire de l'hydrogène. Le reste de l'énergie constitue un apport thermique, nécessaire à la réaction. On déduit alors la tension minimale aux bornes de la cellule :

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (2-30)$$

où V_{rev} , z et F sont respectivement la tension réversible, le nombre d'électrons libérés par la réaction et la constante de Faraday. Dans les conditions standards de température et de pression la valeur de la tension réversible est environ 1,229 V. En considérant la variation de l'énergie libre de Gibbs avec la température et la pression, on peut déterminer l'expression du potentiel de Nernst. Deux contributions permettent de le modéliser. Une sert à traduire la dépendance à la température et l'autre à la pression. Pour un module de n_{EL} cellules en série, le potentiel de Nernst est donné par [21] :

$$E_{N_EL} = n_{EL} \cdot \left(E_{rev} + \frac{R.T}{z.F} \cdot \log \left(\frac{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2}}{a_{H_2O,KOH}} \right) \right) \quad (2-31)$$

où P_{H_2} et P_{O_2} sont les pressions partielles d'hydrogène et d'oxygène et $a_{H_2O,KOH}$ l'activité de la vapeur d'eau dans l'électrolyte. R est la constante des gaz parfaits et E_{rev} le terme traduisant l'évolution du potentiel de Nernst avec la température. Son évolution en fonction de la température est donnée par [21] :

$$E_{rev} = 1,5184 - 1,5421 \cdot 10^{-3} \cdot T + 9,84 \cdot 10^{-8} \cdot T^2 + 9,523 \cdot 10^{-5} \cdot T \cdot \log(T) \quad (2-32)$$

En pratique pendant l'électrolyse, un mélange gazeux d'hydrogène et de KOH est recueilli à la cathode alors qu'à l'anode on recueille un mélange de KOH et d'oxygène. Les pressions partielles de l'hydrogène et de l'oxygène sont liés à la pression partielle $P_{V,KOH}$ de l'électrolyte par les relations :

$$P_{H_2} = P - P_{V,KOH} \quad (2-33)$$

$$P_{O_2} = P - P_{V,KOH} \quad (2-34)$$

où P est la pression à l'anode et à la cathode.

En introduisant ces expressions dans l'équation 2-31, on obtient finalement :

$$E_{N_EL} = n_{EL} \cdot \left(E_{rev} + \frac{R.T}{z.F} \cdot \log \left(\frac{(P - P_{V,KOH})^{1,5}}{a_{H_2O,KOH}} \right) \right) \quad (2-35)$$

On définit alors :

$$\Delta E_N = E_{N_EL} - V_{rev} \quad (2-36)$$

Pendant son fonctionnement du fait des processus irréversibles qui se produisent, la tension nécessaire pour le bon fonctionnement de l'électrolyseur est plus élevée que la tension réversible. Trois contributions sont à la base de cette augmentation de la tension : les pertes ohmiques, les pertes d'activation et les pertes de conversion. La tension de l'électrolyseur en fonctionnement est donc donnée par :

$$V_{EL} = E_{N_EL} + \Delta V \quad (2-37)$$

où ΔV est la tension due à l'ensemble de toutes les pertes qui ont cours pendant le fonctionnement de l'électrolyseur.

L'expression générique de ΔV est donnée par [21] :

$$\Delta V = n_{EL} \cdot \left(r \cdot \frac{I_{EL}}{A_{EL}} + s \cdot \log \left(1 + \frac{I_{EL}}{\gamma} \right) + v \cdot \log \left(1 + \frac{I_{EL}}{\omega} \right) \right) \quad (2-38)$$

où r , s , γ , v et ω sont les paramètres caractéristiques de l'électrolyseur et I_{EL} le courant dans l'électrolyseur.

Selon la loi de Faraday, le taux de production de l'hydrogène dans un électrolyseur est donné par la relation [22, 23] :

$$n_{H_2} = \frac{\eta_F \cdot N_c \cdot I_e}{2 \cdot F} \quad (2-39)$$

avec I_e le courant de l'électrolyseur et η_F l'efficacité de Faraday.

2.6. Modélisation du système de stockage

Dans notre étude la batterie utilisée est de type plomb-acide. Son schéma électrique est composé d'une source de tension contrôlée, en série avec une résistance constante R_{Bat} (figure 2.11, [24]).

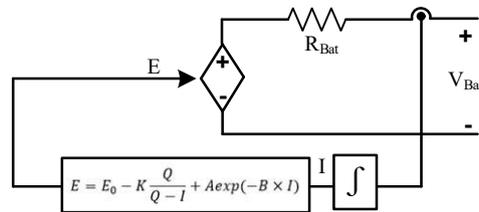


Figure 2.11. Schéma électrique du modèle de la batterie.

L'équation définissant la tension de la batterie est donnée par :

$$V_{Bat} = E - R_{Bat} \cdot I_{Bat} \quad (2-40)$$

où E est la tension de circuit ouvert de la batterie, R_{Bat} est la résistance interne de la batterie et I_{Bat} le courant de la batterie. Pour éviter la dégradation de la batterie et prolonger sa durée de vie, son état de charge doit être maintenu dans un intervalle défini comme suit :

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (2-41)$$

où SOC_{min} est l'état de charge minimal et SOC_{max} son état de charge maximal.

L'état de charge SOC de la batterie est exprimé par :

$$SOC(t) = 100. \left(1 - \frac{1}{Q} \cdot \int I dt \right) \quad (2-42)$$

avec Q la capacité nominale de la batterie.

2.7. Modélisation du bus continu

Le bus continu impose une tension commune. Il est constitué d'un condensateur qui se charge et se décharge au cours du fonctionnement du système (figure 2.12). L'équilibre de puissance impose un bilan de puissance nul au niveau du bus continu.

Dans cette étude, le bus continu est modélisé par un élément capacitif qui quantifie l'énergie stockée et une résistance shunt R_{bus} quantifiant les pertes dissipatives. Au niveau du bus continu, le courant est compté positivement lorsqu'il est reçu et négativement lorsqu'il est généré. On obtient ainsi pour le courant total arrivant dans le bus continu :

$$I_{Tot} = I_{pv} + I_{éol} + I_{fc} - I_{élec} + I_{bat} \quad (2-43)$$

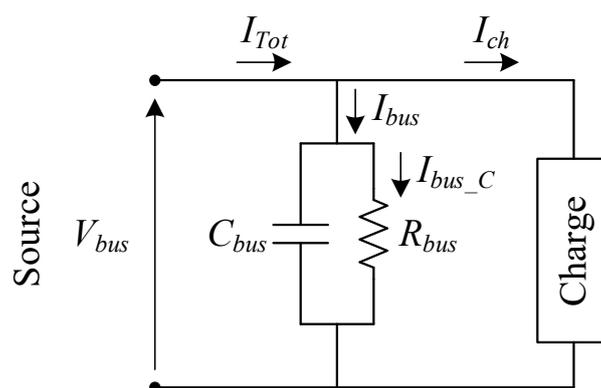


Figure 2.12. Modèle du bus continu.

Dans notre cas le système hybride est connecté avec le système de stockage d'énergie à travers un bus continu. Ce dernier est lié par un onduleur au réseau électrique afin d'assurer la conversion continu-alternatif.

2.8. Modélisation des convertisseurs statiques

Dans notre système, selon l'élément considéré, nous avons l'un des trois types de hacheur continu-continu, élévateur, abaisseur ou abaisseur-élévateur ou un convertisseur continu-alternatif.

2.8.1. Modélisation du hacheur survolteur (boost)

Dans notre étude deux sous-systèmes utilisent un convertisseur élévateur boost (figure 2-13) :

- La source photovoltaïque est connectée au bus continu via un convertisseur élévateur.
- La pile à combustible PEM est connectée au bus continu via un convertisseur élévateur.

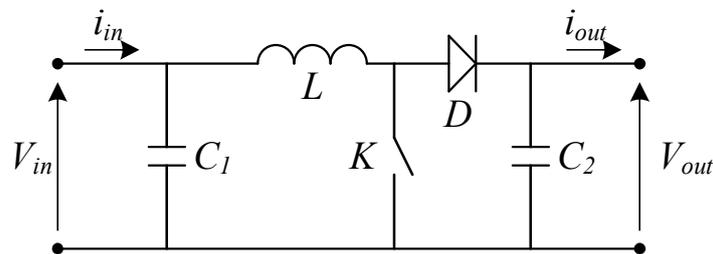


Figure 2.13. Schéma de principe d'un hacheur élévateur.

L'étude du fonctionnement d'un convertisseur élévateur est basée sur les deux séquences qui dépendent de l'état de conduction de l'interrupteur K (figure 2.14), [25].

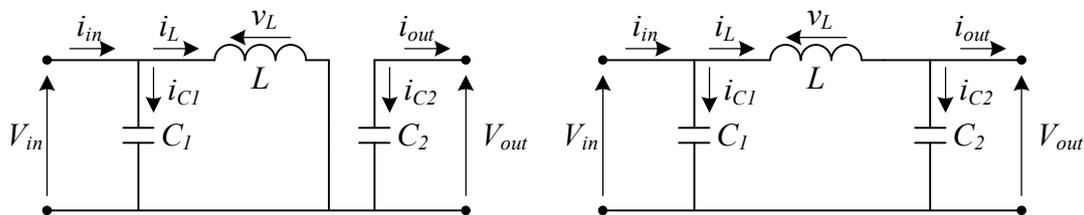


Figure 2.14. Séquences de fonctionnement du hacheur élévateur (à gauche K conduit, à droite, K est bloqué).

Lorsque l'interrupteur K conduit, on a :

$$\begin{aligned} i_{c_1}(t) &= c_1 \cdot \frac{dv_{in}(t)}{dt} = i_{in}(t) - i_L(t) \\ i_{c_2}(t) &= c_2 \cdot \frac{dv_{out}(t)}{dt} = -i_{out}(t) \\ v_L(t) &= L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} = v_{in}(t) \end{aligned} \quad (2-44)$$

et lorsque l'interrupteur K est bloqué, ces équations deviennent :

$$i_{c_1}(t) = c_1 \cdot \frac{dv_{in}(t)}{dt} = i_{in}(t) - i_L(t)$$

$$i_{c_2}(t) = c_2 \cdot \frac{dv_{out}(t)}{dt} = i_L(t) - i_{out}(t) \quad (2-45)$$

$$v_L(t) = L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} = v_{in}(t) - v_{out}(t)$$

2.8.2. Modélisation du hacheur dévolteur (buck)

L'électrolyseur est connecté au bus DC via un convertisseur buck afin d'aboutir à une tension adéquate au niveau de l'électrolyseur. Le schéma électrique du convertisseur buck est représenté sur la figure 2.15.

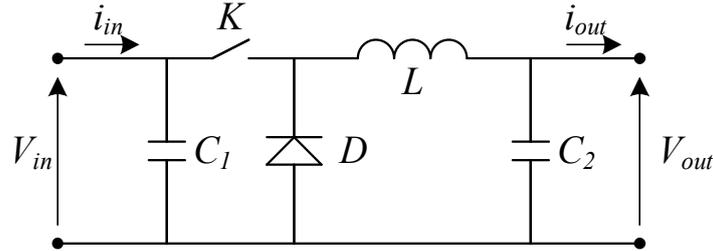


Figure 2.15. Schéma électrique d'un convertisseur Buck.

En procédant de la manière dont nous avons modélisé le convertisseur boost, nous avons sur la figure 2.16 les schémas des deux séquences de fonctionnements du convertisseur dévolteur.

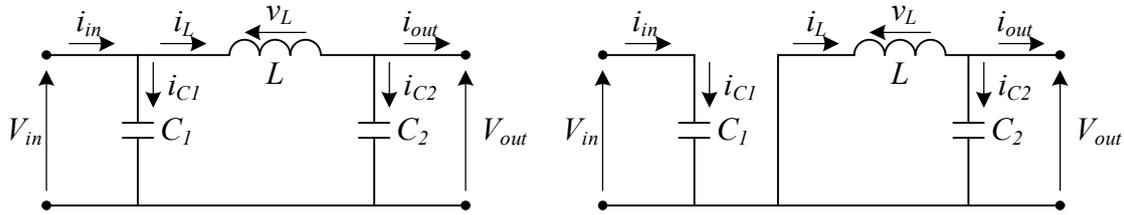


Figure 2.16. Séquences de fonctionnement du hacheur dévolteur
(à gauche K conduit, à droite, K bloqué).

Lorsque l'interrupteur K conduit, on a :

$$i_{c_1}(t) = c_1 \cdot \frac{dv_{in}(t)}{dt} = i_{in}(t) - i_L(t)$$

$$i_{c_2}(t) = c_2 \cdot \frac{dv_{out}(t)}{dt} = i_L(t) - i_{out}(t) \quad (2-46)$$

$$v_L(t) = L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} = v_{in}(t) - v_{out}(t)$$

et lorsque l'interrupteur K est bloqué, ces équations deviennent :

$$\begin{aligned}
i_{c_1}(t) &= c_1 \cdot \frac{dv_{in}(t)}{dt} = i_{in}(t) \\
i_{c_2}(t) &= c_2 \cdot \frac{dv_{out}(t)}{dt} = i_L(t) - i_{out}(t) \\
v_L(t) &= L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} = -v_{out}(t)
\end{aligned}
\tag{2-47}$$

2.8.3. Modélisation du hacheur dévolteur-survolteur (buck-boost)

La batterie est connectée au bus DC à travers un convertisseur DC-DC bidirectionnel réversible en courant pour permettre le transfert d'énergie dans les modes de charge et de décharge [26]. La figure 2.17 illustre le schéma électrique d'un tel convertisseur.

Le transfert d'énergie entre l'entrée du convertisseur et le dispositif de stockage est contrôlé par action sur la référence de commande du hacheur buck-boost.

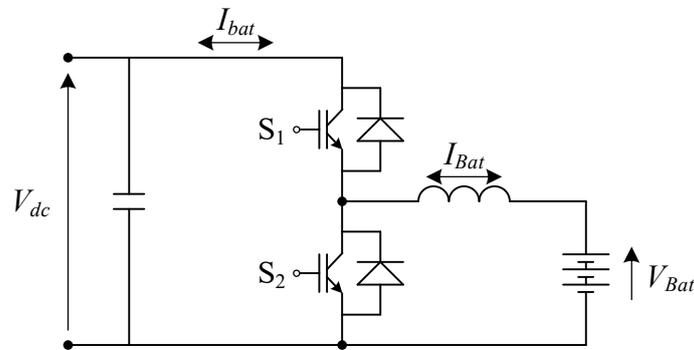


Figure 2.17. Schéma électrique d'un convertisseur bidirectionnel en courant.

2.8.4. Modélisation du convertisseur continu/alternatif

De manière générale l'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation à transistors, IGBT ou thyristors GTO (figure 2.18).

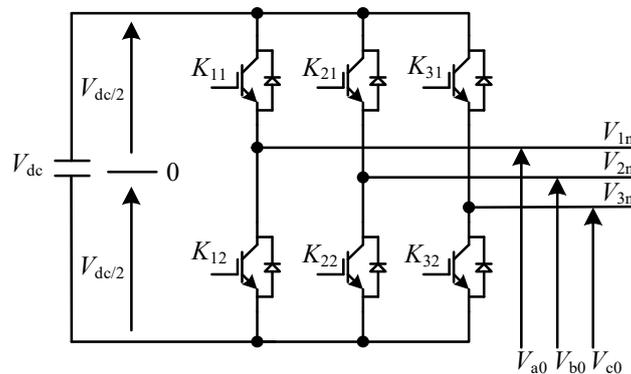


Figure 2.18. Schéma électrique d'un convertisseur triphasé équilibré [26].

Soit « n » le point neutre du côté alternatif, les expressions des tensions composées v_{12} , v_{23} et v_{31} de la charge sont alors définies par [27-28] :

$$\begin{cases} V_{12} = v_{1n} - v_{2n} \\ V_{23} = v_{2n} - v_{3n} \\ V_{31} = v_{3n} - v_{1n} \end{cases} \quad (2-48)$$

La charge (R, L) est équilibrée, $v_{1n} + v_{2n} + v_{3n} = 0$, on aura donc :

$$\begin{cases} v_{1n} = \frac{1}{3} \cdot (V_{12} - V_{31}) \\ v_{2n} = \frac{1}{3} \cdot (V_{23} - V_{12}) \\ v_{3n} = \frac{1}{3} \cdot (V_{31} - V_{23}) \end{cases} \quad (2-49)$$

En faisant apparaître le point « 0 », les tensions entre phases peuvent aussi s'écrire :

$$\begin{cases} V_{12} = V_{10} - V_{20} \\ V_{23} = V_{20} - V_{30} \\ V_{31} = V_{30} - V_{10} \end{cases} \quad (2-50)$$

En remplaçant l'équation 2-49 dans 2-50, nous obtenons les relations suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_{1n} \\ v_{2n} \\ v_{3n} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{20} \\ V_{30} \end{bmatrix} \quad (2-51)$$

Et avec les relations suivantes :

$$\begin{cases} V_{10} = v_{1n} - v_{n0} \\ V_{20} = v_{2n} - v_{n0} \\ V_{30} = v_{3n} - v_{n0} \end{cases} \quad (2-52)$$

On peut déduire le potentiel entre les points « n » et « 0 » :

$$v_{n0} = \frac{1}{3} \cdot (v_{10} + v_{20} + v_{30}) \quad (2-53)$$

Pour décrire les tensions de commande, l'état de l'interrupteur K_i est associé au terme S_i donné par :

- $S_i = 1$ quand l'interrupteur du haut est fermé et celui du bas ouvert,
- $S_i = 0$ quand l'interrupteur du haut est ouvert et celui du bas fermé.

Ceci permet d'exprimer les tensions v_{io} en fonction des signaux de commande S_i ($i = a, b, c$) et en utilisant le point fictif « 0 » on a :

$$v_{io} = V_{dc} \cdot \left(S_i - \frac{1}{2} \right) \quad (2-54)$$

et :

$$\begin{bmatrix} v_{1n} \\ v_{2n} \\ v_{3n} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2-55)$$

2.9. Commande MPPT pour le GPV

D'une manière générale, la production d'énergie électrique générée par le GPV est caractérisée par un faible rendement énergétique pendant les périodes d'irradiation faible ou partiellement ombragées. Ceci est dû au fait que cette quantité d'énergie dépend continuellement des conditions météorologiques.

Ceci a motivé les chercheurs pour mettre au point un contrôleur dit MPPT afin d'extraire le maximum de puissance du système PV [29-32]. Ce contrôleur MPPT est mis en œuvre dans le but de maximiser la puissance à la sortie du système PV en ajustant le rapport cyclique du convertisseur DC/DC comme le montre la figure 2.19.

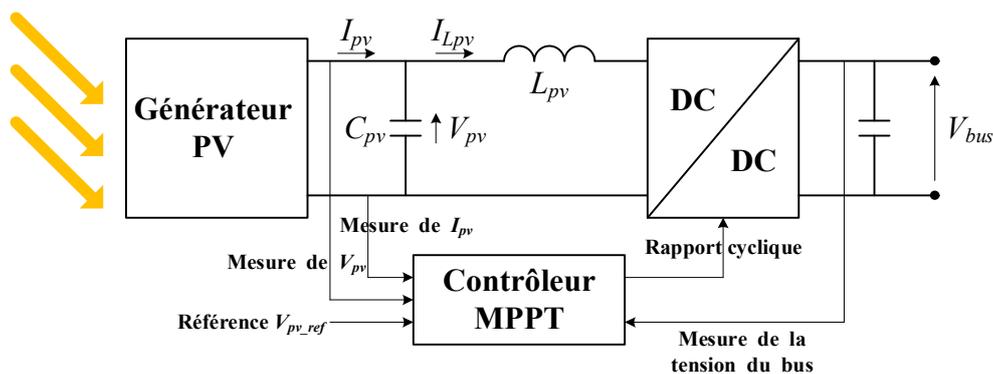


Figure 2.19. Chaîne de conversion d'énergie solaire avec commande MPPT [33].

La littérature est riche en techniques MPPT. Quelques-unes sont citées ci-après :

- La méthode du perturber et observer (P&O) [34-35] ;
- Le contrôle par retour d'état ou rétroaction (feedback control) [36-37] ;
- La méthode de la conductance incrémentale (InC) [38-39] ;
- La logique floue [40] ;
- Les réseaux de neurones [41].

Ces méthodes varient selon leur complexité [42]. Toutefois, l'objectif de ces techniques est d'optimiser l'efficacité du système PV. Nous optons dans ce travail pour la méthode P&O qui

est la plus utilisée dans les systèmes PV, pour sa simplicité et sa facilité d'implémentation. L'algorithme générique de cette méthode est donné à la figure 2.20.

Cette technique présente de nombreux avantages car elle permet du point de vue énergétique d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque.

La méthode P&O est basée sur la perturbation du système à travers l'augmentation ou la diminution de la tension de fonctionnement du module PV avec un pas fixe où en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis en observant son effet sur la puissance de sortie du module [43]. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors nous gardons la même direction de perturbation sinon nous inversons la perturbation du cycle précédent.

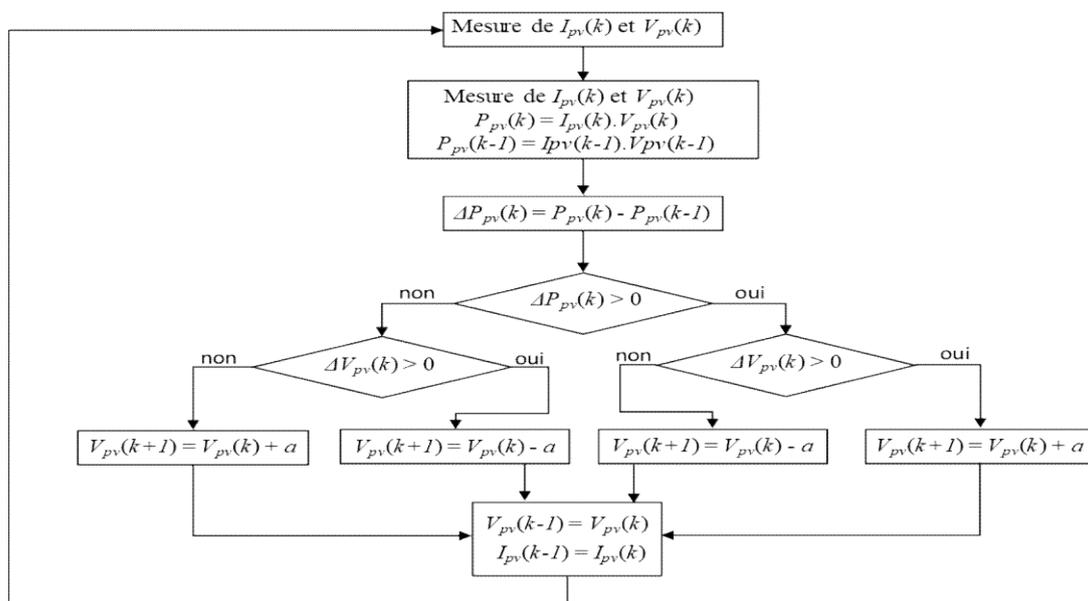


Figure 2.20. Diagramme de la méthode P&O.

2.10. Commande MPPT pour le générateur éolien

La courbe caractéristique de la puissance mécanique optimale en fonction de la vitesse de rotation sous différentes vitesses de vent d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de cloche (figure 2.21).

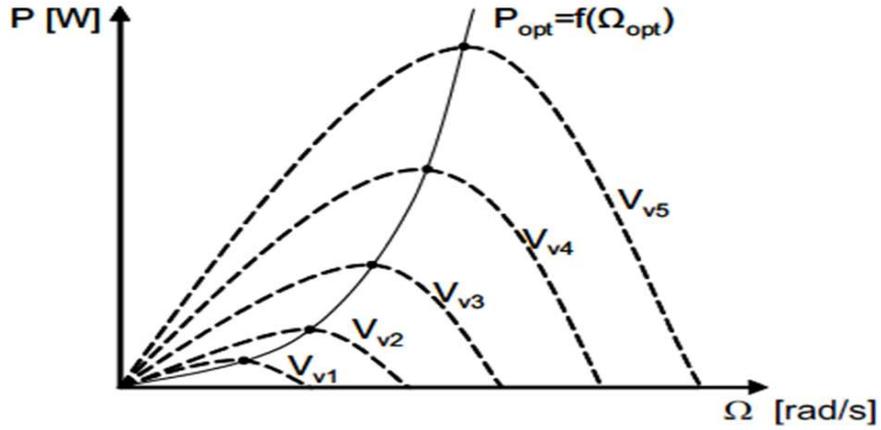


Figure 2.21. Caractéristique de puissance d'une éolienne pour différentes vitesses de vent [44].

Pour optimiser le système de production du générateur éolien, il faut poursuivre la courbe de puissance optimale à tout instant [45]. Toutefois, une commande doit être appliquée sur le système éolien dans le but de se placer au point de puissance maximale. L'algorithme MPPT est utilisé pour générer la vitesse de référence, afin de permettre à la génératrice d'extraire la puissance maximale à différentes vitesses de vent. Lorsque la vitesse du vent varie, la vitesse de la génératrice s'ajuste pour suivre la trajectoire du point de puissance maximale. La vitesse de rotation optimale de la génératrice peut être évaluée comme suit [46-47] :

$$\begin{cases} \omega_{m_opt} = \omega_m = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v_w = K_\omega \cdot v_w \\ K_\omega = \frac{\lambda_{opt}}{R} \end{cases} \quad (2-56)$$

La puissance optimale du générateur peut être calculée par [48] :

$$P_{m_opt} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot C_{p_opt} \left(\frac{\Omega_{opt} \cdot R}{\lambda_{opt}} \right)^3 = K_{opt} (\Omega_{m_opt})^3 \quad (2-57)$$

avec :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_{p_opt} \left(\frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (2-58)$$

et :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v_w = K_w \cdot v_w \quad (2-59)$$

Par conséquent, le couple optimal peut être déterminé par :

$$T_{m_opt} = K_{opt} \cdot \Omega_{m_opt}^2 \quad (2-60)$$

La figure 2.22 décrit la stratégie de commande du redresseur côté génératrice, ses régulateurs de courant et de vitesse. Dans la boucle intérieure, les régulateurs de courant sont employés pour réguler le courant de stator d'axes d et q. Dans la boucle extérieure, le régulateur de vitesse est utilisé pour assurer la régulation de vitesse de la génératrice de façon qu'elle suive la valeur de consigne ω_{m_opt} .

La référence de vitesse est calculée à l'aide de la méthode MPPT. La comparaison des grandeurs de référence des courants statoriques avec celles mesurées, permet d'avoir les tensions de référence nécessaires à la commande du redresseur. Les signaux de commutation sont générés par un modulateur MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions, [49]).

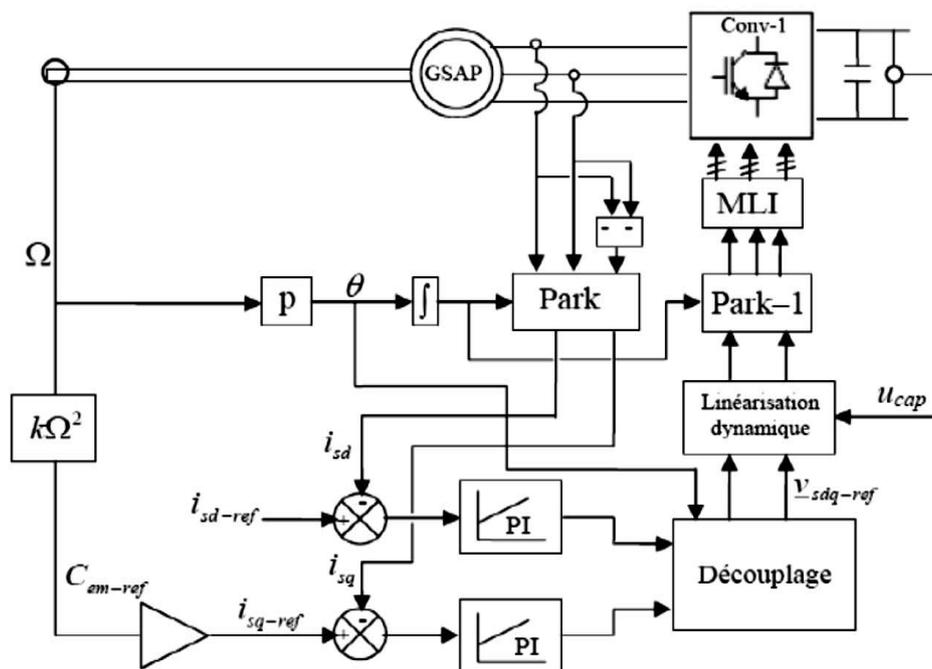


Figure 2.22. Stratégie de commande du redresseur côté génératrice [25].

2.11. Commande de la batterie

Le rôle de la commande du hacheur réversible en courant reliant la batterie au bus continu est de maintenir la tension du bus continu constante à sa valeur de référence et ainsi de décharger ou charger la batterie selon la puissance requise [50-51]. La régulation de la tension du bus continu est effectuée à travers l'élément de stockage qui est la batterie. Cette régulation utilise un hacheur réversible en courant à l'aide d'un régulateur classique PI (figure 2.23) qui est utilisé en raison de sa simplicité d'implémentation. Celui-ci élabore la commande du hacheur réversible en courant à partir de l'écart entre la tension V_{dc} du bus continu et sa valeur référence V_{dc}^* .

Une méthode de type MLI est adaptée pour commuter entre les deux interrupteurs du hacheur (figure 2.23).

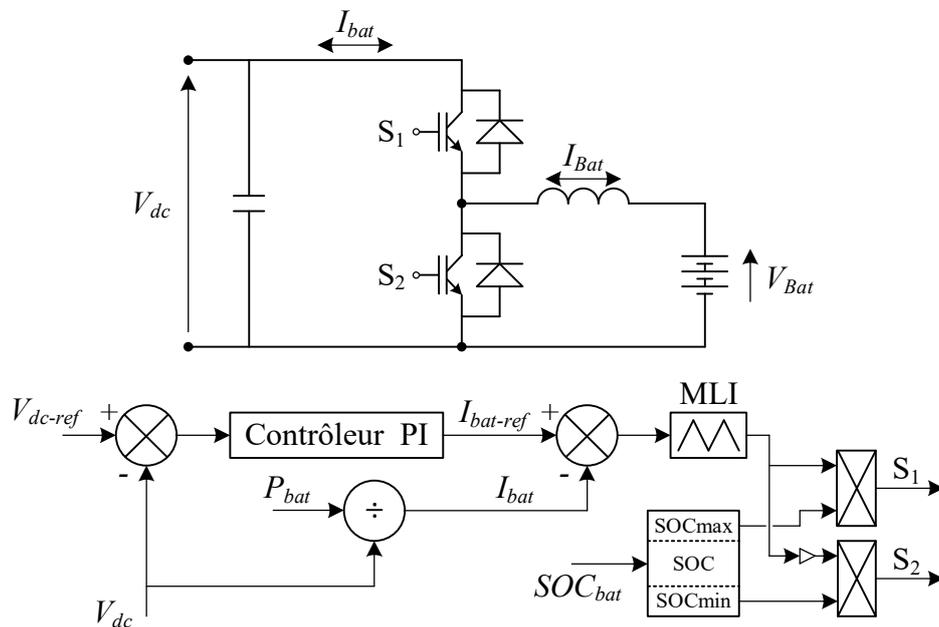


Figure 2.23. Hacheur réversible en courant (en haut) et sa commande (en bas) [52].

