



HAL
open science

Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides - Evaluation de la technologie Li-ion

Yaël Thiaux

► To cite this version:

Yaël Thiaux. Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides - Evaluation de la technologie Li-ion. Sciences de l'ingénieur [physics]. École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2010. Français. NNT: . tel-00502428

HAL Id: tel-00502428

<https://theses.hal.science/tel-00502428>

Submitted on 14 Jul 2010

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

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



ENSC - n° ordre



THÈSE DE DOCTORAT
DE L'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN

présentée par

Yaël Thiaux

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN

Spécialité : Electronique - Electrotechnique - Automatique

**Optimisation des profils de consommation pour minimiser les
coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes
photovoltaïques autonomes et hybrides
Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion**

Soutenue le 08 Juillet 2010

Jury

Christian GLAIZE,	Président du Jury
Seddik BACHA,	Rapporteur
Bruno FRANCOIS,	Rapporteur
Joseph MAIRE,	Examineur
Bernard Multon,	Directeur de thèse
Hamid Ben Ahmed,	Co-directeur de thèse

préparée au laboratoire **SATIE** (ENS Cachan site de Bretagne, CNRS, UMR 8029)
dans le cadre de l'école Doctorale **Sciences Pratiques**
61, avenue du Président Wilson, 94230 Cachan Cedex (France)

REMERCIEMENTS

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont été effectués sur le site breton du laboratoire Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Énergie (SATIE) au sein de l'équipe Systèmes d'Énergies pour les Transports et l'Environnement (SETE).

Je tiens tout d'abord à remercier Bernard Multon et Hamid Ben Ahmed, co-directeurs de ces travaux de thèse, pour leur aide précieuse tout au long de ces trois années, pour leurs qualités humaines créant un environnement de travail chaleureux ainsi que pour la confiance qu'ils m'ont témoignée.

Je souhaite aussi remercier Seddik Bacha et Bruno François pour avoir accepté de rapporter mes travaux de thèse. Mes remerciements vont aussi à Christian Glaize et Joseph Maire pour leur évaluation pertinente de ces travaux.

Je tiens particulièrement à remercier Julien Seigneurbieux et Louis Schmerber pour leur participation à ces travaux et leurs conseils toujours éclairés.

Mes remerciements s'adressent aussi aux doctorants de l'équipe et du département Mécatronique de l'Antenne de Bretagne de l'ENS Cachan pour les conditions de travail conviviales et plus généralement à l'ensemble du personnel de l'école pour l'aide précieuse au cours de ces trois ans de thèse.

Enfin, j'aimerais remercier l'ensemble de ma famille.

Table des matières

Table des matières	5
1 Introduction Générale	9
2 Contexte et problématique	11
2.1 Contexte énergétique mondial	11
2.1.1 Ressources énergétiques	11
2.1.1.1 Ressources non renouvelables	11
2.1.1.2 Ressources renouvelables	12
2.1.2 Besoins énergétiques	13
2.1.2.1 Besoins en énergie primaire	13
2.1.2.2 Besoins en électricité	14
2.1.3 Conclusion	15
2.2 Le photovoltaïque aujourd'hui	16
2.2.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	18
2.2.2 Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau	18
2.2.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV)	19
2.2.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides	19
2.2.3 Mini-réseaux	20
2.3 Dimensionnement des systèmes photovoltaïques non connectés au réseau	22
2.3.1 Systèmes photovoltaïques autonomes	22
2.3.2 Intérêt de la gestion du profil de consommation	23
2.3.2.1 Potentiel d'action	26
2.3.3 Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion	26
2.4 Problématique de la thèse	28
2.5 Caractéristiques de la plateforme de production photovoltaïque et éolienne implantée sur le site de Bretagne de l'ENS de Cachan	29
3 Modèles et Méthodologie	33
3.1 Modélisation énergétique du système	33
3.1.1 Modélisation des sources de production	33
3.1.1.1 Modélisation de la production photovoltaïque	33
3.1.1.1.1 Éléments de technologie	33
3.1.1.1.2 Principe de la conversion photovoltaïque	35
3.1.1.1.3 Modèle utilisé	35
3.1.1.1.4 Dégradation des performances	36
3.1.1.2 Modélisation du groupe électrogène	37
3.1.1.2.1 Éléments de technologie	37
3.1.1.2.2 Modèle utilisé	37
3.1.2 Modélisation du système de stockage électrochimique	39
3.1.2.1 Éléments de technologie	39

3.1.2.2	Modèle utilisé	41
3.1.2.3	Vieillessement des accumulateurs au plomb	42
3.1.2.3.1	Détermination du nombre de remplacements	42
3.1.2.3.1.1	Hypothèse d'énergie échangée constante sur la vie de l'accumulateur	44
3.1.2.3.1.2	Prise en compte de l'évolution de l'état de charge	45
3.1.2.3.2	Dégradation des performances	47
3.1.3	Modélisation des convertisseurs	48
3.1.3.1	Convertisseur AC/DC	48
3.1.3.2	Convertisseur DC/DC	49
3.1.3.3	Vieillessement des convertisseurs	51
3.1.4	Profils de consommation considérés	53
3.2	Critères d'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques non connectés au réseau	53
3.2.1	Critères de coût	53
3.2.1.1	Coûts économiques spécifiques	53
3.2.1.2	Coût énergétique sur cycle de vie	54
3.2.1.2.1	Panneaux photovoltaïques	55
3.2.1.2.2	Groupe électrogène	56
3.2.1.2.3	Stockage électrochimique	57
3.2.1.2.4	Convertisseurs	58
3.2.2	Évaluation du coût d'un système photovoltaïque complet	59
3.2.3	Critères de service énergétique rendu au consommateur : le taux de délestage	59
3.2.3.1	Délestage énergétique	59
3.2.3.2	Délestage temporel	60
3.2.4	Facteur d'utilisation de la ressource énergétique solaire	60
3.3	Simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques non connectés au réseau	61
3.3.1	Simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques autonomes	61
3.3.2	Simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques hybrides	63
3.4	L'outil d'optimisation	64
3.4.1	L'algorithme évolutionnaire NSGA-II	64
3.4.2	Implémentation de l'algorithme	66
3.5	Conclusion	67

