THÈSE de DOCTORAT
de l'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE de CACHAN

Spécialité : Électrotechnique

Présentée par
Olivier GERGAUD

pour obtenir le grade de
Docteur de l'École Normale Supérieure de Cachan

Sujet de la thèse :

Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur

Soutenue le 9 décembre 2002 devant le jury composé de :

M. C. GLAIZE	Président - Rapporteur
M. X. ROBOAM	Rapporteur
Mme. R. BELHOMME	Examinatrice
M. H. BEN AHMED	Examinateur
M. B. MULTON	Examinateur
M. C. NICHITA	Examinateur
M. E. PEIRANO	Examinateur

Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Énergie
(SATIE UMR CNRS 8029)

Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan
Campus de Ker Lann – 35170 BRUZ

Remerciements

Mes premiers remerciements vont à Messieurs Bernard Multon et Hamid Ben Ahmed, Professeur des universités et Maître de conférences à l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan et chercheurs au SATIE. Je les remercie vivement pour leur présence tout au long des ces travaux. Leurs compétences scientifiques, leur disponibilité, leur sympathie et leur bonne humeur en font des encadrants et collègues exceptionnels. Travailler à leur côté est un plaisir.

Je remercie vivement Monsieur Christian Glaize, Professeur des universités et directeur du Laboratoire d'Electrotechnique de Montpellier et Monsieur Xavier Roboam, chargé de recherche du CNRS et responsable de l'équipe système électromécanique du Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de Toulouse, d'avoir accepté de rapporter cette thèse.

Je tiens à remercier tout particulièrement Madame Régine Belhomme, ingénieur de recherche d'EDF à Clamart, Monsieur Cristian Nichita, Maître de conférences du Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre et Monsieur Éric Peirano, ingénieur de recherche de l'ADEME de Sophia Antipolis qui nous ont fait l'honneur de participer à ce jury.

Que Monsieur Quénéa de la SARL QUENEA soit remercié pour son grand dévouement et sa disponibilité. Je remercie également les sociétés ENERTEC et Météo France de nous avoir fourni les données indispensables à la réalisation de ces travaux.

Merci à Isabelle Marie Joseph, Sébastien Delabrosse, Mohamed Elleuch, Olivier L'haridon, Dominique Miller et Amrane Oukaour pour leur aide précieuse.

Je suis très reconnaissant envers Franck LORIOT, pour sa sympathie et sa présence à mes cotés durant ces trois années de monitorat.

Je tiens également à présenter ma plus vive sympathie aux collègues : Pierre-Emmanuel CAVAREC, Nicolas BERNARD, Sylvie TURRI, Gaël et Marie ROBIN, Alain POULHALEC et tous les membres de l'antenne de Bretagne de l'ENS CACHAN.

SOMMAIRE

INTRODUCTION…… 1

CHAPITRE 1 : Ressources énergétiques renouvelables et systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable…… 5

INTRODUCTION…….. 6

1.1 Énergies renouvelables, définitions, ressources et exploitation…… 6

1.1.1 La production de chaleur par les sources renouvelables…… 7
1.1.1.a Le bois-énergie…… 8
1.1.1.b La méthanisation – le biogaz…… 8
1.1.1.c Le solaire thermique…… 9
1.1.1.d La géothermie…… 9
1.1.2 La production d'électricité par les énergies renouvelables…… 9
1.1.2.a Les petites centrales hydrauliques…… 10
1.1.2.b Le solaire photovoltaïque…… 10
1.1.2.c L'éolien…… 11
1.1.3 Bilan…… 12

1.2 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité…… 13

1.2.1 Conversion de l'énergie éolienne…… 13
1.2.1.a Caractéristiques et types de turbines…… 13
1.2.1.b Chaînes de conversion électrique…… 17
1.2.2 Conversion de l'énergie solaire…… 21
1.2.2.a Générateur photovoltaïque…… 21
1.2.2.b Chaîne de conversion électrique…… 24

1.3 Système de production expérimental…… 25

1.3.1 L'ensemble expérimental…… 25
1.3.2 Dispositifs de stockage de l'énergie…… 27
1.3.3 Acquisition des données…… 28
1.3.4 Problématique et conclusion…… 29

CHAPITRE 2 : Élaboration des modèles des systèmes de production. 32

INTRODUCTION…… 33

2.1 Modélisation de la chaîne de production éolienne…… 33

2.1.1 Étude simplifiée…… 36
2.1.2 Modélisation détaillée – Étude avec transformateur parfait…… 39
2.1.3 Impact du transformateur – Étude avec transformateur réel…….…… 41
2.1.4 Système complet……..…… 44
2.1.5 Aspect énergétique…… 48

2.2 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque……. 50

2.2.1 Modèles électriques des panneaux…… 50
2.2.1.a "Modèle une diode"…… 51
2.2.1.b "Modèle deux diodes"…… 53
2.2.1.c "Modèle polynomial"……. 54
2.2.2 Détermination des paramètres – Analyse en puissance…… 54
2.2.3 Analyse énergétique……..…….. 58
2.2.4 Caractéristiques des convertisseurs MPPT……..…… 61
2.2.5 Système complet……..…… 63

2.3 Conclusion…… 66

CHAPITRE 3 : Modélisation des éléments de gestion de l'énergie et du système complet……..…… 67

INTRODUCTION…… 68

3.1 Modélisation des accumulateurs électrochimiques…… 68

3.1.1 Modèle de la capacité……..…… 69
3.1.2 Équation de la tension en décharge……. 70
3.1.3 Équation de la tension en charge……..…… 71
3.1.4 Rendements de charge et de décharge……..…… 72
3.1.5 Description détaillée du modèle de CIEMAT……..…… 74
3.1.6 Simulation sur un cycle donné…… 74

3.2 Modélisation énergétique de l'onduleur réversible…… 78

3.2.1 Rendement en redresseur (AC/DC)……..…… 79
3.2.2 Rendement en onduleur (DC/AC)…… 80
3.2.3 Pertes en mode floating…… 82
3.2.4 Modes de gestion de l'énergie de l'onduleur réversible TRACE…… 82

3.3 Modélisation et simulation du système complet…… 84

3.4 Conclusion…… 90

CHAPITRE 4 : Problématique économique…… 91

INTRODUCTION…… 92

4.1 Problématique…… 92

4.2 Relations économiques…… 94

4.3 Détermination des paramètres…… 98

4.3.1 Paramètres liés au réseau principal…… 98
4.3.1.a Coût du raccordement au réseau…… 98
4.3.1.b Abonnement et coût de l'énergie du réseau principal en France métropolitaine…… 99
4.3.2 Paramètres économiques liés au générateur photovoltaïque…… 101
4.3.3 Paramètres économiques liés au générateur éolien…… 102
4.3.4 Paramètres économiques du stockage…… 103
4.3.5 Paramètres économiques liés à l'onduleur …… 105
4.3.6 Caractérisation des fonctions temporelles $G_W(t)$, $G_{PV}(t)$, $T_a(t)$, $P_{conso}(t)$……. 106
4.3.6.a Les données météorologiques…… 106
4.3.6.b Le profil de consommation…… 108

4.4 Conclusion…… 109

CHAPITRE 5 : Dimensionnement et optimisation énergétique : Analyse de cas…… 111

INTRODUCTION…… 112

5.1 Analyse d'un cas sans production locale…… 112

5.1.1 Écrêtage de la consommation…… 114
5.1.2 Lissage de la consommation…… 120

5.2 Analyse d'un cas en site autonome (non couplé au réseau) …… 123

5.3 Analyse d'un site de production photovoltaïque-éolien non couplé au réseau…… 127

5.4 Analyse du site de production de l'ENS…… 130

5.5 Intérêts de la gestion d'énergie - Perpectives…… 134

5.6 Conclusion…… 136

CONCLUSION ET PERSPECTIVES…… 137

BIBLIOGRAPHIE…… 142

NOMENCLATURE…… 148

ANNEXES…… 153

INTRODUCTION

INTRODUCTION

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Dans les pays industrialisés, ce système est aujourd'hui très centralisé même si les évolutions de réglementation conduisent à une amorce de décentralisation de la production.

Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO_2 [Web_EDF]. En outre, la part du prix du combustible dans le coût de production est prépondérante ce qui engendre, compte tenu du caractère sensible de ces matières premières, des oscillations continuelles et une instabilité à long terme.

L'énergie de fission nucléaire, qui ne rejette directement pas de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident lié à leur exploitation sont très faibles (en France cette grande sûreté est notamment obtenue grâce à une standardisation élevée et à un très haut niveau de technicité) mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux et, pour une part, leur radioactivité reste élevée durant de nombreuses années. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir. Enfin, contrairement à une idée couramment répandue, les réserves d'uranium sont, comme celles de pétrole, limitées (moins de 100 ans au rythme actuel de la consommation).

Beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires. Aujourd'hui, après l'hydraulique, le grand éolien devient compétitif en termes de coûts de production. Il est en train de permettre de contribuer à la réduction des rejets de gaz à effet de serre, mais on peut se demander, comme c'est le cas avec les grands barrages, si des concentrations importantes d'éoliennes ne vont pas également être des sources perturbatrices. Quoi qu'il en soit, la part importante de l'aérogénération est attendue

des grandes fermes offshore qui resteront des systèmes centralisés avec leurs avantages et inconvénients.

La production d'électricité est donc forcément, malgré une apparence anodine, synonyme de perturbations. L'utilisation excessive d'un mode de production accentue fortement l'effet nuisible qui lui est associé et il apparaît évident que la diversification des sources est une solution à promouvoir. Cependant, ceci doit s'inscrire dans une politique de développement durable, dans laquelle de nombreuses nations s'engagent aujourd'hui plus ou moins timidement. C'est pourquoi le système de production centralisé, associé à une part croissante de dispositifs de production décentralisés, semble représenter une réponse raisonnable à cette exigence. Cette solution permet à la fois l'exploitation des ressources locales et, contrairement aux systèmes autonomes, leur mutualisation grâce à l'interconnexion par le réseau existant. Mais à plus long terme, il ne semble pas raisonnable de considérer l'extension d'une telle décentralisation sans y adjoindre des moyens de stockage d'énergie.

Associées à un accumulateur sur site, ces petites unités de production peuvent également assurer, de manière locale, une fonction de secours vis-à-vis d'un réseau de transport et de distribution qui serait momentanément défaillant. Un tel système de production et de stockage décentralisé (dispersé ou distribué selon l'organisation !) à l'échelle de l'habitat individuel, de la collectivité locale ou de l'entreprise, nous semble répondre de façon intéressante à nos soucis de développement durable, aussi bien du point de vue environnemental que de celui de la sécurité d'approvisionnement.

Le projet mis en place, depuis 1999, à l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan et du LÉSiR (ESA CNRS 8029, devenue SATIE en 2001-2002 et UMR CNRS-ENS de Cachan) a été conçu dans cet esprit, de petites et grosses unités de production, respectivement décentralisées et centralisées, largement interconnectées. Le site expérimental installé dans des conditions de proximité de l'habitat, telles que nous les imaginons à terme, est un système de production multi-sources (vent + solaire) naturellement couplé au réseau et capable, grâce à un dispositif de stockage de l'énergie, d'un fonctionnement autonome. Il pourrait bien entendu être avantageusement associé à d'autres moyens de production, comme par exemple un cogénérateur à pile à combustible ou à générateur Stirling qui permettraient notamment de réduire les besoins en stockage direct d'électricité.



Système expérimental éolien-photovoltaïque (1,5 kW et 2 kW) couplé au réseau et associé à 15 kWh de batteries.

Cette thèse est la première dans cette thématique, nouvelle pour notre laboratoire. Le travail présenté dans ce mémoire a pour objectif l'étude d'un tel système, en vue :

? d'établir des modèles énergétiques et économiques des sous systèmes ;
? de développer des outils de dimensionnement optimal et de gestion de l'énergie par le biais d'un formalisme économique ;
? de réaliser des analyses technico-économiques de quelques configurations élémentaires ou de variantes de tels systèmes de production électrique ;
? de dégager des pistes de recherche pour permettre le développement de ces systèmes.

Dans le premier chapitre, après avoir présenté les différentes sources d'énergies renouvelables existantes, nous focalisons notre attention sur la production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Ainsi les différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources solaire et éolienne sont présentées. Puis la problématique de notre travail est précisée.

La modélisation énergétique complète du système est établie dans les chapitres 2 et 3. Les modèles des chaînes de production éolienne (alternateur à aimants et redresseur à diodes) et photovoltaïque (modules polycristallins et hacheurs à commande MPPT) sont mis au point en vue de l'estimation de la production d'énergie à partir des données de vitesse de vent et d'ensoleillement.

Pour la partie photovoltaïque, nous exploitons des modèles de la bibliographie qui nous permettent de créer un lien entre les phénomènes physiques et le comportement observé, notamment en prenant en compte la valeur de la température. Puis, principalement pour des raisons de rapidité de calcul, nous élaborons un modèle purement numérique que nous comparons aux précédents.

La chaîne éolienne, qui ne faisait l'objet que de très peu de développement dans la littérature, a nécessité une étude plus spécifique avec des modélisations à différents niveaux de complexité. Nous montrons d'ailleurs qu'il existe un couplage important entre les caractéristiques aérodynamiques de la turbine et les caractéristiques électriques de la partie électrotechnique. Cette étude a d'ailleurs permis d'améliorer la chaîne de conversion initialement installée.

Toutes ces modélisations, établies en étroit couplage avec l'expérimentation, sont suffisamment précises et simples pour permettre des simulations sur de longues durées avec des temps de calculs acceptables. Toutefois, les difficultés à estimer l'énergie éolienne, dans un milieu très turbulent où l'anémomètre ne se trouve pas à proximité des machines, sont mise en avant [SAM_02].

Les sous systèmes de gestion de l'énergie ainsi que le système complet sont également modélisés. Pour l'accumulateur électrochimique (plomb-acide), une mise en œuvre, que nous pensons originale, du modèle de CIEMAT [COP_93] nous montre comment s'affranchir des effets néfastes de l'imprécision sur la connaissance et les fluctuations de la résistance interne de la batterie.

Dans le chapitre 4, nous exposons la problématique économique. Un modèle économique général est présenté et appliqué à chacune des entités composant le système. À partir de données constructeurs et de fournisseurs, nous déterminons les paramètres économiques correspondant à tous les éléments du système. Les données de consommations (fournies par la société ENERTECH) et de gisements de production (données Météo-France sur 15 ans et données relevées sur notre site expérimental), nécessaires à l'étude du comportement d'un système donné en situation « réelle », sont finalement présentées.

Enfin, le dernier chapitre permet l'exploitation des résultats des chapitres précédents pour l'étude technico-économique du système complet dans diverses configurations types et notamment choisies pour des raisons pédagogiques de la plus simple à la plus complète. Les dimensionnements de ces configurations, ainsi que les possibilités de gestion d'énergie et leur apport, sont exposés et analysés. Nous montrons ainsi qu'il peut-être, sous certaines conditions, économiquement rentable, pour un consommateur – producteur, d'être propriétaire d'un tel système connecté au réseau principal, afin de ramener les unités de production à des tailles plus raisonnables et les exploiter à 100 % par rapport au cas de systèmes autonomes non raccordés.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives et notamment les travaux d'une nouvelle thèse qui démarre cette année.



Centrale d'acquisition, accumulateurs électrochimiques et armoire électrique.

Chapitre 1

Ressources énergétiques renouvelables et systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable

INTRODUCTION

1.1 Énergies renouvelables, définition, ressources et exploitation…… 6

1.1.1 La production de chaleur par les sources renouvelables……..… 7
1.1.1.a Le bois-énergie…… 8
1.1.1.b La méthanisation – le biogaz……..…… 8
1.1.1.c Le solaire thermique…… 9
1.1.1.d La géothermie…… 9
1.1.2 La production d'électricité par les énergies renouvelables…… 9
1.1.2.a Les petites centrales hydrauliques……..…… 10
1.1.2.b Le solaire photovoltaïque…… 10
1.1.2.c L'éolien…… 11
1.1.3 Bilan…… 12

1.2 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité…… 13

1.2.1 Conversion de l'énergie éolienne……..…….…. 13
1.2.1.a Caractéristiques et types de turbines…… 13
1.2.1.b Chaînes de conversion électrique…….. 17
1.2.2 Conversion de l'énergie solaire…… 21
1.2.2.a Générateur photovoltaïque…… 21
1.2.2.b Chaîne de conversion électrique……..…… 24

1.3 Système de production……..…..…… 25

1.3.1 L'ensemble expérimental……..……..…… 25
1.3.2 Dispositifs de stockage de l'énergie……..…… 27
1.3.3 Acquisition des données…… 28
1.3.4 Problématique et conclusion……..……..…… 29

Chapitre 1

Ressources énergétiques renouvelables et systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins. La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux.

Après un bref bilan des ressources énergétiques exploitables, nous nous intéresserons dans ce chapitre aux systèmes de production existants, en particulier relatifs aux sources solaires et éoliennes. Nous décrirons ensuite le système de production installé à l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan. Enfin, nous finirons ce chapitre en précisant la problématique que nous avons définie dans cette thèse.

1.1 Énergies renouvelables, définition, ressources et exploitation :

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire.

Mais dans les pays industrialisés, dès le XIXème siècle, elles furent progressivement marginalisées aux profits d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. Depuis lors, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire.

Les chocs pétroliers successifs depuis les années 70 ont démontré les risques économiques et géopolitiques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables.

De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès. Même au sein de l'Europe occidentale de tels "sites isolés" ne sont pas exceptionnels. Actuellement deux milliards et demi d'habitants, principalement dans les zones rurales des pays en développement, ne consomment que 1 % de l'électricité produite dans le monde [Web_AJE].

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- elles sont inépuisables ;
- elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- elles offrent une importante indépendance énergétique.

Compte tenu de deux usages importants de l'énergie, chaleur et électricité, on classera les énergies renouvelables en deux groupes.

1.1.1 La production de chaleur par les sources renouvelables.

Les sources d'énergies renouvelables permettent d'abord de produire de l'énergie thermique, ainsi le bois, le biogaz, le soleil et la géothermie sont largement exploités pour cela. Le soleil, ressource majeure, reste encore peu exploité mais son potentiel de développement est énorme (chauffe-eau solaires…). Le graphique figure1.1.1 illustre bien la nette domination du bois dans la production thermique française de 1970 à 2000 [Web_Min]. La production thermique est passée en trente ans de 8,8Mtep à 10,3Mtep avec un pic en 1991 à 12,2Mtep. Pour comparaison, le chauffage résidentiel consomme en France environ 26 Mtep et l'eau chaude sanitaire 9 Mtep [Obs_00].

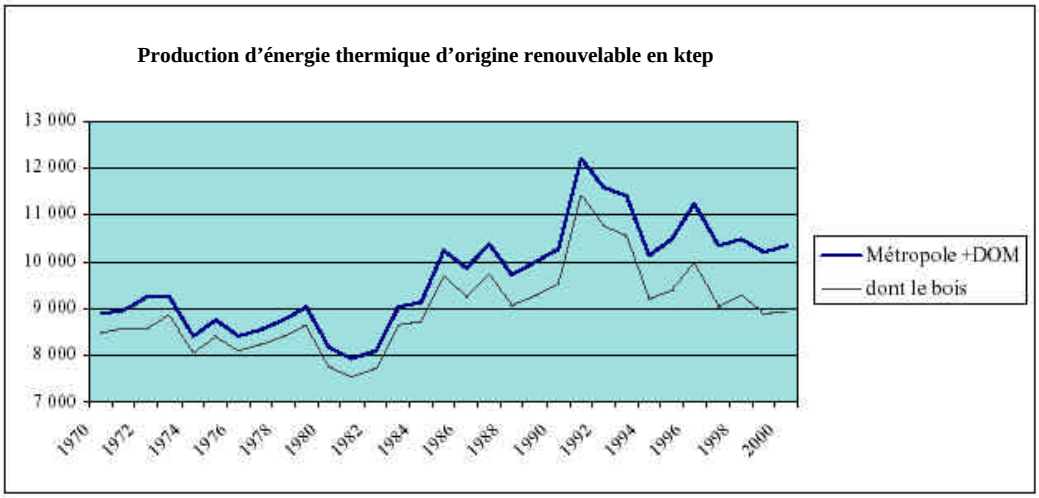


Figure 1.1.1 : *Evolution de la production thermique d'origine renouvelable en France [Web_Min].*

1.1.1.a Le bois-énergie :

Avec le développement de l'exploitation du charbon, du pétrole et du gaz naturel, le bois a progressivement été relégué à la seule fonction de chauffage (individuel et parfois collectif), en milieu rural. Le bois-énergie représente 14 % de la consommation énergétique primaire mondiale. En France, la production de bois-énergie reste importante. Elle est en effet estimée à 4-5 % de la consommation énergétique totale et 33 % de la part des énergies renouvelables, derrière l'hydraulique [Web_Sys].

En France, la consommation totale de bois-énergie est évaluée à 9,5 Mtep [Web_Cie] dont :

- 8 Mtep dans l'habitat individuel : le bois est l'énergie de base pour 2,8 millions de ménages occupant une maison individuelle, un foyer sur quatre utilise le bois-énergie comme appoint ;
- 0,1 Mtep dans le collectif et tertiaire (300 chaufferies bois à alimentation automatique de plus de 200 kW) ;
- 1,1 Mtep en auto-consommation dans les industries du bois (1000 chaufferies) ;
- 0,27 Mtep dans l'incinération de déchets ménagers.

1.1.1.b La méthanisation – le biogaz :

La méthanisation est un phénomène biologique par lequel la matière organique est transformée en biogaz par des bactéries vivant en l'absence d'oxygène (fermentation anaérobie). Elle se produit naturellement au fond d'une mare envasée ou dans une décharge. Elle sert à détruire la fraction biodégradable, susceptible de polluer, des déchets organiques de toute nature.

Le biogaz est composé de méthane principalement, de gaz carbonique et de traces d'autres gaz. Il peut être employé à l'état brut sur des chaudières, groupes électrogènes, générateurs d'air chaud. Le biogaz est aussi utilisable, après épuration aux normes du gaz naturel, comme carburant automobile.

La production actuelle en France s'élève à 0,15 Mtep/an. On estime le gisement potentiellement valorisable en France, avec une vingtaine d'installations par département, à environ 3,5Mtep/an [Web_Obs].

1.1.1.c Le solaire thermique :

Le solaire thermique basse température permet essentiellement le chauffage de l'eau sanitaire et, dans une moindre mesure, la production combinée de chauffage par plancher chauffant (plancher solaire direct). Cette application de l'énergie solaire, industrialisée depuis plus de 25 ans, est actuellement en phase de croissance accélérée aux Etats-Unis, au Japon et en Europe.

En Europe, plus de 600 000 familles [Sys_01] ont équipé leur habitation d'un chauffe-eau solaire, la croissance est rapide. L'Allemagne, la Grèce et l'Autriche ont beaucoup développé cette application et possèdent l'essentiel de la surface de capteurs solaires installée dans l'Union Européenne (plus de 75 %).

En France, des dizaines de milliers de chauffe-eau solaires individuels sont installés. Les Dom, avec plus de 20 000 chauffe-eau installés, sont les départements les plus équipés. En métropole, le programme national Hélios 2006 aide l'installation de 15 000 chauffe-eau solaires individuels et de 500 planchers solaires directs par an, jusqu'en 2006. La production d'eau chaude solaire dans les établissements collectifs est également encouragée par l'aide à l'installation de 25 000 m² de capteurs d'ici à 2006.

1.1.1.d La géothermie :

La géothermie est l'extraction d'énergie contenue dans le sol. Les principales opérations entreprises en France, en géothermie profonde (environ 2000 m), concernent le chauffage de logements collectifs par réseaux de chaleur dans le bassin parisien et en Aquitaine, entre 1982 et 1986. Elles permettent une économie de 0,17 Mtep/an. Cette filière est relativement peu développée en France. Une autre technique est présentée sous le nom de géothermie de surface. Il s'agit d'une extraction par pompe à chaleur. Son principe est le suivant. Un capteur prélève de la chaleur dans le sol à l'extérieur par exemple sous une pelouse, son origine se trouve d'ailleurs dans le rayonnement solaire. Cette chaleur est transmise dans la maison le plus souvent via un plancher chauffant. Dans tous les cas le transfert de chaleur nécessite un fluide frigorigène et un appoint électrique de compression (à peu près 1/3 des besoins d'énergie thermique) [Sys_148].

1.1.2 La production d'électricité par les énergies renouvelables.

Les sources d'énergie disponibles dans notre environnement proche et permettant de produire de l'électricité sont : l'eau, le soleil et le vent.

Directement compétitives pour les sites isolés (les coûts de raccordement au réseau électrique sont très élevés), les centrales électriques à sources renouvelables peuvent aussi, sous certaines conditions, être directement raccordées au réseau. Le développement de l'électricité renouvelable est freiné en France par le prix de rachat, parmi les plus bas d'Europe. En effet, la politique nationale a conduit au développement d'une relative surcapacité de production nucléaire après que la plupart des différents sites hydrauliques de grande capacité aient été exploités. Les moyennes et grosses centrales hydrauliques (>8 MW) produisent plus de 99 % des 17,5 Mtep d'électricité renouvelable française (figure 1.1.2) et ne seront pas traitées dans ce qui suit.

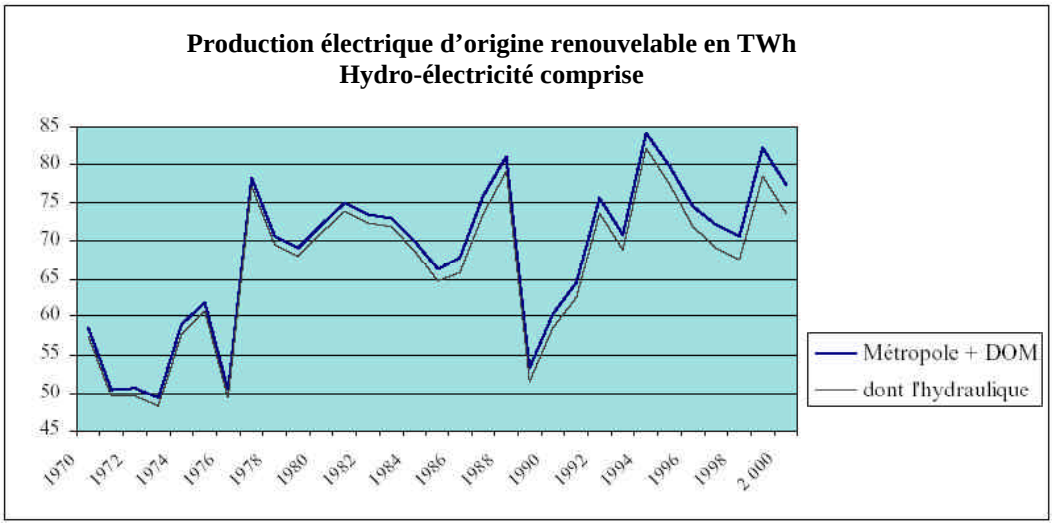


Figure 1.1.2 : *Evolution de la production électrique d'origine renouvelable en France [Web_Min].*

1.1.2.a Les petites centrales hydrauliques :

L'hydroélectricité, c'est-à-dire la production d'électricité à partir de la force de l'eau, est apparue au milieu du XIXe siècle dans la continuité des moulins qui exploitaient directement la force motrice de l'eau. Appelée la "houille blanche", elle a été synonyme d'un développement économique très important.

En marge des grands barrages, qui fournissent 13 % des besoins en électricité de la France, la petite hydroélectricité a su se faire une place.

Les petites centrales hydrauliques, appelées PCH, ont une puissance qui varie de quelques centaines de watts à une dizaine de mégawatts. Environ 1700 PCH fonctionnent en France. Elles appartiennent souvent à des producteurs indépendants. Elles produisent annuellement près de 7 TWh / an, soit 1,5 % de la production électrique nationale [Web_Sys].

Le potentiel français de création de nouvelles PCH est estimé à au moins 1000 MW. Auxquels s'ajoutent 150 à 200 MW sur les sites existants pouvant être réhabilités et modernisés. L'ensemble représenterait une production non négligeable d'environ 4 TWh / an [Web_Sys].

Notons également dans le domaine de l'énergie hydraulique, les ressources marémotrices, de la houle et celles des courants marins. La France possède la plus grande usine marémotrice du monde (La Rance) avec une puissance de 240 MW et une production annuelle de 0,5 TWh [Web_Min], mais les sites exploitables sont peu nombreux et l'acceptabilité n'est pas évidente. Les ressources de la houle sont très importantes et de très nombreux travaux dans le monde ont montré la faisabilité de son exploitation, via de très nombreux principes d'exploitation [CLE_02]. Le développement attendu de l'énergie électrique éolienne offshore [Bes_02] pourrait être avantageusement couplé à une production par les vagues où l'on pourrait mettre en commun les coûteuses infrastructures de génie civil.

1.1.2.b Le solaire photovoltaïque :

Le rayonnement solaire représente une ressource renouvelable d'énergie énorme, de loin la plus importante. L'énergie reçue à la surface de la terre varie, par m², de 1100 kWh à

2300 kWh/an (au total 720.10^5 kWh/an) [MUL 99]. En France la variation est de 1200 kWh à 1800 kWh/an (de 3.2 kWh à 5 kWh par jour en moyenne figure 1.1.3) selon la latitude.

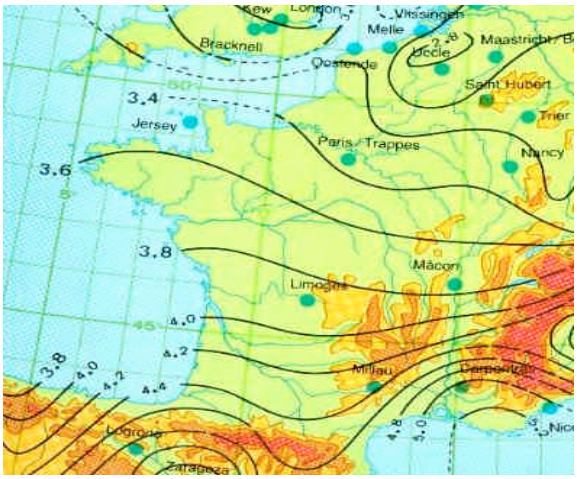


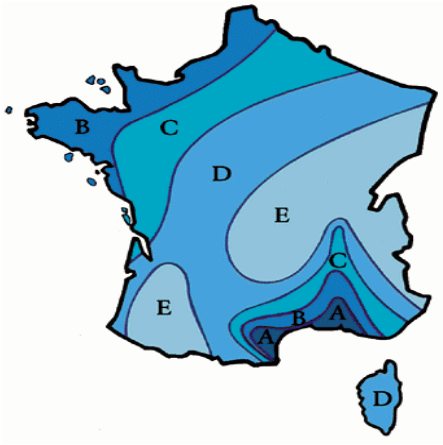
Figure 1.1.3 : *Rayonnement solaire global quotidien moyen en kWh/m² pendant l'année valeurs moyennées sur les années 1966-1975 [Web_Out].*

L'effet photovoltaïque permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil. Au zénith, le soleil délivre environ 1kW/m² de rayonnement sur un capteur placé perpendiculairement à ses rayons, au niveau de la mer.

Malgré le fait que depuis les premières mises en œuvre, les prix ont chuté d'un facteur 100, il faut un ensoleillement important pour arriver à un coût encore insuffisamment compétitif du kWh. C'est pourquoi pour l'instant, la production photovoltaïque est plutôt réservée à l'alimentation en site isolé d'équipements et d'habitations où le coût élevé du raccordement au réseau la rend compétitive. On estime la puissance photovoltaïque installée dans le monde à environ 1400 MWc (en 2001) pour une énergie produite estimée à 1,4 TWh. En France, la puissance installée était en 1999 de 9,1 MWc. Depuis quelques années, ce sont principalement les programmes incitatifs de toits solaires (raccordés au réseau) qui ont contribué le plus au décollement de la filière (taux de croissance de 40 %/an) [Sys 01].

1.1.2.c L'éolien :

Parmi toutes les énergies renouvelables contribuant à la production d'électricité, l'énergie éolienne tient actuellement le rôle de vedette. Elle est l'une des plus prometteuses, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application et de création d'emplois et de richesses. Son potentiel est énorme, il est estimé à 30.10^{15} kWh pour l'ensemble du globe et entre 5 et 50.10^{12} kWh/an pour la part terrestre exploitable. En France, on estime les ressources éoliennes exploitables annuellement à environ 70.10^9 kWh terrestres et 500.10^9 kWh en offshore soit plus que la consommation intérieure actuelle d'électricité (environ 400.10^9 kWh) [MUL 99]. Ces ressources traduites en vitesse moyenne de vent sont représentées sur la figure suivante. Bien sûr les fluctuations naturelles et difficilement prévisibles de la production éolienne posent des problèmes difficiles de stabilisation des réseaux dans lesquels le stockage d'énergie risque de se révéler indispensable.



	Bocage dense bois, banlieue m/s	Rase campagne obstacles épars m/s	Prairies plates quelques buissons m/s	Lacs Mer m/s	Crêtes collines m/s
A	>6	>7,5	>8,5	>9	>11,5
B	5/6	6,5/7,5	7/8,5	8/9	10/11,5
C	4,5/5	5,5/6,5	6/7	7/8	8,5/10
D	3,5/4,5	4,5/5,5	5/6	5,5/7	7/8,5
E	<3,5	<4,5	<5	<5,5	<7

Figure 1.1.4 : *Vitesse moyenne du vent sur l'année à une altitude de 50 mètres [Web_Out].*

On peut noter que plus de 24,5 GW étaient installés dans le monde début 2002 [sys 02], pour une production annuelle estimée à 45.10^9 kWh. L'Europe totalise 17,6 GW avec seulement 94 MW en France. L'objectif français est de disposer de 7 GW à 10 GW éoliens installés en 2010.

1.1.3 Bilan :

Dans ce qui précède, nous avons énoncé, de manière non exhaustive, les différentes ressources énergétiques permettant de produire de la chaleur et de l'électricité par sources d'énergie renouvelables. Des solutions n'ont pas été citées car leurs exploitations nécessitent des moyens lourds et donc difficilement envisageables pour un particulier ou une collectivité locale. On peut citer, pour la production d'électricité, la géothermie qui compte une seule centrale française à BOUILLANTE en Guadeloupe, avec une capacité de 4,2 MW [Web_Min], la biomasse et les déchets urbains. Et pour la production thermique, l'utilisation de déchets urbains solides, les résidus de récoltes principalement dans l'industrie agro-alimentaire et enfin les biocarburants avec une forte croissance ces dix dernières années.

Le tableau ci-dessous décrit, pour la métropole et les DOM, la production d'énergie par sources d'énergie renouvelables de 1970 à 2000 [Web_Min].

	1970		2000	
	Electricité (GWh)	Thermique (ktep)	Electricité (GWh)	Thermique (ktep)
Hydraulique brute	57506		73587	
Eolien raccordé au réseau	0		93	
Eolien non raccordé au réseau (estimé)	0		1.14	
Solaire photovoltaïque raccordé au réseau	0		0.26	
Solaire photovoltaïque non raccordé au réseau (estimé)	0		9.24	
Solaire thermique		0		20
Géothermie	0	0	21	117
Déchets urbains solides	229	244	1522	661
Bois et déchets de bois	713	8499	1437	8948
Résidus de récoltes	0	61	378	201
Biogaz	115	80	346	63
Biocarburant		0		335
Total	58563	8885	77394	10345

Tableau 1.1.1 : *Production d'énergie par sources d'énergie renouvelables de 1970 à 2000 pour la métropole et les DOM [Web_Min].*

Nous pouvons constater, dans ce tableau, que depuis 30 ans la production d'électricité par sources d'énergies renouvelables a augmenté de 32 %, et que nous sommes passés de quatre types de ressources exploitées en 1970 à huit en 2000 avec comme nouvelles ressources utilisées le vent, le solaire, la géothermie et les résidus de récoltes. Ainsi la croissance que la production d'électricité renouvelable hors hydraulique a connue est considérable. Nous sommes passé de 1 GWh en 1970 à 3,8 GWh en 2000, soit une croissance de 280 %.

Les énergies renouvelables, après avoir suscité un intérêt de courte durée à chaque choc pétrolier, semblent maintenant sur une véritable rampe de croissance durable, principalement pour des raisons environnementales mais également parce que les réserves de combustibles fossiles s'amenuisent. Dans ce qui suit nous nous intéresserons seulement à la production d'électricité par éoliennes et panneaux photovoltaïques car il nous semble que le vent et le soleil sont les ressources les mieux partagées et donc celles qui se prêtent le mieux à la production décentralisée d'électricité, mais également parce que ce problème constitue sans doute les fondements d'une production fluctuante de prévisibilité limitée. La possible adjonction, à ce type de système, de dispositifs de production à partir de carburant, ne complique que très peu ce problème difficile.

1.2 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité :

1.2.1 Conversion de l'énergie éolienne.

Dans cette partie nous allons nous intéresser aux dispositifs de conversion permettant de transformer l'énergie éolienne en énergie électrique. Dans un premier temps nous présenterons les caractéristiques et les différents types d'aérogénérateurs existants, puis nous analyserons les chaînes de conversion électrique associées à ces turbines.

1.2.1.a Caractéristiques et types de turbines :

i) Puissance récupérable par une turbine :

La puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne peut s'écrire sous la forme :

$$P_{turbine} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot r \cdot p \cdot R_p^{\,2} \cdot V_w^{\,3} \qquad (1.2.1)$$

où C_p est le coefficient aérodynamique de puissance de la turbine (il caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne), ? est la masse volumique de l'air, R_p le rayon de la turbine et V_w la vitesse du vent.

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du vent. Il peut avantageusement s'exprimer en fonction de ?, la vitesse spécifique ou normalisée. ? est le rapport entre la vitesse périphérique en bout de pales et la vitesse du vent :

$$l = \frac{R_p \cdot \Omega}{V_w} \qquad (1.2.2)$$

O est la vitesse angulaire de rotation de la turbine.

La figure 1.2.1 montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [Hau_00]. On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée, λ_{opt}, qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. Plus la caractéristique $C_p(?)$ sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

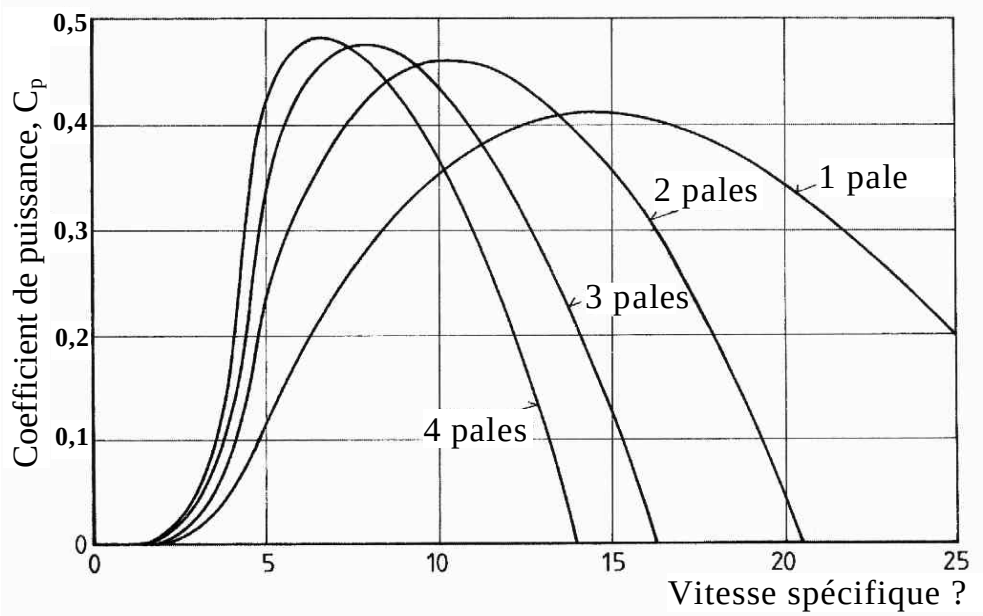


Figure 1.2.1 : *Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée l [Hau_00].*

ii) Types de turbine :

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [WAL_97] :

- les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- les turbines éoliennes à axe vertical.



Eoliennes à axe horizontal Eoliennes à axe vertical

Figure 1.2.2 : *Technologies d'éoliennes*

Sur le plan aérodynamique, on peut comparer les différents types de turbines en comparant leurs coefficients aérodynamiques de puissance ou de couple en fonction de la vitesse normalisée λ.

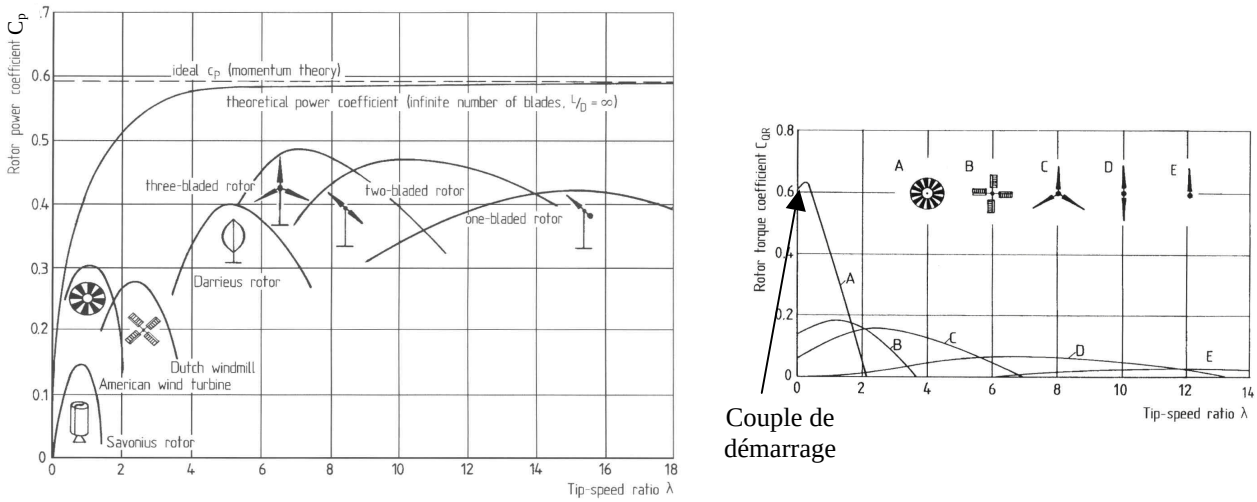


Figure 1.2.3 : *Coefficients de puissance et de couple en fonction de la vitesse normalisée l pour différents types de turbines [Hau_00].*

On peut noter ainsi que :
? les courbes donnant le coefficient de couple montrent que les couples de démarrage sont favorables aux multipales (pompage,…). Il en est de même pour les systèmes à axe vertical ;
? les courbes $C_p(\lambda)$ montrent l'avantage intrinsèque des turbines à axe horizontal en terme de puissance, même si ce jugement est à nuancer lorsqu'on observe l'énergie restituée, en particulier en sites peu ventés (zones urbaines,…) ;
? les courbes $C_p(\lambda)$ sont plus plates pour les « axes horizontaux » à faible nombre de pales (3,2,1) par rapport aux « axes verticaux » ou aux multipales. Elles sont donc moins sensibles aux variations de λ autour de λ_{opt}.

iii) Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne :

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale v_n. Pour des vitesses de vents supérieures à v_n, la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnantes : v_D la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et V_M la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

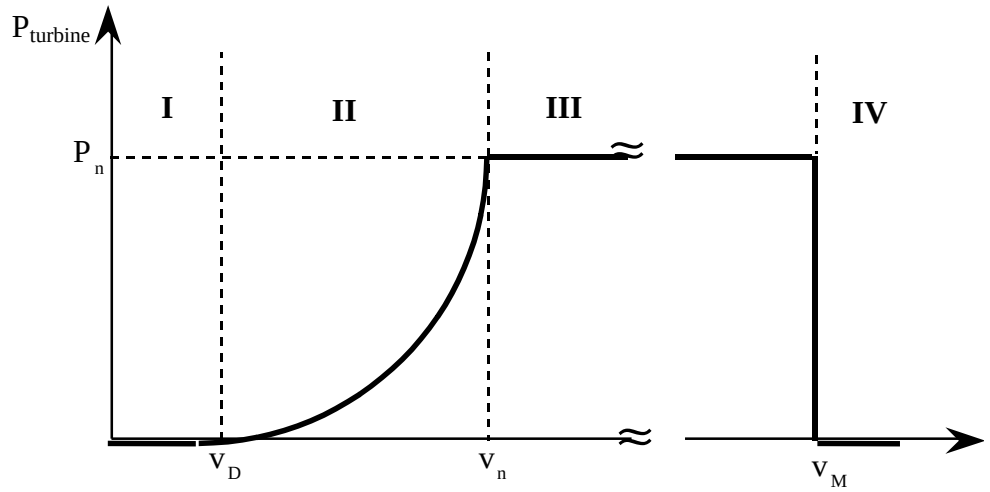


Figure 1.2.4 : *Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.*

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones [MUL 02] :

- la zone I, où $P_{turbine} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_W ;
- la zone III, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $P_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à P_n ;
- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

- système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses [Web_Dew] ;
- système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales). Chez certains fabricants de grandes machines, un système hybride se développe, le « stall actif », dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système pitch.

D'autres systèmes de régulation, dans les petites éoliennes notamment, sont exploités :

- basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal ;
- pas variable par la pression du vent (modèle Airwind : les pales en fibre, se déforment et provoquent un décrochage) ;
- déviation par rapport à l'axe du vent. La dérive se trouve légèrement décalée par rapport à l'axe de rotation vertical (qui permet normalement à la turbine d'être face au vent) et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique (la turbine reçoit un vent de travers).

iv) Intérêt de la vitesse variable :

Si on considère les courbes du coefficient de puissance fonction de λ (Cf. §1.2.1a), il apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent (λ_{opt}). Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse variable électronique apporte beaucoup plus en terme énergétique [MUL_02]. La figure 1.2.5 [Mül_00] montre que la position du maximum de la courbe puissance en fonction de la vitesse de rotation change avec la vitesse du vent. Typiquement, un réglage de vitesse dans une plage de 1 à 2 est nécessaire pour bien optimiser les transferts énergétiques. Nous verrons dans ce qui suit différents ensembles convertisseurs-machines utilisés ou utilisables dans la génération éolienne d'énergie.

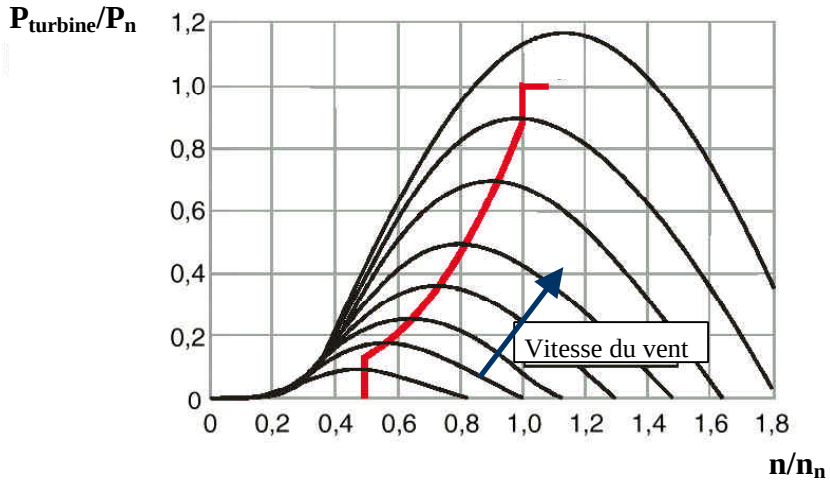


Figure 1.2.5 : *Puissance de la turbine en fonction de sa vitesse de rotation, paramétrée en vitesse du vent. La position des maxima est tracée. [Mül_00].*

1.2.1.b Chaînes de conversion électrique :

Diverses chaînes de productions coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. Elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable. On peut, par exemple, classer ces solutions par leur fonctionnement couplé ou non au réseau.

i) Systèmes couplés au réseau alternatif :

Génératrices asynchrones à cage

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant "au fil du vent". Bien que la première machine qui vient à l'esprit pour de tels systèmes soit la génératrice synchrone, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage jusqu'à des puissances dépassant le mégawatt.

Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance

réactive (Fig. 1.2.6) et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances permettant de limiter le régime transitoire d'appel de courant au moment de la connexion au réseau.

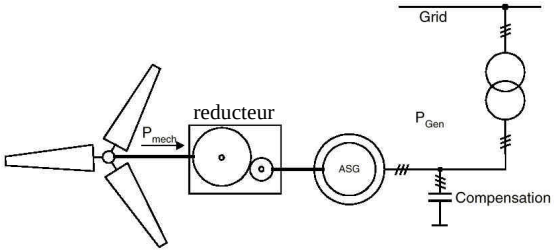


Figure 1.2.6 : *Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage [Mül_00].*

Nous avons vu précédemment l'intérêt de la variation de vitesse. Une solution couramment employée consiste à utiliser des machines asynchrones à cage à 2 configurations polaires du bobinage statorique qui procurent ainsi deux vitesses de synchronisme.

Génératrices asynchrones à rotor bobiné

La machine asynchrone à rotor bobiné et à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixes au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence (plus ou moins élaboré). Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit. En effet, si K est le rapport de la vitesse maximale sur la vitesse minimale (par exemple $K = \frac{\Omega_{max}}{\Omega_{min}} = 2{,}5$), sa puissance de dimensionnement est $\frac{K-1}{2 \cdot K}$ fois la puissance maximale générée (30%).

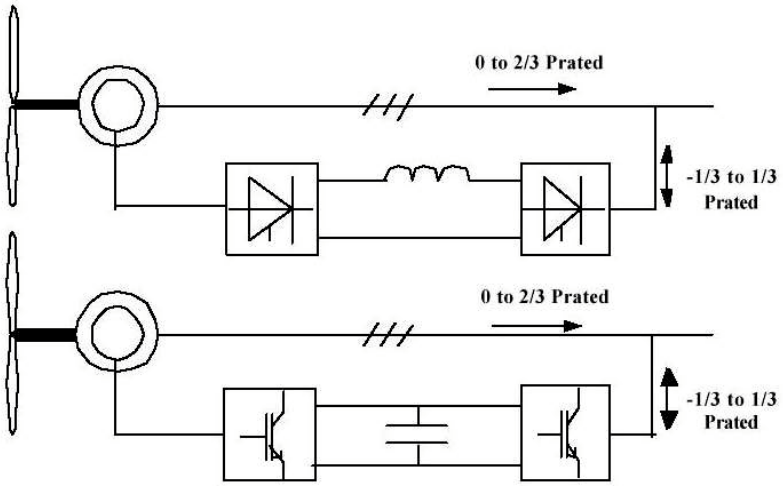


Figure 1.2.7 : *Chaînes de conversion à génératrice asynchrone à rotor bobiné [Bau_00].*

La figure 1.2.7 montre deux systèmes à double alimentation. Le premier est à convertisseurs à thyristors. Il n'est plus utilisé car il présente trop d'inconvénients en termes de facteur de puissance et de formes d'ondes (côté machine et côté réseau). Actuellement, ce sont les systèmes à deux convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion qui sont utilisés (second système), généralement à IGBT.

Les machines à rotor bobiné (double alimentation) nécessitent un rotor sensiblement plus complexe ainsi qu'un système triphasé de bagues et balais pour connecter les enroulements rotoriques au convertisseur.

Les problèmes d'usure et de maintenance associée pourraient conduire à préférer une solution à vitesse variable constituée d'une génératrice asynchrone à cage associée à un convertisseur de fréquence (figure 1.2.8), mais il ne semble pas qu'elle ait encore trouvé un débouché, sans doute pour des raisons économiques.

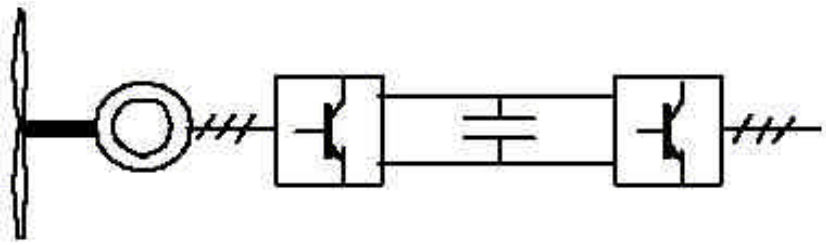


Figure 1.2.8 : *Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage et convertisseur de fréquence [Bau_00].*

Génératrices synchrones

Enfin, tout particulièrement dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des machines synchrones. Leurs performances, notamment en terme de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles, leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose naturellement. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable.

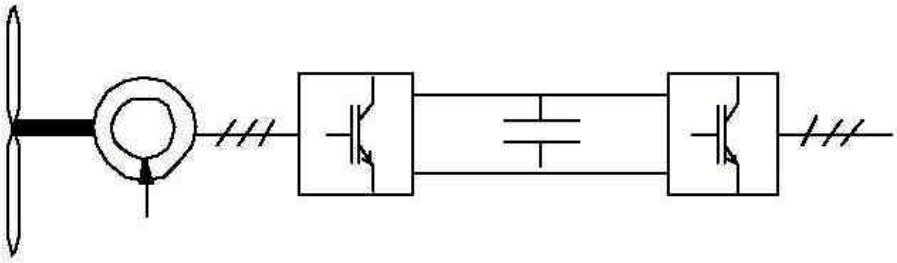


Figure 1.2.9 : *Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence [Bau_00].*

Les génératrices synchrones à entraînement direct sont encore peu nombreuses, le principal fabricant est Enercon (plusieurs milliers de machines sont déjà en service, 300 kW, 600 kW, 1 MW et 1,8 MW). L'inducteur (rotor) est bobiné, il nécessite un système bagues lisses-balais ou un système à diodes tournantes sans contact (comme dans les « alternateurs classiques » de production) pour amener le courant continu. Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur MLI.

Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent (Jeumont Industrie, 750 kW) et devraient prendre une place croissante dans les prochaines années.

On trouve également des machines synchrones « rapides » associées à un multiplicateur de vitesse, comme chez le constructeur Made (gamme au-delà de 800 kW). Ces machines fonctionnent à vitesse variable, elles débitent sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau auquel elles sont connectées.

La figure 1.2.10 montre une comparaison des performances énergétiques pour différentes chaînes de conversion sur une machine tripale de 600 kW [Hoff_00]. La solution de référence est à régulation stall et à génératrice asynchrone à cage à une vitesse. La plus performante est à régulation pitch, à entraînement direct de type synchrone. On peut remarquer que c'est aux faibles vitesses de vent que l'on obtient les gains énergétiques les plus importants.

.

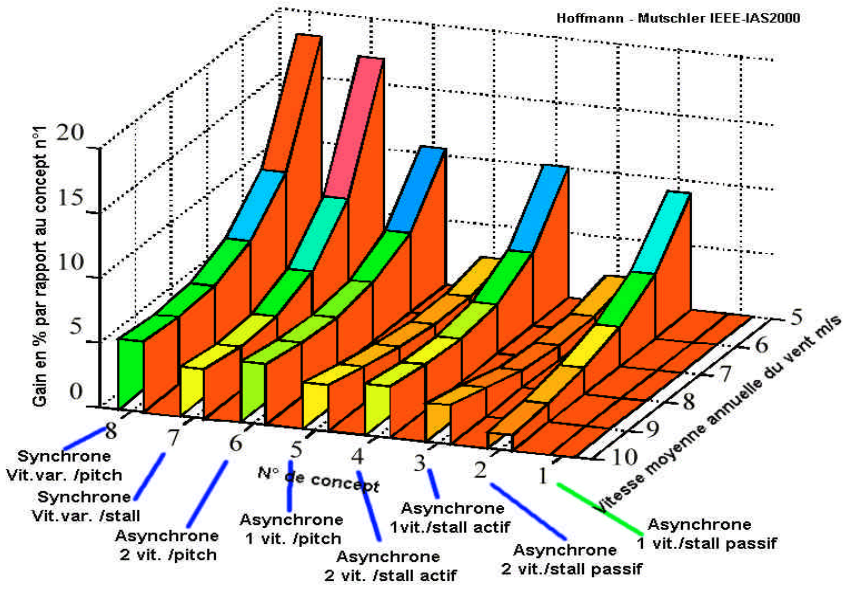


Figure 1.2.10 : *Comparaison des performances énergétiques de différentes chaînes éoliennes [Hoff_00].*

Ces résultats dépendent également du profil des pales (ici type Goe 758), des conditions de vent, notamment de l'intensité des turbulences (ici 10%), de la vitesse de base normalisée (ici $\lambda = 6$), du moment d'inertie du rotor (ici 500 kg.m²)…

ii) Systèmes en site isolé :

Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est auto-amorcée par condensateurs [Toun_99]. Pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voire des accumulateurs inertiels, peuvent également être associées via un convertisseur électronique.

Une autre solution couramment employée consiste à utiliser un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu.

Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible…) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.

La figure 1.2.12 montre une solution de plus en plus employée pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique.

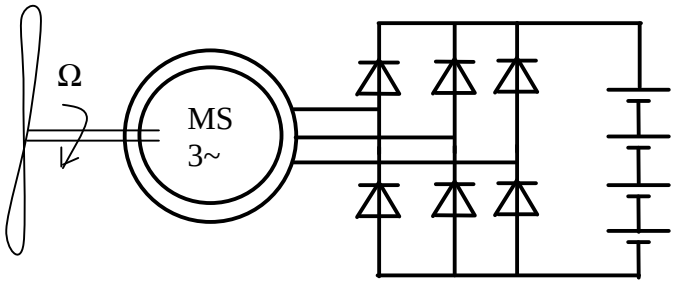


Figure 1.2.11 : *Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu [GER_01].*

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance d'induit de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation.

1.2.2 Conversion de l'énergie solaire.

1.2.2.a Générateur photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium polycristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces.

Les caractéristiques ainsi obtenues sont celles d'une photodiode mais en convention générateur (fig. 1.2.12).

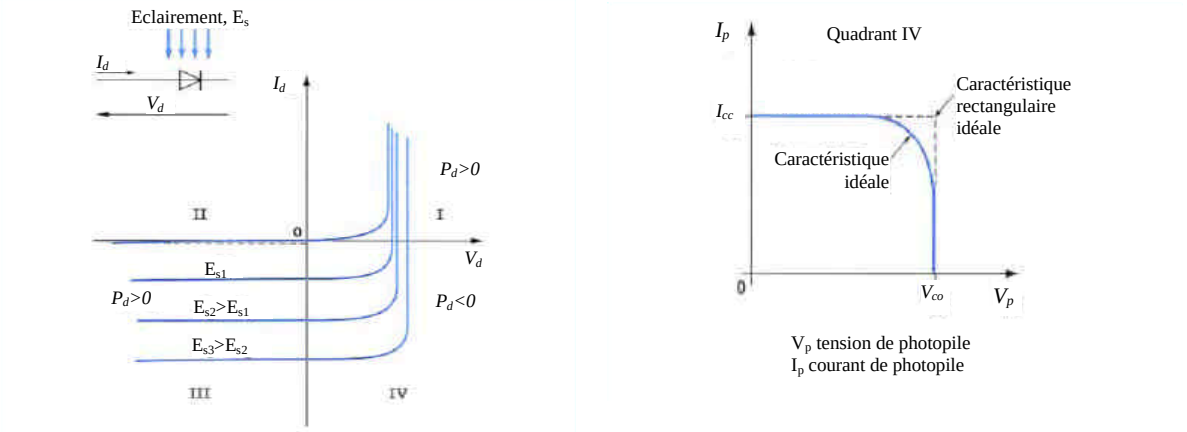


Figure 1.2.12 : *A gauche caractèristique d'une photodiode, à droite caractéristique d'une cellule photovoltaïque [PRO 97].*

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque.

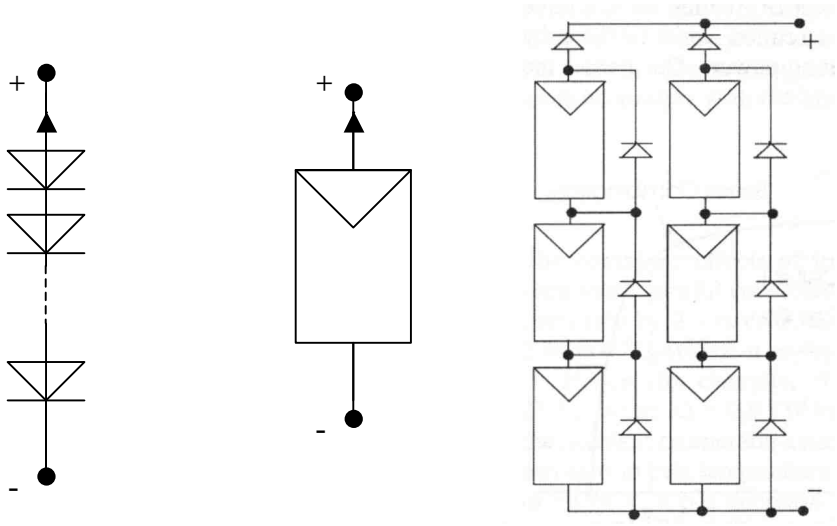


Figure 1.2.13 : *Cellules, module et panneau photovoltaïques*

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

L'association de n_p cellules en parallèles et de n_s cellules en séries, nous donne la caractéristique de la figure 1.2.14. Celle-ci est homothétique à celle d'une cellule lorsque les diodes de protections n'interviennent pas et que toutes les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairement.

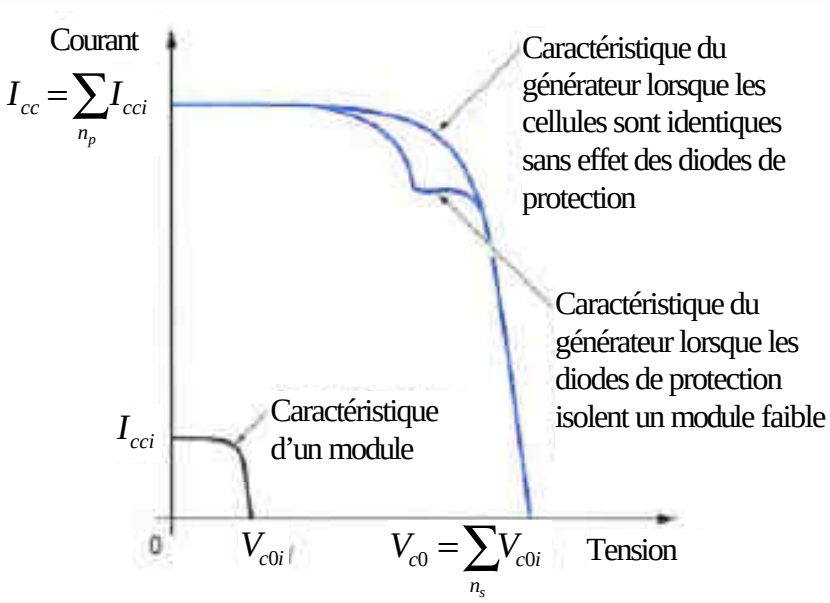


Figure 1.2.14 : *Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèles et n_s cellules en séries [PRO 97].*

Évidemment cette caractéristique dépend fortement de l'éclairement auquel est soumis le générateur et de sa température. On peut voir sur la figure ci-dessous l'allure générale des caractéristiques de la puissance en fonction de la tension pour différents éclairements (à gauche) et pour différentes températures (à droite).