2.12. Commande de la pile à combustible

Dans notre système dès que la batterie atteint sa limite inférieure de charge (SOC_{min}), elle ne peut plus contrôler la tension du bus continu à sa valeur de référence. Dans ce cas, la régulation de la tension du bus continu est effectuée par le convertisseur boost qui est situé entre la pile à combustible et le bus continu, via un correcteur classique PI comme illustré dans la figure 2.24 [51-52].

2.13. Commande de l'électrolyseur

La régulation de la tension du bus continu via l'électrolyseur est assurée par un hacheur abaisseur et un régulateur PI (figure 2.25).

Dès que la limite de charge de la batterie est supérieure au SOC_{max} (80%), le surplus d'énergie est acheminé vers l'électrolyseur, via le hacheur dévolteur en agissant sur son rapport cyclique, pour permettre la régulation de la tension V_{dc} du bus continu.

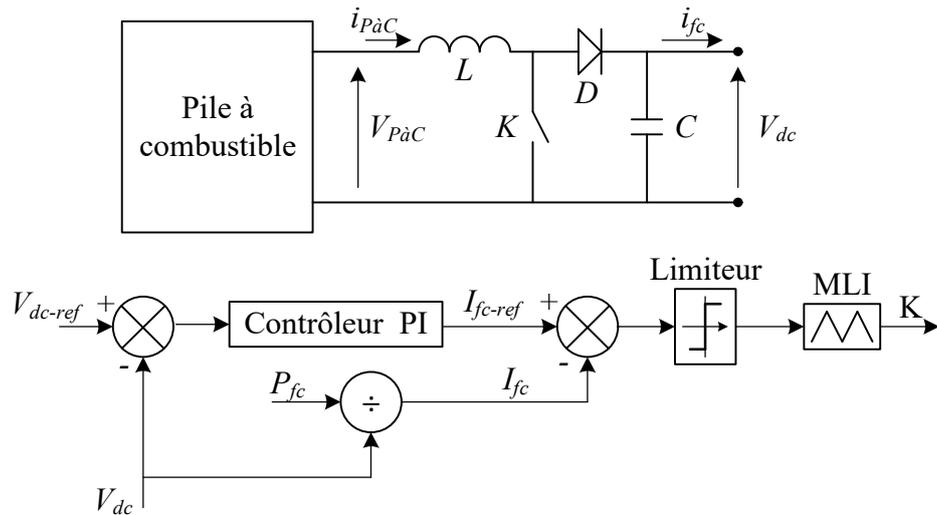


Figure 2.24. Hacheur boost (en haut) et régulation de la tension du bus continu par la pile à combustible (en bas) [51-52].

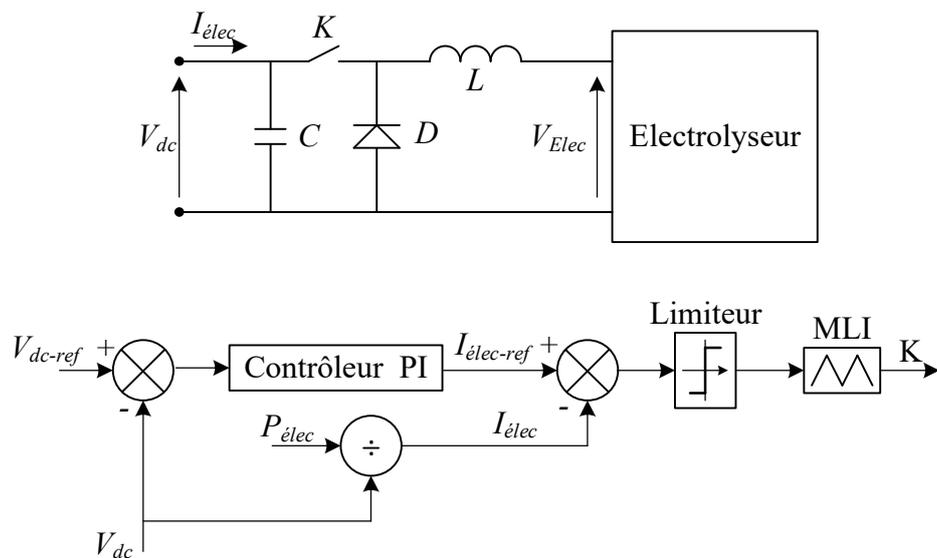


Figure 2.25. Hacheur buck (en haut) et régulation de la tension du bus continu par l'électrolyseur (en bas) [51].

2.14. Stratégie de commande de l'onduleur

La commande adoptée dans notre système afin d'obtenir les signaux de commande des interrupteurs de l'onduleur est la commande par MLI [52-53]. La technique de commande par MLI résout le problème de la maîtrise de la fréquence de commutation en fonctionnant avec une fréquence fixe facile à filtrer en aval de l'onduleur. La plus simple et la plus connue des modulations de largeur d'impulsion est sans doute la MLI à échantillonnage naturel, dite MLI intersective. Cette technique consiste à comparer les trois tensions de références sinusoïdales (V_a^* , V_b^* , V_c^*) de même amplitude, décalées de 120° l'une par rapport à l'autre à un signal

(porteuse) triangulaire d'une fréquence F_c (fréquence de commutation). Les intersections entre ces deux signaux définissent les instants de commutation des interrupteurs, donc les signaux de commande comme cela est montré dans la figure 2.26.

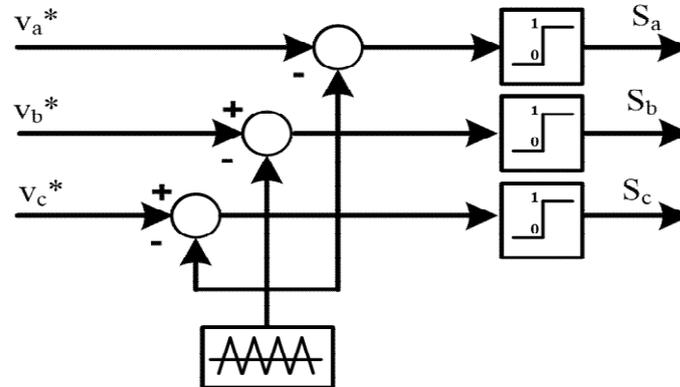


Figure 2.26. Principe de commande de l'onduleur triphasé par régulateur MLI [54].

2.15. Modélisation de l'interface avec le réseau

Dans un système électrique les éléments consommateurs de puissance sont principalement les charges. Cette consommation de puissance électrique dépend des caractéristiques des charges et un élément important est l'interface entre l'onduleur triphasé et le réseau et les charges. La figure 2.27 présente cette interface constituée d'un filtre LC ainsi que les charges équilibrées représentées par un circuit triphasé R-C-LC et le réseau triphasé.

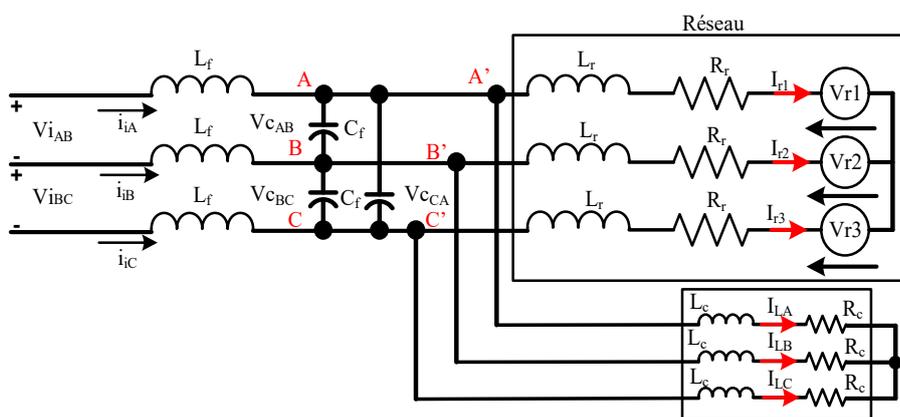


Figure 2.27. Schéma de l'interface de connexion d'un onduleur au réseau électrique et à une charge R-L [55].

2.15.1. Modélisation du filtre L-C et de la charge R-L

Les systèmes (PV, éolien, PàC, électrolyseur et batterie) sont connectés au réseau électrique par des convertisseurs statiques et peuvent donc potentiellement générer des harmoniques,

dégradant ainsi la qualité de l'énergie électrique et changeant les performances d'autres équipements sensibles aux harmoniques de tension [56].

La figure 2.28 présente cette interface constituée d'un filtre L_F-C_F , les charges équilibrées représentées par un circuit triphasé R_C-L_C et le réseau triphasé $L_T-R_T-V_T$.

Le filtre L_F-C_F élimine les harmoniques dus aux découpages, de ce fait les tensions à l'entrée du réseau et de la charge (V_{CAB} , V_{CBC} et V_{CCA}) seront les fondamentaux des tensions triphasées délivrées par l'onduleur.

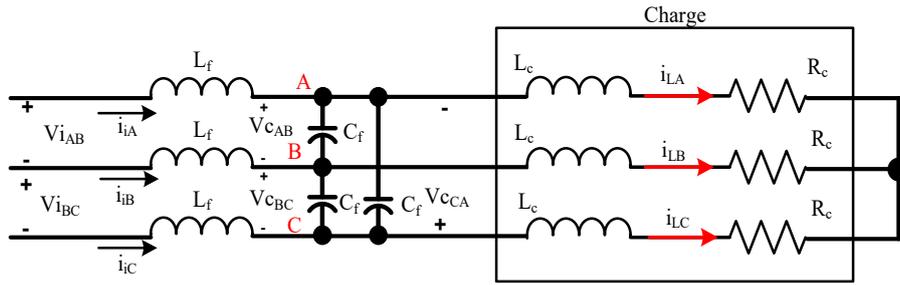


Figure 2.28. Schéma du filtre L-C et de la charge R-L [56].

La figure 2.28 permet de déterminer les équations des courants et des tensions du filtre L-C et de la charge R_C-L_C . Au niveau des nœuds A, B, C on obtient :

- Nœud A

$$i_{iA} + i_{cA} = i_{AB} + i_{LA} \Rightarrow i_{iA} + Cf \cdot \frac{dV_{CA}}{dt} = Cf \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} + i_{LA} \quad (2-61)$$

- Nœud B

$$i_{iB} + i_{AB} = i_{BC} + i_{LB} \Rightarrow i_{iB} + Cf \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} = Cf \cdot \frac{dV_{BC}}{dt} + i_{LB} \quad (2-62)$$

- Nœud C

$$i_{iC} + i_{BC} = i_{CA} + i_{LC} \Rightarrow i_{iC} + Cf \cdot \frac{dV_{BC}}{dt} = Cf \cdot \frac{dV_{CA}}{dt} + i_{LC} \quad (2-63)$$

Les équations 2-61 et 2-62 conduisent à :

$$i_{iA} - i_{iB} + Cf \cdot \left(\frac{dV_{CA}}{dt} - \frac{dV_{AB}}{dt} \right) = Cf \cdot \left(\frac{dV_{AB}}{dt} - \frac{dV_{BC}}{dt} \right) + i_{LA} - i_{LB} \quad (2-64)$$

soit :

$$Cf \cdot \left(2 \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} - \frac{dV_{CA}}{dt} - \frac{dV_{BC}}{dt} \right) = i_{iA} - i_{iB} - i_{LA} + i_{LB} \quad (2-65)$$

De même pour les équations 2-62 et 2-63, on obtient :

$$i_{iB} - i_{iC} + Cf \cdot \left(\frac{dV_{AB}}{dt} - \frac{dV_{BC}}{dt} \right) = Cf \cdot \left(\frac{dV_{BC}}{dt} - \frac{dV_{CA}}{dt} \right) + i_{LB} - i_{LC} \quad (2-66)$$

$$\text{soit :} \quad Cf. \left(2. \frac{dV_{BC}}{dt} - \frac{dV_{AB}}{dt} - \frac{dV_{CA}}{dt} \right) = i_{iB} - i_{iC} - i_{LB} + i_{LC} \quad (2-67)$$

et pour les équations 2.61 et 2.63 :

$$i_{iC} - i_{iA} + Cf. \left(\frac{dV_{BC}}{dt} - \frac{dV_{CA}}{dt} \right) = Cf. \left(\frac{dV_{CA}}{dt} - \frac{dV_{AB}}{dt} \right) + i_{LC} - i_{LA} \quad (2-68)$$

$$\text{soit :} \quad Cf. \left(2. \frac{dV_{CA}}{dt} - \frac{dV_{BC}}{dt} - \frac{dV_{AB}}{dt} \right) = i_{iC} - i_{iA} - i_{LC} + i_{LA} \quad (2-69)$$

La somme des tensions V_{AB} , V_{BC} et V_{CA} aux bornes des capacités étant égale à 0, les relations 2-64, 2-66 et 2-68 conduisent à :

$$\begin{cases} \frac{dV_{AB}}{dt} = \frac{1}{3.Cf} \cdot i_{iAB} - \frac{1}{3.Cf} \cdot i_{LAB} \\ \frac{dV_{AC}}{dt} = \frac{1}{3.Cf} \cdot i_{iBC} - \frac{1}{3.Cf} \cdot i_{LBC} \\ \frac{dV_{CA}}{dt} = \frac{1}{3.Cf} \cdot i_{iCA} - \frac{1}{3.Cf} \cdot i_{LCA} \end{cases} \quad (2-70)$$

$$\text{où :} \quad i_{iAB} = i_{iA} - i_{iB} \quad i_{iBC} = i_{iB} - i_{iC} \quad i_{iCA} = i_{iC} - i_{iA}$$

$$\text{et :} \quad i_{LAB} = i_{LA} - i_{LB} \quad i_{LBC} = i_{LB} - i_{LC} \quad i_{LCA} = i_{LC} - i_{LA}$$

Les expressions des tensions aux bornes des inductances du filtre conduisent aux relations définissant les courants :

$$\begin{cases} \frac{di_{AB}}{dt} = \frac{1}{L_f} \cdot V_{LAB} - \frac{1}{L_f} \cdot V_{iAB} \\ \frac{di_{BC}}{dt} = \frac{1}{L_f} \cdot V_{LBC} - \frac{1}{L_f} \cdot V_{iBC} \\ \frac{di_{CA}}{dt} = \frac{1}{L_f} \cdot V_{LCA} - \frac{1}{L_f} \cdot V_{iCA} \end{cases} \quad (2-71)$$

En appliquant la loi des mailles du côté charge, les équations des tensions peuvent être décrites comme suit :

$$\begin{cases} V_{AB} = L_r \cdot \frac{di_{LA}}{dt} + R_C \cdot i_{LA} - L_C \cdot \frac{di_{LB}}{dt} - R_C \cdot i_{LB} \\ V_{AB} = L_r \cdot \frac{di_{LB}}{dt} + R_C \cdot i_{LB} - L_C \cdot \frac{di_{LC}}{dt} - R_C \cdot i_{LC} \\ V_{CA} = L_r \cdot \frac{di_{LC}}{dt} + R_C \cdot i_{LC} - L_C \cdot \frac{di_{LA}}{dt} - R_C \cdot i_{LA} \end{cases} \quad (2-72)$$

Cette équation peut être réécrite comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{AB}}{dt} = -\frac{R_C}{L_C} \cdot i_{LAB} + \frac{1}{L_C} \cdot V_{LAB} \\ \frac{di_{BC}}{dt} = -\frac{R_C}{L_C} \cdot i_{LBC} + \frac{1}{L_C} \cdot V_{LBC} \\ \frac{di_{CA}}{dt} = -\frac{R_C}{L_C} \cdot i_{LCA} + \frac{1}{L_C} \cdot V_{LCA} \end{cases} \quad (2-73)$$

où les tensions V_{LAB} , V_{LBC} et V_{LCA} sont les tensions entre phases au niveau de la charge.

2.15.2. Modélisation du réseau électrique

Dans cette thèse la tension du réseau est considérée de forme sinusoïdale pure avec une amplitude constante. Ce modèle représente une approximation du vrai réseau car en réalité, cette tension pourrait contenir des composantes harmoniques impaires [57].

2.16. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation d'un système multi-source constitué par un générateur PV, un générateur éolien, une pile à combustible, un électrolyseur, une batterie, un réseau et ainsi que les convertisseurs associés à ces sources. Tous ces éléments sont reliés entre eux à travers un bus continu. De même, les commandes des différents composants du SEH connectés ont été présentées. Nous avons opté pour l'algorithme MPPT par la méthode de perturbation et observation pour le PV afin d'optimiser l'énergie produite. Pour l'éolienne la commande qui s'avère le plus adéquat avec la GSAP est la commande vectorielle à flux orienté avec la méthode MPPT. Cette commande a pour but de contrôler la vitesse de rotation de la génératrice et le couple en fonction de la vitesse variable du vent.

Une présentation du contrôle de la tension du bus DC à une valeur de référence, selon l'état de charge de batterie, a été réalisée de deux façons :

- le contrôle est effectué par la batterie lorsque $0,4 < SOC < 0,8$
- le contrôle est effectué par la pile à combustible lorsque $SOC < 0,4$.

Enfin nous avons clos ce chapitre par une stratégie adaptée au contrôle de l'onduleur et par la présentation de la structure de l'interface réseau.

2.17. Références du chapitre 2

- [1] I.A. Ethman, M. Maaroufi, A.K. Mahmoud, A. Yahfdhou, "Performance of STATCOM in power grid," IRSEC'2018, 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference, Rabat, Morocco, pp. 1-6.
- [2] A.H.M. Nordin, A.M. Omar, "Modeling and simulation of photovoltaic (PV) array and Maximum Power Point Tracker (MPPT) for grid-connected PV System," 3rd International Symposium & Exhibition in Sustainable Energy & Environment, Malaysia, 2011.
- [3] M.G. Villavla, J.R. Gazoli, E.R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 5, May 2009.
- [4] X.H. Nguyen, M.P. Nguyen, "Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink," Environmental Systems Research, 2015.
- [5] H. Bellia, R. Youcef, M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB," NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, vol. 3, pp 53-61, 2014.
- [6] A. Benjemaa, "Coopération méta heuristique et logique floue pour le dimensionnement d'une installation hybride," Thèse de Doctorat, Université de Reims, 2014.
- [7] M.Bouthaina, "Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multisystèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri, Constantine, Algérie, 2018.
- [8] G. Esmaili, "Application of Advanced Power Electronics in Renewable Energy Sources and Hybrid Generating Systems," PhD Thesis, Ohio State University, 2006.
- [9] F. Valenciaga, P.F. Puleston, P.E. Battaiotto, "Power Control of a Solar/Wind Generation System Without Wind Measurement: A Passivity/Sliding Mode Approach," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, no. 4, pp 501-507, December 2003.
- [10] F. Valenciaga, P.F. Puleston, "Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, no. 2, pp 398-405, 2005.
- [11] S. Gusia, "Modélisation des systèmes électroniques de puissance à commande MLI," Thèse de Doctorat, Université catholique de Louvain, 2005.
- [12] F. Valenciaga, P.F. Puleston, P.E. Battaiotto, R.J. Mantz, "Passivity/sliding mode control of a stand-alone hybrid generation system," IEE Proceedings on Control Theory and Applications, vol. 147, no. 6, pp. 680-686, December 2000.
- [13] S. Belakehal, "Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables," Thèse de Doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [14] J. Larminie, A. Dicks, "Fuel cell systems explained," J. Wiley & Sons, 2003.
- [15] B. Omar, "Experimental study of using a PEM fuel cell/battery hybrid system to power small UAVs," WIT Transactions on Ecology and The Environment, vol. 206, pp 273-284, 2015.
- [16] I. M. M. Saleh, R. Ali, H. Zhang, "Simplified mathematical model of proton exchange membrane fuel cell based on horizon fuel cell stack," Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 4, pp 668-679, 2016.
- [17] C. Restrepo, G. Garcia, J. Calvente, R. Giral, L. Martinez-Salamero, "Model identification of a Proton-Exchange Membrane Fuel-Cell from an input-output experiment: The diffusive representation approach," ECC'2013, European Control Conference, Zürich, Switzerland, July 2013, pp. 3578-3583.

- [18] Esmaili, "Application of Advanced Power Electronics in Renewable Energy Sources and Hybrid Generating Systems," PhD Thesis, Ohio State University, 2006.
- [19] F.A. Mrouche, B. Mahmah, M. Belhamel, H. Benmoussa, "Modélisation d'une pile à combustible PEMFC alimentée directement en hydrogène-oxygène et validation expérimentale," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 8, no. 2, décembre 2005.
- [20] C. Darras, "Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque / hydrogène : Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du Projet PEPITE (ANR PAN-H)," Thèse de doctorat, Université de Corse, 2011.
- [21] R.F. Mann, J.C. Amphlett M.A.I. Hooper, H.M. Jensen, B.A. Peppley, P.R. Roberge, "Development and application of a generalized steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell," *Journal of Power Sources*, vol. 86, pp. 173-180, 2000.
- [22] A. Ursúa, P. Sanchis, "Static-dynamic modelling of the electrical behaviour of a commercial advanced alkaline water electrolyser," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, pp 18598-18614, 2012.
- [23] F. Meziane, F. Khellaf, A. Chellali, "Study and dimensioning of a wind-electrolyzer-fuel cell system for the power supply of an isolated site," *Revue des Energies Renouvelables*, 2012.
- [24] B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K.E. Hemsas, "Design and control of a stand-alone hybrid power system," *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 1-12, 2016.
- [25] Z.S. Eddine, "Modélisation et étude d'un système d'énergie éolienne relié au réseau," Thèse de Master, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie, 2017.
- [26] B.S. Eddine, "Contribution à l'étude d'une installation photovoltaïque avec stockage connectée au réseau électrique," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri, Constantine, Algérie, 2018.
- [27] B.A.E. Moubarek, "Onduleur triphasé commandé par la stratégie d'élimination d'harmonique," Thèse de Magister, Université d'Oran, Algérie, 2010.
- [28] B. Madaci, "Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multisystèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri, Constantine, Algérie, 2018.
- [29] T. Benmiloud, "Commande du moteur asynchrone avec compensation des effets des variations paramétriques," Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, Algérie, 2012.
- [30] Z. Laid, "Étude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau," Thèse de doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [31] Y. Bouzelata, E. Kurt, N. Altin, R. Chenni, "Design and simulation of a solar supplied multifunction active power filter and a comparative study on the current-detection algorithms," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 1114-1126, 2015.
- [32] B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K.E. Hemsas, "Comparison of two maximum power point tracking techniques applied to a photovoltaic system," *ECRES'2015, 3rd European Conference on Renewable Energy Systems*, Antalya, Turkey, 2015.
- [33] S. Charfi, M. Chaabene, "A comparative study of MPPT techniques for PV systems," *IREC'2014, 5th International Renewable Energy Congress*, Hammamet, Tunisia, 25-27 March 2014.
- [34] K. Ishaque, Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 475-488, 2013.

- [35] S.K. Kollimalla, M.K. Mishra, "A Novel Adaptive P&O MPPT Algorithm Considering Sudden Changes in the Irradiance," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, September 2014.
- [36] J.J. Nedumgatt, K.B. Jayakrishnan, S. Umashankar, D. Vijayakumar, D.P. Kothari, "Perturb and observe MPPT algorithm for solar PV systems-modeling and simulation," 2011 Annual IEEE India Conference, pp. 1-6, 2011.
- [37] H. Bounechba, A. Bouzid, H. Snani, A. Lashab, "Real time simulation of MPPT algorithms for PV energy system," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 83, pp. 67-78, 2016.
- [38] P.V. Rao, K.R. Sudha, S.P. Devi, "Incremental conductance (IncCond) algorithm for Maximum Power Operating Point (MPOP) of Photo-Voltaic (PV) power generation system," *American Journal of Engineering Research*, pp. 334-342, 2013.
- [39] C. Li, Y. Chen, D. Zhou, J. Liu, J. Zeng, "A High-Performance Adaptive Incremental Conductance MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems," *Energies*, 2016.
- [40] T.P. Andrianantenaina, S. Moussa, S.J. Rachidha, J.N. Razafinjaka, C.B. Andianirina, "Optimisation du rendement énergétique d'un système photovoltaïque par algorithme MPPT flou," *ResearchGate*, 2014.
- [41] M. Hadjab, D. Asma, "Développement des performances d'un système photovoltaïque," Thèse de Magister, Université Djillali Liabes, Sidi Bel Séminaire sur l'Energie, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, *ResearchGate*, March 2012.
- [42] W. Ping, D. Hui, D. Changyu, Q. Shengbiao, "An improved MPPT algorithm based on traditional incremental conductance method," *PESA'2011, 4th International Conference on Power Electronics Systems and Applications*, pp. 1-4, 2011.
- [43] C. Chiu, Y. Ouyang, "Robust Maximum Power Tracking Control of Uncertain Photovoltaic Systems: A Unified-S Fuzzy Model-Based Approach," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 19, no. 6, November 2011.
- [44] M. Mesaoud, "Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents," Thèse de Magister de l'Université de Batna, Algérie, 2008.
- [45] R. Ramaprabha, V. Gothandaraman, K. Kanimozhi, R. Divya, B.L. Mathur, "Maximum power point tracking using GA-optimized artificial neural network for solar PV system," *ICEES'2011 1st International Conference on Electrical Energy System*, pp. 264-268, 2011.
- [46] A. Tumma, V. Gade, P. Balasubramanian, "Study on using maximum power point algorithms to improve the efficiency of solar energy storage for unmanned aerial vehicles," *International Journal of Electrical, Electronics and Data Communication*, vol. 1, no. 8, pp. 49-54, October 2013.
- [47] D. Djalel, G. Moatazbillah, "Behavior Study of PVG via Designing of a Solar Simulator Software," *IREC'2014, 5th International Renewable Energy Congress*, Hammamet, Tunisia, 25-27 March 2014.
- [48] A. Mirecki, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [49] M.M. Chowdhury, "Modelling and control of direct drive variable speed wind turbine with Interior Permanent Magnet Synchronous Generator," PhD Thesis, University of Tasmania, 2014.

- [50] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouro, "Power conversion and control of wind energy system," John Wiley & Sons, 2011.
- [51] Z.S. Eddine, "Modélisation et étude d'un système d'énergie éolienne relié au réseau," Thèse de Master, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie, 2017.
- [52] S. Tamalouzt, N. Benyahia, T. Rekioua, D. Rekioua, R. Abdessemed, "Performances analysis of WT-DFIG with PV and fuel cell hybrid power sources system associated with hydrogen storage hybrid energy System," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 41, 2016.
- [53] R.M. Mohammad, F.R. Mohd, A.G. Ali, W.M. Mohd, "Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: a review," Renew Sustain Energy Revue, vol. 54, 2016.
- [54] M.H. Mahmoud, S. Tomonobu, O. Mohamed, A.A.W. Mohamed, M.H. Mohamed, "Control of a stand-alone variable speed wind energy supply system," Applied Sciences, vol. 3, 2013.
- [55] T. Benmiloud, "Commande du moteur asynchrone avec compensation des effets des variations paramétriques," Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, Algérie, 2012.
- [56] N. Kroutikova, C.A. Hernandez-Aramburo, T.C. Green, "State-space model of grid-connected inverters under current control mode," IET Electric Power Applications, vol. 1, no. 3, pp. 329-338, May 2007.
- [57] M. Messaoud, "Modélisation et optimisation de système de production d'énergie renouvelable couplé au réseau," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri, Constantine, Algérie, 2012.

Chapitre 3

Simulation et commande d'un SEH couplé au réseau électrique

3.1. Introduction

Les systèmes micro-grid à base de sources d'énergie renouvelables génèrent de plus en plus d'intérêt ces dernières années. Cependant, pour faire face aux variations de puissance tant rapides que lentes, l'utilisation d'un système de stockage d'énergie (SSE) semble être une solution pertinente pour atténuer les effets des fluctuations de ces énergies. Par ailleurs, pour faire face à ces variations de puissance, le SSE doit avoir une densité de puissance et d'énergie plus-au moins élevée pour pouvoir procurer une autonomie effective au micro-réseau. En raison de ces diverses dynamiques, il est nécessaire d'utiliser plus d'une technologie de stockage pour créer un système hybride de stockage d'énergie (HESS) [1].

Une stratégie de supervision de l'énergie est proposée en fonction des sources d'énergie disponibles, de la consommation d'énergie et de l'état de la charge de la batterie sur un intervalle de 24 heures, afin d'assurer le bon déroulement de l'algorithme.

Un contrôle de synchronisation des convertisseurs connectés au réseau est développé dans le but d'extraire et d'injecter le maximum de puissance du système hybride. Le contrôle de la puissance, ainsi que la modélisation et la simulation ont été effectués à partir du logiciel Matlab/Simulink. Les grandeurs de réglage de la tension sont la valeur efficace, la fréquence et la phase. Ce contrôle permettra d'injecter la puissance active désirée et de régler la tension au point de raccordement du réseau.

L'objectif principal ici poursuivi est la proposition d'un micro-réseau hybride de production d'énergie dont les éléments de base sont : un aérogénérateur (à machine synchrone à aimant permanent), associé à un générateur PV, une pile à combustible, un électrolyseur et une batterie. Ces différents éléments étant interconnectés sur un bus continu par des interfaces statiques (pour des besoins d'optimisation, d'adaptions de sources, etc.). Le bus continu est relié au réseau électrique et aux charges alternatives également via une interface statique. Dans le but d'assurer une meilleure qualité d'énergie ainsi que la compensation du réactif, un compensateur d'harmoniques sera intégré.

La présentation du système hybride considéré permet de définir les caractéristiques de chacun de ses composants avant de réaliser différentes simulations permettant de montrer leur comportement en régimes permanents et transitoires.