4 Impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome **69**

4.1	Approche simplifiée-Profiles journaliers idéalisés	69
4.1.1	Modèles de rendements énergétiques unitaires	71
4.1.1.1	Mise en équations	71
4.1.1.2	Dimensionnement minimal	73
4.1.1.3	Résultats	74
4.1.2	Modèles de rendements énergétiques constants	75
4.1.2.1	Mise en équations	77
4.1.2.2	Résultats	77
4.1.3	Conclusion et limites de l'approche simplifiée	78
4.2	Approche numérique sur la base de profils réalistes	79
4.2.1	Étude paramétrique-Choix de critères d'optimisation pertinents	80
4.2.1.1	Profil de consommation caractéristique d'un foyer	80
4.2.1.2	Méthode	81
4.2.1.3	Résultats	81

4.2.2	Optimisation du dimensionnement par approche stochastique	84
4.2.2.1	Cas du profil de consommation caractéristique d'un foyer	85
4.2.2.1.1	Résultats de dimensionnement	85
4.2.2.1.2	Contributions au coût énergétique global	86
4.2.2.1.3	Prise en compte de la dégradation des performances éner- gétiques (vieillessement)	87
4.2.2.2	Profils idéalisés de consommation constante et solaire	89
4.2.2.2.1	Comparaison sur la base du critère de coût énergétique global	89
4.2.2.2.2	Comparaison sur la base du critère de coût économique global	92
4.2.2.3	Étude de sensibilité	94
4.2.2.4	Validation de l'outil d'optimisation	95
4.3	Optimisation d'un profil de consommation journalier	97
4.3.1	Consommation journalière de référence	97
4.3.2	Paramètres d'action sur le profil de consommation	99
4.3.3	Résultats d'optimisation	102
4.3.4	Vers une gestion dynamique de la charge	104
4.4	Conclusion	104
5	Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion pour les systèmes photovoltaïques auto- nomes	107
5.1	Les technologies Li-ion	107
5.1.1	Éléments d'électrochimie	108
5.1.2	Performances de la technologie Li-ion	109
5.1.3	Coût énergétique sur cycle de vie des accumulateurs Li-ion	110
5.2	Modélisation	111
5.2.1	Modélisation électrique et énergétique envisagée	111
5.2.2	Système expérimental	115
5.2.3	Caractérisation des accumulateurs Intensium3	115
5.2.3.1	Temps de relaxation	115
5.2.3.2	Rendement coulombien ou faradique	116
5.2.3.3	Tension à vide	118
5.2.3.4	Chute de tension ΔV	119
5.2.4	Normalisation du modèle	122
5.2.5	Vieillessement des accumulateurs Li-ion	123
5.3	Comparaison des technologies Plomb-Acide et Li-ion pour les applications photovol- taïques autonomes	124
5.3.1	Comparaison des tenues en cyclage	124
5.3.2	Résultats d'optimisation	124
5.3.2.1	Méthode	124
5.3.2.2	Résultats	125
5.4	Conclusion	128
6	Gestion dynamique de l'énergie dans le cadre d'un système photovoltaïque hybride îlot- table	131
6.1	Le projet SOLEDO	131
6.1.1	Visées du projet	131
6.1.2	Les partenaires du projet	131
6.1.3	Architecture du système	132

6.1.4	CMA : Organes de gestion des charges	134
6.2	Système en mode connecté réseau	135
6.2.1	Profils de consommation	135
6.2.2	Modes de fonctionnement	136
6.2.3	Méthode de dimensionnement	138
6.2.3.1	Expression des critères d'optimisation	138
6.2.4	Résultats	140
6.3	Modélisation probabiliste et aléatoire du profil de consommation	142
6.3.1	Estimation de la probabilité de démarrage d'une charge	143
6.3.1.1	Probabilité de présence du consommateur $p(C_o)$	144
6.3.1.2	Probabilité conditionnelle $p(D C_o, C_h)$	145
6.3.1.3	Probabilité liée à la charge $p(D C_h, C_o) \cdot p(C_h)$	146
6.3.1.4	Probabilité liée au système $p(M S, D) \cdot p(S)$	147
6.3.1.5	Probabilité de démarrage d'une charge $P(M, C_o, C_h, S)$	147
6.3.2	Mise en route aléatoire de la charge	147
6.3.3	Exemple de mise en oeuvre de la modélisation probabiliste et aléatoire du profil de consommation	148
6.4	Système en mode autonome	149
6.4.1	Profils utilisés	150
6.4.2	Fonctionnement en mode autonome sans optimiseur	151
6.4.3	Optimisation de la gestion d'énergie en mode autonome	153
6.4.3.1	L'optimiseur de gestion	154
6.4.3.2	Gestion des abonnés	155
6.4.3.3	Résultats	155
6.5	Conclusion	160
7	Conclusion générale et perspectives	161
	Table des figures	165
	Liste des tableaux	169
	Liste des symboles	171
	Bibliographie	177

Chapitre 1

Introduction Générale

En constante croissance, la demande énergétique mondiale est encore majoritairement satisfaite par les sources traditionnelles d'énergie fossile. En effet, en 2007, plus des trois quarts de l'énergie primaire utilisée au niveau mondial était d'origine fossile. En plus du rôle prépondérant de la combustion de ces ressources dans le réchauffement climatique, leur raréfaction prochaine nous oblige à envisager un nouveau paradigme énergétique au niveau mondial. En outre, la production d'électricité mobilise à l'heure actuelle 30% de l'énergie primaire totale mondiale à plus de 80% d'origine non renouvelable. Ce vecteur d'énergie connaît également une utilisation de plus en plus importante et nécessite donc d'envisager de nouveaux modes de production.

Les énergies renouvelables semblent être une réponse pertinente au défi énergétique actuel. Ressources par essence inépuisables à l'échelle des temps humains, leur récupération et leur conversion en énergie électrique représente un impact sur l'environnement plus faible que les sources fossiles et fissiles. De plus, la multiplicité des moyens de récupération couplée à l'excellente répartition géographique de la ressource permet d'envisager ces modes de production sur l'ensemble du globe terrestre. Ainsi, les systèmes de production d'énergie électrique à partir d'énergie renouvelable connaissent des taux de croissance extrêmement élevés ces dernières années.

Parmi ces ressources renouvelables, l'énergie solaire offre le potentiel le plus important. En effet, l'énergie solaire reçue chaque année à la surface du globe équivaut à plusieurs milliers de fois la consommation mondiale annuelle en énergie primaire. De plus, les moyens de conversions photovoltaïques sont aujourd'hui parfaitement maîtrisés et offrent la possibilité d'une contribution significative à la production d'électricité. D'après le scénario Solar Generation V [Eur08], insérés au sein de systèmes décentralisés de production d'énergie électrique, les générateurs photovoltaïques pourraient permettre à l'horizon 2030 d'électrifier 3 milliards de personnes.