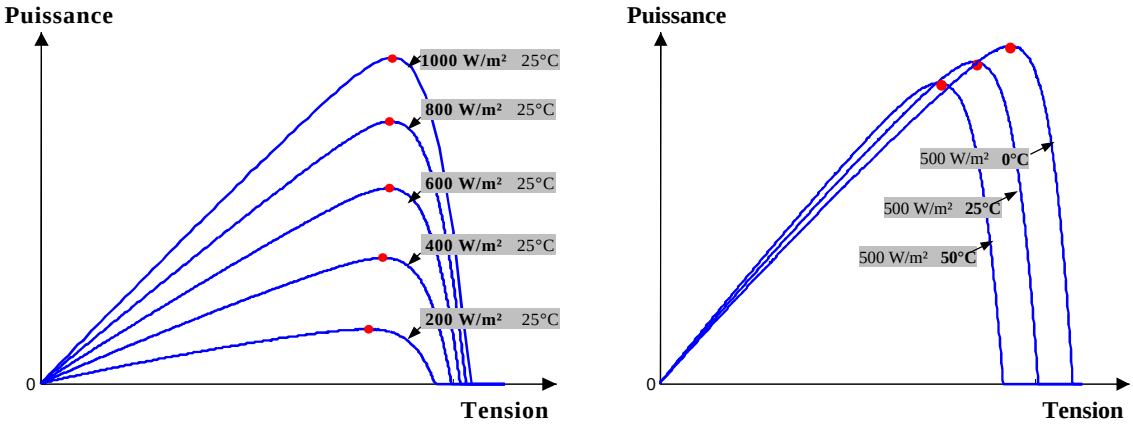


Figure 1.2.15 : *Exemple de réseau de caractèristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, à gauche pour différents éclairements, à droite pour différentes températures de jonction.*

Sur chaque courbe, le point rouge représente le point de puissance maximale que peut fournir le panneau. On voit bien que pour un éclairement et une température donnés, il existe une valeur de la tension qui maximise la puissance produite par le générateur. Il peut donc être intéressant d'insérer un convertisseur de puissance entre le générateur photovoltaïque et sa charge pour assurer un fonctionnement à puissance maximale quelles que soient la charge et les conditions d'éclairement et de température, grâce à un convertisseur de caractéristiques i(v) [MAR_02] [GLA_02]. Ce convertisseur est un dispositif d'asservissement de la puissance couramment appelé à pilotage MPPT (Maximum Power Point Tracker).

1.2.2.b Chaîne de conversion électrique :

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc.…) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif.

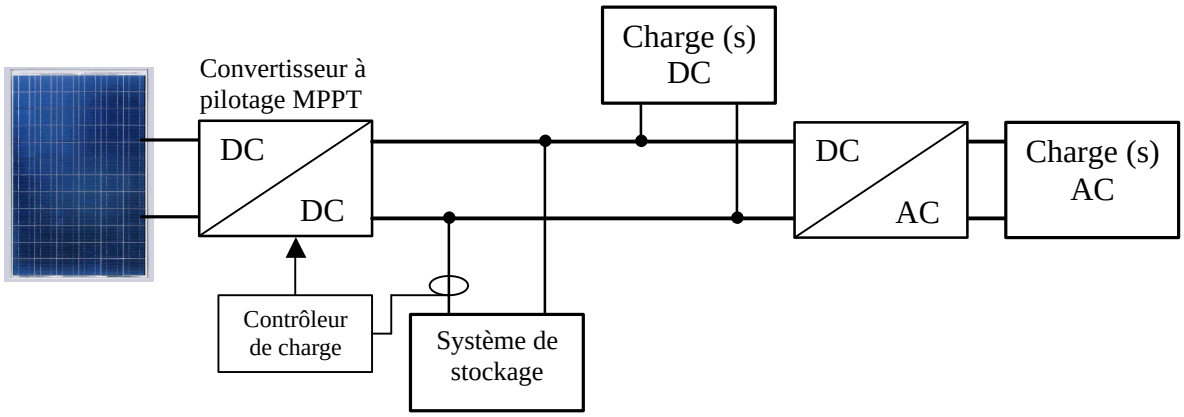


Figure 1.2.16 : *Installation photovoltaïque autonome (un aérogénérateur et son convertisseur pourraient remplacer ou compléter le générateur photovoltaïque).*

Le système peut également être connecté au réseau. L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend inopérationnel le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins.

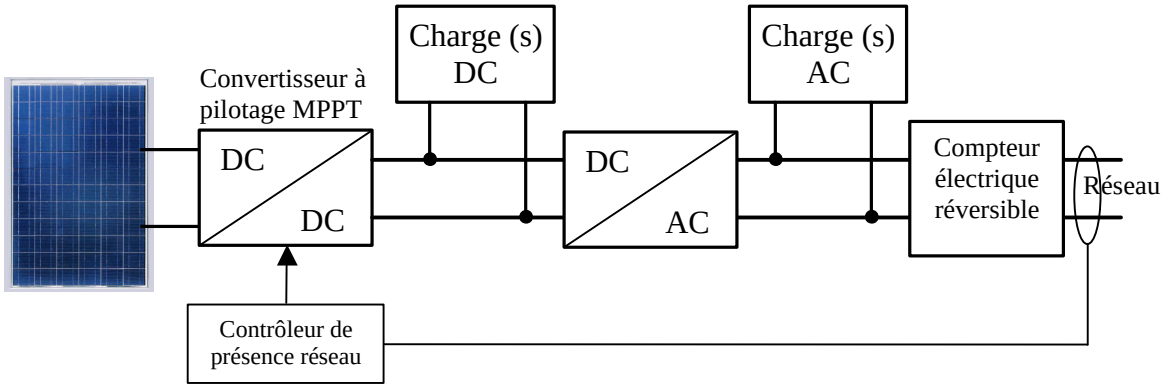


Figure 1.2.17 : *Installation photovoltaïque couplée au réseau (un aérogénérateur et son convertisseur pourraient remplacer ou compléter le générateur photovoltaïque).*

1.3 Système de production expérimental :

Qu'ils soient solaire ou éolien, les systèmes de production d'électricité décentralisés sont, en général, couplés au réseau sans système de stockage ou bien isolés du réseau et donc associés à un dispositif de stockage de l'énergie.

Le principal avantage des systèmes couplés au réseau est qu'ils permettent de revendre l'énergie produite et non consommée sur place au fournisseur du réseau. Par contre, ces systèmes ne peuvent fonctionner qu'en présence du réseau. Dans le cas d'une coupure de ce dernier, bien qu'ayant son propre système de production d'électricité, le producteur indépendant se trouve privé d'électricité.

Le producteur-consommateur isolé du réseau est tributaire des conditions météorologiques. Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité, le producteur-consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production.

1.3.1 L'ensemble expérimental

Dans le cadre de nos travaux de recherche, nous avons choisi une architecture combinant les avantages de ces deux solutions. Elle est à la fois couplée au réseau et associée à un dispositif de stockage de l'énergie. On a alors les avantages :

- possibilité de revendre le surplus d'énergie produite ;
- exploitation du système même si le réseau est défaillant ;
- sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques.

Il présente en somme le double avantage de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement maximale. Le fonctionnement autonome peut éventuellement être à capacité réduite pour réduire le coût du stockage par rapport à un système totalement autonome. En effet, lorsque l'on dispose du raccordement au réseau, sauf situations particulières, la fréquence et la durée cumulée des coupures restent très faibles.

Afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, on peut multiplier les sources de natures différentes. On obtient alors un système dit multi-sources.

Notre système de production est appelé système hybride éolien et photovoltaïque couplé au réseau et muni d'un stockage.

Son dimensionnement a été effectué à l'échelle de l'habitat individuel, la figure suivante montre un synoptique de l'installation :

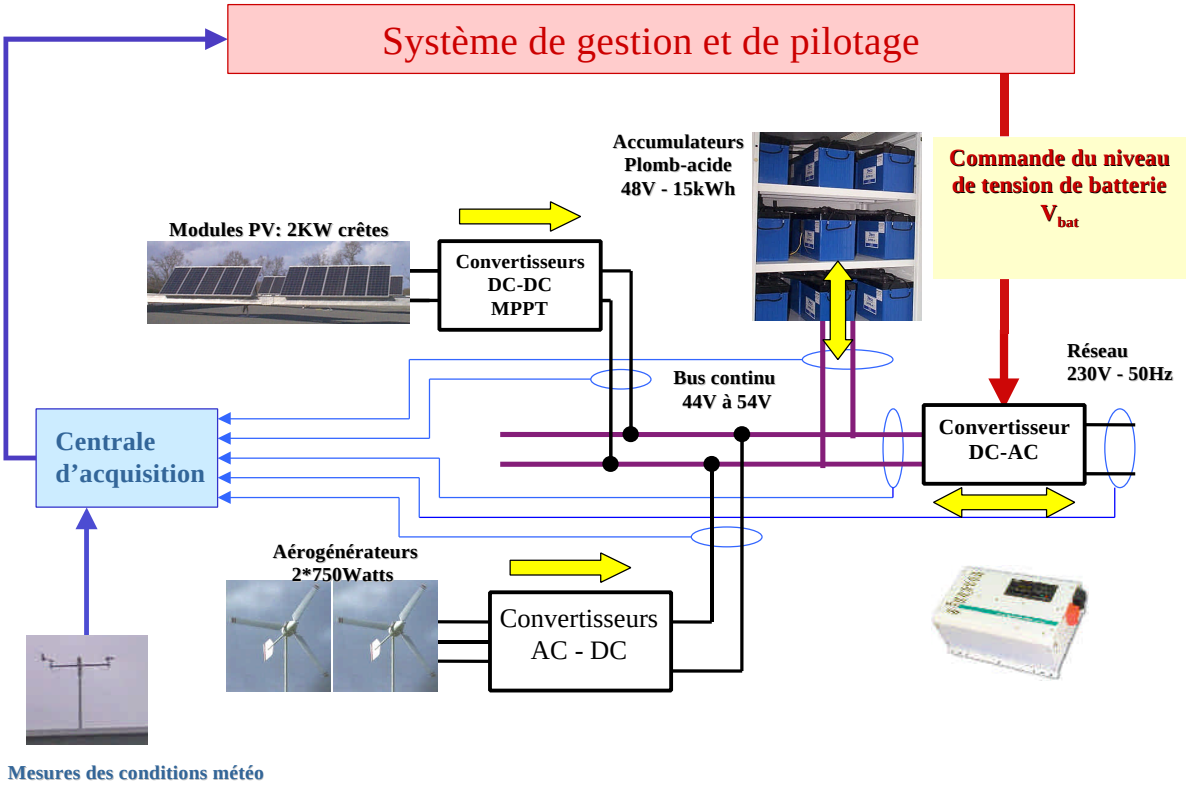


Figure 1.3.1 : *Synoptique de l'installation expérimentale - Système de production hybride éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un stockage de l'énergie.*

Les chaînes de production se composent de :

- 20 m² de panneaux photovoltaïques (2 kW crêtes, 20 panneaux ASE 100-GT-FT) connectés au bus continu à travers deux convertisseurs à pilotage MPPT (MSTE MPT 1000K) ;
- deux éoliennes de 750 W chacune (Aerocraft, 750AC), l'une en 48V l'autre en 120V, elles sont reliées au bus continu à travers un redresseur à diodes pour la première et un redresseur à diodes suivi d'un hacheur série pour la seconde.

Le dispositif de stockage de l'énergie est directement relié au bus continu, on dispose d'environ 15 kWh de capacité de stockage dans des batteries électrochimiques (24 éléments de 2 V en séries, accumulateurs au plomb STECO, Saphir 3600).

Le bus continu est relié au réseau alternatif via un onduleur réversible (4,5 kVA Trace Engineering, SW4548E) capable de continuer à alimenter une charge prioritaire en cas de disparition du réseau et donc d'assurer un fonctionnement autonome.

Ainsi, tous les transferts énergétiques (flèches jaunes sur la figure 1.3.1) ainsi que les modes de fonctionnement couplé ou non au réseau sont envisageables.

Le système est largement instrumenté, des capteurs nous permettent d'obtenir les conditions météo :

- vitesse du vent ;
- direction du vent ;
- ensoleillement dans le plan horizontal ;
- température ambiante ;

- ensoleillement dans le plan des panneaux ;
- température des panneaux.

Des capteurs nous permettent de mesurer les courants, tensions et puissances des :
- chaînes de production éolienne ;
- chaîne de production photovoltaïque ;
- batterie ;
- bus continu ;
- réseau.

Ces données sont envoyées vers un système de gestion et de pilotage qui permet de commander le niveau de tension de la batterie. Avec une telle structure, nous pouvons contrôler les transferts d'énergie en intervenant sur le niveau de la tension batterie. En effet la batterie étant chargée à une tension V_{bat1}, si nous imposons une consigne de tension V_{bat2} telle que $V_{bat2} < V_{bat1}$ (respectivement $V_{bat2} > V_{bat1}$) alors nous imposons un transfert d'énergie du système vers le réseau (respectivement du réseau vers le système).

Des systèmes de sécurité (contacteurs) permettent de court-circuiter les éoliennes et les panneaux photovoltaïques si le niveau de tension batterie devient trop important. Toutes les données des capteurs sont stockées pour permettre l'affichage et l'analyse des grandeurs caractéristiques du dispositif.

1.3.2 Dispositifs de stockage de l'énergie :

Dans le cas d'une unité de production non raccordée au réseau la présence d'un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées. Dans les applications existantes, ce sont quasi-systématiquement des batteries d'accumulateurs au plomb. Le dimensionnement du système de stockage est généralement et simplement lié à l'autonomie en jours recherchée. Ainsi la capacité de stockage correspond, dans le cas d'une installation photovoltaïque, à une consommation de 3 à 7 jours sans recharge, voire 10 jours pour les installations nécessitant une grande marge de sécurité. Par conséquent, le stockage représente une part très importante du coût total de l'installation, d'autant plus que la durée de vie des accumulateurs est bien inférieure à celle des panneaux photovoltaïques et des convertisseurs.

Pour un système raccordé au réseau, un dispositif de stockage ne semble nécessaire qu'en cas de défaillance du réseau. Dans ce cas, il est dimensionné de manière à assurer un fonctionnement, éventuellement en mode dégradé, pour la durée de la coupure. Cependant si ces unités de productions, qui ont un caractère aléatoire de par la nature des sources utilisées, viennent à se multiplier et à atteindre des proportions non négligeables alors les dispositifs de stockage joueront un rôle important pour assurer la stabilité du réseau.

Le système de stockage est dimensionné, comme on l'a vu précédemment, par sa capacité de stockage, mais pas seulement. Il doit en effet également répondre aux critères suivants :
- puissance crête déterminée ;
- cyclabilité élevée ;
- bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation ;
- pertes d'auto-décharges faibles ;
- coûts réduits.

Malgré un nombre de cycles limités, les accumulateurs électrochimiques représentent aujourd'hui la solution qui a la plus grande maturité industrielle et qui semble offrir le meilleur compromis coût-performances pour cette application. Le stockage électromécanique d'énergie, conçu pour ce type d'application, semble être une alternative possible dans l'avenir [BER_th] [KER_th].

1.3.3 Acquisition des données :

Une instrumentation associée (système MODAS) permet de mesurer les conditions météorologiques ainsi que les puissances dans chaque élément de l'installation. Les données fournies par les capteurs (documentation en annexe) au Modas sont, dans un premier temps, récupérées en échantillonné, c'est-à-dire qu'il relève la valeur instantanée en sortie de tous les capteurs périodiquement (période d'échantillonnage). Puis ces données ainsi récupérées sont moyennées (période de moyennage) et stockées dans une mémoire circulaire. La figure 1.3.2 nous montre un exemple avec une période d'échantillonnage de dix secondes et une période de moyennage d'une minute.

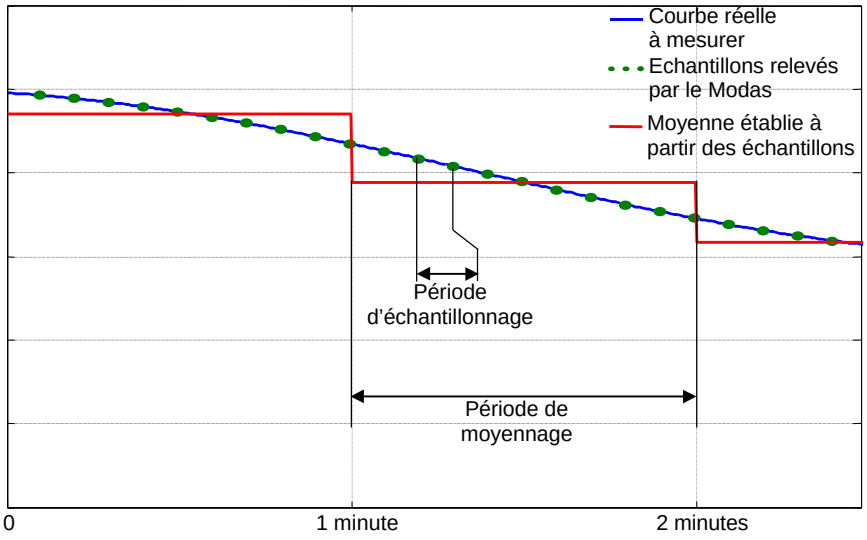


Figure 1.3.2 : *Méthode de relevé des données par le Modas*

La période d'échantillonnage a une valeur toujours supérieure à la seconde et la période de moyennage vaut une minute au minimum. Cette valeur minimale d'une minute nous a semblé insuffisante en vue d'une analyse fine du système sur de courtes périodes. On a alors utilisé deux wattmètres de précision (LMG310 et LMG450 de Zimmer) pour lesquels la fréquence d'échantillonnage atteint 80 kHz pour une période de moyennage de 0,1ms. Ces wattmètres sont reliés à un PC par une liaison GPIB.

Pour des analyses sur de longues périodes, nous utiliserons les données fournies par le modas avec une période de moyennage d'une heure.

1.3.4 Problématique et conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait un panorama des sources d'énergies renouvelables existantes tant pour la production de chaleur que d'électricité. Le rayonnement solaire et le vent sont les sources se prêtant le mieux à une production d'électricité décentralisée. L'équipe de recherche du LÉSiR-SATIE de l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan a installé un système de production électrique, combiné solaire et éolien, couplé au réseau et associé à un dispositif de stockage. L'objectif est de poser les bases de l'optimisation du dimensionnement et de l'exploitation optimale d'un tel système.

À partir d'un système de production faible puissance multi-sources, connecté au réseau et capable d'un fonctionnement autonome grâce à un dispositif de stockage, nous souhaitons optimiser le dimensionnement des éléments de l'installation ainsi que les transferts de l'énergie, sachant que ces deux aspects sont étroitement couplés.

Pour répondre à cette double problématique, deux principales étapes supposées découplées sont nécessaires, à savoir :

- 1- Établir des outils de dimensionnement et de gestion des transferts d'énergie sur la base de données de consommation et de gisement, puis dégager des règles. La démarche générale est illustrée par le synoptique ci-dessous.

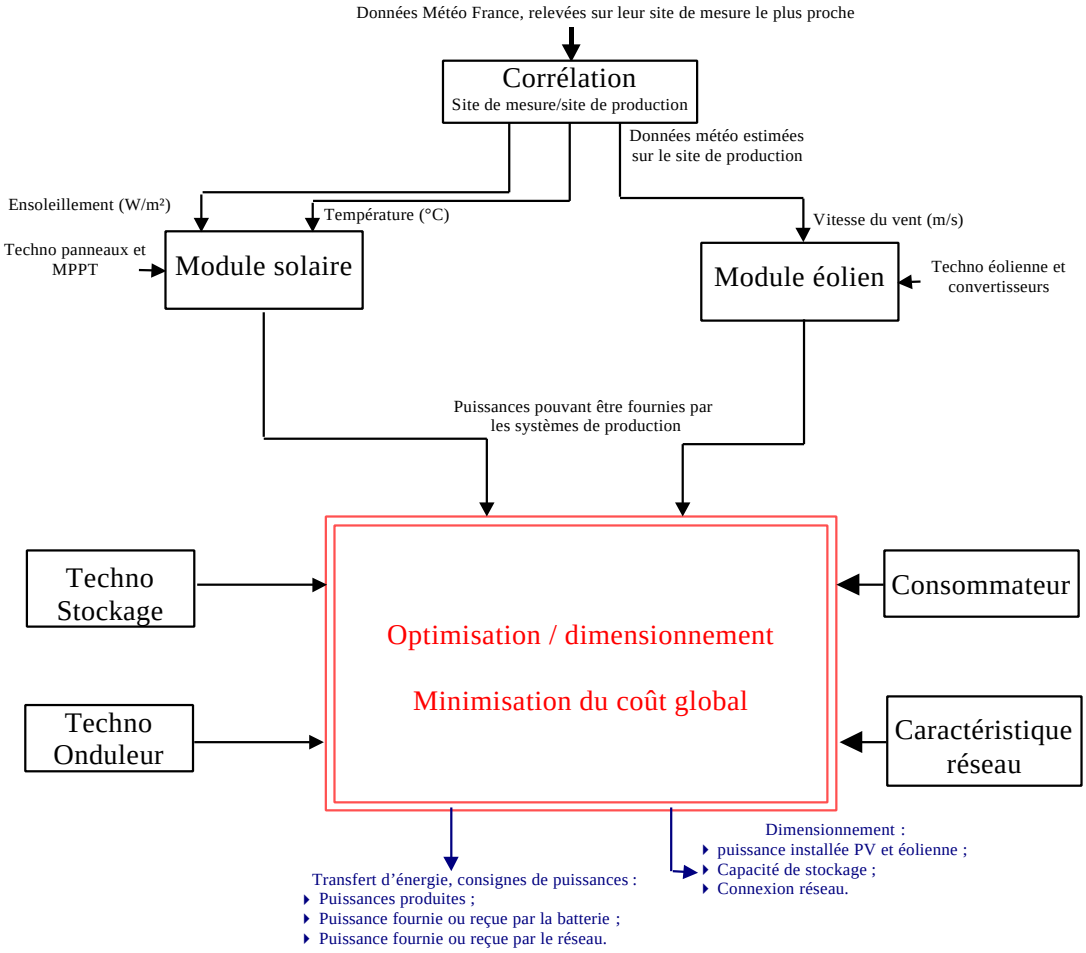


Figure 1.3.3 : *Synoptique du dimensionnement et de la gestion des transferts d'énergie sur la base de données de consommation et de gisement*

Les modules solaire et éolien permettent de déterminer l'énergie que peuvent fournir les systèmes de production pour des conditions météo et des technologies données. Ces dernières sont fournies à l'outil d'optimisation avec les données de consommation, les caractéristiques du réseau, du dispositif de stockage et de l'onduleur ainsi que leurs performances énergétiques et leurs fonctions coûts. L'outil d'optimisation nous donne alors le dimensionnement des différents éléments du système ainsi que la stratégie optimale des transferts d'énergie.

Notons qu'à ce niveau deux problèmes se posent quant aux prévisions météo. En premier lieu, la corrélation des prévisions entre le site de prévision et le site de production, car nous supposons que, pour éviter un surcoût important, le site de production ne dispose pas de l'instrumentation et des prévisions locales suffisamment précises. En second lieu, le caractère aléatoire des conditions météo et l'incertitude à long terme (quelques années). Enfin le profil du consommateur est également non déterministe.

- 2- Puis une fois l'installation optimisée et réalisée, il est nécessaire d'optimiser les transferts d'énergie en temps « réel ». Vu le caractère aléatoire des conditions météo et de la consommation, un ajustement en temps « réel » peut être nécessaire. Cet ajustement devra agir soit sur la consommation soit sur le réseau. La démarche générale est illustrée par le synoptique ci-dessous.

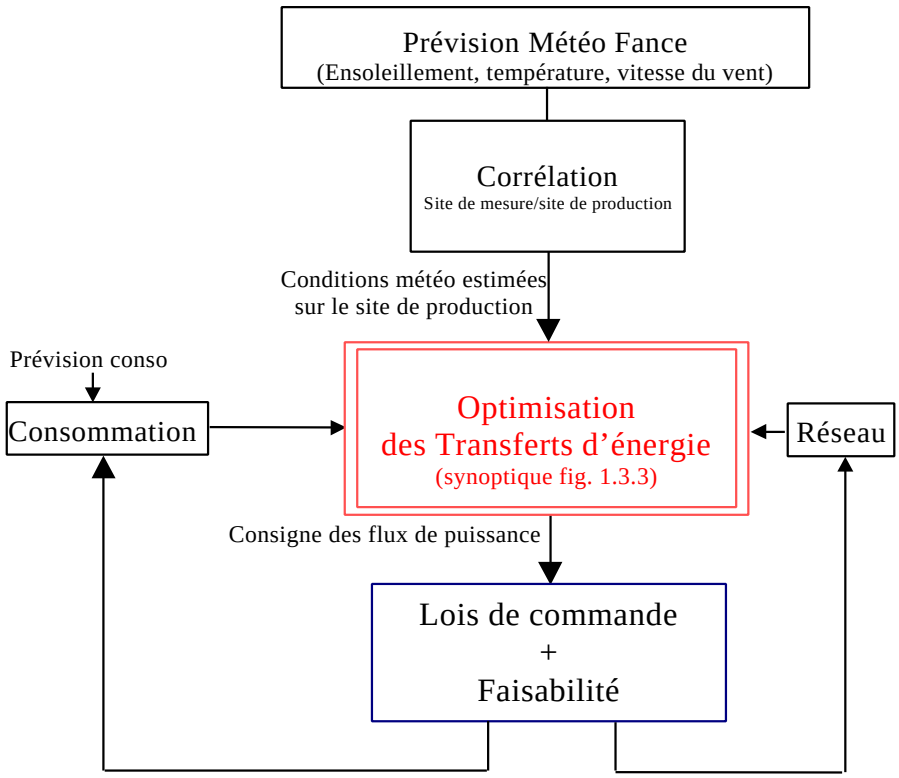


Figure 1.3.4 : *synoptique de l'optimisation des transferts d'énergie en temps réel.*

Les travaux présentés dans cette thèse concernent le dimensionnement et la gestion des transferts d'énergie sur la base de données de consommation et de gisement. Pour ce faire il faut :

- Établir des **modèles électriques** fiables et adaptés des sous-systèmes. Afin de pouvoir déterminer, à chaque instant, pour une consommation et un gisement donnés, la puissance que peuvent fournir les systèmes de production et la quantité d'énergie qui doit être stockée dans la batterie. Il est nécessaire que ces modèles soient suffisamment précis pour rendre compte des transferts énergétiques et suffisamment rapides pour permettre des calculs sur de longues durées. Sur la base de l'expérimentation de notre installation, nous les développerons aux chapitres 2 et 3 en décrivant les démarches adoptées pour leur élaboration.

- Établir des **modèles économiques** des différents modules du système. Les gisements solaire et éolien, les profils de consommation, ainsi que les modèles économiques, seront présentés au chapitre 4.

- Réaliser enfin des études d'**optimisation économique et énergétique** du dimensionnement des modules (générateurs, accumulateurs…) à partir de différentes configurations de l'ensemble (en mode autonome, couplé au réseau sans sources renouvelables et avec stockage, etc…). La méthodologie générale, les outils réalisés ainsi que les principaux résultats tant en termes quantitatifs qu'en termes de règles de dimensionnement seront décrits au chapitre 5.

Chapitre 2

Élaboration des modèles des systèmes de production

INTRODUCTION

2.1 Modélisation de la chaîne de production éolienne…… 33

2.1.1 Étude simplifiée……..…… 36
2.1.2 Modélisation détaillée – Étude avec transformateur parfait……..……. 39
2.1.3 Impact du transformateur – Étude avec transformateur réel……..……. 41
2.1.4 Système complet……..…… 44
2.1.5 Aspect énergétique……..…… 48

2.2 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque……. 50

2.2.1 Modèles électriques des panneaux……..…… 50
2.2.1.a "Modèle une diode"…… 51
2.2.1.b "Modèle deux diodes"…… 53
2.2.1.c "Modèle polynomial"……. 54
2.2.2 Détermination des paramètres – Analyse en puissance…… 54
2.2.3 Analyse énergétique…… 58
2.2.4 Caractéristiques des convertisseurs MPPT…… 61
2.2.5 Système complet…… 63

2.3 Conclusion sur la modélisation des systèmes de production…… 66

Chapitre 2

Élaboration des modèles des systèmes de production

Nous souhaitons élaborer des modèles des deux systèmes de production afin de déterminer la puissance qu'ils peuvent nous fournir pour des 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. L'objectif final est de disposer de modèles suffisamment fiables afin d'effectuer une étude d'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie du système complet.

Dans ce chapitre, nous présenterons d'abord la modélisation de la chaîne de conversion éolienne, puis suivra celle de la chaîne de conversion photovoltaïque. Dans les deux cas nous comparerons des modèles simples, construits à partir d'hypothèses simplificatrices ou de données constructeurs, avec des modèles de la littérature ou des simulations rigoureuses basées sur des modèles physiques. Enfin, à chaque modélisation correspondra une confrontation avec des mesures réalisées sur notre site expérimental.

2.1 Modélisation de la chaîne de production éolienne :

La chaîne de conversion éolienne initialement installée sur le site était celle de la figure 2.1.1. Elle se compose d'une turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone triphasée à aimant d'une force électromotrice de 120 volts, d'un câble de transport d'environ 80 mètres, d'un transformateur associé à un redresseur à diodes débitant sur un bus continu comprenant des accumulateurs électrochimiques en tampon.

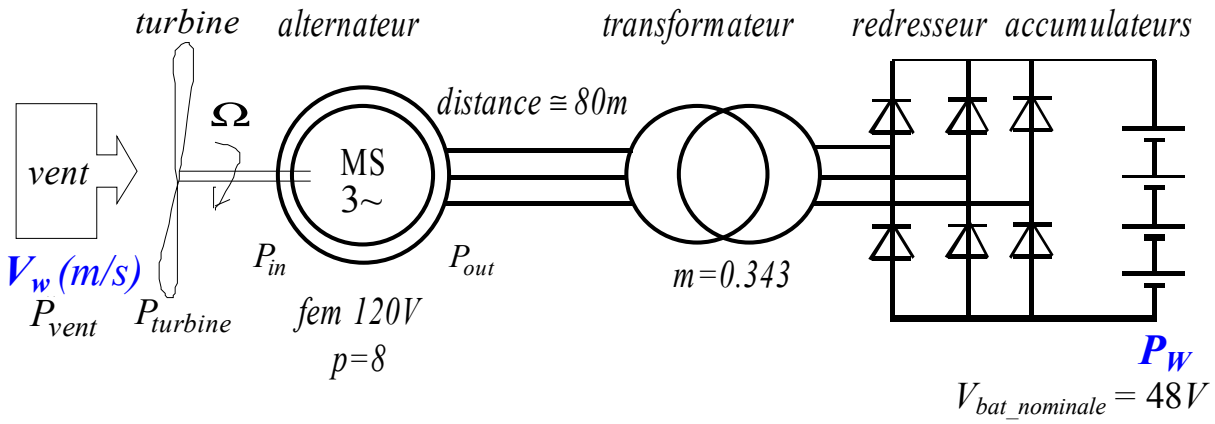


Figure 2.1.1 : *Chaîne de conversion éolienne.*

Nous souhaitons déterminer la caractéristique puissance P_W fournie à la batterie (ou au bus continu, pour simplifier, nous avons considéré le cas d'une batterie seule) en fonction de la vitesse du vent V_w.

La puissance mécanique récupérée par la turbine éolienne peut s'écrire :

$$P_{turbine} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_p{}^2 \cdot V_w^3 \qquad (2.1.1)$$

où C_p est le coefficient aérodynamique de puissance, ρ = 1,3 kg/m^3, la masse volumique de l'air, R_p = 1,2 m, le rayon de la turbine et V_w la vitesse du vent au niveau de la turbine supposée connue. Le coefficient de puissance dépend de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation. C_p est généralement donné comme une fonction de λ, le rapport de la vitesse périphérique de la turbine ramenée à la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{R_p \cdot \Omega}{V_w} \qquad (2.1.2)$$

où Ω est la vitesse angulaire de rotation de la turbine.

Notons que pour déterminer la puissance récupérée par la turbine éolienne, la connaissance de la vitesse du vent vue par l'éolienne est indispensable. Or le site de mesure des conditions météo nous fournissant cette donnée n'est pas situé devant l'aérogénérateur. Il sera donc nécessaire de déterminer une fonction de corrélation permettant une estimation de la vitesse de vent devant la turbine à partir de celle relevée sur le site de mesure. Ce travail sera effectué en dehors de cette thèse.

De plus, le coefficient aérodynamique de la turbine est également une donnée indispensable à l'obtention de la puissance récupérée par l'aérogénérateur. Actuellement, nous ne connaissons pas la caractéristique C_p (λ) de nos éoliennes. Nous savons seulement qu'elles sont de type Stall (décrochage dynamique) avec une limitation de puissance obtenue par la dérive qui désaxe l'éolienne (déviation horizontale) pour des vitesses de vent supérieures à 9m/s. En outre, les effets turbulents du vent [SAM_02], particulièrement importants en zone construite, ne sont pas pris en compte.

La détermination de ces caractéristiques nécessite une étude aérodynamique. Concernant le premier point, une instrumentation au plus près de la turbine est envisagée sur notre site. Pour le second point, seule une étude en soufflerie ou encore une modélisation numérique peut permettre l'identification du coefficient aérodynamique.

La puissance récupérée par la chaîne de conversion éolienne est fonction des caractéristiques de puissance de la turbine et de la chaîne électrique (équation 2.1.3). P_w résulte de l'intersection de ces deux caractéristiques :

$$P_w = f(P_{turbine}, P_{elec}) \tag{2.1.3}$$

avec :

$$P_{turbine} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_p{}^2 \cdot [F_{c_W}(V_w{}^*,...)]^3 \tag{2.1.4}$$

où P_{elec} est la caractéristique électrique de la chaîne de conversion. Elle dépend de la tension batterie, des caractéristiques de la génératrice, des câbles, etc… Cette caractéristique sera identifiée par la suite. F_{c_W} représente la fonction de corrélation qui dépend évidemment de la vitesse du vent sur le site de mesure (V_w*) mais également de la géométrie du site, de la direction du vent, de l'hygrométrie, etc…

Ne disposant pas des fonctions $C_p(\lambda)$ et F_{c_W}, nous prendrons pour la suite de notre étude une fonction unitaire pour la fonction de corrélation et une caractéristique typique d'une éolienne à 3 pales [Web_Mad] pour des vitesses de vent inférieures à 9m/s en ce qui concerne le coefficient aérodynamique. Néanmoins, les modèles développés restent valables pour un autre site dont nous connaissons F_{c_W} et une autre turbine en adaptant le coefficient aérodynamique.

Nous pouvons alors déterminer la caractéristique puissance mécanique récupérée par la turbine en fonction de la vitesse de rotation, N, pour une vitesse de vent, V_w donnée.

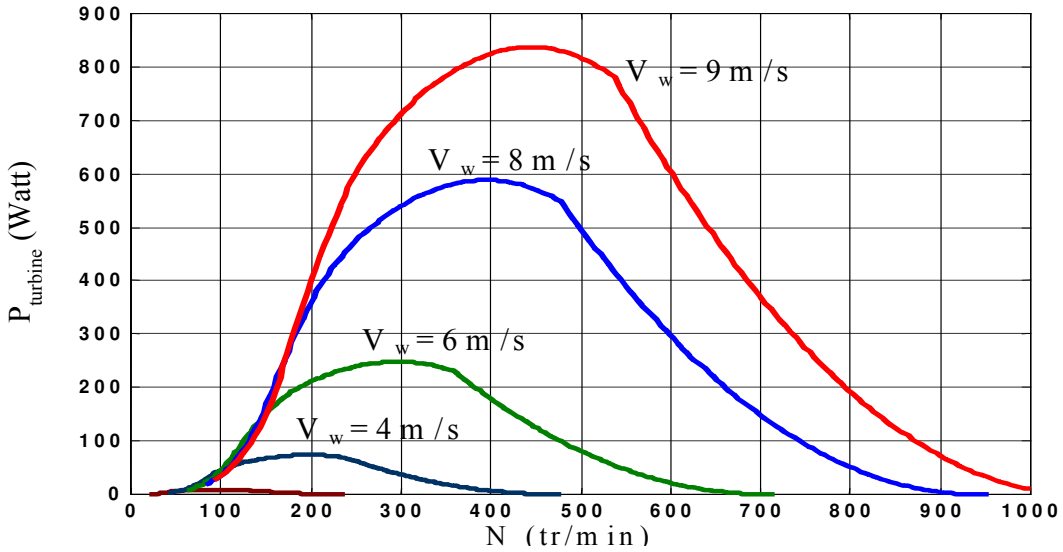


Figure 2.1.2 : *Puissance mécanique fournie par la turbine en fonction de la vitesse de rotation pour différente vitesse du vent V_w (estimation).*

En déterminant la caractéristique de la puissance en entrée du système (en aval de la turbine), P_{in} en fonction de N, puis la caractéristique de la puissance fournie à la batterie P_W en fonction de P_{in}, nous pourrons alors aisément déterminer la puissance fournie à la batterie en fonction de la vitesse du vent, $P_W = f(V_w)$.

Nous allons faire trois études différentes pour déterminer des modèles statiques de la chaîne de conversion. La première, ***l'étude simplifiée***, sera une analyse simplifiée de ce système en considérant le transformateur parfait et les formes d'ondes des grandeurs électriques sinusoïdales dans la génératrice et le transformateur. Puis, ***l'étude avec transformateur parfait*** sera une simulation de l'ensemble sous Simulink, avec un transformateur parfait, mais avec des formes d'ondes plus proches de la réalité compte tenu de la présence du pont de diodes débitant sur une source de tension continue. Enfin, ***l'étude avec transformateur réel*** nous permettra d'analyser son impact sur le fonctionnement de cette chaîne par la prise en compte de sa magnétisation et de sa non linéarité.

Pour ces trois études, la batterie d'accumulateurs électrochimiques sera considérée comme une source de tension parfaitement lissée (mais dont la valeur peut changer) et le modèle utilisé pour l'alternateur ne tiendra pas compte des pertes magnétiques car nous n'avons pas les moyens de les déterminer (leur prise en compte modifie peu le comportement global et ne poserait pas de problème spécifique). Les différents couplages à la température ambiante, au taux d'humidité de l'air et aux fluctuations de direction du vent ne sont pas pris en compte.

2.1.1 Étude simplifiée :

Nous considérons, dans cette étude, que le transformateur est parfait. L'hypothèse principale de cette analyse simplifiée est que les courants sont sinusoïdaux, nous faisons également l'hypothèse que les semi-conducteurs sont parfaits. La figure 2.1.3 montre le schéma équivalent de la partie électrique de la chaîne de conversion dans le cadre de cette étude simplifiée.

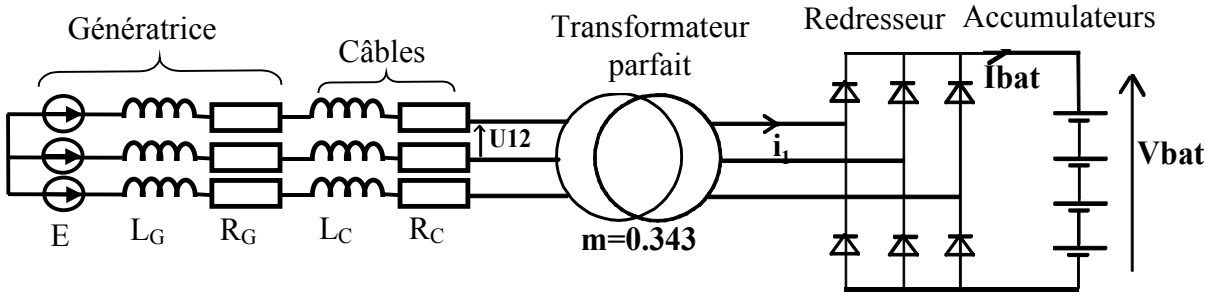


Figure 2.1.3 : *Chaîne de conversion électrique.*

La génératrice se comporte comme un générateur de courants sinusoïdaux, le courant dans une diode est en demi-alternance de sinusoïde. La conduction simultanée des diodes due aux chevauchements des phases applique un court circuit entre phase d'un sixième de période. En dehors de cette zone la tension composée vaut V_{bat} ou $-V_{bat}$.

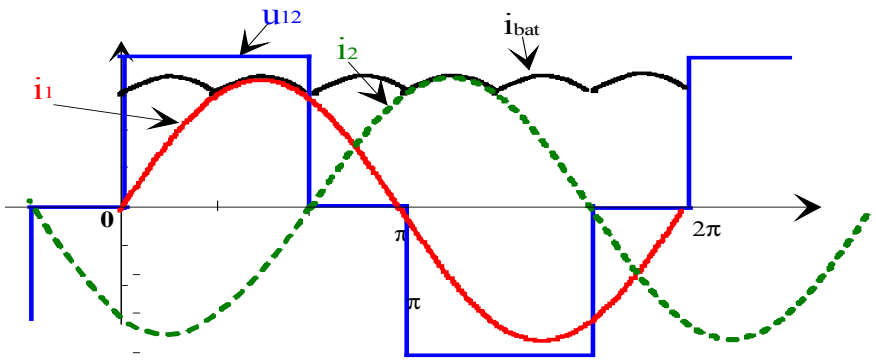


Figure 2.1.4 : *Formes d'ondes de l'étude simplifiée.*

Nous allons étudier le comportement de l'alternateur débitant sur une source de tension constante afin de déterminer sa caractéristique puissance vitesse en entrée, P_{in} = f (N) et en sortie, P_W = f (N). Par hypothèse, le courant est sinusoïdal : c'est donc le fondamental de la tension qui intervient dans le calcul de la puissance. L'étude du système se limite alors à celle d'un alternateur triphasé débitant sur une source de tension alternative de valeur efficace V avec :

$$V = \frac{\sqrt{2}}{\pi} \cdot \frac{V_{bat}}{m} \qquad (2.1.5)$$

Pour tenir un raisonnement classique, nous pouvons construire un diagramme de Fresnel monophasé (figure 2.1.5). R et L représentent respectivement la résistance et l'inductance de l'ensemble génératrice + câbles pour une phase.

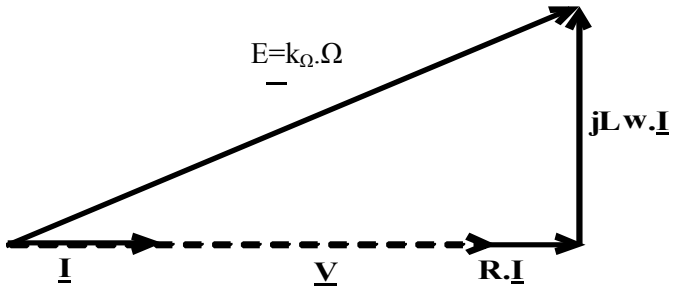


Figure 2.1.5 : *Diagramme de Fresnel de l'étude simplifiée.*

Nous obtenons alors, en écrivant les équations correspondant au diagramme de Fresnel, les caractéristiques souhaitées paramétrées en V_{bat} de la figure 2.1.6.

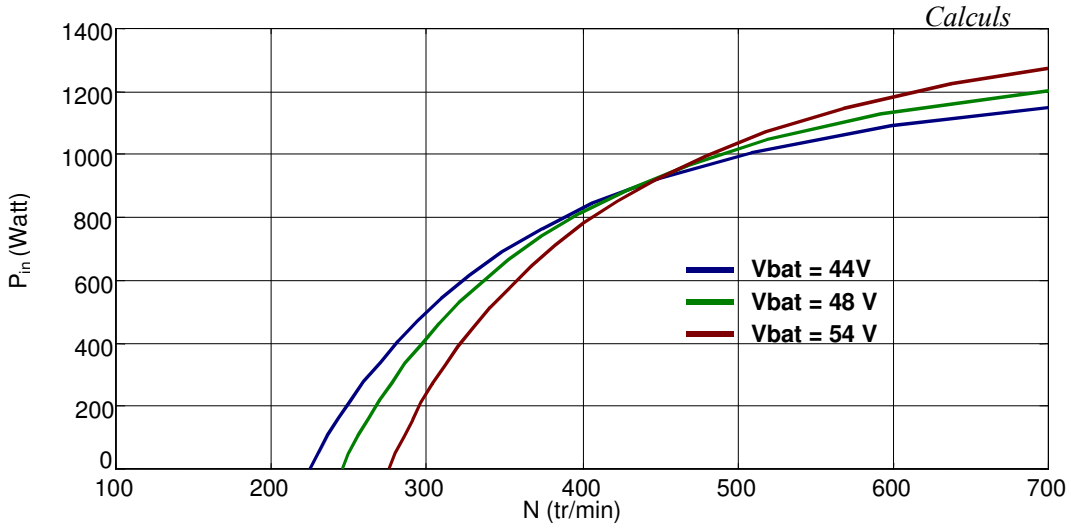


Figure 2.1.6 : *Puissance en entrée de la chaîne de conversion électrique en fonction de la vitesse de rotation de l'alternateur.*

La figure 2.1.7 donne la puissance injectée dans la batterie, P_W, il s'agit de la puissance en entrée, P_{in}, avec les pertes Joule en moins.

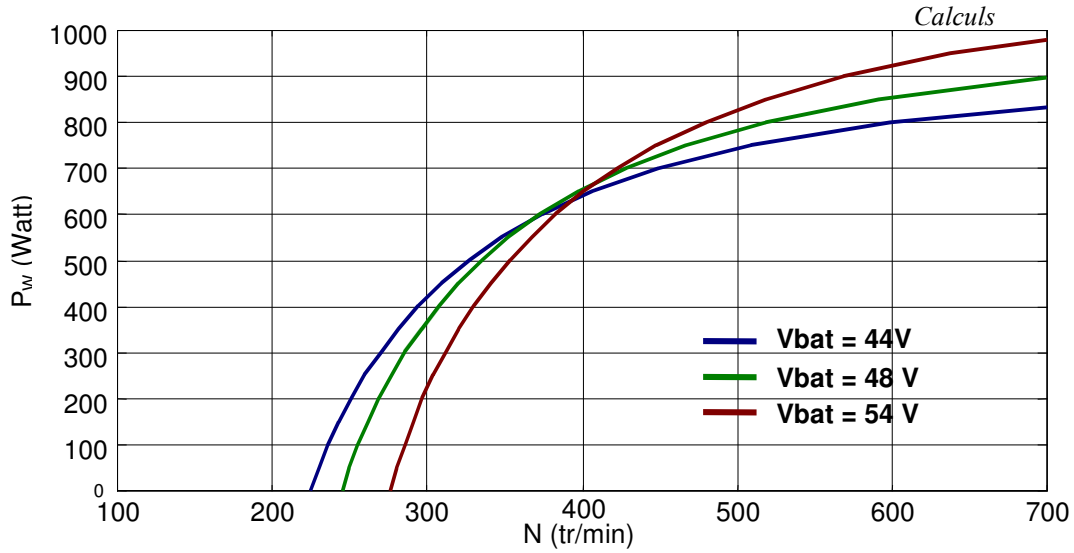


Figure 2.1.7 : *Puissance en sortie de la chaîne de conversion électrique en fonction de la vitesse de rotation de l'alternateur.*

Nous pouvons constater par cette étude que plus la tension batterie, V_{bat}, est élevée plus la vitesse N_0, vitesse pour laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance, est élevée. En effet, pour que la génératrice puisse fournir de la puissance aux accumulateurs, il faut que sa f.e.m., E, soit supérieure à la tension V. Nous obtenons :

$$\Omega_0 = \frac{\sqrt{2}}{k_\Omega \cdot \pi} \cdot \frac{V_{bat}}{m} \qquad (2.1.6)$$

La courbe de puissance tend vers une limite asymptotique. En effet, la puissance maximale fournie par la génératrice est directement proportionnelle à la tension de batterie :

$$P_{\max} = \frac{3 \cdot \sqrt{2}}{\pi \cdot L \cdot p} \cdot k_{\Omega} \cdot \frac{V_{bat}}{m} \qquad (2.1.7)$$

où p représente le nombre de paires de pôles de la machine.

2.1.2 Modélisation détaillée – Étude avec transformateur parfait :

Dans cette partie, nous avons simulé, sous Simulink, l'ensemble, avec un transformateur parfait, donc en tenant compte des formes d'ondes "réelles". La figure 2.1.8 montre le synoptique Matlab Simulink réalisé.

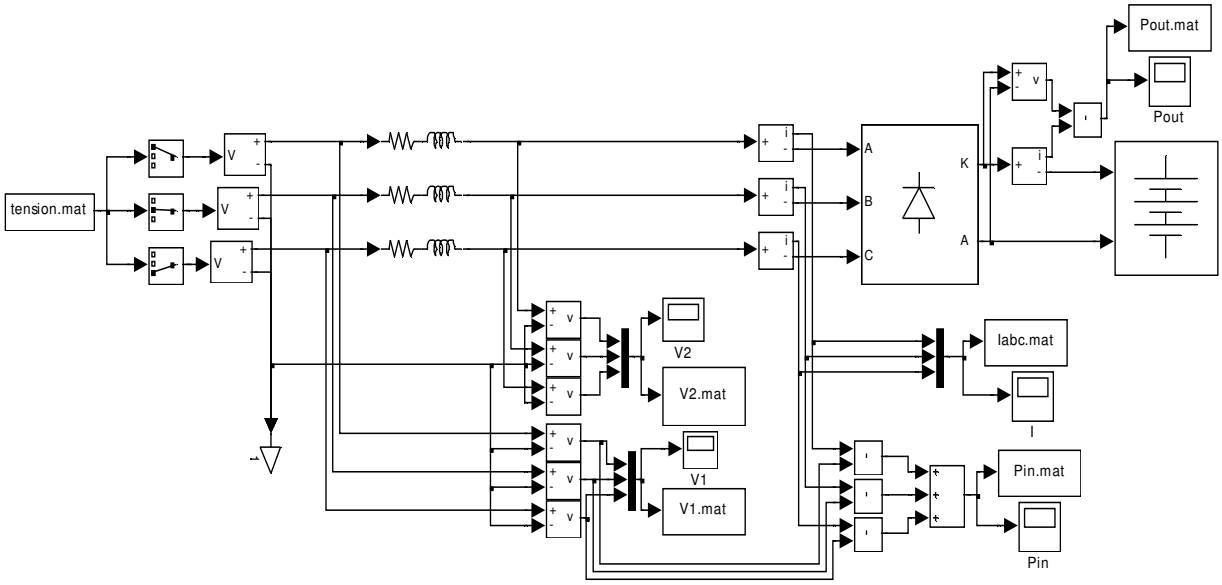
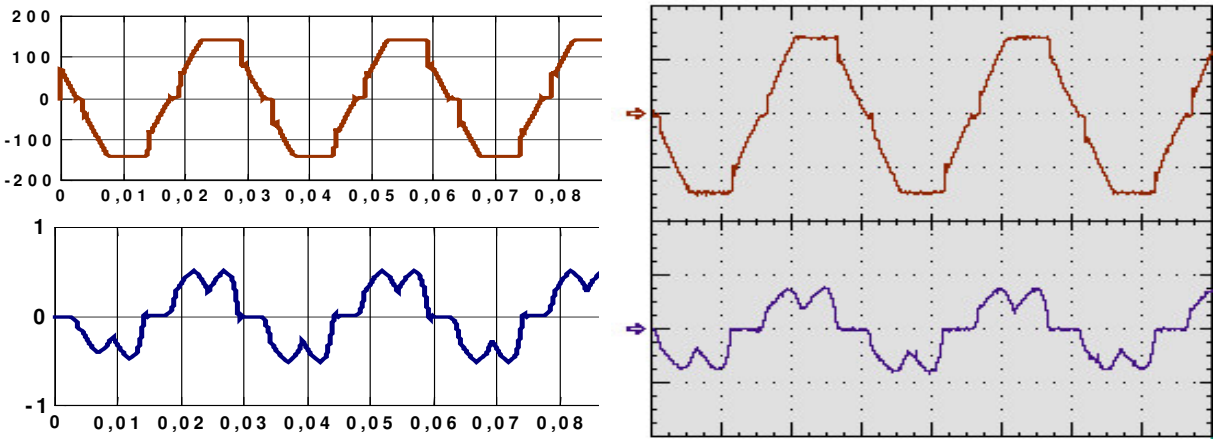


Figure 2.1.8 : *Synoptique Matlab Simulink – Étude avec Transformateur parfait.*

La figure 2.1.9 montre les résultats d'une simulation comparés aux mesures dans des conditions similaires. À ce point de fonctionnement, nous pouvons constater que le courant n'est pas sinusoïdal car l'amplitude des fem n'est pas suffisante pour permettre une conduction continue.



a) simulation b) mesure

Figure 2.1.9 : *Tension entre phases et courant dans une phase (f=34Hz, N=255tr/min, V_{bat} = 48V , P_W=77W). a) simulation (100V/div ; 1A/div ;10ms/div) b) mesure (100V/div ; 0,5A/div ;10ms/div).*

La figure 2.1.10, quant à elle, nous montre les résultats de simulation pour un autre point de fonctionnement où la conduction est continue et où le courant généré par l'alternateur est quasi-sinusoïdal.

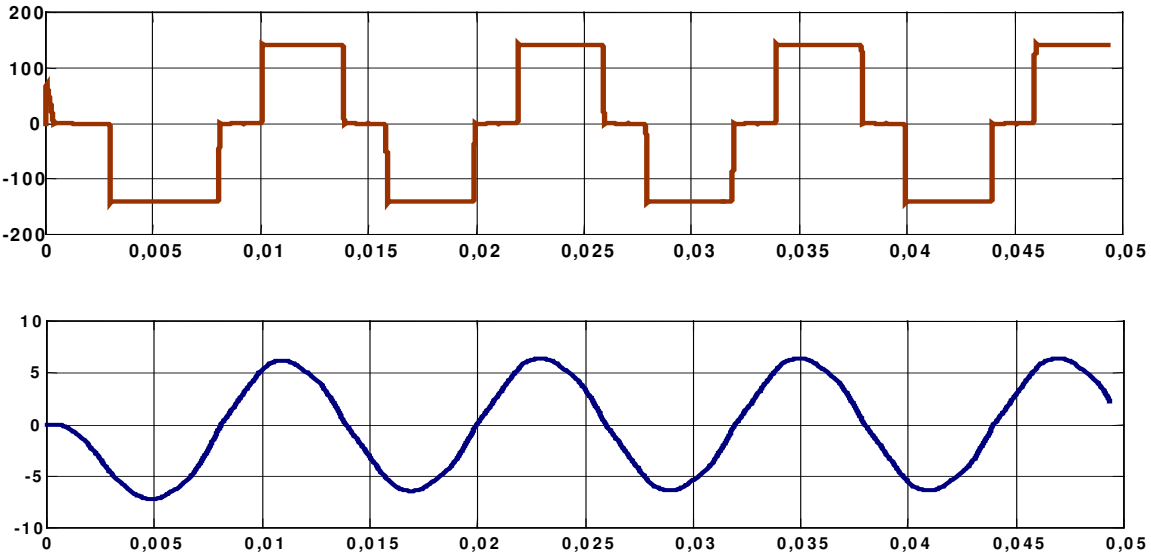


Figure 2.1.10 : *Tension entre phases et courant dans une phase f=83Hz, N=622tr/min, P_W=814W (simulation).*

La figure 2.1.11 donne la caractéristique P_W = f (N) obtenue avec cette simulation, comparée avec celle obtenue dans l'étude simplifiée ainsi qu'avec quelques points mesurés. Nous pouvons remarquer que dans l'étude simplifiée la vitesse N_0 est plus élevée qu'avec la seconde étude. En effet, le courant étant considéré sinusoïdal, pour le modèle simplifié, nous considérons également que la conduction est toujours continue. Or, la conduction étant, en réalité, discontinue aux faibles puissances, nous surestimons la tension V (équation 2.1.5) dans le modèle simplifié et donc N_0. Cette même hypothèse nous fait alors également surestimer la puissance fournie quand la conduction est discontinue. Pour des vitesses de rotation plus élevées, les courants sont quasi-sinusoïdaux, les deux modèles ne diffèrent alors

que par les pertes dans les semi-conducteurs. Des relevés expérimentaux, réalisés sans transformateur en débitant sur un bus continu 120 V, nous permettent de valider les résultats obtenus théoriquement.

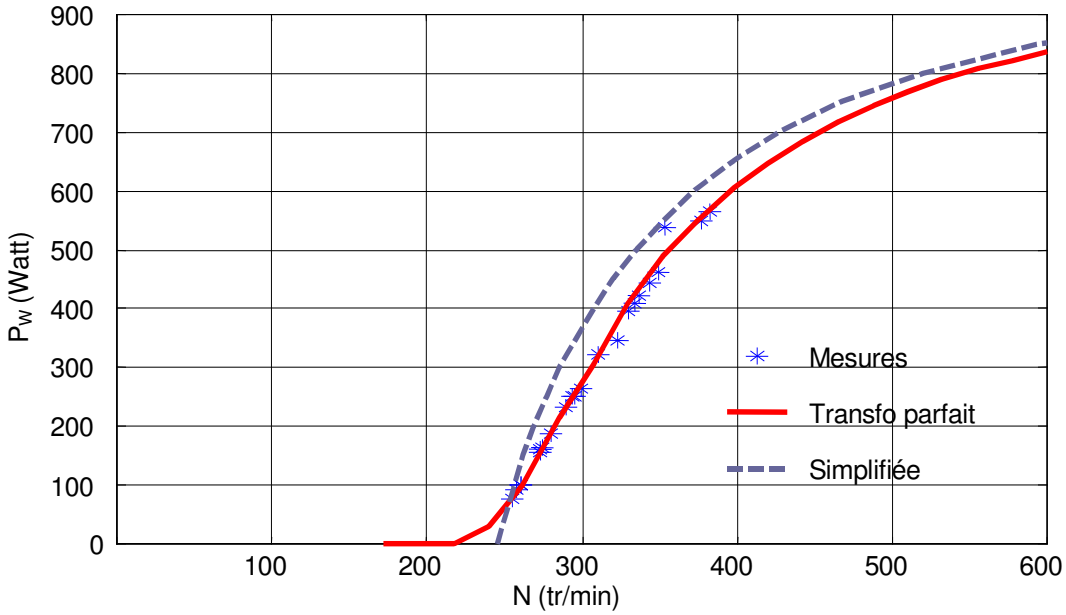


Figure 2.1.11 : *Puissance fournie à la batterie, comparaison des études et mesures.*

2.1.3 Impact du transformateur – Étude avec transformateur réel :

Dans la chaîne de conversion initialement installée, un transformateur est intercalé entre la machine associée à ses câbles de transport et le pont redresseur. Ce transformateur est source de pertes (pertes fer, pertes Joule) à la fois en régime permanent et lors de régimes transitoires de magnétisation.

Lors de mesures, nous avons remarqué qu'il y avait des courants primaires transitoires dus aux rafales de vent et nous avons pensé qu'il était possible que ces courants importants soient à l'origine de pertes Joule "supplémentaires" correspondant à une dépense énergétique significative. Pour comprendre et quantifier ces phénomènes, nous avons dû modéliser le système en régime transitoire. Le transformateur triphasé étant saturable et asymétrique (structure à 3 colonnes), nous avons développé une modélisation spécifique (notions de mutuelle inductance inutilisables ici) ainsi qu'une procédure d'identification détaillée par [ELL_96] des paramètres du modèle réluctant ci-dessous.

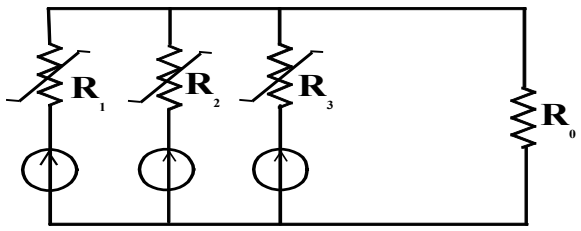


Figure 2.1.12 : *Modèle réluctant saturable du transformateur triphasé à 3 colonnes.*

La figure 2.1.13 montre le synoptique Matlab Simulink réalisé pour la simulation du transformateur.

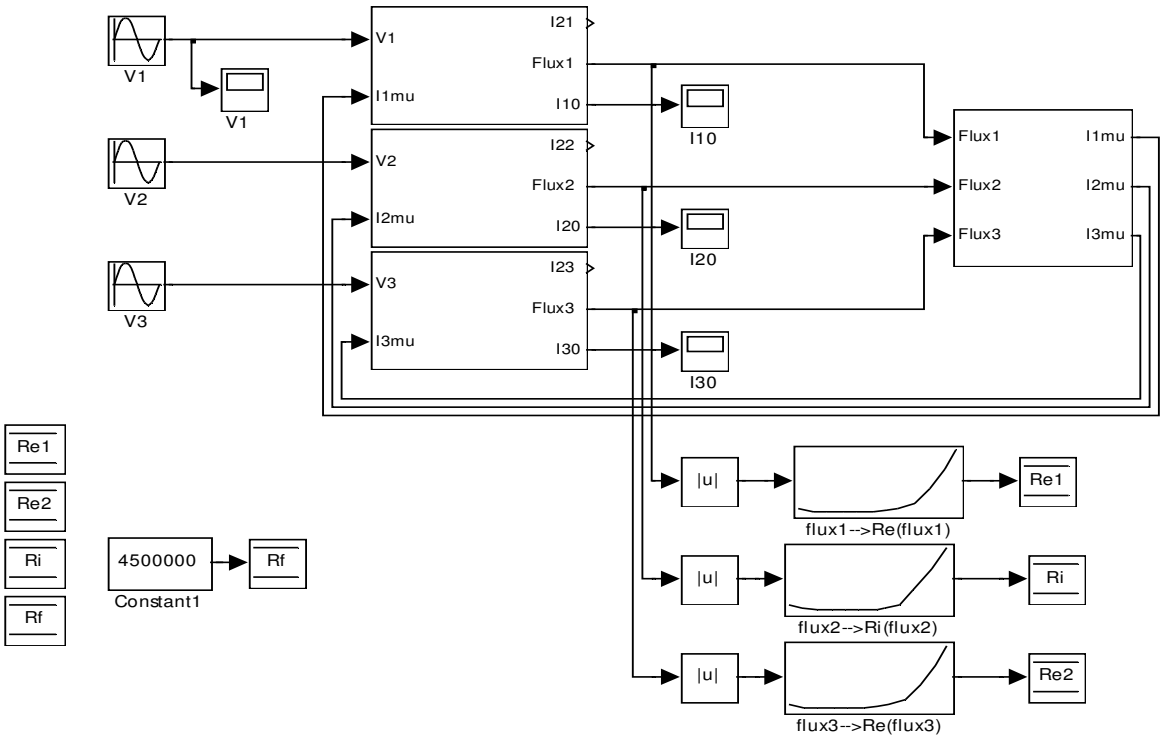
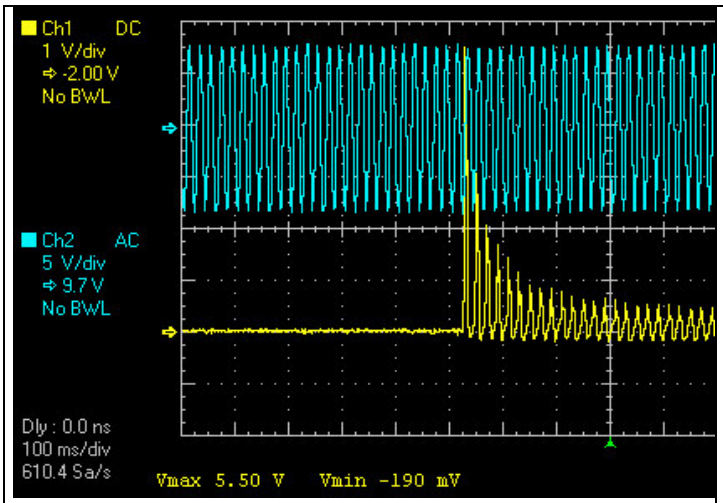
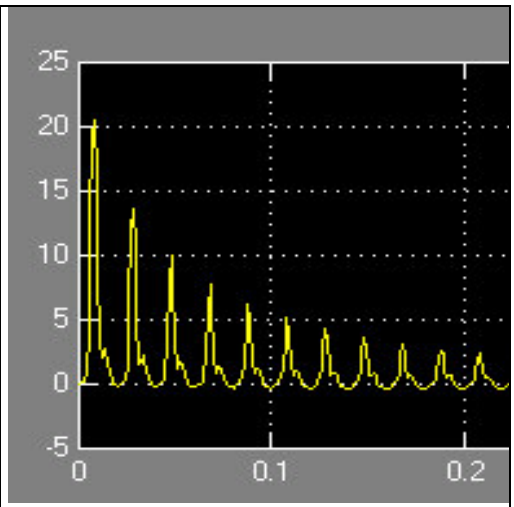


Figure 2.1.13 : *Schéma Matlab Simulink du transformateur triphasé saturable à 3 colonnes.*

Nous avons réussi par cette modélisation à bien reproduire les phénomènes transitoires du courant primaire du transformateur. La figure 2.1.14 représente une mise sous tension du transformateur, à vide sous sa tension nominale.



a : tension et courant d'une phase 100V/div, 5A/div, 100ms/div



b : courant 5A/div, 100ms/div

Figure 2.1.14 : *Transitoire de mise sous tension : mesures (a) et simulation (b).*

Pour quantifier les pertes dues aux régimes transitoires, nous avons simulé des accélérations de l'éolienne ce qui nous a permis de conclure que ces pertes, bien qu'existantes, sont largement négligeables, notamment devant les pertes fer de notre transformateur.