3.2. Système de supervision du système hybride

Pour répondre à la problématique de gestion de l'énergie, nous proposons une stratégie permettant le meilleur fonctionnement possible du système. Elle consiste à déterminer pour chaque instant la puissance de la batterie P_{bat} , le courant optimal de la pile à combustible I_{fc} et de l'électrolyseur I_{el} de manière à répondre au mieux à la demande énergétique tout en respectant les contraintes propres de fonctionnement de chaque source et de performance du système. Pour y répondre, il est nécessaire d'imposer une loi de commande qui permettra un contrôle efficace des événements se produisant sur le bus continu. La stratégie de gestion représente un élément véritablement crucial dans la performance atteinte dans la situation d'un système hybride. Voici les règles de fonctionnement mises en œuvre :

- Si l'énergie générée par les générateurs éolien et photovoltaïque est inférieure à la demande de la charge, dans ce cas la batterie intervient pour fournir le complément d'énergie nécessaire afin de couvrir la demande exigée par la charge jusqu'à sa limite fonctionnelle. A ce moment, la pile à combustible est mise en marche et fournit de l'énergie en fonction du stock de dihydrogène disponible ;
- Si la puissance générée par les deux sources renouvelables est grande par rapport à la demande, alors il sera possible d'alimenter la charge et le surplus de puissance sera stocké dans la batterie jusqu'à sa valeur maximale. Si cette dernière atteint sa limite de charge, alors l'électrolyseur est mis en marche pour produire du dihydrogène jusqu'à ce que le réservoir soit plein.

Le principe de cette stratégie de gestion est résumé dans le diagramme de la figure 3.1.

3.3. Contrôle de synchronisation du convertisseur sur le réseau

Afin de pouvoir connecter le système hybride au réseau, la tension de sortie de l'onduleur doit avoir la même fréquence que celle du réseau pour chacune des trois phases. Pour y répondre il faut une synchronisation.

La méthode de synchronisation, appliquée dans notre étude, entre l'onduleur et le réseau est à base de PLL (Phase Locked Loop) qui produit en sortie, un signal synchronisé en phase et en fréquence avec le signal d'entrée en utilisant une boucle de contre-réaction négative.

La PLL contrôle et assure que l'erreur dans la phase entre l'entrée et la sortie est gardée au minimum et que les fréquences de l'entrée et de la sortie sont les mêmes.

En général le bloc PLL de base est composé de trois composants : un détecteur de phase, un filtre de boucle et un oscillateur commandé en tension (figure 3.2).

Les différents blocs de contrôle du système hybride connecté au réseau électrique se fondent sur les informations fournies par la PLL pour régler leurs signaux de commande.

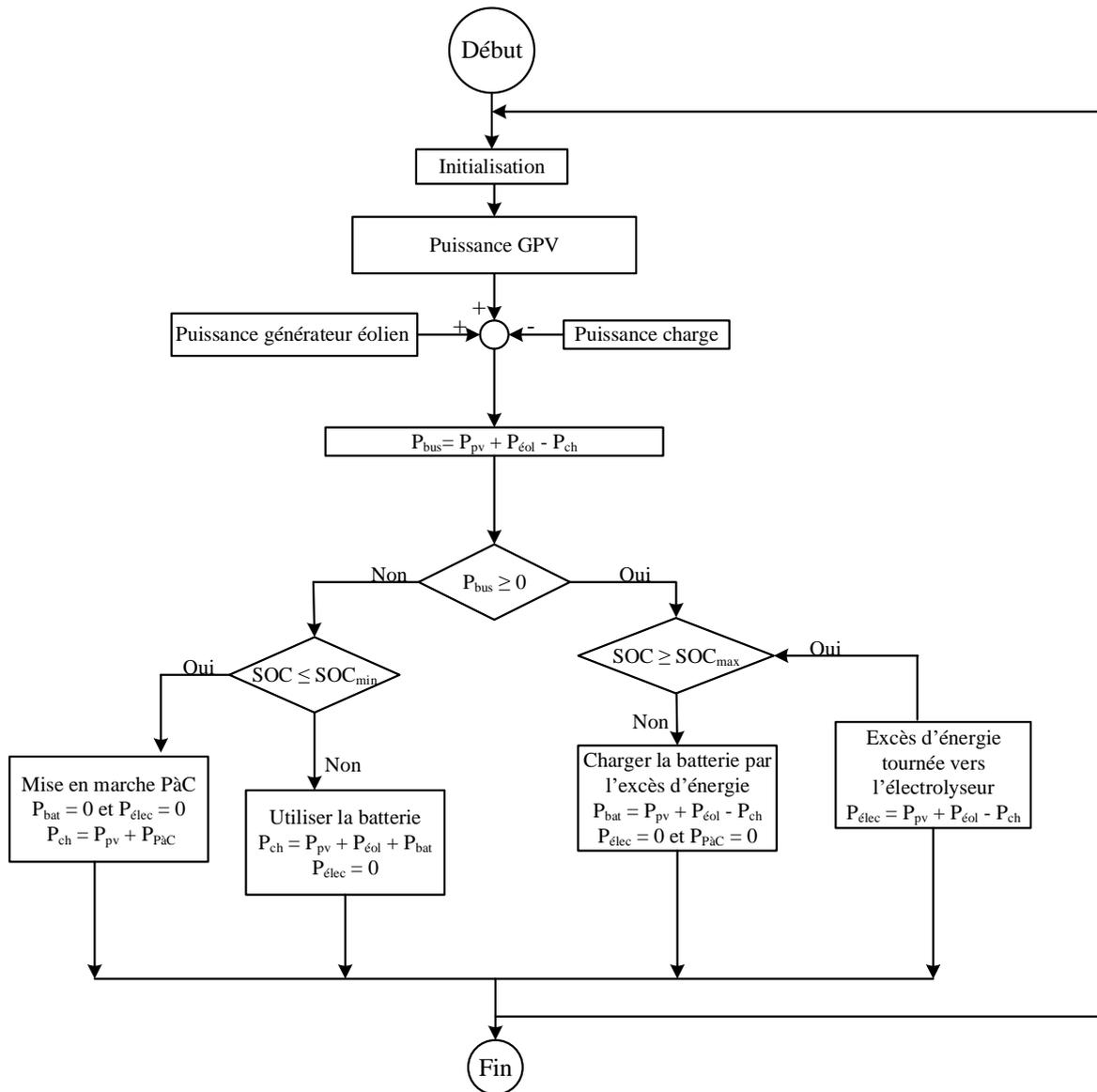


Figure 3.1. Organigramme de la stratégie de gestion d'énergie.

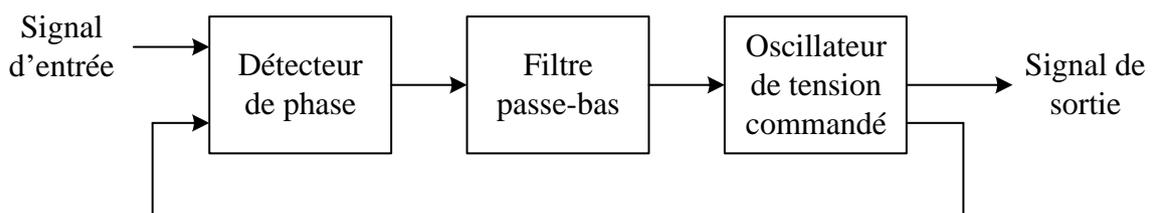


Figure 3.2. Organigramme de la stratégie de gestion d'énergie.

La PLL calcule la fréquence du réseau par la transformation des trois tensions dans le domaine de Park en ses composantes d-q, puis force la composante en quadrature V_q à être nulle pour éliminer le couplage des termes des puissances active et réactive [2]. Pour effectuer cette tâche, un contrôleur proportionnel-intégral (PI) est utilisé, comme illustré sur la figure 3.3, qui explique le principe de base mis en œuvre au niveau de la boucle à verrouillage de phase avec la transformation des tensions triphasées [3].

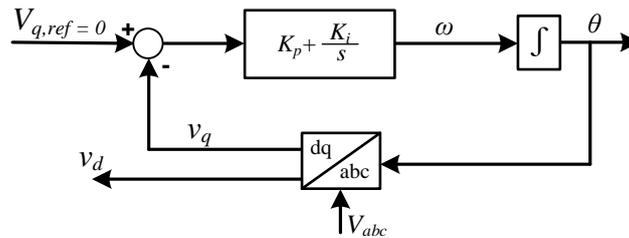


Figure 3.3. Boucle schématique d'une PLL [4].

La sortie du contrôleur PI est la pulsation de rotation ω . L'intégration de ce terme donne θ l'angle de rotation en radians. Le fonctionnement de la PLL est régi par les équations :

$$\omega = K_p \cdot V_q + K_i \cdot \int V_q \cdot dt$$

$$\theta = \int \omega \cdot dt$$
(3-1)

Pour expliquer d'une manière générale cette commande, nous avons considéré un onduleur connecté au réseau, via une résistance R_r et une inductance L_r , comme indiqué sur la figure 3.4.

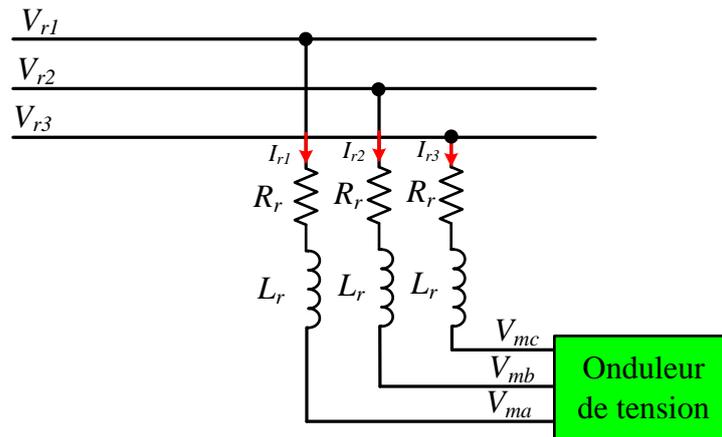


Figure 3.4. Schéma d'un onduleur connecté au réseau.

Nous obtenons les équations suivantes :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_r}{L_r} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_r}{L_r} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \cdot \begin{bmatrix} V_{r1} - V_{ma} \\ V_{r2} - V_{mb} \\ V_{r3} - V_{mc} \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

En passant par la transformation de Park, l'équation 3-2, s'écrit de la manière suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_r}{L_r} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \cdot \begin{bmatrix} V_{dr} - V_{dm} \\ V_{qr} - V_{qm} \end{bmatrix} \quad (3-3)$$

Pour souligner les avantages du système de contrôle, l'algorithme Watt-Var découplé classique est présenté brièvement (figure 3-5). Il a comme but d'imposer les valeurs des puissances active et réactive injectées au réseau de distribution.

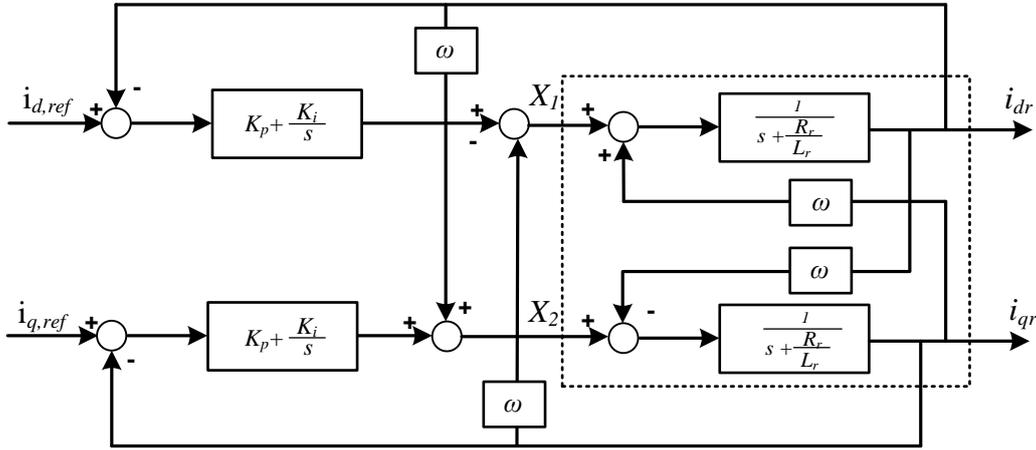


Figure 3.5. Schéma-bloc de la méthode Watt-Var découplé [4].

On peut détailler le système d'équations précédent sous la forme :

$$\begin{aligned} \frac{R_r}{L_r} \cdot i_{dr} + \frac{di_{dr}}{dt} &= \frac{V_{dr} - V_{dm}}{L_r} + \omega \cdot i_{qr} \\ \frac{R_r}{L_r} \cdot i_{qr} + \frac{di_{qr}}{dt} &= \frac{V_{qr} - V_{qm}}{L_r} - \omega \cdot i_{dr} \end{aligned} \quad (3-4)$$

où apparaissent les deux variables auxiliaires X_1 et X_2 :

$$\begin{aligned} X_1 &= \frac{1}{L_r} \cdot (V_{dr} - V_{dm}) \\ X_2 &= \frac{1}{L_r} \cdot (V_{qr} - V_{qm}) \end{aligned} \quad (3-5)$$

Les deux variables X_1 et X_2 sont les sorties de deux contrôleurs PI et sont déduits des courants de référence $i_{d,ref}$ et $i_{q,ref}$ qui représentent, les références des courants actif et réactif :

$$\begin{aligned} X_1 &= \left(K_p + \frac{K_i}{s}\right) \cdot (i_{d,ref} - i_{dr}) - \omega \cdot i_{qr} \\ X_2 &= \left(K_p + \frac{K_i}{s}\right) \cdot (i_{q,ref} - i_{qr}) + \omega \cdot i_{dr} \end{aligned} \quad (3-6)$$

A partir des références des puissances calculées dans le référentiel de Park [5] :

$$\begin{cases} P_{ref} = \frac{3}{2} \cdot (V_{dr} \cdot i_{d,ref} + V_{qr} \cdot i_{q,ref}) \\ Q_{ref} = \frac{3}{2} \cdot (V_{qr} \cdot i_{d,ref} - V_{dr} \cdot i_{q,ref}) \end{cases} \quad (3-7)$$

on en déduit :

$$\begin{cases} i_{d,ref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P_{ref} \cdot V_{dr} + Q_{ref} \cdot V_{qr})}{V_{dr}^2 + V_{qr}^2} \\ i_{q,ref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P_{ref} \cdot V_{qr} - Q_{ref} \cdot V_{dr})}{V_{dr}^2 + V_{qr}^2} \end{cases} \quad (3-8)$$

On remarque que si on annule la tension quadratique V_{qr} , $i_{d,ref}$ et $i_{q,ref}$ sont des images respectivement des puissances active et réactive.

Le diagramme de calcul des références des courants et de leur régulation par cette méthode est donné sur la figure 3-6 où le régulateur est celui de la figure 3-5.

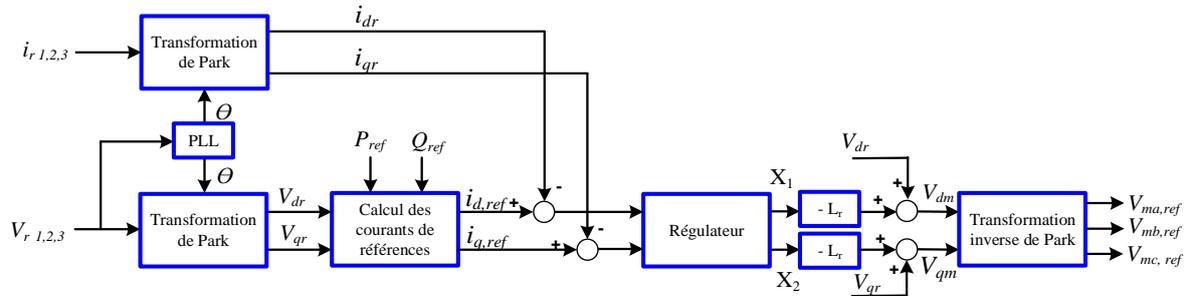


Figure 3.6. Schéma global de commande par la méthode Watt-Var découplée [6].

Le schéma général de la connexion au réseau et de la commande de l'onduleur est détaillé sur la figure 3.7. Une boucle à verrouillage de phase PLL est utilisée pour synchroniser la fréquence et la phase. Ainsi, lorsque le système est dans un régime établi, la composante directe V_{dr} en sortie de la transformation de Park est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique V_{qr} est nulle. Ainsi, les équations 3.9 font apparaître $I_{d,ref}$ comme une image directe de la puissance active et $I_{q,ref}$ comme une image de la puissance réactive.

Les composantes du courant sont comparées avec leur référence. Les écarts passent par les régulateurs, qui donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère d-q. En passant par la transformation inverse de Park, nous obtenons les références de la MLI pour commander l'onduleur de tension.

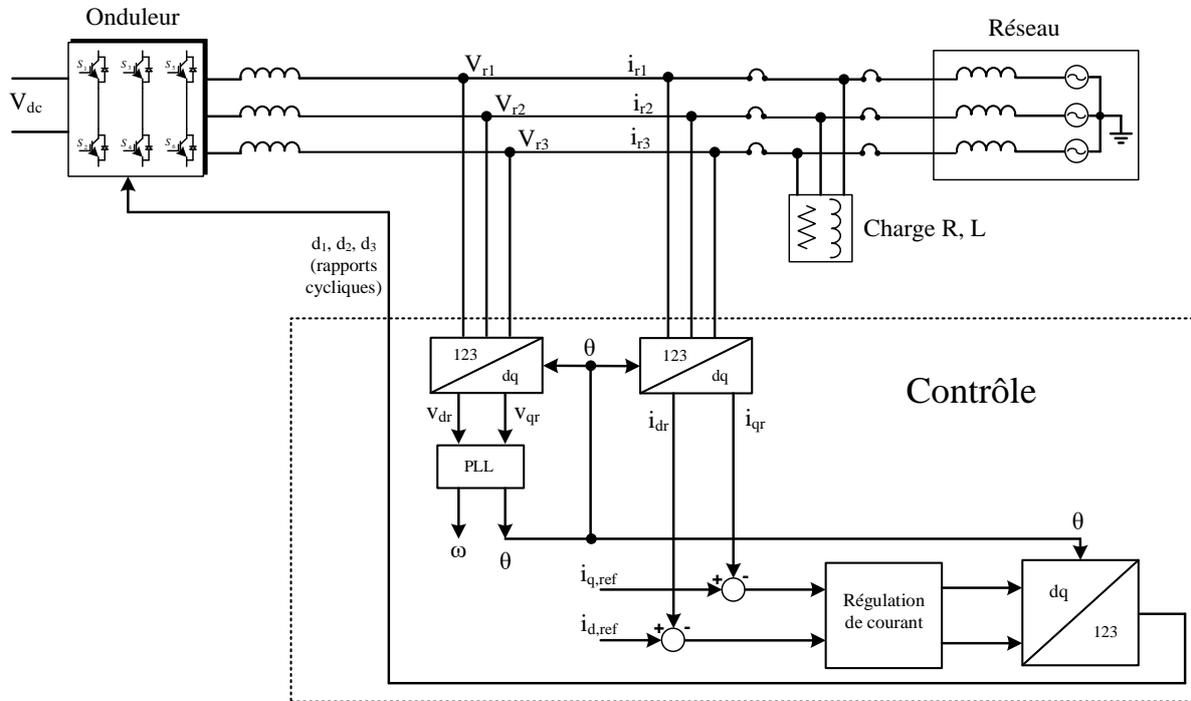


Figure 3.7. Schéma synoptique de commande de la connexion au réseau.

3.4. Propagation des harmoniques dans le réseau

Le réseau de distribution est composé de lignes et de transformateurs. Etant donné que l'impédance des charges est nettement plus grande que celle des lignes, une part importante du courant harmonique tend à circuler en direction des postes sources (les courants harmoniques remontent à la source car ils suivent le parcours le moins impédant). De même la propagation des harmoniques de courant se ramène à l'étude d'un simple diviseur étant donné que le jeu de barre HTA apparait au niveau du départ comme une source de tension.

Des normes et réglementations ont été définies dans le but :

- D'épargner à l'utilisateur de l'énergie électrique, les désagréments engendrés par la présence des harmoniques.
- D'assurer la longévité et la sécurité des différents équipements constituant le réseau ou qui sont branchés sur ce dernier.

Des normes fixant un seuil d'injection harmonique à ne pas dépasser existent. Ces normes ont été élaborées par différents organismes. Ces derniers peuvent être nationaux, comme l'UTE-CEF (Union Technique de l'Electricité - Comité Electrotechnique Français), européens, notamment le CENELEC (Comité Européen de Normalisation en Electronique et en Electrotechnique) ou internationaux, comme la CEI (Commission Electrotechnique Internationale). Le tableau 3.1 montre les limites des taux de distorsion en courant lors de l'injection de courant dans un réseau de distribution, telles quelles sont définies par la CEI.

Rang de l'harmonique	Limite de distorsion
THD (toutes les harmoniques)	5 %
de la 3 ^{ème} à la 9 ^{ème}	< 4%
de la 11 ^{ème} à la 15 ^{ème}	< 2%
de la 17 ^{ème} à la 21 ^{ème}	< 1,5%
de la 23 ^{ème} à la 33 ^{ème}	< 0,6%
>33 ^{ème}	< 0,3%
Harmoniques pairs	25% des limites ci-dessus

Tableau 3.1. Limites des taux de distorsion d'harmoniques lors de l'injection de courant dans le réseau.

3.5. Simulateur du système hybride raccordé au réseau

La chaîne de conversions du SEH est simulée en considérant :

- Les deux sources PV de 14 kW et éolien de 8 kW sont les sources principales ;
- La batterie est utilisée à la fois comme une source dans le cas d'un déficit de production, et comme une charge dans le cas d'une surproduction ;
- La pile combustible est considérée comme une source de secours ;
- L'électrolyseur est considéré comme une charge auxiliaire pour dissiper le surplus de production ;
- Les charges principales sont en DC la batterie et en AC la charge alternative, le réseau pouvant jouer le rôle de charge en cas de surplus de production ou de source en cas de manque.

L'ensemble est simulé sous Matlab/Simulink/Simpower comme le montre la figure 3.8. Les blocs de simulation sont détaillés dans les annexes A1 à A5 en fin de ce document.

Les paramètres des différents composants utilisés sont résumés dans les tableaux 3.2 à 3.7.

Grandeur	Valeur
Photocourant de référence (I_{ph_ref})	9,9 A
Courant de fuite de référence (I_{o_ref})	$2,89 \cdot 10^{-8}$ A
Résistance série (R_s)	$2,68 \cdot 10^{-3}$ Ω
Résistance parallèle (R_p)	1000 Ω
Courant au point de puissance max (I_{pm})	9,38 A
Tension au point de puissance max (V_{pm})	32 V
Tension en circuit ouvert (V_{oc_ref})	39,42 V
Température de fonctionnement (T_C)	-40 à +85 °C
Coefficient de température de V_{oc} (β)	-0,4 % °C ⁻¹
Coefficient de température de I_{sc} (μ_{sc})	0,042 % °C ⁻¹
NOCT (température de référence de fonctionnement de la cellule)	45 °C

Tableau 3.2. Caractéristiques du module PV SOLUXTEC 300 [7].

Grandeur	Valeur
Masse volumique de l'air (ρ)	1,225 kg/m ³
Résistance statorique de la turbine (R)	2,3 Ω
Inertie de la turbine (J)	8 kg/m ²
Constant de couple (K_{opt})	3,2475 Nm/s ²
Résistance statorique (R_s)	0,425 Ω
Flux efficace (Φ)	0,433 Wb
Inductance statorique dans les axes d-q (L)	8,2 mH
Rapport de vitesse optimal (λ_{opt})	8,1
Nombre de pôles (p)	10

Tableau 3.3. Paramètres de la turbine et de la génératrice à aimant permanent [8].

Grandeur	Valeur
Nombre de cellules	120
I_{fc_nom} (courant nominal)	100 A
V_{fc_nom} (tension nominale)	70 V

Tableau 3.4. Paramètres de la pile à combustible de 7 kW [9].

Grandeur	Valeur
Nombre de cellules	90
I_{elec_nom} (courant nominal)	45 A
V_{elec_nom} (tension nominale)	155 V
Pression de sortie de l'hydrogène	5 bars

Tableau 3.5. Paramètres de l'électrolyseur 7 kW.

Grandeur	Valeur
Tension de la batterie	48 V
Capacité de la batterie	45 Ah
Résistance de la batterie	0,1 Ω

Tableau 3.6. Paramètres d'un élément de batterie [10-11].

Grandeur	Valeur
Inductance de filtrage	1 mH
Résistance de filtrage	10 m Ω
Inductance de la charge	0,3 mh
Résistance de la charge	5 Ω
Tension de phase	220 V
Fréquence	50 Hz

Tableau 3.6. Paramètres de la charge et du réseau.

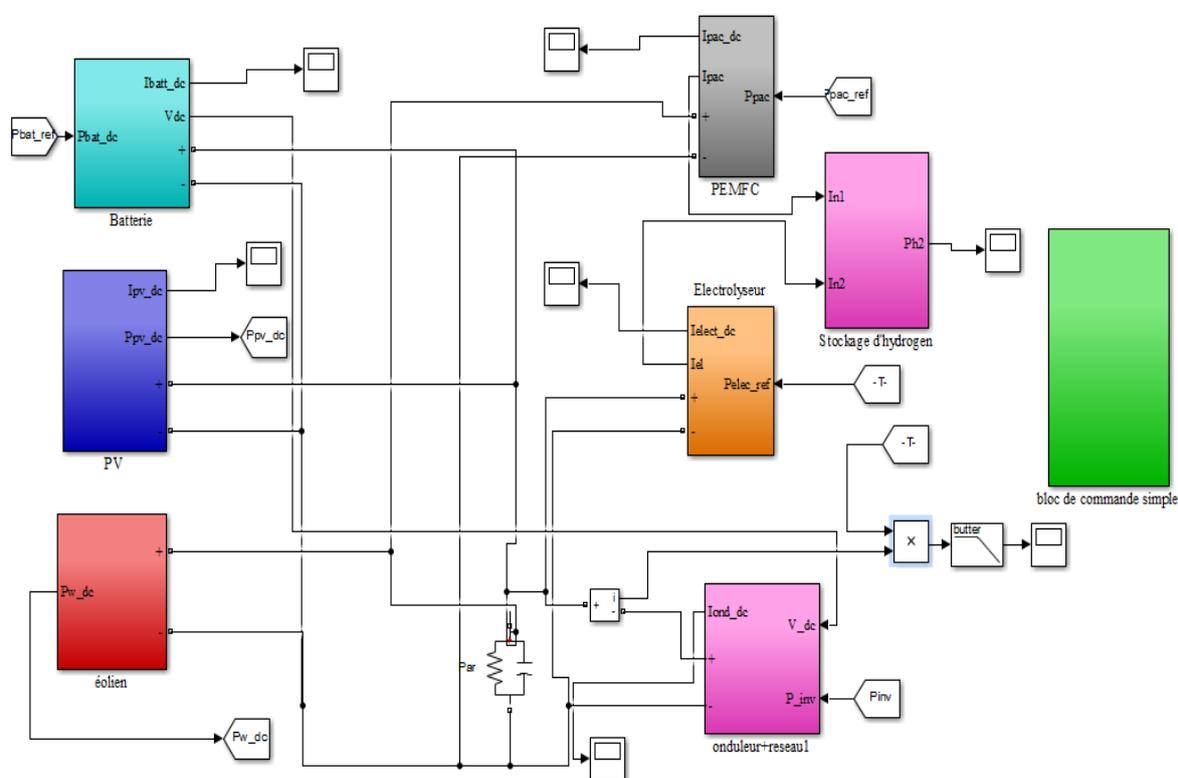


Figure 3.8. Structure générale des blocs des simulations du système hybride.

3.6. Résultats de simulation

La simulation va permettre de prédire le comportement du système hybride (PV/éolien/PàC/électrolyseur/batterie) connecté au réseau électrique. L'objectif est, pour une charge donnée de stocker ou de transférer au réseau le maximum d'énergie ou si la production ou le stockage disponible sont insuffisants, de consommer le minimum d'énergie sur le réseau.

On montre dans un premier temps comment fonctionne chacune des sources renouvelables en liaison avec le bus continu puis dans un deuxième temps avec l'électrolyseur et la pile à combustible.

Dans les différentes simulations présentées, la charge est constante et consomme 9 kW, le réseau intervenant si la ou les sources ne sont pas suffisantes.

Le système est piloté de sorte que la batterie stabilise la tension du bus DC et réponde aux transitoires rapides. Pour éviter que la pile à combustible et l'électrolyseur fonctionnent pour des puissances faibles et pour éviter des mises en marche intempestives nous avons imposé une puissance seuil pour leur démarrage. Cette puissance est de 1 kW dans notre cas. Le choix de cette valeur tient compte de la dynamique de ces sources.

Pour les sources éolienne et photovoltaïque, ce sont des transitoires qui sont présentés correspondant à une forte variation de la ressource.

Pour l'électrolyseur et la pile à combustible, ce sont des points de fonctionnement en régime permanent qui sont considérés, permettant de montrer leurs interactions avec les sources et la charge lors d'un surplus de ressource dans le cas de l'électrolyseur et lors d'un manque pour la pile à combustible.

3.6.1. Fonctionnement de la source éolienne sur le bus continu

La première série de résultats concerne un régime transitoire au niveau de l'éolienne. Le système simulé est celui de la figure 3.9 où sont connectés sur le bus continu, l'éolienne, la batterie et l'onduleur alimentant la charge triphasée et le réseau si nécessaire.

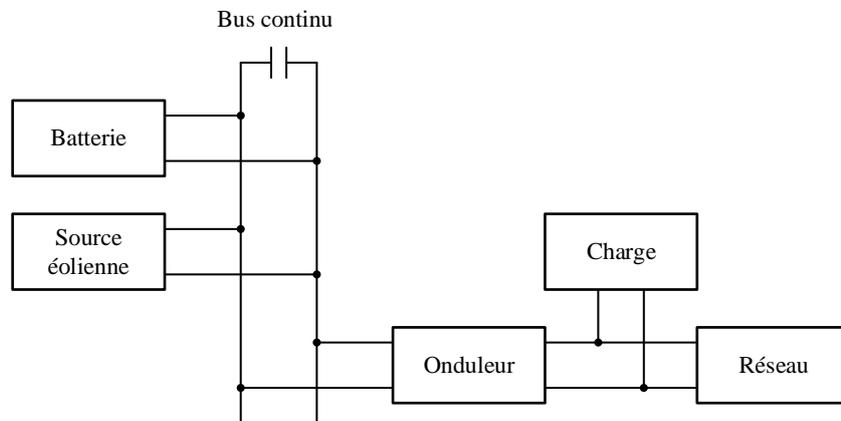


Figure 3.9. Fonctionnement de la source éolienne sur le bus continu, système simulé.

Les figures 3.10 et 3.11 présentent les résultats obtenus lors d'une chute brutale de la vitesse du vent qui passe de 12 m/s à 6 m/s.