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse s'inscrivent dans la continuité des recherches menées par l'équipe SETE (Systèmes d'Énergie pour les transports et l'Environnement) du laboratoire SATIE (Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Énergie, UMR 8029 [SAT]) sur la thématique des systèmes multi-sources de production d'énergie électrique à partir de ressources fluctuantes. L'équipe s'est intéressée au dimensionnement et à la gestion de ces systèmes à la fin des années 1990. En 1999, un système de production photovoltaïque et éolien couplé à un système de stockage électrochimique Plomb-Acide a été installé sur le site breton du laboratoire. Les premiers travaux ont abouti dès 2002 avec la thèse d'Olivier Gergaud [Ger02] portant sur l'élaboration de modèles énergétiques dans l'optique d'optimiser le dimensionnement de ce type de systèmes sur la base de critères économiques. Les travaux de Julien Seigneurbieux entre 2005 et 2008 ont débuté une nouvelle thématique portant sur le développement de nouveaux critères de dimensionnement des systèmes photovoltaïques ainsi que sur le rôle joué par le profil de consommation dans leur dimen-

sionnement [SRAM06, STMA07].

Cette thèse propose d'investiguer de nouveaux champs d'actions dans l'optique d'aller encore plus loin dans l'optimisation du dimensionnement des systèmes photovoltaïques. Ainsi, nous nous sommes focalisés sur les thèmes suivants :

- **Introduction de nouveaux critères de dimensionnement** : Une approche d'analyse sur cycle de vie du système dans sa globalité nous a permis d'introduire son coût énergétique global comme critère pertinent de dimensionnement.
- **Gestion de la consommation** : L'action sur le profil de consommation offre un moyen efficace pour une meilleure gestion de l'énergie au sein d'un système photovoltaïque autonome. En effet, agir sur certaines charges pilotables permet de profiter pleinement de la puissance photovoltaïque par essence fluctuante et de minimiser le recours aux moyens de stockage.
- **Évaluation de la technologie Li-ion** : Les systèmes de stockage restent cependant indispensables aux systèmes décentralisés. La technologie Li-ion "Haute Énergie" arrive aujourd'hui à maturité et se pose en concurrent sérieux de la technologie Plomb-Acide sur le marché des systèmes de production d'énergie décentralisés.
- **Modélisation originale du consommateur** : Une approche probabiliste et aléatoire a été utilisée pour modéliser le comportement énergétique du consommateur. Cette approche nous a permis de dépasser le caractère déterministe du profil de consommation utilisé jusqu'à présent.

La description de ces travaux et des principaux résultats obtenus est consignée dans ce manuscrit divisé en cinq grandes parties :

1. **Chapitre 2** : Dans cette partie, le contexte énergétique mondial actuel ainsi que la problématique propre à cette thèse sont présentés.
2. **Chapitre 3** : Ce chapitre se propose tout d'abord de présenter les différents modèles énergétiques utilisés au cours des différentes simulations. Par la suite, les critères de dimensionnement retenus dans le cadre de cette thèse sont expliqués. Enfin, l'outil d'optimisation est lui aussi décrit.
3. **Chapitre 4** : Nous avons consacré ce chapitre à la mise en valeur de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, d'abord sur un exemple simple puis en utilisant les modélisations énergétiques plus évoluées présentées au chapitre 3. Enfin, à la fin du chapitre, nous avons cherché à définir le profil de consommation idéal pour ce type de systèmes. Pour cela, des actions de décalage et de modulation d'amplitude ont été envisagées sur certaines charges.
4. **Chapitre 5** : Cette partie est dédiée à l'évaluation du potentiel de la technologie Li-ion comme moyen de stockage dans les systèmes photovoltaïques autonomes. Un modèle défini à partir d'essais expérimentaux est tout d'abord présenté. Puis celui-ci a été utilisé dans nos simulations, ce qui nous a permis de comparer les technologies Li-ion et Plomb-Acide sur cycle de vie dans le cadre de leur utilisation au sein d'un système photovoltaïque autonome.
5. **Chapitre 6** : Enfin, les travaux menés dans le cadre du projet ANR SOLEDO sont présentés dans ce dernier chapitre. Nous nous sommes principalement focalisés sur la modélisation probabiliste et aléatoire du consommateur ainsi que sur un algorithme de gestion de l'énergie au sein d'un système photovoltaïque hybride et autonome.

Chapitre 2

Contexte et problématique

L'ensemble des activités énergétiques humaines doit actuellement faire face à un double défi. D'une part, les ressources énergétiques fossiles mais aussi fissiles ne pourront répondre indéfiniment à la demande, ce qui impose d'envisager de nouveaux moyens de production d'énergie permettant de répondre aux besoins énergétiques des générations futures. D'autre part, les émissions anthropiques de gaz à effet de serre causées par nos activités énergétiques sont des responsables majeurs du changement climatique. La prise de conscience simultanée de l'épuisement des ressources conventionnelles et de l'impact de nos consommations d'énergie doit notamment nous amener au développement de nouveaux modes de production d'électricité ainsi qu'à une consommation plus rationnelle de nos ressources. Ainsi, l'opportunité offerte par l'abondance des ressources renouvelables permet d'envisager une refonte totale de nos modes de production mais aussi de stockage et de consommation de l'énergie, notamment électrique. Associés à des moyens de stockage efficaces et à un réseau décentralisé mieux adapté, les systèmes de production photovoltaïques peuvent apporter une solution pertinente au défi énergétique actuel. Grâce à de hautes performances en terme de rendement et de durée de vie, le stockage électrochimique utilisant la propriété réductrice du Lithium fait dorénavant figure de candidat pertinent pour le stockage énergétique indispensable à un fort taux de pénétration des énergies renouvelables dans le paysage énergétique mondial. Les systèmes décentralisés regroupés en mini réseaux dans lesquels charges, moyens de stockage et sources de production cohabitent permettent d'envisager un meilleur contrôle ainsi qu'une meilleure intégration des systèmes de production d'énergie d'origine renouvelable, notamment par action sur le profil de consommation.

2.1 Contexte énergétique mondial

Dans cette partie, nous allons comparer les ressources et les besoins énergétiques au niveau mondial. La distinction sera faite entre ressources non renouvelables (fossiles et fissiles) et ressources renouvelables. Une attention particulière sera portée sur l'énergie électrique.