Nous avons vu dans les parties précédentes, avec transformateur parfait, que, lorsque le système ne fournit pas de puissance aux accumulateurs, la génératrice de l'éolienne se retrouve à vide. Dans cette partie, c'est le secondaire du transformateur qui se retrouve à vide. Lorsque le système ne délivre pas de puissance aux accumulateurs, nous obtenons le schéma électrique de la figure 2.1.15 où R_T et L_T représentent la résistance de phase et l'inductance cyclique de l'ensemble alternateur, câble et enroulements primaire et secondaire du transformateur.

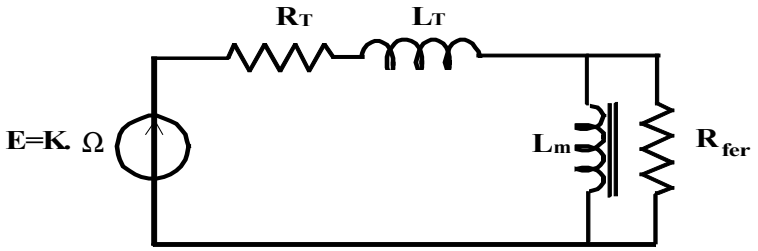


Figure 2.1.15 : *Schéma électrique équivalent du système transformateur à vide (vents faibles et/ou secondaire déconnecté).*

Ainsi, pour de faibles vitesses, lorsque le système ne fournit pas de puissance aux accumulateurs, la puissance à fournir par la turbine éolienne n'est pas nulle ce qui modifie fortement les conditions de vent pour laquelle l'éolienne démarre. Nous avons pu observer clairement ce phénomène sur notre site d'expérimentation. Ce phénomène sera également mis en évidence en simulation lors du couplage avec la caractéristique aérodynamique de la turbine (voir partie 2.1.4 fig. 2.1.22).

La figure 2.1.16 nous permet de comparer la puissance à fournir par la génératrice au système pour les trois études précédentes.

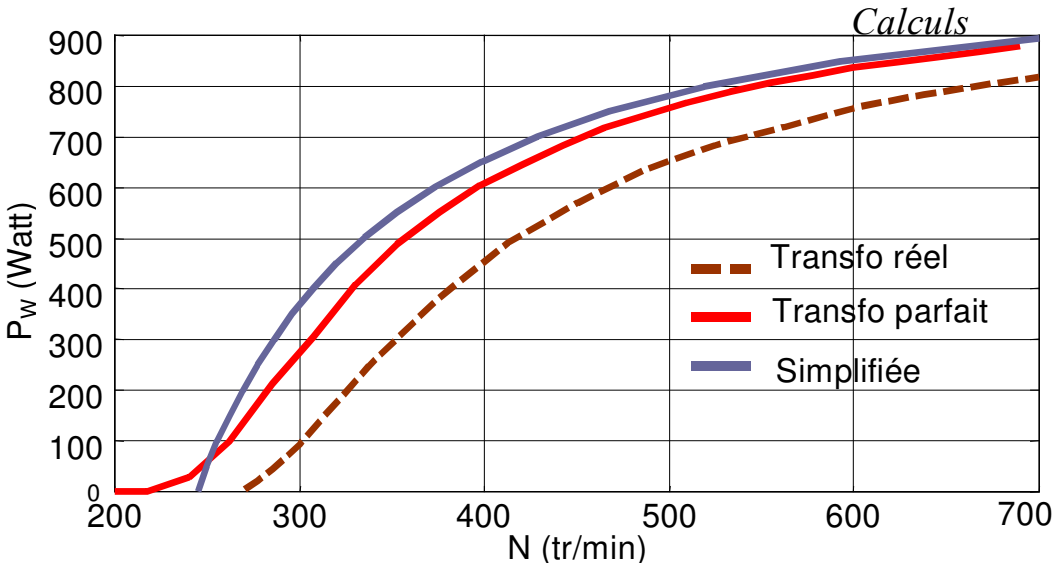


Figure 2.1.16 : *Puissance fournie par le système en fonction de la vitesse pour les trois études.*

Outre le fait que la puissance générée est affaiblie, ce transformateur a pour effet de fortement dégrader le rendement de la chaîne de conversion tel que montré par la figure 2.1.17.

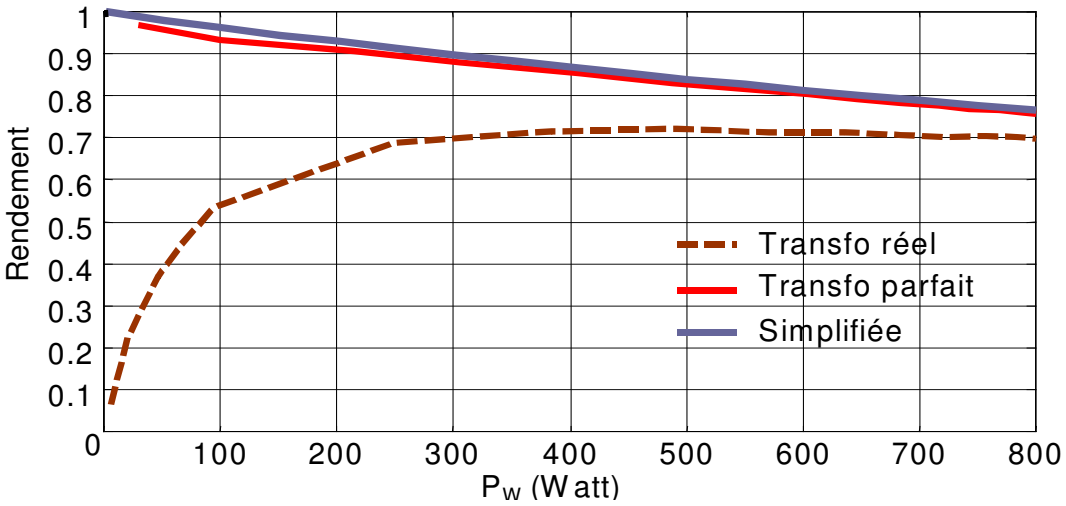


Figure 2.1.17 : *Rendement électrique de la chaîne de conversion électrique pour les trois études.*

2.1.4 Système complet

Pour l'étude complète de la chaîne éolienne, nous considérons le système représenté à la figure 2.1.18.

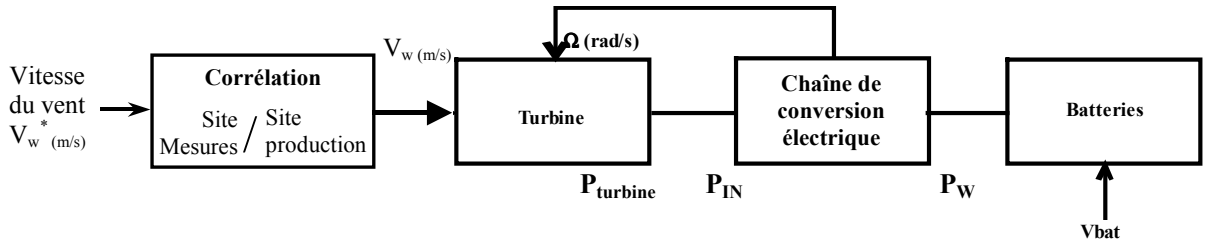


Figure 2.1.18 : *Chaîne de conversion éolienne.*

La fonction de corrélation est considérée unitaire. Nous supposons connue la caractéristique $P_{turbine} = f(N)$ pour une vitesse de vent V_w donnée. Nous connaissons également les caractéristiques $P_{in} = f(N)$ et $P_W = f(N)$ de l'ensemble de la chaîne de conversion électrique pour une tension batterie V_{bat} donnée. Nous pouvons alors déterminer, avec les deux premières caractéristiques, la puissance en entrée de la chaîne de conversion électrique pour un vent donné (figure 2.1.19) et donc la caractéristique $P_W = f(V_w)$ de la chaîne de conversion éolienne complète.

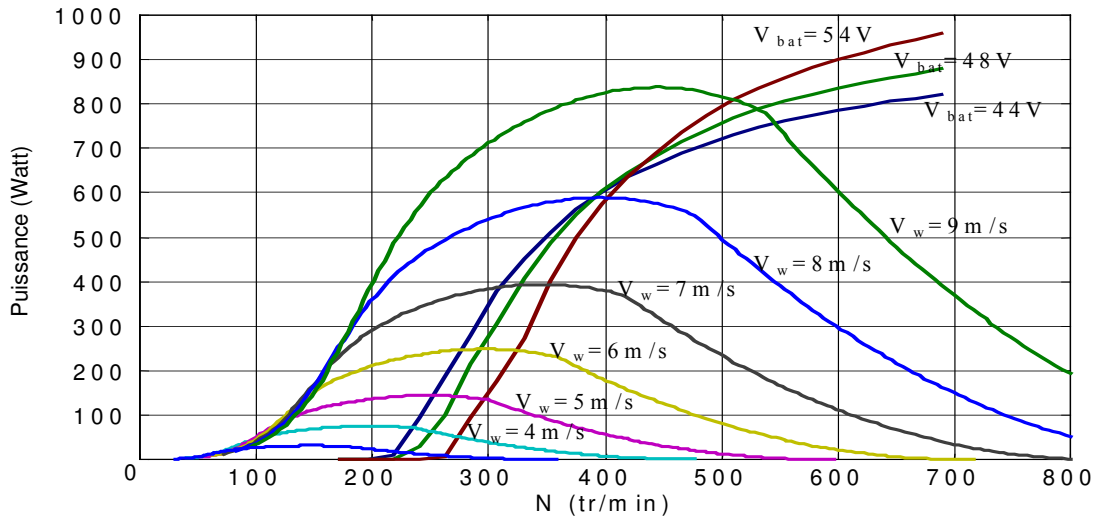


Figure 2.1.19 : *Puissance fournie par la turbine et puissance en entrée de la chaîne de conversion électrique en fonction de la vitesse de rotation (étude transfo parfait).*

La figure 2.1.20 représente la puissance P_W fournie aux accumulateurs en fonction de la vitesse du vent pour plusieurs tensions de batterie.

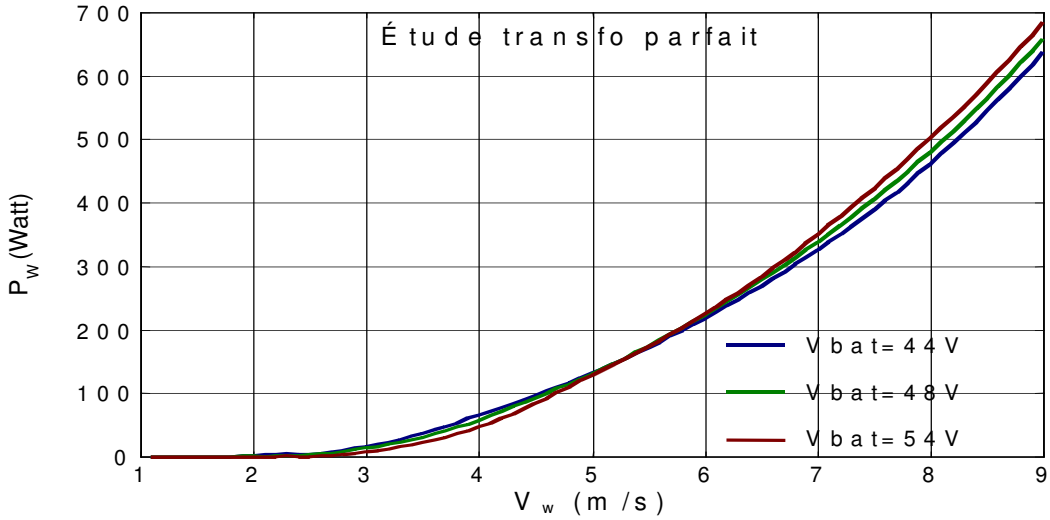


Figure 2.1.20 : *Puissance fournie par le système en fonction de la vitesse du vent pour plusieurs valeurs de la tension de batterie (étude transfo parfait).*

Ces résultats permettent de mieux mettre en évidence la sensibilité à la tension batterie grâce à une normalisation de la puissance par rapport à celle générée pour V_{bat} = 48 V. Ainsi nous pouvons voir que, pour des vitesses de vent inférieures à 5m/s, plus la tension de batterie est faible, plus la puissance récupérée par le système est importante et, inversement, pour une vitesse de vent plus importante.

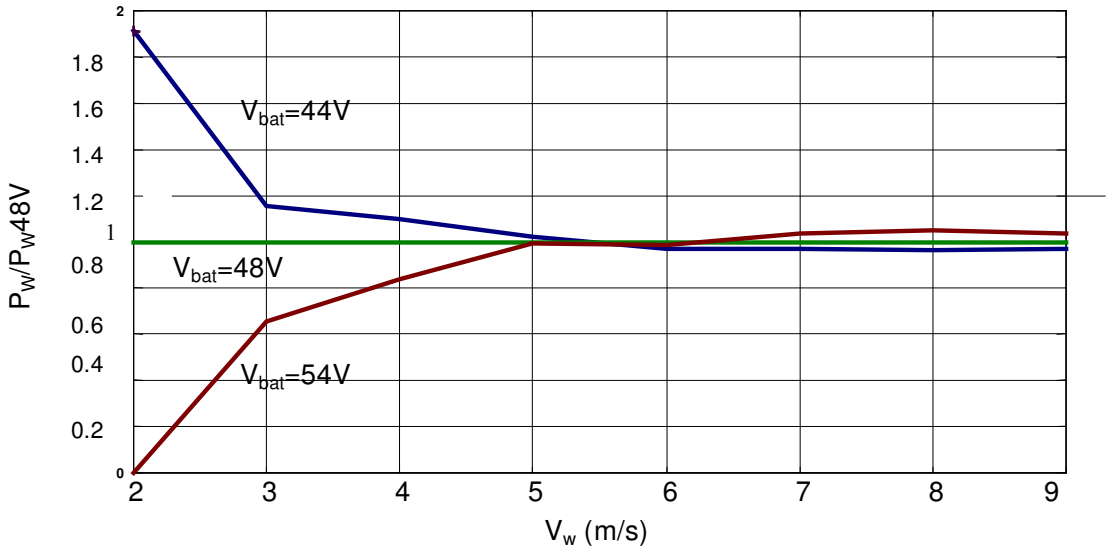


Figure 2.1.21 : *Puissance normalisée fournie par le système en fonction de la vitesse du vent pour plusieurs valeurs de la tension de batterie (étude transfo parfait).*

Nous pouvons comparer sur les figures 2.1.22 et 2.1.23 les résultats obtenus pour le système complet avec les différentes études.

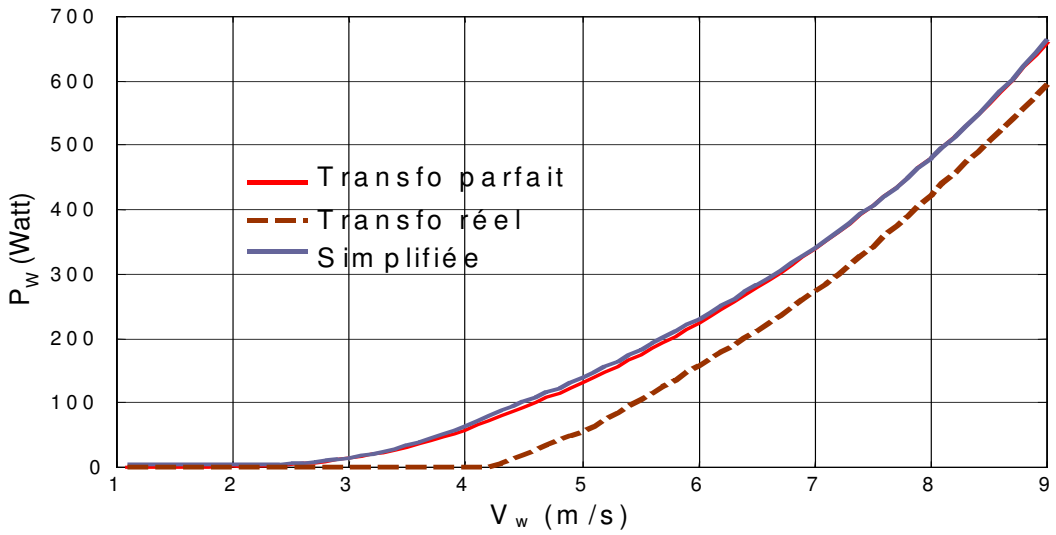


Figure 2.1.22 : *Puissance fournie par le système en fonction de la vitesse du vent pour les différentes études (V_{bat} = 48 V).*

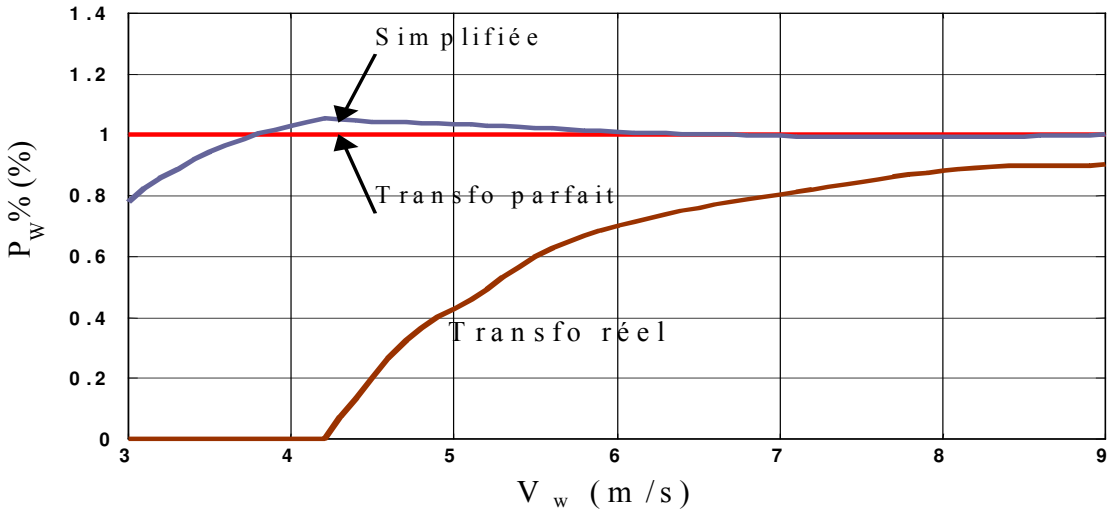


Figure 2.1.23 : *Puissance (calculée) normalisée fournie par le système en fonction de la vitesse du vent pour les différentes études (V_{bat} = 48 V).*

Nous observons à nouveau que la présence du transformateur dégrade fortement les performances de notre système. Cette dernière figure nous permet également de comparer les résultats obtenus, pour le système complet, avec l'étude simplifiée et celle avec transformateur parfait. Nous pouvons voir que l'étude simplifiée conduit à une erreur sur la puissance produite par le système, pour de faibles vitesses de vent, et qu'elle s'avère correcte pour des vitesses de vent plus importantes. L'erreur commise par l'étude simplifiée sera, a priori, peu pénalisante, pour les évaluations énergétiques globales, mais cela dépend bien sûr des distributions de vitesse du vent.

Nous avons également tracé le rendement électrique et le rendement complet $\eta_c = P_W / P_{vent}$ (turbine comprise) de la chaîne éolienne en fonction de la vitesse du vent. Nous pouvons remarquer que le rendement η_c passe par un maximum relativement plat et que celui-ci se déplace avec la tension batterie.

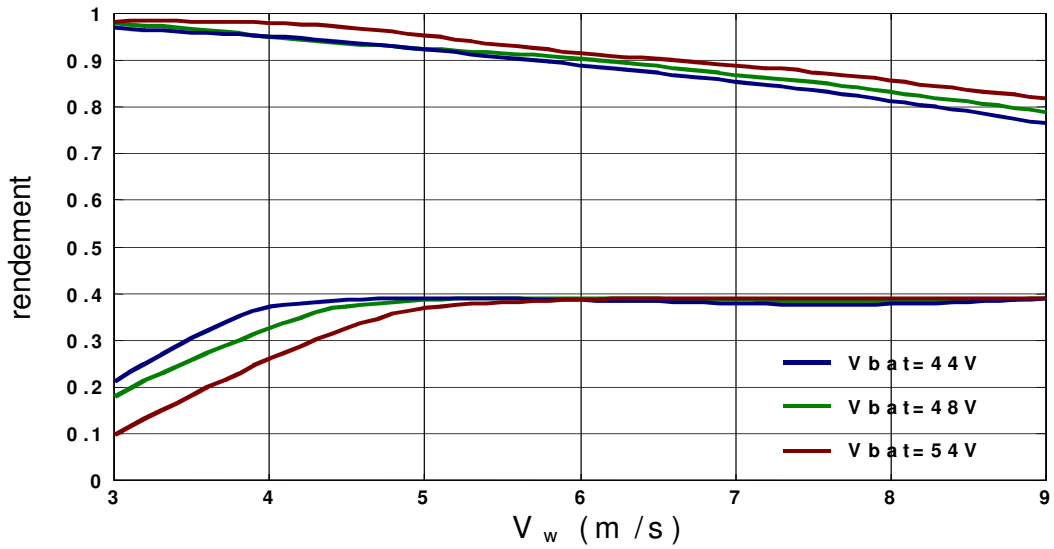


Figure 2.1.24 : *Rendement électrique et rendement complet calculés en fonction de la vitesse du vent pour plusieurs valeurs de tension batterie.*

Ces études nous ont convaincu de la nécessité de retirer les transformateurs de l'installation. Pour l'une des deux éoliennes nous avons inséré un convertisseur continu-continu entre le redresseur et les batteries. Pour la seconde éolienne, nous avons remplacé la génératrice 120 V par une génératrice 48 V afin de conserver l'adaptation nécessaire à la tension du bus continu. Le transport en 48V dans les câbles accroît bien sûr les pertes, mais nous avons calculé que cela ne remet pas en cause la rentabilité énergétique de cette solution. La figure 2.1.25 représente les pertes dans le transformateur et les pertes joules supplémentaires dans les câbles, entraîner par le transport en 48 V, en fonction de la puissance fournie par la chaîne de conversion à la batterie.

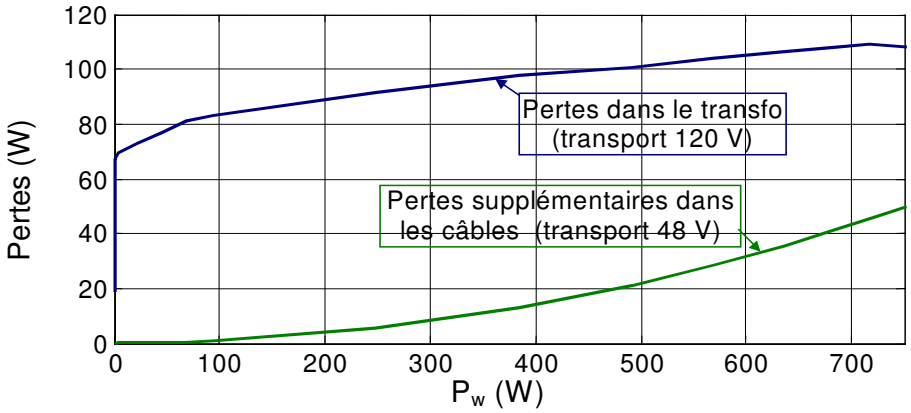


Figure 2.1.25 : *Pertes dans le transformateur et pertes supplémentaire dans les câbles, entraîner par le transport en 48 V, en fonction de la puissance fournie par la chaîne de conversion à la batterie.*

La modélisation de la chaîne de conversion éolienne utilisée par la suite sera celle faite dans l'étude simplifiée. L'étude simplifiée nous a montré qu'en considérant le courant sinusoïdal dans une phase nous obtenions un système simple à étudier (diagramme de Fresnel) qui nous donne des résultats tout à fait satisfaisant, et surtout considérablement plus rapidement qu'avec l'étude à transformateur parfait. Pour un même calcul, l'étude à transformateur parfait a nécessité 6 minutes contre 16ms pour l'étude simplifiée.

Enfin nous noterons que pour une vitesse de vent donnée, il existe une tension en sortie du redresseur pour laquelle le rendement est maximal. Une étude complémentaire sur le comportement dynamique de l'ensemble pourrait nous permettre d'envisager une adaptation de cette tension à la vitesse du vent. C'est-à-dire de réaliser un convertisseur MPPT [DEB_99], [MIR_02] comme ceux existants déjà pour optimiser la production d'électricité avec des panneaux photovoltaïques.

2.1.5 Aspect énergétique :

Dans ce qui précède nous avons développé et validé une modélisation simple de la partie électrique de la chaîne de conversion éolienne, c'est-à-dire l'élément P_{elec} de l'équation 2.1.3 que nous rappelons ci dessous :

$$P_w = f(P_{turbine}, P_{elec}) \qquad (2.1.3)$$

Nous avons supposé connues les fonctions $C_p(\lambda)$ et F_{c_W} nécessaires à l'évaluation de la puissance $P_{turbine}$. L'analyse énergétique qui suit va nous permettre de conclure sur la validité de ces fonctions.

Nous pouvons voir ci-après des relevés de la vitesse du vent et de la puissance fournie, mesurée et simulée, par la chaîne de conversion pour l'éolienne 120V (le transformateur étant remplacé par un hacheur dévolteur) sur une période de 18 jours. Le premier tracé nous montre la vitesse du vent en fonction du temps, le second la puissance mesurée et calculée, puis le troisième l'énergie cumulée sur cette période.

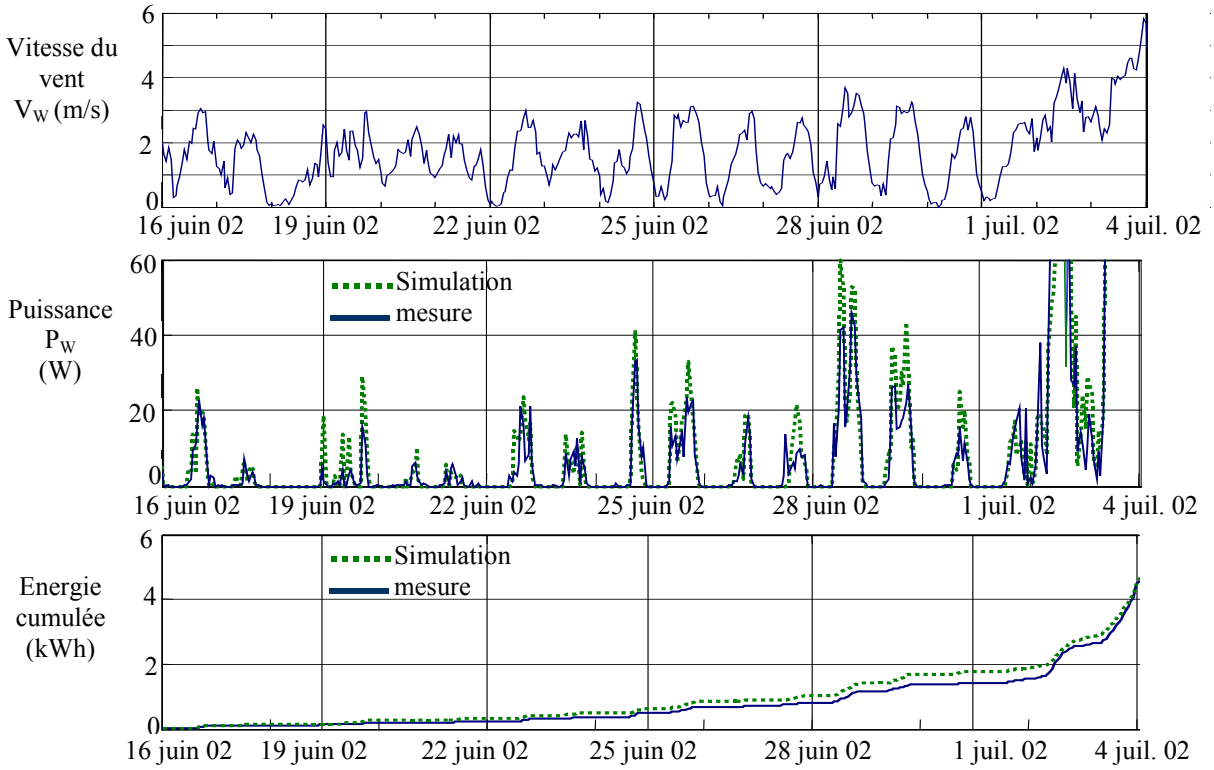


Figure 2.1.26 : *Vitesse du vent, puissance mesurée et calculée, énergie cumulée mesurée et calculée sur la période du 16 juin au 4 juillet 2002.*

Nous voyons que l'estimation de l'énergie produite sur une heure par le système ne donne pas des résultats très satisfaisants, l'erreur commise est alternativement positive ou négative. Par contre, si nous observons l'énergie cumulée sur une longue période, nous voyons que nous arrivons à une estimation correcte de sa valeur, les erreurs cumulées sur une heure tendent à s'annuler sur une plus longue période. L'analyse des résultats obtenus pour l'éolienne 48 V nous mène aux mêmes conclusions.

Ainsi nous pouvons conclure que les caractéristiques $C_p(\lambda)$ et $F_{c_W}=1$ choisies n'offrent pas, dans notre cas, un bon rendu énergétique du modèle complet du système éolien, si nous nous intéressons à une estimation de l'énergie produite sur de courtes périodes. Par conséquent, des études supplémentaires doivent être menées, en particulier pour identifier la fonction de corrélation adaptée à notre site. Pour ce faire, nous avons prévu d'installer des anémomètres à proximité des éoliennes pour avoir des indications de vitesse de vent plus proches de la réalité. Nous tenterons alors une modélisation numérique du coefficient aérodynamique de nos turbines et de F_{c_W}. Ces travaux feront l'objet de la première partie d'une thèse commencée récemment.

2.2 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque :

Nous nous intéressons dans cette partie à la chaîne de conversion photovoltaïque, en vue de l'estimation de sa production d'énergie.

La chaîne de conversion photovoltaïque est constituée comme indiqué à la figure 2.2.1 :

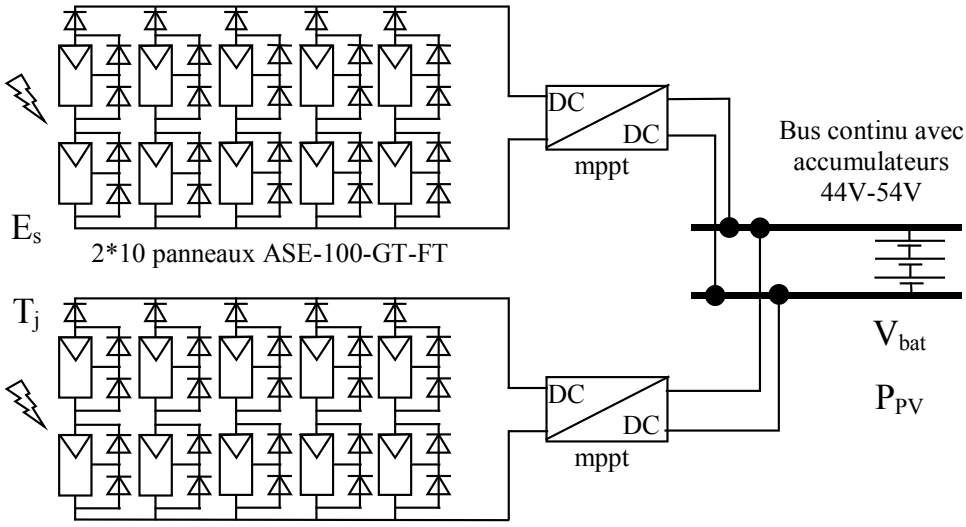


Figure 2.2.1 : *Chaîne de conversion photovoltaïque 2 kW crêtes.*

Le système est organisé en deux groupes de 10 panneaux, chaque groupe débite dans le bus continu par l'intermédiaire d'un hacheur à commande à puissance maximale MPPT.

L'objectif est d'obtenir la caractéristique de la puissance fournie au bus continu, $P_{PV,}$ en fonction des conditions météorologiques et électriques, c'est-à-dire l'éclairement dans le plan des panneaux solaires E_s, leur température T_j, ainsi que le niveau de la tension du bus continu, V_{bat}.

Dans un premier temps, nous déterminerons les caractéristiques de puissance de chaque groupe de panneaux. Nous avons utilisé et comparé différents modèles de la littérature. Puis, à partir de relevés expérimentaux, nous évaluerons la caractéristique des convertisseurs DC-DC à pilotage MPPT (MSTE MPT 1000K).

2.2.1 Modèles électriques des panneaux

Nous souhaitons déterminer la puissance maximale que peuvent fournir chacun des deux groupes de panneaux pour un ensoleillement et une température donnés. Nous avons utilisé et comparé, en termes de simplicité, de temps de calcul et de précision, trois modèles différents.

Les deux premiers modèles présentés nous permettent de déterminer les caractéristiques tension/courant à partir desquelles nous pouvons déterminer la puissance maximale que peuvent fournir les groupes de panneaux pour des conditions météo données. Le troisième modèle nous fournit directement la puissance maximale, théoriquement obtenue grâce au contrôle MPPT.

2.2.1.a "Modèle une diode"

C'est le modèle le plus classique de la littérature [PRO_97] [QUA_96] [MAR_98] [DUM_99], il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes. Le modèle d'une cellule est celui de la figure ci dessous :

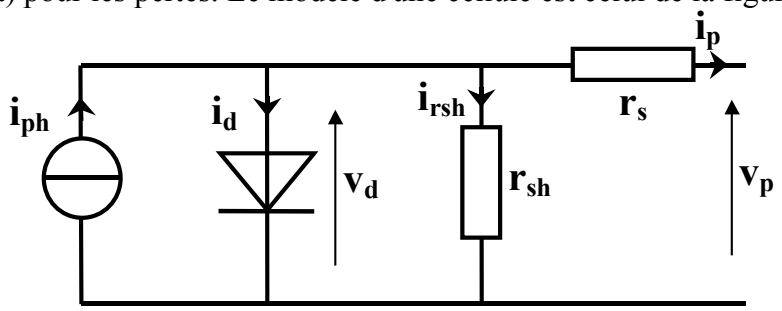


Figure 2.2.2 : *Schéma électrique équivalent d'une cellule, modèle 1 diode.*

Chaque groupe de panneaux est une association série/parallèle de $n_s.n_p$ cellules élémentaires, n_s étant le nombre de cellules en séries sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèles. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le générateur photovoltaïque de la figure 2.2.3.

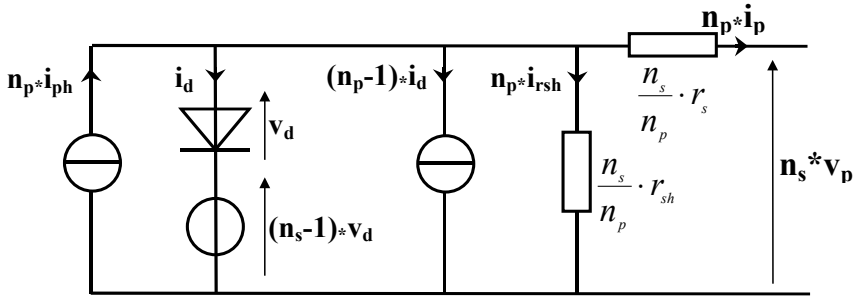


Figure 2.2.3 : *Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux, modèle 1 diode.*

Nous utiliserons dans ce qui suit les notations suivantes :

$$\begin{cases} I_{ph} = n_p \cdot i_{ph} \\ I_G = n_p \cdot i_p \\ I_d = n_p \cdot i_d \\ I_{rsh} = n_p \cdot i_{rsh} \\ V_d = n_s \cdot v_d \\ V_G = n_s \cdot v_p \\ R_s = \dfrac{n_s}{n_p} \cdot r_s \\ R_{sh} = \dfrac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh} \end{cases} \qquad (2.2.1)$$

Ce modèle comporte quatre variables. Les deux variables d'entrées sont :

- E_s ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m²) ;
- T_j température de jonction des cellules (°C).

Les deux variables de sorties sont :

- I_G courant fourni par le groupe de panneaux (A) ;
- V_G tension aux bornes du groupe (V).

Nous obtenons alors l'équation caractéristique pour un groupe de panneaux PV déduite du schéma électrique équivalent de la figure 2.2.2.

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \qquad (2.2.2)$$

Le photocourant, I_{ph}, est directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des panneaux et peut se mettre sous la forme :

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_s \cdot [1 + P_2 \cdot (E_s - E_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jref})] \qquad (2.2.3)$$

E_{ref} correspond à l'ensoleillement de référence de 1000 W/m² et T_{jref} à la température des panneaux de référence de 25 °C. P_1, P_2 et P_3 sont des paramètres constants.

Le courant de polarisation de la jonction PN, I_d, est donné par l'expression :

$$I_d = I_{sat} \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + Rs \cdot I_G) \right) - 1 \right] \qquad (2.2.4)$$

où :

- I_{sat} courant de saturation ;
- k constante de Boltzmann ($1.38\ 10^{-23}$ J/K) ;
- q charge élémentaire ($1.6\ 10^{-19}$ C) ;
- A facteur d'idéalité de la jonction.

Le courant de saturation est :

$$I_{sat} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}\right) \qquad (2.2.5)$$

où E_g est l'énergie de gap et P_4 est un paramètre constant.

Enfin, le courant de shunt s'écrit sous la forme :

$$I_{sh} = \frac{V_G}{R_{sh}} \qquad (2.2.6)$$

Nous pouvons alors écrire l'équation finale :

$$I_G = P_1 . E_s . [1 + P_2 . (E_s - E_{ref}) + P_3 . (T_j - T_{jref})] - \frac{V_G}{R_{sh}}$$

$$- P_4 . T_j^3 . exp(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}) . [exp(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + R_s \cdot I_G)) - 1] \quad (2.2.7)$$

Nous pouvons noter que nous obtenons une fonction implicite de la forme :

$$I_G = f (I_G, V_G, E_s, T_j) \quad (2.2.8)$$

avec 7 paramètres $P_1, P_2, P_3, P_4, A, R_s$ et R_{sh} à déterminer (§2.2.2).

2.2.1.b "Modèle deux diodes"

nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN [DUM_99]. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériaux et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans ce cas celui de la figure 2.2.4 :

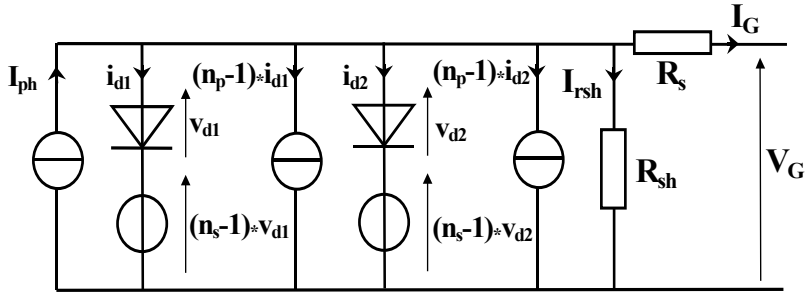


Figure 2.2.4 : *Schéma électrique du « modèle 2 diodes » pour un groupe de panneaux.*

Nous avons :

$$I_G = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{rsh} \quad (2.2.9)$$

Avec I_{ph} et I_{sh} qui gardent les mêmes expressions que précédemment. Pour les courants de recombinaison, nous avons:

$$I_{d1} = I_{sat1} . [exp(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + R_s \cdot I_G)) - 1] \quad (2.2.10)$$

$$I_{d2} = I_{sat2} . [exp(\frac{q}{2 \cdot k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + R_s \cdot I_G)) - 1] \quad (2.2.11)$$

Les courants de saturation sont :

$$I_{sat1} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot exp(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}) \quad (2.2.12)$$

$$I_{sat2} = P_5 \cdot T_j^3 \cdot exp(-\frac{E_g}{2 \cdot k \cdot T_j}) \quad (2.2.13)$$

Nous pouvons alors écrire l'équation finale :

$$I_G = P_1 . E_s . [1 + P_2 . (E_s - E_{ref}) + P_3 . (T_j - T_{jref})] - \frac{V_G}{R_{sh}}$$
$$- P_4 . T_j^3 . \exp\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}\right) . [\exp\left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j}(V_G + R_s . I_G)\right) - 1]$$
$$- P_5 . T_j^3 . \exp\left(-\frac{E_g}{2 \cdot k \cdot T_j}\right) . [\exp\left(\frac{q}{2 \cdot k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j}(V_G + R_s . I_G)\right) - 1] \quad (2.2.14)$$

avec 8 paramètres P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, A, R_s et R_{sh} à déterminer (voir §2.2.2)..

2.2.1.c "Modèle polynomial"

La documentation constructeur nous fournit, pour la puissance maximale, P_{G_MAX}, la caractéristique suivante :

$$P_{G_MAX} = P_1 . E_s . (1 + P_2 . (T_j - T_{jref})) \quad (2.2.15)$$

avec :

- P_1 compris entre 0,95 et 1,05 (0,095 à 0,105 pour un panneau) représente la dispersion de caractéristiques des panneaux ;
- P_2 = -0,47 %/°C est la dérive en température des panneaux.

Nous avons pu constater, de manière empirique, qu'en rajoutant un paramètre (P_3) à la caractéristique du fabricant, nous obtenons des résultats bien plus satisfaisants :

$$P_{G_MAX} = P_1 . [1 + P_2 . (T_j - T_{jref})] . (P_3 + E_s) \quad (2.2.16)$$

Ce modèle simplifié nous permet de déterminer la puissance maximale fournie par un groupe de panneaux pour un ensoleillement et une température de panneaux donnés, avec seulement 3 paramètres constants à déterminer, P_1, P_2 et P_3 et une équation simple à résoudre.

2.2.2 Détermination des paramètres – Analyse en puissance

L'identification des paramètres a été effectuée par un algorithme génétique binaire [DIV_00] (AG) à partir de relevés expérimentaux réalisés sur notre site d'expérimentation (tableau 1).

Pour les caractéristiques réelles utilisées, nous avons tenté d'obtenir plusieurs relevés couvrant une large plage de variation de l'ensoleillement. Ainsi, dans ce qui suit, les indices i des différentes grandeurs correspondront aux caractéristiques d'ensoleillement et de température du tableau suivant :

Indice i	Ensoleillement dans le plan de panneaux (W/m²)	Température des cellules (°C)
1	100	10,8
2	127	11,5
3	189	13,9
4	260	16,5
5	399	22,6
6	494	25,3
7	592	27,9
8	704	29,6
9	854	50

Tableau 1 : *Indices ensoleillement et température des cellules utilisés pour l'identification des paramètres des deux groupes de panneaux.*

Avec les deux premiers modèles présentés, l'identification a été effectuée à partir des caractéristiques puissance/tension réelles des PV ($P^i_{réelle}, V^i_{réelle}$). Nous avons vu précédemment que l'équation finale, traduisant le fonctionnement d'un groupe de panneaux photovoltaïques, était une fonction implicite de la forme : $I_G = f(I_G, V_G, E_s, T_j)$. La résolution de l'équation :

$$I^i_{Gthéo} = f(I^i_{Gthéo}, V^i_{Gréelle}, E^i_s, T^i_j) \tag{2.2.17}$$

nous permet alors de calculer l'erreur, F^i (équation 2.2.18), faite par le modèle sur la caractéristique puissance/tension correspondant à l'ensoleillement et à la température de l'indice "i".

$$F^i = \frac{\left| P^i_{réelle} - (V^i_{Gréelle} \cdot I^i_{Gthéo}) \right|}{P^i_{réelle}} \tag{2.2.18}$$

L'identification des paramètres a été effectuée pour plusieurs couples d'ensoleillement et de température. La fonction à minimiser par l'AG est donc la somme des erreurs effectuées pour chaque couple. L'objectif étant d'obtenir la puissance maximale fournie par les panneaux, nous avons ajouté une pondération aux calculs des erreurs F^i afin de leurs donner un poids plus fort autour de P_{G_MAX}, en effet c'est une zone où la puissance varie très vite et surtout c'est le maximum qui sera exploité.

Il est à noter que la résolution de la fonction implicite pour le calcul de $I^i_{Gthéo}$ représente un temps de calcul non négligeable (125ms). De plus, l'utilisation des AG pour l'identification des paramètres nous oblige à faire ce calcul de nombreuses fois. C'est pourquoi, afin de réduire les temps de calcul, $I^i_{Gthéo}$ peut être obtenu par la résolution de l'équation 2.2.17 en remplaçant $I^i_{Gthéo}$ par $I^i_{Gréelle}$:

$$I^i_{Gthéo} = f(I^i_{Gréelle}, V^i_{Gréelle}, E^i_s, T^i_j) \tag{2.2.19}$$

En effet, lorsque l'AG a convergé vers la bonne solution, $I^i_{Gréelle}$ et $I^i_{Gthéo}$ sont censés avoir sensiblement les mêmes valeurs. Le temps de calcul est alors réduit à 2ms.

Pour le modèle polynomial (3ème modèle), la détermination des paramètres a été effectuée à partir des maxima des caractéristiques puissance/tension réelles des PV. Les résultats de cette identification sont présentés dans les tableaux suivants pour chaque modèle :

Modèle une diode (unités SI)		
paramètre	Groupe 1	Groupe 2
P_1	$15{,}59\ 10^{-3}$	$15{,}21\ 10^{-3}$
P_2	0	1 10-4
P_3	$8{,}70\ 10^{-4}$	2,23 10-3
P_4	953,82	833,47
A	1	1
R_s	0,203	0,271
R_{sh}	106,04	85,69

Tableau 2 : *Paramètres obtenus pour le « modèle une diode » pour chaque groupe de panneaux.*

Modèle deux diodes (unités SI)		
paramètre	Groupe 1	Groupe 2
P_1	$15{,}57\ 10^{-3}$	$15{,}23\ 10^{-3}$
P_2	0	-1 10-4
P_3	$1{,}29\ 10^{-3}$	$2{,}17\ 10^{-3}$
P_4	647,69	646,97
P_5	$2{,}44\ 10^{-3}$	$1{,}16\ 10^{-3}$
A	1	1
R_s	0,256	0,289
R_{sh}	118,54	89,04

Tableau 3 : *Paramètres obtenus pour le « modèle deux diodes » pour chaque groupe de panneaux.*

Modèle polynomial (unités SI)		
paramètre	Groupe 1	Groupe 2
P_1	0,98	0,99
P_2	$-2{,}91\ 10^{-3}$	$-4{,}7\ 10^{-3}$
P_3	40,83	45

Tableau 4 : *Paramètres obtenus pour le modèle polynomial pour chaque groupe de panneaux.*

Nous pouvons voir sur la figure 2.2.5 les caractéristiques puissance/tension obtenues par le « modèle une diode » ainsi que les relevés expérimentaux correspondant au groupe de panneaux 1.

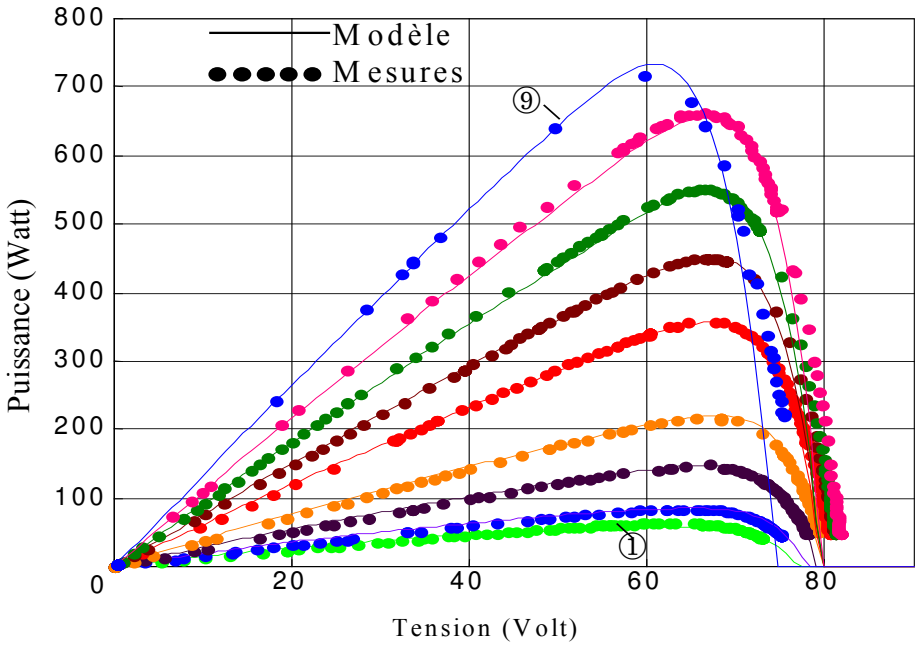


Figure 2.2.5 : *Caractéristiques puissance/tension, comparaison des mesures et du "modèle une diode" GROUPE 1.*

Pour le troisième modèle, le modèle polynomial, l'optimisation a été faite uniquement sur les puissances maximales. Nous pouvons voir sur la figure suivante la puissance maximale mesurée en fonction de la puissance maximale calculée par ce modèle.

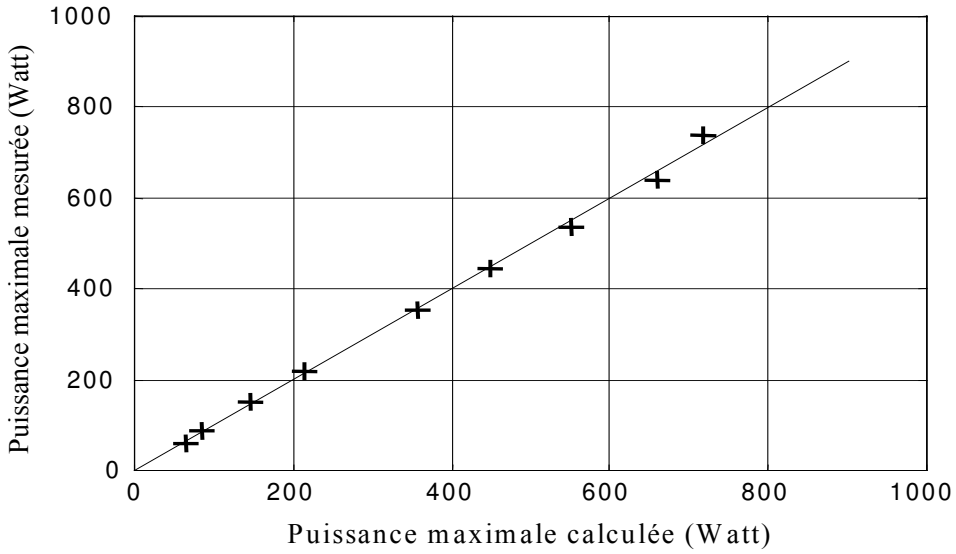


Figure 2.2.6 : *Puissance maximale mesurée en fonction de la puissance maximale calculée, comparaison des mesures et du "modèle polynomial" GROUPE 1.*

Dans ce qui suit, nous utiliserons uniquement les puissances maximales fournies par les panneaux, c'est-à-dire que nous supposons idéal le contrôle MPPT. Ainsi, afin de comparer l'efficacité des différents modèles, nous avons rassemblé dans le tableau suivant les erreurs

commises par les modèles sur les puissances maximales pour chaque relevé expérimental effectué. Les mesures indicées "9" ne comportant pas suffisamment de points ne figurent pas dans ce tableau.

Erreurs en pour-cent de la puissance maximale GROUPE 1			
indices	1 diode	2 diodes	Polynomial
1	7,73	8,34	4,35
2	0,72	1,65	4,21
3	0,64	4,05	3,33
4	1,75	1,85	1,86
5	3,82	2,92	0,94
6	1,26	2,96	1,57
7	0,92	3,78	2,72
8	0,78	3,49	3,22

Tableau 5 : *Comparaison des erreurs, pour chaque modèle, sur la puissance maximale obtenue – Groupe 1.*

L'analyse du tableau 5 ne nous permet pas de conclure sur la supériorité d'un modèle par rapport aux autres, les trois modèles ayant des résultats semblables. Nous proposons d'en faire une analyse énergétique.

2.2.3 Analyse énergétique

Pour mener à bien cette analyse, nous avons fait des mesures en fonctionnement normal des panneaux et de leurs convertisseurs à pilotage MPPT : puissance en entrée des convertisseurs (c'est-à-dire en sortie des panneaux), ensoleillement et température. Si nous considèrons que les convertisseurs ont un système de pilotage MPPT idéal, alors la puissance que nous mesurons est la puissance maximale que peuvent fournir les panneaux pour l'ensoleillement et la température relevés à cet instant.

Par exemple sur la figure 2.2.7, nous pouvons voir les résultats obtenus pour un relevé effectué le 17 décembre 2001 ainsi que les résultats donnés par le modèle deux diodes.

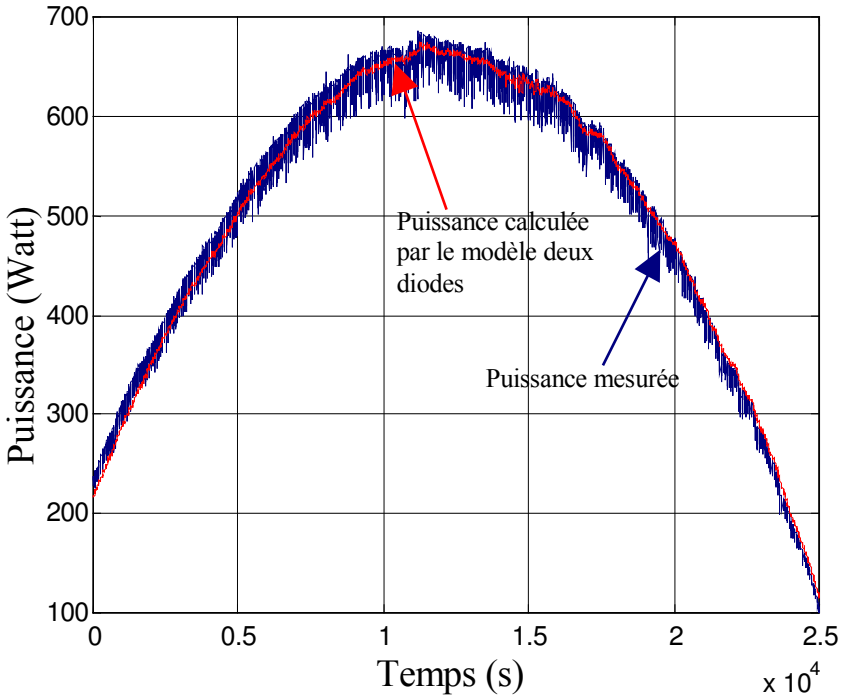


Figure 2.2.7 : *Caractéristiques puissance en fonction du temps tension, comparaison des mesures et du "modèle deux diodes" GROUPE n°1 sur une journée de production (17 déc. 2001).*

Nous trouvons alors, pour l'énergie produite pendant ces relevés avec un temps de moyennage de 25 secondes, les résultats du tableau suivant :

	Énergie	Érreur
Mesures	3,493 kWh	
Modèle 1 diode	3,575 kWh	+82 Wh (2,3%)
Modèle 2 diodes	3,467 kWh	-26 Wh (-0,9%)
Modèle polynomial	3,478 kWh	-15 Wh (-0,4%)

Tableau 6 : *Énergie produite lors du relevé du 17 décembre par le groupe de panneaux n°1. Comparaison mesures/modèles.*

Nous avons fait la même étude pour le deuxième groupe de panneaux, les résultats obtenus sont ceux du tableau 7 :

	Énergie	Érreur
Mesures	3,480 kWh	
Modèle 1 diode	3,518 kWh	+38 Wh (+1,1%)
Modèle 2 diodes	3,502 kWh	+22 Wh (+0,6%)
Modèle polynomial	3,527 kWh	+47 Wh (+1,4%)

Tableau 7 : *Énergie produite lors du relevé du 17 décembre par le groupe de panneaux n°2. Comparaison mesures/modèles.*

Comme nous pouvons le constater, ces comparaisons ont été effectuées pour un jour ou l'ensoleillement était non perturbé (pas de passage de nuages). Nous avons également fait ces comparaison pour des relevés du 24 janvier 2002, journée avec de nombreux passages nuageux. Nous avons alors les résultats de la figure 2.2.8 pour le modèle polynomial :

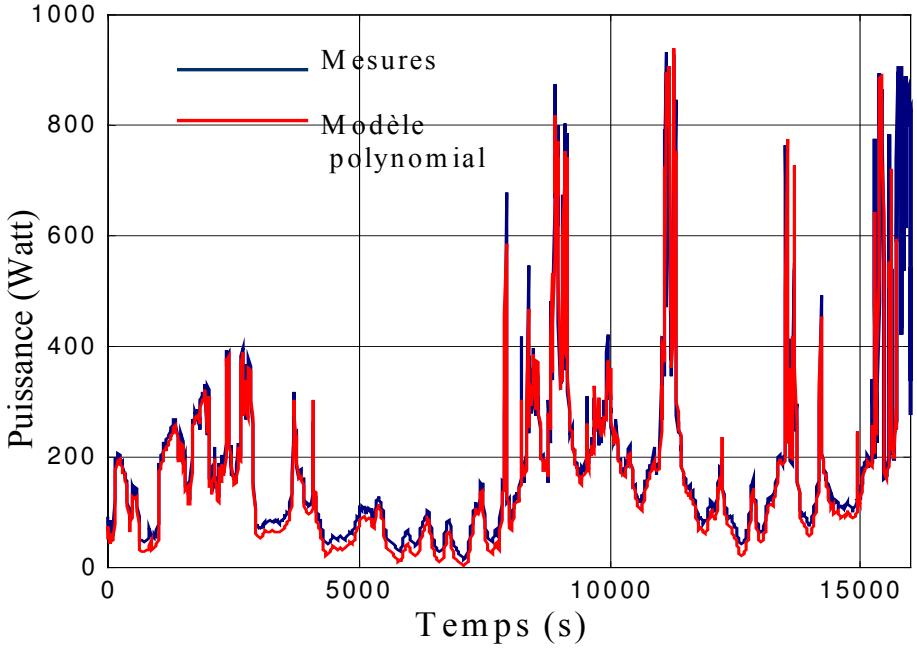


Figure 2.2.8 : *Caractéristiques puissance en fonction du temps tension, comparaison des mesures et du "modèle polynomial" GROUPE n°1 sur une journée de production (24 janvier 2002).*

Nous trouvons alors pour l'énergie produite pendant ces relevés, toujours avec un temps de moyennage de 25 secondes, les résultats présentés aux tableaux 8 et 9 :

	Énergie	Érreur
Mesures	812 Wh	
1 diode	767 Wh	-45 Wh (-5,5%)
2 diodes	744 Wh	-68 Wh (-8,4%)
polynomial	762 Wh	-50 Wh (-6,15%)

Tableau 8 : *Énergie produite lors du relevé du 24 janvier par le groupe de panneaux n°1. Comparaison mesure/modèles.*

	Énergie	Érreur
Mesures	806 Wh	
1 diode	753 Wh	-53 Wh (-6,6%)
2 diodes	751 Wh	-55 Wh (-6,8%)
polynomial	761 Wh	-45 Wh (+5,6%)

Tableau 9 : *Énergie produite lors du relevé du 24 janvier par le groupe de panneaux n°2. Comparaison mesure/modèles.*

Nous voyons, par ces précédents relevés, que les modèles sont très bons pour des ensoleillements supérieurs à la centaine de Watt par mètre carré et que les erreurs n'excèdent pas 6% pour des ensoleillements plus faibles. Nous allons maintenant déterminer les caractéristiques des convertisseurs MPPT afin d'analyser le système complet.

2.2.4 Caractéristiques des convertisseurs MPPT :

La figure ci-dessous (relevé réel avec variation d'ensoleillement) nous permet de comprendre le mode de fonctionnement des convertisseurs à pilotage MPPT. Nous pouvons voir l'ensoleillement dans le plan des panneaux, la tension à leurs bornes et la puissance fournie par ceux-ci. Environ toutes les vingt cinq secondes, la tension appliquée aux bornes des panneaux photovoltaïques oscille autour de sa valeur du moment. La tension appliquée après cette oscillation est celle qui a permis d'obtenir la puissance maximale lors de l'oscillation.

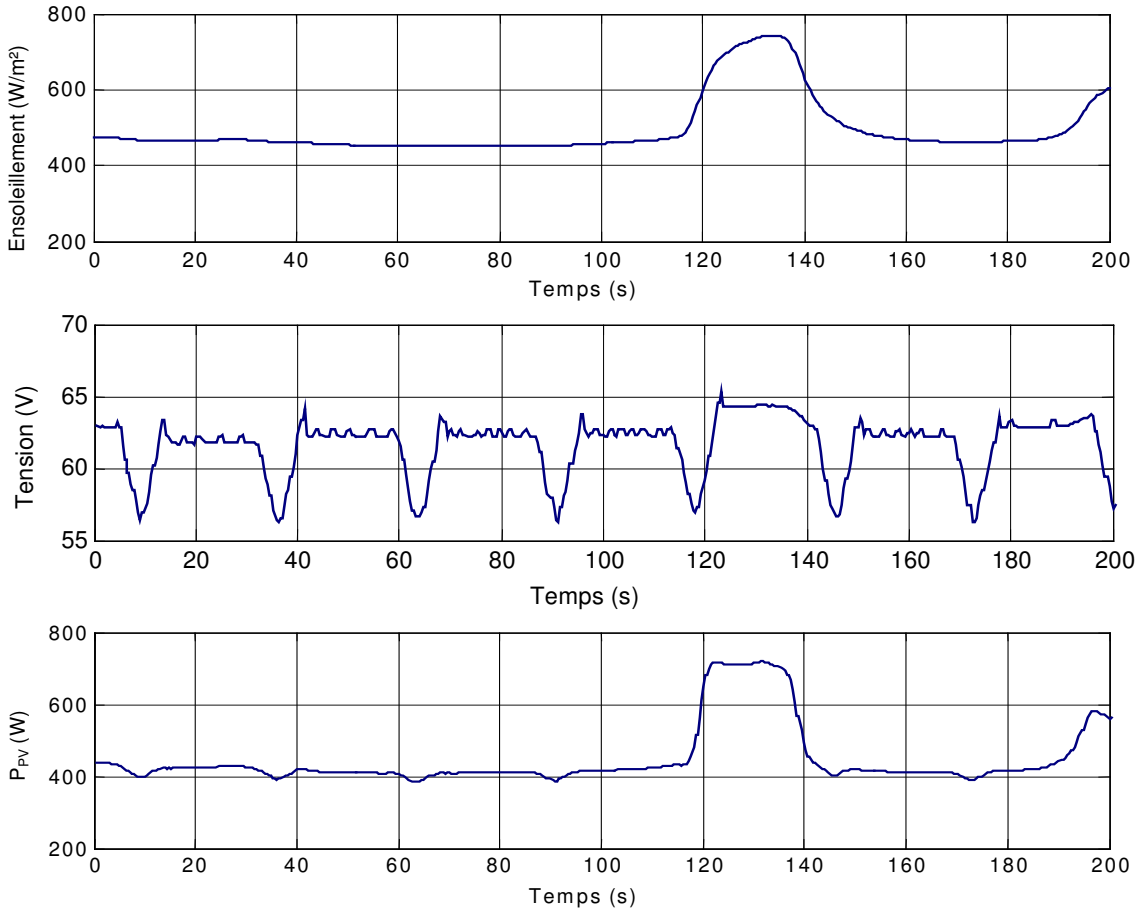


Figure 2.2.9 : *Relevé lors d'une variation d'ensoleillement dans le plan des panneaux, de la tension à leurs bornes et de la puissance fournie.*

Ce mode de recherche du point de puissance maximale impose que la puissance fournie par les panneaux ne soit pas en permanence la puissance maximale qu'ils pourraient fournir si les convertisseurs à pilotage MPPT étaient idéaux. Mais nous avons pu voir précédemment que, malgré cette imperfection, l'hypothèse d'un fonctionnement idéal pour le système de pilotage est tout à fait fondée. Les convertisseurs seront alors uniquement modélisés par un rendement énergétique fonction de la puissance.