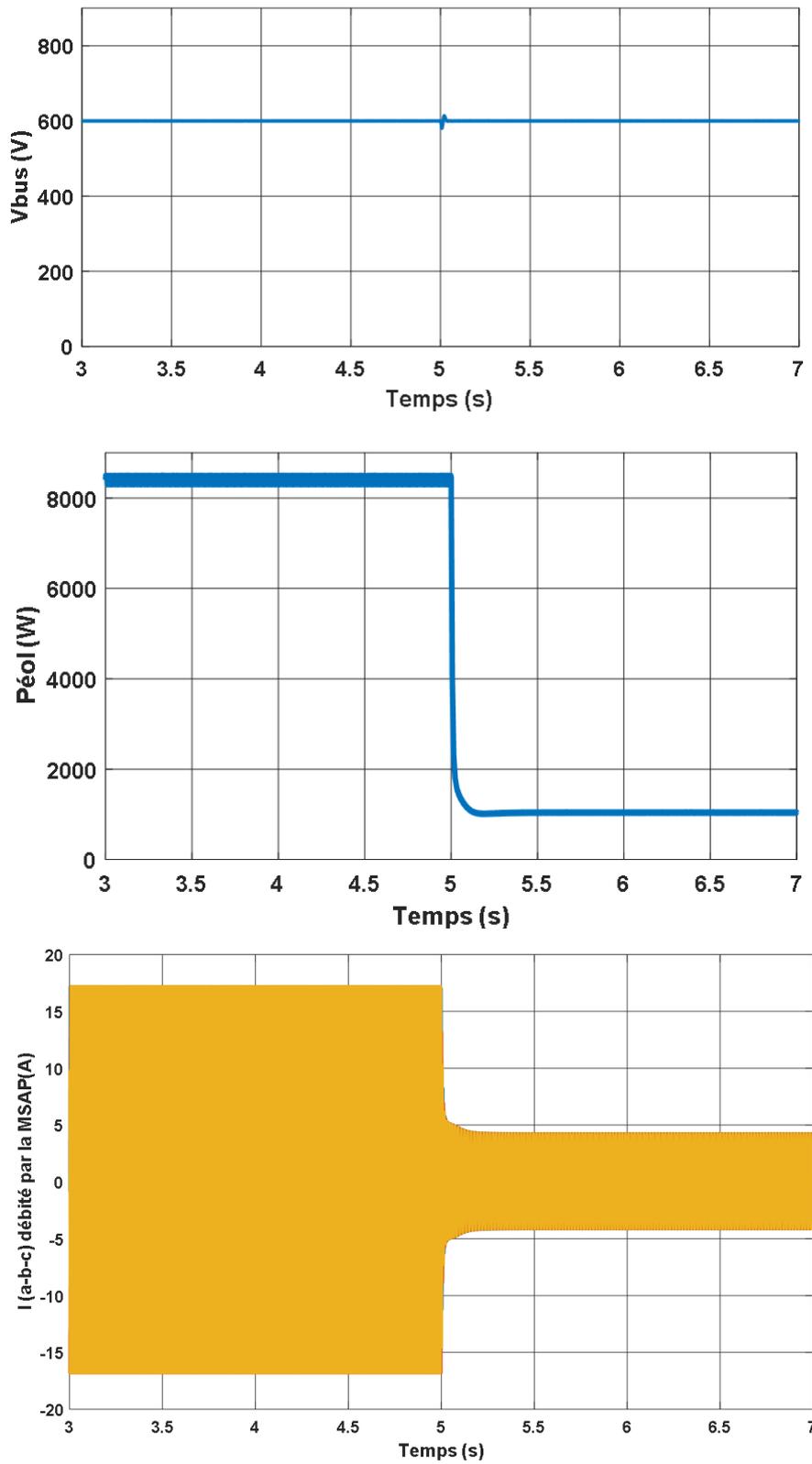


Figure 3.10. Réponse à un échelon de vent. De haut en bas : Tension du bus continu, puissance débitée par l'éolienne et courants de ligne de la génératrice.

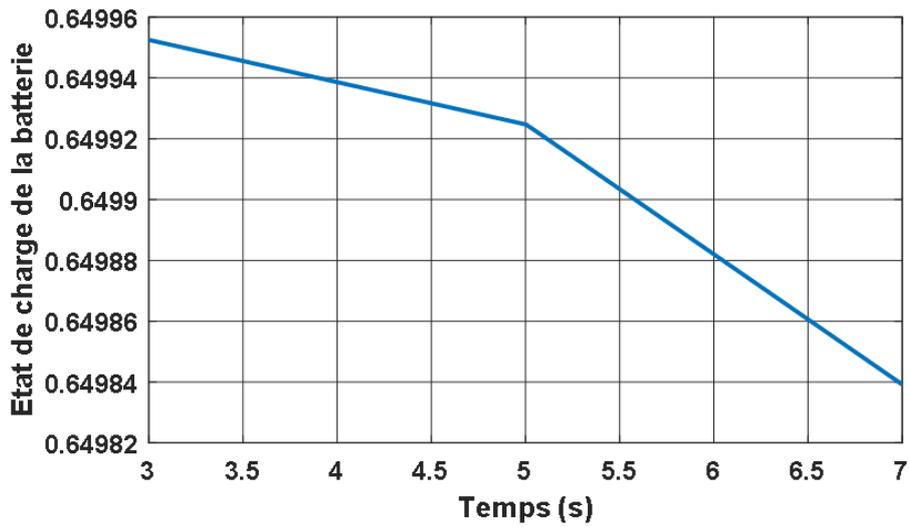
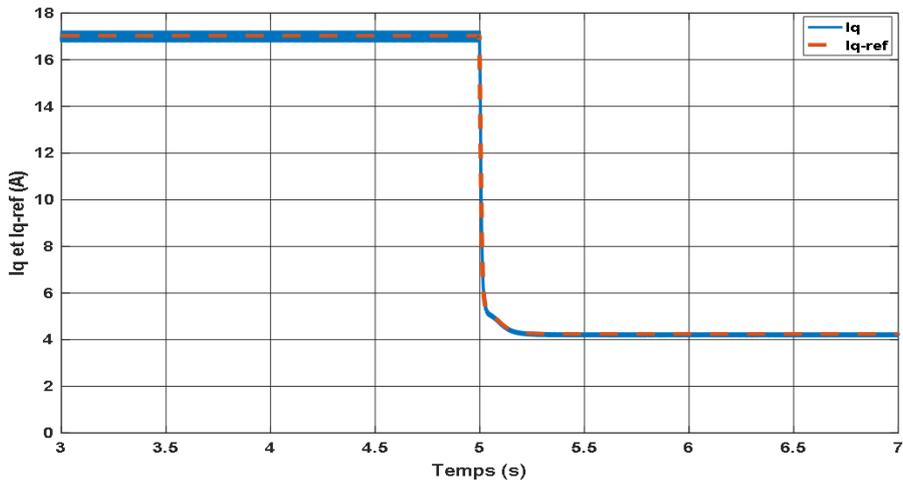
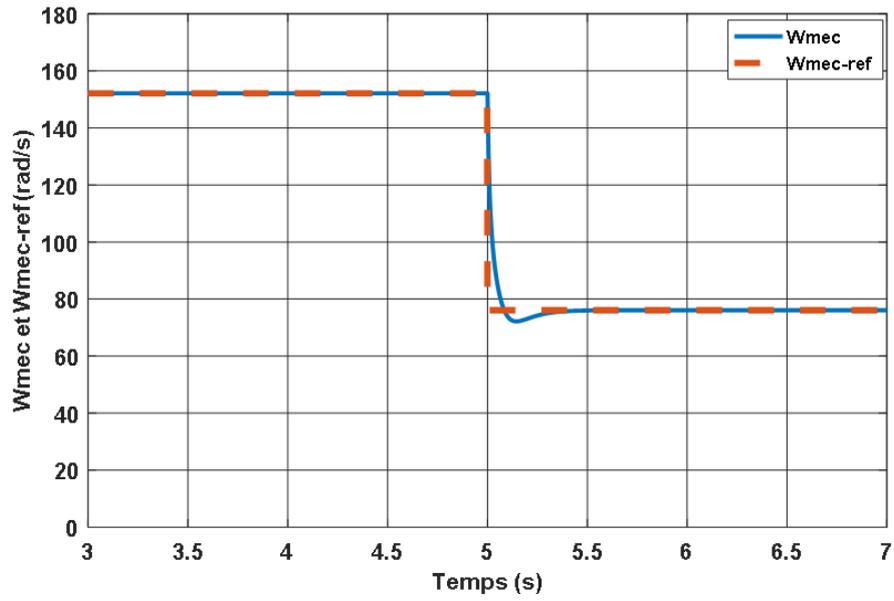


Figure 3.11. Réponse à un échelon de vent. De haut en bas : Vitesse de la génératrice, courant I_q dans la génératrice et état de charge de la batterie.

Avant l'échelon de vent, la puissance générée par l'éolienne est de 8,2 kW. La charge demandant 9 kW, le complément est fourni par la batterie qui se décharge légèrement.

Après la chute du vent, l'éolienne ne fournit plus que 0,9 kW et le complément est conjointement issu de la batterie et du réseau qui fournissent chacun un peu plus de 4 kW (figure 3.12). Comme on peut le constater sur la figure 3.11, la décharge de la batterie est dans cette deuxième zone beaucoup plus rapide.

Avant et après le transitoire, les résultats de la figure 3.12 sont conformes à la relation :

$$P_{éol} + P_{bat} + P_{rés} = P_{ch} \quad (3-9)$$

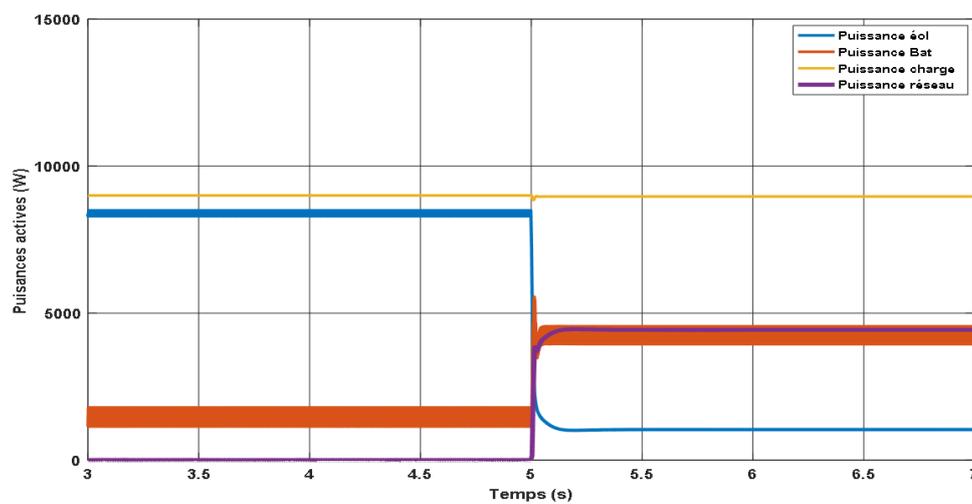


Figure 3.12. Réponse à un échelon de vent. Bilan des puissances.

3.6.2. Fonctionnement de la source photovoltaïque sur le bus continu

La deuxième série de résultats concerne un régime transitoire au niveau de la source photovoltaïque. Le système simulé est identique à la figure 3.9, la source éolienne ayant été remplacée par la source photovoltaïque (figure 3.13).

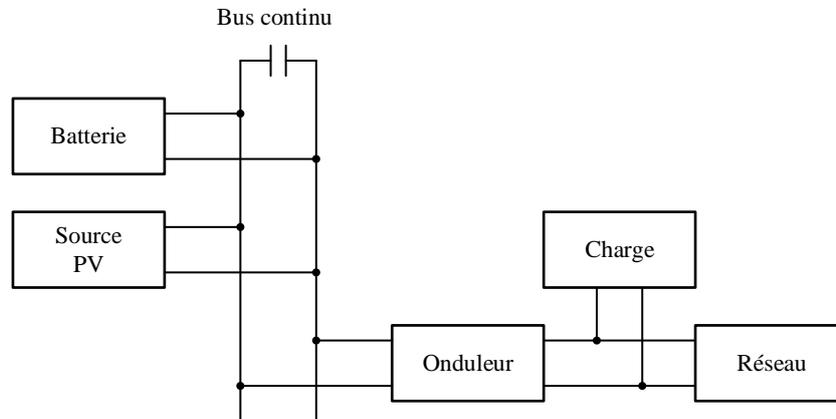


Figure 3.13. Fonctionnement de la source photovoltaïque sur le bus continu, système simulé.

On suppose que l'ensoleillement passe de 1000 W/m^2 à 400 W/m^2 en 0,5 seconde (figure 3.14) et les résultats obtenus lors de ce transitoire sont donnés sur les figures 3.15 et 3.16.

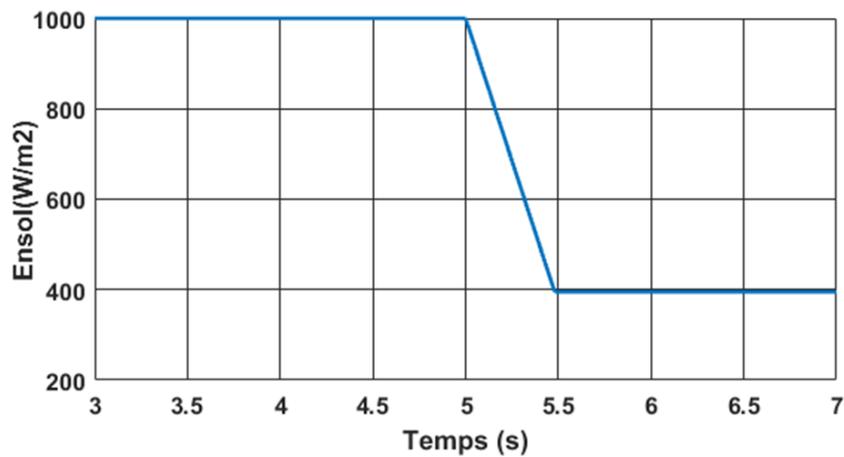


Figure 3.14. Variation de l'ensoleillement en 0,5 seconde.

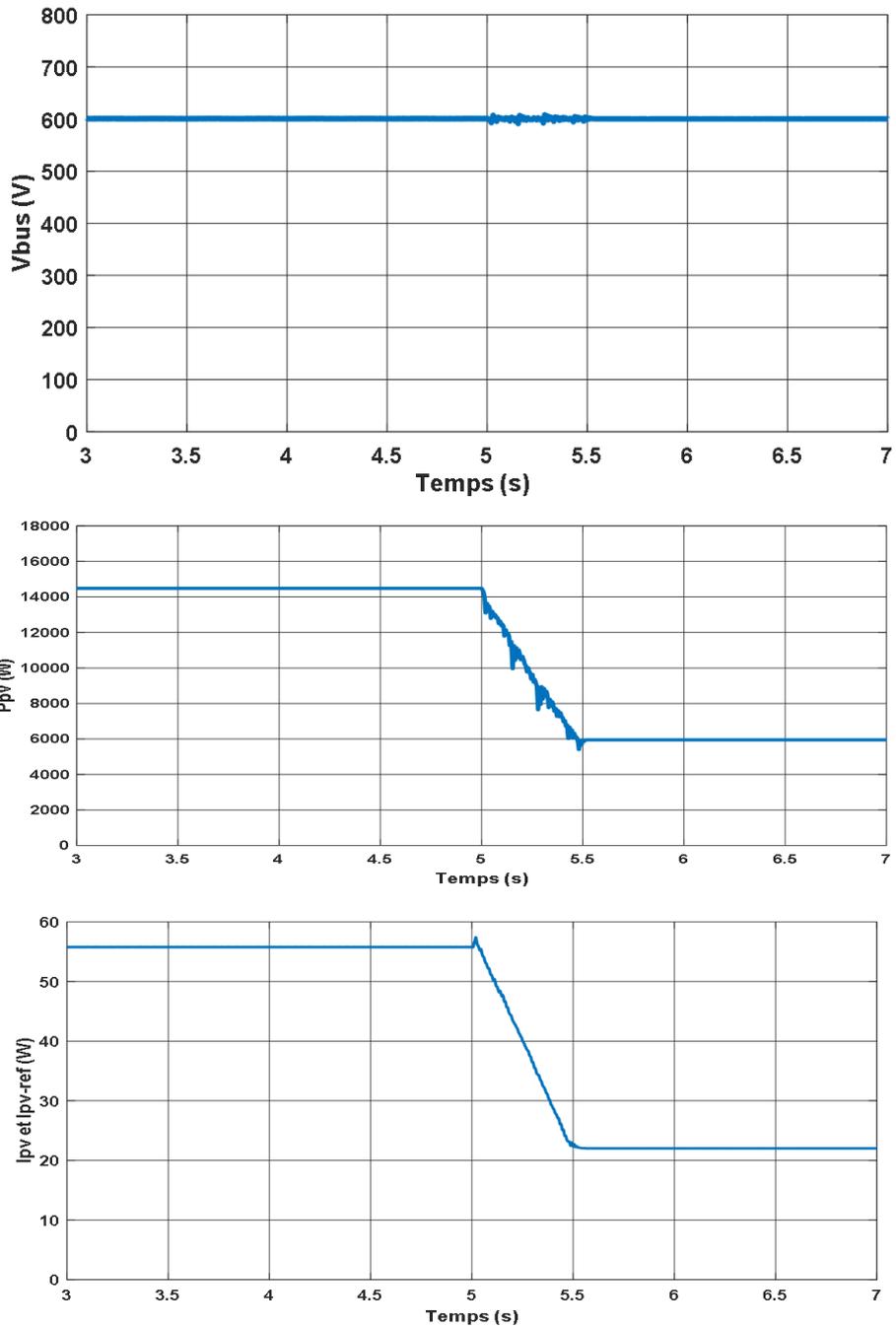


Figure 3.15. Réponse à une variation de l'ensoleillement. De haut en bas : Tension du bus continu, puissance débitée par la source PV et courant délivré par la source PV.

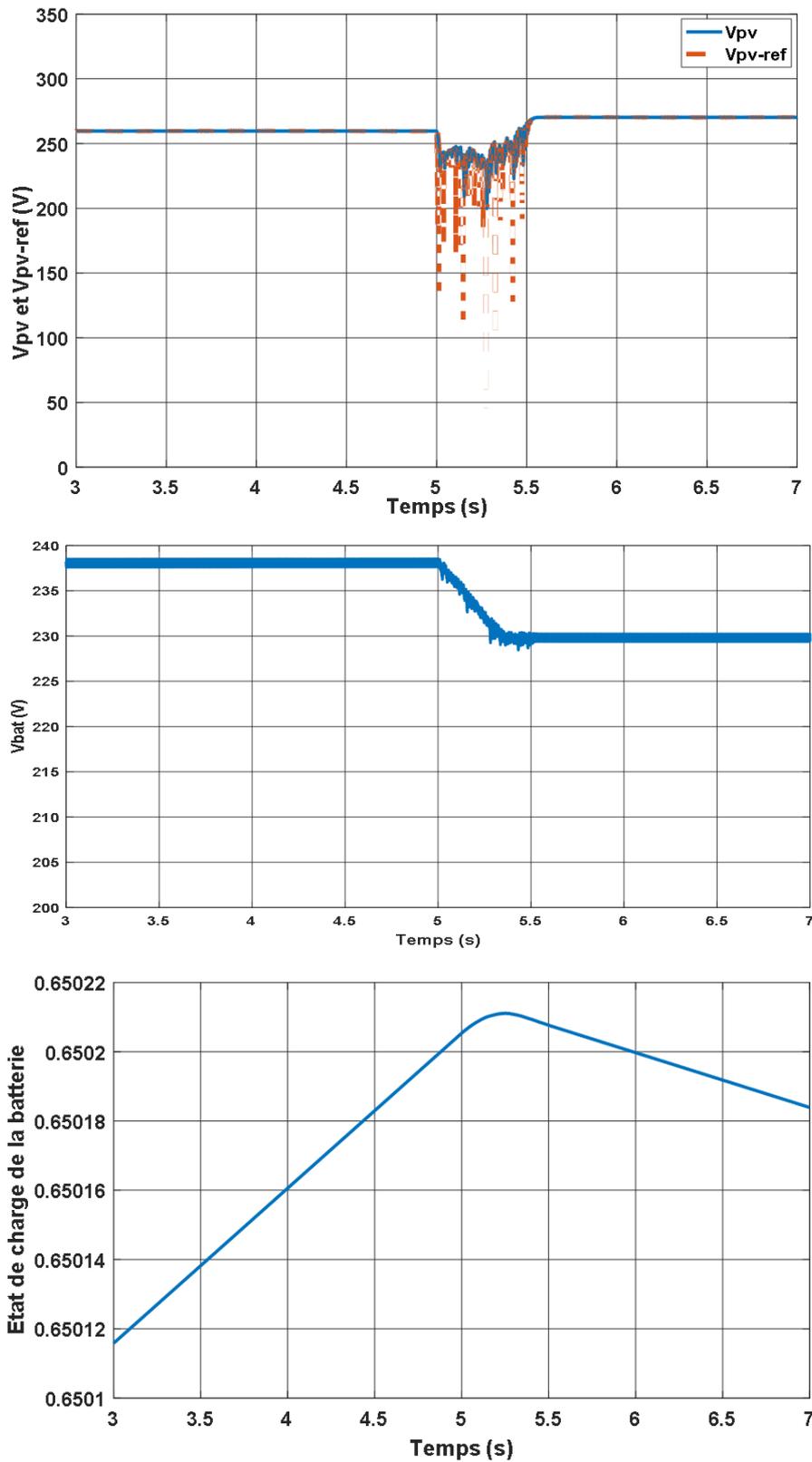


Figure 3.16. Réponse à une variation de l'ensoleillement. De haut en bas : Tension aux bornes de la source PV, tension aux bornes de la batterie et état de charge de la batterie.

Avant la baisse de l'ensoleillement, la source photovoltaïque fournit 14 kW, qui se partage entre 9 kW pour la charge et 5 kW pour la batterie, le réseau ne consommant rien.

Après la baisse de l'ensoleillement, la source photovoltaïque fournit 5,8 kW ce qui n'est pas assez pour la charge et ce sont la batterie et le réseau qui fournissent chacun de l'ordre de 1,6 kW.

Avant et après le transitoire, on retrouve une relation semblable à la relation 3-9 (figure 3.17) :

$$P_{pv} + P_{bat} + P_{rés} = P_{ch} \quad (3-10)$$

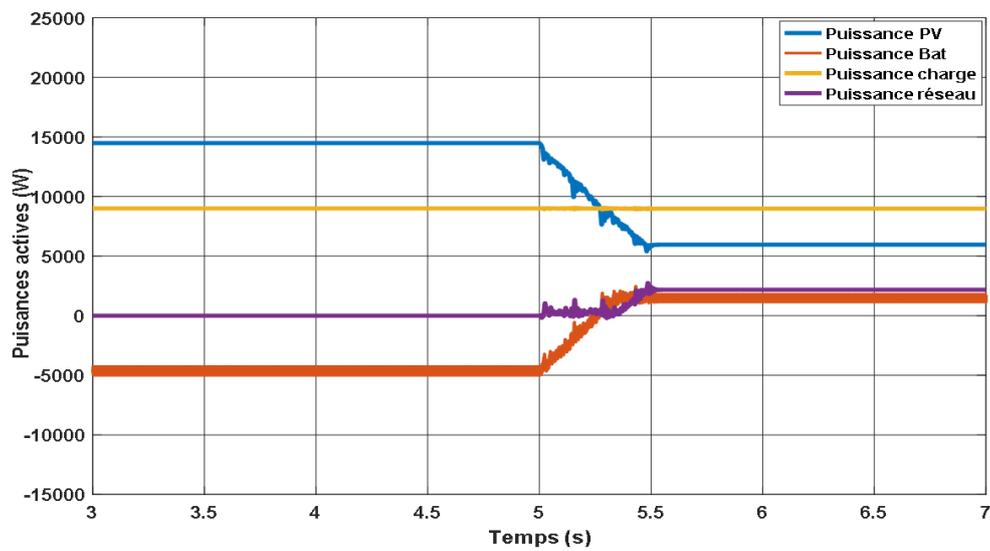


Figure 3.17. Réponse à une variation de l'ensoleillement. Bilan des puissances.

3.6.3. Fonctionnement de l'électrolyseur

La troisième série de résultats concerne le fonctionnement de l'électrolyseur. Celui-ci est associé aux deux sources éolienne et photovoltaïque (figure 3.18).

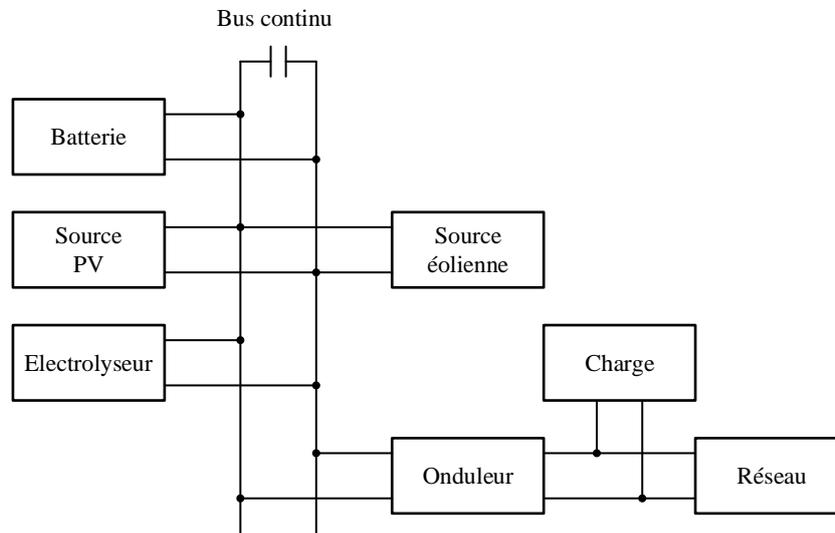


Figure 3.18. Fonctionnement de l'électrolyseur sur le bus continu, système simulé.

Alors que les deux sources éolienne et photovoltaïque fonctionnent et produisent plus que nécessaire à la charge, la batterie est rechargée et l'électrolyseur produit de l'hydrogène (figure 3.19 et 3.20).

Sur ces figures, on a un fonctionnement en régime permanent au niveau des sources. Cependant, l'électrolyseur n'a pas encore atteint son régime permanent.

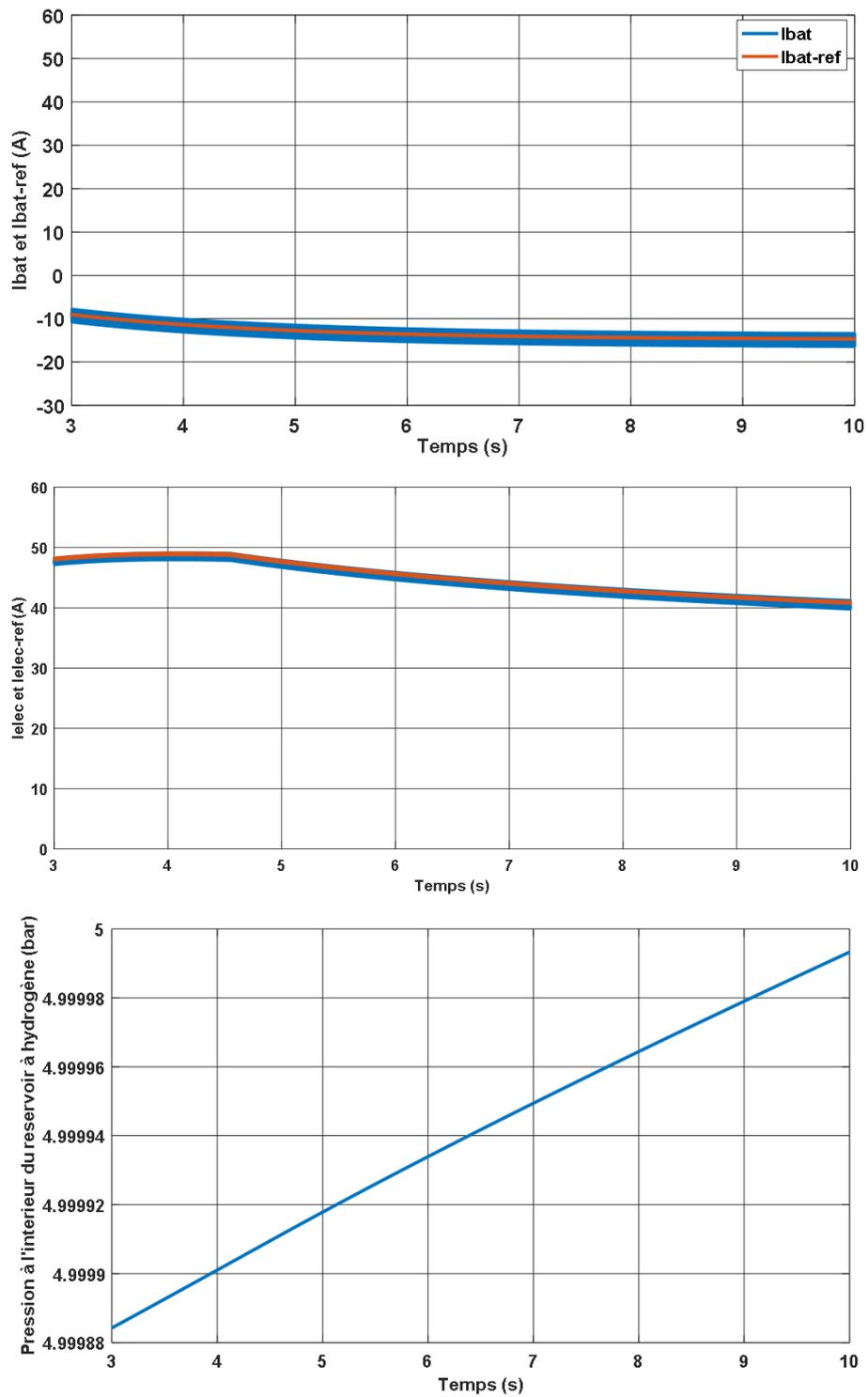


Figure 3.19. Fonctionnement de l'électrolyseur. De haut en bas : Courant batterie, courant électrolyseur et pression dans le réservoir d'hydrogène.