2.1.1 Ressources énergétiques

2.1.1.1 Ressources non renouvelables

Une ressource est dite non renouvelable lorsque sa consommation aboutit à sa diminution notable à l'échelle des temps humains. Les énergies fossiles résultent d'un lent processus de dégradation de la matière vivante. Quant à l'uranium 235 utilisé comme combustible dans les réacteurs à fission nucléaire, il provient de gisements de minerais d'uranium naturel et son stock ne se reconstitue pas à l'échelle de la vie du système solaire. Ces ressources sont donc définies comme non renouvelables car leur épuisement au rythme de leur consommation actuelle est inévitable.

Ressource	Réserve prouvée / Production annuelle
Pétrole	40 ans
Gaz	57 ans
Charbon	220 ans
Uranium	70 ans

TABLE 2.1 – Rapport réserve prouvée / production annuelle des différentes ressources non renouvelables [MGRA03]

Les réserves prouvées en énergie fossile et fissile sont aujourd'hui assez correctement estimées, il est alors possible de déterminer le rapport entre réserve prouvée et production annuelle correspondant à la période d'exploitation de la ressource avant extinction de celle-ci (TABLE 2.1). Bien entendu, ces données étant issues de travaux de prospections géologiques, une certaine incertitude plane autour de leur valeur. Cependant, il est hautement probable que nous nous trouvons actuellement autour du "peak oil" ou pic de Hubbert correspondant au maximum de la production mondiale de pétrole, date à partir de laquelle la production mondiale de pétrole commencera à diminuer du fait du déclin des capacités de production. Bien que ce pic concernant les autres énergies fossiles et fissiles ne soit pas encore atteint, ces ressources ne représentent qu'une solution à court terme (probablement moins d'un siècle) pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux.

2.1.1.2 Ressources renouvelables

Par opposition aux ressources non renouvelables, les ressources renouvelables concernent les énergies inépuisables à l'échelle des temps humains. La FIGURE 2.1 (d'après [MGRA03]) représente les différentes ressources renouvelables disponibles à la surface de la Terre. Selon l'origine de l'énergie, il est possible de distinguer :

- **L'énergie solaire** : La Terre est en permanence soumise à un rayonnement solaire fluctuant avec une période majeure annuelle. En moyenne annuelle, la Terre intercepte environ $1600 \cdot 10^{15}$ kWh.
Sur ce total :
 - environ 30% sont directement réfléchis par les couches hautes de l'atmosphère terrestre et renvoyés dans l'espace.
 - 45% sont transformés en chaleur puis rayonnés sous forme d'infrarouge dans l'espace.
 - 25% sont convertis en surface et dans l'atmosphère, donnant naissance aux phénomènes de houle et de vent.
 - 0,06% sont exploités par la photosynthèse.
- **L'énergie géothermique** : Le noyau terrestre fournit aussi une part non négligeable de l'énergie renouvelable disponible à la surface de la Terre. Celle-ci est estimée à un total annuel de $300 \cdot 10^{12}$ kWh.
- **L'énergie marée-motrice** : L'interaction gravitationnelle entre le Soleil, la Terre et la Lune, conduisant notamment au phénomène des marées, rend disponible une quantité d'énergie importante estimée à environ $25 \cdot 10^{12}$ kWh.

La somme de ces ressources renouvelables constitue donc un gisement potentiel d'énergie d'une ampleur sans commune mesure. La récupération d'une part infime de cette énergie disponible en abondance à la surface terrestre peut répondre de façon durable aux besoins énergétiques mondiaux (actuellement environ $140 \cdot 10^{12}$ kWh d'énergie primaire).

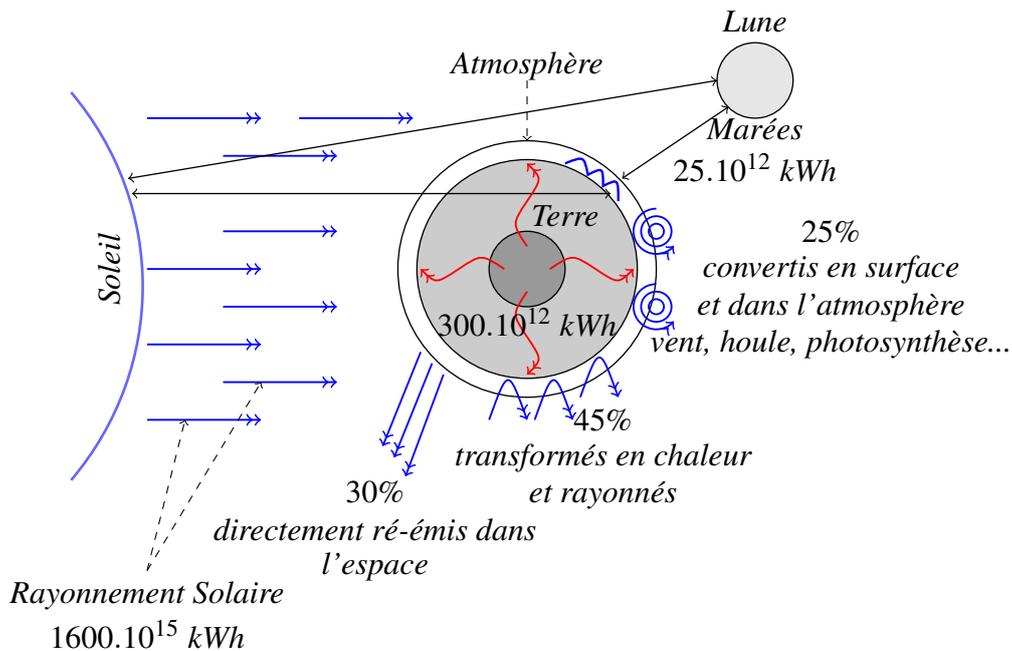


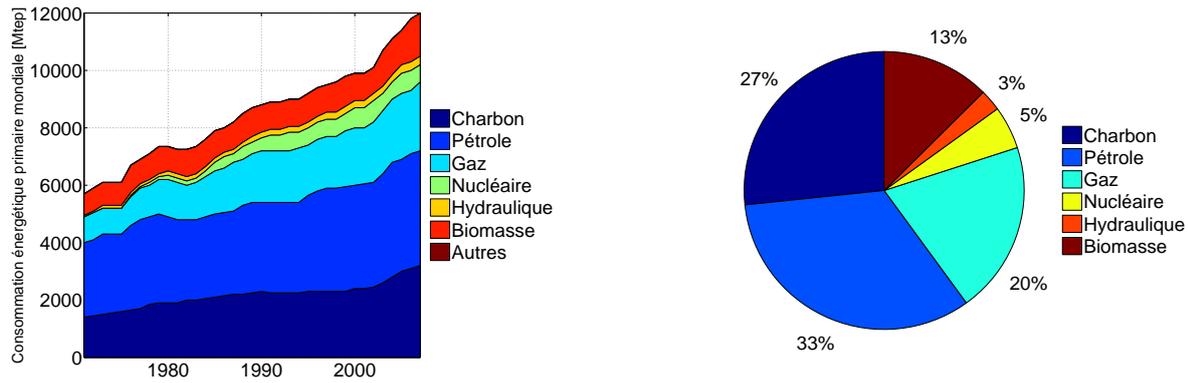
FIGURE 2.1 – Ressources annuelles d'origine renouvelable disponibles à la surface de la Terre (d'après [MGRA03])