Afin de déterminer le rendement des convertisseurs à pilotage MPPT, nous avons effectué de nombreux relevés de la caractéristique puissance en sortie et en entrée du MPPT. Nous avons moyenné les données obtenues afin d'avoir une répartition uniforme sur toute la gamme de puissance (figure 2.2.10). Les points se trouvant très éloignés de la courbe moyenne sont dus à un problème de synchronisation des mesures.

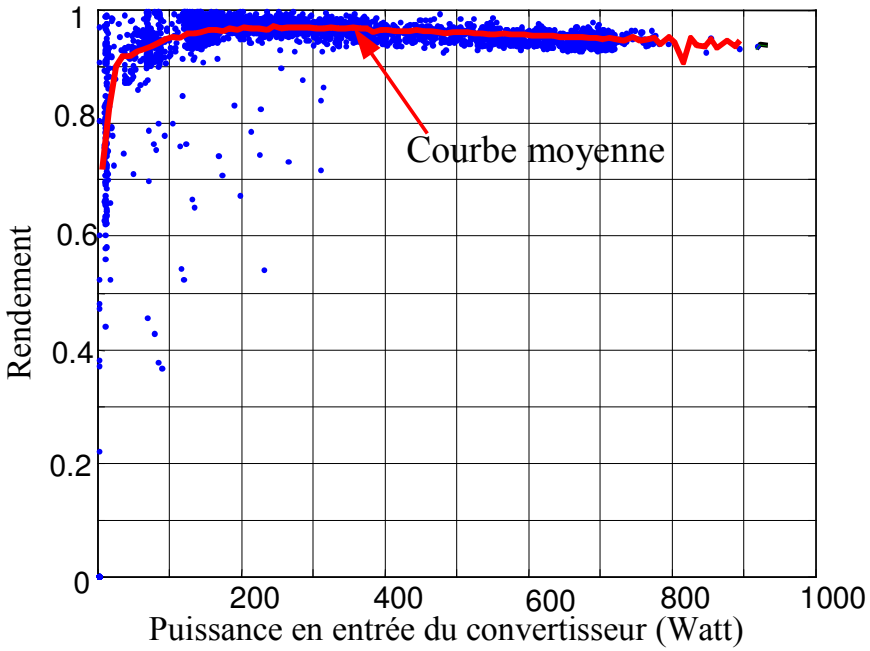


Figure 2.2.10 : *Nuage de points du rendement du convertisseur et courbe moyenne.*

Pour le rendement, en effectuant un raisonnement simplifié sur la base des pertes classiques, nous avons considéré que l'ensemble des pertes pouvait être caractérisé par l'expression suivante :

$$P_{pertes} = P_0 + K_1 . P_s^2 + K_2 . P_s \qquad (2.2.19)$$

où :

- P_s la puissance en sortie du convertisseur ;
- P_0 les pertes à vide du convertisseur ;
- K_1 un coefficient représentant les pertes proportionnelles au carré du courant ;
- K_2 les pertes proportionnelles au courant.

Ainsi le rendement peut se mettre sous la forme :

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{P_0}{P_s} + K_1 \cdot P_s + K_2} \qquad (2.2.20)$$

avec P_0, K_1 et K_2 trois paramètres à déterminer.

Le premier paramètre, P_0, peut être obtenu à partir d'une mesure de la puissance consommée par le convertisseur lorsque l'ensoleillement est nul, la nuit. Nous avons trouvé la

même valeur pour les deux convertisseurs, $P_0 = 1{,}4\ W$. La documentation constructeur nous donne $P_0 < 1{,}44\ W$.

Il est à noter que P_0 dépend sensiblement du niveau de tension batterie, mais étant donné les faibles niveaux de pertes, nous ne tiendrons pas compte de cette sensibilité. Les autres paramètres, K_1 et K_2, ont été déterminés afin d'approcher au mieux les courbes moyennes des rendements. Les résultats sont alors :

paramètres	Groupe n°1	Groupe n°2
P_0	1,4	1,4
K_1	$4{,}14\ 10^{-5}$	$6{,}524\ 10^{-5}$
K_2	$19{,}843\ 10^{-3}$	$20{,}307\ 10^{-3}$

Tableau 10 : *Paramètres obtenus pour le modèle des deux convertisseurs.*

2.2.5 Système complet

Dans les parties précédentes, nous avons fait une modélisation des panneaux puis des convertisseurs. Nous allons maintenant réaliser une analyse énergétique de nos modèles pour le système complet (générateur PV + convertisseur MPPT) sur plusieurs jours. Ces relevés ont été effectués du 30 mars 2002 au 4 avril 2002 sur notre site d'expérimentation.

La simulation présentée figure 2.2.11 correspond au groupe de panneaux n°2 avec le modèle polynomial. Nous voyons qu'en fin de simulation l'erreur de simulation sur l'énergie produite atteint 227 Wh soit –1,1 %. Nous avons fait ce même calcul en ne tenant pas compte des variations de température des panneaux (supposée constante à 25°C). L'erreur de simulation atteint alors 996 Wh, soit quasiment 4 fois plus que pour le précédent calcul. Cette comparaison montre l'importance de la prise en compte de la température des panneaux, ce sera d'autant plus vrai en été où la température des panneaux peut atteindre plus de 70°C.

Les résultats obtenus avec les autres modèles et pour le groupe 1 sont présentés dans le tableau suivant :

	Modèle une diode	Modèle deux diodes	Modèle polynomial
Groupe 1	+0,61 %	-2,09 %	-0,93 %
Groupe 2	+0,77 %	+0,2 %	-1,11 %

Tableau 11 : *Érreurs sur l'énergie produite lors du relevé du 30 Mars au 04 Avril 2002. Comparaison mesures/modèles.*

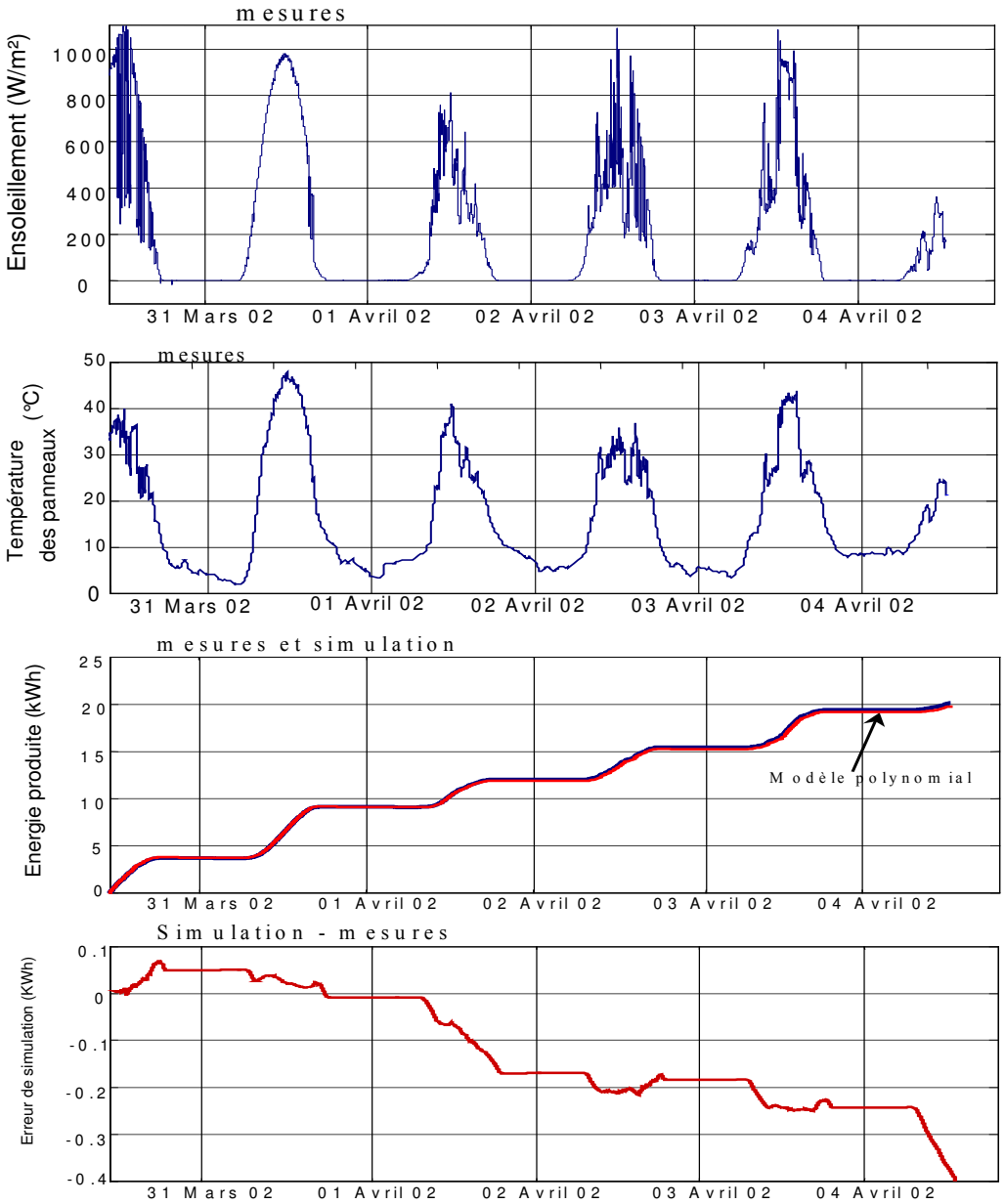


Figure 2.2.11 : *Ensoleillement mesuré, mesures et simulation de l'énergie produite pour le groupe de panneaux 2 avec modèle polynomial, erreur de simultaion sur l'énergie produite.*

Nous pouvons voir qu'en terme de précision énergétique les trois modèles présentés nous donnent de très bons résultats. Les erreurs obtenues n'excédant pas 2 %, elles peuvent tout aussi bien être dues à nos modèles mais également aux erreurs faites sur les mesures de l'ensoleillement, de la température et des puissances produites, ou encore au fait que nous avons considéré le système de pilotage MPPT des convertisseurs parfaits.

Si aucun des modèles étudiés ne se distingue par sa précision énergétique, le modèle polynomial se distingue largement en termes de rapidité de simulation. En effet, pour un même calcul, il lui faut une centaine de millisecondes contre plusieurs minutes avec les modèles à une et à deux diodes.

C'est donc le modèle polynomial que nous utiliserons pour la modélisation de la chaîne de photovoltaïque en vue de l'optimisation du système.

Les relevés des conditions météo à partir desquelles nous travaillons sont moyennés. Nous pouvons voir sur la figure 2.2.12 l'impact de la fréquence de moyennage sur le rendu énergétique de nos modèles. Nous avons fait l'étude pour des périodes de moyennage de 10 secondes, 15 minutes et 1 heure.

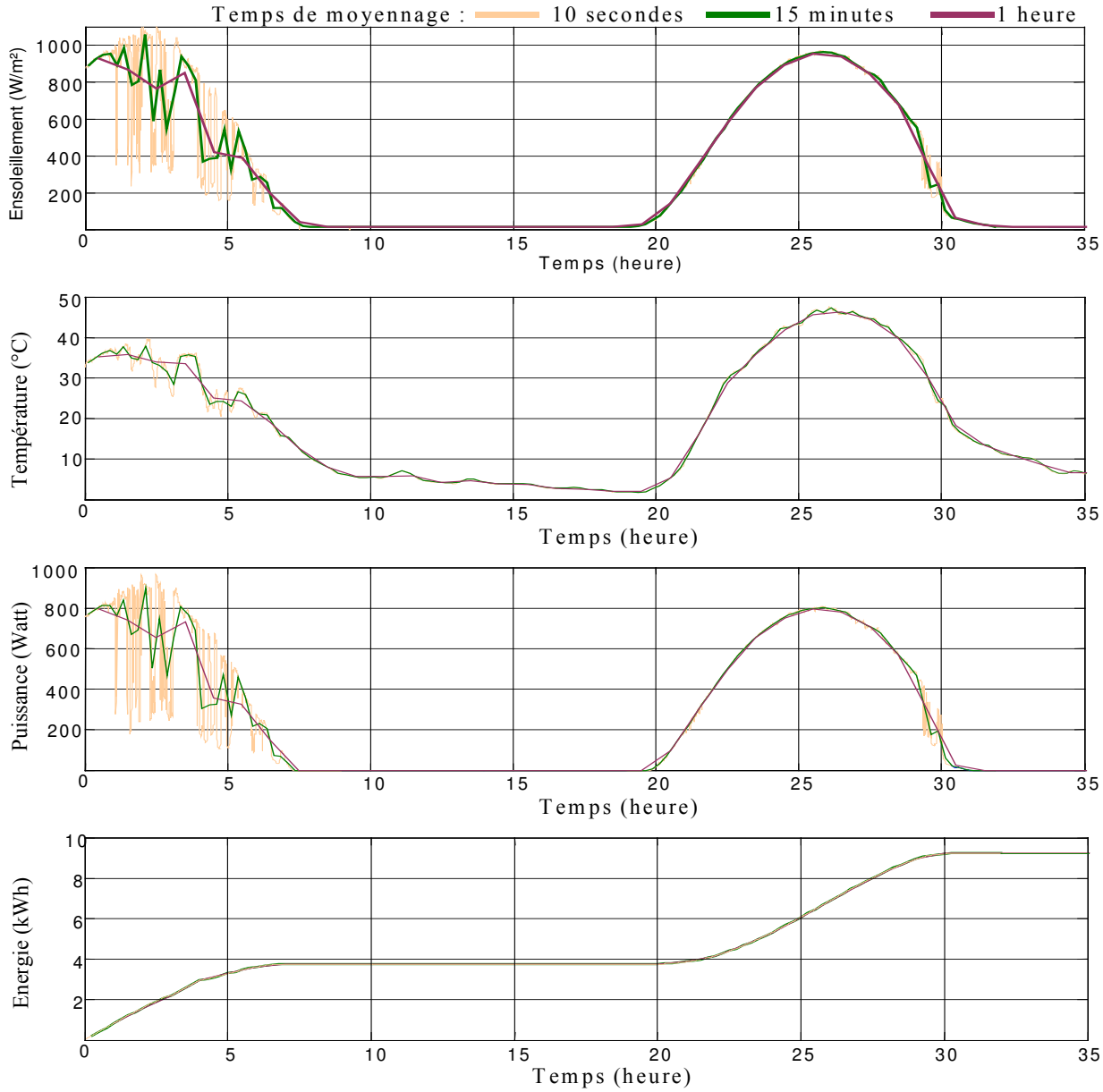


Figure 2.2.12 : *Ensoleillement, température de jonction, puissance instantannée, énergie cumulée en fonction du temps pour plusieurs temps de moyennage.*

Nous pouvons voir que la période de moyennage a un impact négligeable sur le rendu énergétique des modèles car la relation puissance maximale en fonction de l'ensoleillement est relativement linéaire. En revanche, pour l'estimation des flux de puissances instantanées, la période de moyennage a un impact important, qui devra être pris en compte lors du dimensionnement du système.

2.3 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié les chaînes de conversion éolienne et photovoltaïque. Pour chacune nous avons élaboré des modèles aussi simples que possible à partir de données constructeurs ou d'hypothèses simplificatrices. Puis nous avons comparé ces modèles à d'autres modèles plus élaborés, en général provenant de la littérature et plus proches des phénomènes physiques réels. Ainsi, pour des conditions météo données, nous réussissons à estimer la puissance fournie au système par les chaînes de conversions solaire et éolienne. Dans le cas général, où le site de mesure météo est différent des sites de production éolien et solaire, des fonctions de corrélations F_{c_W} et F_{c_PV} devront être élaborées. Le synoptique général est donné ci dessous :

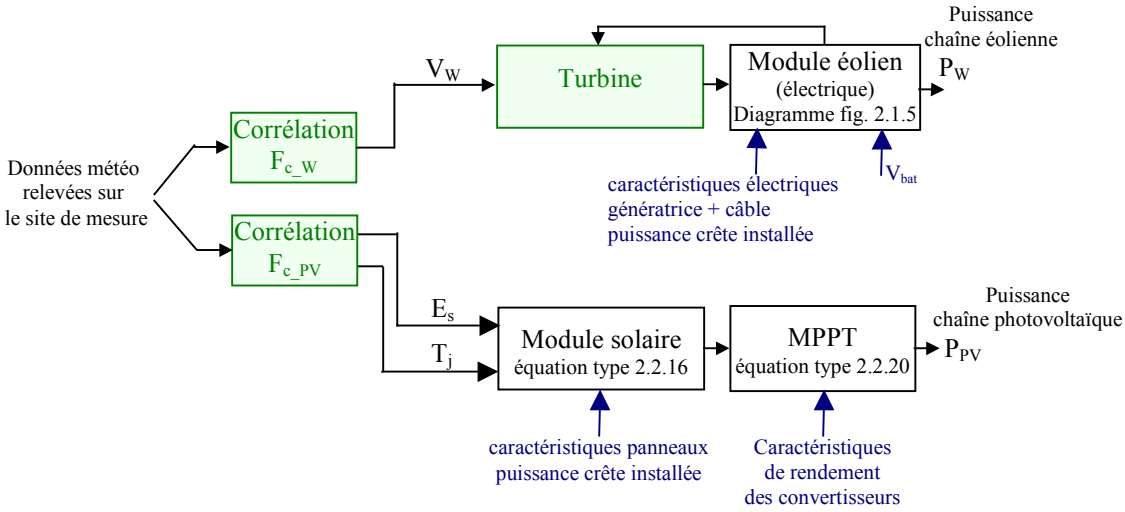


Figure 2.3.1 : *Synoptique de l'estimation des puissances produites qui serait nécessaire sur un système réel non équipé d'une instrumentation météo sur site.*

Nous avons pu voir que les modèles simplifiés, que nous avons élaborés, permettent d'obtenir les bonnes caractéristiques électriques des systèmes de productions. Le rendu énergétique des modèles ainsi obtenus, pour une fonction de corrélation et une caractéristique aérodynamique de la turbine supposées connues (blocs verts figure 2.3.1), est très bon dans le cas de la chaîne photovoltaïque. Pour le système éolien, le modèle développé permet d'obtenir correctement l'énergie cumulée sur une grande période mais peut amener à une erreur importante à l'échelle de l'heure. Nous supposons que cela est dû à la mauvaise connaissance de la vitesse du vent au niveau des turbines. Il faudra donc faire une étude supplémentaire pour tenter d'identifier la fonction de corrélation et la caractéristique de la turbine afin de résoudre ce problème. Mais il est également possible que les effets turbulents, particulièrement présents sur notre site, soient également responsables d'effets dynamiques non considérés dans notre approche.

L'optimisation du dimensionnement et de la gestion de l'énergie d'un tel système nécessite une modélisation fine et rapide de chaque maillon de la chaîne. Les modèles des sous systèmes de production élaborés dans ce chapitre seront utilisés à cet effet. Quant aux modélisations énergétiques des autres éléments composant ce système et le système complet, elles seront développées dans le chapitre suivant.

Chapitre 3

Modélisation des éléments de gestion de l'énergie et du système complet

INTRODUCTION

3.1 Modélisation des accumulateurs électrochimiques…… 68

3.1.1 Modèle de la capacité…… 69
3.1.2 Équation de la tension en décharge…… 70
3.1.3 Équation de la tension en charge…… 71
3.1.4 Rendements de charge et de décharge…… 72
3.1.5 Description détaillée du modèle de CIEMAT…… 74
3.1.6 Simulation sur un cycle donné…… 74

3.2 Modélisation énergétique de l'onduleur réversible…… 78

3.2.1 Rendement en redresseur (AC/DC)…… 19
3.2.2 Rendement en onduleur (DC/AC)…… 80
3.2.3 Pertes en mode floating…… 82
3.2.4 Modes de gestion de l'énergie de l'onduleur réversible TRACE…… 82

3.3 Modélisation et simulation du système complet…… 84

3.4 Conclusion…… 90

Chapitre 3

Modélisation des éléments de gestion de l'énergie et du système complet

Après avoir élaboré des modèles des dispositifs de production photovoltaïque et éolien satisfaisants les contraintes d'une modélisation système, nous présentons dans ce chapitre, les modélisations des autres éléments. D'abord les accumulateurs puis l'onduleur, et enfin nous comparons des mesures et des simulations du système complet dans son fonctionnement normal et en fonctionnement autonome.

3.1 Modélisation des accumulateurs électrochimiques :

Compte tenu du caractère relativement complexe des accumulateurs électrochimiques, il s'avère difficile de développer un modèle général. Les différents modèles existant dans la littérature, pour la technologie plomb-acide, sont d'une mise en œuvre complexe notamment à cause du nombre élevé de paramètres à déterminer. Pour ne pas tomber dans un excès de complexité, nous utiliserons, pour notre étude, le modèle de CIEMAT [COP 93] [TRO 97] [DUM 99] [MAR 98] dont l'avantage est d'être dit "universel". Il n'y a ainsi pas d'identification expérimentale de paramètres empiriques nécessaires à l'emploi des autres modèles couramment utilisés.

Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la figure 3.1.1, la batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une source de tension et sa résistance interne.

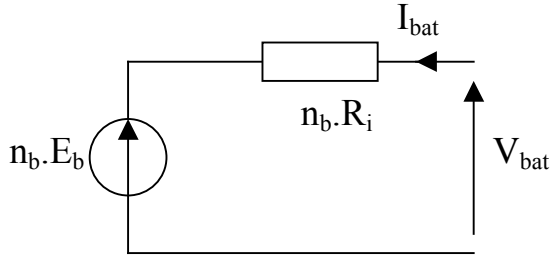


Figure 3.1.1 : *Schéma électrique équivalent de n_b éléments de batteries en séries.*

Pour n_b cellules en séries, nous pouvons écrire l'équation :

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \qquad (3.1.1)$$

où V_{bat} et I_{bat} sont la tension et le courant batterie (en convention récepteur), E_b la force électromotrice fonction de l'état de charge de la batterie noté *EDC*, R_i la résistance interne d'un élément.

Dans notre application, la batterie est composée de 24 accumulateurs électrochimiques en séries (STECO saphir 3600, documentation en annexe). La caractéristique constructeur nous donne, pour un élément, une capacité C_{10} de 325 Ah (C_{10} est la capacité, en A.h, de la batterie en régime de décharge à courant constant durant 10 heures : $C_{10} = 10 \, . \, I_{10}$) et une résistance interne de 0,4 mΩ.

Trois équations sont nécessaires à la description du comportement de la batterie dépendant du régime de charge (indice "c"), surcharge (indice "oc") ou décharge (indice "d").

La formulation de ces équations tient compte de l'expression normalisée de la capacité, C_{bat}, de la batterie. L'état de charge, *EDC*, de la batterie est fonction de la charge résiduelle et du régime de charge ou de décharge.

3.1.1 Modèle de la capacité :

Le modèle de la capacité donne la quantité d'énergie C_{bat} que peut restituer la batterie, en fonction du courant moyen de décharge $\overline{I_{bat}}$. Son expression est établie à partir du courant I_{10}, correspondant au régime de fonctionnement C_{10} [MAR 98].

$$\frac{C_{bat}}{C_{10}} = \frac{1{,}67}{1 + 0{,}67 \cdot \left(\frac{\overline{I_{bat}}}{I_{10}}\right)^{0.9}} \cdot (1 + 0{,}005 \cdot \Delta T) \qquad (3.1.2)$$

où ΔT est l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante de 25°C.

La capacité C_{bat} sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie. Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie, Q_d.

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \qquad (3.1.3)$$

L'évolution temporelle de Q_d dépend du mode de fonctionnement de la batterie (croît en décharge, décroît en charge, en convention récepteur). Nous avons alors :

$$Q_d = I_{bat} \, . \, t \qquad (3.1.4)$$

avec *t* la durée de fonctionnement de la batterie avec un courant I_{bat}. L'évaluation de l'état de charge par cette relation est appelée coulométrie.

Remarque sur l'estimation en continu de C_{bat} :

Le modèle électrique nécessite de connaître en continu la valeur C_{bat} de la capacité. Nous considérons alors que si la batterie est complètement chargée ($EDC = EDC_{MAX}$, dans le calcul nous imposons EDC_{MAX} à 0,9 pour ne pas franchir la limite de gassing (voir § 3.1.3)), sa capacité C_{bat} est égale à la valeur de référence C_{10}. Dans les autres cas ($EDC < EDC_{MAX}$), C_{bat} est calculée sur la base de l'équation 3.1.2. Ainsi, à tout instant t, $C_{bat}(t)$ est calculée à partir du courant moyen de décharge. Ce dernier est calculé sur une période débutant à l'instant où l'état de charge était maximal jusqu'à l'instant t, en ne considérant que les courants propres à la décharge. La figure suivante illustre ce calcul sur un cycle de fonctionnement :

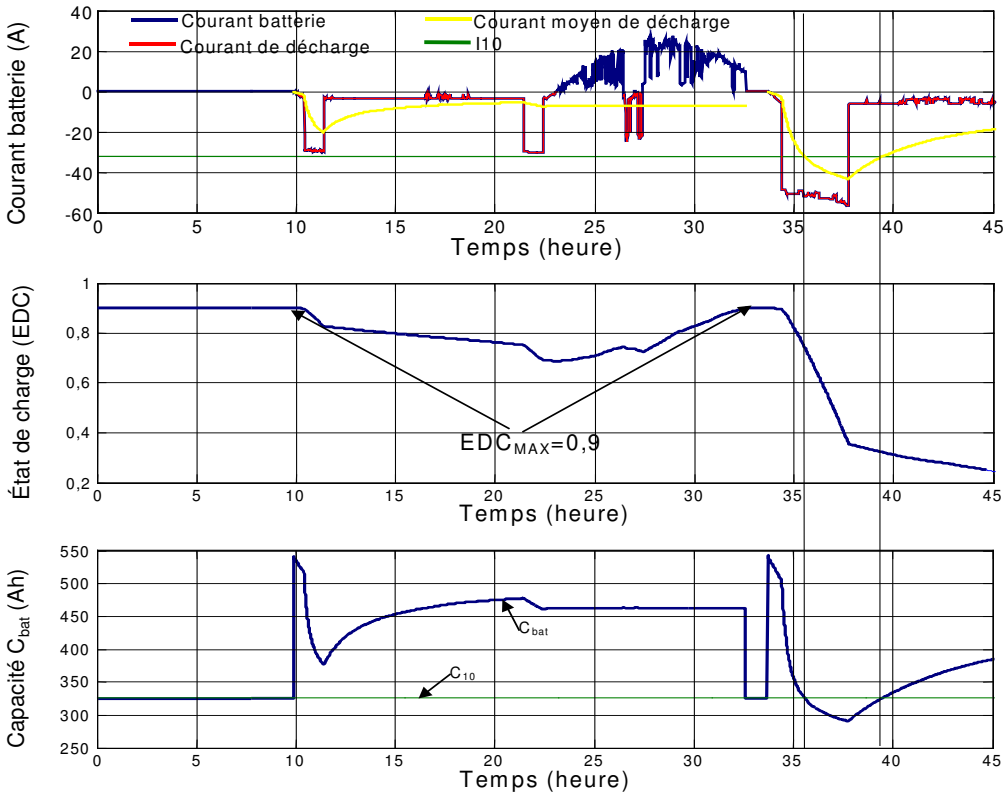


Figure 3.1.2 : *Méthode de calcul en continu de la capacité C_{bat} sur un cycle de fonctionnement donné (exemple avec une batterie de capacité C_{10} = 320 A.h). État de charge maximal imposé à 0,9.*

Nous voyons que si le courant moyen de décharge est inférieur à *I10* alors la capacité C_{bat} pouvant restituer la batterie est supérieure à C_{10}. Au contraire, si ce courant moyen est supérieur à I_{10}, C_{bat} est inférieure à C10. La capacité de la batterie, $C_{bat}(t)$, est donc fonction du mode de fonctionnement de la batterie à l'instant t, mais également de la manière dont a été exploitée la batterie jusqu'à l'instant t.

3.1.2 Équation de la tension en décharge :

L'expression de la tension de batterie est élaborée à partir de l'équation 3.1.1. Il apparaît donc une structure liée aux deux éléments internes à la batterie, la force électromotrice et la résistance interne [MAR 98] :

$$V_{bat_d} = n_b \cdot [1{,}965 + 0{,}12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0{,}27}{EDC^{1.5}} + 0{,}02 \right) \cdot (1 - 0{,}007 \cdot \Delta T) \quad (3.1.5)$$

Le deuxième terme de cette équation montre bien l'influence de la température sur la résistance interne. Dans notre étude, la température de la batterie n'est pas considérée. L'équation 3.1.5 nous montre que la résistance interne est directement liée à l'état de charge de l'accumulateur. Lorsque la batterie est chargée, la résistance interne est faible et elle devient importante pour un état de charge proche de 0, ce qui dégradera fortement le rendement en décharge dans cette zone de fonctionnement. La figure 3.1.3 montre l'évolution de la résistance interne pour notre accumulateur de 24 éléments en séries.

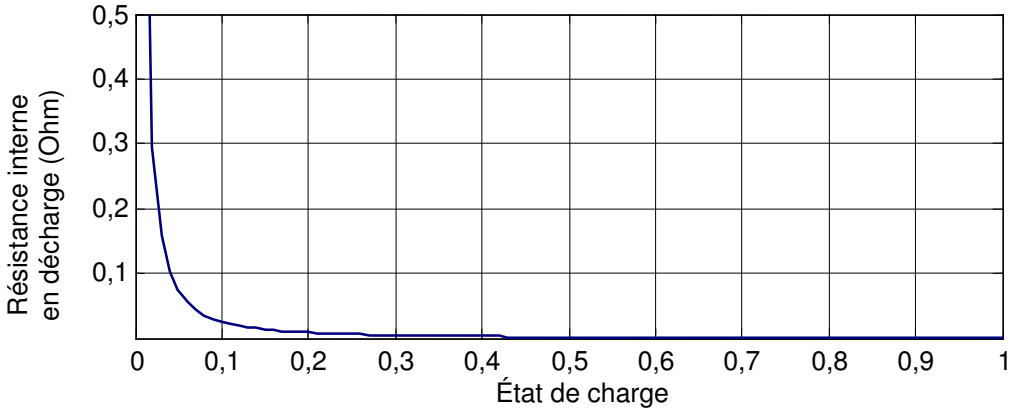


Figure 3.1.3 : *Évolution de la résistance interne de notre batterie en fonction de son état de charge. Décharge à courant constant – Modèle de CIEMAT.*

3.1.3 Équation de la tension en charge :

L'expression de la tension aux bornes de la batterie en charge est décrite par deux équations, l'une avant l'apparition de phénomène de gassing et l'autre après (surcharge).

L'équation de la tension en charge avant l'apparition du phénomène de gassing est similaire à celle obtenue en décharge. En effet, elle présente la même structure faisant apparaître l'influence de la force électromotrice et celle de la résistance interne [MAR 98] :

$$V_{bat_c} = n_b \cdot [2 + 0{,}16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{I_{bat}}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{0{,}86}} + \frac{0{,}48}{(1 - EDC)^{1{,}2}} + 0{,}036 \right) \cdot (1 - 0{,}025 \cdot \Delta T) \quad (3.1.6)$$

Lorsque la tension aux bornes de la batterie atteint V_g (dite tension de gassing), alors l'évolution de la tension présente une brusque augmentation, caractéristique du dégagement gazeux d'hydrogène et d'oxygène : c'est le phénomène de gassing. L'évolution temporelle de ce phénomène est approximée par une loi exponentielle. L'expression de la tension est établie à partir de l'instant t_g où $V_{bat_c}=V_g$ [MAR 98] :

$$V_{bat_oc} = n_b \cdot V_g + n_b \cdot (V_{ec} - V_g) \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{t - t_g}{\tau_g} \right) \right] \quad (3.1.7)$$

Les valeurs des tensions de gassing, V_g, et de fin de charge, V_{ec}, ainsi que celle de la constante de temps, τ_g, sont obtenues à partir des expressions [MAR 98] :

$$V_{ec} = \left[2{,}45 + 2{,}011 \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \right] \cdot \left(1 - 0{,}002 \cdot \Delta T \right) \quad (3.1.8)$$

$$V_g = \left[2{,}24 + 1{,}97 \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \right] \cdot \left(1 - 0{,}002 \cdot \Delta T \right) \quad (3.1.9)$$

$$\tau_g = \frac{1{,}73}{1 + 852 \cdot \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}} \right)^{1{,}67}} \quad (3.1.10)$$

Dans notre étude, nous travaillerons toujours en dessous de la tension de gassing.

En charge, la résistance interne dépend encore de l'état de charge de l'accumulateur électrochimique. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous approchons de la pleine charge. Dans un raisonnement à courant constant, il y aura d'autant plus de pertes que nous nous approchons de la pleine charge et le rendement en charge de l'accumulateur sera donc plus faible dans cette zone.

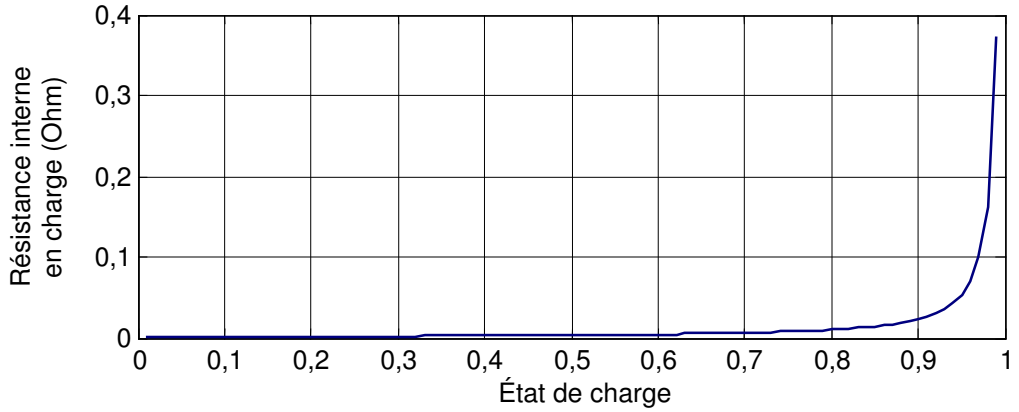


Figure 3.1.4 : *Évolution de la résistance interne de notre batterie en fonction de son état de charge Charge à courant constant – Modèle de CIEMAT.*

3.1.4 Rendements de charge et de décharge :

Nous distinguerons deux types de rendements, les rendements coulombiens et les rendements globaux. Les premiers concernent la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie, ils ne font pas intervenir les pertes Joules dans la résistance interne. Les rendements globaux tiennent compte des rendements coulombiens et des pertes Joules.

Le rendement coulombien en décharge de la batterie est supposé être de 100% [DUM 99].

$$\eta_{cb_d} = 1 \tag{3.1.11}$$

Quant au rendement coulombien en charge, il dépend fortement du taux de charge. Il a une valeur voisine de 100 % pour de faibles courants de charge et un faible état de charge. Puis il se dégrade lorsque nous approchons de la pleine charge. Nous avons l'expression [DUM 99] :

$$\eta_{cb_c} = 1 - \exp\left[\frac{20{,}73}{\frac{I_{bat}}{I_{10}} + 0{,}55} \cdot (EDC - 1)\right] \tag{3.1.12}$$

Nous avons calculé et représenté sur la figure 3.1.5 l'évolution du rendement global (rendement coulombien + pertes Joules) de la batterie en charge et en décharge, en fonction de son état de charge et de la puissance injectée ou soutirée. Pour ce calcul, nous avons imposé une puissance constante en charge et en décharge et nous observons l'évolution de l'état de charge relativement à C_{bat}. En charge, ce rendement η_{G_c} est le rapport de l'énergie emmagasinée pendant cette courte période sur l'énergie électrique entrée et, en décharge, η_{G_d} est le rapport de l'énergie électrique débitée sur l'énergie initialement stockée

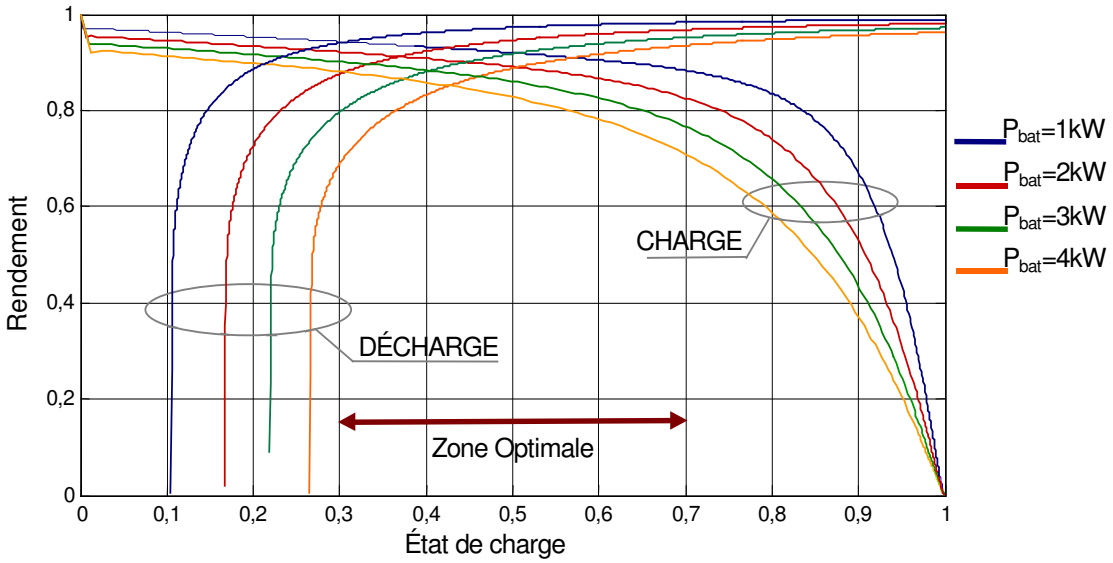


Figure 3.1.5 : *Mise en évidence de l'évolution du rendement global en charge et en décharge, en fonction de l'état de charge, paramétré en puissance.*

En charge, le rendement global est d'autant plus faible que l'état de charge est proche de l'unité. Plus la puissance de recharge est importante, plus le rendement est faible. En décharge, le rendement est proche de 100 % pour une batterie completement chargée et tend vers zéro pour un faible état de charge. Nous notons qu'en décharge, nous ne pouvons pas descendre en dessous d'une certaine limite d'état de charge. Par exemple, pour une décharge à 1 kW, nous ne pouvons pas aller en dessous de 10 % de l'état de charge et pour 4 kW 27 %, car la puissance demandée ne suffit pas à compenser les pertes dans la résistance interne.

Nous pouvons noter qu'il existe une zone de travail à privilégier pour la batterie, globalement entre 30 % et 70 % de l'état de charge qui permet de solliciter la batterie avec des rendements acceptables. Nous pouvons en déduire que nous ne pouvons pas exploiter une batterie électrochimique, à sa pleine puissance, sur toute sa plage d'état de charge. Il en résulte une perte de potentiel considérable qui est fonction de la puissance souhaitée, en d'autres termes de la rapidité de charge ou de décharge.

3.1.5 Description détaillée du modèle de CIEMAT :

En résumé, la tension de batterie est notée :

$$V_{bat} = \begin{cases} V_{bat_d} & \text{si } I_{bat} < 0 \\ V_{bat_c} & \text{si } I_{bat} > 0 \text{ et } V_{bat_c} < V_g \\ V_{bat_oc} & \text{si } I_{bat} > 0 \text{ et } V_g \le V_{bat_oc} \le V_{ec} \\ V_{ec} & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.1.13)$$

La charge de la batterie est :

$$Q_{bat}(t) = \begin{cases} Q_{bat}\big|_{t=0} + \eta_{cb_c} \cdot Q_{ech} & \text{si } I_{bat} > 0 \\ Q_{bat}\big|_{t=0} + Q_{ech} & \text{si } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (3.1.14)$$

où la quantité de charge échangée est :

$$Q_{ech} = \int_0^t I_{bat}(t') \cdot dt' \quad (3.1.15)$$

Le modèle de CIEMAT ne tient pas compte de l'auto-décharge. L'auto-décharge dépend du type d'accumulateur, du temps de stockage, des conditions de stockage (température en particulier), sa valeur est très variable [JAC 87]. La documentation constructeur nous donne une auto-décharge de 25 % sur 6 mois pour une température de stockage de 20 °C, soit 0,14 % par jour. L'auto-décharge sera prise en compte dans notre étude par une perte de 0,14 % de la capacité stockée par jour.

3.1.6 Simulation sur un cycle donné :

Nous avons testé ce modèle sur un cycle de charge et décharge de la batterie effectué sur notre site expérimental. Nous avons sollicité la batterie en agissant sur la consigne de tension imposée par l'onduleur. La figure 3.1.6 montre le cycle de sollicitation généré, la tension mesurée diffère légèrement de la tension de consigne lorsque le courant atteint les limitations imposées par l'onduleur. Nous remarquerons que la consigne n'est pas parfaitement suivie, ceci est dû à la résolution de l'onduleur (par incréments de 0,5 V).

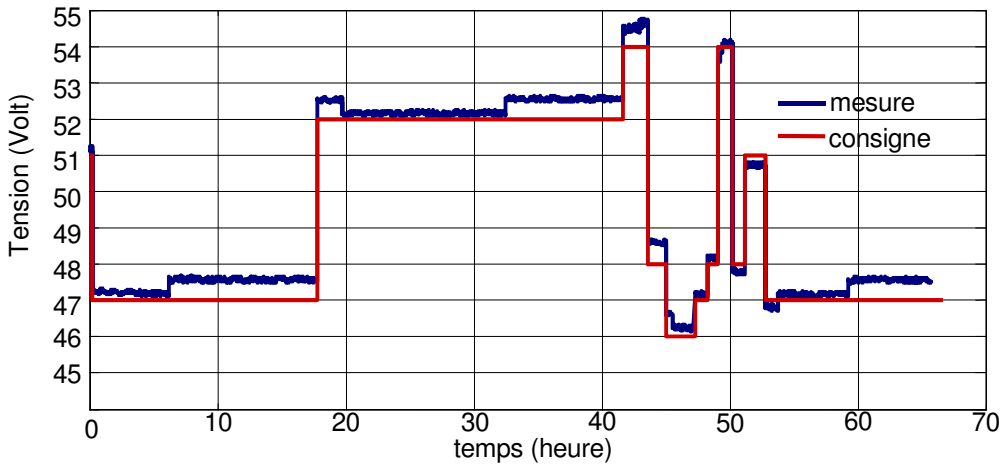


Figure 3.1.6 : *Consigne de tension batterie et tension mesurée sur un cycle de sollicitations par le biais de l'onduleur.*

Dans cette simulation, l'initialisation a été faite pour une tension de batterie à vide mesurée (et stabilisée) de 51,32V, soit un état de charge de 86 %. Les figures 3.1.7 et 3.1.8 présentent les courants et les énergies échangées, mesurées et calculées.

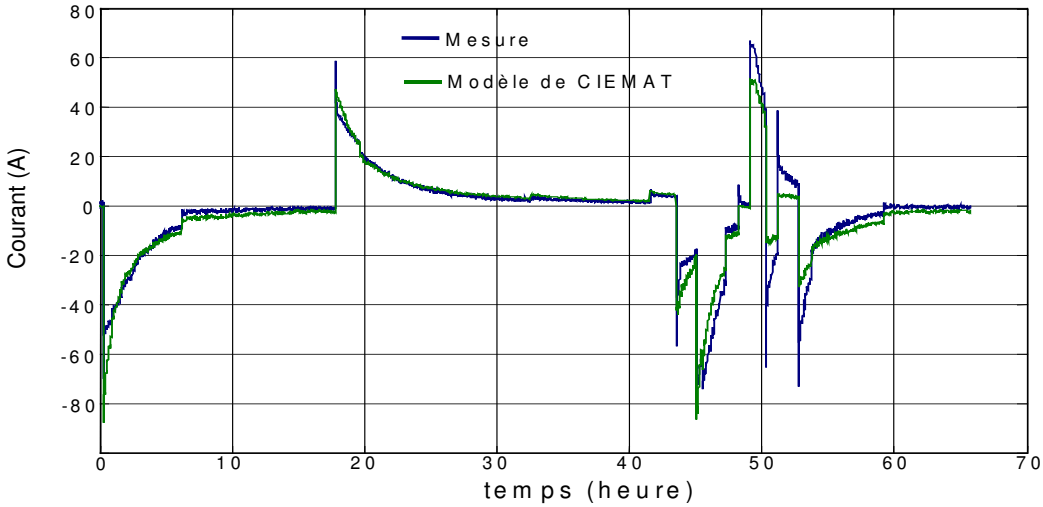


Figure 3.1.7 : *Courant batterie : comparaison mesures et modèle de CIEMAT dans un fonctionnement à tension imposée.*

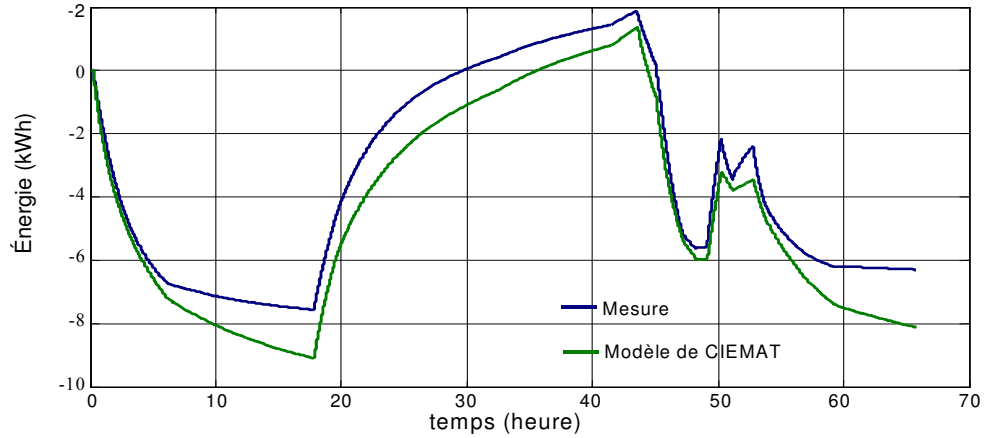


Figure 3.1.8 : *Énergie échangée en fonction du temps : comparaison mesures et modèle de CIEMAT - dans un fonctionnement à tension imposée.*

Nous pouvons constater que si les résultats semblent assez proches en début de simulation, ils le sont beaucoup moins au fil du temps. Nous voyons clairement que dans un fonctionnement à tension imposée, ce modèle est peu fiable pour une analyse énergétique du système. Ici, en à peine plus de 60 heures, nous commettons une erreur de 1,83 kWh soit plus de 25 %. Le fait d'imposer une consigne de tension nous oblige à une connaissance très précise de la force électromotrice et de la résistance interne des batteries pour pouvoir déterminer l'évolution du courant. Les erreurs sur le modèle électrique induisent donc un effet cumulatif sur l'estimation de l'énergie. Le courant est donné par l'équation 3.1.16 :

$$I_{bat} = \frac{V_{bat} - n_b \cdot E}{n_b \cdot R_i} \tag{3.1.16}$$

La résistance interne étant une grandeur très difficile à déterminer, une erreur sur son estimation nous conduit à cette même erreur sur le courant.

Pratiquement, pour la gestion d'énergie du système, il sera plus commode de définir des profils de puissance, d'où l'idée d'imposer une consigne de puissance plutôt que de tension, ce qui permettra de gagner en précision d'évaluation lors de la modélisation et également du suivi d'état de charge. L'évolution du courant est alors calculée à partir de la tension aux bornes de la batterie, V_{bat} :

$$\begin{cases} I_{bat} = \dfrac{P_{bat}}{V_{bat}} \\ V_{bat} = n_b \cdot E + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \end{cases} \tag{3.1.17}$$

Certes la tension aux bornes de la batterie dépend également de la résistance interne mais la détermination du courant par l'équation (3.1.17) est moins sensible à cette résistance que dans le cas de l'équation (3.1.16). Nous obtenons alors, pour le même cycle de fonctionnement que précédemment (figure 3.1.6) les résultats suivants :

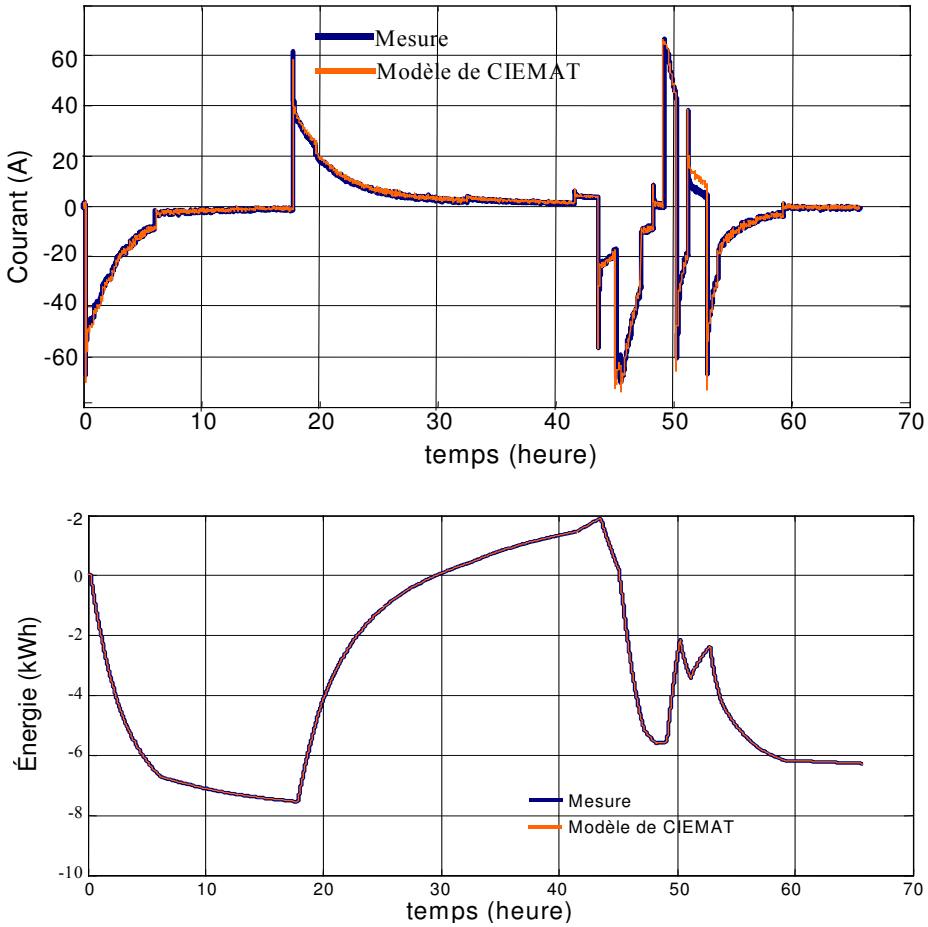


Figure 3.1.9 : *Courant batterie et énergie échangée : comparaison mesures et modélisation de CIEMAT dans un cycle à consigne de puissance imposée.*

La figure 3.1.19 nous montre que, en imposant la puissance, le modèle de CIEMAT permet de reconstituer correctement le courant dans la batterie. L'état de charge de la batterie pourra alors aisément être obtenu par coulométrie.

Nous proposons ainsi le synoptique du calcul des consignes et de l'état de charge suivant :

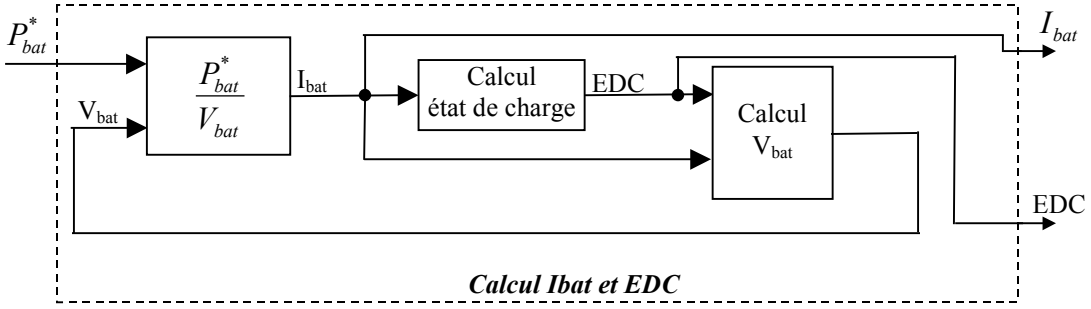


Figure 3.1.10 : *Synoptique du calcul du courant et de l'état de charge, dans un mode de fonctionnement à puissance imposée (charge ou décharge).*

Mais la consigne de puissance peut, dans certains cas, ne peut pas être satisfaite :

- l'état de charge de la batterie a des valeurs limites minimales et maximales. Si la consigne de puissance imposée fait passer l'EDC au-delà des ces limites alors : $P_{bat}=0$,
- le courant pouvant circuler entre le bus continu et l'onduleur est limité à une valeur absolue maximale, I_{max}. Si la consigne de puissance conduit à une valeur du courant limite, alors P_{bat} sera écrêtée afin d'avoir $|I_{bus}| \leq I_{max}$.

3.2 Modélisation énergétique de l'onduleur réversible :

L'onduleur réversible Trace SW 4548 E (230 V 50 Hz, 48 V, 4,5 kVA, documentation résumée en annexe) permet de gérer entièrement les transferts d'énergie, du réseau vers le bus continu et vice et versa. L'onduleur Trace présente également un réseau secouru relié au réseau principal lorsque celui-ci est présent (fonctionnement en alimentation ininterrupible).

Nous utiliserons dans ce qui suit les notations suivantes :



Figure 3.2.1 : *Notations utilisées.*

Où U_{dc}, I_{dc} et P_{dc} représentent respectivement la tension, le courant et la puissance, côté continu (bus continu), et $U_{réseau}$, $I_{réseau}$ et $P_{réseau}$ la tension efficace, le courant efficace et la puissance active côté réseau.

Nous prendrons par convention :

- $I_{dc} > 0$, $P_{dc} > 0$, $P_{réseau} > 0$: convention récepteur, le réseau fournit de la puissance au bus continu (AC/DC) ;
- $I_{dc} < 0$, $P_{dc} < 0$, $P_{réseau} < 0$: fonctionnement onduleur, le bus continu fournit de la puissance au Trace (DC/AC).

Pour la modélisation énergétique de l'onduleur TRACE, nous distinguerons trois régimes de fonctionnement : un régime lorsque la puissance va du réseau vers le bus continu (AC/DC), un deuxième lorsque la puissance va du bus continu vers le réseau (DC/AC), et enfin un dernier mode dit « floating » lorsqu'il n'y a pas d'échange d'énergie utile entre le bus continu et le réseau. Dans les deux premiers modes, l'onduleur sera caractérisé par une courbe de rendement. Nous ne nous intéressons pas ici aux formes d'ondes réelles des différentes grandeurs, nous supposons les formes d'ondes parfaites bien que nous ayons observé des courants assez chargés en harmoniques. Afin d'établir les modèles énergétiques, nous avons relevé les puissances P_{dc} et $P_{réseau}$ sur le cycle défini précédemment (figure 3.1.5). La figure 3.2.2 donne les courbes de puissances lors de ce cycle. Les différents modes de fonctionnement y sont indiqués.

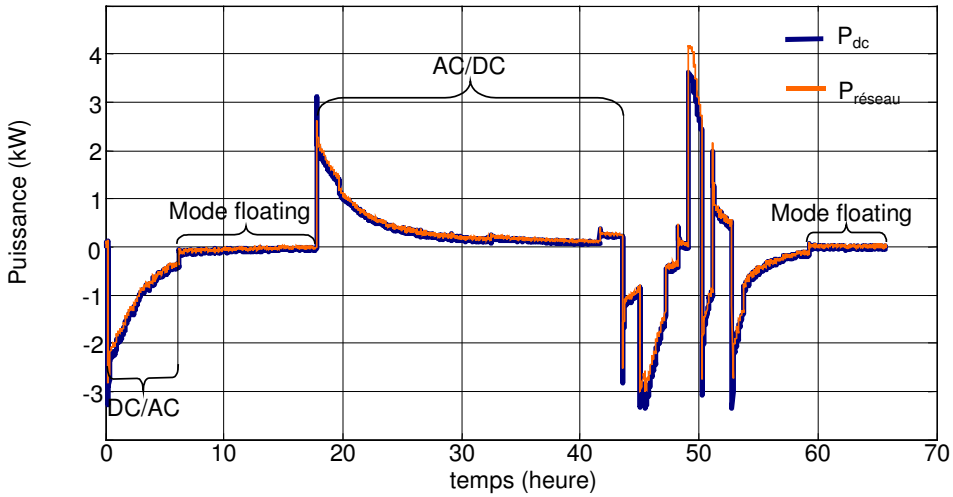


Figure 3.2.2 : *Puissances mesurées côté continu (bus) et alternatif (réseau) sur un cycle.*

Ces puissances ont été mesurées avec un wattmètre triphasé LMG 310. Le courant côté continu est mesuré à travers un shunt de 0,4 mΩ.

3.2.1 rendement en redresseur (AC/DC) :

Afin de déterminer ce rendement nous prenons en compte uniquement les points pour lesquels la puissance fournie par le réseau est supérieure à 50 W. Nous définissons le rendement AC/DC, $\eta_{AC/DC}$, comme suit :

$$\eta_{AC/DC} = \frac{P_{dc}}{P_{réseau}} \qquad (3.2.1)$$

Nous pouvons voir ci-dessous la courbe de rendement obtenue par les mesures, ainsi qu'une moyenne de cette courbe.

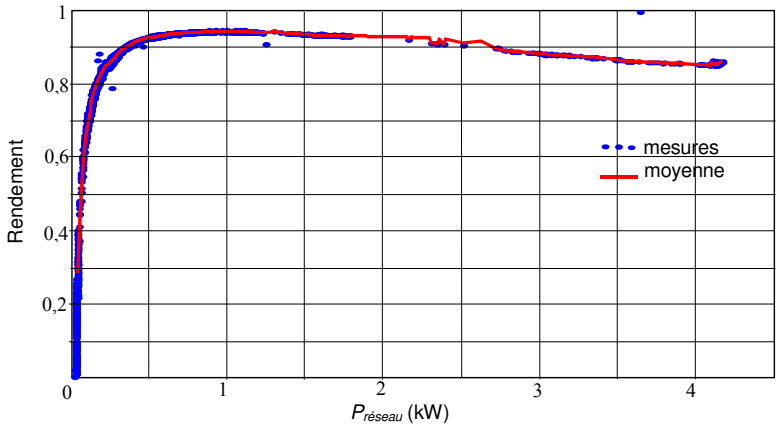


Figure 3.2.3 : *Rendement mesuré en mode AC/DC (redresseur) de l'onduleur TRACE en fonction de la puissance réseau*

Pour l'identification du rendement, nous avons considéré que les pertes ont l'expression classique suivante :

$$Pertes = P_{01} + K_{11} . P_{réseau}^2 + K_{21} . P_{réseau} \qquad (3.2.2)$$

où :

- P_{01} représente les pertes à vide du convertisseur,
- K_{11} un coefficient représentant les pertes proportionnelles au carré du courant ;
- K_{21}, les pertes proportionnelles au courant.

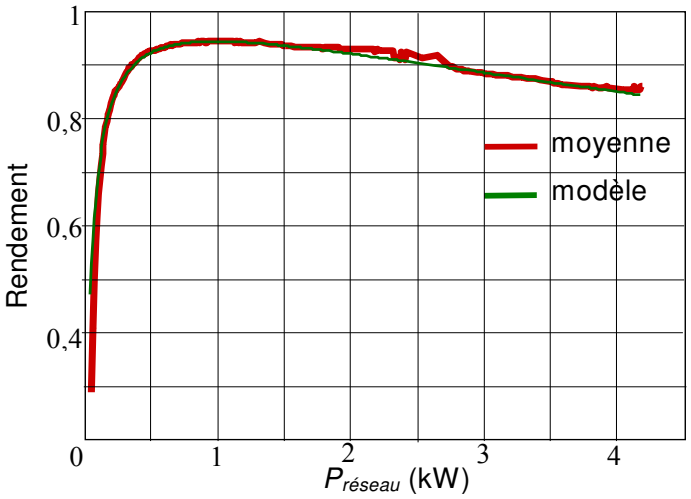
Nous avons supposé (et vérifié) l'influence négligeable de la tension du bus continu sur les pertes.

Ainsi le rendement peut se mettre sous la forme :

$$\eta_{AC/DC} = \frac{1}{1 + \frac{P_{01}}{P_{DC}} + K_{11} \cdot P_{DC} + K_{21}} \qquad (3.2.3)$$

avec P_{01}, K_{11} et K_{21}, trois paramètres à déterminer.

L'identification de ces paramètres a été faite par optimisation avec algorithme génétique ayant comme objectif la minimisation de l'erreur entre la courbe théorique du rendement et la courbe moyennée présentée précédemment. Nous obtenons alors :



Avec :

P_{01} =50,33 W;
K_{11} =5,15.10^{-5} W^{-1};
K_{21} =-0,042 ;

erreur moyenne de 0,86 %.

Figure 3.2.4 : *Modélisation du rendement en redresseur (AC/DC) de l'onduleur TRACE en fonction de la puissance réseau.*

3.2.2 Rendement en onduleur (DC/AC) :

Nous définissons le rendement DC/AC, $\eta_{DC/AC}$, comme suit :

$$\eta_{DC/AC} = \frac{P_{réseau}}{P_{dc}} \qquad (3.2.4)$$

De la même manière que pour le rendement en charge, ou en redresseur, Nous obtenons les relevés et la moyenne ci-dessous :

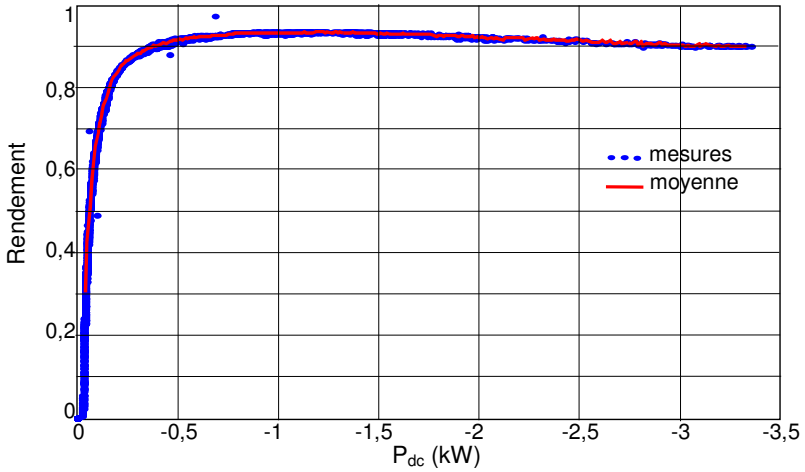
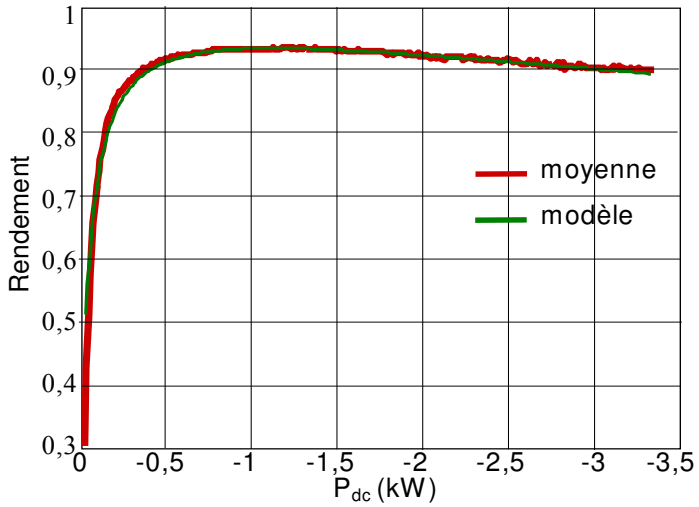


Figure 3.2.5 : *Rendement mesuré en mode DC/AC de l'onduleur TRACE en fonction de la puissance du bus continu.*

Le modèle du rendement peut à nouveau se mettre sous la forme :

$$\eta_{DC/AC} = \frac{1}{1 + \frac{P_{02}}{P_{reseau}} + K_{12} \cdot P_{reseau} + K_{22}} \qquad (3.2.5)$$

avec P_{02}, K_{12} et K_{22} trois paramètres à déterminer, différents de ceux en fonctionnement redresseur. Leur identification donne :



Avec :

P_{02}=-43,09 W;
K_{12}=-3,34.10^{-5} W^{-1};
K_{22}=-0,0046 ;

erreur moyenne de 0,74 %.