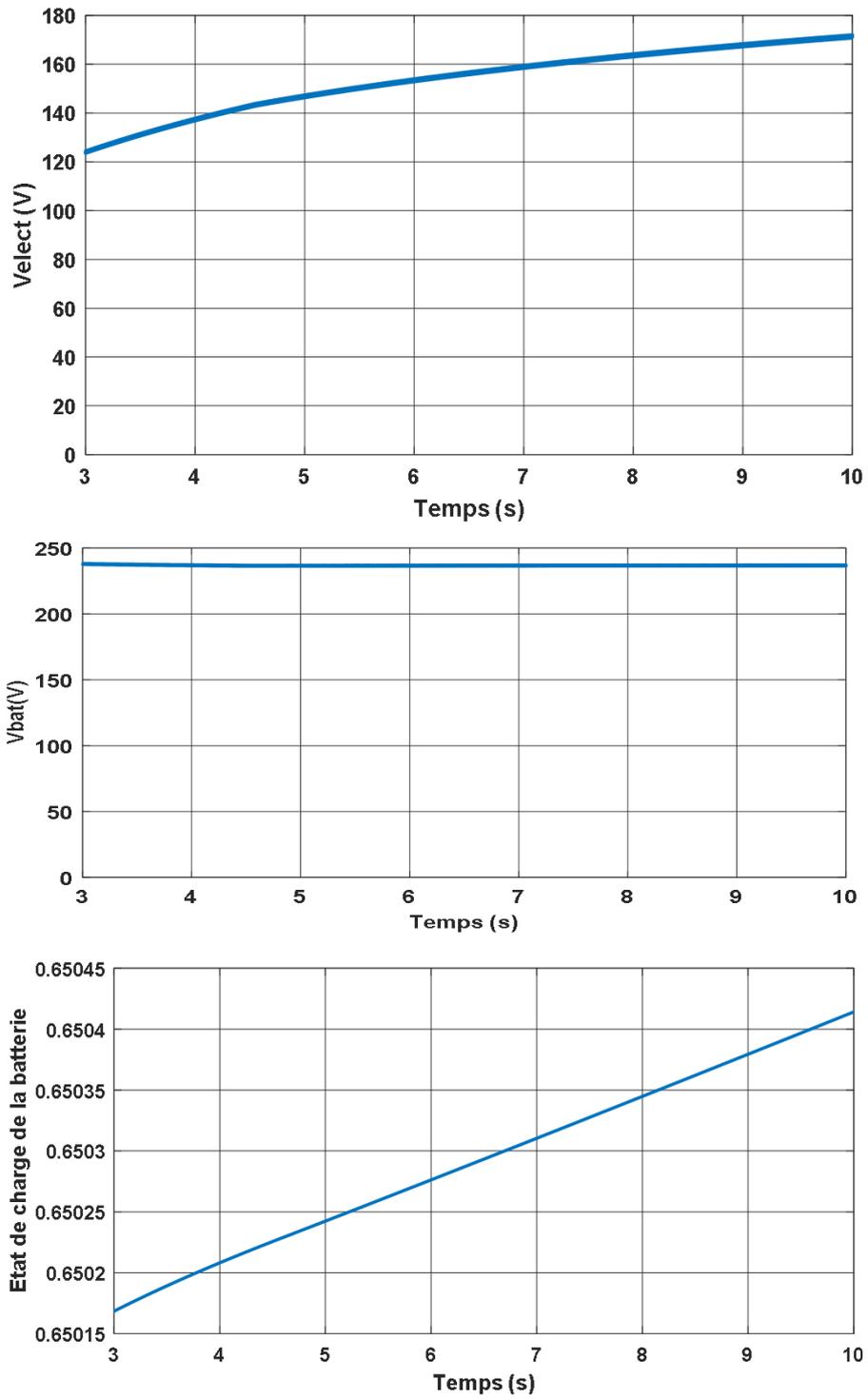


Figure 3.20. Fonctionnement de l'électrolyseur. De haut en bas : Tension électrolyseur, tension batterie et état de charge de la batterie.

Pour le point de fonctionnement considéré, on a 20,4 kW fournis par la source éolienne (6,4 kW) et par les panneaux photovoltaïques (14 kW). La charge consommant 9 kW, le solde de 11,4 kW se partage entre les batteries (4,4 kW) et l'électrolyseur (7 kW). Aucune énergie n'est fournie au réseau.

La relation décrivant le bilan de puissance est maintenant (figure 3.21) :

$$P_{\acute{e}ol} + P_{pv} + P_{bat} = P_{ch} + P_{\acute{e}lec} \quad (3-11)$$

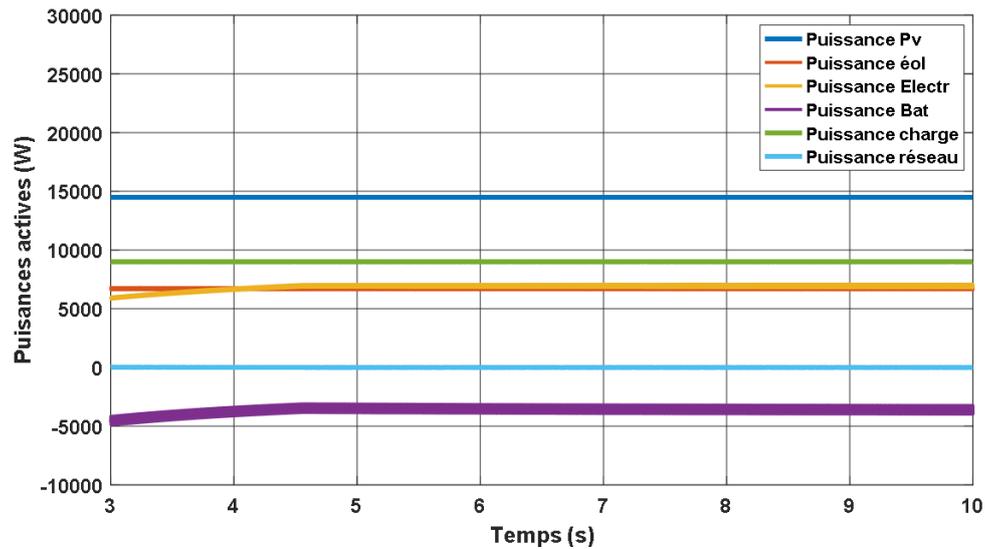


Figure 3.21. Fonctionnement de l'électrolyseur. Bilan des puissances.

3.6.4. Fonctionnement de la pile à combustible

La quatrième série de résultats concerne le fonctionnement de la pile à combustible. Celle-ci est associée comme précédemment aux deux sources éolienne et photovoltaïque (figure 3.22).

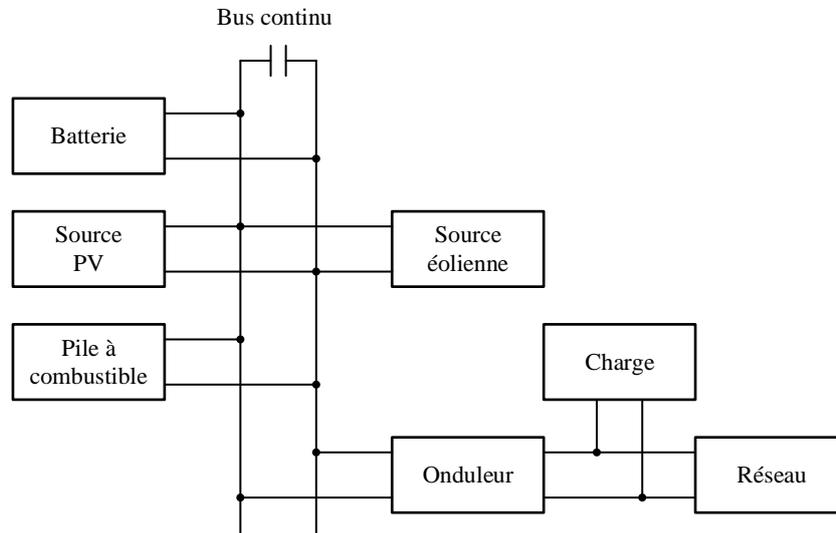


Figure 3.22. Fonctionnement de la pile à combustible sur le bus continu, système simulé.

La production des deux sources éolienne et photovoltaïque n'est pas suffisante pour alimenter la charge et la pile à combustible fournit le complément tout en rechargeant la batterie (figure 3.23 et 3.24).

Sur ces figures, on a un fonctionnement en régime permanent au niveau des sources. Cependant, la pile à combustible n'a pas encore atteint son régime permanent.

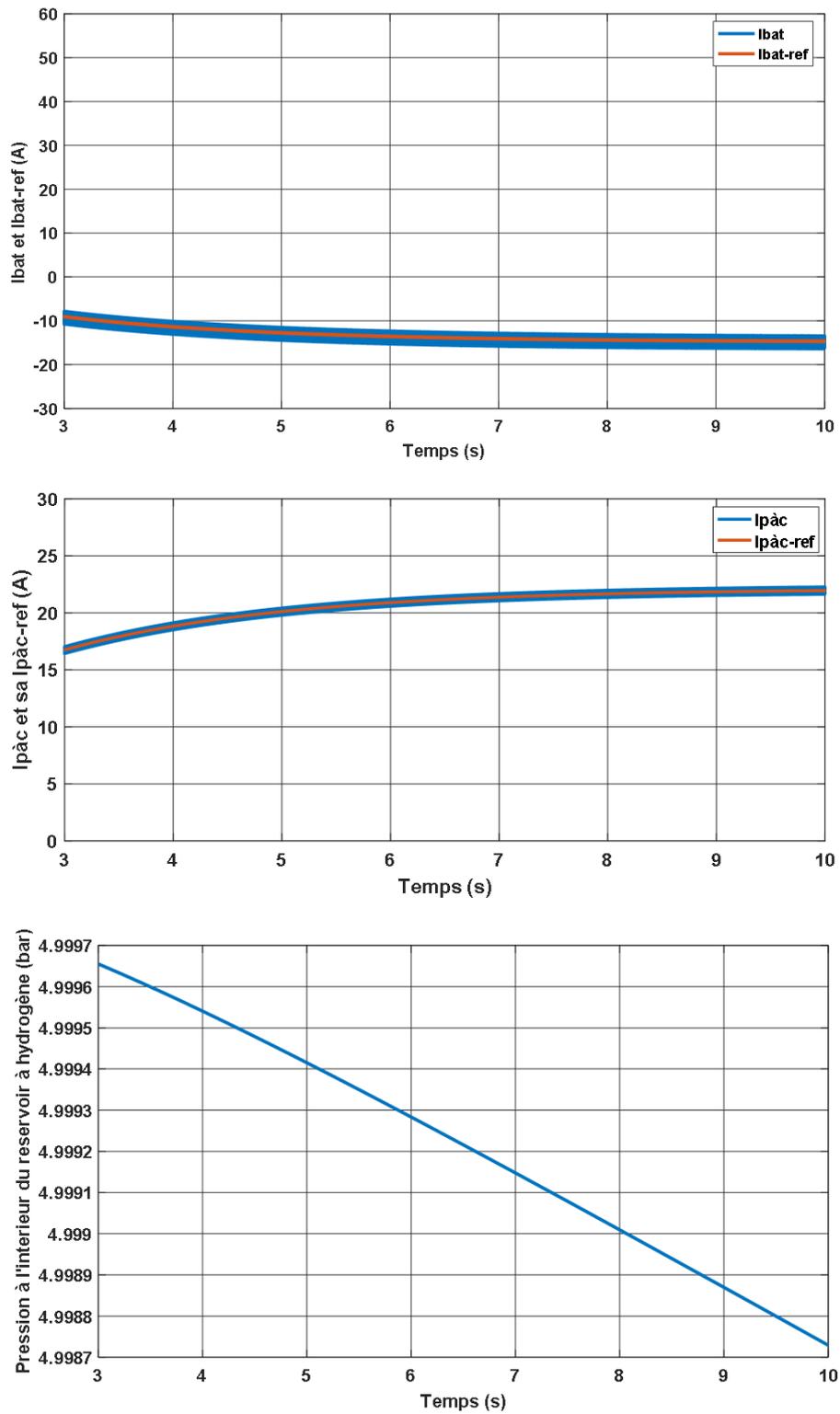


Figure 3.23. Fonctionnement de la pile à combustible. De haut en bas : Courant batterie, courant de la pile et pression dans le réservoir d'hydrogène.

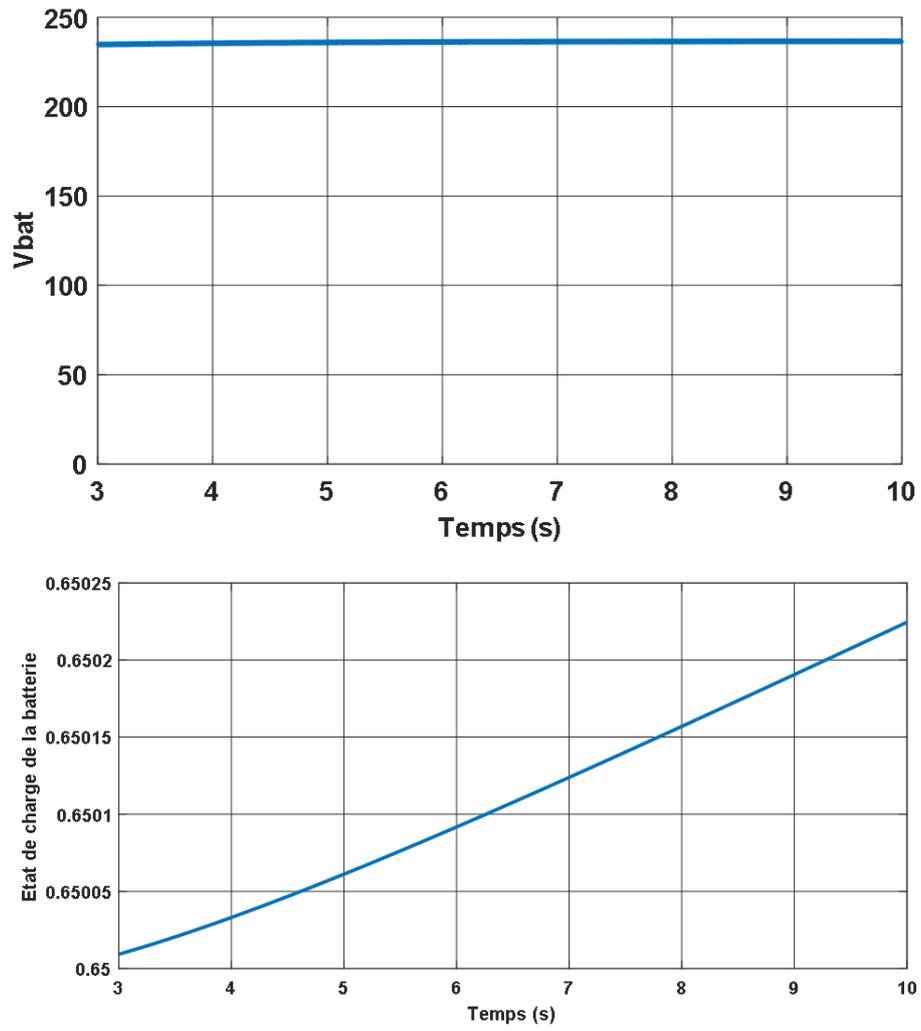


Figure 3.24. Fonctionnement de la pile à combustible. De haut en bas : Tension batterie et état de charge de la batterie.

Pour le point de fonctionnement considéré, on a 6,8 kW fournis par la source éolienne (6 kW) et par les panneaux photovoltaïques (0,8 kW). La charge consommant 9 kW, la différence de 2,2 kW est fournie par la pile à combustible. Celle-ci fournissant 6,2 kW, le surplus recharge la batterie (4 kW). Aucune énergie n'est fournie au réseau.

La relation décrivant le bilan de puissance est maintenant (figure 3.25) :

$$P_{\text{éol}} + P_{\text{pv}} + P_{\text{bat}} + P_{\text{PàC}} = P_{\text{ch}} \quad (3-12)$$

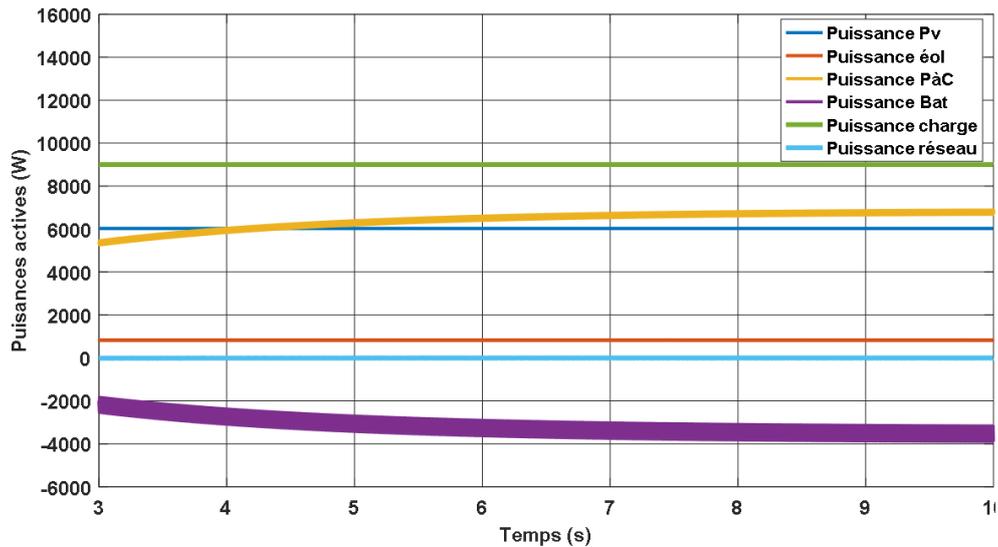


Figure 3.25. Fonctionnement de la pile à combustible. Bilan des puissances.

3.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé le contrôle de synchronisation du réseau ainsi que la stratégie de gestion d'énergie appliquée au système hybride.

La commande et la connexion au réseau sont assurées par :

- La synchronisation de la commande à travers une PLL
- La méthode Watt-Var découplée est utilisée pour la régulation des courants de référence afin d'injecter le maximum de la puissance active au réseau électrique.

La présentation du système hybride considéré a permis de définir les caractéristiques de chacun des éléments le constituant.

Différents résultats de simulation ont ensuite permis d'illustrer le fonctionnement des sources éolienne et photovoltaïque lors de régimes transitoires. Pour l'électrolyseur et la pile à combustible, ce sont des résultats en quasi régime permanent qui ont été présentés.

Pour ces différents résultats, un bilan des puissances a permis de montrer l'interaction entre les différents composants.

3.8. Références du chapitre 3

- [1] M. Messaoud, "Modélisation et optimisation de système de production d'énergie renouvelable couplé au réseau," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri, Constantine, Algérie, 2012.
- [2] N. Kroutikova, C.A. Hernandez-Aramburo, T.C. Green, "State-space model of grid-connected inverters under current control mode," *Electric Power Applications, IET*, vol. 1, no. 3, pp. 329-338, May 2007.
- [3] A.S. Khalifa, "Control and interfacing of three phase grid connected photovoltaic systems," Master of Applied Science, Waterloo, Ontario, Canada, 2010.
- [4] E. Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy I, Octobre 2003.
- [5] S.E. Evju, "Fundamentals of grid connected photo-voltaic power electronic converter design," Master Thesis. Norwegian University of Science and Technology, 2007.
- [6] Z. Ye, R. Walling, L. Garces, R. Zhou, L. Li, T. Wang, "Study and development of anti-islanding control for grid-connected inverters," General Electric Global Research Center Niskayuna, New York, 2004.
- [7] Soluxtec, "Das modul 300," www.soluxtec.eu/fr/telechargements, 2017.
- [8] B. Madaci, "Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multisystèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs," Thèse de doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, Algérie, 2018.
- [9] I. Sadli, "Modélisation par impédance d'une pile à combustible PEM pour utilisation en électronique de puissance," Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Nancy, 7 décembre 2006.
- [10] O. Erdinc, B. Vural, M. Uzunoglu, "A dynamic lithium-ion battery model considering the effects of temperature and capacity fading," ICCEP 2009, International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italy, pp. 383-386, 2009.
- [11] M. Chen, G.A. Rincon-Mora, "Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 504-511, June 2006.

Chapitre 4

Electrification d'une zone rurale à Grande-Comore par un système d'énergie hybride

4.1. Introduction

Géographiquement, l'Archipel des Comores est situé dans l'Océan indien, à l'extrémité nord du canal du Mozambique, entre le Mozambique et l'île de Madagascar. Les Comores sont constituées de quatre îles connues par leurs noms comoriens et français : Ngazidja (Grande-Comore), Mwali (Mohéli), Nzwani (Anjouan) et la quatrième île Maoré (Mayotte) qui demeure sous administration française.



Figure 4.1. Situation géographique de l'Union des Comores.

La superficie totale des trois îles de l'Union des Comores est de 1862 km². Les principales villes sont la capitale Moroni (Grande-Comore), Mutsamudu (Anjouan) et Fomboni (Mohéli). Les Comores disposent de 340 km de côtes. Sa plus haute altitude est le volcan Karthala dans l'île de Grande-Comore qui culmine à 2360 m. Les Comores comptent environ 750 000 habitants avec une densité de 402 habitants par km². Les îles de l'Union des Comores constituent des espaces spécifiques particulièrement désavantagés sur le plan de la densité de population et sur le plan énergétique.

Dans le passé, les Comores ont fait face à des infrastructures électriques insuffisantes qui ont pesé sur le développement économique. Pour faire face à ces insuffisances, l'Etat a subventionné l'installation au niveau de Grande-Comore en février 2017 de neuf groupes diesels, d'une puissance totale de 20 MW, afin de résoudre le problème d'alimentation électrique de la grande île dans l'attente d'autres projets.

Il s'ensuit l'importation de ressources fossiles qui pèse sur la balance commerciale et sur le budget de l'Etat. L'équilibre financier des deux sociétés SONELEC et EDA assurant la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique est toujours problématique. L'électricité issue de centrale utilisant des groupes diésels n'est pas bon marché en regard des moyens financiers des populations.

C'est pourquoi, outre l'utilisation de ressources hydro-électriques, l'Etat comorien investit dans les énergies renouvelables photovoltaïques avec les projets Innovent à Foubouni (Grande-Comore) et Engie-Vigor-EPS à Pomoni (Anjouan), tous deux de 3 MW.

Ce chapitre se place dans ce développement d'énergies renouvelables. Il s'agit d'étudier une solution de production électrique adaptée pour la zone rurale de Mbéni dans Grande-Comore composée de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes, d'un électrolyseur, d'une pile à combustible, d'une unité de stockage d'hydrogène et des convertisseurs statiques associés. L'originalité de la solution proposée est de ne pas comporter de batteries car celles-ci ne constituent pas des solutions optimales en termes de durabilité, de recyclage et plus généralement sur le plan écologique (métallurgie très polluante, matériaux toxiques et substances corrosives). Pour mener à bien cette partie de l'étude, nous avons choisi le logiciel HOMER (Optimisation Hybride des Ressources Energétiques Multiples) qui est un outil spécifique pour l'étude et la conception des systèmes hybrides tels que les micro-réseaux renouvelables autonomes [1-7] ou les systèmes hybrides (HPS) connectés à un réseau [8-10].

Avant de présenter cette étude, nous allons détailler l'état énergétique actuel des Comores.

4.2. Présentation de l'état énergétique des Comores

4.2.1. Production électrique en Grande-Comore

La production d'énergie aux Comores est à base de centrales thermiques et hydrauliques. La puissance disponible des centrales thermiques est de 27 MW et est détaillée dans le tableau 4.1.

Ces centrales thermiques utilisent des groupes de type rapide fonctionnant au gasoil avec des puissances qui varient entre 1,8 MVA et 2,5 MVA et une tension alternative de 400 V élevée à 20 kV pour le réseau de distribution MT (figure 4.2).

Parc de production	Puissance installée (MW)	Puissance disponible (MW)
Centrale de la Grande-Comore	20,4	17
Centrale de Mohéli	5,4	3,6
Centrale d'Anjouan	8,2	6,3

Tableau 4.1. Récapitulation des parcs de productions de l'Archipel des Comores.



Figure 4.2. Vue de la centrale de Grande-Comore.

La capacité des centrales hydrauliques installées est beaucoup plus faible et s'élève de 627 kW. Celles-ci se trouvent dans les îles d'Anjouan et de Mohéli (tableau 4.2). Seule la centrale de Lingoni qui alimente 600 clients à l'heure actuelle depuis sa mise en service en mai 2017 est opérationnelle, les autres centrales nécessitent une réhabilitation complète. La retenue de Marahani par exemple est actuellement ensablée (figure 4.3). L'île de Grande-Comore ne possède pas de cours d'eau en raison de la nature perméable de son sous-sol et n'a donc pas de ressource hydroélectrique.

Centrales hydrauliques	Type	Conduite forcée	Puissance estimée	Type de turbine
Meringoni	Barrage	300mm x 50m	27 kW	Banki (marque WKV)
Lingoni	Barrage	760mm x 45m	300 kW	Francis Teisset-Rose-Brault
Marahani	Barrage	840mm x 50m	300 kW	Francis Teisset-Rose-Brault

Tableau 4.2. Caractéristiques techniques des centrales hydroélectriques [11].

L'union des Comores est actuellement dans une période de croissance d'activité. Toutefois, étant donné l'état du système électrique comorien, avec ce retour de la croissance, la marge disponible en termes de capacités de production se réduit progressivement.

De plus, la prédominance de la production thermique augmente la dépendance vis-à-vis des importations de gasoil. Cette production consommait 68 % en 2014 et 73 % en 2017 du gasoil importé.



Figure 4.3. Retenue ensablée du parc de Marahani et canal de la centrale.

4.2.2. Réseau de distribution électrique en Grande-Comore

La tension d'exploitation du réseau MT de l'île de Grande-Comore est de 20 kV. Le réseau MT de transport et de distribution de l'île est composé principalement de trois départs. Le premier (départ n° 1) alimente la capitale Moroni et ses environs dans le centre-ouest de l'île. Le deuxième (départ n° 2) électrifie le nord-ouest, le nord et l'est de l'île. Le troisième (départ n° 3) alimente le sud et une partie du centre-ouest de l'île.

Le réseau 20 kV est composé de conducteurs de nature hétérogène en aluminium et en cuivre avec des sections allant de 14 mm² à 95 mm², suspendus sur des poteaux métalliques, de béton ou de bois. Il a été noté que les réseaux derrière ces trois départs ont une longueur respective de 27, 180 et 134 km. En 2018, il a été dénombré 335 postes MT/BT pour une puissance installée totale de 36 MW (tableau 4.3). Le départ n° 1 compte 90 postes pour une puissance de 15 MW, le départ n° 2, 130 postes pour 11 MW et le départ n° 3, 115 postes pour 10 MW.

4.2.3. Consommation énergétique en Grande-Comore

En Grande-Comore, chaque ménage consomme annuellement de l'ordre de 900 kWh. Le tableau 4.4 donne les consommations moyennes annuelles d'électricité par ménage et par habitant et la consommation totale en basse tension en 2017.

Type	Départ 1	Départ 1	Départ 3
TFO 1000 kVA	1	2	0
TFO 630 kVA	3	0	0
TFO 400 kVA	2	0	1
TFO 310 kVA	1	0	1
TFO 250 kVA	11	1	2
TFO 160 kVA	33	5	18
TFO 100 kVA	31	45	36
TFO 50 kVA	8	68	53
TFO 25 kVA	0	9	4
Nombre	90	130	115

Tableau 4.3. Répartition des transformateurs (TFO) MT/BT par départ MT en Grande-Comore [11].

Population (habitants)	Consommation moyenne par ménage (kWh)	Consommation moyenne par habitant (kWh)	Consommation totale BT (GWh)
421 859	900	150	63

Tableau 4.4. Grande-Comore, consommation moyenne annuelle et consommation totale en BT en 2017 [12].

Les besoins professionnels dans l'île de Grande-Comore représentent 21% de la consommation BT (tableau 4.5).

Catégorie	Consommation mensuelle (kWh)	Consommation annuelle (kWh)	Nombre	Consommation annuelle totale (kWh)
Mosquée	40	480	467	223 942
Triphasé	338	4057	651	2 641 309
MT	8 102	97 222	18	1 749 999
BT	75	896	32914	21 756 154

Tableau 4.5. Grande-Comore, besoins professionnels et besoins BT des ménages [12].

4.3. Description du système étudié

Le système considéré comporte un générateur photovoltaïque, une éolienne, un électrolyseur, une pile à combustible, un réservoir de stockage sous forme d'hydrogène. Chaque composant est associé au bus DC par un convertisseur approprié DC/DC ou AC/DC (figure 4.4).

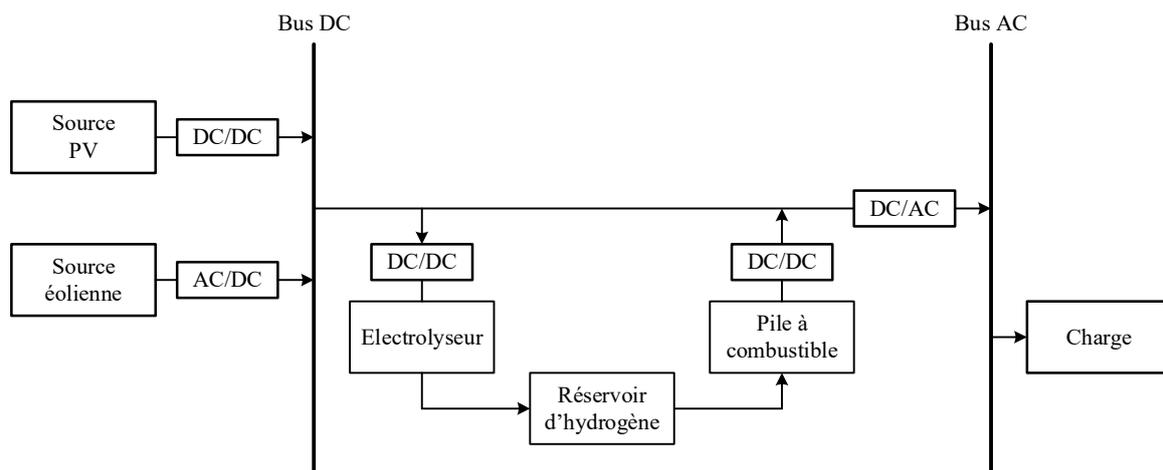


Figure 4.4. Architecture générale du microréseau à base d'énergie renouvelable considéré.

Ce système est conçu pour stocker l'énergie dans les réservoirs d'hydrogène lors des périodes de production pour qu'on puisse l'utiliser dans des périodes de sous-production ou d'absence de production des sources d'énergies renouvelables. La production d'énergie électrique via la pile à combustible aura pour finalité d'équilibrer la production et la demande et ainsi d'assurer la stabilité de la charge électrique. L'objectif de l'élaboration de ce système vise à mener une prévision de production d'électricité dans une zone rurale de Grande-Comore dont la disponibilité en énergie renouvelable est importante, principalement en énergie solaire.