2.1.2 Besoins énergétiques

2.1.2.1 Besoins en énergie primaire

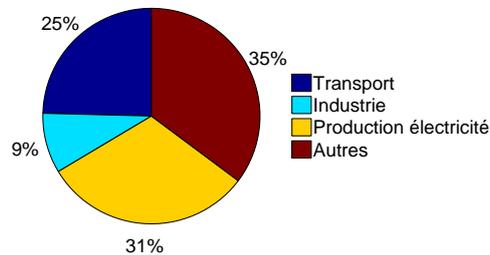
Une énergie est dite primaire si elle est disponible dans la nature sans aucune transformation. Par opposition, une énergie est dite finale lorsque c'est sous cette forme qu'elle est commercialisée (l'électricité, le gaz naturel ou l'essence distribuée à la pompe sont des formes d'énergie finale). D'après l'Agence Internationale de l'Énergie [IEA09] la production mondiale d'énergie primaire a environ doublé en l'espace d'une trentaine d'années, passant de 5700 Mtep en 1971 à 12000 Mtep fin 2007, ce qui correspond à une progression moyenne annuelle de 2,3%. La FIGURE 2.2(a) représente l'évolution de la production mondiale d'énergie primaire par source entre 1971 et 2007. Il est possible de remarquer la part largement majoritaire des sources fossiles dans la production mondiale d'énergie primaire. La FIGURE 2.2(b) représente le mix énergétique mondial de 2007. Les énergies fossiles répondaient encore en 2007 à environ 80% de la production d'énergie primaire au niveau mondial. L'énergie nucléaire représentait quant à elle 5% de ce mix. La production d'énergie d'origine renouvelable représentait en 2007 environ 16% de l'énergie primaire totale produite dans le monde et provenait quasiment exclusivement de la biomasse et de l'énergie hydraulique. La part provenant des "nouvelles" sources renouvelables comme l'énergie photovoltaïque ou l'éolien représente encore une part relativement faible du paysage énergétique mondial bien qu'elles connaissent actuellement une croissance rapide (plus de 30% par an) qui devrait leur permettre d'atteindre d'ici peu une proportion respectable.

La FIGURE 2.2(c) rappelle la répartition de la demande énergétique primaire mondiale par secteur d'activité, il s'agit d'une projection à l'horizon 2010 réalisée en 2004 par l'Agence Internationale de l'Énergie [WEO04]. Une proportion importante ($\sim 31\%$) de la demande énergétique primaire mondiale est destinée à la production électrique, celle-ci connaît une croissance continue et représente donc une caractéristique importante dans l'optique de la maîtrise de nos consommations énergétiques.



(a) Évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire

(b) Mix 2007 de l'énergie primaire



(c) Projection de la répartition par secteur de la demande énergétique primaire mondiale en 2010

FIGURE 2.2 – Consommation mondiale d'énergie primaire [IEA09, WEO04]

2.1.2.2 Besoins en électricité

La FIGURE 2.3(a) représente l'évolution de la production mondiale d'électricité entre 1971 et 2007. Elle montre une augmentation continue et rapide. En effet, la production a plus que triplé, passant d'environ 5600 TWh à 20000 TWh (soit une croissance moyenne annuelle de 3,6%). Comme le rappelle la FIGURE 2.3(b), l'électricité est de nos jours encore majoritairement produite à base de ressources non-renouvelables (fossiles : 69% et fissiles : 14%).

La production d'électricité à partir de systèmes photovoltaïques et éoliens est encore anecdotique. En 2007, elle ne représentait que 3,2% de la production électrique européenne et 0,9% au niveau mondial [OBS08]. Cependant, son taux de croissance est très élevé.

Il est intéressant ici également d'analyser la répartition par secteur d'activité de la consommation d'électricité. Malheureusement, cette répartition au niveau mondial ou européen résultant de l'agrégation des données d'un ensemble de pays est extrêmement fastidieuse à déterminer. C'est la raison pour laquelle nous nous concentrerons sur les données françaises. Les FIGURE 2.4(a) et 2.4(b) (d'après [DGE]) montrent l'évolution entre 1973 et 2008 de la répartition par secteurs de la consommation française d'électricité (la consommation électrique totale est rappelée sur ces graphiques). Il est possible de remarquer que la consommation électrique française a suivi la tendance mondiale en triplant en l'espace de 35 ans. De plus, la part de la consommation électrique relative à l'ensemble des secteurs résidentiel et tertiaire est passée de 37% à 67%, devenant le secteur le plus énergivore. A l'inverse, le secteur industriel semble avoir relativement bien maîtrisé sa consommation électrique (passant de 72 TWh à 121 TWh dans le même laps de temps).