Figure 3.2.6 : *Modélisation du rendement en onduleur (DC/AC) de l'onduleur TRACE en fonction de la puissance du bus continu.*

3.2.3 Pertes en mode floating :

Le mode floating correspond à un mode de repos du système complet, c'est-à-dire lorsque les systèmes de production ne fournissent plus de puissance et que la tension batterie est égale à la consigne. Typiquement, dans le cycle que nous avons fait, au-delà de 60 heures (voir figure 3.2.2), nous sommes dans le mode floating. La figure 3.2.7 montre un agrandissement de l'échelle des puissances.

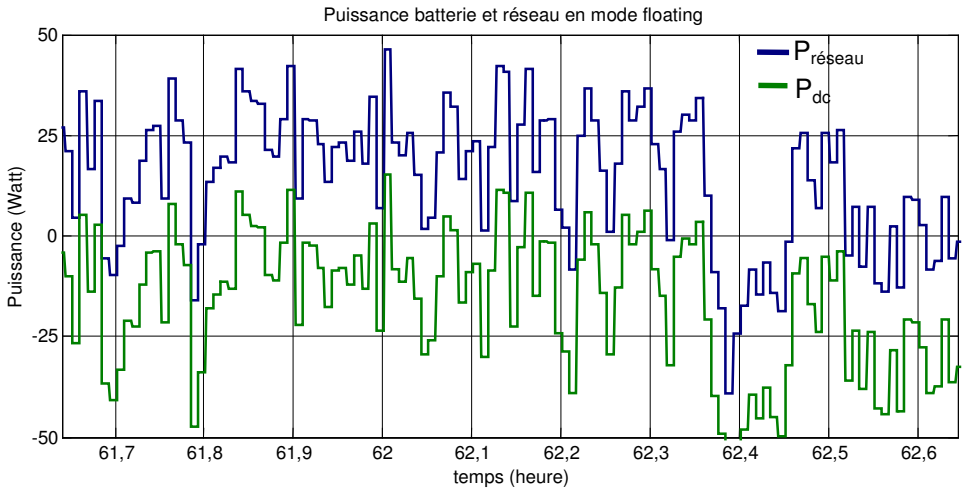


Figure 3.2.7 : *Puissance dans le bus et puissance réseau en mode floating.*

Nous pouvons voir que dans ce cas la puissance est faible et que nous avons, à la fois, $P_{réseau}>0$ et $P_{DC}<0$ (ou $P_{réseau}<0$ et $P_{DC}>0$). Nous ne sommes donc pas dans une des configurations précédentes. Il y a des moments où les deux puissances ont le même signe : ceci est probablement dû au fait que nous ne sommes pas dans un régime parfaitement stabilisé et que la tension batterie continue à varier sensiblement. Dans ce mode, la puissance absorbée par l'onduleur TRACE, à la fois au réseau et aux batteries, sert à son fonctionnement à vide. La puissance nécessaire pour fonctionner à vide est estimée à environ 34 W. Ce mode est difficile à comprendre sans connaître plus précisement la constitution et le fonctionnement du système TRACE. Ainsi, afin de simplifier la modélisation de ce mode, nous considérons que la puissance provient pour la moitié du réseau et pour l'autre moitié des batteries, sauf en fonctionnement découplé du réseau (autonome) dans lequel les batteries la fournissent en totalité.

3.2.4 Modes de gestion d'énergie de l'onduleur réversible TRACE :

Actuellement, pour la gestion de l'énergie, l'onduleur TRACE impose un niveau de tension, U_{DC}^{*}, au bus continu. La batterie maintenue à ce niveau de tension a alors un état de charge sensiblement constant. Toute l'énergie produite par les systèmes de production et non stockée est envoyée sur le réseau. La figure 3.2.8 nous montre les échanges d'énergie gérés par l'onduleur.

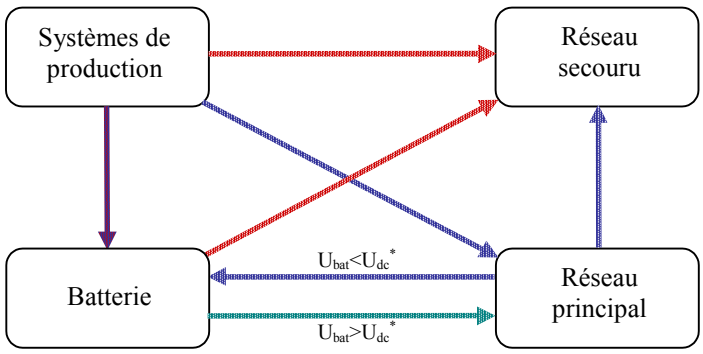


Figure 3.2.8 : *Transferts d'énergie gérés par l'onduleur TRACE (en rouge : transferts en mode secours ou autonome).*

Le système comporte un réseau auxiliaire dit « secouru ». En fonctionnement normal, prévu par le constructeur, le réseau secouru est directement relié au réseau principal (système bypass). Les échanges d'énergie existants ne sont alors que ceux représentés en bleu sur la figure précédente. La batterie peut recevoir de l'énergie des systèmes de production et du réseau principal en vue d'entretenir son état de charge. En cas de coupure du réseau principal, le réseau secouru est alimenté par les batteries et les systèmes de production, via l'onduleur TRACE. Les échanges d'énergie sont alors ceux représentés en rouge. L'échange d'énergie de la batterie vers le réseau principal (en vert) n'existe qu'en cas d'un régime transitoire (changement de consigne ou au rétablissement du réseau principal après une coupure).

L'état de charge de la batterie est contrôlé par l'onduleur grâce à la régulation du niveau de tension batterie. En fonctionnement normal (selon le constructeur de l'onduleur…), l'EDC est maintenu constant, il n'y a donc pas de précaution à prendre. Par contre, dans le cas d'une coupure du réseau principal, en fonctionnement autonome, si l'EDC devient trop faible la connexion entre la batterie et le réseau secouru est coupée par sécurité pour l'accumulateur, mais le consommateur se trouve privé d'électricité. De même si l'EDC devient trop important, toujours pour protéger la batterie, il y a un délestage des systèmes de production : génératrices éoliennes en court-circuit, générateur PV en circuit ouvert.

Outre le fait que la précision sur la modélisation de la batterie est insuffisante avec une commande en tension, ce mode de gestion de son état de charge a l'inconvénient de ne pas permettre le contrôle de la puissance qui lui est fournie lors de la charge (en décharge la puissance à fournir par la batterie est en général imposée par le consommateur). En effet, le rendement en charge (équation 3.1.12) diminue aux valeurs élevées du courant ou de la puissance (voir figure 3.1.4), d'où l'importance de les contrôler. Il nous faudra donc modifier le système de commande de l'installation afin d'asservir la puissance fournie ou reçue par la batterie. Le synoptique de l'asservissement à réaliser est présenté sur la figure 3.2.9.

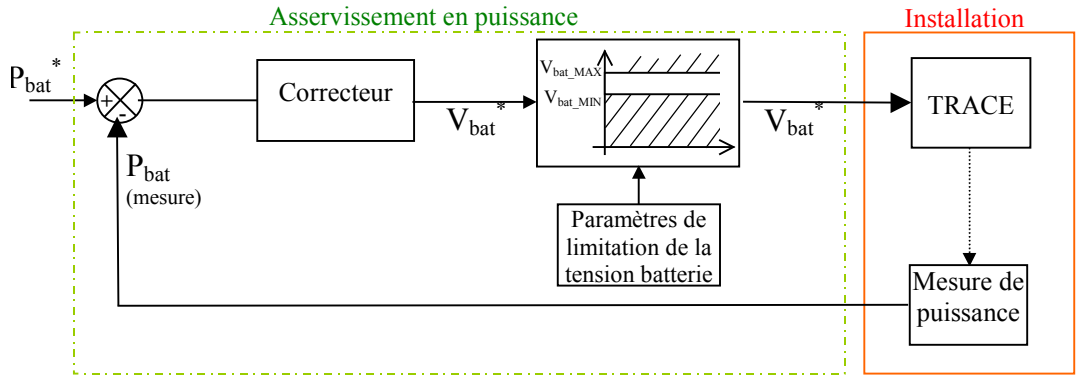


Figure 3.2.9 : *Synoptique de l'asservissement de puissance à réaliser (limitation de courant non représentée).*

Cet asservissement n'a pas encore été réalisé, mais c'est ce mode de fonctionnement que nous utiliserons lors de simulation du système complet.

3.3 Modélisation et simulation du système complet :

Pour la simulation du système complet, nous avons effectué un relevé des différentes grandeurs caractéristiques en fonctionnement normal et en autonome, avec un consommateur simplifié (cycle en créneaux de période journalière) relié au réseau secouru. Ce consommateur a une consommation de base de 120 W avec des pointes à 1450 W pendant trois heures en temps cumulé. Une défaillance du réseau principal a été simulée. Elle a été provoquée au bout de 9 h 30 de relevé pour un rétablissement 38 heures plus tard. La figure 3.3.1 illustre cette situation :

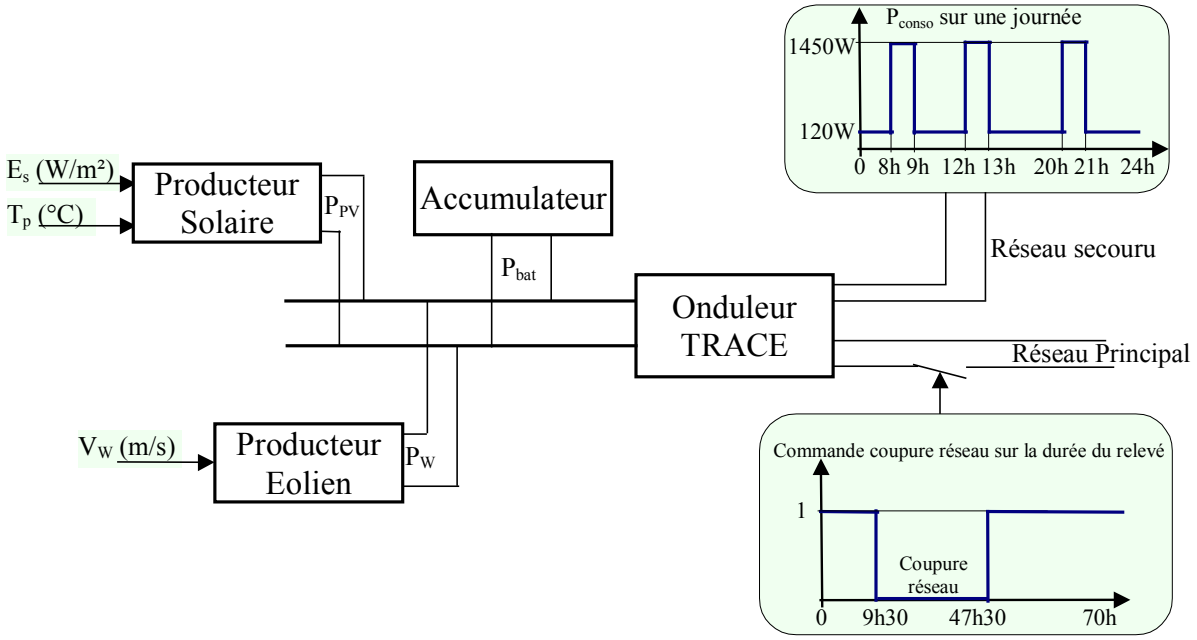


Figure 3.3.1 : *Conditions de la simulation.*

La simulation est faite à partir de conditions météo réelles sur 72 heures. La période de moyennage est ici de 30 secondes.

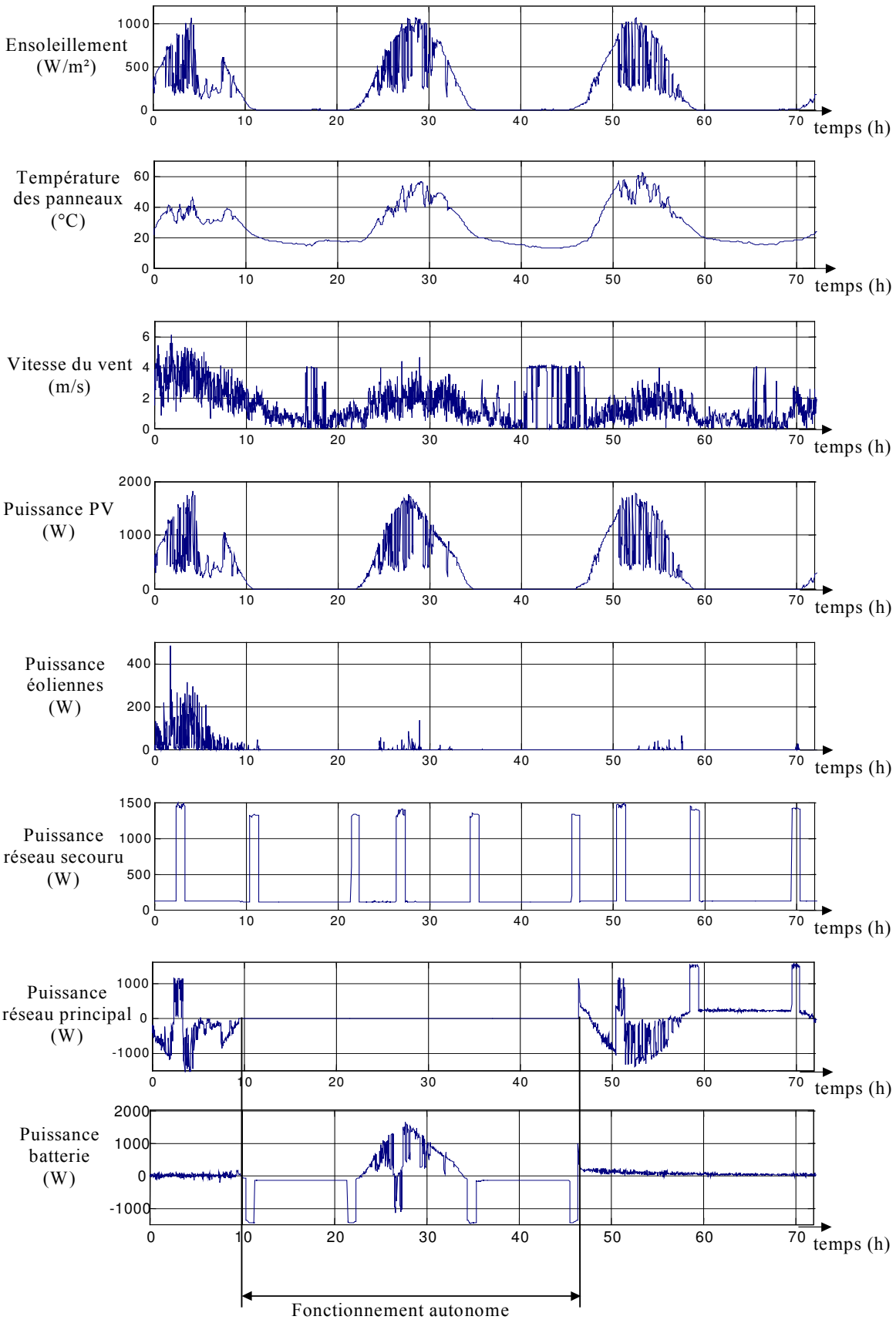


Figure 3.3.2 : *Fonctionnement actuel du système avec un profil de consommation simplifié comprenant une période avec couplage au réseau et une autre en fonctionnement autonome MESURES.*

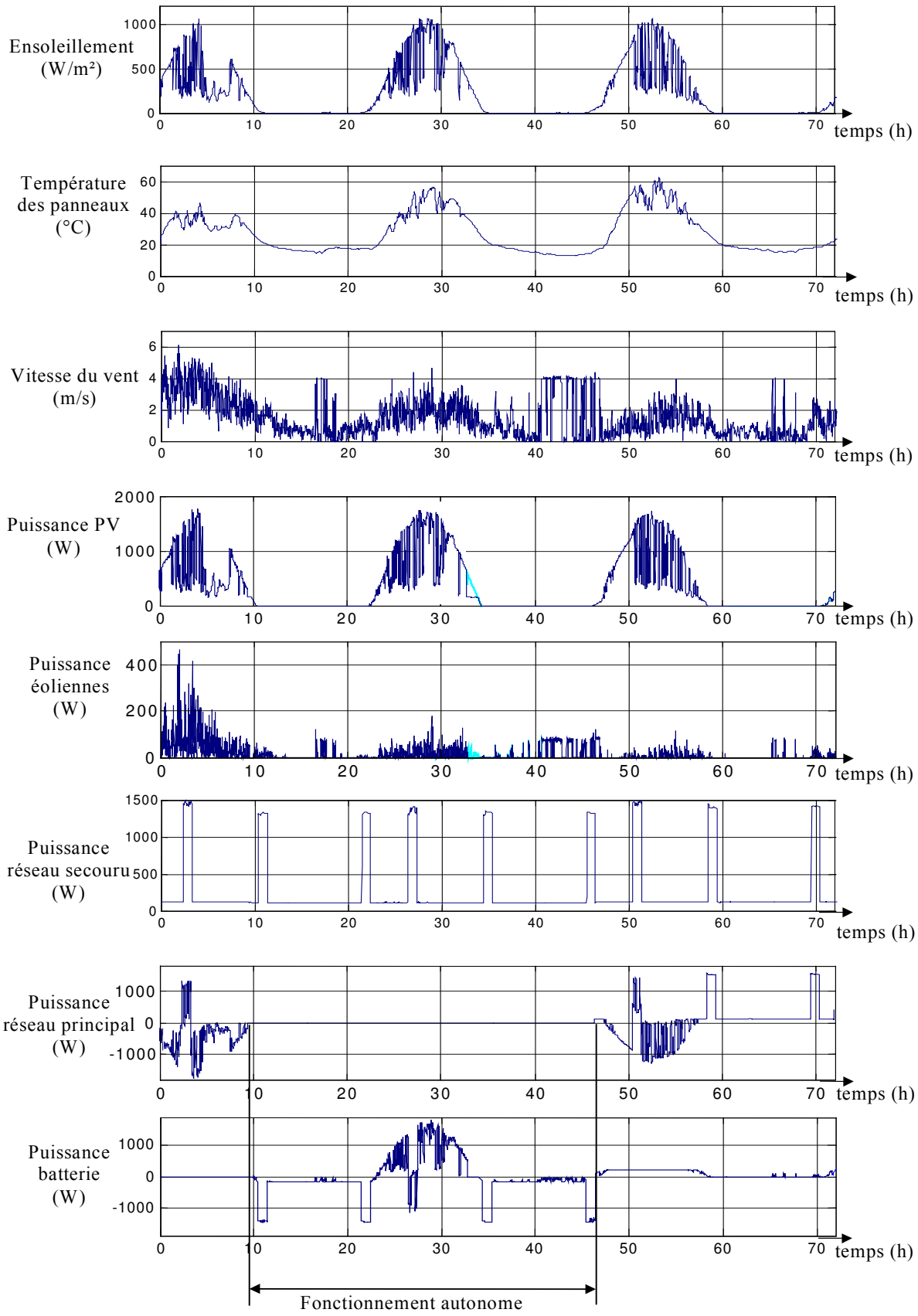


Figure 3.3.3 : *Fonctionnement actuel du système, avec un consommateur-type et une période en fonctionnement autonome – SIMULATION à partir des données météo (vitesse du vent, ensoleillement, température ambiante) et du cycle de consommation réelle.*

Les figures 3.3.2 et 3.3.3 représentent, respectivement, les résultats des mesures et de la simulation. Nous noterons dans un premier temps la bonne concordance qualitative obtenue entre les mesures et les simulations. Et, même si il y a des différences, qui sont inévitables compte tenu de l'approche que nous avons eue par rapport aux conditions réelles du relevé (régulation en puissance en simulation et en tension dans la réalité), nous avons réussi à reproduire un comportement énergétique proche de la réalité d'un tel système pour un cycle de fonctionnement donné.

La figure 3.3.2 présente les relevés expérimentaux. Au début de cette expérience, la batterie se trouve dans un état de charge stationnaire d'environ 90 % correspondant à une tension d'environ 51,5V. Pendant toute l'expérience, la consigne du niveau de tension batterie restera à cette valeur. Nous pouvons voir que, avant la coupure du réseau, la batterie n'est pas sollicitée. La totalité de la puissance produite est renvoyée au réseau principal, et c'est lui qui fournit la puissance au réseau secouru.

Au bout de 9h30, nous provoquons une coupure du réseau principal pendant une durée de 38 heures. Le réseau secouru est alors alimenté par les systèmes de production à travers l'onduleur. Lorsque la puissance produite (éolienne et PV) n'est pas suffisante, c'est la batterie qui fournit l'énergie manquante. L'excédent d'énergie, non demandée par le consommateur, sert, si nécessaire, à recharger la batterie. Lorsque la batterie atteint un niveau de tension trop important alors il y a délestage des systèmes de production. C'est ce que nous observons autour des 30 heures (figure 3.3.4 a), là où la puissance produite par le système photovoltaïque ne suit plus la courbe d'ensoleillement. Nous notons que durant cette période la puissance produite n'est pas seulement limitée à la puissance à fournir au réseau secouru. En effet, celle-ci est limitée par l'onduleur, de manière à maintenir le niveau de la tension batterie en dessous d'une valeur limite de sécurité. Ainsi, en réduisant la puissance fournie à la batterie, le courant diminue et donc la chute de tension, due à la résistance interne de la batterie (qui a une valeur plus importante pour un état de charge proche de l'unité), diminue également.

Au rétablissement du réseau, le mode de fonctionnement redevient « normal » (figure 3.3.4.b), la batterie est rechargée par le réseau et les systèmes de production locaux de manière à revenir à la consigne de tension imposée par l'onduleur TRACE :

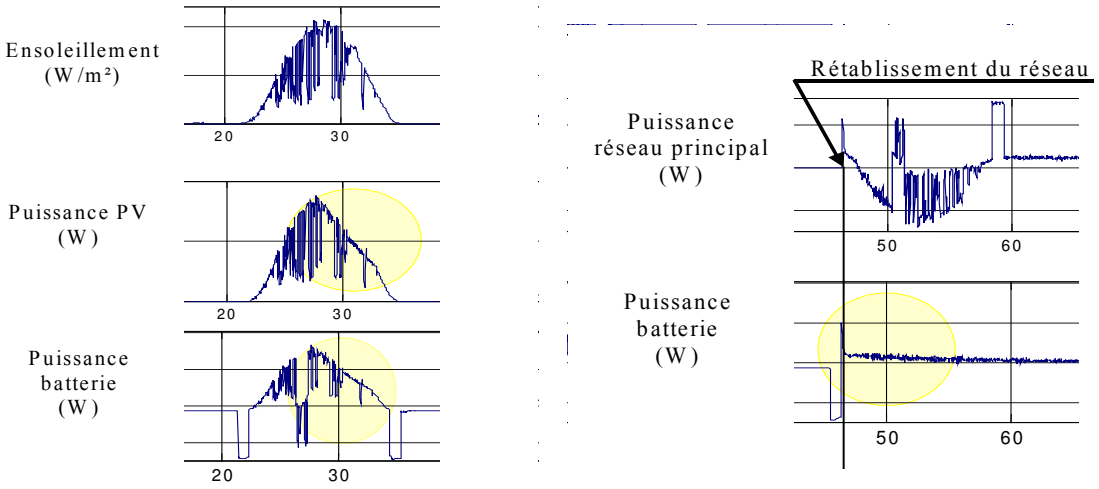


Figure 3.3.4 : *Détails des observations de la figure 3.3.2 (MESURES)*
a) zone du délestage de la production en mode autonome ;
b) rétablissement du réseau, recharge de la batterie.

La figure 3.3.3 présente la simulation du système complet dans les conditions du relevé précédemment décrit. Les grandeurs d'entrées pour la simulation sont les conditions météo (ensoleillement dans le plan des panneaux, température des panneaux et vitesse du vent), le profil de consommation au niveau du réseau secouru et la commande de coupure du réseau principal. La période simulée dure 72 heures à raison d'un point toutes les 30 secondes, soit 8641 points, le temps de calcul pour la simulation est de 206 secondes. Nous avons utilisé les modèles que nous avons développés dans les chapitres 2 (chaînes de génération éolienne et photovoltaïque) et 3 (batterie et onduleur). Nous retrouvons donc les problèmes déjà cités pour l'estimation de la puissance produite par les éoliennes, notamment la mauvaise connaissance de la vitesse du vent au niveau des éoliennes.

Dans cette simulation, nous supposons l'asservissement en puissance du système réalisé. Sur les courbes des puissances solaire et éolienne produites, nous avons mis en trait foncé la puissance produite et en trait clair la puissance qu'il serait possible de produire compte tenu des ressources du vent et du soleil présentes dans l'essai. Lorsqu'il n'y a pas de délestage de la production ces deux courbes sont confondues (figure 3.3.5 a). En fonctionnement autonome, la puissance imposée pour la recharge de la batterie est la puissance maximale que peuvent fournir les systèmes de production à laquelle nous avons ôté la puissance demandée par le consommateur. Une fois l'état de charge souhaité de la batterie atteint, la puissance produite par les systèmes de production est délestée. Lors du rétablissement du réseau (figure 3.3.5 b), la puissance fournie à la batterie pour sa recharge est la puissance produite limitée à une puissance crête que nous imposons (ici 200 W). Nous verrons, dans le chapitre 5, que cette stratégie de gestion d'énergie pour la recharge permet d'améliorer le rendement en charge.

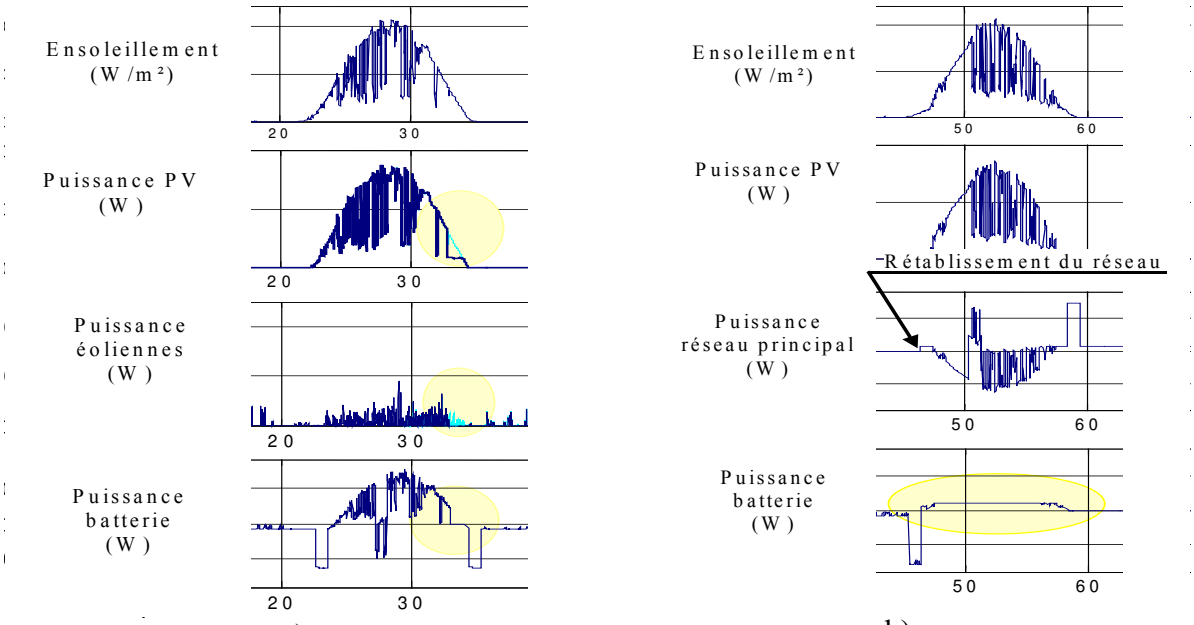


Figure 3.3.5 : *Détails des observations de la figure 3.3.3 (SIMULATIONS)*
a) zone du délestage de la production ;
b) rétablissement du réseau, recharge de la batterie.

Le tableau suivant permet de comparer quantitativement les différentes énergies mises en jeu. Pour l'énergie solaire, nous notons une légère différence (1,6 %) qui peut être due aux erreurs des modèles ou à la manière dont est fait le délestage comme le montrent les détails

représentés aux figures 3.3.4a et 3.3.5a. Pour l'énergie éolienne la différence provient probablement de la mesure de la vitesse du vent (voir § 2.1.5). De plus, le tracé de la mesure de vitesse du vent (figure 3.3.3 autour des 40 heures) nous montre qu'il y a eu une défaillance de l'acquisition de cette donnée.

	Mesures	**Simulation**
Production solaire	25,1 kWh	25,5 kWh
Production éolienne	0,5 kWh	1,5 kWh
Énergie transitée par la batterie	18,1 kWh	19 kWh
Énergie consommée par le réseau secouru	19,4 kWh	19,4 kWh
Énergie fournie par le réseau principal	-1,9 kWh	-3 kWh

Tableau 3.3.1 : *Comparaison des différentes énergies mises en jeux (exemple des figures 3.3.2 et 3.3.3).*

La figure 3.3.6 nous montre l'énergie échangée (mesurée et calculée) par la batterie et l'évolution de son état de charge (simulation). Dans la première partie (jusqu'à 30 heures), la puissance fournie ou reçue par la batterie est imposée par les systèmes de production et le consommateur, ainsi la mesure et la simulation sont faites dans les même conditions (puissances imposées ≅ consigne de puissance), nous obtenons alors une très bonne concordance entre la mesure et la simulation. Dans la zone de délestage, en pratique, la puissance n'est plus imposée par les systèmes de production, il y a alors une discordance sensible entre mesures et simulation de l'énergie échangée. Ensuite nous retrouvons une bonne concordance jusqu'au rétablissement du réseau où la charge est, en pratique, imposée par une consigne de tension contre une consigne de puissance pour la simulation. L'énergie transitée dans la batterie est égale à la somme des énergies entrantes et sortantes, comptées positives toutes les deux. La différence d'énergie reçue par le réseau provient de la différence sur les systèmes de production (essentiellement l'éolien). En début de simulation, l'état de charge de l'accumulateur est de 90 %. Ainsi, lorsque dans la zone de délestage nous atteignons à nouveau ce niveau de charge, la valeur de l'énergie échangée par la batterie, à cet instant, représente les pertes dissipées dans celle-ci depuis le début du cycle.

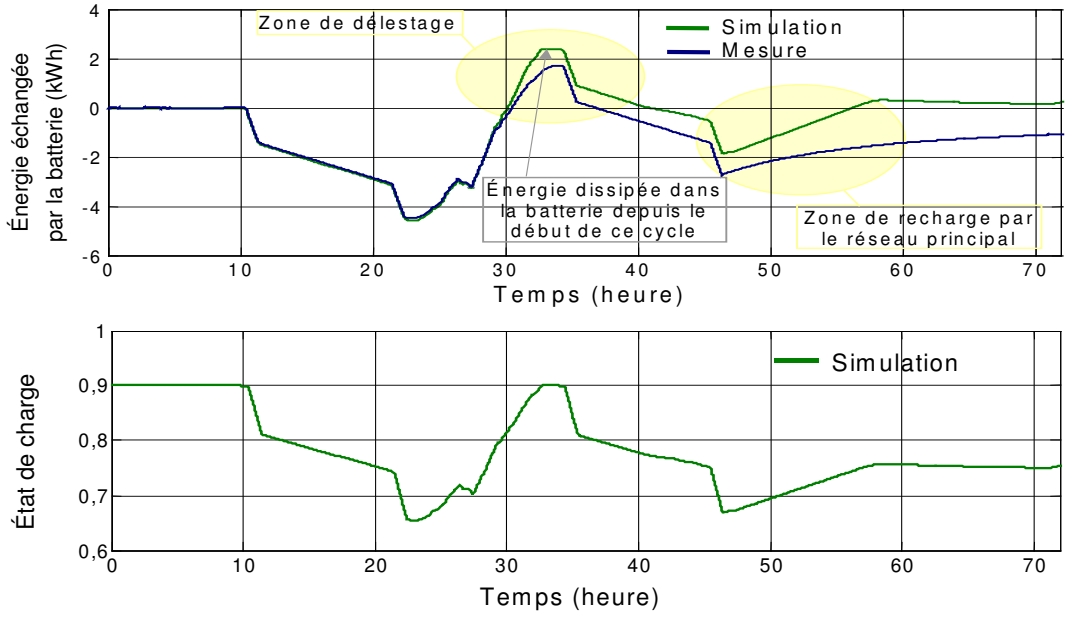


Figure 3.3.6 : *Energies échangées (mesurée et calculée) par la batterie et l'évolution de l'état de charge (simulée).*

3.4 Conclusion :

Dans ce chapitre nous nous sommes intéressés à la modélisation des éléments autres que ceux de productions, c'est-à-dire la batterie (plomb acide) et l'onduleur indispensables au fonctionnement du système en mode autonome et à une gestion optimale de l'énergie.

Compte tenu de la complexité des modélisations des comportements d'un accumulateur électrochimique, nous avons exploité le modèle de CIEMAT. Nous avons montré que son utilisation, à condition de fonctionner en puissance régulée, nous permet de déterminer tout à fait convenablement l'évolution du courant dans la batterie et ainsi, par coulométrie, réussir à déterminer correctement son état de charge.

L'onduleur a simplement été modélisé par deux caractéristiques de rendement, selon le sens des transferts d'énergie. Celles-ci ont été élaborées à partir de relevés pratiques sur notre système.

En ce qui concerne la partie gestion de l'énergie de l'onduleur TRACE, nous avons vu qu'il était préférable de repenser son mode de régulation de manière à gérer le système à partir de consignes de puissances. Cela permettra à l'avenir de mieux contrôler le rendement et d'améliorer l'efficacité énergétique globale.

Les comparaisons de la modélisation système et des mesures sur notre site expérimental nous ont permis de mettre en œuvre les modélisations développées et de conclure qu'elles nous permettent de bien reproduire le comportement énergétique d'un tel système pour un cycle de fonctionnement donné, avec un temps de simulation raisonnable.

Mais, pour atteindre nos objectifs, c'est-à-dire réaliser des optimisations du dimensionnement (puissances installées et capacités de stockage) et de la gestion d'énergie, ces outils ne suffisent pas. Il nous faut, dans un premier temps, disposer de bases de données de consommation et de gisements de production (vent, soleil), puis définir des critères de choix des diverses solutions possibles. Nous avons choisi de réaliser ces optimisations sur des critères de minimisation du coût global du système tant d'un point de vue de l'installation que de l'utilisation.

Il est donc nécessaire d'établir des modèles économiques des différentes entités composant le système.

Chapitre 4

Problématique économique

INTRODUCTION

4.1 Problématique…… 92

4.2 Relations économiques…… 94

4.3 Détermination des paramètres…… 98

4.3.1 Paramètres liés au réseau principal…… 98
4.3.1.a Coût du raccordement au réseau…… 98
4.3.1.b Abonnement et coût de l'énergie du réseau principal en France métropolitaine…… 99
4.3.2 Paramètres économiques liés au générateur photovoltaïque…… 101
4.3.3 Paramètres économiques liés au générateur éolien…… 102
4.3.4 Paramètres économiques du stockage…… 103
4.3.5 Paramètres économiques liés à l'onduleur …… 105
4.3.6 Caractérisation des fonctions temporelles $G_W(t)$, $G_{PV}(t)$, $T_a(t)$, $P_{conso}(t)$….. 106
4.3.6.a Les données météorologiques…… 106
4.3.6.b Le profil de consommation…… 108

4.4 Conclusion…… 109

Chapitre 4

Problématique économique

Nous souhaitons établir des règles et des outils d'optimisation de la gestion d'énergie ainsi que du dimensionnement d'un système de production éolien et solaire, couplé au réseau et muni d'un dispositif de stockage électrochimique. Les optimisations seront réalisées sur la base de données de consommation et de gisement de production. Le critère d'optimisation sera économique en vue de la minimisation du coût total du système, de son installation, à son utilisation sur une longue période (15 ans). Dans ce chapitre, nous allons présenter les relations économiques existantes dans un tel système. Puis, nous établirons les modèles économiques des différentes entités et nous présenterons les gisements et les profils de consommation exploités dans l'étude d'optimisation économique et énergétique.

4.1 Problématique :

Nous souhaitons satisfaire la demande énergétique d'un consommateur donné. Nous avons à notre disposition le réseau, des systèmes de production écologiques, éolien et solaire, des accumulateurs électrochimiques ainsi qu'un onduleur gérant les flux d'énergies entre ces éléments (figure 4.1.1).

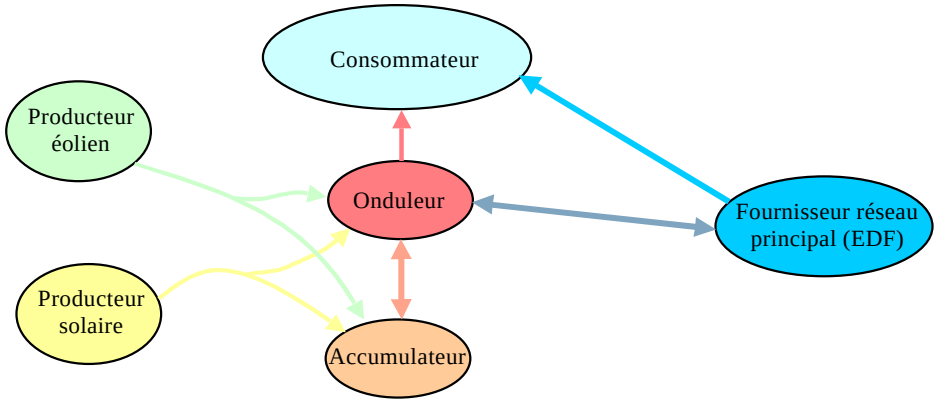


Figure 4.1.1 : *Synoptique des échanges d'énergie possible.*

Les notations utilisées et les paramètres caractérisant chacune de ces entités sont décrits ci-dessous :

- le consommateur (particulier, collectivité locale, petite industrie, …) a besoin pour sa propre consommation d'une certaine quantité d'énergie à chaque instant. Sa consommation, en puissance, est notée $P_{conso}(t)$;

- les producteurs solaire et éolien produisent à l'instant *t* respectivement une puissance $P_{PV}(t)$ et $P_W(t)$. Ces puissances dépendent :
  - des gisements solaire et éolien dont la répartition temporelle est donnée respectivement par les fonctions $G_{PV}(t)$ (ensoleillement en W/m²) et $G_W(t)$ (vitesse du vent en *m/s*) ;
  - de la température ambiante $T_a(t)$ (en °C) ;
  - de la capacité de production en termes de puissance crête installée. Pour le solaire, P_{p_PV}, pour l'éolien P_{p_W} (en watts crêtes) ;
  - des fonctions de transferts (relations entre les conditions météo et électriques et la production électrique) des chaînes de conversion éolienne et solaire notées F_W et F_{PV} ;
  - de la tension du bus continu directement imposée par la tension aux bornes de l'accumulateur, $V_{bat}(t)$.
  - des disponibilités des systèmes de production $A_{PV}(t)$ et $A_W(t)$ en cas de maintenance ou de défaillance ;
  - du délestage volontaire d'un des systèmes de production $d_W(t)$ et $d_{PV}(t)$;

- l'accumulateur d'énergie est ici de type électrochimique caractérisé par sa capacité de stockage maximale E_{p_b}, son rendement $?_b$, la puissance crête qu'il peut fournir ou recevoir P_{p_b}, sa disponibilité $A_b(t)$. Nous notons $E_b(t)$ l'énergie stockée dans la batterie et $P_b(t)$ la puissance qu'elle reçoit ou fournit à l'instant *t ;*

- l'onduleur réversible est caractérisé par $P_{conv}(t)$ la puissance qui y transite à l'instant *t*, P_{p_conv} sa puissance maximale et $?_{conv}$ son rendement *;*

- la connexion au réseau réversible caractérisée par $P_G(t)$, la puissance fournie ou reçue à l'instant *t*, P_{p_G} la puissance maximale qu'il peut fournir ou recevoir et $A_G(t)$ sa disponibilité.

La figure 4.1.2 donne un synoptique général des transferts d'énergie et des notations.

On prendra, par définition, les conventions de signe suivantes :

- $P_{PV}(t)=0$ et $P_W(t)=0$;
- $P_{conso}(t)=0$;
- $P_G(t)<0$ lorsque l'on renvoie de l'énergie vers le réseau ;
- $P_G(t)>0$ lorsque le réseau fournit de l'énergie au système ;
- $P_b(t)<0$ quand l'accumulateur fournit de l'énergie (mode décharge) ;
- $P_b(t)>0$ quand la batterie reçoit de l'énergie (mode charge) ;
- $E_b(t)=0$.

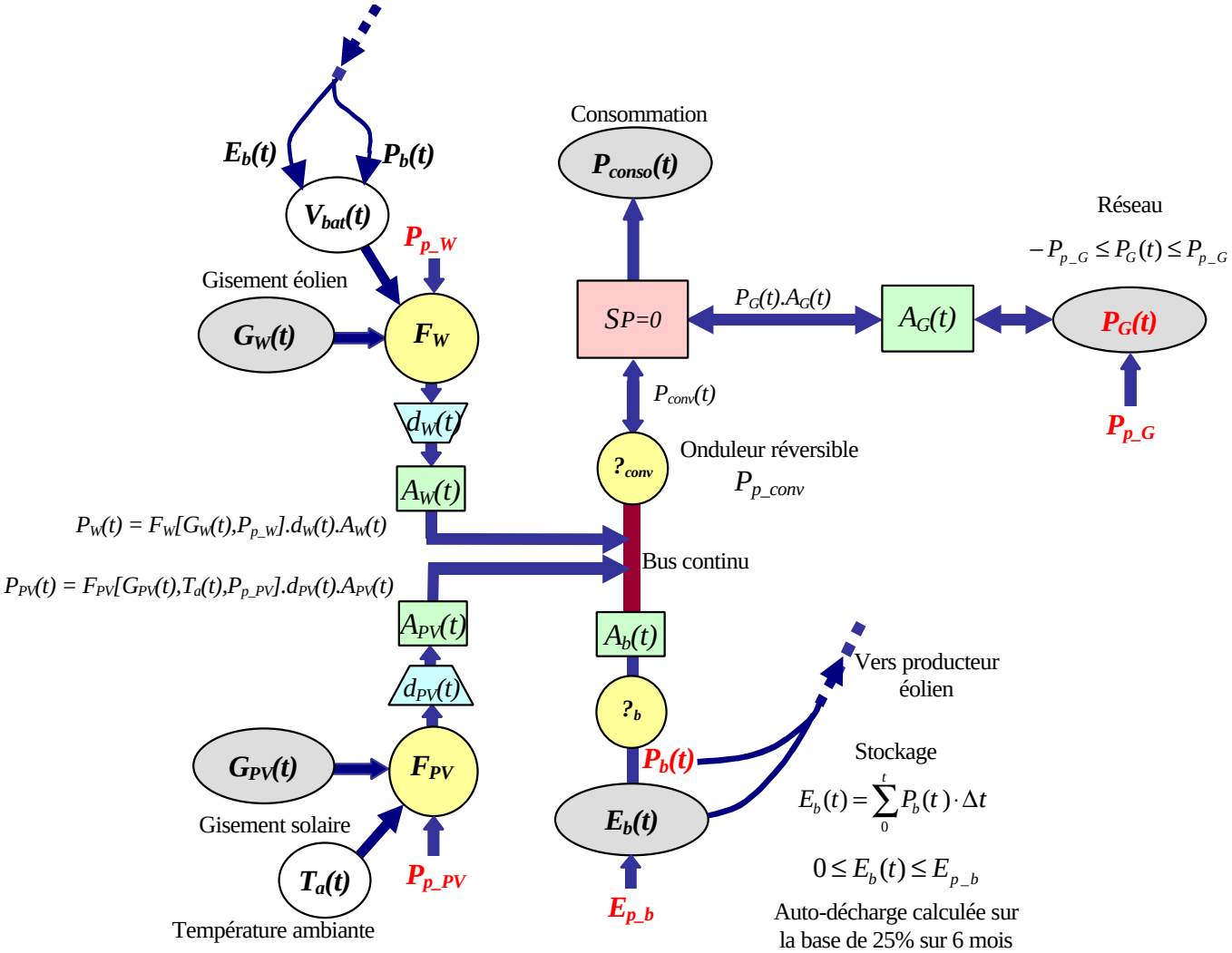


Figure 4.1.2 : *Synoptique général*

Les données du système sont les gisements $G_{PV}(t)$ et $G_W(t)$, la température ambiante $T_a(t)$ et le profil de consommation du consommateur. À partir de ces données, nous souhaitons déterminer l'ensemble des 9 paramètres P_{p_PV}, P_{p_W}, $d_{PV}(t)$, $d_W(t)$, E_{p_b}, $P_b(t)$, P_{p_ond}, P_{p_G} et $P_G(t)$ permettant de satisfaire le besoin en énergie du consommateur. Ces paramètres représentent les variables de décisions.

Parmi toutes les solutions possibles pour ces 9 paramètres, la solution optimale est celle qui offre un coût d'utilisation et d'installation le plus faible.

4.2 Relations économiques :

L'optimisation des transferts d'énergie et des puissances installées va se faire selon des critères économiques. Il nous faut donc introduire une fonction coût pour l'utilisateur de chaque élément du système complet.

D'une manière générale, nous définissons le coût de l'énergie produite ou consommée $C(t)$ par un élément donné, à l'instant "t" (t en heure), comme étant la somme des coûts respectivement d'investissement C_I (achat et installation), de l'énergie C_E et d'utilisation C_U (fonctionnement et maintenance) :

$$C(t) = C_I(t) + C_E(t) + C_U(t) \qquad (4.2.1)$$

Nous allons dans ce qui suit définir ces différents éléments.

i) Coût d'investissement $C_I(t)$:

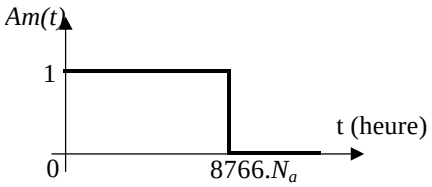
Ce coût dépend de la capacité maximale des éléments (P_{p_PV}, P_{p_W}, E_{p_b}, P_{p_conv} ou P_{p_G}). Son expression peut se mettre sous la forme :

$$C_I(t) = C_{I0} + \frac{C_{I1}}{8766} \cdot t \cdot Am(t) \qquad (4.2.2)$$

Avec : - C_{I0} : partie du paiement payée à l'installation ;
- C_{I1} : partie du paiement étalée dans le temps (coût annuel) sur un nombre d'années N_a avec un taux d'intérêt annuel *d.* D'une manière générale, pour un coût total d'achat et d'installation C_T d'une installation de capacité C_{max}, nous avons :

$$C_{I1} = \frac{[C_T(C_{\max}) - C_{I0}] \cdot d \cdot (1+d)^{N_a}}{(1+d)^{N_a} - 1} \qquad (4.2.3)$$

- $Am(t) = \begin{cases} 1 & si \quad t \le 8766 \cdot N_a \\ 0 & si \quad t > 8766 \cdot N_a \end{cases}$ (4.2.4)



avec N_a le nombre d'années d'amortissement. Nous comptons 8766 heures pour une année.

ii) Coût de l'énergie $C_E(t)$:

Ce coût dépend de la puissance produite ou consommée *x(t)* à l'instant *t* et de la puissance maximale x_{max} pouvant être reçue ou renvoyée par l'élément. Son expression est de la forme :

$$\boxed{C_E(t) = \sum_0^t a[x_{\max}, signe(x(t)), t] \cdot x(t) \cdot \Delta t} \qquad (4.2.5)$$

Avec a le prix d'achat ou de vente d'une unité énergétique, en €/kWh

iii) Coût d'utilisation $C_U(t)$:

Ce coût peut se décomposer en un coût d'entretien annuel qui dépend de la capacité C_{max} de l'installation et d'un coût d'entretien lié à l'usure dépendant de la production :

$$\boxed{C_U(t) = \frac{b(C_{\max})}{8766} \cdot t + \sum_0^t g \cdot |x(t)| \cdot \Delta t} \qquad (4.2.6)$$

Avec :

- ß forfait annuel moyen lié à l'entretien courant, la location ou à un abonnement ;
- ? forfait moyen lié à l'usure (coût par unité énergétique).

Ainsi, en déterminant tous ces paramètres pour les différents éléments composant le système, nous obtenons les fonctions coûts pour l'utilisateur. Toutefois l'expression de ce coût pour un élément donné peut être différente selon la configuration choisie. En effet, si l'utilisateur est seulement le consommateur (figure 4.2.3a) ou, si il est à la fois consommateur et producteur (figure 4.2.3b), le coût utilisateur lié à ce système de production ne sera pas le même.

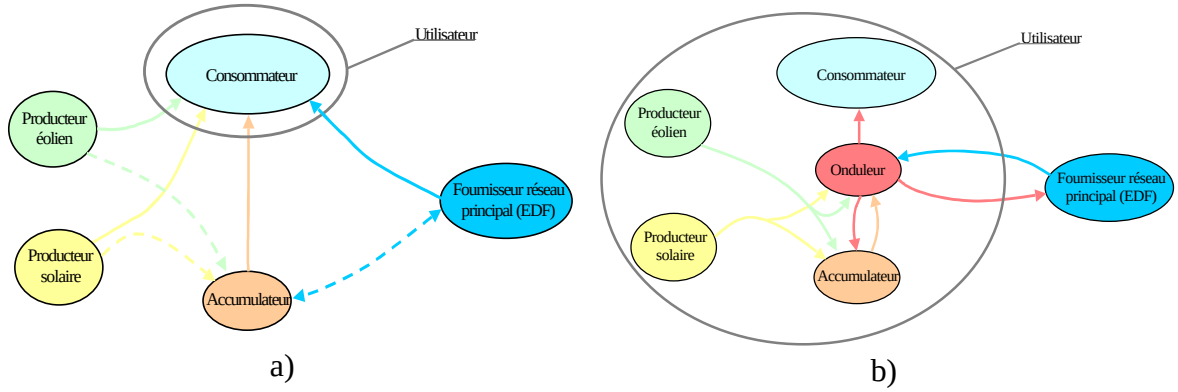


Figure 4.1.3 : *Synoptique des échanges d'énergie. a) lorsque l'utilisateur n'est que le consommateur, b) lorsque l'utilisateur est à la fois producteur et accumulateur.*

Pour la configuration b), une fois l'acquisition du système de production faite, que ce système produise ou non, ceci n'aura pas d'impact sur le coût utilisateur (outre les coûts d'entretien). Au contraire, si l'utilisateur n'est que le consommateur (configuration a), alors le coût lié à un système de production quelconque est uniquement déterminé par la somme d'un coût d'accès au réseau et d'un coût énergétique directement lié à l'énergie fournie par ce producteur. Dans ce dernier cas, les systèmes de production et de stockage sont perçus par l'utilisateur de la même manière que le fournisseur principal. Cette situation était difficilement envisageable il y quelques années mais, depuis l'ouverture du marché de l'électricité, qui tend à se généraliser dans les pays riches, elle est devenue tout à fait réaliste. Le choix entre les différents fournisseurs se fera par une analyse des coûts d'abonnements, de l'énergie et de la qualité des services proposés. Mais il pourra difficilement se faire sur de simples critères économiques. Car, s'il suffit de produire au meilleur coût pour réussir à développer un marché, ce sera probablement avec des conséquences graves sur l'environnement et sur la qualité.

Pour l'étude développée dans cette thèse, nous nous plaçons dans le cas où l'utilisateur est producteur et accumulateur relié à un réseau principal de puissance infinie (figure 4.2.3b).

Alors nous obtenons les fonctions coût suivantes :

? Pour la production solaire (pas d'usure liée à la production, coût énergétique nul) :

$$C_{PV}(t) = C_{I_PV}(P_{p_PV}, t, N_a, d) + \frac{b_{PV} \cdot P_{p_PV}}{8766} \cdot t \qquad (4.2.7)$$

? Pour la production éolienne (coût énergétique nul) :

$$C_W(t) = C_{I_W}(P_{p_W}, t, N_a, d) + \frac{b_W \cdot P_{p_W}}{8766} \cdot t + \sum_0^t g_W(P_{p_W}) \cdot P_W(t) \cdot \Delta t \qquad (4.2.8)$$

? Pour le stockage (coût énergétique nul) :

$$C_b(t) = C_{I_b}(P_{p_b}, t, N_a, d) + \frac{b_b \cdot P_{p_b}}{8766} \cdot t + \sum_0^t g_b \cdot \left|P_b(t)\right| \cdot \Delta t \qquad (4.2.9)$$

? Pour le réseau (pas d'usure, pas de coût d'entretien) :

$$C_G(t) = C_{I_G}(P_{p_G}, t, N_a, d) + \frac{b_G(P_{p_G})}{8766} \cdot t + \sum_0^t a_G[P_{p_G}, signe(P_G(t)), t] \cdot A_G(t) \cdot P_G(t) \cdot \Delta t \qquad (4.2.10)$$

? Pour l'onduleur (seulement un coût d'achat et d'installation lié à sa puissance maximale P_{p_conv}) :

$$C_{conv}(t) = C_{I_conv}(P_{p_conv}, t, N_a, d) \qquad (4.2.11)$$

Sachant la relation $\sum P = 0$, nous pouvons aisément en déduire le coût global lié à l'utilisateur à l'instant *t* donné :

$$\begin{aligned} C_{Tot}(t) = {} & C_{I_W}(P_{p_W}, t, N_a, d) + C_{I_PV}(P_{p_PV}, t, N_a, d) + C_{I_b}(P_{p_b}, t, N_a, d) \\ & + C_{I_G}(P_{p_G}, t, N_a, d) + C_{I_conv}(P_{p_conv}, t, N_a, d) \\ & + \frac{b_W \cdot P_{p_W} + b_{PV} \cdot P_{p_PV} + b_b \cdot P_{p_b} + b_G(P_{p_G})}{8766} \cdot t \\ & + \sum_0^t a_G[P_{p_G}, signe(P_G(t)), t] \cdot A_G(t) \cdot P_G(t) \cdot \Delta t \\ & + \sum_0^t g_W(P_{p_W}) \cdot P_W(t) \cdot \Delta t + \sum_0^t g_b \cdot \left|P_b(t)\right| \cdot \Delta t \end{aligned} \qquad (4.2.12)$$

Le problème d'optimisation économique des transferts d'énergie sur une période donnée, *T*, s'exprime mathématiquement par la minimisation de la fonction coût de l'équation (4.2.12) assujettie aux contraintes suivantes :

$$\begin{cases} P_{conso}(t) = F_W[G_W(t), P_{p-W}] \cdot A_W(t) \cdot d_W(t) + F_{PV}[G_{PV}(t), T_a(t), P_{p-PV}] \cdot A_{PV}(t) \cdot d_{PV}(t) \\ \qquad + P_b(t) \cdot A_b(t) + A_G(t) \cdot P_G(t) \\ E_b(t) \le E_{p_b} \\ |P_G(t)| \le P_{p_G} \\ |P_b(t)| \le P_{p_b} \\ |P_{conv}(t)| \le P_{p_conv} \end{cases} \qquad \forall t \in [0, T] \qquad (4.2.13)$$

Pour analyser ce problème, nous nous baserons sur des cas simples. Mais, afin d'obtenir une analyse quantitative du système, il nous faut connaître les données nécessaires à la résolution du problème.

4.3 Détermination des paramètres :

4.3.1 Paramètres liés au réseau principal :

4.3.1.a Coût du raccordement au réseau :

Les tarifs de raccordement sont issus du Syndicat Mixte d'Électrification des Bouches du Rhône [Web_Sme]. Ce coût se décompose en deux parties : la première jusqu'à la limite de la propriété où se trouve l'installation, la deuxième étant le raccordement dans le domaine privé.

Pour un raccordement d'une capacité de 18 kVA, jusqu'à la limite de la propriété, son montant en Euros en fonction de L_{rac}, la distance en mètre entre la limite de propriété et le réseau basse tension le plus proche est évalué par les expressions suivantes :

$$C_{rac_ext}(L) = \begin{cases} 700 & si \quad L_{rac} \le 30 \\ 700 + 14 \cdot (L_{rac} - 30) & si \quad 30 < L_{rac} \le 200 \\ 700 + 14 \cdot (200 - 30) + 27 \cdot (L_{rac} - 200) & si \quad L_{rac} > 200 \end{cases} \qquad (4.3.1)$$

La partie du raccordement située en domaine privé est facturée en sus, à raison de 25 €/m, nous notons l_{rac} la longueur du raccordement interne en mètre :

$$C_{rac_int}(l) = 25 \cdot l_{rac} \qquad (4.3.2)$$

Si la puissance nécessaire au client, lors du raccordement ou ultérieurement, est comprise entre 18 et 36 kVA, un complément de 250 € est facturé pour les travaux qui en résultent pour faire passer la capacité du raccordement à 36 kVA.

Le coût total de raccordement au réseau EDF vaut alors :

$$C_{T_rac}(L_{rac}, l_{rac}) = \begin{cases} C_{rac_ext}(L_{rac}) + C_{rac_int}(l_{rac}) & si \quad < 18kVA \\ C_{rac_ext}(L_{rac}) + C_{rac_int}(l_{rac}) + 250 & si \quad \ge 18kVA \end{cases} \qquad (4.3.3)$$

Ainsi, à titre d'exemple, pour un utilisateur dont l'installation est située à 20 mètres de la limite de la propriété, avec une capacité de 9 kVA, nous aurons l'évolution du coût de raccordement en fonction de la distance, L_{rac}, du réseau basse tension représentée sur la figure suivante :

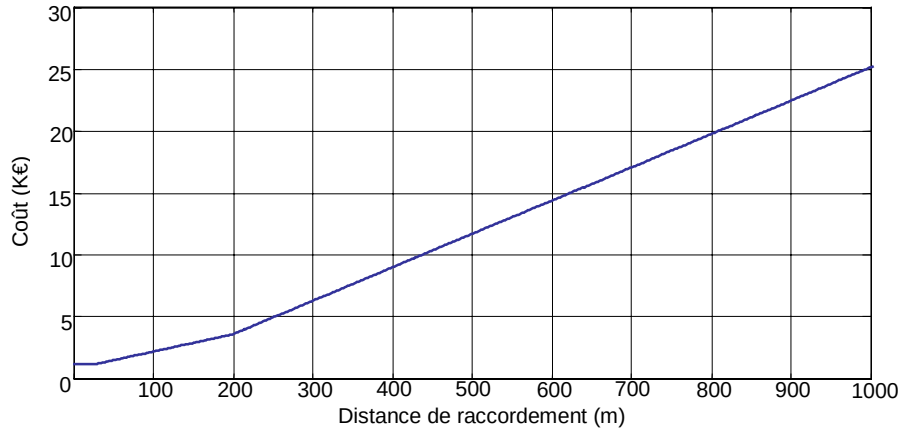


Figure 4.3.1 : *Coût de raccordement au réseau en fonction de la distance entre la propriété et le réseau basse tension pour une puissance apparente de 9 kVA.*

4.3.1.b Abonnement et coût de l'énergie du réseau principal en France métropolitaine :

L'abonnement (β_G) et le coût de l'énergie (α_G) sont issus des tarifs appliqués par le fournisseur du réseau français, EDF [Web_Edf], pour la France métropolitaine.

En ce qui concerne le tarif de rachat de l'énergie électrique par le fournisseur principal, nous appliquerons le barème général d'une installation de puissance inférieure à 36 kVA, soit 4,42 cEuros/kWh [JO_02].

Il existe trois options tarifaires proposées par EDF, pour ces trois options le coût de l'abonnement dépend de la puissance installée, et le coût de l'énergie est soit fixe, soit fonction du temps selon l'option choisie. Ces options sont :

Option de base :

Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel (TTC en Euros)	Prix du kWh (TTC en Euros)
3	23,16	0,1258
6	58,96	0,1032
9	116,23	
12	166,77	
15	217,31	
18	267,84	
24	447,24	
30	626,65	
36	806,05	

Tableau 4.3.1 : *Abonnement et coût de l'énergie du réseau principal en France métropolitaine - Option de base.*

On a alors, avec cette option, pour les paramètres $ß_G$ et a_G les caractéristiques suivantes :

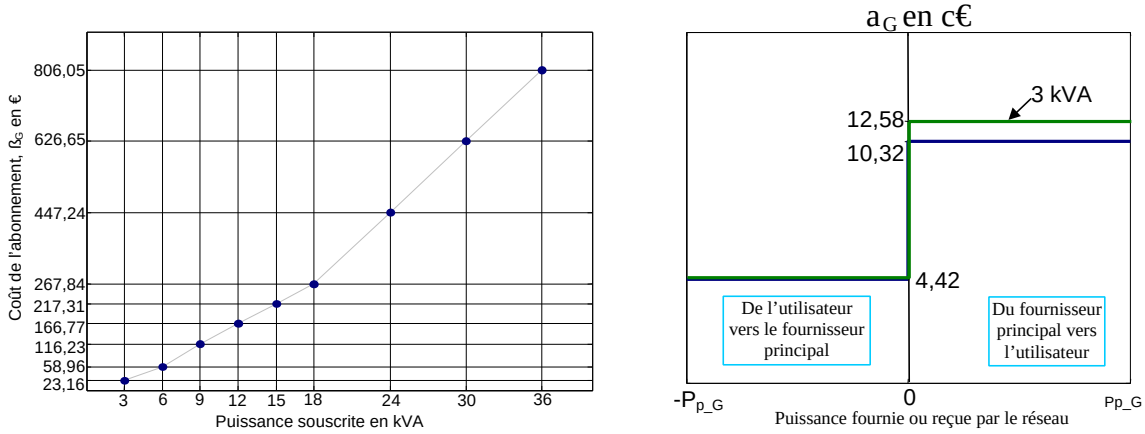


Figure 4.1.2 : *Caractéristiques des paramètres $ß_G$ et a_G : à gauche $ß_G$ en fonction de P_{p_G}, à droite a_G en fonction de $P_G(t)$. Option de base.*

<u>Option heures creuses :</u>

Cette option a la particularité d'offrir un prix réduit du kWh pendant un total de 8 heures par jour, le plus couramment de 22h00 à 6h00, ou dans une ou plusieurs autres tranches horaires.

Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel (TTC en Euros)	Heures pleines pour 1 kWh (TTC Euros)	Heures creuses pour 1 kWh (TTC Euros)
6	102,20	0,1032	0,0632
9	183,47		
12	264,75		
15	346,03		
18	427,31		
24	714,52		
30	1001,74		
36	1288,95		

Tableau 4.3.2 : *Abonnement et coût de l'énergie du réseau principal en France métropolitaine - Option heures creuses.*

On a alors, avec cette option, pour les paramètres $ß_G$ et a_G, les caractéristiques suivantes :

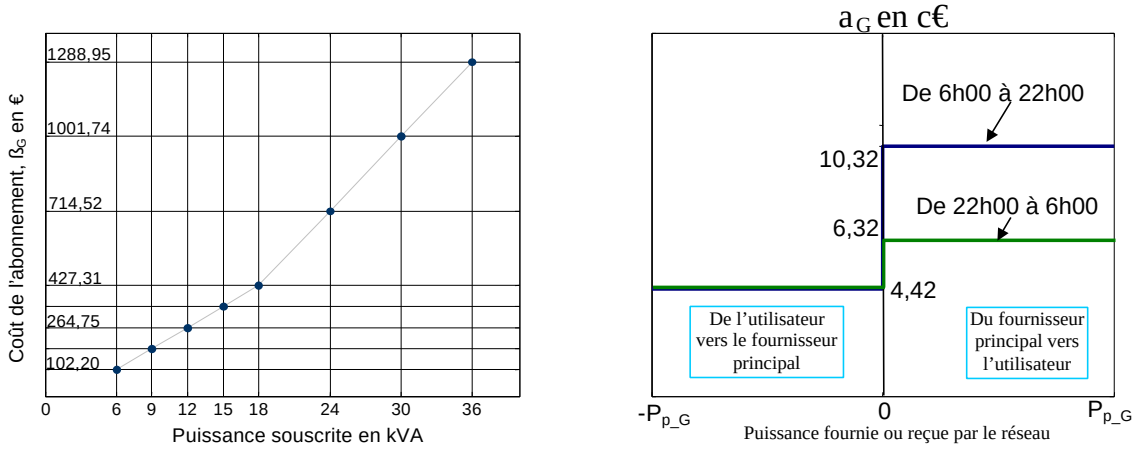


Figure 4.1.3 : *Caractéristiques des paramètres $ß_G$ et a_G : à gauche $ß_G$ en fonction de P_{p_G}, à droite a_G en fonction de $P_G(t)$. Option heures creuses.*

Option Tempo :

Le tarif Tempo est basé sur un calendrier de jours bleus, blancs et rouges, chaque jour comportant des heures pleines et des heures creuses, d'où six niveaux de prix du kWh :

- 300 jours Bleus, pendant lesquels le prix de l'électricité est très avantageux,
- 43 jours Blancs, où le prix est proche de celui de l'option Heures Creuses,
- 22 jours Rouges, où le prix du kWh est, quant à lui, plus élevé. Ces jours sont répartis aléatoirement du 1er novembre au 31 mars, sauf week-end et jours fériés. Il ne peut pas y avoir plus de 5 jours rouges consécutifs. Ces jours sont néanmoins précisés la veille par le distributeur.

Les heures creuses se situent entre 22 h et 6 h, quelle que soit la couleur du jour.

Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel (TTC en Euros)	Prix du kWh (TTC Euros)					
		Jours bleus 300 jours/an		Jours blancs 43 jours/an		Jours rouges 22 jours/ans	
		Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines
9	157,64	0,0439	0,0544	0,0887	0,1050	0,1639	0,4571
12-15-18	215,90						
24-30	397,13						
36	533,58						

Tableau 4.3.3 : *Abonnement et coût de l'énergie du réseau principal en France métropolitaine - Option tempo.*

Dans le souci de simplifier l'étude que nous allons mener, nous ne considérons pas cette option.

4.1.2 Paramètres économiques liés au générateur photovoltaïque :

Le prix d'une installation photovoltaïque doit prendre en compte les éléments réels. Il est décomposé entre l'ensemble des matériels de conversion, la main d'œuvre et la mise en service de l'installation. Le matériel comprend ici : les panneaux photovoltaïques, les supports de montage, les convertisseurs et le câble nécessaire aux connexions. Le coût total de l'installation photovoltaïque varie selon les sources, d'autant que le marché en forte expansion s'accompagne d'une diminution rapide du prix des panneaux et que la part de l'installation peut subir de grandes dispersions selon les difficultés associées. Les convertisseurs, encore fabriqués en petites série, devraient subir des baisses de coût significatives à l'avenir avec un coût du watt crête installé normalement décroissant quand la puissance augmente [Bou_02]. Nous prendrons ici, un coût constant de 6 € par watt-crête installé [Web_Ago]. Ce qui nous donne pour l'évolution du coût du watt-crête et du coût total de l'installation photovoltaïque en fonction de la puissance crête installée (P_{p_PV}) les équations suivantes :

$$C_{PV} = 6 \ (€/\text{Wc}) \qquad (4.3.4)$$

$$C_{T_PV} = 6 \cdot P_{p_PV} \ (€) \qquad (4.3.5)$$

Ce qui conduit aux caractéristiques de la figure suivante :

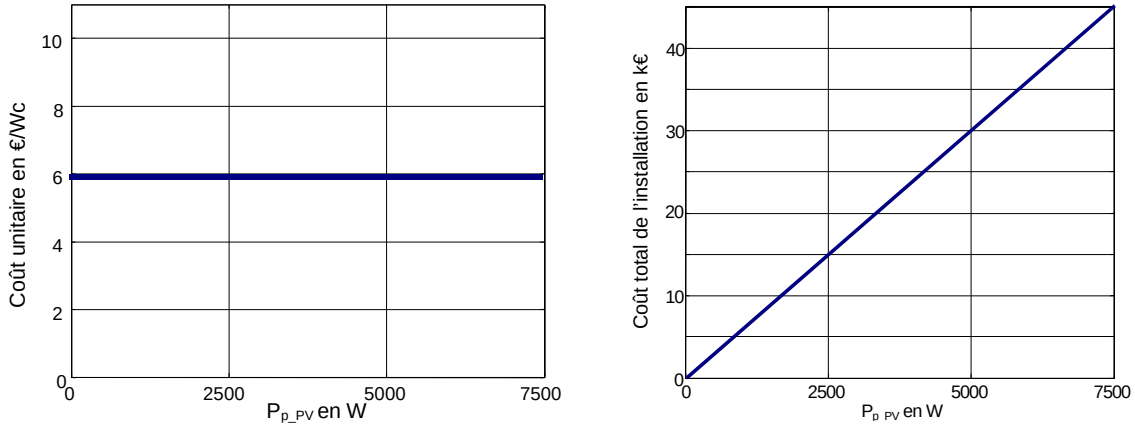


Figure 4.1.4 : *Coût du watt-crête de PV installé (à gauche), coût total de l'installation (à droite) en fonction de, P_{p_PV}, la puissance crête installée.*

Une fois ce système installé, il y a un coût de fonctionnement et de maintenance. Il est évalué par [Web_Ago] à 0,1 c€/kWh produit par watt-crête installé. Si nous estimons qu'un watt-crête de PV installé produit 1 kWh par an, nous obtenons alors l'estimation suivante du coût de l'entretien annuel :

$$ß_{PV} = 0{,}1 \text{ c€/Wc/an} \qquad (4.3.6)$$

4.1.3 Paramètres économiques liés au générateur éolien :

De même que précédemment, il est très difficile de calculer le prix d'une installation éolienne sans considérer la situation réelle. Le coût est décomposé entre le matériel, la main d'œuvre, le génie civil et la mise en service de l'ensemble de l'installation. Il peut être très variable selon le site d'implantation (difficultés topographiques, distance entre les aérogénérateurs et l'installation au sol,…). Le matériel comprend ici, les éoliennes, les mâts, les convertisseurs et le câble nécessaire aux connexions. Nous prendrons par exemple, pour une installation de petites éoliennes (< 5kWc) un coût de 10 € par Wc installé [Web_Cie]. Nous considérons alors, pour le coût d'installation (C_W) et le coût total du système éolien (C_{T_W}) en fonction de la puissance crête installée (P_{p_W}), les équations suivantes :

$$C_W = 10 \text{ (€/Wc)} \qquad (4.3.7)$$

$$C_{T_W} = 10 \cdot P_{p_W} \text{ (€)} \qquad (4.3.8)$$

Ce qui conduit aux caractéristiques de la figure suivante :

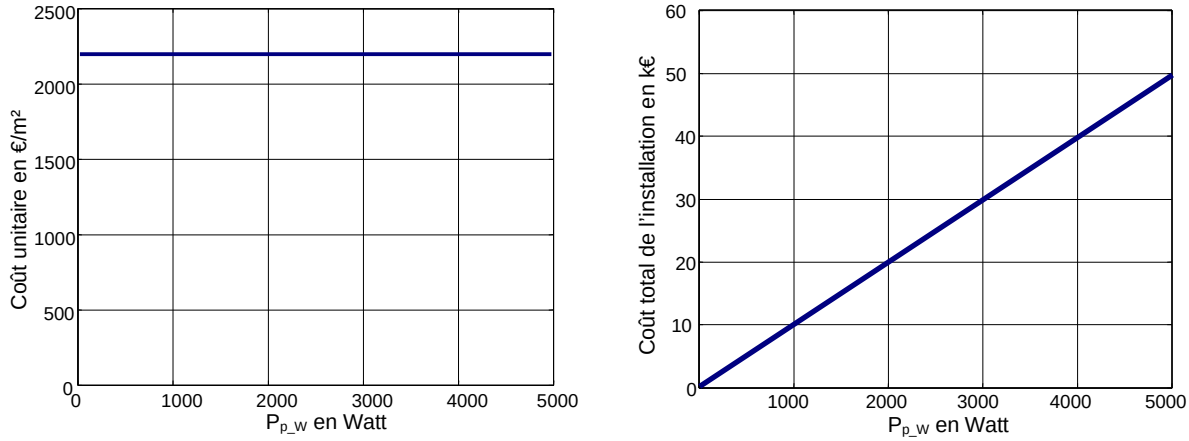


Figure 4.1.5 : *Coût du watt-crête éolien installé (à gauche), coût total du système installé (à droite) en fonction de, P_{p_W}, la puissance crête.*

Les coûts de fonctionnement et de maintenance sont évalués par [Web_Ago] à 1 c€/kWh produit par watt-crête installé. Nous avons alors un coût d'utilisation uniquement lié la production :

$?_W$= 1 c€/Wc/kWh/an (4.3.9)

$ß_W$ = 0 €/Wc/an (4.3.10)

4.1.4 Paramètres économiques du stockage :

Le coût d'un système de stockage électrochimique (plomb-acide étanche) peut être estimé à 210 €/kWh [Web_EN] installé dont environ 5% pour l'installation. Ce coût comprend les accumulateurs électrochimiques, les câbles nécessaires aux connexions, l'armoire ou le coffre de confinement, ainsi que la mise en service de l'ensemble :

$$C_{T_b} = 210 \cdot E_{p_b} \ (€) \qquad (4.3.11)$$

Le coût lié à la maintenance se compose d'une partie déterminée par un entretien annuel, indépendamment du fonctionnement de la batterie ($ß_b$), et une seconde partie liée à l'usure due au cyclage des batteries ($?_b$).

En général les batteries installées dans une telle application sont dites "sans entretien". Ne trouvant pas d'information sur le coût d'entretien annuel nous le considérons, dans cette étude, comme nul :

$$b_b = 0 \qquad (4.3.12)$$

En ce qui concerne le coût lié à l'usure de la batterie, nous rappelons qu'il est de la forme :

$$C_{b_usure}(t) = \sum_0^t g_b \cdot \left|P_b(t)\right| \cdot \Delta t \qquad (4.3.13)$$

En réalité, ce coût dépend du nombre et de l'amplitude des cycles que subit la batterie. Si l'on fait l'hypothèse que ce nombre de cycles est constant, quelle que soit l'amplitude des cycles d'utilisation de la batterie, alors le rapport du prix total des batteries par le nombre de cycles nous donne le coût d'un cycle. Ensuite il "suffit" de compter le nombre de cycles que la batterie a subi à l'instant *t* pour connaître le coût lié à l'usure à ce même instant. Mais le comptage du nombre de cycles est compliqué dans un mode de fonctionnement où la batterie est très sollicitée et, dans la réalité, le nombre de cycles dépend fortement de la manière dont nous sollicitons l'accumulateur électrochimique.

En observant des données sur la durée de vie, en fonction de la profondeur de décharge (voir figure 4.3.6 [MES 99]), nous avons remarqué que nous pouvions raisonnablement faire l'hypothèse que le produit du nombre de cycles par la profondeur de décharge est constant :

(Nombre de cycles)×(Profondeur de décharge) = N_p = *Constante* (4.3.14)

Alors le produit du paramètre N_p par deux fois (charge + décharge) la capacité maximale E_{p_b} de la batterie nous donne l'énergie totale qui pourra transiter dans la batterie en charge et en décharge, soit au total :

$$2 \cdot N_p \cdot E_{p_b} = \sum_0^t \left| P_b(t) \right| \cdot \Delta t \qquad (4.3.15)$$

Ainsi le rapport du prix total des batteries par $2 \cdot N_p \cdot E_{p_b}$, nous donne le coût d'échange d'une unité énergétique. Nous prendrons dans ce qui suit N_p = 1350 (d'après les chiffres de la référence [MES_99]) :

$$g_W = \frac{Coût_total_batterie}{2 \cdot N_p \cdot E_{p_b}} = \frac{210}{2 \cdot N_p} = 0{,}077 \quad \text{en €/kWh} \qquad (4.3.16)$$

Notons que la notion de durée de vie est complexe car l'accumulateur, lorsqu'il vieillit, perd progressivement sa capacité de stockage, et ses caractéristiques électriques se modifient. Mais ce problème dépasse le cadre de cette thèse et nous ne l'abordons pas.

Nous pouvons voir sur la figure 4.3.6 l'évolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge [MES 99] et l'évolution obtenue par l'hypothèse précédente :

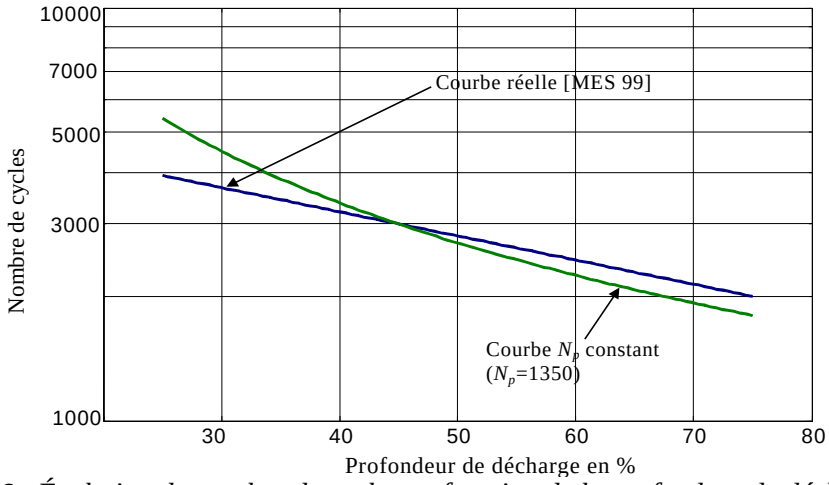


Figure 4.1.6 : *Évolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge, modèle et courbe réelle [MES 99].*

Cette figure nous montre que notre hypothèse donne une bonne estimation du nombre de cycles pour des profondeurs de décharges supérieures à 40%. En-dessous de cette valeur, nous surestimons le nombre de cycles possible. Toutefois, la courbe réelle, fournie par [MES 99], nous propose simplement une tendance de l'évolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge, et ne peut pas être rigoureusement identique pour toutes les batteries.

Cette représentation simplifie largement notre approche car, en toute rigueur, il faudrait compter (donc détecter) chaque cycle, alors que, grâce à cette hypothèse, nous n'avons plus qu'à compter l'énergie qui transite pour connaître l'état d'usure. Le recensement des cycles (en amplitude et en nombre) peut être très compliqué dans une application comme la notre (figure 4.3.7).

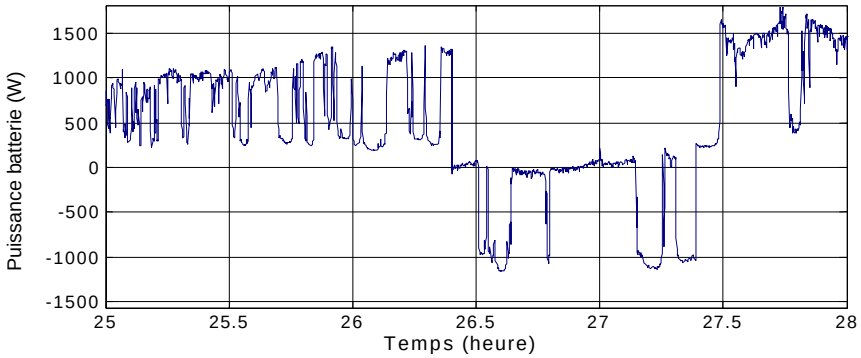


Figure 4.1.7 : *Exemple de fonctionnement de la batterie mettant en évidence la complexité des cycles, dans une application avec production par des sources renouvelables en fonctionnement autonome.*

4.1.5 Paramètres économiques liés à l'onduleur :

Nous ne considérons ici que les coûts d'achat et d'installation de l'onduleur. Par exemple [Web_Tra] nous donne l'évolution, en fonction de la puissance, pour les prix des onduleurs d'une puissance inférieure à 5,5kVA.

Nous prendrons alors la fonction coût suivante en considérant que l'installation compte pour 10% du prix de l'onduleur :

$$C_{T_ond} = \begin{cases} 1178 & si \quad p_{conv} \le 1kVA \\ 1074 \cdot P_{conv} + 104 & si \quad 1kVA < P_{conv} \le 4kVA \\ 500 \cdot (P_{conv} - 4) + 4400 & si \quad P_{conv} > 4kVA \end{cases} \quad \text{en €.} \qquad (4.3.17)$$

Soit l'évolution de coût de la figure 4.3.8 :

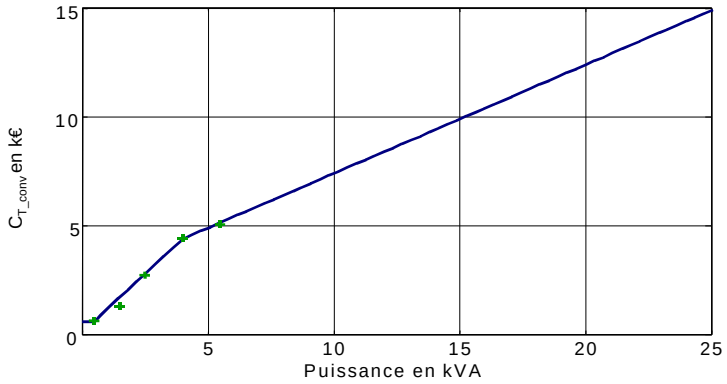


Figure 4.1.8 : *Coût total de l'onduleur installé en fonction de sa puissance.*

4.1.6 Caractérisation des fonctions temporelles $G_W(t)$, $G_{PV}(t)$, $T_a(t)$, $P_{conso}(t)$:

4.1.1.a Les données météorologiques :

i) Le modèle solaire :

Les données solaires nécessaires à la résolution du problème sont l'ensoleillement dans le plan des panneaux et la température de jonction des cellules.

Pour l'ensoleillement, nous nous sommes procuré, auprès de Météo France, les données météo de ces dix dernières années. Ces relevés sont effectués à Saint-Jacques de la Lande (aéroport, à quelques km au sud-ouest de Rennes) et nous donnent l'ensoleillement dans un plan horizontal. Le passage à un plan incliné se fait par des relations purement géométriques prenant en considération la position géographique des panneaux et de la position de la Terre par rapport au soleil [MAR 98]. La fonction de corrélation liant le site de mesure et le site de production sera considérée unitaire (mêmes conditions à Saint-Jacques que sur le campus de Ker Lann situé à environ 2 km). À titre d'exemple, nous pouvons voir sur la figure 4.3.9 l'évolution de l'ensoleillement sur une année (courbe bleue) ainsi que l'ensoleillement moyen quotidien correspondant (courbe rouge). Le tracé suivant représente la température ambiante mesurée. Nous considérerons qu'elle est identique sur les deux sites.

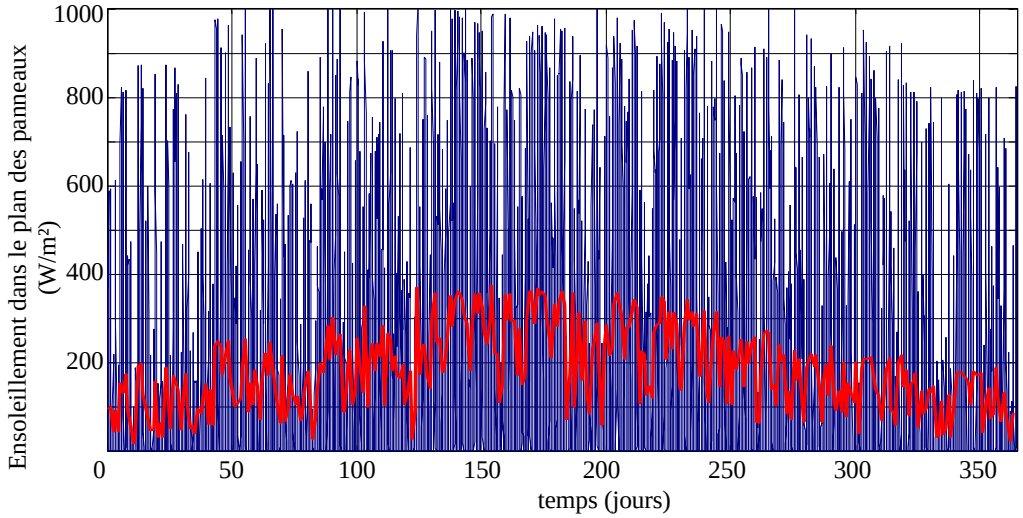


Figure 4.1.9 : *Ensoleillement relevé à Saint-Jacques en 2001, temps de moyennage d'une heure, ensoleillement quotidien (courbe rouge) (données Météo France).*

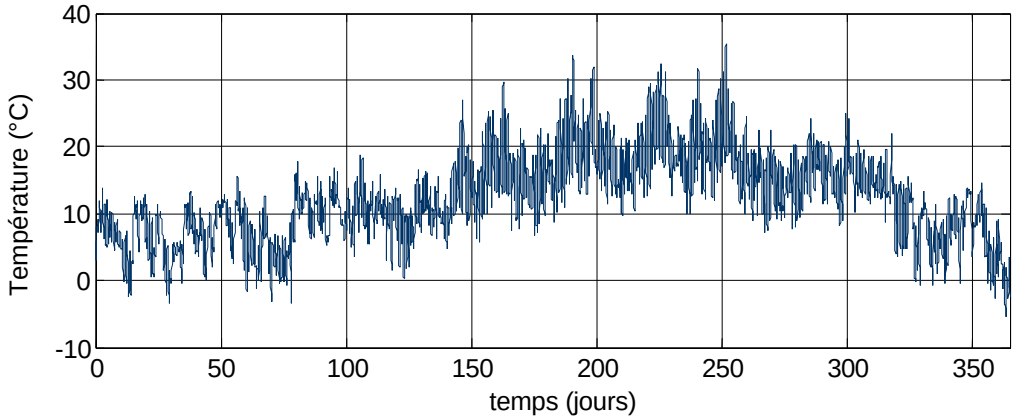


Figure 4.1.10 : *Température ambiante, T_a, relevée à Saint-Jacques en 2001, temps de moyennage d'une heure (données Météo France).*

La température des panneaux, T_j, est évaluée à partir des données d'ensoleillement et de la température ambiante par la formule donnée par [DUM 99] :

$$T_j = T_a + E_s \cdot \frac{(NOCT - 20)}{800} \qquad (4.3.18)$$

où NOCT est le « Normal Operating Cell Temperature », un paramètre fourni par le constructeur des panneaux solaires. Classiquement, nous prenons :

$$NOCT = 43 \qquad (4.3.19)$$

Ce modèle ne prend pas en compte les effets d'influence du vent sur les échanges thermiques mais il donne des résultats satisfaisants. En effet, la figure 4.3.11 nous montre une comparaison de la température de jonction mesurée et calculée avec le modèle précédent. Nous voyons que ce modèle nous permet de déterminer correctement la température de jonction des cellules à partir de l'ensoleillement et de la température de l'air ambiant.

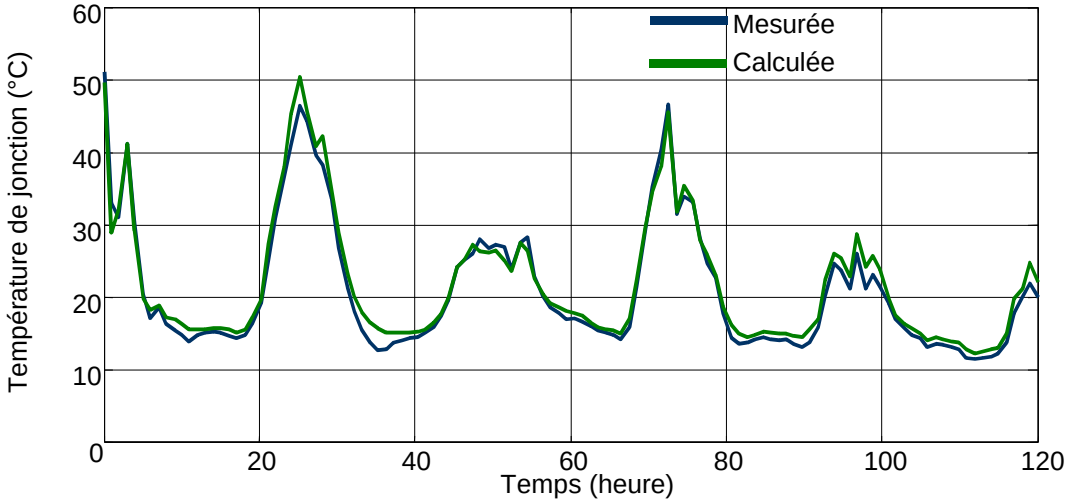


Figure 4.1.11 : *Comparaison des températures calculée et mesurée (sur notre site expérimental). Relevé du 5 août 2002 au 10 août 2002.*

ii) Le modèle du vent :

Pour le gisement éolien nous avons procédé de la même manière, à partir des données de vitesse du vent de Météo France. À titre d'exemple, nous pouvons voir ci-dessous l'évolution de la vitesse du vent sur une année (courbe bleue) ainsi que la vitesse moyenne quotidienne correspondante (courbe rouge). La fonction de corrélation entre les deux sites est choisie unitaire.

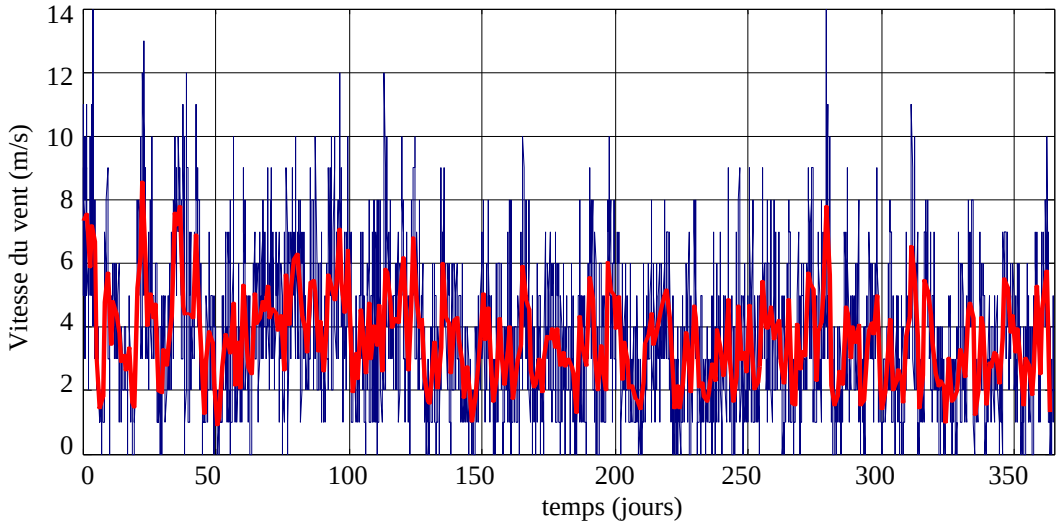


Figure 4.1.12 : *Vitesse du vent relevée à Saint-Jacques en 2001. Temps de moyennage d'une heure (données Météo France). Vitesse moyenne quotidienne (courbe rouge).*

4.1.1.b Le profil de consommation :

Pour le profil de consommation, $P_{conso}(t)$, nous utilisons des données fournies par la société ENERTECH. Elles correspondent à la puissance électrique consommée pour un foyer type, hors chauffe-eau et chauffage du logement, avec une période de moyennage de dix minutes. Nous pouvons voir ci-dessous l'évolution de la puissance sur une année (courbe bleue) ainsi que la puissance moyenne quotidienne correspondante (courbe rouge) :

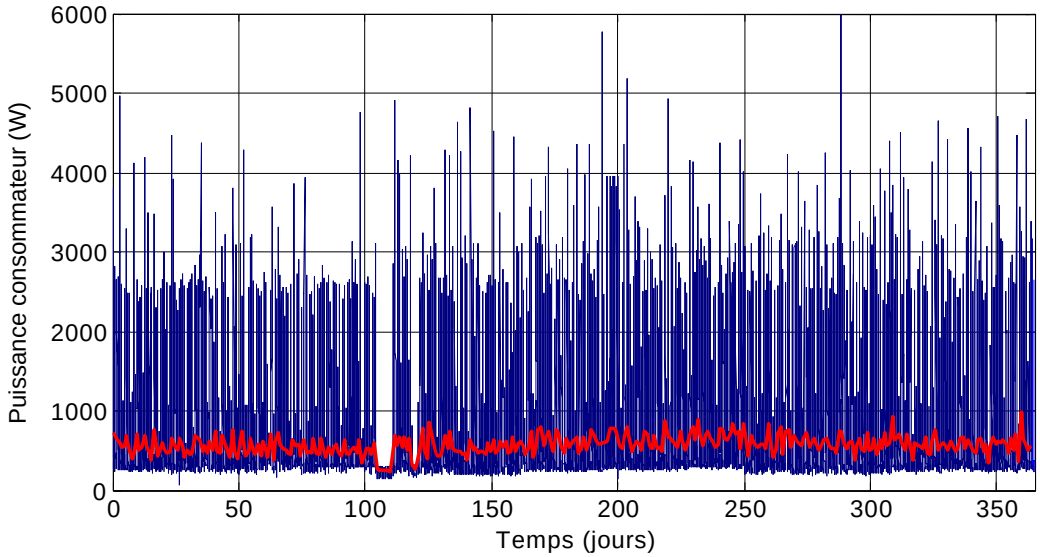


Figure 4.1.13 : *Puissance du consommateur sur une année, (temps de moyennage de 10 minutes). Puissance moyenne sur une journée (courbe rouge) (données ENERTECH).*

On note autour du 110ème jour une période où la puissance est quasi-constante, c'est une période d'absence du consommateur. La puissance consommée est alors d'environ 250W. En moyenne, sur l'année, ce consommateur a besoin de 13.7 kWh par jour, soit une puissance

moyenne de 573 W. Sa consommation crête est de 6 kW. Nous pouvons voir sur la figure 4.3.14 une journée type de la puissance consommée.

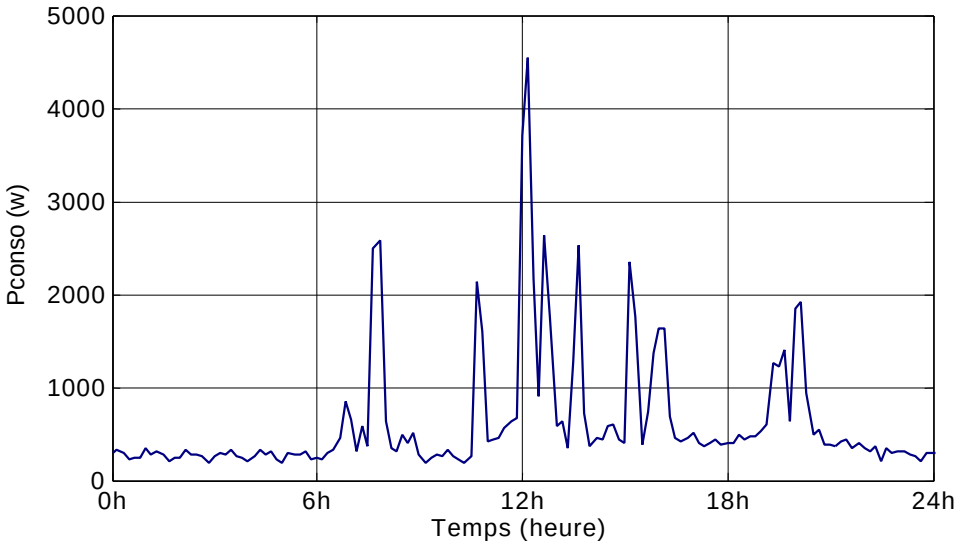


Figure 4.1.14 : *Evolution de la consommation, P_{conso}, sur une journée type (temps de moyennage de 10 minutes) (Données ENERTECH).*

4.4 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons établi les relations économiques générales dans un système de production d'électricité multiple, éolien et solaire, couplé au réseau et associé à un dispositif de stockage. Les modèles économiques des différents éléments ont été présentés.

Ainsi, avec ces relations économiques et les modèles énergétiques élaborés dans les chapitres précédents, nous disposons d'un modèle technico-économique du système complet.

À partir des données météo et de consommation présentées, nous allons pouvoir effectuer l'étude d'un système donné en situation « réel ». Le dimensionnement et les flux énergétiques seront calculés pour minimiser le coût global de l'installation et d'exploitation.

Des scénarii simples de systèmes (par exemple seulement stockage avec réseau ou seulement un système de production et stockage) seront analysés et optimisés dans le chapitre suivant.

Chapitre 5

Dimensionnement et optimisation énergétique : Analyse de cas

INTRODUCTION

5.1 Analyse d'un cas sans production locale…… 112

5.1.1 Ecrêtage de la consommation…… 114
5.1.2 Lissage de la consommation…… 120

5.2 Analyse d'un cas en site autonome (non couplé au réseau) …… 123

5.3 Analyse d'un site de production photovoltaïque-éolien non couplé au réseau…… 127

5.4 Analyse du site de production de l'ENS…… 130

5.5 Intérêts de la gestion d'énergie - Perpectives…… 134

5.6 Conclusion…… 136

Chapitre 5

Dimensionnement et optimisation énergétique : Analyse de cas

Nous avons établi, dans les parties précédentes, des modèles énergétiques et économiques pour chaque élément, puis nous avons vérifié la modélisation du système complet. Nous disposons maintenant d'un outil permettant de réaliser une optimisation économique du dimensionnement et de la gestion de l'énergie d'un tel système éolien et photovoltaïque, couplé au réseau et muni d'un accumulateur électrochimique. Les optimisations sont effectuées sur la base de données déterministes aussi bien pour le gisement de production (vitesse du vent, ensoleillement et température ambiante) que pour le profil de consommation.

L'optimisation de la gestion d'énergie nécessite un réglage des flux d'énergie à chaque instant. Ceci impose une approche adaptée afin d'avoir des temps de calculs acceptables. Cependant, nous n'avons pas, dans les travaux présentés ici, développé ou exploité d'algorithmes spécifiques d'optimisation. Pour éviter d'ajouter une difficulté supplémentaire, nous nous sommes contentés d'effectuer des calculs par balayage systématique de toutes les solutions et notre étude a été limitée à des situations élémentaires ainsi qu'à des stratégies de gestion d'énergie simplifiées.

Nous avons choisi une approche pédagogique du cas le plus simple au plus complexe. Ainsi, nous ferons l'étude de trois cas :

- système sans production locale en vue de l'écrêtage et du lissage de la consommation exploitant les possibilités de l'accumulateur,
- système en fonctionnement autonome, le dimensionnement d'un système sera présenté,
- système complet, éolien + solaire + stockage + réseau. Notre système expérimental sera étudié. Une gestion d'énergie différente de celle existante sera étudiée et des pistes de recherche seront tracées.

Dans ces premières études, nous considérons le temps d'amortissement économique du système nul ($N_a = 0$). Par souci de simplification, nous considérons un facteur de puissance unitaire du consommateur (nous confondons puissance apparente et puissance active). Enfin,

le calcul de la production éolienne ne tient pas compte des variations de la tension du bus continu qui est considérée, pour ces calculs, à une valeur constante de 50 V.

5.1 Analyse d'un cas sans production locale :

Nous allons étudier le cas d'un utilisateur alimenté par le réseau principal et équipé d'un dispositif de stockage de l'énergie. Le dispositif de stockage peut avoir deux intérêts :

- pour l'utilisateur, il peut permettre d'écrêter sa consommation et ainsi souscrire un abonnement de plus faible puissance et moins coûteux au réseau principal,
- pour le fournisseur du réseau, l'avantage est d'éviter de sur-dimensionner les connexions au réseau par l'écrêtage de la consommation en lissant la consommation des utilisateurs, et également de mieux gérer l'ensemble de son outil de production en agissant lui-même sur un stockage réparti pouvant recevoir ses ordres de charge ou décharge.

Cette dernière possibilité originale d'un stockage décentralisé ou dispersé, contrôlé par le distributeur, est encore difficilement imaginable aujourd'hui en raison de la séparation des missions des opérateurs électriques (producteur, gestionnaire réseau et distributeur), mais elle répondrait de façon très intéressante à l'intérêt général de sûreté d'approvisionnement des consommateurs et d'une meilleure exploitation des différentes ressources de production. Nous ne faisons qu'envisager cette possibilité à travers quelques pistes et c'est plutôt une optimisation économique vue du consommateur que nous étudierons dans ce chapitre.

Cette situation est représentée par le synoptique de la figure 5.1.1.

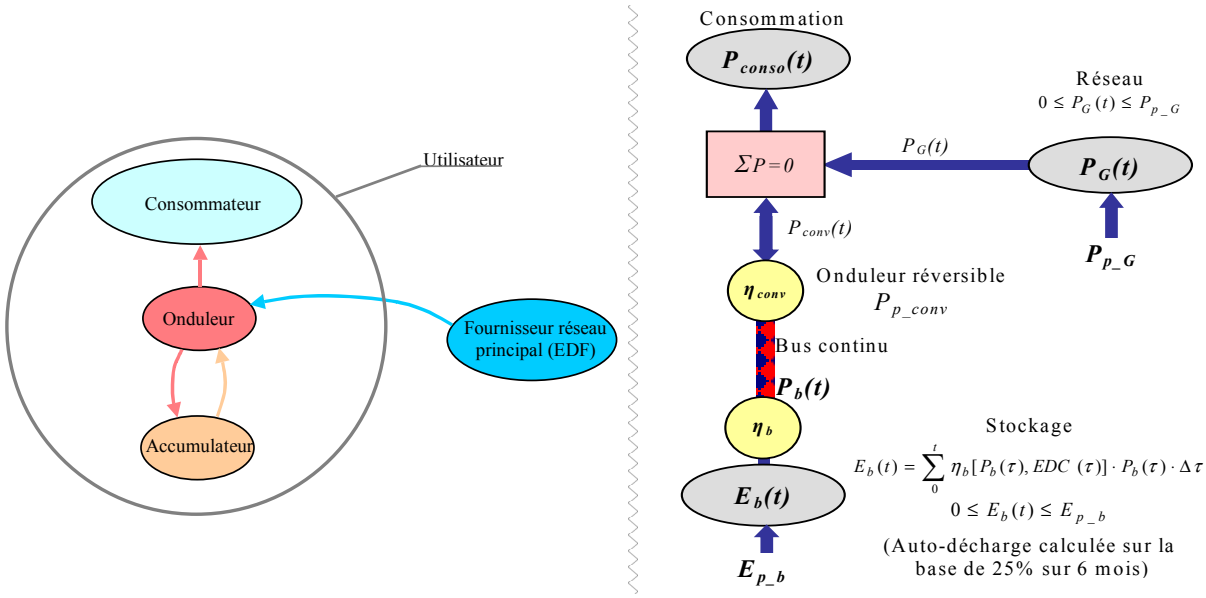


Figure 5.1.1 : *Synoptique des échanges d'énergie d'un cas sans production locale.*

L'échange d'énergie entre le fournisseur principal et l'utilisateur est ici considéré non réversible. En effet, les tarifs de rachat de l'énergie par le réseau principal étant toujours inférieurs au tarif de vente, il n'y a pas d'intérêt économique à stocker de l'énergie pour ensuite la revendre.

Le coût total de ce système peut être calculé en utilisant l'équation 4.2.12 du chapitre précédent avec les disponibilités suivantes pour les différents éléments du système général :

$$\begin{cases} A_W(t) = 0 \\ A_{PV}(t) = 0 \\ A_G(t) = 1 \\ A_b(t) = 1 \end{cases} \qquad \forall t \in [0,T] \qquad (5.1.1)$$

Nous définissons la quantité θ_T, représentant l'économie ou le surcoût fait par l'utilisateur, en exploitant ce système par rapport à la situation où il n'aurait utilisé que le réseau pour s'approvisionner :

$$\theta_T = C_{Tot}(t) - \sum_0^t \alpha_G(P_{p_G1}, \tau) \cdot P_{conso}(\tau) \cdot \Delta\tau - C_{I_G}(P_{p_G1}) - \frac{\beta_G(P_{p_G1})}{8766} \qquad (5.1.2)$$

P_{p_G1} correspond à la puissance apparente maximale du réseau à laquelle l'utilisateur devrait souscrire s'il s'approvisionnait uniquement à partir de lui sans stockage.

Nous avons alors :

$$\begin{aligned} \theta_T = {} & C_{I_b}(E_{p_b}) + C_{I_G}(P_{p_G}) + C_{I_conv}(P_{p_conv}) - C_{I_G}(P_{p_G1}) \\ & + \frac{\beta_G(P_{p_G}) - \beta_G(P_{p_G1})}{8766} \cdot t \\ & + \sum_0^t \alpha_G[P_{p_G}, \tau] \cdot P_G(\tau) \cdot \Delta\tau - \sum_0^t \alpha_G[P_{p_G1}, \tau] \cdot P_{conso}(\tau) \cdot \Delta\tau \\ & + \sum_0^t \gamma_b \cdot |P_b(\tau)| \cdot \Delta\tau \end{aligned} \qquad (5.1.3)$$

Les contraintes sont :

$$\begin{cases} P_{conso}(t) = \eta_{conv}[P_G(t), P_b(t)] \cdot P_b(t) + P_G(t) \\ E_b(t) \le E_{p_b} \\ |P_G(t)| \le P_{p_G} \\ |P_{conv}(t)| \le P_{p_conv} \end{cases} \qquad \forall t \in [0,T] \qquad (5.1.4)$$

Dans un premier temps, pour simplifier notre approche, nous allons faire cette étude sur une seule journée. Les données de consommation dont nous disposons sont moyennées sur une période de 10 minutes. Ce moyennage produit un effet de lissage numérique (donc un écrêtage) de la consommation réelle à l'échelle de 10 minutes, ce qui peut cacher des variations de courte durée. Afin de bien mettre en évidence l'intérêt de la stratégie de la gestion de l'énergie pour une commande d'écrêtage et de lissage, nous avons alors considéré une journée particulière où la consommation, $P_{conso}(t)$, dépasse plusieurs fois la barre des 3kW. La consommation moyenne sur cette journée est alors de 909 W (figure 5.1.2).

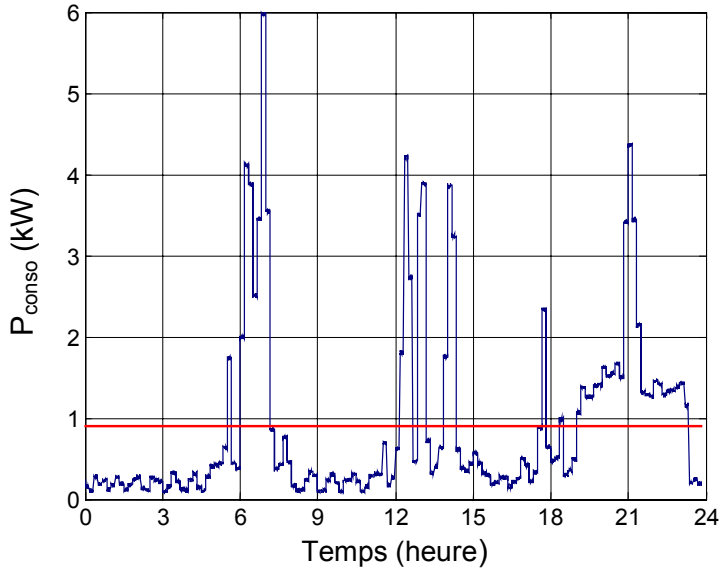


Figure 5.1.2 : *Consommation sur une journée (en bleu) (mesurée avec une période de moyennage de 10 minutes) et consommation moyenne (calculée) sur la journée (en rouge).*

5.1.1 Écrêtage de la consommation :

Sans accumulateur, un tel consommateur serait contraint de souscrire un abonnement de 6 kVA, l'écrêtage consiste à limiter la puissance fournie par le réseau à 3 kW (ou kVA dans le cadre de notre analyse). Le reste de la puissance demandée par l'utilisateur étant fournie par l'accumulateur.

La figure 5.1.3 représente la puissance fournie par l'ensemble onduleur + batterie sur cette même journée pour que le consommateur ne dépasse jamais 3 kVA. En trait continu, est indiquée la puissance que doit fournir l'ensemble batterie + onduleur au consommateur. En pointillé, la puissance au réseau disponible pour recharger l'accumulateur compte tenu de la demande du consommateur.

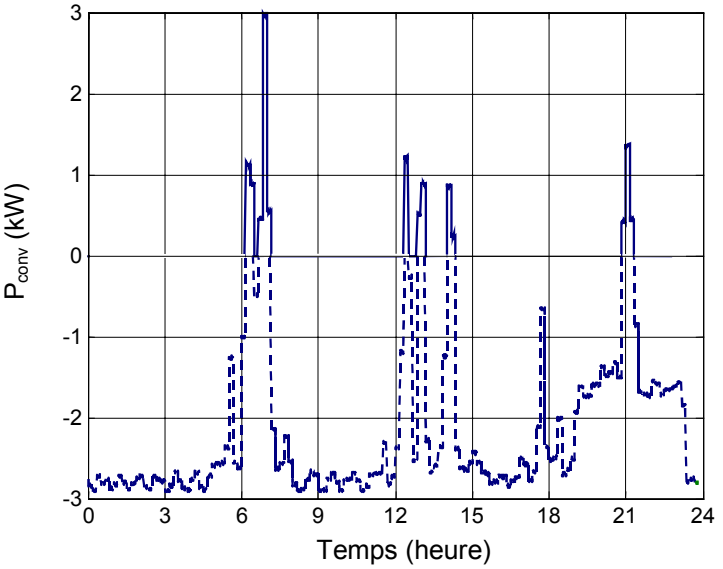


Figure 5.1.3 : *Ecrêtage (simulation) de la puissance consommée au réseau à 3 kW (3 kVA) :*
puissance fournie par l'accumulateur au consommateur (trait continu),
puissance disponible au réseau disponible pour recharger l'accumulateur (trait discontinu).

Nous avons vu dans le chapitre 3 (§ 3.1.4) que les rendements globaux en charge et en décharge dépendent fortement des niveaux de puissance demandée ou fournie à la batterie (figure 3.1.5). Le profil de la puissance en décharge est imposée par le consommateur, nous ne pouvons donc pas agir sur le mode de décharge de l'accumulateur. Par contre, pour la charge de l'accumulateur, nous disposons d'une marge de manœuvre qui permet d'envisager une gestion intelligente des niveaux de puissance afin de maximiser les rendements. La figure 5.1.4 nous montre deux stratégies de pilotage de la recharge de l'accumulateur : Une où la puissance de charge est la puissance maximale que peut fournir le réseau (figure 5.1.4a) (au rendement du convertisseur près) et l'autre, (figure 5.1.4b) où la puissance de charge est limitée (arbitrairement à une valeur acceptable pour assurer un rendement convenable) à 1 kW.

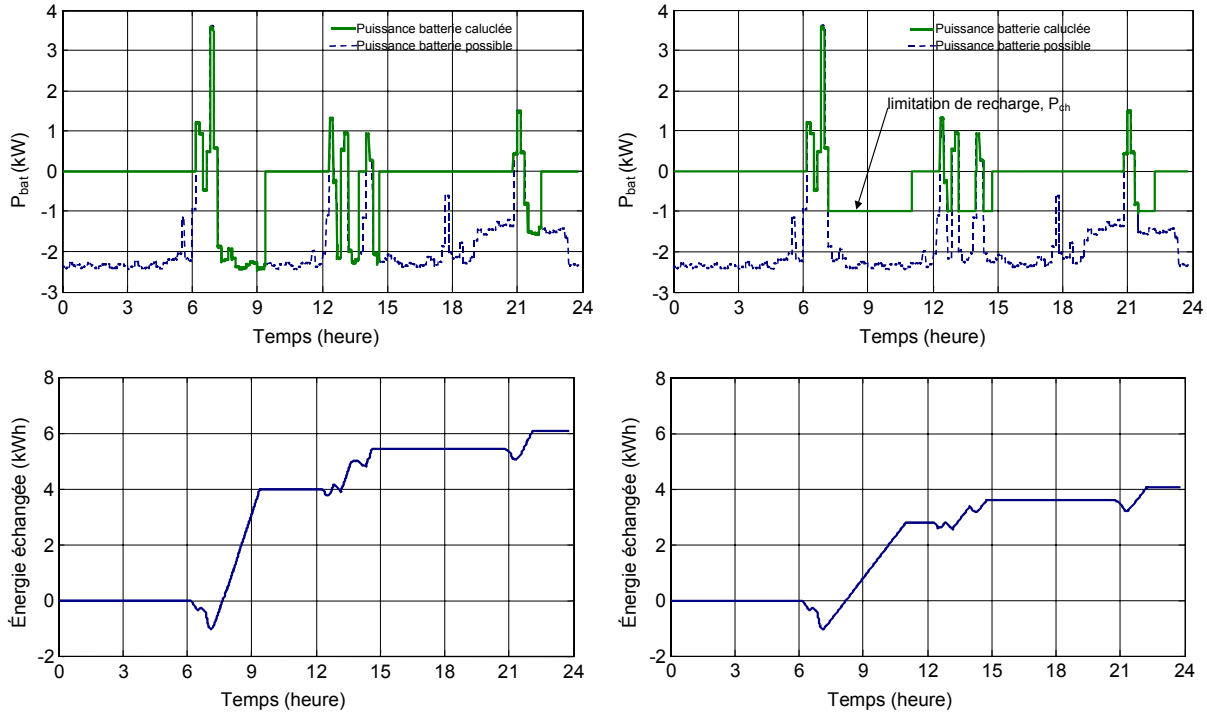


Figure 5.1.4 : *Simulation de la puissance batterie et de l'énergie échangée de l'ensemble batterie + convertisseur, avec une batterie de 6 kWh, état de charge maximal de 90%, dans deux stratégies de pilotage :*

a) pas de limitation de la puissance en recharge,

b) puissance en recharge limitée à 1 kW

L'énergie échangée est la somme de l'énergie entrante et sortante de la batterie : l'énergie sortante étant comptée négative, et positive pour l'énergie entrante. Nous noterons qu'un système accumulateur + convertisseur parfait (sans pertes) nous donnerait, dans ce cas, une énergie nulle en fin de journée. Nous voyons clairement que l'énergie fournie par le réseau à l'accumulateur peut être diminuée en optimisant les niveaux de puissances de recharge pour diminuer la part des pertes. Ainsi, il faudrait optimiser le niveau de recharge sur chaque intervalle afin de répartir au mieux la charge (figure 5.1.5), mais cela nécessiterait d'utiliser des algorithmes prédictifs. Car, dans une analyse déterministe, nous faisons un calcul systématique de toutes les solutions, optimiser tous les niveaux de palier nous obligerait à faire un nombre de calcul très important. Nous considérerons, dans cette étude, que nous imposons un seul niveau de puissance maximale de recharge comme représenté à la figure 5.1.4b. Nous noterons P_{ch} cette variable.

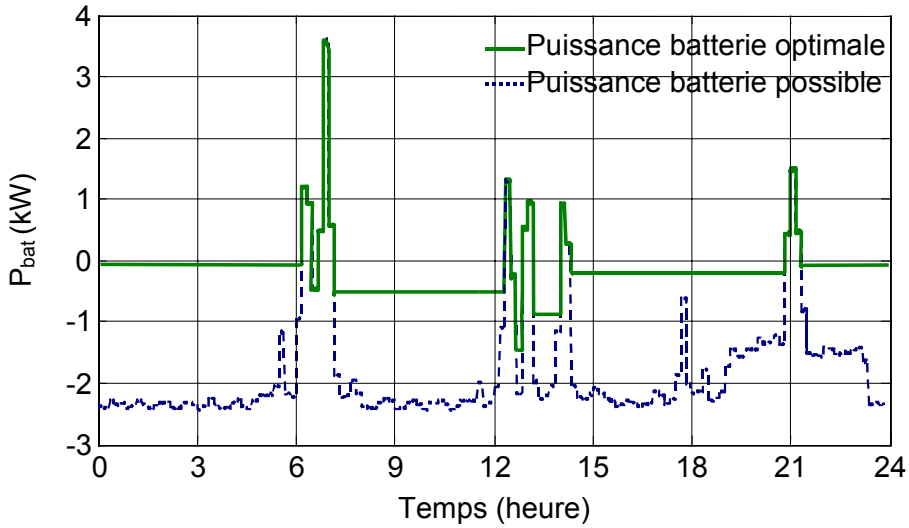


Figure 5.1.5 : *Puissance batterie optimale.*

La figure 5.1.6a nous montre, en outre, l'état de charge dans la batterie de 6 kWh pour une puissance de charge limitée à 1 kW et un état de charge maximal (edc_{MAX}) limité à 90 %. La figure 5.1.6b nous montre l'état de charge dans les mêmes conditions de charge et décharge, mais avec une batterie de 8 kWh et un état de charge maximal limité à 70 %. Dans ce dernier cas, l'état de charge se situe toujours dans la zone optimale des rendements globaux (voir figure 3.1.4). Les énergies échangées sont également représentées, nous voyons qu'en sur-dimensionnant la batterie en énergie, nous pouvons diminuer l'énergie achetée (et consommée) au réseau sur une journée. Il existe donc un dimensionnement optimal de l'accumulateur qui résulte d'un compromis entre le coût de l'énergie dépensée et le coût d'investissement.

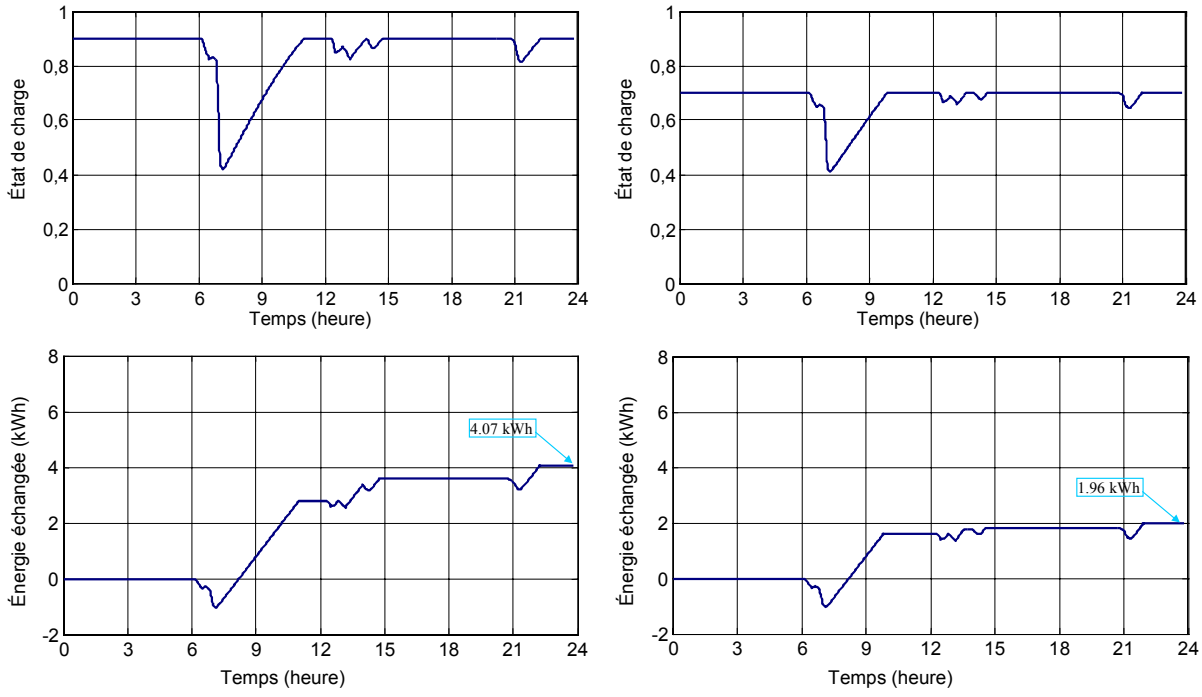


Figure 5.1.6 : *Simulations des variations de l'état de charge et de l'énergie échangée :*
a) batterie de 6 kWh, état de charge maximal de 0.9,
b) batterie de 8 kWh, état de charge maximal de 0.7.

La figure 5.1.7 représente le surcoût du système (investissement, installation + fonctionnement) sur 15 années, calculé sur la base de la journée-type présentée précédemment (figure 5.1.2), en fonction de la capacité de stockage installée et paramétrée par la puissance maximale de recharge. L'évolution de l'état de charge maximal retenu pour P_{ch} = 500 W en fonction de la capacité de stockage est donnée figure (5.1.8).

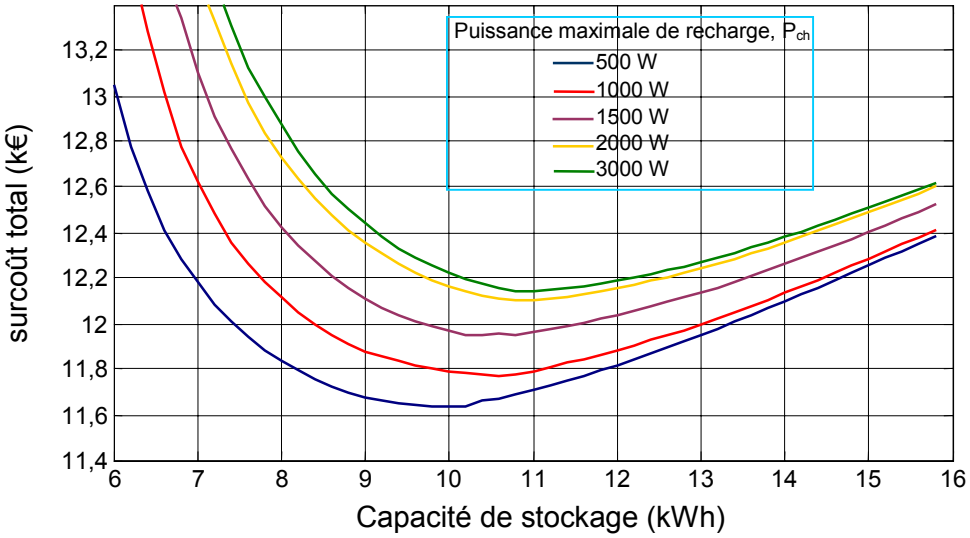


Figure 5.1.7 : *Surcoût du système (installation + utilisation) sur 15 années avec la journé-type en fonction de la capacité de stockage installée et paramétrée par la puissance maximale de recharge.*

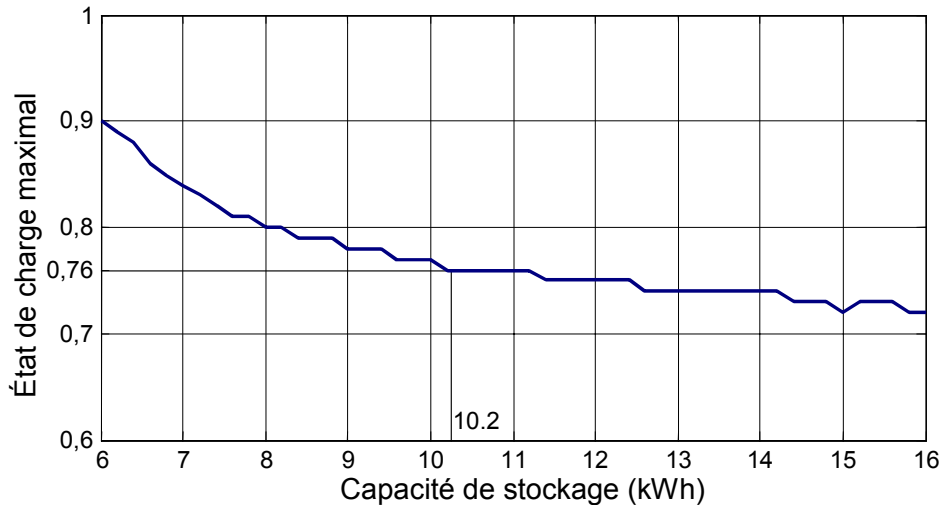


Figure 5.1.8 : *Evolution de l'état de charge maximal en fonction de la capacité de stockage pourP_{ch} = 500W.*

Nous voyons alors qu'il existe un trio (P_{ch}, E_{p_b}, edc_{MAX}) minimisant le surcoût final. Dans le cas traité, l'optimum est :

P_{ch} = 500 W
E_{p_b} = 10,2 kWh
edc_{MAX} = 0,76

Afin de mettre en évidence l'impact économique des optimisations de P_{ch} et edc_{MAX} nous avons calculé le surcoût total pour deux puissances de charge (P_{ch} = 500 W et P_{ch} = 3 kW), avec et sans optimisation de l'état de charge (figure 5.1.9)

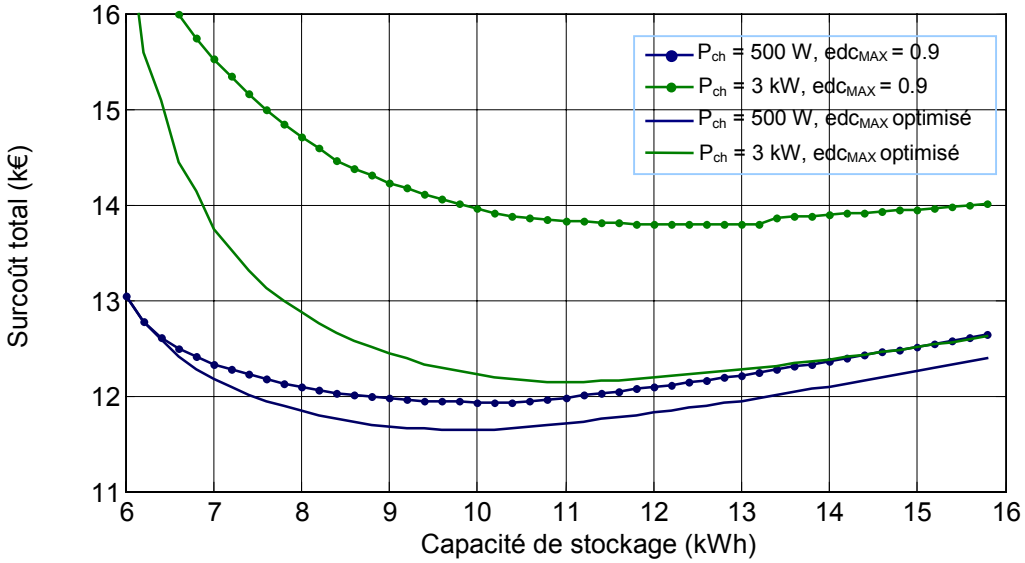


Figure 5.1.9 : *Surcoût total pour deux puissances de charge (P_{ch} = 500 W et P_{ch} = 3 kW) avec et sans optimisation de l'état de charge.*

Le tableau suivant rassemble les données de surcoût minimal et la capacité de stockage correspondante :

	P_{ch} = 3 kW, edc_{MAX} = 0,9	P_{ch} = 3 kW, edc_{MAX} optimisé	P_{ch} = 500 W, edc_{MAX} = 0,9	P_{ch} = 500 W, edc_{MAX} optimisé
Surcoût minimal (k€)	13,79	12,14	11,93	11,63
Capacité de stockage (kWh)	12,6	11	10,2	10,2

Tableau 5.1.1 : *Surcoût minimal et la capacité de stockage pour deux puissances de charge (P_{ch} = 500 W et P_{ch} = 3 kW) avec et sans optimisation de l'état de charge.*

Nous pouvons ainsi voir qu'une gestion d'énergie adaptée, à travers l'optimisation des paramètres P_{ch} et edc_{MAX}, permet de diminuer le surcoût total lié à cette installation dans une application d'écrêtage de la consommation. Dans notre cas, cette optimisation permet de réaliser une économie de 2160 €, soit 13 % du surcoût total sans optimisation. Ce gain est notamment dû au fait que l'optimisation de la gestion d'énergie permet de diminuer le nombre d'accumulateurs nécessaires (2,4 kWh en moins soit 500 € d'économie). De plus, l'utilisation de la batterie, à meilleur rendement, permet de réduire les coûts énergétique et de cyclage de 1660 € au total. Une optimisation de la puissance de recharge pour chaque palier pourrait nous permettre d'accroître encore l'économie sur les coûts énergétique et de cyclage. Le calcul de l'amplitude de chaque palier est d'une mise en œuvre difficile (calcul systématique inadapté). Il ne sera pas étudié dans cette thèse.