4.4. Choix du logiciel HOMER

Le logiciel HOMER a été développé en 1993 par le *National Renewable Energy Laboratory* pour les programmes d'électrification rurale situés à Golden, dans l'état du Colorado aux États-Unis. Depuis 2009, il est disponible sous la licence HOMER Energy.

HOMER est utilisé comme outil de dimensionnement et d'optimisation [13-14]. C'est un outil puissant de modélisation, de conception et d'analyse des systèmes de production d'énergie hybrides composés de groupes électrogènes [15-18], d'éoliennes [8-19], de systèmes photovoltaïques [20-23], de systèmes hydrauliques [24-26], de batteries [27-31], de piles à combustible [32-39] et de biomasse [40-43].

Que la conception de l'installation du système soit autonome ou connectée au réseau électrique, HOMER intègre les sources d'énergies renouvelables éoliennes et solaires de manière à optimiser la combinaison des composants pour un objectif de moindre coût, l'ensemble alimentant une charge dont les caractéristiques correspondent au système réel visé. Le logiciel offre également une fonction d'analyse de sensibilité qui permet d'évaluer la faisabilité économique et technique en envisageant plusieurs options technologiques [44]. L'analyse de

sensibilité effectuée des calculs de bilan énergétique sur une base horaire pour une année entière (8 760 heures). HOMER élabore un processus de simulation qui implique la détermination de configurations de système techniquement réalisables dans le cadre de contraintes définies [45]. Cela permet également d'estimer le coût d'installation et d'exploitation du système à réaliser sur la durée de vie de celui-ci [15, 46-47]. Le processus d'optimisation nécessite des données d'entrée telles que la charge, l'irradiation solaire, la vitesse du vent du site sélectionné ainsi que les ressources techniques et économiques [48-50].

Le système considéré est représenté dans le logiciel HOMER sur la figure 4.5.

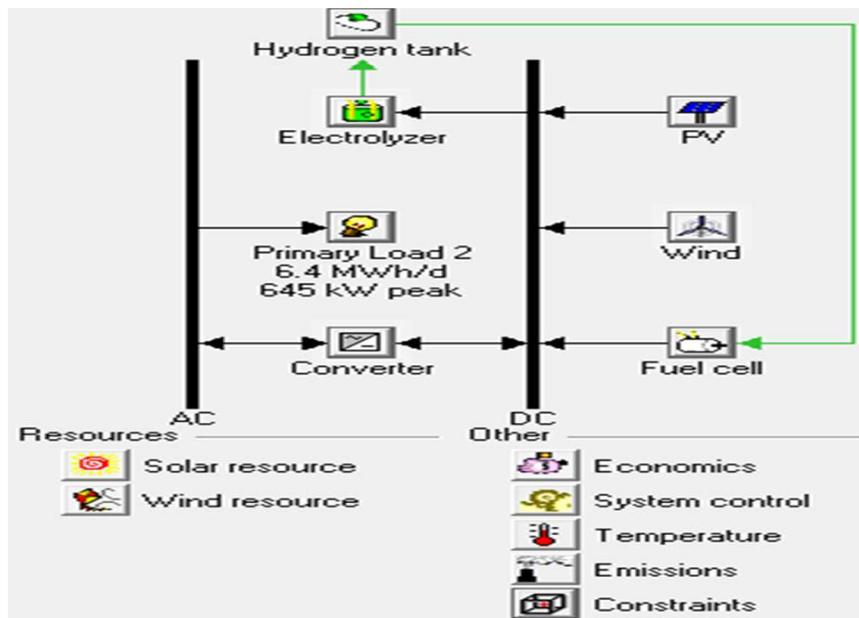


Figure 4.5. Microréseau considéré dans le logiciel HOMER.

4.5. Choix de l'emplacement

4.5.1. Ensoleillement et vent sur Grande-Comore

Une étude d'analyse menée par la Southern Mapping Company a révélé que le potentiel solaire photovoltaïque est significativement plus important sur les côtes est et nord des trois îles. La figure 4.6 donne ainsi l'irradiation au cours de l'année de l'île de Grande-Comore.

Cette étude a été confirmée par le cabinet CABIRA en 2018 qui a donné, pour Grande-Comore, les zones où le potentiel d'énergie solaire est le plus élevé (90-100 %), [52] :

- La région centrale à proximité des peuplements humains et à environ 15 km au nord-est du centre urbain de Moroni ;

- La côte occidentale, à proximité des colonies de Vanambouani, Oussivo, Bibavou et Milevani ;
- Le nord et le long de la côte nord près des colonies de Mitsamiouli, Koua et Chezani ;
- Les zones isolées éparpillées le long de la côte orientale près des villages de Mbéni, Heroumbili, Chomoni, Mohoro, Foubouni et Chindini.

Le cabinet CABIRA a aussi défini les zones avec le potentiel d'énergie éolienne le plus élevé (70-100 %) :

- Le nord de l'île près des colonies de Bambadjani et de Mbéni ;
- L'extrême sud de l'île près de la colonie de Nioumamilima.

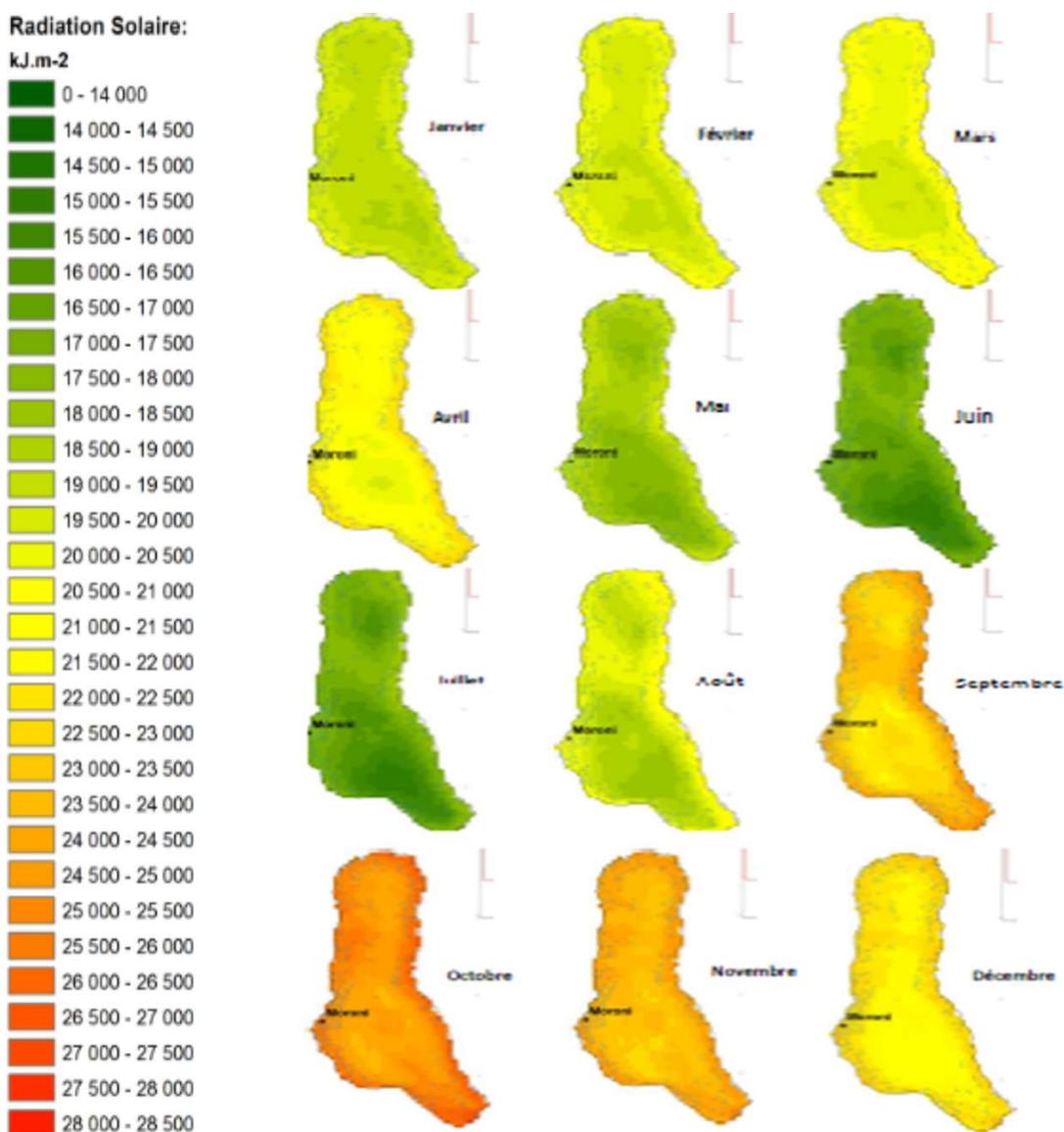


Figure 4.6. Moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur Grande-Comore [52].

La ville de Mbéni que nous avons retenue est située dans une zone favorable tant pour l'énergie solaire que pour l'énergie éolienne.

4.5.2. Données géographiques

Située au Nord-Est de Grande-Comore, à 70 km de Moroni, en passant par le Nord, à 300 m d'altitude avec une longitude de 43°22'38" Est et 11°30'05" Sud, la ville de Mbéni est une des 28 communes de Grande-Comore (figure 4.7). C'est la capitale administrative de la préfecture du Nord-Est. Elle est contenue dans un cercle de 3 km de rayon et présente une superficie de 9 km². Sa population a été estimée à 8 025 habitants lors du recensement de 2017 (tableau 4.6).

La commune est gérée par le conseil municipal composé du Maire, d'un secrétaire général et des conseillers associés. Chaque village de la commune est administré par un chef du village. La ville de Mbéni est réputée au niveau national par la présence de grands intellectuels et politiciens ainsi que de notables qui ont marqué l'histoire des Comores, notamment lors du processus d'indépendance et pour assurer son développement, particulièrement pour ce qui regarde le potentiel agricole permettant d'atteindre l'autosuffisance alimentaire du pays. C'est ainsi que de nombreuses petites entreprises se sont installées dans la commune notamment dans le secteur du bâtiment, de l'informatique, du commerce et de l'agro-alimentaire...



Figure 4.7. Situation de la ville de Mbéni.

Particularités	Détails
Populations	8 025
Nombres des foyers	400
Salles d'écoles publiques (primaire, collège, lycée)	20
Salles d'écoles privées (primaire, collège et lycée)	46
Marchés	2
Banques Communautaires (Sanduk)	2
Centres Radio et télévisions	2
Epiceries et magasins Commerciaux	22
Centres médicaux de Santé	2
Centre culturels et bibliothèques	2
Foyers de jeunes	3
Château d'eau	1
Microcentrales de préparations des vanilles	2
Mosquées	36

Tableau 4.6. Recensement de 2017, population et activités de la commune de Mbéni.

4.5.3. Données météorologiques [53]

L'Union des Comores est situé au sein d'une zone de basses pressions intertropicales. La vitesse des vents que la station de météorologique de l'aéroport International de Hahaya a enregistré au sol peut atteindre 75 km/h par bourrasques. La mousson est caractérisée par des vents pouvant atteindre 110 km/h à Moroni.

Les données climatologiques montrent qu'au nord-ouest de l'île de Grande-Comore les saisons chaude et humide s'étendent respectivement de novembre à avril et de mai à octobre. Ainsi, le climat se caractérise aussi par d'importantes variations locales de température et de précipitation en fonction de l'altitude, du relief et de l'exposition. Les précipitations annuelles varient ainsi par endroits de 1 000 à 6 000 mm et le minima absolu atteint 0 °C au sommet du Karthala.

4.5.3.1. Données sur l'ensoleillement

Les îles des Comores sont dotées d'un ensoleillement très important qui est apte à fournir de l'électricité d'origine photovoltaïque mais aussi de l'énergie purement thermique. Celui-ci en valeur moyenne annuelle est de 6 kWh/m²/jour sur toute l'année. Les données météorologiques

pour la Grande-Comore entre 1961 et 2016 montrent un ensoleillement qui ne varie pas trop quel que soit le mois ou la saison. Nous présentons dans le tableau 4.7 les valeurs moyennes annuelles de l'ensoleillement dans l'île de Grande-Comore. Les pointes d'ensoleillement sont constatées d'août à novembre, avec des niveaux d'ensoleillement supérieurs à 7 kWh/m²/jour, ces niveaux devenant inférieurs à 6 kWh/m²/jour en janvier à mars.

Mois	Ensoleillement (kWh/m²/j)	Facteur d'éclairement
Janvier	5,4	0,621
Février	5,3	0,563
Mars	5,9	0,581
Avril	6,4	0,607
Mai	6,8	0,647
Juin	6,9	0,664
Juillet	6,8	0,692
Aout	7,2	0,717
Septembre	7,5	0,743
Octobre	7,6	0,803
Novembre	7,7	0,759
Décembre	6,7	0,795
Moyenne Annuelle	6,7	0,683

Tableau 4.7. Ensoleillement moyen et facteur d'éclairement pour la Grande-Comore.

On donne aussi dans ce tableau le facteur d'éclairement qui est déterminé en fonction des durées d'ensoleillement réelle SS et maximale SS_o [54] :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_o} \quad (4-1)$$

Dans la littérature on rapporte que les valeurs moyennes mensuelles du facteur d'éclairement varient de 0,25 (mois très nuageux) à 0,75 (mois très ensoleillé) [55]. Dans notre cas, la zone d'étude choisie présente un facteur d'éclairement qui varie entre 0,6 et 0,8 traduisant un potentiel solaire relativement fort. Il est à noter qu'il n'existe que très peu d'équipements solaires thermiques en Union des Comores alors qu'un certain nombre d'établissements comme les hôtels, les hôpitaux ou les écoles offrent des possibilités d'installations collectives.

La figure 4.8 montre l'irradiation mensuelle (jaune) et le facteur d'éclairement (rouge) à l'aide des données qui sont présentées sur le tableau 4.7.

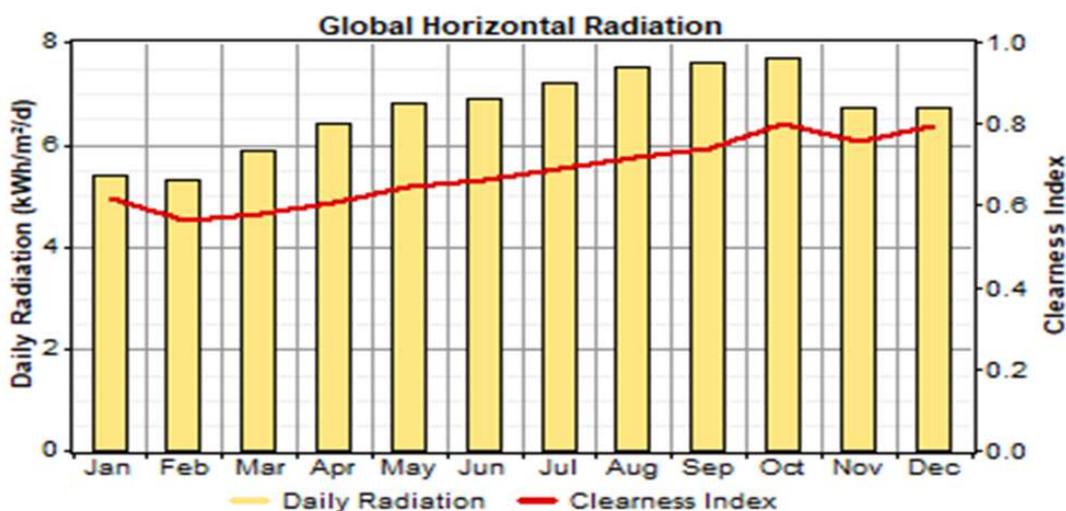


Figure 4.8. Ensoleillement moyen et facteur d'éclairage pour la Grande-Comore.

4.5.3.2. Données sur les températures

Le climat des Comores est de type tropical maritime avec une variation des températures annuelles ne dépassant pas une douzaine de degrés et des précipitations abondantes. Pour la capitale Moroni, on a une moyenne de précipitations de 2 679 mm par an. La température moyenne au niveau de la mer est de 25 °C. Avec une température moyenne maximale qui varie entre 31 °C en décembre et 27 °C pour le mois d'août (tableau 4.8). Quant aux températures minimales celles-ci varient en moyenne entre 23 °C en février et 19 °C pour le mois de juillet.

Mois	Précipitation (mm)	Temp _{min} (°C)	Temp _{max} (°C)
Janvier	342	23	30
Février	311	23	30
Mars	300	23	31
Avril	296	23	30
Mai	233	21	29
Juin	215	20	28
Juillet	194	19	28
Aout	118	19	27
Septembre	117	19	28
Octobre	91	20	29
Novembre	102	22	31
Décembre	220	23	31

Tableau 4.8. Moyennes mensuelles des précipitations et valeurs extrêmes des températures pour la capitale Moroni.

HOMER utilise les données de température ambiante pour calculer la puissance produite par les panneaux photovoltaïques pour chaque pas temporel. En fait, plus la température est élevée, plus l'efficacité des panneaux photovoltaïques est faible. Nous avons utilisé les données

numériques des moyennes mensuelles des températures de l'Agence Nationale de l'Aviation Civile et de la Météorologie des Comores, pour la commune de Mbéni. Celles-ci sont indiquées sur la figure 4.9.

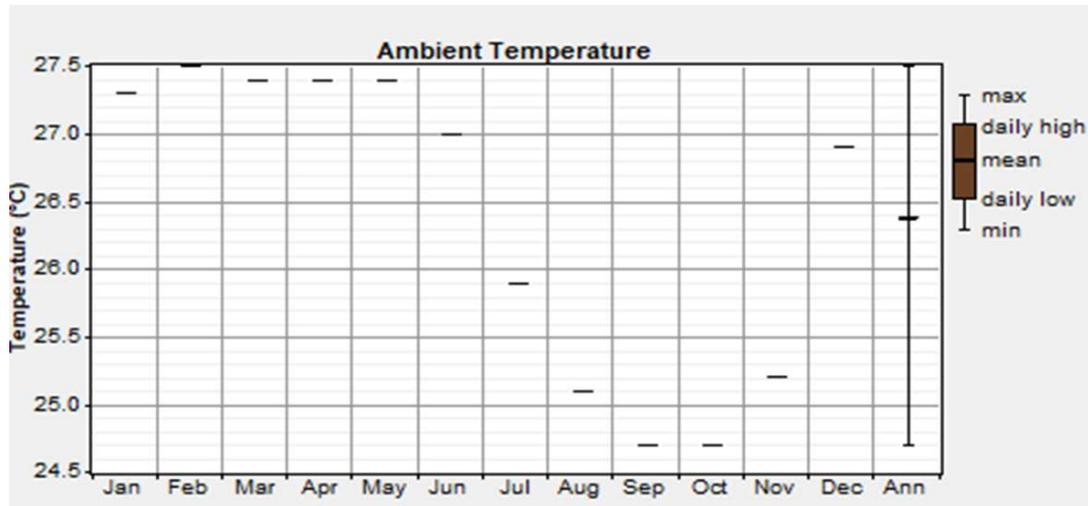


Figure 4.9. Profil de la température ambiante mensuelle de la commune de Mbéni.

4.5.3.3. Données sur le vent

Avec une vitesse du vent mesurée à 50 mètres d'altitude d'un peu plus de 5 m/s, les ressources éoliennes des Comores sont d'un niveau moyen.

Les vitesses moyennes de vent sur une année pour la commune de Mbéni sont données dans le tableau 4.9 et la figure 4.10. On constate que la vitesse du vent varie relativement peu sur l'année. C'est de mai à octobre que la vitesse du vent est plus élevée.

Mois	Vitesse (m/s)
Janvier	4,4
Février	4,6
Mars	4,1
Avril	5,4
Mai	6,8
Juin	7,0
Juillet	7,3
Aout	6,9
Septembre	6,3
Octobre	6,7
Novembre	4,9
Décembre	3,8

Tableau 4.9. Vitesses moyennes mensuelles du vent sur le site de Mbéni.

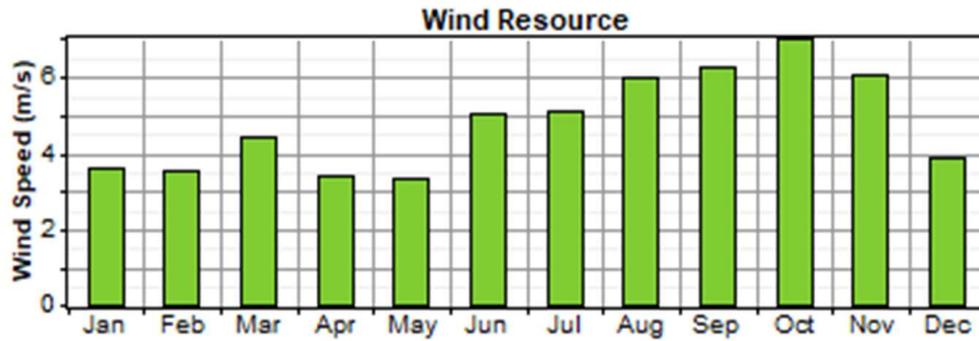


Figure 4.10. Vitesses moyennes mensuelles du vent sur le site de Mbéni.

A partir des données de la figure 4.10, le logiciel HOMER donne la distribution de fréquence horaire de la vitesse du vent (figure 4.11). Le facteur de forme obtenu, $k = 1,99$, caractérise la répartition du vent et le facteur d'échelle $c = 5,48$ m/s caractérise la vitesse du vent. Une faible valeur de k correspond à une large répartition de la vitesse du vent, tandis qu'une valeur élevée de k indique que la vitesse du vent varie sur une plage plus étroite.

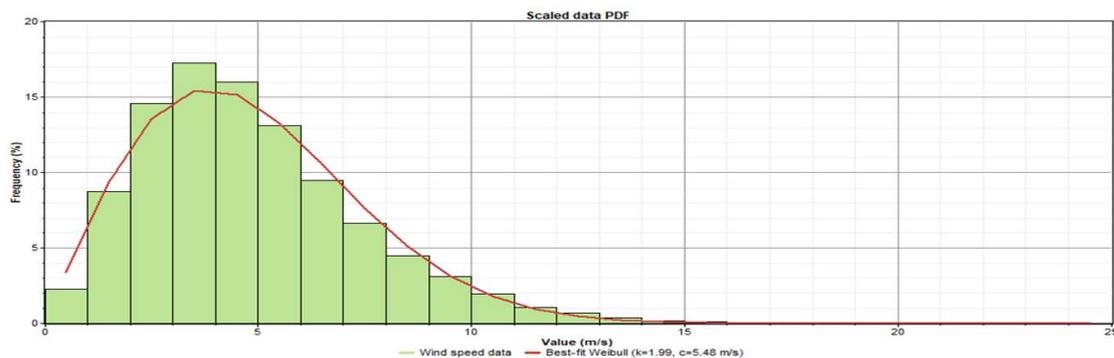


Figure 4.11. Distribution des valeurs moyennes mensuelles du vent sur le site de Mbéni.

4.5.4. Profil de charge de l'emplacement choisi

Pour concevoir un système de prévision électrique, il est très important de connaître les données de la charge. HOMER a besoin des enregistrements de charge pour chacune des 8760 heures des 365 jours d'une année pour faire les calculs de bilan énergétique.

Pour cela nous avons utilisé les données obtenues au sein de la société SONELEC pour l'année 2018. Il s'agit du profil quotidien de charge donné heure par heure (figure 4.12 et tableau 4.10) et du profil de charge journalier au cours de l'année (figure 4.13). Cette dernière figure montre que la consommation d'énergie dans la ville de Mbéni présente une charge de pointe de 645 kW. De même nous pouvons constater que les habitants consomment plus d'énergie pendant les mois de janvier, juin et décembre, de même que le soir entre 18 à 23 heures.

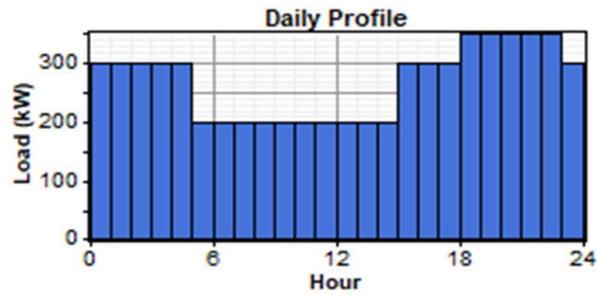


Figure 4.12. Commune de Mbéni, profil quotidien de charge (données SONELEC).

Horaire (h)	Consommation (kW)
0 - 5	300
5 - 15	200
15 - 18	300
18 - 23	350
23 - 24	300

Tableau 4.10. Commune de Mbéni, profil quotidien de charge (données SONELEC).

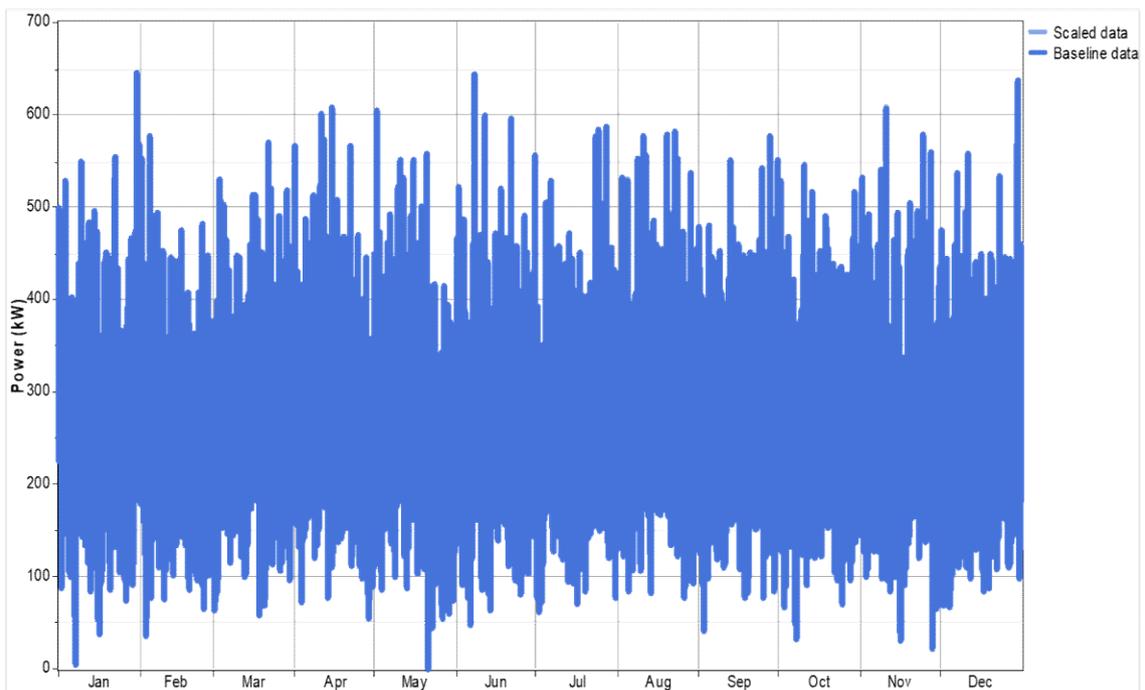


Figure 4.13. Commune de Mbéni, profil de charge journalier au cours de l'année (données SONELEC).

4.6. Simulation du modèle

D'une manière générale pour optimiser un système sous HOMER la première chose à faire est de choisir les composants du système dans le bloc "Équipement à considérer", puis d'insérer les différents éléments de notre système hybride tels que la charge, les modules photovoltaïques, les aérogénérateurs, l'électrolyseur, la pile à combustible, les convertisseurs et le système de stockage d'hydrogène.

HOMER a aussi besoin de données économiques comme le taux d'intérêt réel (i), calculé en fonction du taux d'inflation annuel (f) et du taux d'intérêt nominal (i') [56] :

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (4-4)$$

HOMER a aussi besoin pour chaque composant, de sa durée de vie, des coûts d'investissement initial (C_{cap}), de remplacement (C_{rem}), d'exploitation et de maintenance ($C_{O\&M}$) et du coût résiduel ($C_{rés}$) en fin de projet, afin de calculer le coût net du projet, NPC . Ce NPC est calculé par la relation suivante [56] :

$$NPC = \sum_{N=1}^{N=t} f_{d,N} (C_{cap} + C_{rem} + C_{O\&M} - C_{rés}) \quad (4-5)$$

où t la durée de vie du projet et $f_{d,N}$ un coefficient calculé à partir de la relation suivante :

$$f_{d,N} = \frac{1}{(1+i)^N} \quad (4-6)$$

où i représente le taux d'intérêt réel calculé en 4-4 et N le nombre d'années considéré.

HOMER calcule pour chaque composant le coût d'énergie, COE , à partir de la relation [56] :

$$COE = \frac{AC_T}{E_{charge}} \quad (4-7)$$

où E_{charge} est la charge principale du modèle, soit ici 645 kW pour la ville de Mbéni, et AC_T le coût total du composant donné par la relation :

$$AC_T = \sum C_{acap} + C_{arem} + C_{aO\&M} - C_{arés} \quad (4-8)$$

C_{acap} , C_{arem} , $C_{aO\&M}$ et $C_{arés}$ représentant les coûts définis précédemment pour le composant considéré.

4.7. Simulation des performances du système hybride

4.7.1. Configurations du système hybride en fonction du coût net

L'optimisation des puissances installées dépend des critères économiques du système. C'est pour cela qu'il faut prendre en considération la taille de chaque élément et son coût d'installation afin de pouvoir le modéliser.

Les paramètres de simulation sont donnés dans les tableaux 4.11 et 4.12 qui spécifient la taille de chaque composant ainsi que ses paramètres économiques. Les coûts d'investissement et de remplacement pour le PV, l'électrolyseur, les piles à combustible, le stockage d'hydrogène et le convertisseur sont obtenus dans les références [56-57]. Les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) pour le PV, le convertisseur et l'éolien ainsi que les coûts d'investissement et de remplacement de l'éolien sont obtenus dans ces références.

PV (kW)	Eolienne (kW)	Convertisseur (kW)	Electrolyseur (kW)	Réservoir H2 (kg)	PAC (kW)
1 000	250	650	400	600	380

Tableau 4.11. Taille des différents composants.

Composant	Coût d'investissement US\$ / kW	Coût de remplacement US\$ / kW	O&M US \$ / an / kW	Durée de vie (ans)
PV	1 000	750	1	25
Eolien	2 067	1 600	0	25
Pile à Combustible	3 000	2 500	0,1	30 000 h
Electrolyseur	1 100	825	0	15
Stockage d'hydrogène	1 000/kg	750/kg	0	25
Convertisseur	400	300	9,3	15

Tableau 4.12. Paramètres économiques des composants et durée de vie.