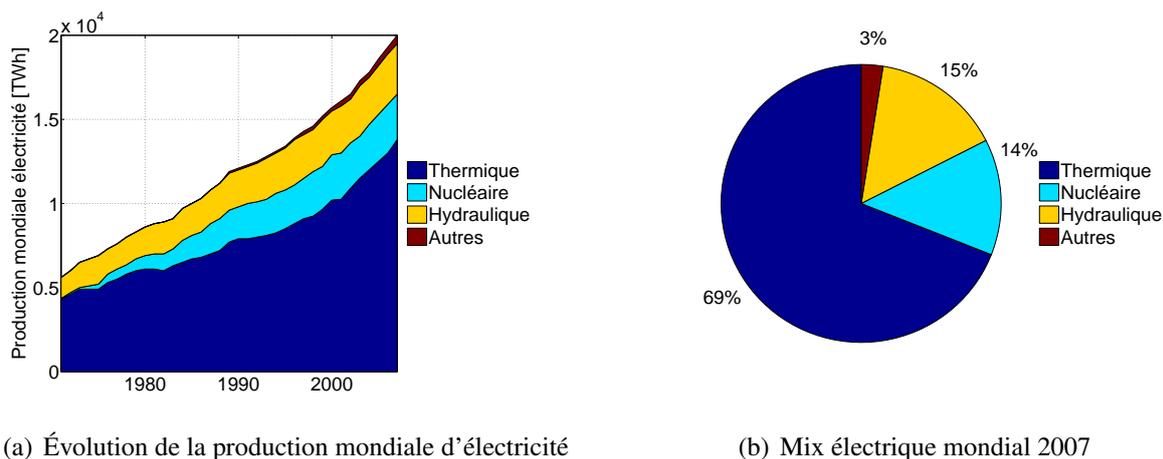


FIGURE 2.3 – Évolution de la production et mix actuel de l'électricité au niveau mondial [IEA09]

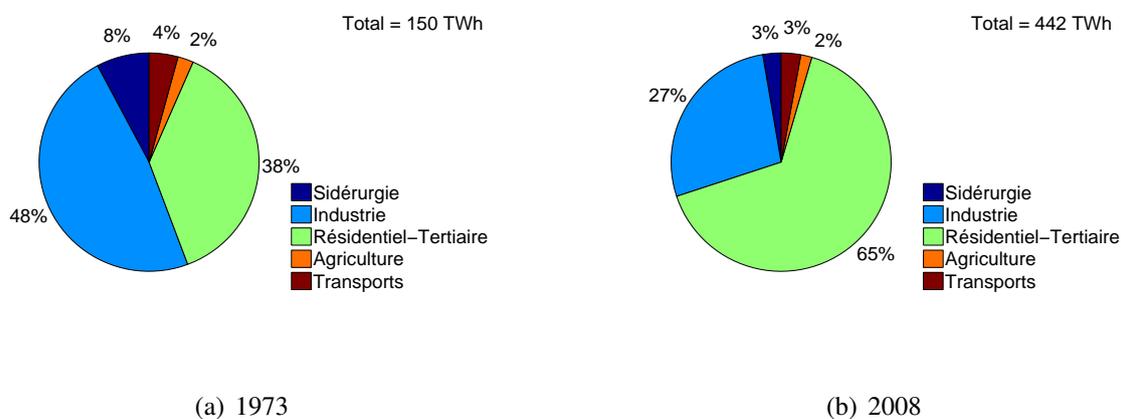


FIGURE 2.4 – Répartition de la consommation française d'électricité par secteur [DGE]

2.1.3 Conclusion

Après avoir brossé un tableau des ressources et des besoins énergétiques mondiaux, il apparaît clairement que le recours de plus en plus prononcé aux ressources énergétiques renouvelables semble être une solution très rationnelle pour répondre aux besoins énergétiques de l'Humanité. En effet, la FIGURE 2.5 représente les ordres de grandeur mis en jeu lorsque consommation énergétique mondiale annuelle et ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables sont comparées. Les données utilisées sont issues de [MGRA03] et [WEO06]. Il apparaît, en effet, que la Terre reçoit annuellement à sa surface plus de 8000 fois la consommation annuelle anthropique en énergie primaire. L'utilisation d'une très faible part de ces ressources, disponibles gratuitement et inépuisables à nos échelles temporelles, permettrait de répondre au défi énergétique actuel avec un moindre impact sur l'écosystème.

Parmi ces ressources renouvelables, l'énergie solaire convertie par effet photovoltaïque représente un gisement d'énergie sans commune mesure. L'exploitation de cette ressource se heurte encore à un coût de l'énergie produite relativement élevé par rapport aux solutions conventionnelles, mais celui-ci décroît rapidement. Il pourrait devenir rapidement compétitif comme le rappelle la FIGURE 2.6. En effet, d'après [Mul07] le coût de production d'un kWh d'électricité photovoltaïque en connecté réseau était compris au début de la décennie entre 0,30 et 0,60 € en fonction de l'ensoleillement de la zone géographique et des prix qui y sont pratiqués. Grâce à la croissance soutenue du marché des modules photovoltaïques tirant les prix vers le bas, ces coûts pourraient rapidement atteindre

les niveaux européens de coût du kWh en pointe et commencer à les surpasser quelle que soit la zone géographique dès 2020. Ceci dépendra bien entendu de l'évolution des coûts des combustibles traditionnels et de leur impact sur la production des générateurs PV.

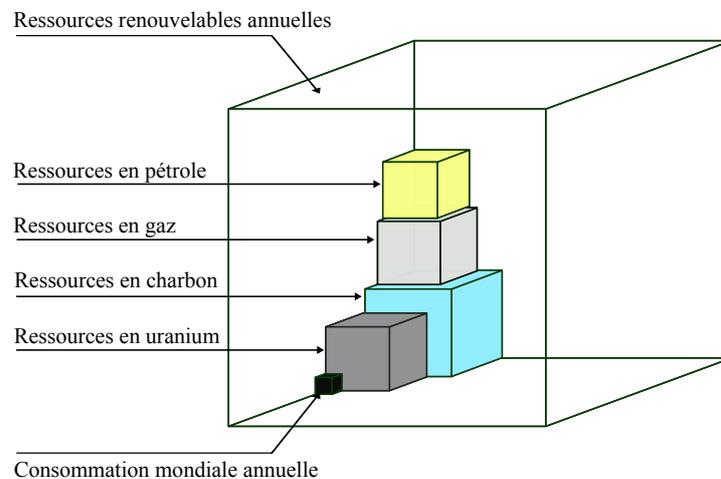


FIGURE 2.5 – Consommation énergétique mondiale et ressources énergétiques (d'après [Kra06])