Après avoir étudié l'écrêtage de la consommation sur une journée type, nous allons l'appliquer sur une année dont le profil de consommation est celui présenté au chapitre 4 (§ 4.3.6.b). Compte tenu de la mise en œuvre difficile de l'optimisation nous utiliserons des

paramètres fixes (P_{ch} = 3 kW ; edc_{MAX} = 0,9). Ainsi, il suffit de faire un calcul systématique du surcoût lié à l'installation et à son utilisation pour plusieurs valeurs de la capacité de stockage. Nous obtenons l'évolution du surcoût en fonction de la capacité de stockage donnée à la figure 5.1.10.

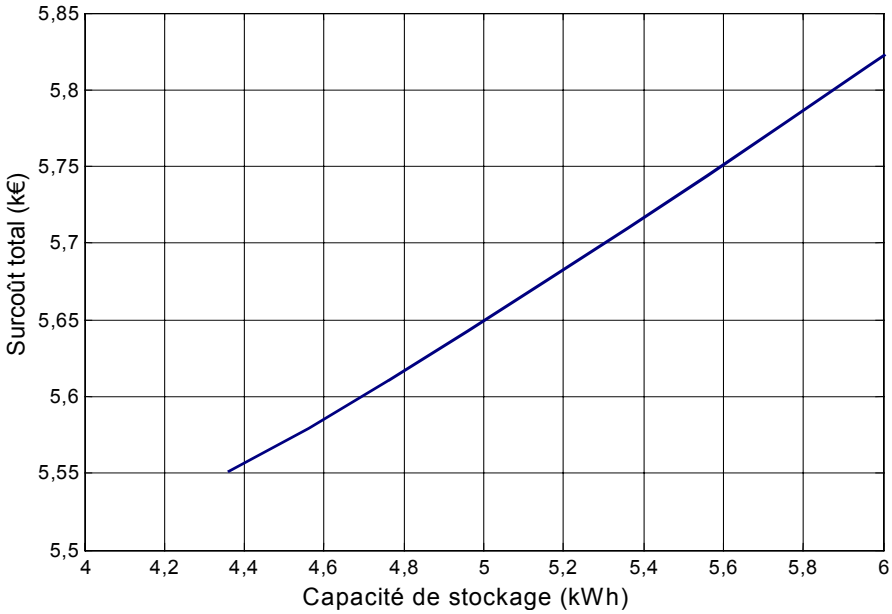


Figure 5.1.10 : *Surcoût en fonction de la capacité de stockage.*

Ainsi, nous avons :

θ_T = 5550 €
E_{p_b} = 4,36 kWh

Les détails des coûts liés à l'utilisateur sont donnés dans le tableau suivant :

Détails des coûts supportés par l'utilisateur sur 15 ans			
Utilisateur utilisant seulement le réseau		Utilisateur utilisant le réseau avec un dispositif de stockage en fonctionnement écrêtage	
Abonnement 6 kVA Coût du kWh : 0,1032 €/kWh	884 €	Abonnement 3kVA Coût du kWh : 0,1258 €/kWh	347 €
Cout énergie achetée sur 15 ans : 75326 kWh	7774 €	Coût énergie achetée sur 15 ans :76249 kWh	9592 € (7869 €)
		Coût accumulateurs (4,36 kWh)	915 €
		Coût d'usure de l'accumulateur	114 €
		Coût onduleur (puissance crête : 2,92 kW)	3240 €
Coût total	8658 €	Coût total	14208 € (12485 €)

Tableau 5.1.2 : *Détails des coûts liés à l'utilisateur : à gauche utilisateur utilisant seulement le réseau, à droite utilisateur utilisant le réseau avec un dispositif de stockage en fonctionnement écrêtage.*

Notons qu'en France, le kWh acheté avec un abonnement 3 kVA est environ 14 % plus cher qu'avec un abonnement 6 kVA. Aussi, les coûts figurant entre parenthèses sont calculés avec le coût du kWh d'un abonnement 6 kVA.

Nous voyons ici qu'un tel système d'écrêtage n'est pas économiquement rentable pour le consommateur, en particulier à cause du coût élevé de l'onduleur et de la différence de coût du kWh pour un abonnement 3 kVA. Il présente cependant l'avantage d'offrir à l'utilisateur un approvisionnement en électricité en cas de coupure du réseau. Dans ce cas, le coût lié à cette sécurité est de 370 € par an.

5.1.2 Lissage de la consommation :

Le lissage de la consommation peut, comme l'écrêtage, permettre d'éviter un sur-dimensionnement de la connexion au réseau mais également, du point de vue du fournisseur du réseau, permettre d'assurer une plus grande stabilité de celui-ci. Nous allons traiter le cas d'un lissage de la consommation à une puissance parfaitement constante, il s'agit d'un « cas d'école », car il va de soi que, dans la réalité, ce n'est pas nécessairement une consommation constante qui est souhaitée.

Nous réalisons ici un calcul de dimensionnement en lissant la consommation de notre utilisateur à une puissance donnée, en première approximation égale (si nous ne considérons pas les pertes énergétiques) à sa consommation moyenne quotidienne considérée connue dans une approche déterministe. Dans un premier temps, nous allons faire ce calcul en ne considérant qu'une seule journée. Pour ce calcul et pour aborder simplement ce problème, nous avons supposé que toutes les journées de consommation étaient identiques. Nous considérerons que, pour une capacité de batterie donnée, si l'état de charge en fin de journée est inférieur à celui du début de journée alors la capacité de stockage est insuffisante.

Dans un système idéal (sans pertes), nous effectuerions un lissage à la puissance moyenne du consommateur la capacité de batterie nécessaire se limiterait alors uniquement à la variation de l'énergie dans l'accumulateur sur une journée. Cette variation de l'énergie imposée par le lissage sur une journée est représentée sur la figure 5.1.11. Mais, dans la réalité, les rendements ne sont pas unitaires, ils dépendent de l'état de charge de l'accumulateur et de sa puissance de charge ou de décharge. Les pertes correspondantes conduisent à un surcroît de la consommation et nous imposent de lisser la puissance à une valeur supérieure à la puissance moyenne consommée avant introduction de l'accumulateur.

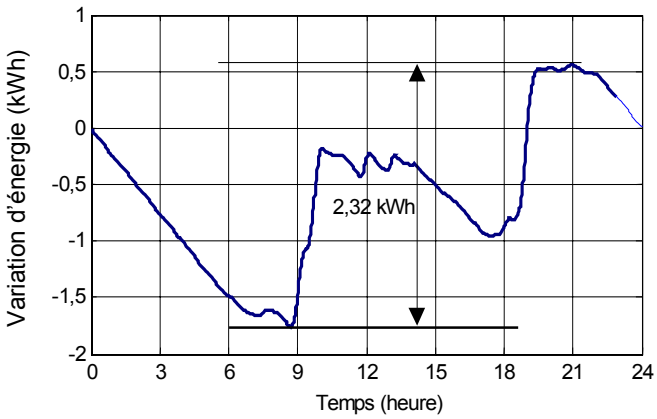


Figure 5.1.11 : *Variation d'énergie dans l'ensemble onduleur + accumulateur imposée par le lissage à la puissance moyenne (simulation).*

Les figures 5.1.12a et 5.1.12b, nous montrent, pour une puissance de lissage donnée, l'évolution de l'état de charge des accumulateurs (en % et en énergie stockée) pour deux valeurs de la capacité de batterie.

Nous pouvons voir, dans le tracé de gauche (lissage à 625 W), qu'une capacité de stockage de 10 kWh, bien que supérieure à la capacité minimale (2,32 kWh) estimée sans pertes (figure 5.1.11), sera insuffisante. Alors qu'avec une capacité de 20 kWh nous nous trouvons dans une zone d'état de charge où les rendements sont plus élevés qu'avec 10 kWh. Ces meilleurs rendements permettent ici d'avoir un état de charge final supérieur à l'état de charge initial, 20 kWh seront alors suffisants. Le tracé de gauche (lissage à 739 W) permet de voir qu'en lissant la puissance à une valeur plus élevée, nous diminuons la capacité de stockage nécessaire au bon fonctionnement (il y a plus d'énergie disponible pour la recharge). En contre partie, le lissage se faisant sur une puissance plus élevée, l'énergie que doit fournir le réseau sur une journée est plus importante, 17,7 kWh contre 15,1 kWh.

Le dimensionnement optimal résultera alors d'un compromis entre le coût énergétique du lissage et le coût de dispositif de stockage. Nous noterons que lorsque l'état de charge atteint son maximum (90 %), nous cessons de charger la batterie. Si la puissance demandée par le consommateur est inférieure à la puissance de lissage alors, pour assurer le lissage de la consommation, nous obligons le consommateur à utiliser (ou dissiper) plus de puissance.

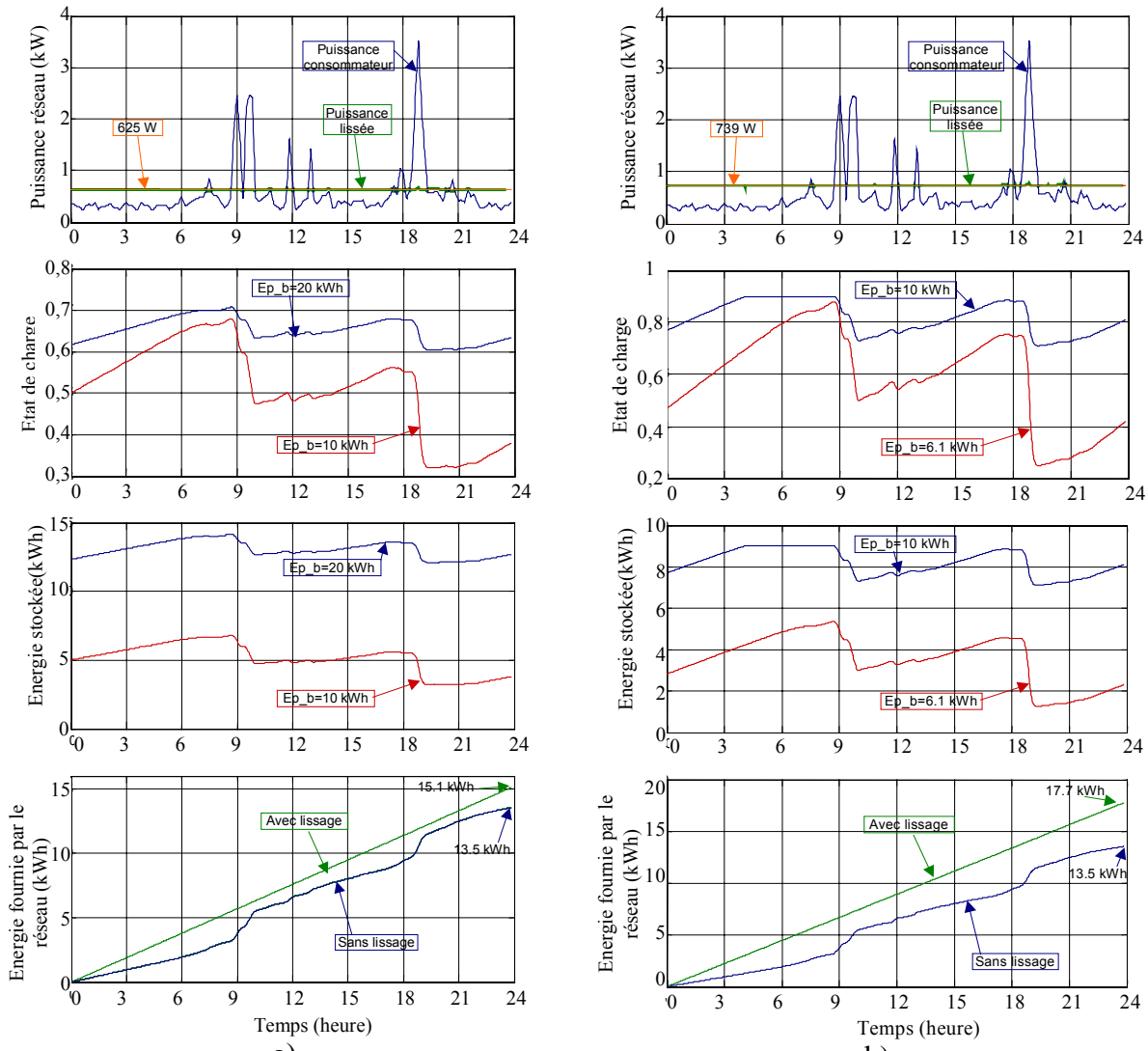


Figure 5.1.12 : *Simulations des puissance consommateur, puissance lissée,état de charge; énergie stockée et énergie fournie par le réseau pour deux valeurs de la puissance de lissage : 625 W (a) et 739 W (b).*

La même démarche a été appliquée 15 ans avec les données de consommation ENERTECH d'une année, toutes les autres années étant supposées identiques. Le calcul du surcoût lié à l'investissement et au fonctionnement du système est effectué pour plusieurs valeurs de la capacité de stockage et pour un lissage de la consommation allant de 1 à 1,5 fois sa consommation moyenne quotidienne.

Il est à noter que sur plusieurs journées différentes consécutives le comportement du système peut être différent. En particulier, il peut y avoir des journées où l'état de charge final est inférieur à l'initial et d'autres le contraire, cette différence pouvant être compensée les jours suivants (figure 5.1.13) :

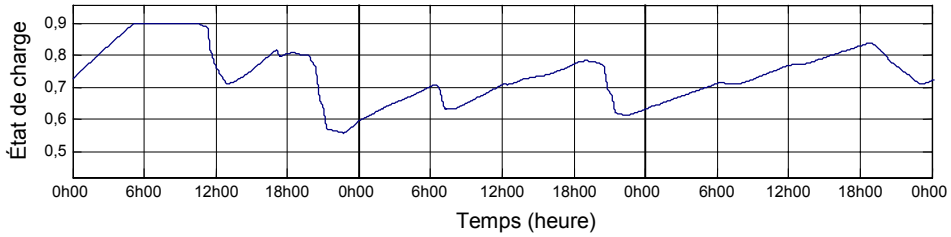


Figure 5.1.13 : *Etat de charge sur trois jours.*

Les résultats de l'analyse de coût sur 15 ans sont présentés sur la figure 5.1.14. Cette figure représente le surcoût lié au système (installation + utilisation) en fonction de la capacité de stockage installée et paramétrée par la puissance de lissage:

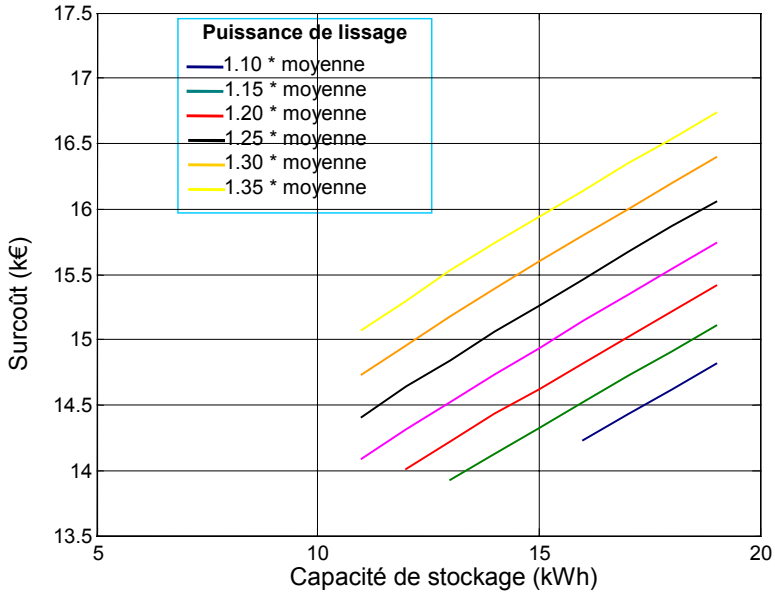


Figure 5.1.14 : *Surcoût du système (investissement + fonctionnement) sur 15 ans (sur la base de données ENERTECH), en fonction de la capacité de stockage installée et paramétrée par la puissance de lissage.*

Nous voyons bien qu'il existe un couple (puissance de lissage, capacité de stockage) permettant de minimiser le surcoût lié à ce système. Les détails sont donnés dans le tableau suivant :

Détails des coûts supportés par l'utilisateur sur 15 ans			
Utilisateur utilisant seulement le réseau		Utilisateur utilisant le réseau avec un dispositif de stockage fonctionnant en lissage	
Abonnement 6 kVA Coût du kWh : 0,1032 €/kWh	884 €	Abonnement 3kVA Coût du kWh : 0,1258 €/kWh	347 €
Cout énergie achetée (sur 15 ans : 75326 kWh)	7774 €	Coût énergie achetée (sur 15 ans :76249 kWh)	11021 € (7869 €)
		Coût accumulateurs (13 kWh)	2730 €
		Coût d'usure de l'accumulateur	3288 €
		Coût onduleur (puissance crête : 5,6 kW)	5182 €
Coût total	8658 €	Coût total	22568 € (19416 €)

Tableau 5.1.3 : *Détails des coûts liés à l'utilisateur. À gauche utilisateur utilisant seulement le réseau. À droite utilisateur utilisant le réseau avec un dispositif de stockage fonctionnant en lissage.*

Un tel système entraîne un surcoût important pour l'utilisateur, surtout qu'il n'a pas d'intérêt particulier à lisser sa consommation sur le réseau. C'est pourquoi nous pensons que, dans le cadre d'une stratégie de pilotage plus élaborée, ce coût pourrait être pris en charge à la fois par le consommateur et par le fournisseur réseau. Le premier profiterait du stockage pour s'assurer une sécurité d'approvisionnement, éventuellement en régime de fonctionnement dégradé. Le second, l'utiliserait pour participer à la gestion de son réseau.

Ce concept de stockage décentralisé et mutualisé permettrait d'améliorer considérablement la qualité de l'énergie et, nous le verrons plus loin, de mieux profiter des ressources énergétiques renouvelables du vent et du soleil.

5.2 Analyse d'un cas en site autonome (non couplé au réseau) :

Dans cette partie, nous allons étudier le cas d'un utilisateur alimenté par des sources d'énergie renouvelables fluctuantes (vent et soleil). Dans un premier temps, nous ne considérerons qu'une seule source d'énergie, par exemple le générateur photovoltaïque. Dans ce cas, la présence d'un dispositif de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire, à tout instant, la demande du consommateur. Ce cas correspond au synoptique de la figure 5.2.1. Nous avons alors :

$$\begin{cases} A_W(t) = 0 \\ A_{PV}(t) = 1 \\ A_G(t) = 0 \\ A_b(t) = 1 \end{cases} \qquad \forall t \in [0, T] \qquad (5.2.1)$$

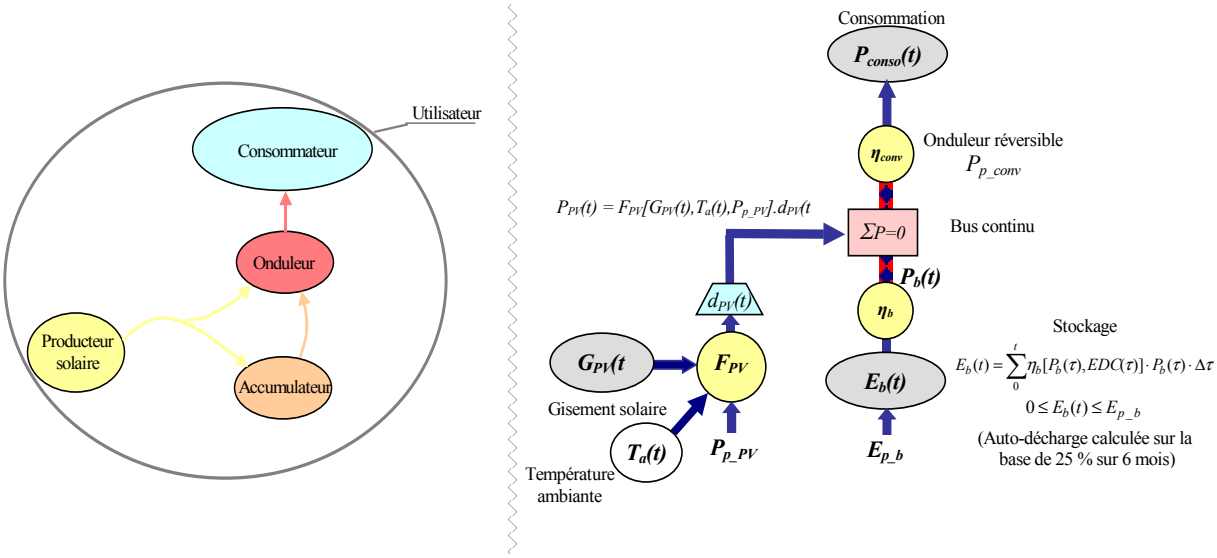


Figure 5.2.1 : *Synoptique des échanges d'énergie d'un cas sans réseau et sans éolienne*

Dans cette étude, nous allons chercher à minimiser le coût global pour l'utilisateur. L'équation 4.2.12 devient :

$$C_{Tot}(t) = C_{I_PV}(P_{p_PV}) + 210 \cdot E_{p-b} + C_{I_conv}(P_{p_conv}) + \frac{\beta_{PV} \cdot P_{p_PV}}{8766} \cdot t + \sum_0^t \gamma_b \cdot |P_b(\tau)| \cdot \Delta\tau \qquad (5.2.2)$$

Les contraintes sont :

$$\begin{cases} P_{conso}(t) = \eta_{conv}[P_{PV}(t), P_b(t)] \cdot [P_{PV}(t) + P_b(t)] \\ E_b(t) \le E_{p_b} \\ |P_{conso}(t)| \le P_{p_conv} \end{cases} \quad \forall t \in [0, T] \qquad (5.2.3)$$

La première contrainte montre que le stockage est indispensable pour satisfaire l'adéquation entre la consommation et la production. Ainsi lorsque la production est supérieure à la consommation, $P_b(t)$ doit être négative, soit en mode de recharge. Si la batterie est complètement chargée, alors nous n'utiliserons pas toute la puissance que peut fournir le système de production (délestage). Si la production est inférieure à la consommation, alors $P_b(t)$ doit être positive, soit en régime de décharge.

Un tel dispositif peut être rentable si les coûts d'achat, d'installation et d'entretien sont moins élevés que ceux d'un raccordement associé à un abonnement au réseau. En pratique, dans la majorité des cas, ces premiers coûts sont bien supérieurs aux seconds. Cependant, pour des sites isolés suffisamment éloignés du réseau ce dispositif peut être économiquement viable.

Dans cette configuration du système, la recharge de l'accumulateur est imposée par le système de production et la décharge est imposée par le consommateur. Ainsi, nous ne disposons d'aucun degré de liberté pour optimiser les modes de charge et décharge de la batterie, nous pouvons seulement optimiser le dimensionnement pour minimiser le coût total

dans un contexte donné. Nous avons alors fait un calcul systématique du coût total de ce système sur 15 ans, pour plusieurs valeurs de la capacité de stockage et de la puissance crête photovoltaïque. La consommation est celle d'une année (données ENERTECH) reproduite 15 fois, les données météo sont celles fournies par Météo France. Les données exploitées pour ce calcul sont des données horaires, les amplitudes des puissances sont donc diminuées par rapport à la réalité (effet de lissage du moyennage). Nous avons imposé la puissance de l'onduleur à 6 kW. La figure 5.2.2 donne le coût total du système en fonction des capacités de production et de stockage installées.

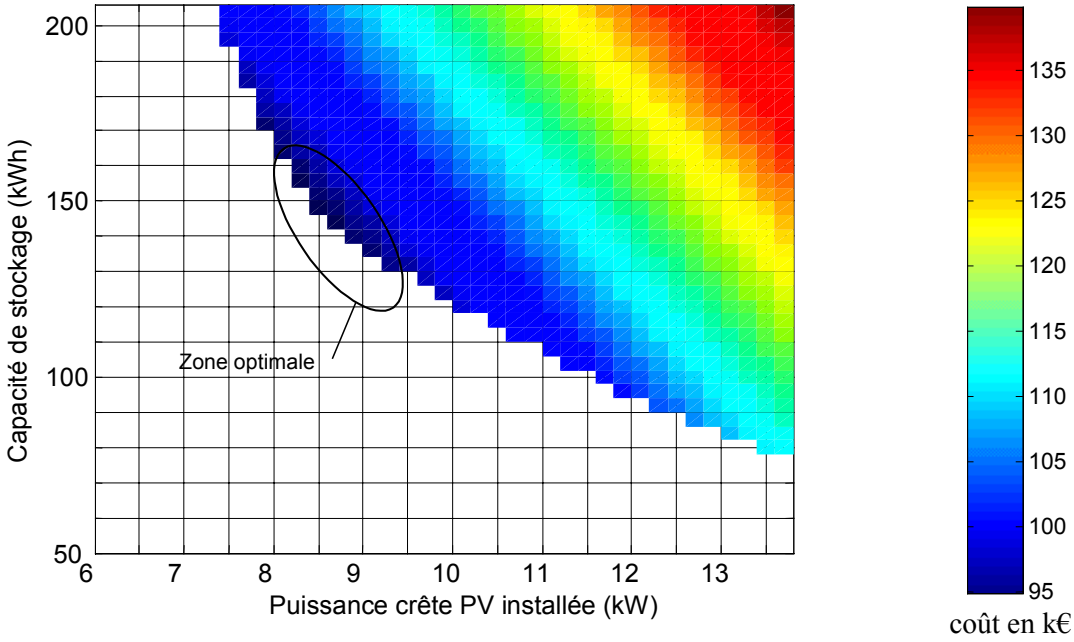


Figure 5.2.2 : *Estimation du coût total (k€) du système autonome PV + stockage.*

Nous voyons qu'il existe une zone de coût minimal qui se situe, dans ce cas particulier, autour des 8 kW crêtes photovoltaïques. La capacité de stockage alors nécessaire est d'environ 150 kWh. Ces deux valeurs peuvent sembler très importantes, mais il convient de noter que nous avons conservé le comportement d'un utilisateur habituellement relié au réseau et que nous souhaitons le satisfaire quelles que soient les conditions météorologiques. En réalité, il ne fait nul doute que le consommateur – producteur, sensibilisé aux difficultés de production, adaptera sa consommation aux conditions de production.

Le tableau suivant présente le détail des coûts de la configuration minimisant le coût total :

Détails des coûts supportés par l'utilisateur sur 15 ans			
Utilisateur relié au réseau seul		Utilisateur alimenté par un système autonome PV avec stockage	
Abonnement 6 kVA Coût du kWh : 0,1032 €/kWh	884 €	Coût photovoltaïque (puissance crête : 8,4 kW)	50400 €
Cout énergie achetée (sur 15 ans : 75326 kWh)	7774 €	Coût onduleur (puissance crête : 6 kW)	5400 €
Coût d'accès au réseau fonction de la distance	Equations 4.3.2 et 4.3.3	Coût accumulateurs (146 kWh)	30660 €
		Coût d'usure et d'entretien du système	8435 €
Coût total	8658 €	Coût total	94895 €

Tableau 5.2.1 : *Détails des coûts liés à l'utilisateur : à gauche utilisateur utilisant seulement le réseau, à droite utilisateur alimenté par un système autonome PV avec stockage.*

Notons que, dans ce tableau, nous avons préféré ne pas faire figurer le coût d'accès au réseau. Pour ce consommateur particulier, l'utilisation d'un système de production autonome devient économiquement rentable pour l'utilisateur s'il se trouve à plus de 3,8 km du réseau basse tension.

Lorsque la batterie est entièrement chargée (état de charge de 90 %), la production est délestée. Avec 8,4 kWc de panneaux photovoltaïques, le potentiel de production sur quinze ans est de 169360 kWh. En fonctionnement autonome avec une capacité de stockage de 146 kWh, la production réelle de ces panneaux aura été de seulement 57 % du potentiel de production (figure 5.2.3).

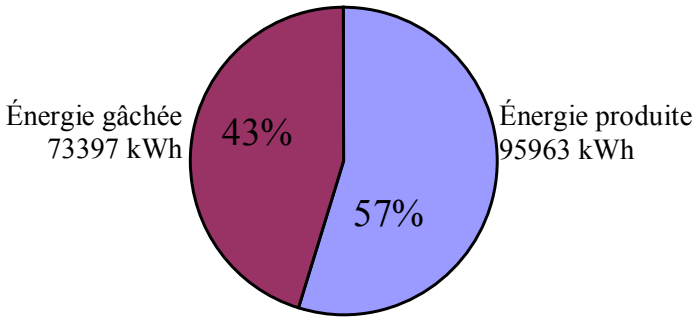


Figure 5.2.3 : *Énergie produite et énergie gâchée (à cause du délestage) sur 15 ans avec une capacité de production PV de 8,4 kWc et une capacité de stockage de 146 kWh.*

Si nous considérons un coût de rachat de l'énergie de 4,42 c€ [JO_02], (coût minimal d'achat pour une installation de puissance inférieure à 36 kVA), la vente de l'énergie, normalement délestée, au fournisseur du réseau principal lui rapporterait 3244 €. Cela compenserait largement le coût d'abonnement (884 €) et pourrait permettre, dans certain cas, d'amortir les coûts d'accès au réseau (voir figure 4.3.2).

Afin de limiter les temps de calcul, dans le paragraphe 5.3 nous ne considérerons plus que l'année (la plus pénalisante, ici 1995) où l'état de charge de la batterie descend au plus bas (figure 5.2.4), les autres années offrant de meilleurs gisements de production conduiront simplement à un délestage plus important. Le calcul sur quinze ans se fait alors en considérant toutes les années identiques à celle-ci. Nous noterons que l'état de charge atteint les niveaux les plus bas en hiver, c'est à cette période que l'accumulateur est le plus sollicité (production plus faible et consommation légèrement plus élevée). En été, seul un faible pourcentage de la capacité de la batterie est exploité.

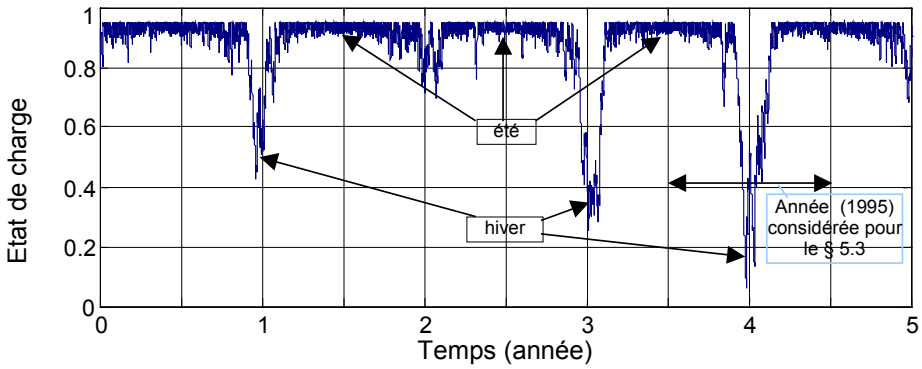


Figure 5.2.4 : *Évolution de l'état de charge sur plusieurs années. Définition de l'année (la plus pénalisante) considérée pour le prochain calcul.*

5.3 Analyse d'un site de production photovoltaïque-éolien non couplé au réseau :

Dans cette partie, nous allons étudier le cas d'un utilisateur dont les seules ressources énergétiques sont le vent et le soleil. Nous attendons qu'une éventuelle complémentarité permette de baisser les coûts globaux. Ce cas correspond au synoptique de la figure 5.3.1.:

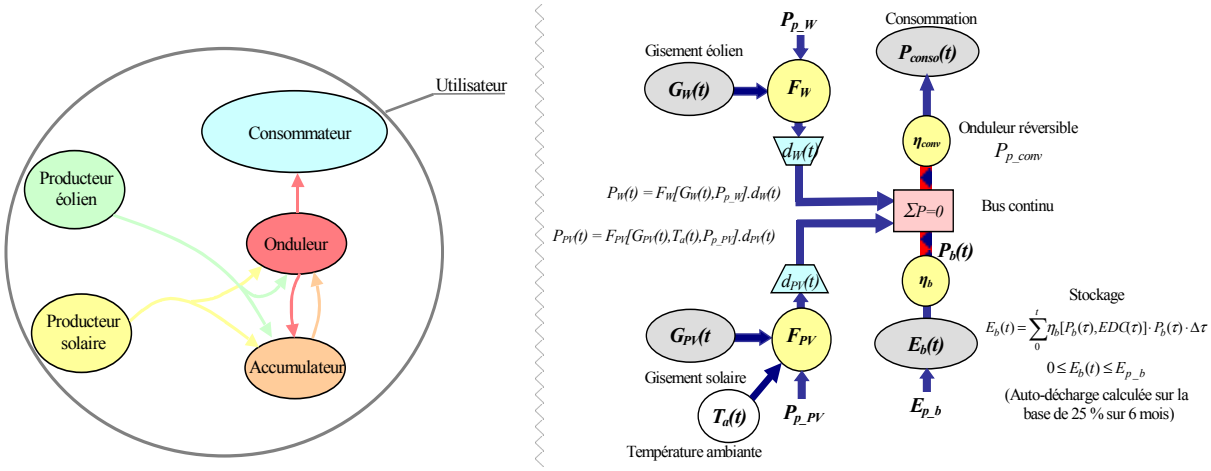


Figure 5.3.1 : *Synoptique des échanges d'énergie dans un système multi-source sans réseau.*

L'équation 4.2.12 relative au coût que doit acquitter l'utilisateur devient :

$$C_{Tot}(t) = C_{I_PV}(P_{p_PV}) + C_{I_W}(P_{p_W}) + 210 \cdot E_{p-b} + C_{I_conv}(P_{p_conv}) + \frac{\beta_{PV} \cdot P_{p_PV}}{8766} \cdot t + \sum_0^t \gamma_W(P_{p_W}) \cdot P_W(\tau) \cdot \Delta\tau + \sum_0^t \gamma_b \cdot |P_b(\tau)| \cdot \Delta\tau \qquad (5.3.1)$$

Les contraintes sont :

$$\begin{cases} P_{conso}(t) = \eta_{conv}[P_{PV}(t), P_W(t), P_b(t)] \cdot [P_{PV}(t) + P_W(t) + P_b(t)] \\ E_b(t) \le E_{p_b} \\ |P_{conso}(t)| \le P_{p_conv} \end{cases} \quad \forall t \in [0,T] \qquad (5.3.2)$$

La première contrainte nous montre bien qu'il y a possibilité de diminuer la contribution de la batterie ($P_b(t)$) s'il y a une bonne complémentarité de l'ensoleillement et de la vitesse du vent.

De la même manière que dans le cas précédent, la décharge et la recharge de l'accumulateur sont imposées par le consommateur et les systèmes de production. Nous ne pouvons alors qu'optimiser le dimensionnement du système en vue d'une minimisation du coût total tout en satisfaisant les contraintes de continuité d'approvisionnement du consommateur et de capacité de stockage maximale.

Nous avons fait le calcul du coût total d'un tel système pour plusieurs configurations de capacités de production éolienne et solaire et de capacité de stockage électrochimique. Ces calculs systématiques ont été fait avec des incréments de 300W pour les puissances crêtes de production et de 5kWh pour l'accumulateur. Les calculs ont été faits sur 15 ans en considérant

toutes les années identiques à celle définie sur la figure 5.2.4 (la plus pénalisante). La figure 5.3.2 donne le coût total d'investissement du système en fonction des capacités de production solaire et de stockage installées pour quatre valeurs différentes de la puissance crête éolienne, les traits noirs représentent la limite de la zone calculée sans éolienne.

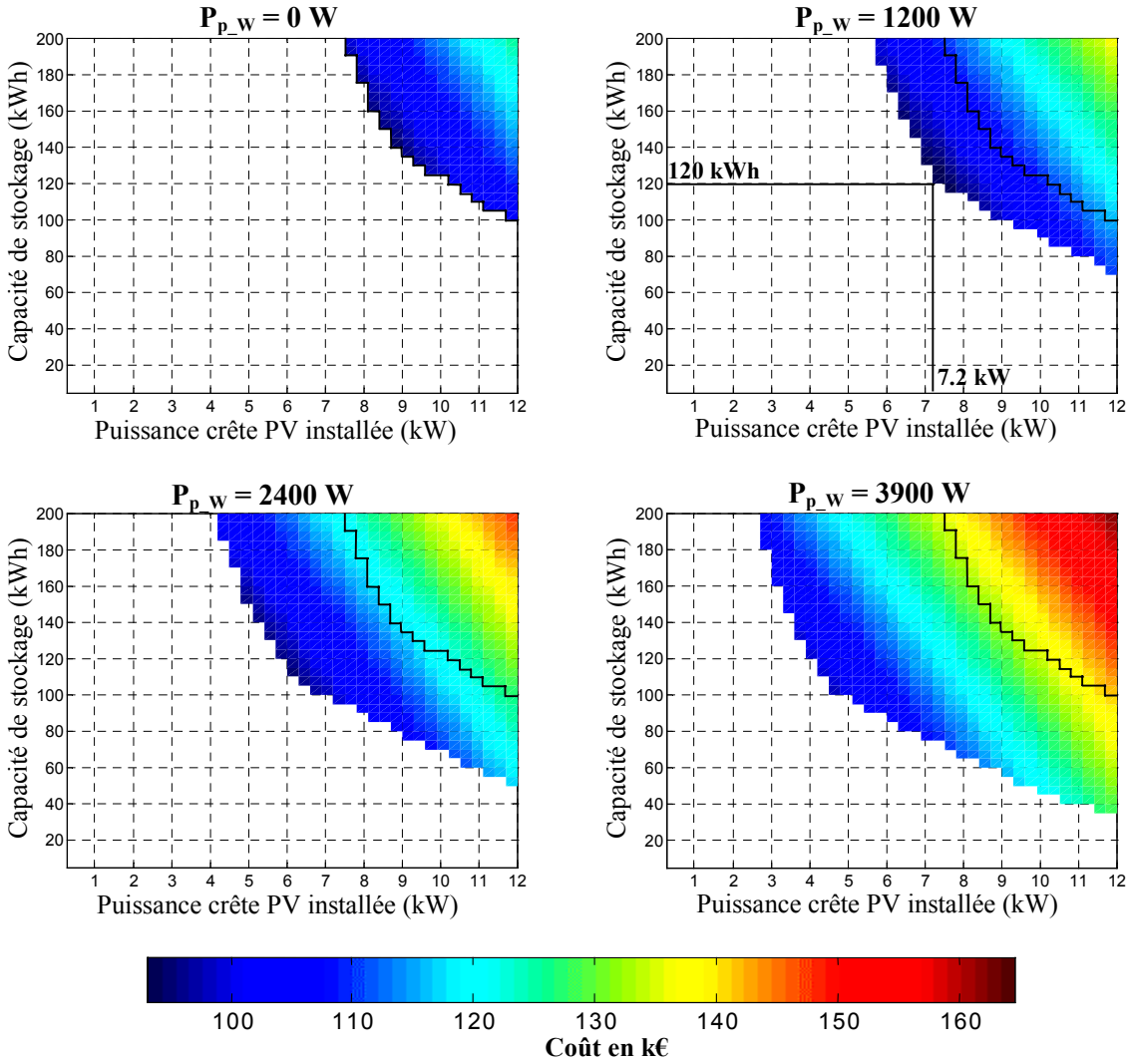


Figure 5.3.2 : *Coût total du système en fonction des capacités de production solaire et de stockage installées pour quatre valeurs différentes de la puissance d'éolienne P_{p_w}.*
En trait noir, la limite de la zone calculée sans éolienne.

Nous voyons par ces résultats que la production éolienne peut permettre de diminuer la capacité de stockage nécessaire au fonctionnement du système. Mais ceci ne se traduit pas forcément par une diminution très importante du coût total. Dans notre cas, avec les gisements éolien et solaire de notre site de production, le coût minimal est atteint avec une puissance crête éolienne P_{p_w} de 1200 W, 7,2 kWc photovoltaïques et 120 kWh de stockage électrochimique au plomb. Les détails des coûts pour cet exemple, comparé au précédent (générateur PV seul), sont donnés dans le tableau suivant.

Détails des coûts supportés par l'utilisateur sur 15 ans			
Utilisateur alimenté par un système autonome **PV** avec stockage		Utilisateur alimenté par un système autonome **PV + éolienne** avec stockage	
Coût photovoltaïque (puissance crête : 8.4 kW)	50400 €	Coût photovoltaïque (puissance crête : 7,2 kW)	43200 €
		Coût éolienne (puissance crête : 1200 W)	12000
Coût onduleur (puissance crête : 6 kW)	5400 €	Coût onduleur (puissance crête : 6 kW)	5400 €
Coût accumulateurs (146 kWh)	30660 €	Coût accumulateurs (120 kWh)	25200 €
Coût d'usure et d'entretien du système	8435 €	Coût d'usure et d'entretien du système	7477 €
Coût total	94895 €	Coût total	93277 €

Tableau 5.3.1 : *Détails des coûts liés à l'utilisateur : à gauche utilisateur alimenté par un système autonome PV avec stockage, à droite utilisateur alimenté par un système autonome PV + éolienne avec stockage.*

Avec 7,2 kWc de panneaux photovoltaïques et une éolienne de 1200 W, les potentiels de production sur les quinze années sont respectivement de 145000 kWh et 20000 kWh. En fonctionnement autonome avec une capacité de stockage de 120 kWh, les productions réelles auront été de 56 % du potentiel de production pour le solaire et de 65 % pour l'éolien (figure 5.3.3) :

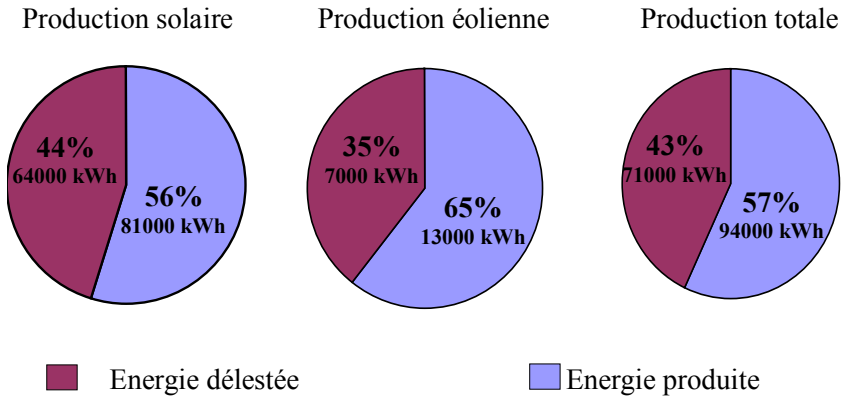


Figure 5.3.3 : *Énergie délestée, énergie produite sur 15 ans avec 7,2 kWc PV, 1200 W éolien et 120 kWh de stockage.*

Comme dans le cas précédent, la vente de l'énergie non produite par le producteur au fournisseur du réseau principal (3140 € à 4,42 c€/kWh) pourrait permettre, dans certain cas, d'amortir les coûts d'accès au réseau.

5.4 Analyse du site de production de l'ENS :

Nous avons vu, grâce aux études réalisées aux § 5.2 et 5.3, que le souhait de satisfaire l'utilisateur, quelles que soient les conditions météorologiques, nous amène à avoir des systèmes de production de puissances importantes ainsi qu'une forte capacité de stockage. Nous avons pu voir également qu'environ la moitié de la productibilité énergétique de ces systèmes de production était perdue dans le délestage. La revente de l'énergie non produite permettrait, dans la plupart des cas, de compenser les coûts d'une connexion au réseau principal.

Pour ces raisons, nous pensons qu'il est intéressant pour un consommateur, sensible aux problèmes environnementaux et soucieux de sa sécurité d'approvisionnement, de disposer d'une connexion au réseau principal afin d'avoir un système de production raisonnablement dimensionné et de pouvoir convertir en électricité toutes les ressources disponibles sans délestage.

C'est dans cet esprit que nous avons dimensionné notre système de production expérimental. Les puissances crêtes de production sont de 2 kWc pour le solaire et 1,5 kWc pour l'éolien. La capacité de stockage est de 15 kWh. Nous avons les synoptiques d'échanges d'énergie déjà présentés dans le chapitre précédent (figure 5.4.1) :

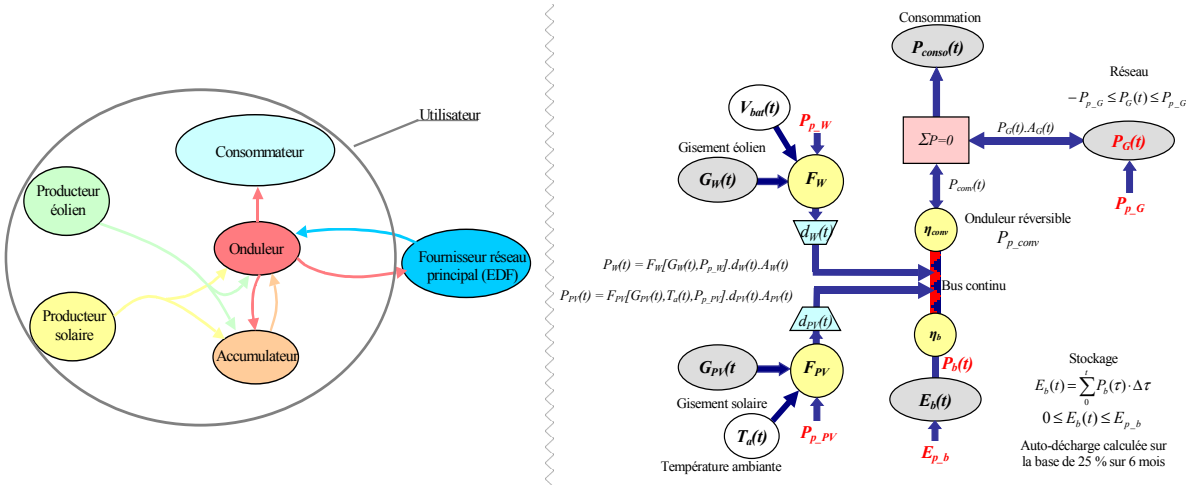


Figure 5.4.1 : *synoptique des échanges d'énergie dans un système multi-sources avec réseau et stockage.*

Nous avons détaillé dans le chapitre 3 (§ 3.2.4) le mode de gestion de l'onduleur TRACE. La batterie est maintenue à un état de charge constant et toute l'énergie produite non utilisée par le consommateur est renvoyée sur le réseau. Au contraire, lorsque la production n'est pas suffisante, le réseau fournit l'énergie manquante au consommateur.

Le tableau suivant présente le détail des coûts de cette configuration avec le mode de gestion de l'onduleur. La consommation exploitée est celle d'une année (données ENERTECH) reproduite 15 fois, les données météo sont celles fournies par Météo France sur le site de Saint-Jacques de la Lande :

Détails des coûts supportés par l'utilisateur sur 15 ans			
Utilisateur relié au réseau seul		Utilisateur PV + éolienne + réseau + stockage	
		Coût panneaux solaires (puissance crête : 2 kW)	12000 €
		Coût éolienne (puissance crête 1,5 kW)	15000 €
		Coût onduleur (puissance crête : 4,5 kW)	4650 €
		Coût accumulateurs (15 kWh)	3150 €
Total investissement	**0 €**	**Total investissement**	**34800 €**
		Coût d'usure et d'entretien du système	257 €
		Abonnement réseau 6 kVA	884 €
Abonnement 6 kVA Coût du kWh : 0,1032 €/kWh	884 €	Coût énergie achetée (43083 kWh à 0,1032 €/kWh)	4446 €
Cout énergie achetée (sur 15 ans : 75326 kWh)	7774 €	Vente énergie non consommée (27797 kWh à 0,0442 €/kWh)	-1229 €
Total exploitation	**8658 €**	**Total exploitation**	**4358 €**
Coût total	**8658 €**	**Coût total**	**39158 €**

Tableau 5.4.1 : *Détails des coûts liés à l'utilisateur : à gauche utilisateur relié au réseau seul, à droite utilisateur alimenté par un système autonome PV + éolienne + réseau + stockage. Gestion d'énergie du TRACE.*

Notons que les coûts d'investissement pour cette installation représentent 89 % du coût total. L'énergie servant à alimenter le consommateur provient pour 43 % des systèmes de production et pour 57 % du réseau principal, ce qui fait une dépendance importante de l'utilisateur au réseau principal. 50 % de l'énergie produite localement sont consommées sur le site, 42 % sont envoyées sur le réseau principal et 8% sont dissipées en pertes.

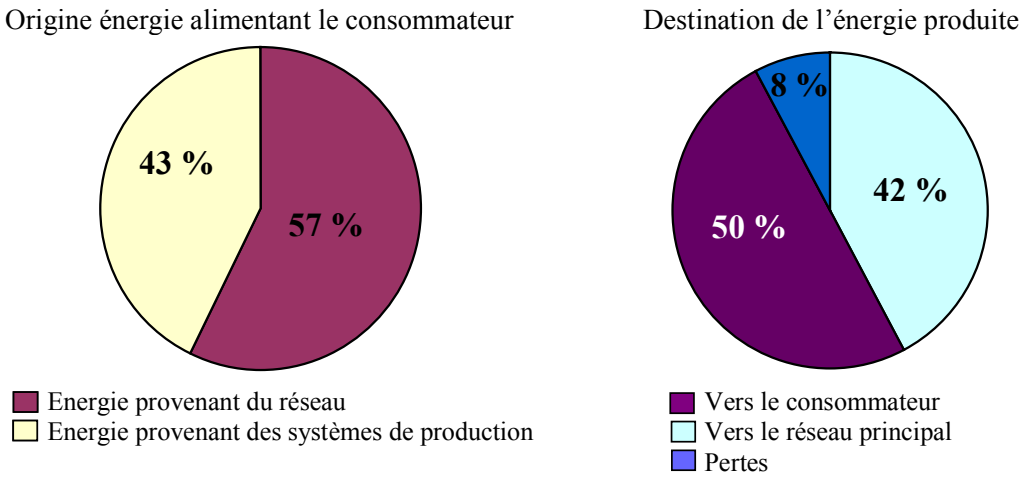


Figure 5.4.2 : *Origine de l'énergie alimentant le consommateur, destination de l'énergie produite. Mode de gestion de l'énergie du TRACE.*

Dans ce mode de gestion de l'énergie, l'objectif est de maintenir les accumulateurs proches de la pleine charge. Une gestion d'énergie adaptée pourrait permettre de diminuer la dépendance de l'utilisateur au réseau principal. Ce mode de gestion consisterait alors à minimiser l'énergie achetée au réseau principal. Dans ce cas, l'énergie alimentant le consommateur serait d'abord prise sur les systèmes de production locaux puis, si cela ne suffisait pas, au dispositif de stockage. Si ce dernier était déchargé, alors le réseau fournirait l'énergie manquante au consommateur. L'accumulateur ne pourrait être rechargé qu'à partir des systèmes de production.

Avec ce mode de gestion, nous obtiendrions les coûts donnés au tableau 5.4.2 :

Détails des coûts supportés par l'utilisateur sur 15 ans			
Utilisateur PV + éolienne + réseau + stockage Mode de gestion du TRACE		Utilisateur PV + éolienne + réseau + stockage Mode de gestion minimisant l'énergie achetée au réseau principal	
Coût panneaux solaires (puissance crête : 2 kW)	12000 €	Coût panneaux solaires (puissance crête : 2 kW)	12000 €
Coût éolienne (puissance crête 1,5 kW)	15000 €	Coût éolienne (puissance crête 1,5 kW)	15000 €
Coût onduleur (puissance crête : 4,5 kW)	4650 €	Coût onduleur (puissance crête : 6 kW)	5400 €
Coût accumulateurs (15 kWh)	3150 €	Coût accumulateurs (15 kWh)	3150 €
Total investissement	**34800 €**	**Total investissement**	**35550 €**
Coût d'usure et d'entretien du système	**257 €**	Coût d'usure et d'entretien du système	**4284 €**
Abonnement réseau 6 kVA	884 €	Abonnement réseau 6 kVA	884 €
Coût énergie achetée (43083 kWh à 0,1032 €/kWh)	4446 €	Coût énergie achetée (19642 kWh à 0,1032 €/kWh)	2027 €
vente énergie non consommée (27797 kWh à 0,0442 €/kWh)	-1229 €	Vente énergie non consommée (1852 kWh à 0,0442 €/kWh)	-82 €
Total exploitation	**4358 €**	**Total exploitation**	**7113 €**
Coût total	**39158 €**	**Coût total**	**42663 €**

Tableau 5.4.2 : *Détails des coûts liés à un utilisateur alimenté par un système autonome PV + éolienne + réseau + stockage. A gauche Gestion d'énergie par l'onduleur TRACE, à droite mode de gestion minimisant la contribution du réseau.*

L'énergie servant à alimenter le consommateur provient pour 44 % des systèmes de production, pour 30% du dispositif de stockage et pour 26 % du réseau principal. 50 % de l'énergie produite localement sont consommées sur le site, 38 % sont stockées, 3 % sont envoyées sur le réseau principal et 9% sont dissipées en pertes.

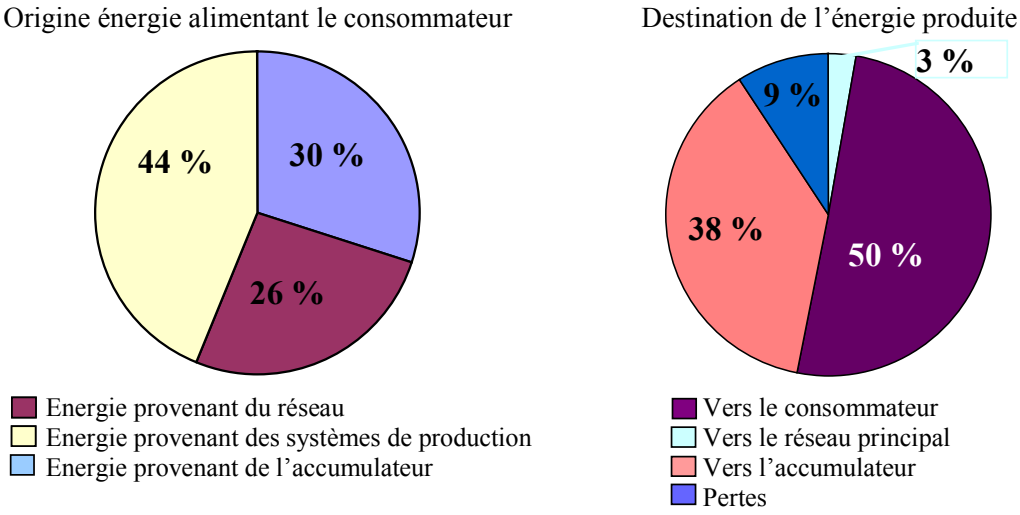


Figure 5.4.3 : *Origine de l'énergie alimentant le consommateur et destination de l'énergie produite, dans le cas d'un mode de gestion de l'énergie minimisant le recours au réseau. L'accumulateur n'est rechargé qu'à partir des systèmes de production.*

Nous voyons que, avec ce mode de gestion, nous arrivons à diminuer d'un rapport deux la contribution du réseau à l'alimentation de l'utilisateur. Mais, ce mode de gestion impose un cyclage important de la batterie qui fait croître considérablement le coût d'usure et d'entretien (de 257 € à 4284 € dont 4027 € pour le cyclage) et rend le coût d'exploitation plus élevé. En effet, nous avons montré au chapitre 4 (§ 4.3.4) que le fait de stocker et de reprendre 1 kWh dans l'accumulateur a un coût de 7,7 c€/kWh. Si nous ne tenons pas compte des rendements de l'onduleur, le « stockage » d'1 kWh dans le réseau a un coût de 5,9 c€/kWh. Or, le mode de gestion normale de l'onduleur TRACE est tel qu'il « stocke » l'énergie produite non utilisée dans le réseau, ce qui explique que ce mode soit plus avantageux économiquement. C'est notamment dans ce mode de fonctionnement qu'un stockage inertiel, dont le coût de cyclage serait très faible (nombre de cycles très élevé [BER_th] [KER_th]), peut se montrer mieux adapté que les technologies électrochimiques.

Remarque sur le coût d'achat du kWh au producteur :

Afin de favoriser le développement des énergies renouvelables, certains pays subventionnent les coûts de rachats du kWh produit à partir de ces ressources. A titre d'exemple, le coût de rachat du kWh électrique produit par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, effectif à ce jour en France, est fixé par le décret du 14 mars 2002. Cet arrêté stipule que, sous certaines conditions, « l'énergie active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs ci dessous exprimés en c€/kWh hors TVA :

En métropole continentale : 15,25

En Corse, dans les département d'outre-mer, et dans la collectivité territoriale de Saint Pierre et Miquelon : 30.5 »

Ces tarifs imposent certaines restrictions. Typiquement, il n'est pas possible de stocker de l'énergie acheté au réseau pour la lui revendre ensuite à ces tarifs préférentiels. Ceci impose alors des structures adaptées de comptage de l'énergie.

La gestion d'énergie est quant à elle minimale, voire inexistante. En effet, dès lors que le coût de rachat du kWh par le réseau est à celui que le consommateur achète au réseau, le producteur-consommateur a tout intérêt, d'une part, à vendre la totalité de sa production au réseau et, d'autre part, à lui acheter toute l'énergie dont il a besoin.

5.5 Intérêts de la gestion d'énergie - Perpectives :

Dans les études réalisées, en fonctionnement autonome ou couplé au réseau, nous avons dimensionné le système pour qu'il puisse satisfaire la consommation quelles que soient les conditions de production. Ainsi nous avons pu voir que, en fonctionnement autonome, ceci nous mène à un dimensionnement important des différents éléments, notamment l'accumulateur et que les flux énergétiques sont uniquement imposés par la consommation et la production. Dans ce cas, mis à part le délestage, il n'y a pas de stratégie de gestion d'énergie. Lorsqu'un tel système de production est couplé au réseau, nous avons vu que, compte tenu du coût de cyclage des accumulateurs, les stratégies de gestion d'énergie sollicitant les accumulateurs entraînent un surcoût. Ce qui en réduit l'intérêt économique, l'avantage principal étant de ne plus délester et donc de contribuer à l'augmentation de la production globale d'origine renouvelable.

Nous pouvons alors juger, que dans le contexte actuel, la gestion d'énergie ne présente pas d'intérêt économique. Ainsi pour un utilisateur uniquement producteur, la gestion d'énergie la plus économique aujourd'hui, est d'envoyer toute l'énergie produite immédiatement au réseau (production « au fil du vent ou du soleil »).

Actuellement ces systèmes de productions exploitant des ressources fluctuantes représentent une faible part de la production totale. Leurs fluctuations de production peuvent donc être largement supportées par le gestionnaire réseau qui dispose d'une marge de réglage suffisante. Mais, si la part de production d'électricité par de telles sources aléatoires devenait significative, le gestionnaire du réseau ne pourra probablement plus tolérer de tels fluctuations, ce qui risquent d'être un frein à leur développement. Il devra, peut-être par le jeu d'un système de pénalités économiques, introduire des contraintes aux producteurs sur leur qualité de production. Cela pourra par exemple imposer aux (petits) producteurs le lissage de leur production par l'utilisation d'un dispositif de stockage (qui leur assurent en outre une plus grande sûreté de fonctionnement), ou imposer des créneaux horaires pendant lesquels le réseau n'accepte pas d'acheter leur production. De telles contraintes imposeront d'optimiser les transferts d'énergie du système, à partir de données prévisionnelles de production et de consommation, et d'infléchir en « temps réel » le comportement du consommateur - producteur. Par exemple, à travers des automatismes de pilotage de certains appareils électriques non prioritaires.

Dans un exemple caricatural, nous allons présenter le cas simple d'un producteur exploitant uniquement une ressource solaire (pas de consommateur). Nous faisons ici l'hypothèse que le gestionnaire réseau impose au producteur, et que celui ci s'engage à fournir une puissance parfaitement lissée sur une journée. La figure 5.5.1 représente cette situation sur trois journées :

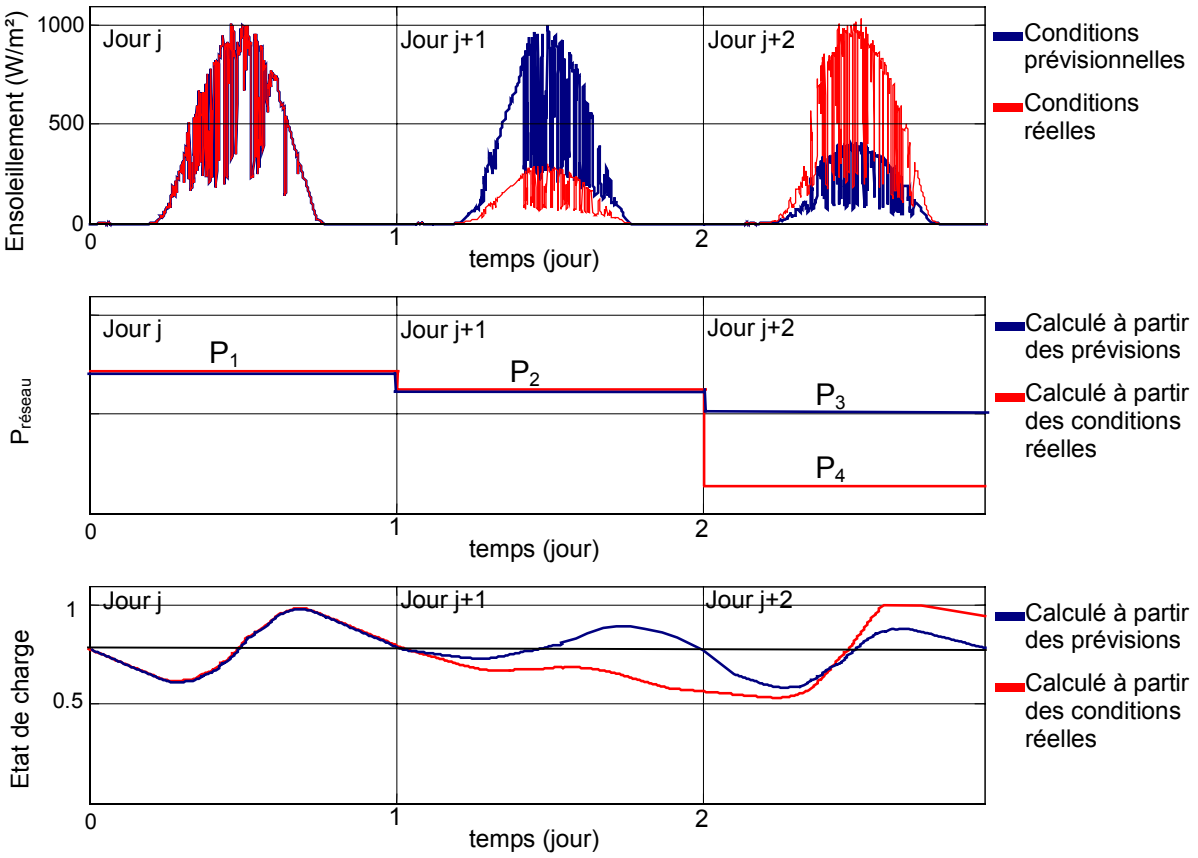


Figure 5.5.1 : *Cas simple d'un producteur photovoltaïque. Le gestionnaire réseau impose au producteur de fournir une puissance constante sur une journée. Prévisions et situations réelles.*

Sur la base de données météorologiques prévisionnelles, le producteur estime sa production. Il en déduit quelle puissance il doit fournir au réseau et la stratégie de gestion qu'il doit adopter dans ce cas (courbes en bleu). La première journée ('j'), les conditions réelles sont identiques aux prévisions, il ne commet donc pas d'erreur : le comportement optimal qu'il doit avoir, compte tenu des conditions réelles (courbes en rouge), est donc identique à celui calculé à partir des prévisions. La seconde journée ('j+1') le producteur s'engage et décide de fournir au réseau la puissance P_2 calculée sur la base de la situation réelle passée ('j') et des prévisions de production ('j+1'). Or les conditions réelles étant très différentes de celles prévues, afin de répondre à l'engagement, le producteur sollicitera sa batterie. A la suite de quoi, le jour 'j+2', compte tenu de la situation énergétique réelle passée ('j+1') et des nouvelles prévisions, le producteur s'engage à fournir la puissance P4 au réseau, qui permettra de satisfaire ses engagements tout en rétablissant l'état de charge (correction de l'erreur commise à 'j+1'). La réalité étant plus favorable le jour 'j+2' amènera la batterie à sa pleine charge, il délestera ensuite éventuellement la production.