4.7.2. Production et consommation d'énergie électrique

Les résultats de simulations montrent que l'énergie produite dans le système au cours de l'année est de 2,26 GWh qui est répartie ainsi : 75 % de l'énergie est produite par les panneaux photovoltaïques, 13 % par l'éolien et 12 % par les piles à combustibles. Au niveau de la consommation 56 % de l'énergie est consommée par la charge et 44 % par l'électrolyseur afin de produire l'hydrogène destiné à alimenter les piles à combustible (tableau 4.13).

Production	kWh	%
PV	1 681 760	75
Eolien	300 613	13
PAC	273 626	12
Total	2 255 999	100
Consommation		
Charge primaire	1 144 393	56
Charge d'électrolyseur	917 322	44
Total	2 061 715	100

Tableau 4.13. Energie produite et énergie consommée sur une année.

La production d'énergie électrique via la pile à combustible permet d'équilibrer la production et la demande et ainsi d'assurer la stabilité du réseau en termes de fourniture lors des périodes de production où la consommation est faible, voire lors d'absence de production par les sources d'énergies renouvelables.

4.8. Résultats et discussions

Dans ce paragraphe nous allons détailler les résultats de simulation du système hybride qui a comme but de satisfaire les besoins énergétiques de la ville de Mbéni. Pour y répondre le système a été conçu et optimisé en tenant compte du dimensionnement de chaque composant tel que présenté dans le paragraphe précédent.

L'énergie produite mensuellement par les différents composants de notre système est présentée sur la figure 4.14.

Sur cette figure, on constate que le rayonnement solaire diminue d'avril en août ce qui fait que pendant cette période c'est l'éolien et la pile à combustible qui compense la baisse de la production photovoltaïque. En revanche, de janvier à mars et de septembre à décembre, c'est l'énergie produite par les panneaux solaires qui est prépondérante.

On retrouve ces résultats sur la figure 4.15 qui donne les variations de l'énergie produite au cours de l'année par les différents composants du système hybride.

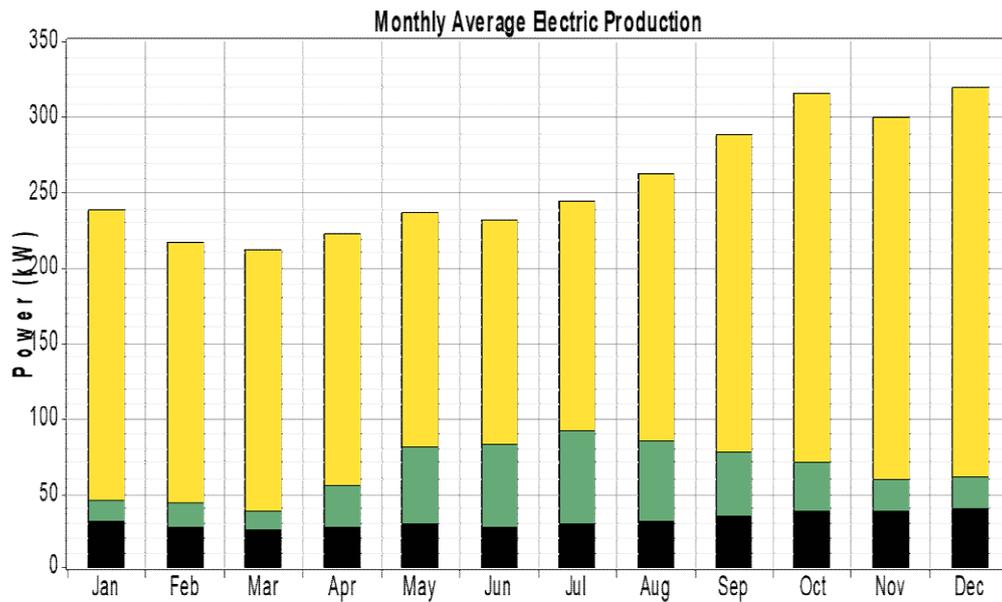


Figure 4.14. Energie produite mensuellement par le système hybride, PV (en jaune), éolien (en vert) et pile à combustible (en noir).

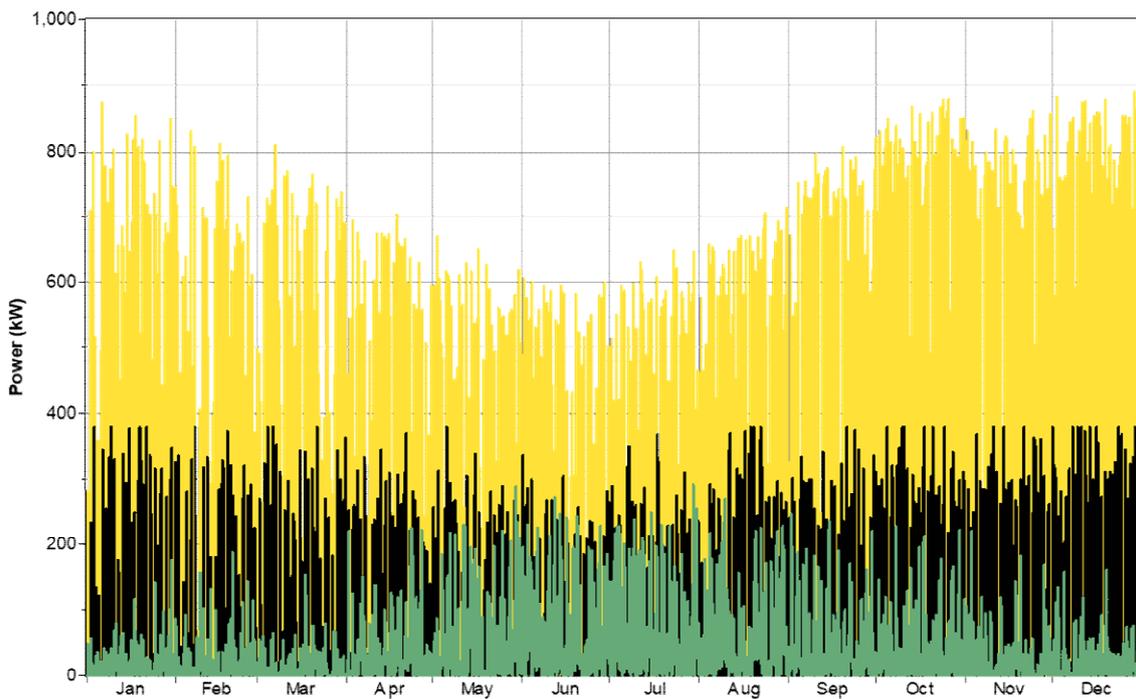


Figure 4.15. Variation de l'énergie produite par le système hybride, PV (en jaune), éolien (en vert) et pile à combustible (en noir).

La figure 4.16 montre que tout au long de l'année, il y a une production photovoltaïque. Avec une puissance installée de 1 000 kW et une production annuelle de 1,68 GW, le générateur photovoltaïque est exploité aux environs de 4 352 heures sur l'année pour un coût total de 0,0244 US\$/kWh.

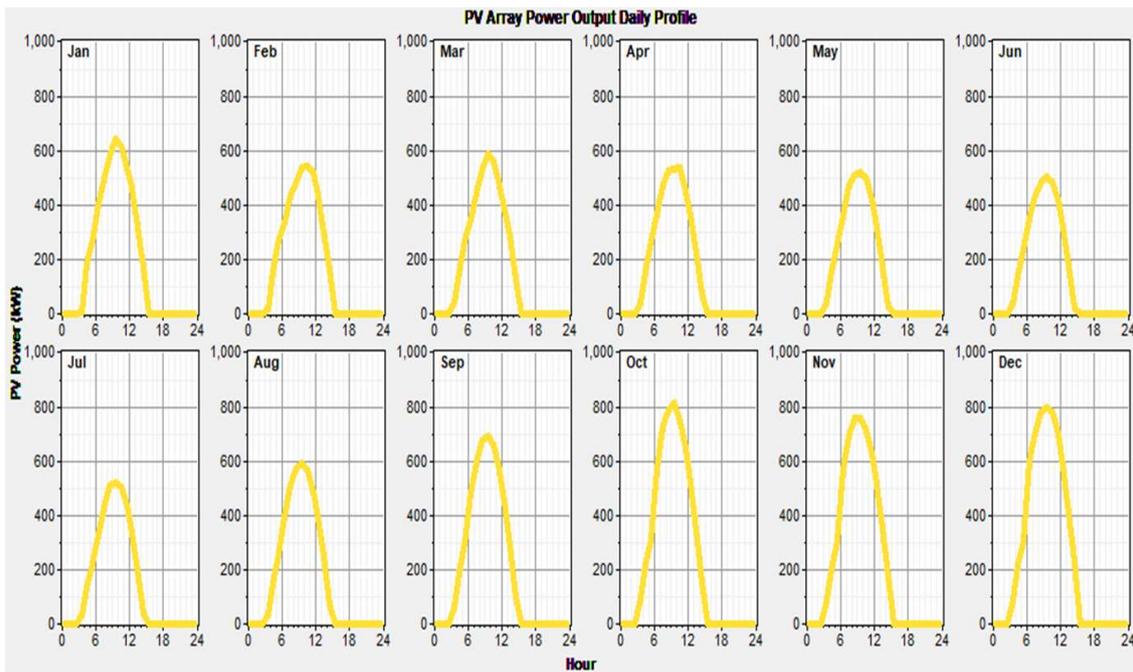


Figure 4.16. Production photovoltaïque par jour au long de l'année.

De plus, on remarque que le générateur photovoltaïque a du mal à produire de l'énergie pendant les mois d'été. Ceci est dû au fait qu'une chaleur excessive fait baisser le rendement des panneaux PV par un accroissement de la recombinaison des paires électrons-trous créées du fait de l'augmentation de la cinétique conférée aux particules par l'énergie thermique supplémentaire disponible.

La baisse de la production photovoltaïque est compensée par les éoliennes (figure 4.17) et la pile à combustible (figure 4.18).

Les éoliennes produisent 301 MWh par an avec un temps d'exploitation de 7 743 heures sur l'année et un coût de production de 0,0688 US\$/kWh.

L'énergie produite par la pile à combustible est de 273 MW par an sur 3 587 heures de fonctionnement sur l'année avec 483 démarrages. Le coût d'exploitation de la pile à combustible est de 95 US\$ par heure de fonctionnement avec une consommation d'hydrogène de 0,059 kg/kWh.

En comparant les durées de fonctionnement de la pile à combustible et des autres générateurs, on constate que celle de la pile à combustible est importante. Ceci est dû au fait que le rayonnement solaire ou le vent dépendent des conditions météorologiques.

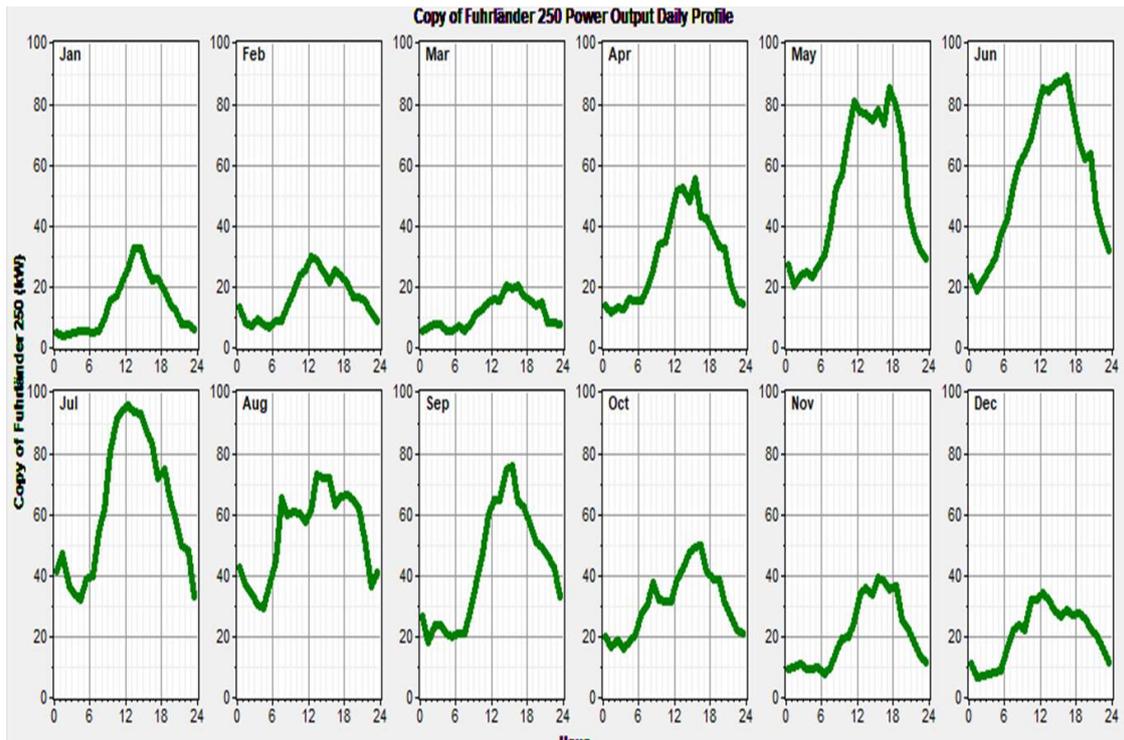


Figure 4.17. Production éolienne par jour au long de l'année.

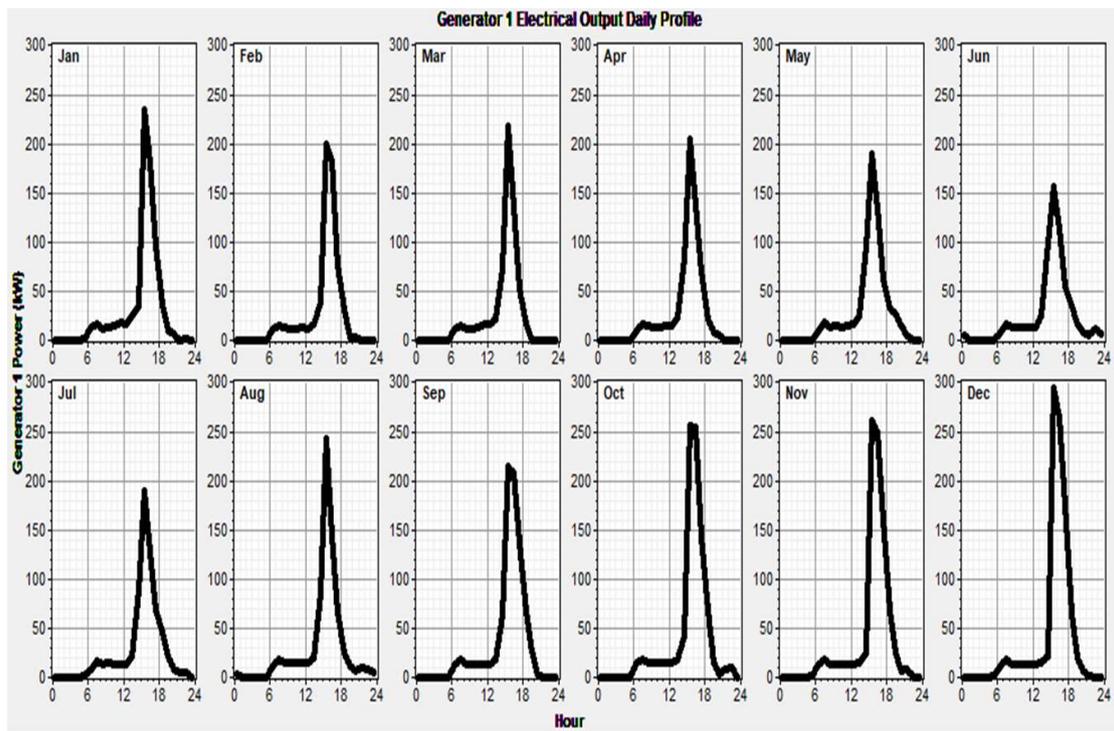


Figure 4.18. Production de la pile à combustible par jour au long de l'année.

La consommation d'hydrogène dans la pile à combustible est de 16 279 kg sur l'année avec une autonomie d'hydrogène de 75 heures. Les figures 4.19 et 4.20 donnent la production d'hydrogène au long de l'année. On constate que d'octobre à décembre, l'énergie demandée

par la charge est plus grande qu'aux mois de mars et juin. Cela prouve que dans cette période la production d'hydrogène est suffisante pour fournir assez d'énergie afin d'équilibrer la demande.

Le résultat montre que la production d'hydrogène a été remplie complètement et que l'énergie produite est très suffisante de manière à assurer la demande de la charge au cours de l'année avec un coût de production d'hydrogène qui s'élève à 29,6 US\$/kg.

L'énergie consommée par l'électrolyseur est présentée sur la figure 4.20 et la figure 4.21 donne la variation de l'hydrogène stockée au long de l'année.

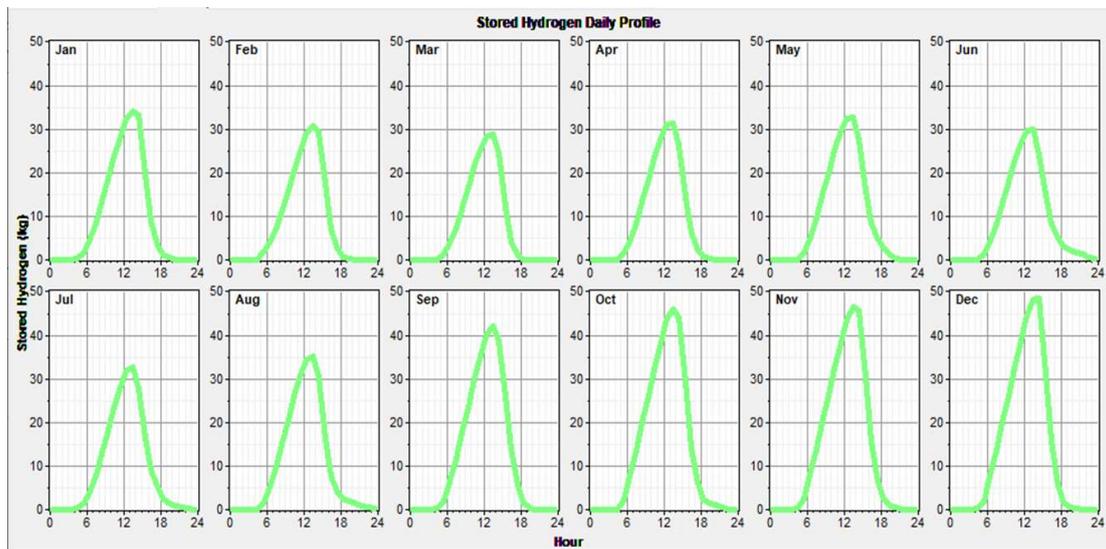


Figure 4.19. Production d'hydrogène au long d'une journée selon le mois.

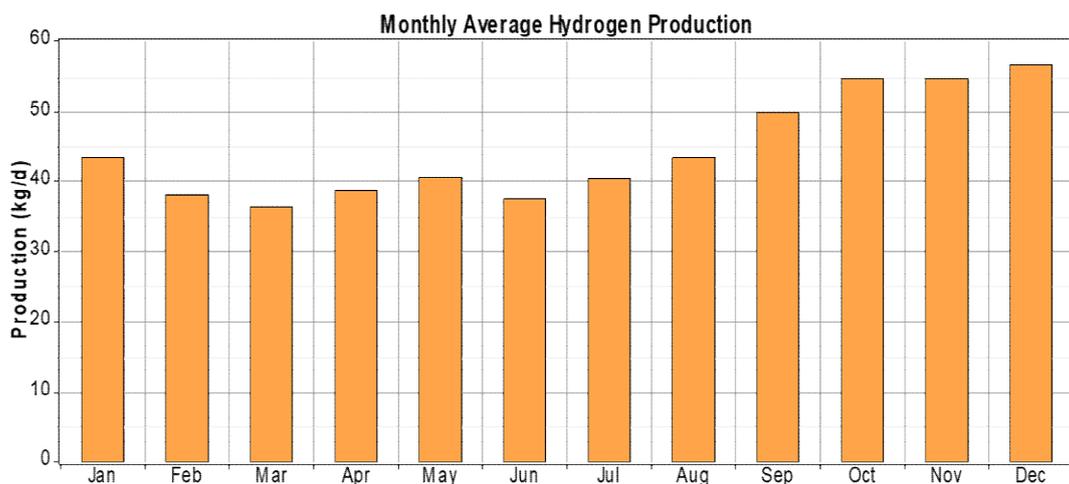


Figure 4.20. Production moyenne d'hydrogène par jour au long de l'année.

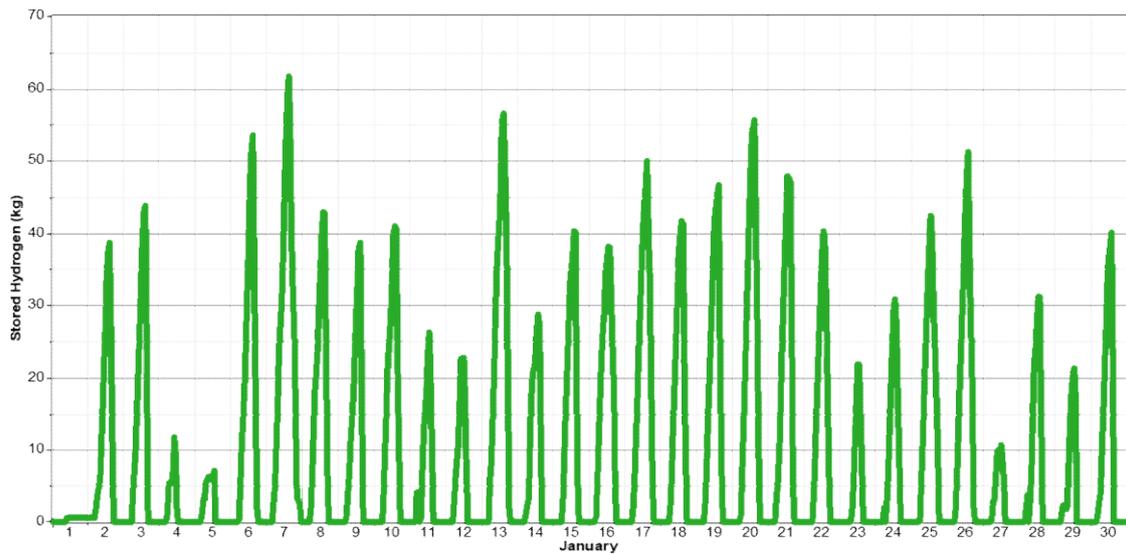


Figure 4.21. Variation du stockage d'hydrogène au long de l'année.

La variation de l'excès d'énergie annuelle est un élément très important dans le système hybride considéré. Le dimensionnement des trois sources PV, éolien et PàC est dû au volume de stockage de l'hydrogène dans les mois les plus défavorables du système (figure 4.22).

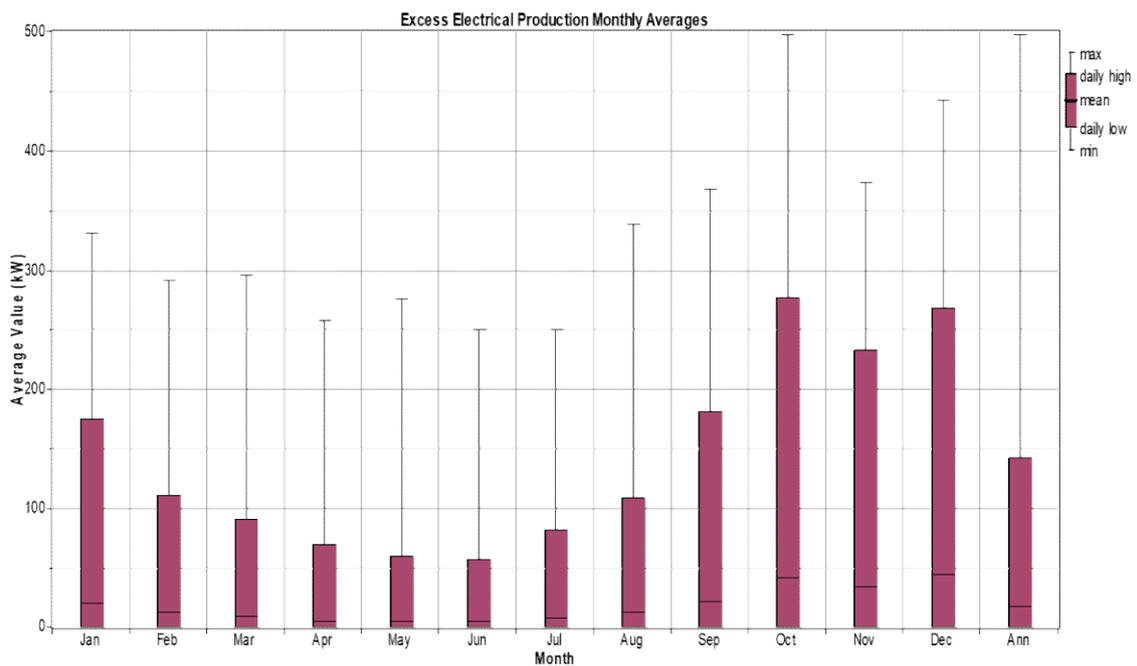


Figure 4.22. Variation du stockage d'hydrogène au long de l'année.

Pour le système hybride proposé, le calcul économique montre que le coût d'investissement initial du projet est de 3 956 750 \$ pour un coût total net de 12 054 500 \$ et une durée de vie de 25 ans (tableau 4.14). Nous constatons que les générateurs PV et la pile à combustible ont des coûts en capital élevés par rapport aux autres éléments, toutefois leurs coûts d'entretien et

de maintenance sont modérés (figure 4.23). Le composant ayant une durée de vie la plus courte est la pile à combustible avec 30 000 heures.

Composants	Capital	Remplacement	O&M	Récupération	Total
PV	1 000 000	0	25 000	0	1 025 000
Eolien	516 750	0	0	0	516 750
Electrolyseur	440 000	90 000	0	- 30 000	500 000
PàC	1 140 000	7 600 000	0	-30 875	8 709 125
H2	600 000	0	0	0	600 000
Convertisseur	260 000	390 000	151 125	-97 500	703 625
Système	3 956 750	8 080 000	176 125	- 158 375	12 054 500

Tableau 4.14. Récapitulatif des coûts des composants du système hybride (en US\$).

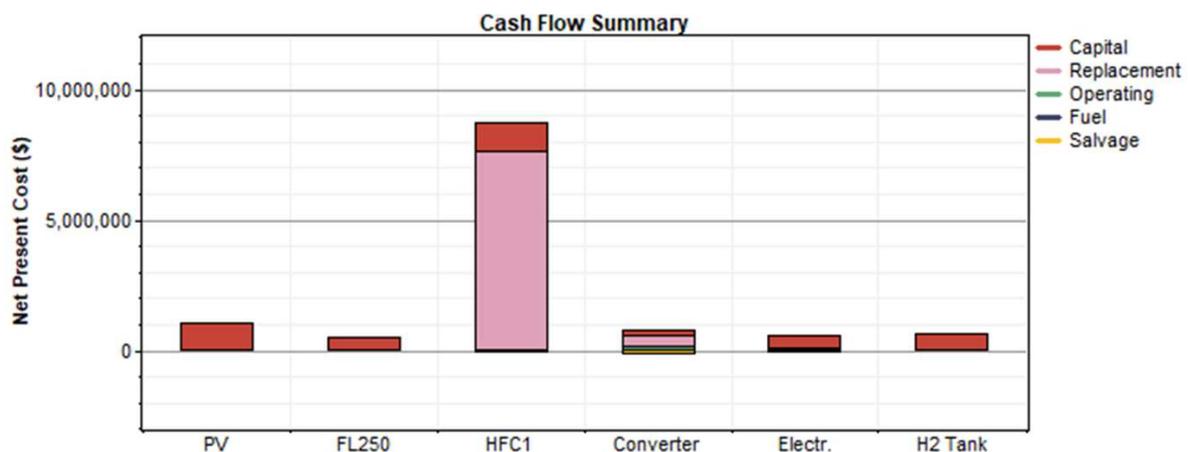


Figure 4.23. Récapitulatif des coûts annuels par composant (FL250 = éolienne, HFC1 = pile à combustible).

Le coût de l'énergie en résultant est de 0,421 US\$/kWh. Ceci montre que le système hybride proposé constitue une perspective intéressante pour les Comores d'autant plus que ce coût va se réduire avec la baisse prévisible du coût des différents sous-systèmes mis en œuvre.

4.9. Conclusion

Ce chapitre est consacré à l'électrification d'une zone rurale à Grande-Comore par un système hybride PV et éolien avec stockage par hydrogène pour une communauté de 8 025 habitants. Les données utilisées pour la vitesse du vent et l'irradiation solaire ont été obtenues par la base

de données de l'Agence Nationale de Météorologie des Comores de Moroni (ANACM). Ces données sont mesurées sur 24 heures et constituent des enregistrements pour la période allant de 2011 à 2012. Les données récoltées font état d'une vitesse moyenne de vent mesurée sur une période de deux ans de 4,85m/s et un rayonnement solaire moyen annuel de 6,51 kWh/m²/jour. Les résultats obtenus sur les profils mensuels moyens correspondants aux deux sources d'énergie renouvelable et analysés à l'aide de HOMER, montrent que le site est doté d'un potentiel solaire important. L'objectif de notre projet est d'appréhender une configuration optimale du système pour ce qui concerne le coût net du projet.

Avec les potentiels thermiques qui sont exploités dans le pays depuis des années et qui n'arrivent pas à satisfaire la demande en électricité à cause de contraintes économiques, les Comores peinent à se développer et profitent mal des dividendes du mouvement de mondialisation. Le système, que nous proposons, devrait pouvoir apporter un élément de solution à la demande en jouant un rôle important pour l'amélioration du niveau et de la qualité de vie dans les zones rurales en plus d'une autonomie, d'une sécurité et d'une qualité de l'approvisionnement électrique.

Le système proposé se présente donc comme une alternative crédible pour assurer la fourniture continue en électricité et favoriser la protection de l'environnement. Avec ces résultats bénéfiques, associés à une politique énergétique bien structurée, la communauté visée pourra assurer son développement.

En tenant compte des résultats que nous avons obtenus, les conclusions suivantes peuvent être tirées concernant les ressources solaires dans la zone communautaire de Mbéni. Celles-ci ont un excellent potentiel comparé à l'énergie du vent qui pourrait constituer une seconde source énergétique pour couvrir les besoins en électricité.