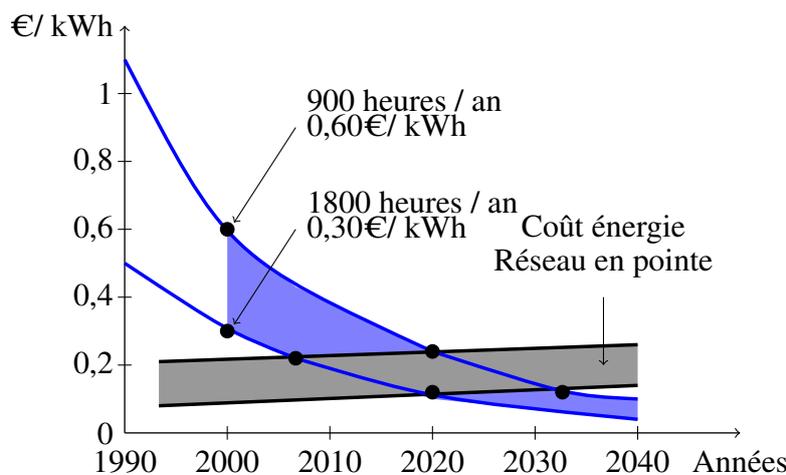
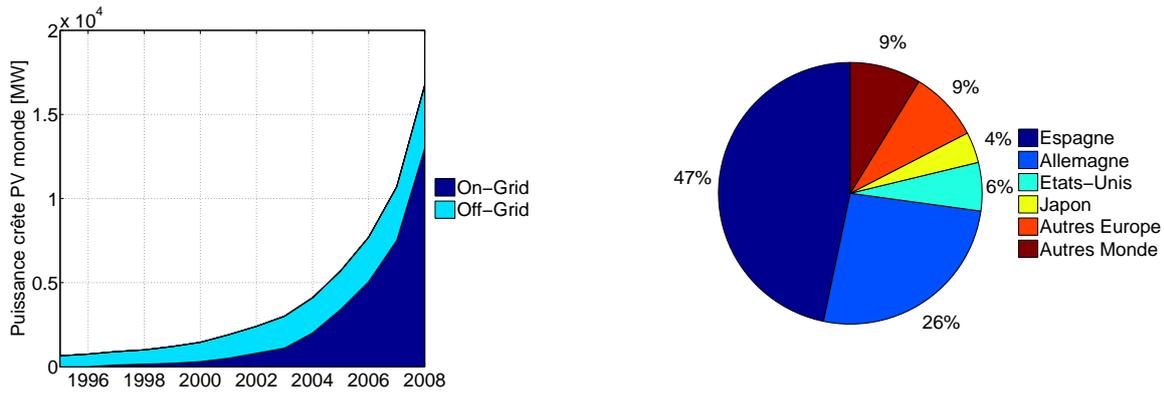


FIGURE 2.6 – Projection d'évolution du coût du kWh photovoltaïque (d'après [Mul07])

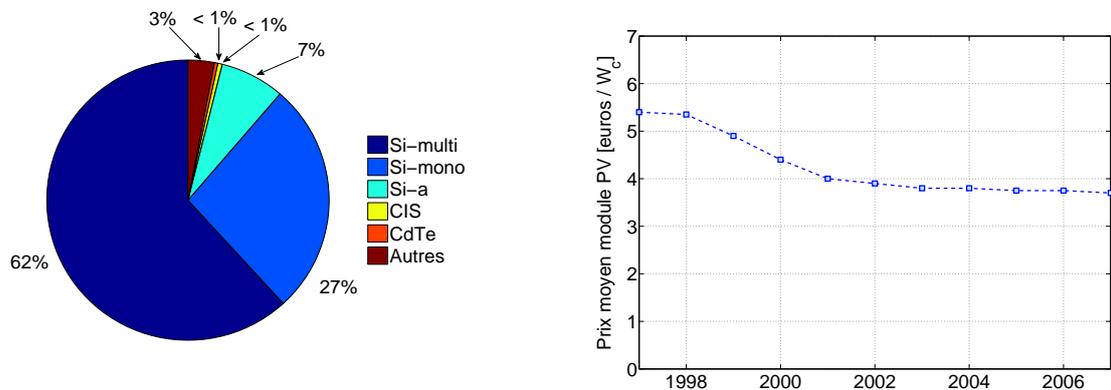
2.2 Le photovoltaïque aujourd'hui

La puissance solaire rayonnée reçue par la Terre (estimée à une moyenne annuelle comprise entre 120 et 260 W/m^2 en fonction de la zone géographique considérée) offre un gisement d'énergie sans commune mesure. D'après [REN09], les systèmes basés sur la conversion d'énergie solaire par effet photovoltaïque connaissent actuellement une forte croissance au niveau mondial (+56% de puissance photovoltaïque installée au monde en 2007 par rapport à 2006) et devraient représenter une part importante du futur mix énergétique à l'horizon de quelques décennies.

La FIGURE 2.7(a) représente l'évolution de la puissance photovoltaïque installée au niveau mondial : une forte croissance du marché depuis le début de la décennie peut y être remarquée. Comme



(a) Puissance crête photovoltaïque installée au niveau mondial (b) Répartition mondiale de la puissance photovoltaïque installée durant l'année 2008



(c) Répartition par technologie de la production de modules photovoltaïques (d) Évolution du coût moyen de production des cellules photovoltaïques

FIGURE 2.7 – Chiffres clés du marché photovoltaïque [REN09, Com09, Mul07, SOLa]

représenté sur la FIGURE 2.7(b) (d'après [Com09]), le marché de l'industrie photovoltaïque est aujourd'hui majoritairement détenu par l'Espagne et l'Allemagne avec respectivement 47% et 26% de la puissance photovoltaïque installée au monde durant l'année 2008. Le marché des modules photovoltaïques reste encore largement dominé par les technologies à base de Silicium (environ 96%, silicium mono et polycristallin et amorphe) bien que le marché des couches minces (notamment les technologies Cuivre Indium Sélénium et Tellure de Cadmium) prenne une place de plus en plus prépondérante (FIGURE 2.7(c)).

Cette croissance soutenue dans le domaine du photovoltaïque permet de diminuer relativement rapidement le prix de vente des modules photovoltaïques, comme illustré FIGURE 2.7(d) [IEA07], le prix de vente des modules PV cristallins se situe aujourd'hui aux alentours de 4 €/W_c [SOLa] (les prix les plus bas annoncés concernant les technologies couches minces avoisinent aujourd'hui 1€/W_c). Il est aussi possible de distinguer sur la FIGURE 2.7(a) les systèmes photovoltaïques connectés au réseau de distribution des systèmes photovoltaïques autonomes. Plusieurs configurations de systèmes photovoltaïques (PV) sont actuellement en service :

- Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (On-grid) ont le vent en poupe car ils bénéficient à l'heure actuelle de tarifs préférentiels de rachat de l'énergie dans de nombreux pays.
- Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau (Off-grid) sont employés lorsque le réseau de distribution est inexistant ou lorsque les coûts de connexion à ce réseau sont prohibitifs.
- Enfin, depuis quelques années, les systèmes PV sont intégrés à de nouvelles configurations de réseaux électriques appelées mini-réseaux, où les sources de production décentralisées sont

associées localement à des moyens de stockage, à d'éventuels autres moyens de production et à des consommateurs. A l'heure actuelle, ces mini-réseaux concernent seulement certaines zones isolées mais devraient à terme pouvoir être connectés au réseau principal de distribution et participer aux services systèmes. Ainsi, la notion de réseau décentralisé intelligent (Smart-Grid) est de plus en plus employée.