La gestion d'énergie du système complet recevant des données prévisionnelles trouve également tout son intérêt dans le cas où nous souhaitons modifier/adapter le comportement du consommateur afin de le faire évoluer vers une meilleure utilisation de ses ressources. Ainsi, en fonctionnement autonome, nous pourrions mieux dimensionner le système (tant la production que le stockage). Cette stratégie pourrait permettre d'accroître l'autonomie maximale et de ne plus gaspiller un éventuel surplus temporaire de production que des batteries déjà chargées ne pourraient pas accumuler.

Nous pouvons enfin imaginer la situation où c'est, cette fois, le gestionnaire réseau lui-même qui commande tous les accumulateurs (disposant chacun d'un indicateur d'état de charge et de disponibilité) pour gérer idéalement cet ensemble complexe d'un stockage dispersé.

5.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait l'étude technico-économique de quelques configurations élémentaires de systèmes de production électrique.

Ainsi l'étude, sans production locale (couplée au réseau) mais avec stockage, nous a permis de mettre en évidence l'intérêt d'une gestion « intelligente » de l'énergie. Notamment dans le cas de l'écrêtage de la consommation, nous avons montré qu'en contrôlant la puissance de recharge de la batterie, nous pouvions réduire de manière importante les coûts énergétiques de cette application. De la même manière, nous avons montré que l'utilisation de l'accumulateur dans sa zone de fonctionnement optimal (chapitre 3 § 3.1.4) nous oblige à le surdimensionner en première apparence mais, au final, permet une réduction des coûts énergétiques. L'optimum économique résulte alors d'un compromis entre le coût d'investissement et le coût d'exploitation.

Les dimensionnements de systèmes en fonctionnement autonome nous ont montré que la rentabilité étaient atteinte si nous nous trouvions à plus d'une certaine distance du réseau basse tension le plus proche (un peu moins de 4 km dans notre exemple particulier, avec les coûts en vigueur en France en 2002). Dans la plupart des cas, la vente de l'excédant d'énergie (délestée en fonctionnement autonome) permettrait de compenser le coût de la connexion au réseau, et offrirait à l'utilisateur la satisfaction d'exploiter à 100 % son système de production. Cependant, les dimensionnements importants ainsi obtenus nous laissent penser qu'il est intéressant, pour un consommateur – producteur, d'être connecté au réseau principal si celui-ci n'est pas trop éloigné. Ceci permet de ramener à des tailles plus raisonnables les unités de productions.

Une gestion simplifiée de l'énergie nous a montré que nous pouvions, avec des capacités de production plus faible qu'en fonctionnement autonome (quasiment un rapport deux dans le cas traité), alimenter le consommateur en énergie avec une faible contribution du réseau (26 % dans le cas traité).

Le cas d'un producteur fournissant toute sa production au réseau n'a pas été traité. Notons tout de même, qu'avec nos modèles et les gisements de production, à Saint-Jacques de la Lande, 1 Watt-crête solaire installé aura coûté 6 € et produit 1,35 kWh par an, 1 Watt-crête en petit éolien installé aura coûté 10 € et produit 1,14 kWh par an. Les coûts de productions sont alors de 30 c€/kWh pour le photovoltaïque et de 60 c€/kWh pour l'éolien. Ces coûts peuvent sembler élevés mais notons que nous disposons d'un site qui n'est pas forcément adapté, d'un point de vue économique, à la production d'électricité. Cependant, dans une volonté de diversification des ressources énergétiques exploitées et d'une production au plus près du consommateur, ceci se révélera inévitablement « souvent » le cas, du moins à court terme.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette thèse concernent les systèmes de production d'électricité décentralisés couplés au réseau et capable d'un fonctionnement autonome. Ces dispositifs semblent amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production centralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties, très fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

D'un point de vue économique, ces dispositifs ne sont pas encore compétitifs et nous pouvons penser qu'ils le seront difficilement à court terme. Cependant, la sûreté élevée qu'ils offrent, grâce à la présence de dispositifs de stockage d'énergie et à leur forte décentralisation, conjuguée à une volonté publique, liée aux nécessités du développement durable, peut faire infléchir cette tendance et rendre, à moyen et long termes, ces dispositifs économiquement viables.

C'est dans cet objectif de diminution du coût par un dimensionnement optimal du système et une gestion adéquate de l'énergie que ces travaux s'inscrivent. Nous avons donc conçu et implanté un tel système de dimensions réalistes (échelle de l'habitat individuel) et nos travaux ont naturellement porté sur :

- l'établissement des modèles énergétiques et économiques des différents sous-systèmes,
- le développement d'outils de dimensionnement optimal et de gestion d'énergie sur la base d'un formalisme économique adapté,
- les analyses technico-économiques de différentes configurations du système.

Tout le long de ces travaux, deux critères ont guidé notre démarche :

- développer des modèles, à la fois simples, précis et suffisamment rapides pour permettre l'étude d'optimisation du système complet,
- confronter, grâce à notre site expérimental, nos modélisations aux mesures afin de vérifier leur validité, de préciser les conditions de leur application et de déceler les éventuels points durs.

Ainsi, après un bref rappel sur les ressources énergétiques renouvelables et sur les systèmes de production associés, nous nous sommes intéressés aux chaînes de production éolienne et photovoltaïque. Les études énergétiques, menées aussi bien sur les plans théoriques qu'expérimentaux, ont permis de montrer :

- pour la chaîne éolienne, qu'une étude, limitée au premier harmonique et au régime permanent, permet un bon rendu énergétique sur de longues périodes. Cela suppose cependant que la fonction de corrélation « site de production/site de mesure » soit bien identifiée. De plus, nous avons montré la corrélation entre la tension du bus continu et la puissance récupérée par l'éolienne et donc le possible intérêt d'une très simple adaptation de type MPPT. Enfin, il a été mis en évidence que l'adjonction d'un transformateur entre le redresseur et l'aérogénérateur s'avère être très néfaste pour le rendement énergétique global, surtout aux faibles vitesses de vent,
- concernant le générateur photovoltaïque, qu'un modèle polynomial, prenant en compte la température, permet une estimation précise et rapide de la production d'énergie pour des conditions météorologiques données (ensoleillement et température). Les modèles physiques plus élaborés que nous avons aussi étudiés donnent également de bons résultats. Néanmoins, leur mise en oeuvre dans le cadre d'une étude globale s'avère être inadaptée.

La modélisation énergétique des composants de gestion d'énergie a ensuite été réalisée. Tout d'abord, un modèle simplifié relatif au système de stockage électrochimique (batteries plomb-acide) a été étudié. Le modèle, basé sur celui de CIEMAT, bien que simple, permet de déterminer convenablement l'évolution du courant dans la batterie et son état de charge, à condition cependant de fonctionner à puissance régulée. Concernant l'onduleur, sa modélisation a été réduite à deux caractéristiques de rendement selon le sens des transferts d'énergie. Ces caractéristiques ont été identifiées expérimentalement à partir de notre site.

Ces différents modèles énergétiques ont été ensuite utilisés afin de modéliser le système complet de production éolienne et photovoltaïque, couplé au réseau, avec son accumulateur. La confrontation avec l'expérimentation a donné des résultats tout à fait satisfaisants. Tout d'abord, les temps de calculs s'avèrent être raisonnables (environ 200 secondes pour une année complète avec des données horaires). Ensuite, les résultats obtenus ont permis de montrer une bonne simulation du comportement énergétique du système complet comparativement aux mesures.

En vue d'établir un dimensionnement optimal et de déterminer des lois de gestion d'énergie optimisées, nous avons dû développer un formalisme et une approche économique adaptés. Un modèle économique, dont les paramètres ont été déterminés à partir de données constructeurs et/ou de fournisseurs, a été établi pour chaque élément du système. En particulier, l'hypothèse simplificatrice (établie sur la base de l'observation de caractéristiques réelles) que le produit du nombre de cycles par la profondeur de décharge est constant a largement simplifié l'approche du calcul du coût de cyclage des accumulateurs électrochimiques. Bien sûr, dans une étude approfondie, il serait sans doute nécessaire d'effectuer des considérations plus fines mais également beaucoup plus lourdes en temps de calcul.

Disposant de modèles énergétiques, économiques et d'outils de dimensionnement et de gestion, nous avons effectué une étude d'optimisation fondée sur des cas simples de systèmes multi-production. Pour aborder ce difficile problème, nous nous sommes alors placés dans le cadre d'un producteur-consommateur dont les conditions météo au site de production ainsi

que sa propre consommation sont supposées connues, donc déterministes. La problématique était alors la recherche de stratégies de gestion des flux d'énergie et des caractéristiques fondamentales des éléments de l'installation (puissances crêtes photovoltaïque, éolienne, capacité de stockage, …) optimales permettant la minimisation du coût énergétique.

Différentes configurations ont été alors étudiées :

- un système sans production locale, disposant d'un stockage, qui nous a permis de mettre en évidence l'importance d'une gestion d'énergie adaptée à une application donnée. En particulier, dans le cas traité, par une meilleure répartition de la recharge afin de travailler à des rendements plus élevés,
- deux systèmes en fonctionnement autonome, qui nous ont permis de montrer que la viabilité économique de ces installations est intimement liée à la distance de raccordement au réseau basse tension (dans le cas étudié : 4 km). Mais les dimensionnements lourds (puissances crêtes et capacité de stockage élevées) ainsi obtenus nous laissent penser qu'il est très avantageux, pour un consommateur – producteur, d'être connecté au réseau principal si celui-ci n'est pas trop éloigné. Ceci permet en effet de ramener à des tailles plus raisonnables les unités de production et de les exploiter à 100 % (plus de nécessité de délestage et donc d'un gaspillage d'environ moitié de la capacité réelle de production),
- notre système expérimental (multi-production avec stockage et réseau) qui nous a permis de montrer que, avec une gestion simple de l'énergie, nous pouvions, avec des capacités de production plus faibles qu'en fonctionnement autonome (quasiment un rapport deux dans le cas traité), alimenter le consommateur en énergie avec une faible contribution du réseau, mais, au prix d'un surcoût entraîné par le cyclage de la batterie électrochimique. Ceci nous conforte ainsi dans l'idée qu'un moyen à forte capacité de cyclage, tel que le stockage inertiel, est nécessaire dans ces applications.

De nombreux travaux demeurent nécessaires au-delà de cette thèse. Citons par exemple l'établissement de la relation entre la vitesse du vent et la production électrique qui est particulièrement difficile à estimer en milieu turbulent.

L'élaboration des fonctions de corrélation (supposées unitaires dans les travaux présentés), entre le site de mesure météorologique et le site de production souvent distant du premier, permettra de répondre au problème très concret du manque de données sur de longues périodes nécessaires au dimensionnement d'un système de production.

Un autre point délicat consiste en l'étude de l'impact, sur le dimensionnement ou sur la détermination de la stratégie de gestion d'énergie optimale, du moyennage des données à partir desquelles on travaille.

En parallèle à ces travaux, des recherches sur un stockage inertiel, adapté à ces applications, sont menées sur le site de Bretagne du laboratoire SATIE. Un moteur générateur a été réalisé et nous souhaitons pouvoir utiliser ce système pour notre installation.

Ces travaux ont également dégagés des perpectives à plus long terme. Nous avons traité ce problème de manière déterministe. Or l'aspect non déterministe des ressources et des besoins doit être pris en compte notamment dans la procédure d'optimisation de la gestion d'énergie du système complet. Celle-ci devra nécessairement exploiter des données prévisionnelles météorologiques et de consommation. L'analyse intelligente des prévisions de production et des besoins pourra permettre d'aider le consommateur à mieux adapter son comportement aux prévisions météorologiques. On pourra alors réduire les puissances installées, et donc le coût, des systèmes de production tout en satisfaisant les mêmes besoins, ceci sans perte de confort démesurée. Le consommateur aura alors toujours la même consommation, en moyenne, mais

elle sera mieux répartie et plus en adéquation avec la production. Ceci pourra ce faire à travers des automatismes de pilotage de certains appareils électriques non prioritaires.

Ces perpectives sont l'objet de la thèse de Gaël ROBIN, débutée en septembre 2002, et codirigée par Pierre-Yves GLORENNEC, chercheur à l'IRISA, spécialiste des techniques de la logique floue et des réseaux de neurones.

Enfin, signalons que tous ces travaux ont été menés, jusqu'à maintenant, sans aucun partenariat et il nous semble aujourd'hui indispensable, pour leur donner une dimension plus réaliste et pour mieux contribuer à nos objectifs de développement durable, d'établir des collaborations solides avec les organismes concernés. Nous pensons à l'ADEME, bien sûr, mais aussi à EDF dont l'intérêt est sans doute de se diversifier vers les systèmes de production et de stockage fortement décentralisés. En outre, il semble particulièrement intéressant qu'un superviseur (centralisé !) prenne en charge le contrôle d'un ensemble d'accumulateurs répartis en situation normale de fonctionnement couplé au réseau. Chaque unité de production et de stockage pourrait par exemple recevoir des ordres de charge ou décharge à une puissance spécifiée par l'instance de contrôle et communiquer en retour sa disponibilité et son énergie disponible.

BIBLIOGRAPHIE

[ALZ 02] J. ALZIEU, « *Stockage « multi-batterie » pour alimentations photovoltaïques autonomes* », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.89-96.

[Bau_00] P. BAUER, S.W.H. DE HAAN, C.R. MEYL, JTG. PIERIK, « *Evaluation of Electrical Systems for offshore Windfarms* », CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.

[BER_th] N. BERNARD, **«** *Conception, dimensionnement et commande d'un moteur/générateur synchrone à excitation homopolaire et à bobinage dans l'entrefer pour accumulateur électrochimique d'énergie* **»,** thèse soutenue au LESiR (antenne de Bretagne) le 17 décembre 2001.

[Bes_02] G. BESLIN, « *Eolien offshore : attentes, espoirs et réalités* », colloque GEVIQ'2002, Marseille 12-13 juin 2002, pp.43-46.

[BOR_94] B.S. BOROWY, Z.M. SALAMEH, *« Optimum Photovoltaic array size for a hybrid Wind/PV system »*, IEEE Trans on Energy Conversion, Vol 9, n°3, sep 1994, pp. 482-488.

[BOR_96] B.S. BORWY,Z.M. SALAMEH, *« Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV hybrid System »*, IEEE Trans Energy Conv., Vol 11, n°2, June 1996, pp.367-375.

[Bou_02] P. BOULANGER, P. MALBRANCHE, « *Conversion de puissance et gestion d'énergie dans les systèmes photovoltaïques : état de l'art* », colloque GEVIQ'2002, Marseille 12-13 juin 2002, pp.60-65.

[CHE_97] R. CHEDID, S. RAHMAN, *« Unit Sizing and Control of Hybrid Wind-Solar Power Sytems»*, IEEE Trans Energy Conv., Vol 12, n°1, March 1997, pp.79-85.

[CLE 02] A. CLEMENT et al, « *Wave energy in Europe : current status and perspectives* », Renewable and sustainable energy reviews. 6 (2002), pp 405-431.

[COP 93] J.B. COPETTI, E. LORENZO, F. CHENLO, *« A general battery model for PV system simulation »*, Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol. 1, pp. 283-292, 1993

[DE BROE_99] A.M DE BROE, S. DROUILLET, V. GEVORGIAN, *« A Peak Power Tracker for Small Wind Turbine in Battery Charging Applications »*, IEEE Trans on Energy Conversion, Vol 14, n°4, dec 1999, pp. 1630-1635.

[DEB_99] A.M DE BROE et al., *« A peak power tracker for small wind turbines in battery charging applications »*, IEEE Trans Energy Conv., Vol 14, n°4, December 1999, pp.1630-1635.

[DIV_99] Thierry DIVEUX, *« Implantation d'un système éolien, optimisation par algorithmes génétiques »*, thèse de l'ENSAM (LEPT) soutenue le 29 septembre 2000.

[DUM 99] Christian DUMBS, *« Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque-diesel »*, thèse de l'Ecole des mines de Paris soutenue le 20 décembre 1999.

[ELL_96] M. ELLEUCH, M. POLOUJADOFF, *« A Contribution to the Modelling of Three Phase Transformers Using Reluctances »*, IEEE Trans. Mag, Vol 32, N°2, march 1996, pp. 335-343.

[GER_01] O. GERGAUD, B. MULTON, H. BEN AHMED, *"Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance"*, Electrotechnique du Futur 2001 nov. 2001, Nancy France, pp.17-22.

[GER_02] O. GERGAUD, B. MULTON, H. BEN AHMED, *"Analysis and Experimental Validation of various Photovoltaic System Models"*, 7th International ELECTRIMACS 2002 Congress, Aug. 2002, MONTREAL Canada.

[GIR_01] F. GIRAUD, Z.M. SALAMEH, *« Steady-State Performance of a grid-Connected Rooftop hybrid Wind-Photovoltaic Power System with Battery Storage»*, IEEE Trans on Energy Conversion, Vol 16, n°1, March 1994, pp. 1-7.

[GLA 02] C. GLAIZE, C. ALONSO, « *transfert d'énergie maximal en conversion photovoltaïque par un choix judicieux des commandes et des architectures* », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.65-87.

[HAU_00] E. HAU, *« Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics »*. Editions Springer 2000.

[Hoff_00] R. HOFFMANN; P. MUTSCHLER, « *The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines* ». CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.

[JAC 87] M. JACQUIER, *« Accumulateurs »*, Technique de l'ingénieur Génie Electrique D 940, 1987

[JO_02] *« Arrété du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA pouvant bénéficier de l'obligation d'achat »*. NOR : ECOI0100648A, Journal Officiel (France) numéro 62 du 14 mars 2002 page 4620.

[KEL_98] W.D KELLOGG et al., *« Generation Unit Sizing and Cost analysis for Stand-Alone Wind, Photovoltaic, and hybrid Wind/PV Systems »*, IEEE Trans on Energy Conversion, Vol 3, n°4, March 1998, pp. 70-75.

[KER_th].C. KERZREHO, « *Caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique intégrée sous chargement cyclique* », thèse soutenue à l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan (LMT) le 8 janvier 2002.

[LEC_02] L. LECLERCQ, B. ROBYNS, J.M. GRAVE, *"Control Based on Fuzzy Logic of a Flywheel Energy Storage System Associated With Wind and Diesel Generators"*, 7th International ELECTRIMACS 2002 Congress, Aug. 2002, MONTREAL Canada.

[MAR 02] T. MARTIRE, C. JOUBERT, C. GLAIZE, *"Feasibility and Stability Analysis of a Photovoltaic Pumping System for Deep Wells – Simulations and Experiments"*, 7th International ELECTRIMACS 2002 Congress, Aug. 2002, MONTREAL Canada.

[MAR_98] I. MARIE-JOSEPH, *« Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production électrique en site isolé »*, rapport d'avancement des travaux de thèse n°2 pour l'ADEME – thèse à soutenir prochainement (début 2003).

[MES_99] R. MESSENGER, J. VENTRE, *Photovoltaic Systems Engineering*, CRC Press, 1999.

[MIR_02] A. MIRECKI, X. ROBOAM, S. BOUX, L. MARRYO, *"Optimisation de la conversion d'énergie pour une éolienne à axe vertical"*, colloque GEVIQ'2002, Marseille 12-13 juin 2002, pp.72-77.

[MUL 01] E. MULJADI, C.P. BUTTERFIELD, *« Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation »*, IEEE Trans on industry application, Vol 37, n°1, January/February 2001, pp.240-246.

[MUL 02] B. MULTON, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, X. ROBOAM, S. ASTIER, B. DAKYO, C. NIKITA, « *Etat de l'art dans les aérogénérateur* », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.97-154.

[MUL 02bis] B. MULTON, « *L'énergie électrique : Analyse des ressources et de la production, place des sources renouvelables* », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.21-48.

[MUL 99] B. MULTON, « *Analyse des ressources et de la production* », Journées électrotechnique du club EEA, Paris 28-29 janvier 99.

[Mül_00] S. MÜLLER, M. DEIKE, R.W. DE DONCKER, *« Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor »*, CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.

[Obs_00] Observatoire de l'Energie, « *Tableaux des consommations d'énergie en France* », Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, document 2000.

[PRO 97] L. PROTIN, S. ASTIER ,"*convertisseurs photovoltaïques*", Techniques de l'ingénieur Génie Electrique D3 360.

[QUA_96] V.QUASCHNING, *"Numerical Simulation of current-voltage Characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells"*, Solar energy, Vol. 56, No. 6, pp. 513-520, 1996.

[SAM_02] E.J.R. SAMBATRA, G. BARAKAT, C. NICHITA, B. DAKYO, *"Simulation of Permanent Magnet Synchronous Generator Based Wind Energy System Conversion Under*

Stochastic Wind", 7th International ELECTRIMACS 2002 Congress, Aug. 2002, MONTREAL Canada.

[SOL_02] L. SOLERO, *« Power Electronic Converters Devoted to Stand-Alone Wind-Energy Generating Systems »*, EPE Journal, Vol. 12 n°2 May 2002, pp. 43-43.

[Sys 01] « *Le baromètre photovoltaïque* », Revue Système solaire n°142 pp 25-34.

[Sys 02] « *Le baromètre européen de l'éolien* », Revue Système solaire n°147 pp 45-57.

[Sys_148] « *le bilan 2002 des énergies renouvelables* », Revue système solaire n°148.

[Toun_99] A. TOUNZI *« Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité. »*, Journées électrotechnique du club EEA, 28-29 janvier 1999, Paris.

[TRO 97] C. TROUSSEAU, *« Validation des outils de simulations des systèmes photovoltaïques à partir de mesures expérimentales : application à la modélisation des accumulateurs plomb/acide »*, rapport de travail, centre d'Energétique, Ecole des Mines de Paris, 1997.

[WAL_97] J.F. WALKER, N. JENKINS, *Wind energy technology*, John Wiley & Sons, Inc., 1997.

[WEI_00] M. WEIMING et al., *« Stability of a Synchronous Generator with Diode-Bridge Rectifier and Back-EMF Load »*, IEEE Trans on Energy Conversion, Vol 15, n°4, dec 2000, pp. 458-463.

Sites Internet :

[Web_Ago] site Internet de l'institut de l'énergie et de l'environnement de la francophonie « la génération répartie d'électricité : Enjeux, Techniques et perspectives » http://www.agora21.org/energie/iepf/mayer.html

[Web_AJE] Site Internet de l'association de conseil en énergie et environnement de Franche-Comté, AJENA, http://perso.wanadoo.fr/ajena/

[Web_Cie] Site Internet du centre d'information sur l'énergie et l'environnement, CIELE, http://www.ciele.org

[Web_Dew] Site Internet de l'institut allemand DEWI, http://www.dewi.de

[Web_EDF] site Internet d'Electricité de France, www.edf.fr

[Web_En] site Internet d'énergies nouvelles entreprise, http://perso.wanadoo.fr/energies-nouvelles-entreprises/10.htm

[Web_Mad] Site Internet du constructeur espagnol d'aérogénérateur MADE, www.made.es

[Web_Min] Site Internet du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, http://www.industrie.gouv.fr/

[Web_Obs] Site Internet de l'observatoire des énergies renouvelables http://www.observ-er.org/

[Web_Out] site Internet d'information sur l'énergie solaire dans l'habitat, http://www.outilssolaires.com/

[Web_Sme] site Internet du Syndicat Mixte d'Electrification des Bouches du Rhône, http://www.smed13.com/Concession_electrique/ce4.htm

[Web_Sys] Site Internet de la revue des énergies renouvelables, systèmes solaires, http://www.systemes-solaires.com/

[Web_Tra] site Internet du fabricant américain TRACE http://www.traceengineering.com/

NOMENCLATURE

A	Facteur d'idéalité d'une jonction
A_b	Disponibilité de la batterie
A_G	Disponibilité du réseau
Am	Fonction de la durée d'amortissement
A_{PV}	Disponibilité du système de production solaire
A_W	Disponibilité du système de production éolien
C	Coût total d'un élément (€)
C_{10}	Capacité normalisée de la batterie (Ah)
C_b	Coût total de la batterie (€)
C_{b_usure}	Coût lié à l'usure de la batterie (€)
C_{bat}	Capacité de la batterie (Ah)
C_{conv}	Coût total de l'onduleur (€)
C_E	Coût de énergétique d'un élément (€)
C_G	Coût total de la connexion réseau (€)
C_I	Coût d'investissement d'un élément (€)
C_{I_b}	Coût total d'investissement de la batterie (€)
C_{I_conv}	Coût total d'investissement de l'onduleur (€)
C_{I_G}	Coût total d'investissement de la connexion réseau (€)
C_{I_PV}	Coût total d'investissement du système production solaire (€)
C_{I_W}	Coût total d'investissement du système production éolien (€)
C_{I0}	Partie du paiement de l'investissement payée au moment de l'installation (€)
C_{I1}	Partie du paiement de l'investissement étalée dans le temps (€)
C_{max}	Capacité maximale d'un élément (W ou Wh)
C_p	Coefficient aérodynamique de puissance d'une turbine éolienne
C_{PV}	Coût total du système production solaire (€)
C_{rac_ext}	Coût de raccordement réseau à l'extérieur de la propriété (€)
C_{rac_int}	Coût de raccordement réseau à l'intérieur de la propriété (€)
C_T	Cout total d'achat et d'installation d'un élément (€)
C_{T_b}	Coût total d'achat et d'installation de la batterie (€)
C_{T_G}	Coût total d'installation et d'accès au réseau (€)
C_{T_PV}	Coût total d'achat et d'installation du système production solaire (€)
C_{T_W}	Coût total d'achat et d'installation du système production éolien (€)
C_{Tot}	Coût total lié à l'utilisateur pour l'installation et l'exploitation du système (€)
C_U	Coût d'utilisation d'un élément (€)
C_W	Coût total du système production éolien (€)
d_{PV}	Délestage volontaire du système de production solaire
d_W	Délestage volontaire du système de production éolien
E	Force électromotrice de la génératrice éolienne (V)
E_b	Force électromotrice d'un élément électrochimique (V)
E_b	Énergie stockée dans la batterie (Wh)
EDC	État de charge de la batterie
EDC^*	Consigne d'état de charge
E_g	Énergie de gap (J)
E_{p_b}	Capacité énergétique de stockage maximale de la batterie (Wh)
E_{ref}	Ensoleillement de référence (W/m²)
E_s	Éclairement, Ensoleillement dans le plan d'un panneau ou d'une photopile (W/m²)
E_{s1}	Référence d'ensoleillement (W/m²)
E_{s2}	Référence d'ensoleillement telle que $E_2>E_1$ (W/m²)
E_{s3}	Référence d'ensoleillement telle que $E_3>E_2$ (W/m²)
f	Fréquence électrique (Hz)
F_{c_PV}	Fonction de corrélation de l'ensoleillement entre le site de mesure et le site de production
F_{c_W}	Fonction de corrélation du vent entre le site de mesure et le site de production
F^i	Erreur faite par un modèle PV sur des mesures
F_{PV}	Fonction de transfert de la chaîne de conversion solaire
F_W	Fonction de transfert de la chaîne de conversion éolienne
G_{PV}	Gisement solaire d'un site donnée (W/m²)
G_W	Gisement éolien d'un site donnée (m/s)
I	Courant efficace dans une phase (A)

i_1	Courant dans la phase 1 au secondaire du transformateur (A)
I_{10}	Courant de la batterie faisant référence au régime de fonctionnement C_{10} (A)
i_2	Courant dans la phase 2 au secondaire du transformateur (A)
I_{bat}^*	Consigne de courant batterie (A)
I_{bat}, i_{bat}	Courant dans la batterie (A)
I_{bus}	Courant dans le bus continu (A)
I_{cc}	Courant de court circuit d'une photopile (A)
I_d	Courant dans une photodiode (A)
I_d	Courant dans une photopile (A)
i_d	Courant de polarisation de la jonction PN pour un panneau(A)
I_d	Courant de polarisation de la jonction PN pour un groupe de panneaux (A)
I_{dc}	Courant du TRACE côté continu (A)
I_G	Courant d'un groupe de panneaux (A)
$I_{Gthéo}$	Courant théorique d'un groupe de panneaux (A)
I_{max}	Courant maximal pouvant circuler dans le bus continu (A)
i_p	Courant en sortie d'un panneau (A)
i_{ph}	Photocourant d'un panneau (A)
I_{ph}	Photocourant d'un groupe de panneaux (A)
$I_{réseau}$	Courant du TRACE côté réseau (A)
i_{rsh}	Courant dans la résistance de shunt pour un panneau (A)
I_{rsh}	Courant dans la résistance de shunt pour un groupe panneaux (A)
I_{sat}	Courant de saturation d'une jonction PN (A)
K	Rapport des vitesses maximale et minimale d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné en application éolienne
k	Constante de Boltzmann (J/K)
K_1, K_2	Paramètres du modèle des pertes du convertisseur à pilotage MPPT
K_{11}, K_{21}	Paramètres du modèle des pertes dans le TRACE pour le rendement ?$_{AC/DC}$
K_{12}, K_{22}	Paramètres du modèle des pertes dans le TRACE pour le rendement ?$_{DC/AC}$
k_O	Coefficient de proportionnalité de E avec O
L	Inductance d'une phase de l'ensemble génératrice + câble (H)
L_C	Inductance du câble reliant l'éolienne à l'armoire électrique (O)
L_G	Inductance propre de la génératrice éolienne (H)
L_m	Inductance magnétisante du transformateur (H)
L_{rac}	Distance entre la limite de propriété et le réseau basse tension (m)
l_{rac}	Longueur de raccordement à l'intérieur de la propriété (m)
L_T	Inductance cyclique d'une phase de l'ensemble alternateur, câble, enroulements du transformateur (H)
m	Rapport de transformation des transformateurs
N	Vitesse de rotation de la turbine éolienne (tr/min)
N_0	Vitesse de rotation à partir de laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance (tr/min)
N_a	Temps d'amortissement (année)
n_b	Nombre de cellule électrochimique
NOCT	Température d'utilisation normale de la cellule (°C)
n_p	Nombre de cellules associées en parallèles
N_p	Produit du nombre de cycle de la batterie par la profondeur de décharge de chaque cycle
n_s	Nombre de cellules associées en séries
p	Nombre de paire de pôle de la génératrice.
P_0	Pertes à vide du convertisseur à pilotage MPPT (W)
P_{01}	Pertes à vide du TRACE pour le rendement ?$_{AC/DC}$ (W)
P_{02}	Pertes à vide du TRACE pour le rendement ?$_{DC/AC}$ (W)
P_1, P_2, P_3, P_4, P_5	Paramètres des modèles de panneaux photovoltaïques
P_b	Puissance fournie ou reçue par la batterie(W)
P_{bat}^*	Consigne de puissance batterie (W)
P_{conso}	Puissance demandée par le consommateur (W)
P_{conv}	Puissance qui transite dans l'onduleur réversible (W)
P_d	Puissance fournie par une photodiode (W)
P_{dc}	Puissance du TRACE côté continu (W)

P_{elec}	Caractéristique de puissance de la chaîne électrique éolienne (W)
P_G	Puissance fournie ou reçue par le réseau (W)
P_{G_MAX}	Puissance maximale fournie par un groupe de panneaux (W)
P_{in}	Puissance mécanique en entrée de la chaîne de conversion électrique éolienne (W)
P_{max}	Puisance maximale pouvant fournir la génératrice (W)
P_n	Puissance nominale d'une turbine éolienne (W)
P_{out}	Puissance électrique en sortie de la génératrice (W)
P_{p_b}	Puissance maximale de la batterie (W)
P_{p_conv}	Puissance maximale de l'onduleur réversible (W)
P_{p_G}	Puissance maximale du réseau (W)
P_{p_G1}	Puissance maximale du réseau si le consommateur n'exploite que le réseau (W)
P_{p_PV}	Puissance crête photovoltaïque installée (W)
P_{p_W}	Puissance crête éolienne installée (W)
P_{pertes}	Pertes dans le convertisseur à pilotage MPPT (W)
P_{PV}	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion photovoltaïque (W)
$P_{réelle}$	Puissance mesurée en sortie d'un groupe de panneaux (W)
$P_{réseau}$	Puissance du TRACE côté réseau (W)
P_s	Puissance en sortie du convertisseur à pilotage MPPT (W)
$P_{turbine}$	Puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne (W)
P_{vent}	Puissance du vent (W)
P_W	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion éolienne (W)
$P_{W\%}$	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion éolienne normalisée par rapport à l'étude à transformateur parfait (W)
P_{W48V}	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion éolienne pour V_{bat}=48V (W)
q	Charge élémentaire (C)
Q_{bat}	Quantité de charge stockée dans la batterie (Ah)
Q_d	Quantité de charge manquante (Ah)
Q_{ech}	Quantité de charge échangée (Ah)
R	Résistance d'une phase de l'ensemble génératrice + câble (O)
R_0	Réluctance de fuite du transformateur
R_1	Réluctance de la phase 1 du transformateur
R_2	Réluctance de la phase 2 du transformateur
R_3	Réluctance de la phase 3 du transformateur
R_C	Résistance du câble reliant l'éolienne à l'armoire électrique (O)
R_{fer}	Résistance symbolisant les pertes fer du transformateur (O)
R_G	Résistance d'un enroulement de la génératrice éolienne (O)
R_i	Résistance interne d'un élément électrochimique (O)
R_p	Rayon de la turbine éolienne (m)
r_s	Résistance série d'un panneau (O)
R_s	Résistance série d'un groupe panneau (O)
r_{sh}	Résistance shunt d'un panneau (O)
R_{sh}	Résistance shunt d'un groupe panneau (O)
R_T	Résistance d'une phase de l'ensemble alternateur, câble, enroulements du transformateur (O)
T_a	Température ambiante (°C)
t_g	Instant de l'apparition du phénomène de Gassing (s)
T_j	Température des panneaux photovoltaïques (°C)
T_{jref}	Température des panneaux de référence (°C)
U_{12}	Tension entre phase de la génératrice éolienne (V)
U_{dc}	Tension aux bornes du TRACE côté continu (V)
U_{dc}^*	Consigne de tension du bus continu (V)
$U_{réseau}$	Tension aux bornes du TRACE côté réseau (V)
V	Tension efficace du premier harmonique en entrée du pont de diode (V)
V_{bat}	Tension aux bornes de la batterie (V)
V_{bat_c}	Tension aux bornes de la batterie en mode charge (V)
V_{bat_d}	Tension aux bornes de la batterie en mode décharge (V)
$V_{bat_nominale}$	Tension nominale aux bornes de la batterie (V)
V_{bat_oc}	Tension aux bornes de la batterie en surcharge (V)
V_{bat1}	Référence de tension batterie (V)

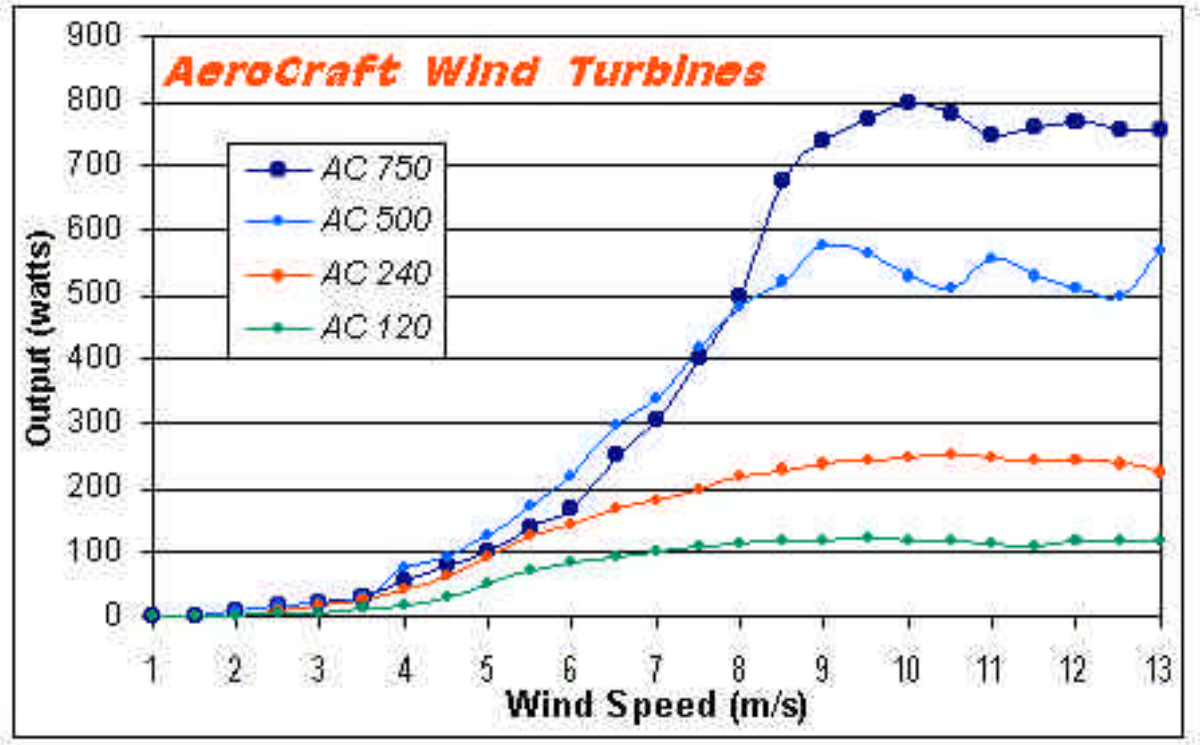
V_{bat2}	Référence de tension batterie (V)
V_{co}	Tension en circuit ouvert aux bornes d'une photopile (V)
v_D	Vitesse de vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de la puissance (m/s)
V_d	Tension aux bornes d'une photodiode (V)
V_d	Tension aux bornes d'une photopile (V)
v_d	Tension aux bornes de la jonction PN pour un panneau (A)
V_d	Tension aux bornes de la jonction PN pour un groupe panneaux (A)
V_{ec}	Tension batterie en fin de charge (V)
V_G	Tension aux bornes d'un groupe de panneaux (V)
V_g	Tension de gassing (V)
v_M	Vitesse de vent maximale de fonctionnement de l'éolienne (m/s)
v_n	Vitesse de vent nominale à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir la puissance nominale (m/s)
v_p	Tension aux bornes d'un panneau (V)
$V_{réelle}$	Tension mesurée aux bornes d'un groupe de panneaux (W)
V_w	Vitesse du vent (m/s)
V_W^*	Vitesse du vent sur le site de mesure (m/s)
w	Pulsation électrique (rad/s)
x	Puissance produite ou consommée par un élément (W)
x_{max}	Puissance maximale produite ou consommée par un élément (W)
a	Prix d'achat ou de vente d'une unité énergétique (€)
a_G	Prix d'achat ou de vente d'une unité énergétique au réseau (€/kWh)
ß	Coût annuel lié à l'entretien ou à un abonnement d'un élément (€)
$ß_b$	Coût annuel lié à l'entretien de la batterie (€)
$ß_G$	Coût annuel lié à l'abonnement au réseau (€)
$ß_{PV}$	Coût annuel lié à l'entretien du système production solaire (€)
$ß_W$	Coût annuel lié à l'entretien du système production éolien (€)
?	Coût énergétique lié à l'usure d'un élément (€/kWh)
$?_b$	Coût énergétique lié à l'usure (coût de cyclage) de la batterie (€/kWh)
$?_W$	Coût énergétique lié à l'usure du système production éolien (€/kWh)
d	Taux d'intérêt annuel
? T	Variation de température de la batterie
$?_{AC/DC}$	Rendement du TRACE lorsque la puissance va du réseau vers le bus continu
$?_b$	Rendement de la batterie
$?_c$	Rendement complet de la chaîne de conversion
$?_{cb_c}$	Rendement coulombien de la batterie en charge
$?_{cb_d}$	Rendement coulombien de la batterie en décharge
$?_{conv}$	Rendement l'onduleur réversible (W)
$?_d$	Rendement de la batterie en décharge
$?_{DC/AC}$	Rendement du TRACE lorsque la puissance va du bus continu vers le réseau
$?_T$	Économie ou surcoût fait par un utilisateur exploitant un système avec stockage + réseau sans production locale (€)
?	Vitesse spécifique ou normalisée d'une turbine éolienne
$?_{opt}$	Vitesse spécifique optimale maximisant le coefficient de puissance d'une turbine éolienne
?	Masse volumique de l'air (g/m^3)
t_g	Constante de temps du phénomène Gassing (s)
O	Vitesse angulaire de rotation de la turbine (rad/s)
O_0	Vitesse de rotation à partir de laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance (rad/s)
O_{max}	Vitesse de rotation maximale de la génératrice (rad/s)
O_{min}	Vitesse de rotation minimale de la génératrice (rad/s)

ANNEXES

Documentation Eolienne:

Type	**AC 750**
Generateur à aimants permanents	16 poles
Puissance crête	750 W
Vitesse de vent nominale	9.5 m/s
Vitesse de vent de démarage	3 m/s
Vitesse de vent maximale	60 m/s
Vitesse de rotation	600 tr/min
Nombre de pales	3
Matériau des pales	GFK/FRP
Diamètre du rotor	240 cm
Surface balayée	4.5 m²
Type de contrôle	stall
Section de câble	3*2.5mm²
poids	43Kg





Documentation Panneaux phtovoltaïque:

RWE Solutions

Photovoltaic Standard Module with 72 EFG-Cells

ASE-100-GT-FT



ASE-100-GT-FT

This module represents an excellent combination of the advantages of cell production by RWE Solar GmbH and module manufacturing at SolarFabrik GmbH.

Environmental Balance

The patented EFG process (Edge-defined Film-fed Growth) provides an energy and material-saving technique for the production of silicon wafers. Due to the synergy between EFG solar-cell technology of RWE Solar GmbH and manufacturing with neutral environmental emissions by SolarFabrik, who themselves supply their own power demand based on renewable energy, the result is a highly environmentally friendly product.

Tight Power Tolerances

An especially narrow selection in three power classes enables series connections having low mismatch losses. The module has a standard power rating of 100 W and is approved for a system voltage of up to 600 Volt. It is suitable for grid-connecting as well as for 24 Volt battery charging applications.

Module Design and Mounting

Full-square EFG cells offer a homogeneous appearance, optimal use of the area and are known for high energy yields.

Due to its construction of glass/Tedlar the module weighs only 8.5 kg. The galvanised aluminium frame facilitates easy mounting.

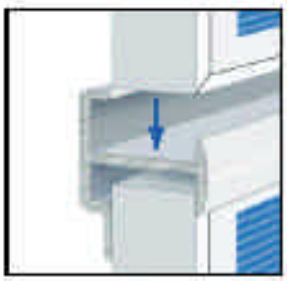
Three bypass diodes are integrated into the "new-generation" connection box. Cage clamps provide a fast and long-term secure connection for wires of up to 4 mm² cross-section. The installation becomes more convenient through the terminal-cover which provides safe handling. Additionally, the cover of the j-box itself is fixed to the box via hinges.

Optional the module is offered with pre-installed PV-cable and Multi-Contact-plugs.

Mounting System:



Clamps for universal mounting



Mounting channel for quick assembly

Designation:

G = glass
T = tedlar
F = frame
T = cells embedded in thermoplastic

ASE-100-GT-FT

Electrical data

The electrical data apply to standard test conditions (STC):
irradiance at the module level of 1,000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25° C.

Power (max.)	P_{mpp}	95 Wp	100 Wp	105 Wp
Voltage at maximum-power point	U_{mpp}	34.1 V	34.5 V	35.0 V
Current at maximum-power point	I_{mpp}	2.8 A	2.9 A	3.0 A
Open-circuit voltage	U_{oc}	42.5 V	42.5 V	42.6 V
Short-circuit current	I_{sc}	3.2 A	3.2 A	3.3 A

The rated power may only vary by ± 5% and all other electrical parameters by ± 10%.

Dimensions and weights

Dimensions (tolerances ± 2 mm)	644 x 1,268 mm²
Thickness with frame (tolerances ± 1 mm)	35 mm
Overall height incl. connection box (tolerances ± 1 mm)	52 mm
Weight	approx. 8.5 kg

Characteristic data

Solar cells per module	72
Type of solar cell	EFG solar cell (multi-crystalline, 10 x 10 cm², full-square)
Connection	Connection box with cage clamps up to 4 mm², three bypass diodes
Cable entry	PG 13.5 cable gland
Connections (optional)	4 mm² -Suhner-cable with MC®-Connectors, length of pole: 1 m each

Cell temperature coefficients

Power	$T_K(P_R)$	- 0.47 %/°C
Open-circuit voltage	$T_K(U_{oc})$	- 0.36 %/°C
Short-circuit current	$T_K(I_{sc})$	+ 0.10 %/°C

Limits

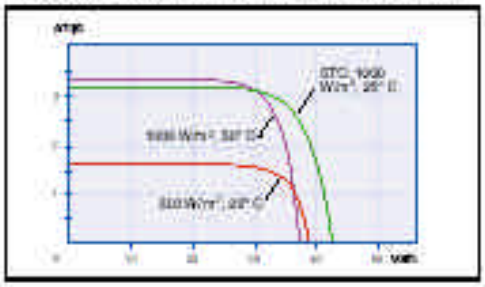
Max. system voltage	600 V_{DC}
Operating module temperature	-40 ... +90° C
Storm resistance	Wind speed of 130 km/h @ 800 Pa and safety factor of 2

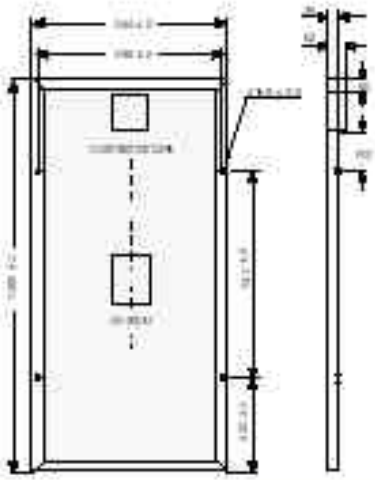
The right is reserved to make technical modifications.

Qualifications

The ASE-100-GT-FT complies with the requirements of IEC 61215, Electrical Protection Class II and the EWG guideline 89/392 (CE).

Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module-temperature





RWE Solutions

RWE Solar GmbH
D-63755 Alzenau, Germany

Phone: +49 (0)6023 91-17 12
Fax: +49 (0)6023 91-17 99
E-Mail: sales@solar.rwesolutions.com
Internet: www.rwesolar.com

MANAGEMENT SYSTEM

Certified by DQS according to
DIN EN ISO 9001:2000 Reg.-No. 2181
DIN EN ISO 14001:1996 Reg.-No. 2181

Photovoltaics from your specialist dealer:

Documentation Batterie:

bp solar

Batterie

SAPHIR

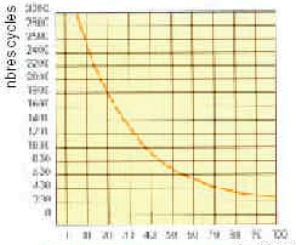
plomb étanche à plaque plane

COMPOSANTS

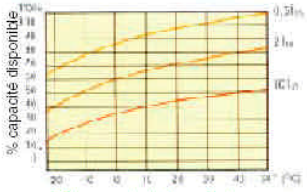
- **Batteries étanches à recombinaison de gaz**
- **Aucun entretien**
- **Gamme de 1,2 Ah à 450 Ah**



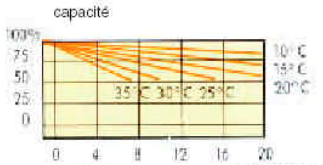
- Technologie batterie basée sur la recombinaison électrochimique des gaz générés en surcharge
  Taux de recombinaison des gaz proche de 100%
- Protection contre dérèglement des appareils de charge par soupape de sécurité
- Alliages et matières actives spécifiques permettant un optimum stockage d'énergies / tenue au cyclage
- Faible taux d'autodécharge
- Livrées chargées
- Fonctionnement dans toutes les positions
- Homologation FRANCE TELECOM
- Emballage agréé IATA



fonctionnement en cycle % décharge
charge/décharge



influence de la température sur la capacité



autodécharge nbre de mois

Référence	Tension nominale (V)	Capacité en Ah Tension d'arrêt 1,75 V C/10	C/100	Dimensions en mm L	l	H	Masse en kg
SAPHIR 12	12	1,2	1,4	98	48	51	0,56
SAPHIR 20	12	2,0	2,6	178	34	60	0,95
SAPHIR 26	12	2,6	3,1	195	47	76	1,30
SAPHIR 30	6	3,0	3,4	134	34	60	0,62
SAPHIR 65	12	6,5	7,7	151	65	94	2,45
SAPHIR 100	12	10,0	12,5	151	100	94	4,00
SAPHIR120	12	12,0	14,5	151	98	94	4,00
SAPHIR 150	12	15,0	18,0	181	76	167	15,90
SAPHIR 240	12	24,0	29,0	175	125	166	8,80
SAPHIR 380	12	38,0	44,0	197	165	169,5	13,50
SAPHIR 500	12	50,0	58,0	280	165	203,5	18,20
SAPHIR 600	12	60,0	66,0	280	165	203,5	18,70
SAPHIR 800	12	80,0	96,0	360	164	227	31,00
SAPHIR 1100	6	110,0	130,0	280	165	203,5	20,00
SAPHIR 1600	4	160,0	190,0	280	165	203,5	20,50
SAPHIR 3600	2	326	385	280	165	219	20,50
SAPHIR 4500	2	450,0	480,0	205	200	265	29,50

apex bp solar
1, rue du Grand Chêne
34270 Saint-Mathieu-de-Tréviers
FRANCE

téléphone 33 (0) 499 622 622
fax 33 (0) 499 622 623
web http://www.apex-bpsolar.com

© Novembre 2000 - Document non contractuel susceptible d'être modifié

Documentation Onduleur réversible:

xantrex
Smart Choice for Power

SW Series

Advanced Sine Wave Power Conversion Center

230VAC / 50 Hz Models

Applications

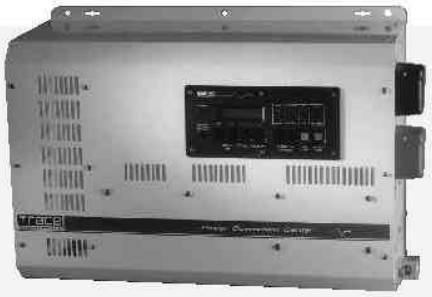
- **Off Grid:** Widely used throughout the world as a primary source of AC electricity, the SW offers sine wave, utility grade output power, high capacity battery charger, high surge current ability (inrush current), and easy installation.
- **Backup Power:** When the utility fails, the SW Series instantly supplies AC power to critical loads. When utility power returns, it can automatically recharge your batteries in preparation for the next power interruption.

Features

- Utility grade, sine wave power.
- Durable construction for long life under extreme environmental conditions.
- Backed by a two year warranty.
- 3300 or 4500 watt continuous output models.
- Three-stage battery charging (bulk, absorption, and float) with remote temperature sensor for increased performance.
- Programmable control module with LCD and LED indicators.
- Low idle current (less than 1 watt) conserves energy when no loads are present.
- Soft start capability for starting heavy loads.
- Built in starting control circuits for two and three wire generator starting systems.

Expandable & Flexible

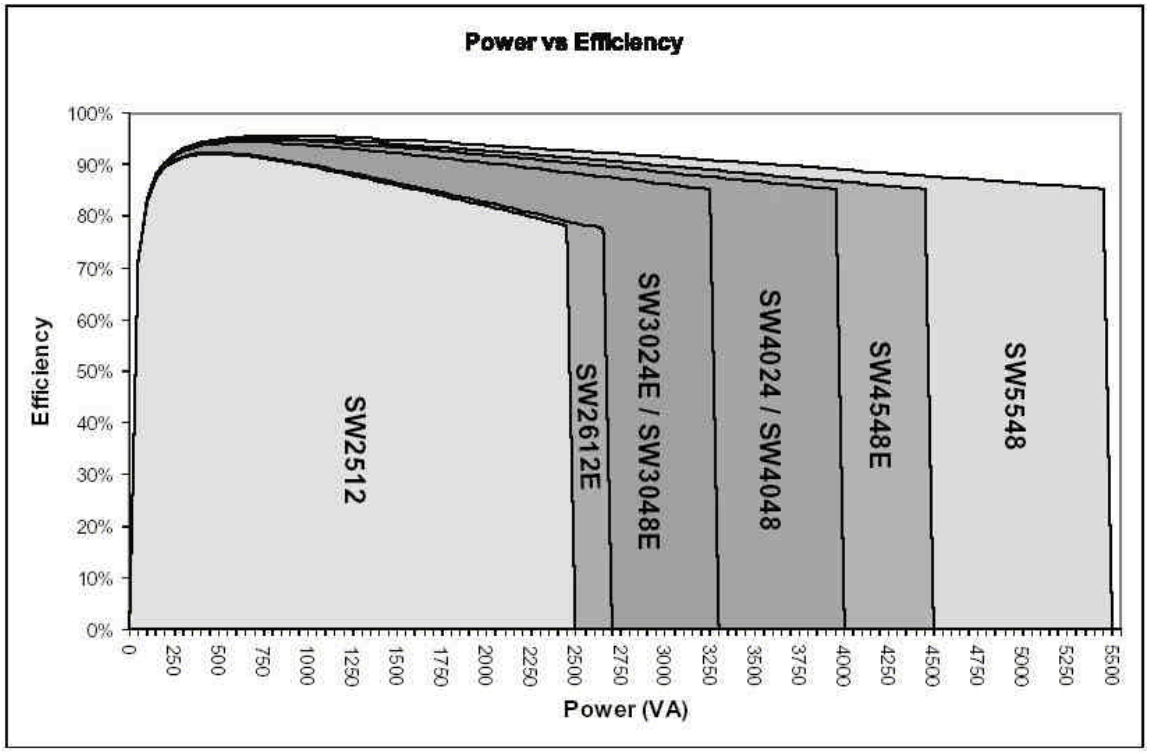
- Parallel stacking capability for greater output at the same voltage (optional equipment is required).
- Three phase configurations available in a Power Module system for industrial quality power in remote locations (optional equipment is required and only available on 48 volt models).



xantrex
Smart Choice for Power

Electrical Specifications	SW3024E	SW3048E	SW4548E
AC Input Voltage	230 VAC	230 VAC	230 VAC
AC Input Voltage Range	150 - 288 VAC	150 - 288 VAC	150 - 288 VAC
AC Input Current	30 amps AC pass through 15 amps AC charging	30 amps AC pass through 15 amps AC charging	30 amps AC pass through 15 amps AC charging
Continuous Power (@ 25 °C)	3300 VA	3300 VA	4500 VA
Efficiency (Peak)	94%	95%	96%
Output Voltage (RMS)	230 VAC	230 VAC	230 VAC
Output Voltage Regulation	± 5%	± 5%	± 5%
Frequency (Nominal ± 0.04% Crystal Controlled)	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Continuous Output (@ 25 °C)	14 amps AC	14 amps AC	19 amps AC
Surge Capability			
1 m Sec	55 amps AC	55 amps AC	55 amps AC
100 m Sec	38 amps AC	38 amps AC	38 amps AC
Total Harmonic Distortion	< 5%	< 5%	< 5%

	SW3024E	SW3048E	SW4548E
Automatic Transfer Relay	30 amps	30 amps	30 amps
DC Input Voltage (Nominal)	24 VDC	48 VDC	48 VDC
DC Input Voltage Range	22-33 VDC	44-66 VDC	44-66 VDC
DC Current at Rated Power	166 amps DC	83 amps DC	137 amps DC
Short Circuit Current	320 amps DC	160 amps DC	180 amps DC
Idle Consumption (Typical at Full Voltage)	< 16 watts	< 16 watts	< 20 watts
Search Mode Consumption	< 1 watt	< 1 watt	< 1 watt
Low Battery Protection (Enabled)	Adjustable low battery cut out and cut in - variable time		
Max. Continuous Charge Rate	100 amps DC	50 amps DC	60 amps DC



Trace SW Series Efficiency Curves

Documentation Anémomètre et Girouette:

Anémomètre : Thies Clima type 4.3519.00.000



Plage de mesure	0.5 …… 50m/s
Résolution	0.08 m/s
Type de signal en sortie	0 – 648 Hz
Tension d'alimentation	12 – 24 V DC

Girouette : Thies Clima type 4.3129.00.0XX



Plage de mesure	0..360°
Résolution	11.25°
Type de signal en sortie	0/4 - 20mA 0 - 2/5/10 V
Tension d'alimentation	12 – 24 V DC

Documentation Pyranomètre:

Kipp & Zonen

CM3 Pyranometer



CM3 Features & Benefits

- ISO and WMO compliance
- sealed and potted low maintenance design
- excellent long term stability of sensitivity
- good cosine/directional response

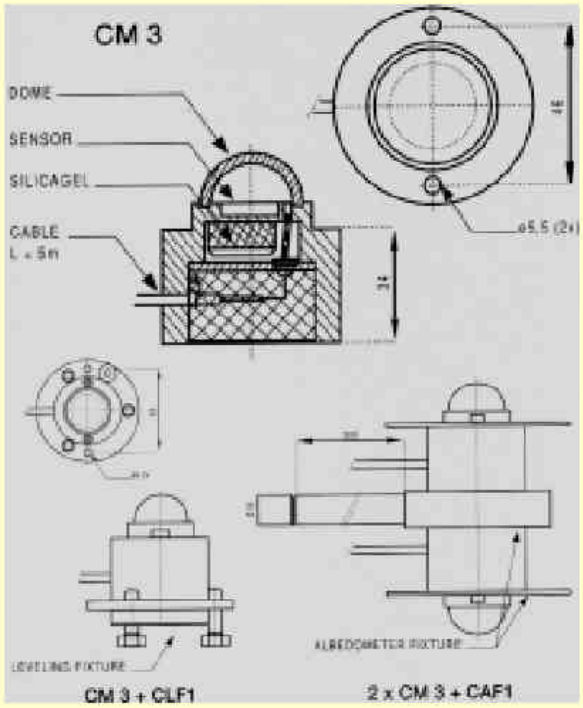
For economical and reliable routine solar radiation measurements

The CM3 pyranometer is intended for routine total global solar irradiance measurements. Offering comparable performance and features to other ISO Class pyranometers costing significantly more, the CM3 is an incredible value.

An optional levelling fixture is available for use with the CM3 pyranometer, the CLF1 Levelling Fixture.

Two CM3 pyranometers can be used in conjunction with the optional CAF1 Albedometer Fixture, for performing net short-wave (incoming and surface reflected) solar radiation measurement research.

CM3 Pyranometer Specifications:	
Maximum irradiance	2000 W/m²
Spectral range	305 - 2800 nm (50% points)
Sensitivity	10 - 35 µV/W/m²
Impedance	79 - 200 Ω
Response time, 95%	18 sec.
Non-linearity	< ± 2.5% (<1000 W/m²)
Temp. dependence of sensitivity	6.0% (-10 to +40°C)
Operating Temperature	-40 to +80°C
Zero-offset due to temp. changes	< 4 W/m² at 5 K/h temp. change
Tilt response	< ± 2%
Signal output (atmospheric cond.)	0 - 50 mV
Field of view	180°
ISO Class	second class
Weight (with cable)	343 grams
Cable length	5 m



Every CM3 is calibrated upon manufacture, and is supplied standard with a WRR (World Radiometric Reference) traceable calibration certificate.

Kipp & Zonen B.V. • PO Box 507 • 2600 AM Delft • the Netherlands •Tel: +31-15-2698000 • Fax: +31-15-2620351 • E-mail: info.kipp@kippzonen.com

RÉSUMÉ

Cette thèse a pour cadre la production d'électricité photovoltaïque et éolienne couplée au réseau et disposant d'un stockage à petite échelle (habitat individuel ou collectivité locale). Les principaux intérêts d'un tel système sont la production propre sur le lieu de consommation, la mutualisation des ressources et du stockage, et la sécurité d'approvisionnement.

Des modèles énergétiques sont mis au point et comparés avec succès à la réalité grâce à un dispositif expérimental complètement instrumenté (2 kWc PV, 2 x 750 Wc éoliens, 15 kWh batteries plomb-acide). Nous obtenons alors une modélisation à la fois suffisamment précise pour rendre compte des transferts énergétiques et suffisamment rapide pour permettre une optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie. Nous établissons ensuite des modèles économiques complets des éléments de la chaîne afin de traduire en coût l'efficacité énergétique des composants et la performance de la gestion énergétique.

Disposant de modèles énergétiques, économiques et d'outils de dimensionnement et de gestion, nous avons effectué une étude d'optimisation fondée sur des cas simples de systèmes multi-production. Pour aborder ce difficile problème, nous nous sommes alors placés dans le cadre d'un producteur-consommateur dont les conditions météo au site de production ainsi que sa propre consommation sont supposées connues, donc déterministes. La problématique était alors la recherche de stratégies de gestion des flux d'énergie et des caractéristiques fondamentales des éléments de l'installation (puissances crêtes photovoltaïque, éolienne, capacité de stockage, …) optimales permettant la minimisation du coût énergétique.

MOTS CLÉS

Energies renouvelables, production d'électricité décentralisée, aérogénérateur, photovoltaïque, batteries au plomb, modélisation énergétique, formalisme économique, optimisation économique, dimensionnement, gestion d'énergie.

ABSTRACT

This thesis deals of the production of photovoltaic and wind electricity connected to the grid and having a storage. The principal interests of such a system are the clean production on the place of consumption, the mutualisation of resources and energy storage, and the security of supply.

Models are developed and compared successfully with reality thanks to an experimental device instrumented completion (2 kWp PV, 2 x 750 Wp wind generators, 15 kWh lead-acid battery). We obtain then a model that proves both accurate enough to distinguish energy transfers and fast enough to enable optimizing the sizing and handling of the system's energy transfers.

Having energy, economic models and tools of dimensioning and management, we carried out a study of optimization based on simple cases of systems multi-production.

To tackle this difficult problem, we then placed ourselves within the framework of a producer-consumer whose conditions weather with the site of production as its own consumption are supposed to be known, therefore deterministic.

The problems were then the search for strategies of management of flows of energy and the fundamental characteristics of the elements of the installation optimal allowing the minimization of the energy cost.

KEYWORDS

Renewable energy, decentralized electricty production, windgenerator, photovoltaic, lead-acid battery, energetic modelization, economics formalism, economical optimization, sizing, energy management.