Nous avons aussi montré d'une part qu'un système PV-éolien-H₂ est une solution appropriée pour des applications autonomes et, d'autre part, que l'utilisation d'une pile à combustible, qui ne fournit que 12 % des besoins, permet d'équilibrer la production et la demande et ainsi assurer la stabilité du réseau en termes de fourniture.

4.10. Références du chapitre 4

- [1] M. Said Mohamed, A. Scipioni, B. Davat, M. El Ganaoui, “The idea of feeding a rural area in Comoros with a micro-grid system with renewable energy source with hydrogen storages,” IRSEC 2018, 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference, Rabat, Morocco, December 2018, pp. 1-5.
- [2] M. Said Mohamed, A. Scipion, B. Davat, “Study of a micro-grid with renewable energy sources with hydrogen storage,” International Journal of Innovation and Applied Studies, vol. 24, no. 1, pp. 208-219, August 2018.
- [3] P. Jenkins, A. Sona, “Feasibility analysis of an islanded microgrid in Tohatchi, New Mexico using HOMER,” Energy and Power Engineering, vol. 12, n°6, pp. 357-374, 2020.
- [4] M. Said Mohamed, A. Scipioni, B. Davat, “Etude d’un micro-grid a source d’énergie renouvelable avec stockage par hydrogène,” SGE2018, Symposium de Génie Electrique, 3-5 juillet 2018, Nancy, France.
- [5] S.L. Tesema, G. Bekele, “High wind power penetration large-scale hybrid renewable energy system design for remote off-grid application,” Journal of Power and Energy Engineering, vol. 7, no. 3, pp.11-30, March 2019.
- [6] V. Suresh, M. Muralidhar, R. Kiranmayi, “Modeling and optimisation of an off-grid hybrid renewable energy system for electrification in a rural area,” Energy Reports, vol. 6, pp. 594-604, November 2020.
- [7] G. Vasco, J. Silva, F.A. Canales, A. Beluco, J. de Souza, E.G. Rossini, “A hydro PV hybrid system for the Laranjeiras Dam (in Southern Brazil) operating with storage capacity in the water reservoir,” Smart Grid and Renewable Energy, vol. 10, no. 4, pp. 83-97, January 2019.
- [8] P.E. Jenkins, M. Elmnifi, A.M. Younis, A. Emhamed, “Hybrid power generation by using solar and wind energy: Case study,” World Journal of Mechanics, vol. 9, no.4, pp. 81-93, January 2019.
- [9] G. Vasco, J. Silva, A. Beluco, E. G. Rossini, J. de Souza, “A hydro PV hybrid system as a new concept for an abandoned dam in Southern Brazil,” Computational Water, Energy, and Environmental Engineering, vol. 8, no. 2, PP. 41-56, January 2019.
- [10] W.P. Arevalo, D.J. Benavides, J.C. Lata, F. Jurado, “Energy control and size optimization of a hybrid system (photovoltaic-hidrokinetic) using various storage technologies,” Sustainable Cities and Society, vol. 52, January 2020.
- [11] SONELEC, Société Nationale de l’Electricité, Moroni, “Politique de l’énergie électrique et des produits pétrolier de l’Union des Comores,” Mai 2012, documentation interne, Ministère de l’Energie, Union des Comores.
- [12] SONELEC, Société Nationale de l’Electricité, Moroni, “Données 2018,” documentation interne, Ministère de l’Energie, Union des Comores.
- [13] I. Padrón, D. Avila, G.N. Marichal, J.A. Rodríguez, “Assessment of hybrid renewable energy systems to supplied energy to autonomous desalination systems in two islands of the Canary Archipelago,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 101, pp. 221-230, March 2019.
- [14] B.K. Das, F. Zaman, “Performance analysis of a PV/Diesel hybrid system for a remote area in Bangladesh: Effects of dispatch strategies, batteries, and generator selection,” Energy, vol. 169, pp. 263-276, 2019.
- [15] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi, M. Belhamel, “Economic and technical study of a hybrid system (wind-photovoltaic-diesel) for rural electrification in Algeria,” Applied Energy, vol. 86, no 7-8, pp. 1024-1030, July-August 2009.

- [16] K. Kusakana, H.J. Vermaak, "Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modelling," *Renewable Energy*, vol. 67, pp. 97-102, July 2014.
- [17] O. Djelailia, M.S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, F. Merad, "Energy hybridization photovoltaic/diesel generator/pump storage hydroelectric management based on online optimal fuel consumption per kWh," *Sustainable Cities and Society*, vol. 44, pp. 1-15, January 2019.
- [18] M. A. Kassim, M. El Ganaoui, "Design of a hybrid system for rural area electricity supply in Comoros," *Journal of Power and Energy Engineering*, vol 7, no. 2, pp. 59-78, January 2019.
- [19] M. A. Kassim, M. El Ganaoui, "Feasibility study of stand-alone hybrid energy system for application of buildings in rural areas in Comoros," *ICOME 2017*, Tianjin, China, 6-9 July 2017.
- [20] M.G. Benevit, J. Silva, A.G. Gewehr, A. Beluco, "Subtle influence of the Weibull shape parameter on Homer optimization space of a wind diesel hybrid gen set for use in Southern Brazil," *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 4, no. 8, pp. 38-48, January 2016.
- [21] Y. Bouzelata, N. Altin, R. Chenni, E. Kurt, "Exploration of optimal design and performance of a hybrid wind-solar energy system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 29, pp. 12497-12511, August 2016.
- [22] N.E. Lambani, C. Buque, S. Chowdhury, "Design of a cost effective hybrid renewable energy system for coastal and inland rural community in Africa," *2017 IEEE PES Power Africa*, Accra, Ghana, 27-30 June 2017, pp. 451-456.
- [23] M. Brenna, M. Longo, W. Yaici, T.D. Abegaz, "Simulation and optimization of integration of hybrid renewable energy sources and storages for remote communities electrification," *2017 ISGT-Europe, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, Torino, Italy, 26-29 September 2017, pp. 1-6.
- [24] H. Yang, L. Lu, W. Zhou, "A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system," *Solar Energy*, vol. 81, no.1, pp. 76-84, January 2007.
- [25] M.M.A. Rahman, A.T.A. Awami, A.H.M.A. Rahim, "Hydro-PV-wind-battery-diesel based stand-alone hybrid power system," *ICEEICT 2014, International Conference on Electrical Engineering and Information & Communication Technology*, Dhaka, Bangladesh, 10-12 April 2014, pp. 1-6.
- [26] T. Kasirawat, P. Boonsiri, T. Saksornchai, "PEA microgrid design for coexistence with local community and environment: Case study at Khun pae village Thailand," *2017 ISGT-Asia, IEEE Innovative Smart Grid Technologies*, Auckland, New-Zealand, 4-7 December 2017, pp. 1-5.
- [27] A. Helal, R. El-Mohr, H. Eldosouki, "Optimal design of hybrid renewable energy system for electrification of a remote village in Egypt," *CCCA12, International Conference on Communications, Computing and Control Applications*, Marseilles, France, 6-8 December 2012, pp. 1-6.
- [28] G. Sandeep, V.S. Vakula, "Optimal combination and sizing of a standalone hybrid power system using HOMER," *ICEEOT 2016, International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques*, Chennai, India, 3-5 March 2016, pp. 4141-4144.
- [29] A.M. Vale, B.S. M. C. Borba, M.Z. Fortes, R.S. Maciel, "Techno-economic evaluation of hybrid diesel/PV/wind/battery electricity generation systems for a timber industry in

- north of Brazil,” SBSE 2018, Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos, Niteroi, Brazil, 12-16 May 2018, pp. 1-6.
- [30] F.S. Azad, I. Ahmed, S.R. Hossain, R.A. Tuhin, “HOMER optimized off-grid hybrid energy system: A case study on Rohingya Relocation Center in Bangladesh,” ICASERT 2019, 1st International Conference on Advances in Science, Engineering and Robotics Technology, Dhaka, Bangladesh, 3-5 May 2019, pp. 1-5.
- [31] O.N. Kuznetsov, H.M. Sultan, R.I. Aljendy, A.A. Zaki Diab, “Economic feasibility analysis of PV/wind/diesel/battery isolated microgrid for rural electrification in South Egypt,” EIConRus 2019, IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, Saint Petersburg and Moscow, Russia, 28-31 January 2019, pp. 1001-1006.
- [32] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang, “Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems,” *Renew Energy*, vol. 31, no. 10, pp. 1641-1656, August 2006.
- [33] M.S. Alam, D.W. Gao, “Modeling and analysis of a wind/PV/fuel cell hybrid power system in HOMER,” ICIEA 2007, 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, Harbin, China, 23-25 May 2007, pp. 1594-1599.
- [34] B.U. Kansara, B.R. Parekh, “Modelling and simulation of distributed generation system using HOMER software,” ICONRAE 2011, International Conference on Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering, Sivakasi, India, 15-17 December 2011, pp. 328-33.
- [35] O.H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, A. Elbast, “Optimal design of a PV/fuel cell hybrid power system for the city of Brest in France,” ICGE 2014, First International Conference on Green Energy, Sfax, Tunisia, 25-27 March 2014, pp.119-123.
- [36] M.S. Behzadi, M. Niasati, “Comparative performance analysis of a hybrid PV/FC/battery stand-alone system using different power management strategies and sizing approaches,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 1, pp. 538-548, January 2015.
- [37] K.E. Okedu, D. Pawar, R. Uhunmwangho, R.A. John, P. Madifie, “Hydrogen production in hybrid renewable energy system and power factor improvement,” ICEES 2016, 3rd International Conference on Electrical Energy Systems, Chennai, India, 17-19 March 2016, pp. 201-206.
- [38] B. Ceran, “The concept of use of PV/WT/FC hybrid power generation system for smoothing the energy profile of the consumer,” *Energy*, vol. 167, pp. 853-865, January 2019.
- [39] C. Ghenai, M. Bettayeb, “Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/Fuel Cell/Diesel Generator power system for university building,” *Energy*, vol. 171, pp. 180-189, March 2019.
- [40] H. Garrido, V. Vendeirinho, M.C. Brito, “Feasibility of KUDURA hybrid generation system in Mozambique: Sensitivity study of the small-scale PV-biomass and PV-diesel power generation hybrid system,” *Renewable Energy*, vol. 92, pp. 47-57, 2016.
- [41] S. Barakat, M.M. Samy, M.B. Eteiba, W.I. Wahba, “Viability study of grid connected PV/wind/biomass hybrid energy system for a small village in Egypt,” MEPCON 2016, 18th International Middle East Power Systems Conference, Cairo, Egypt, 27-29 December 2016, pp. 46-51.
- [42] D.P. Pathak, D. Khatod, “Optimum utilization of alternative sources of energy for an un-electrified remote area,” INDICON 2017, 14th IEEE India Council International Conference, Roorkee, India, 15-17 December 2017, pp. 1-6.

- [43] M.U. Khan, M. Hassan, M.H. Nawaz, M. Ali, R. Wazir, "Techno-economic analysis of PV/wind/biomass/biogas hybrid system for remote area electrification of Southern Punjab (Multan), Pakistan using HOMER Pro," PGSRET 2018, International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies, Islamabad, Pakistan, 10-12 September 2018, pp. 1-6.
- [44] S. Rajanna, R.P. Saini, "Optimal modelling of an integrated renewable energy system with battery storage for off grid electrification of remote rural area," ICPEICES 2016, IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, Delhi, India, 4-6 July 2016, pp. 1-6.
- [45] A.M. Rehmani, P. Akhter, "Techno-Economic analysis of hybrid renewable energy systems for rural area energization in Pakistan," ICECE 2019, 3rd International Conference on Energy Conservation and Efficiency, Lahore, Pakistan, 23-24 October 2019, pp. 1-6.
- [46] P. Malik, M. Awasthi, S. Sinha, "Analysis of sensitive parameters influencing a SPV/WT/biomass/battery based hybrid system," ICPS 2019, 8th International Conference on Power Systems, Jaipur, India, 20-22 December 2019.
- [47] A.A. Hossam-Eldin, K.H. Youssef, H. Kotb, "Technical and economic optimization of reverse osmosis desalination systems integrated with PV/wind energy resources: A case study," MEPCON 2017, 19th International Middle East Power Systems Conference, Cairo, Egypt, 19-21 December 2017, pp. 510-514.
- [48] A.H. Al-Badi, M. Al-Toobi, S. Al-Harthy, Z. Al-Hosni, "Techno-economic analysis for a hybrid stand-alone power generation," SSD 2011, 8th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, Sousse, Tunisia, 22-25 March 2011, pp. 1-5.
- [49] N. Mahmud, A. Hassan, M.S. Rahman, "Modelling and cost analysis of hybrid energy system for St. Martin Island using HOMER," ICIEV 2013, International Conference on Informatics, Electronics and Vision, Dhaka, Bangladesh, 17-18 May 2013, pp. 1-6.
- [50] M. A. Kassim, M. El Ganaoui, "Feasibility study for the production of electricity using a hybrid PV-Wind-generator system in a remote area in Comoros," International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences, vol. 33, no. 2, pp. 23-36, November 2017.
- [51] Y.Z. Alharthi, M.K. Siddiki, G.M. Chaudhry, "Resource assessment and techno-economic analysis of a grid-connected solar PV-wind hybrid system for different locations in Saudi Arabia," Sustainability, vol. 10, no. 10, October 2018.
- [52] CABIRA/NAPLAN, "Projet d'assistance technique pour l'élaboration du plan directeur de production, de transport, de distribution de l'énergie électrique et du développement des énergies renouvelables aux Comores," Volume II, janvier 2018, documentation interne, Ministère de l'Energie, Union des Comores.
- [53] ANACM, Agence Nationale de l'Aviation Civile et de la Météorologie, "Données 2014," documentation interne, Ministère de l'Energie, Union des Comores.
- [54] J. Bernard, "Energie solaire - Calculs et optimisation," Edition, Ellipse, France, 2004.
- [55] A. Gueridi, "Dimensionnement d'un système hybride pour subvenir aux besoins de l'Université de Chlef," Magister, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, Algérie, 2011.
- [56] Y. Kalinci, A. Hepbasli, I. Dincer, "Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 40, no. 24, pp. 7652-7664, June 2015.
- [57] A.S. Aziz, M.F.N. Tajuddin, M.R. Adzman, M.A.M. Ramli, S. Mekhilef, "Energy management and optimization of a PV/diesel/battery hybrid energy system using a combined dispatch strategy," Sustainability, vol. 11, no. 3, January 2019.

Conclusion générale

Le travail mené dans cette thèse présente un système hybride de production d'énergie électrique couplé au réseau électrique. Il comporte les sous-systèmes de production énergétique et de stockages suivants : une éolienne, des panneaux photovoltaïques, des batteries, un électrolyseur et une pile à combustible.

Après avoir analysé et identifié les problématiques d'un système d'énergie hybride à base d'énergie renouvelable. Nous avons exposé de façon détaillée les principaux composants de notre SEH : le système photovoltaïque, le système éolien, la pile à combustible, les batteries, l'électrolyseur, les réseaux avec les convertisseurs associés. Nous avons également établi les modèles mathématiques qui décrivent le comportement des différentes parties de notre système d'énergie hybride, afin de constituer un modèle complet du SEH. Le logiciel Matlab/Simulink, a été utilisé à cet effet. Afin d'optimiser l'énergie produite par les sources d'ENR (PV et éolien), nous avons adopté des algorithmes MPPT. Un système de contrôle des tensions de sortie de l'onduleur permet une génération de tensions triphasées équilibrées. Le processus de charge/décharge de la batterie est contrôlé par un hacheur survolteur/dévolteur. Ce dernier est commandé par un régulateur classique PI, qui contribue à la stabilisation de la tension sur le bus continu sur lequel sont connectés les différentes sources et à travers un onduleur, les charges. La pile à combustible est utilisée pour rendre le système plus durable, elle contribue également à la stabilisation de la tension du bus continu en cas de trop forte décharge des batteries par un régulateur classique PI, qui commande le hacheur boost utilisé. Les résultats trouvés montrent que l'utilisation de système de stockage d'énergie par batterie joue un rôle très important dans cette étude et dispose des nombreux avantages tels que : la réduction des fluctuations de tension et la stabilité du réseau électrique. Les tests d'efficacité des différentes commandes appliquées aux différents sous-systèmes du SEH, ont été effectués avec succès sous l'environnement Matlab.

La détection et la régulation des courants de référence est indispensable afin d'injecter le maximum de puissance au réseau. Ce qui fait que l'étude de SEH connecté au réseau nécessite une synchronisation des courants de référence. Généralement cette synchronisation est faite par l'intermédiaire d'une PLL plus au moins évoluée.

La PLL a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale du réseau, assurant la commande par rapport à l'évolution des tensions présentes en cas de perturbation. Les simulations en ont confirmé la bonne efficacité.

L'identification et la régulation des courants de référence est indispensable afin d'injecter le maximum de puissance au réseau. Dans notre cas, la méthode Watt-Var découplé a été utilisée. La commande de l'onduleur et des systèmes de production déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension.

Le dernier chapitre a été consacré à l'électrification d'une zone rurale dans la Grande-Comore grâce à un système hybride PV et éolien, avec stockage par hydrogène pour une communauté de 8025 habitants. Le système, que nous proposons, devrait pouvoir répondre aux besoins de cette communauté et jouer un rôle important sur l'amélioration du niveau et de la qualité de vie ainsi que pour la qualité d'approvisionnement en électricité.

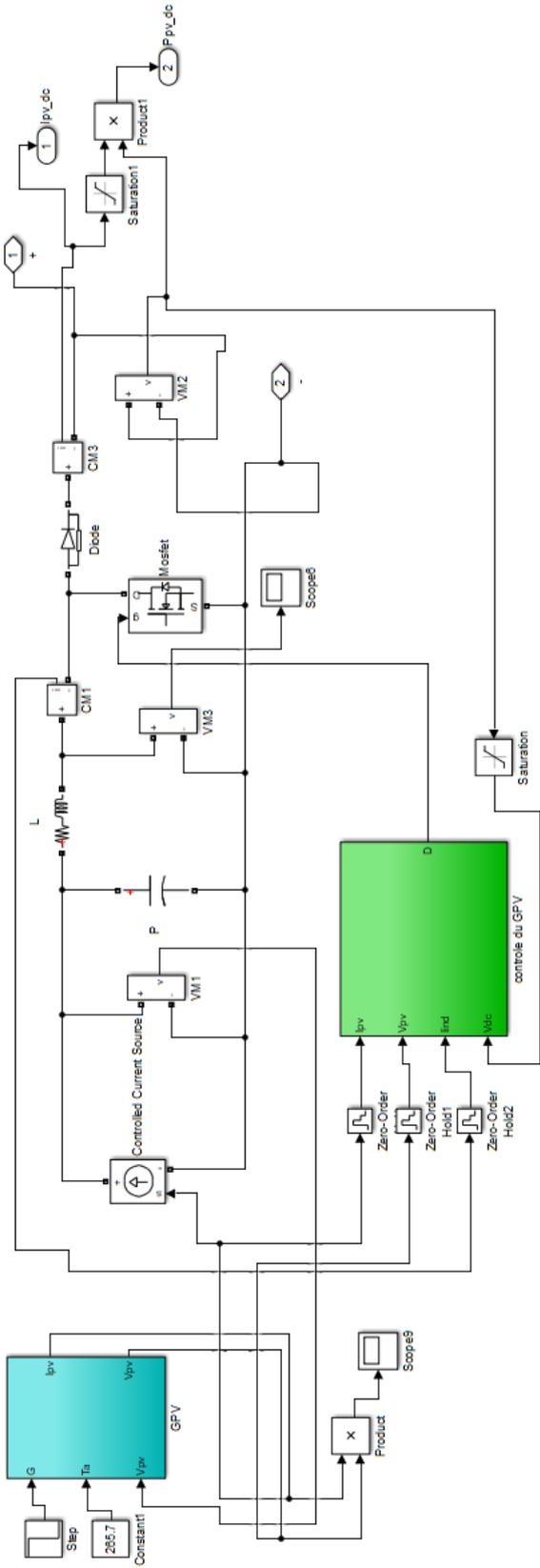
En termes de perspective, il serait souhaitable que le travail théorique que nous avons mené puisse être prolongé par :

- Une réalisation effective qui permettrait de vérifier que tous les objectifs poursuivis dans l'étude sont concrètement atteints, plus particulièrement en mettant en œuvre les procédés d'optimisation énoncés (surtout pour ce qui est des performances de la commande utilisée) ;
- Une prise en compte des modalités de meilleur amortissement et de coût-usager ;
- Une généralisation de l'étude à l'ensembles des Comores, en introduisant dans le modèle hybride proposé différentes variantes permettant l'intégration de l'ensemble des diverses perspectives offertes comme la géothermie, les forts courants marins, l'électricité produite à partir de biogaz issu des déchets ménagers (ce qui permettrait également de créer une filière d'emplois et de régler un autre problème environnemental majeur) ainsi que le stockage gravitationnel d'eau à l'intérieur des terres.

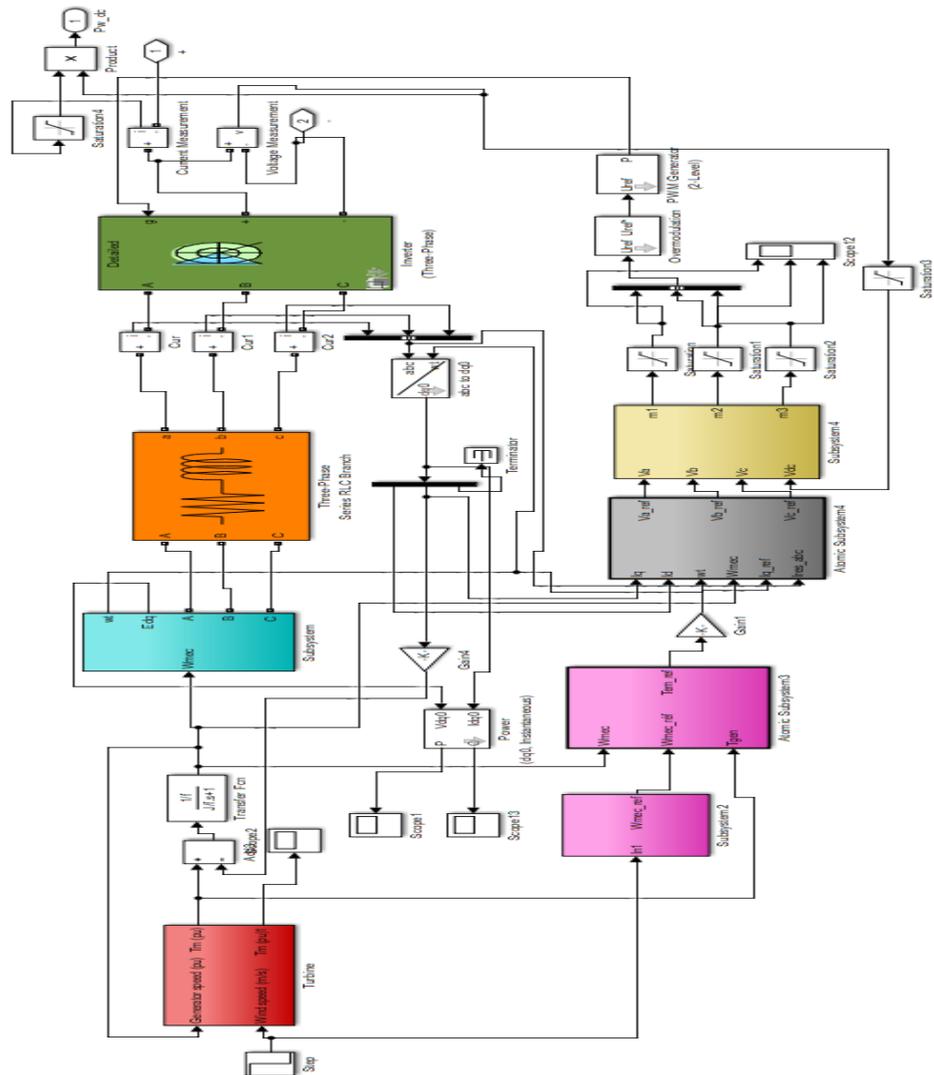
Les perspectives de la vision Comores 2050 en matière d'énergie montrent que la population comorienne, actuellement de 850 000 habitants, passera à 1 600 000 d'habitants en 2050. Ce qui encourage fortement l'exploitation des ressources d'énergies renouvelables existant (solaire, éolien, biomasse, géothermie...etc.), pour pouvoir être capable de répondre aux besoins énergétiques de la population à l'horizon 2050. Les prévisions de besoin en énergie électrique passeront de 20 MW, la puissance actuelle (2017) à 100 MW en 2050.

Annexes

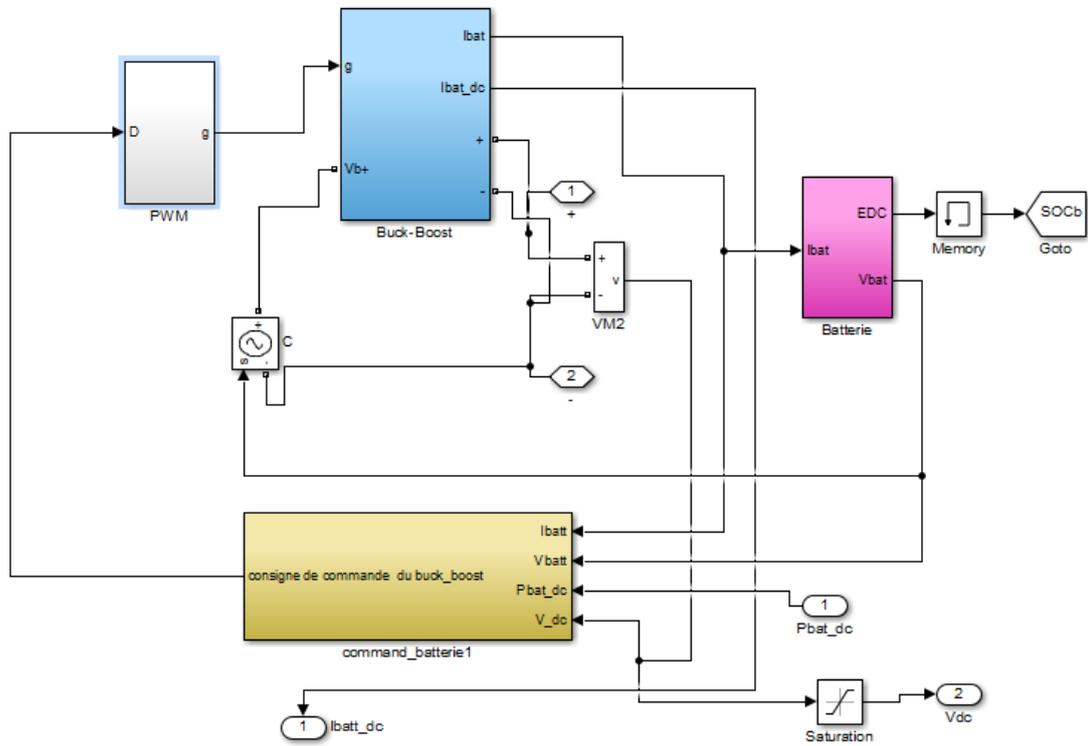
A.1. Modèle Simulink du GPV + commande + convertisseur



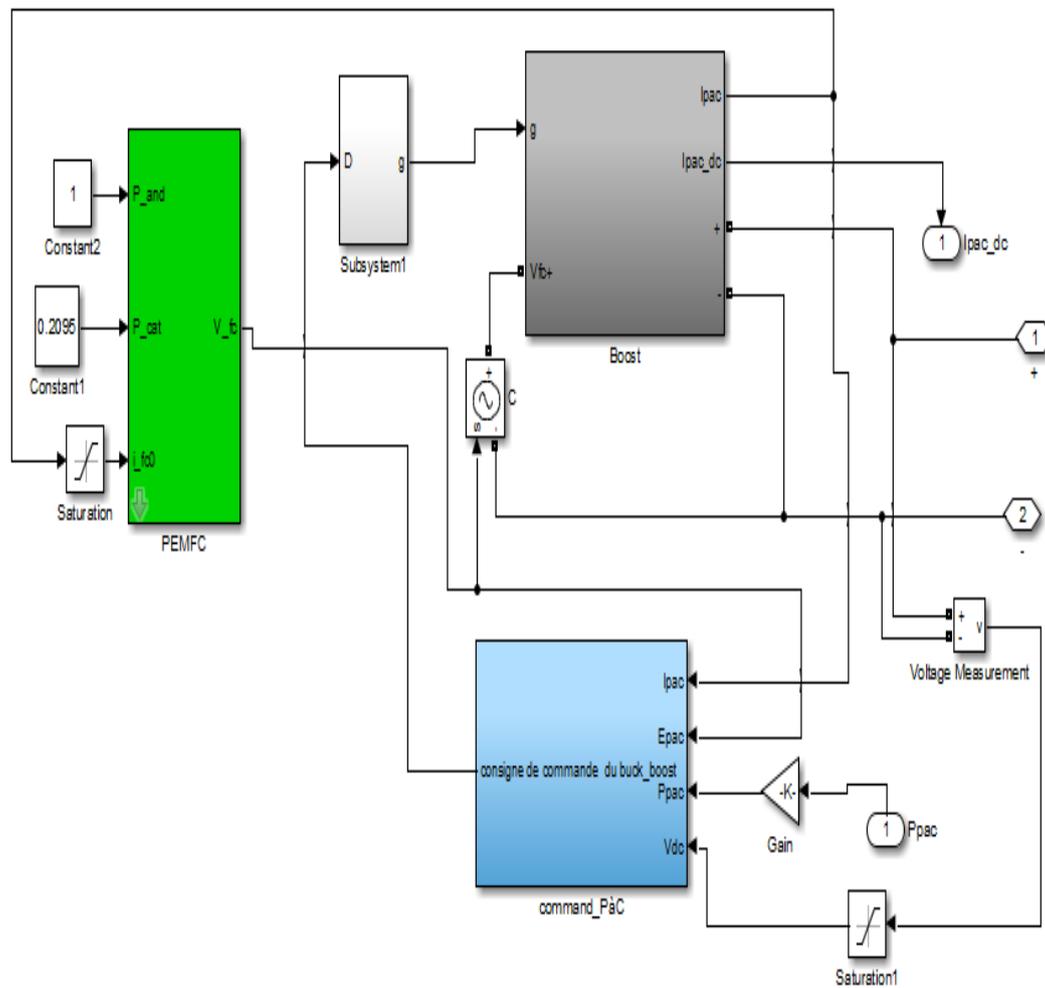
A.2. Modèle Simulink du générateur éolien + commande + convertisseur



A.3. Modèle Simulink de la batterie + commande + convertisseur



A.4. Modèle Simulink de la pile à combustible + commande + convertisseur



A.5. Modèle Simulink de l'électrolyseur + commande + convertisseur