2.2.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés. La FIGURE 2.7(a) donne une idée de la répartition au niveau mondial entre systèmes connectés au réseau et systèmes autonomes. A titre d'exemple, en Europe, le marché du connecté réseau représentait en terme de puissance crête 99,5% de la capacité photovoltaïque installée au cours de l'année 2007 [EUR09].

Dans ce type d'application, la totalité de l'énergie produite est destinée à être revendue au distributeur d'électricité à un tarif de rachat préférentiel (jusqu'à 60 c€/kWh en France en 2009 si les panneaux sont intégrés au bâtiment). La FIGURE 2.8 représente l'architecture d'un tel système.

Les panneaux photovoltaïques débitent sur un bus de tension continue à travers un convertisseur dont le rôle est d'effectuer la conversion DC-AC et de faire en sorte que le générateur PV fonctionne toujours à son point de fonctionnement optimal (MPPT : Maximum Power Point Tracking). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées aux conditions météorologiques, ce convertisseur améliore la rentabilité du système global. Actuellement, non seulement les tarifs de rachat de l'électricité sont incitatifs mais en plus, sauf coupure exceptionnelle et dans la mesure d'un taux de pénétration relativement faible, le réseau de distribution peut accepter en permanence l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques permettant un retour sur investissement relativement rapide. Il n'y a donc pas de délestage de production dans ce type de système.

Le développement massif de tels systèmes posera à terme des problèmes de stabilité du réseau. En effet, si aucune mesure complémentaire n'est prise, le gestionnaire de réseau, dont la mission est d'assurer en permanence l'adéquation entre production et consommation électrique, rencontrera des difficultés à accepter en temps réel l'énergie électrique d'origine photovoltaïque en raison de sa nature intermittente ; notons que le problème se pose de la même façon pour l'éolien connecté au réseau de distribution. Par exemple, dans les zones non interconnectées, un arrêté impose à EDF de déconnecter temporairement un producteur photovoltaïque lorsque 30% de la puissance instantanée sur le réseau de distribution provient de producteurs d'énergie de nature intermittente [EDF08].

Le développement à grande échelle de ces systèmes ne pourra se faire qu'en ayant recours au stockage d'énergie offrant un degré de liberté supplémentaire de façon à mieux utiliser l'énergie produite. Par exemple, en mode connecté réseau, le stockage d'énergie permet d'augmenter l'auto-consommation. Le projet Solion [DSCL09] associant des accumulateurs Li-ion et des générateurs photovoltaïques est un exemple de projet actuel. Les nouveaux tarifs allemands de rachat de l'énergie photovoltaïque vont d'ailleurs dans ce sens, une augmentation de 5c€/kWh de l'énergie d'origine photovoltaïque consommée sur place a été mise en place en Janvier 2010.

2.2.2 Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau

On distingue deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau. Si l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie du système, on parlera de système stand-alone (SAPV system : Stand-Alone PhotoVoltaic system). Si un autre dispositif de production est utilisé en appui de la production photovoltaïque, on parlera de système photovoltaïque hybride. Dans la majeure partie des cas, le mode de production d'appui est constitué d'un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont principalement utilisés dans les zones où le réseau électrique est très peu dense en raison du coût de raccordement prohibitif. L'énergie pro-

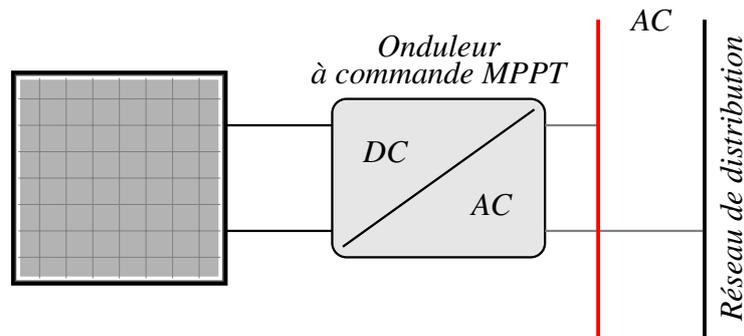


FIGURE 2.8 – Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution

duite est destinée à être consommée sur place. L'électrification des sites isolés par systèmes photovoltaïques concerne l'habitat (Solar Home System : SHS) mais aussi les relais de télécommunication se trouvant éloignés des réseaux de distribution électrique.

Bien que la part du marché photovoltaïque Off-grid soit actuellement faible, le scénario Solar Generation V estime qu'à l'horizon 2030, plus de 3 milliards d'êtres humains pourraient être électrifiés par ce type de système [Eur08].

2.2.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV)

La seule production électrique de ce type de systèmes est d'origine photovoltaïque. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté FIGURE 2.9. Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et alimentation des charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation.

En raison de sa maturité technologique et de son faible coût d'investissement, le moyen de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type électrochimique Plomb-Acide [Kai07]. Cependant, de nouvelles technologies sont actuellement envisagées comme celles au Lithium. Les performances de ce type de système sont directement liées à son dimensionnement. Un sous-dimensionnement a notamment pour conséquences un vieillissement prématuré du système de stockage ainsi qu'un accroissement des délestages de consommation et de production alors qu'un sur-dimensionnement peut conduire à un surcoût économique.

2.2.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides

Dans ce type de système, un second producteur d'énergie (le plus souvent un Groupe Électrogène) est utilisé pour palier les insuffisances de la production photovoltaïque. L'idée étant de faire appel à l'énergie de ce producteur lorsque le système n'est plus en mesure de subvenir aux besoins du consommateur et/ou que l'état de charge de l'accumulateur est trop faible. La FIGURE 2.10 représente une architecture possible d'un système photovoltaïque autonome hybride.

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Les coûts d'investissement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés ; par contre, les coûts de fonctionnement principalement liés au prix du combustible du groupe électrogène sont plus importants que pour un système autonome non hybride.

Notons que d'autres types d'hybridations ont déjà été envisagés, parmi lesquels :

- **Hybridation Photovoltaïque / Éolien** [YZLF08, Ger02] : Systèmes dans lesquels la complémentarité de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne est recherchée et

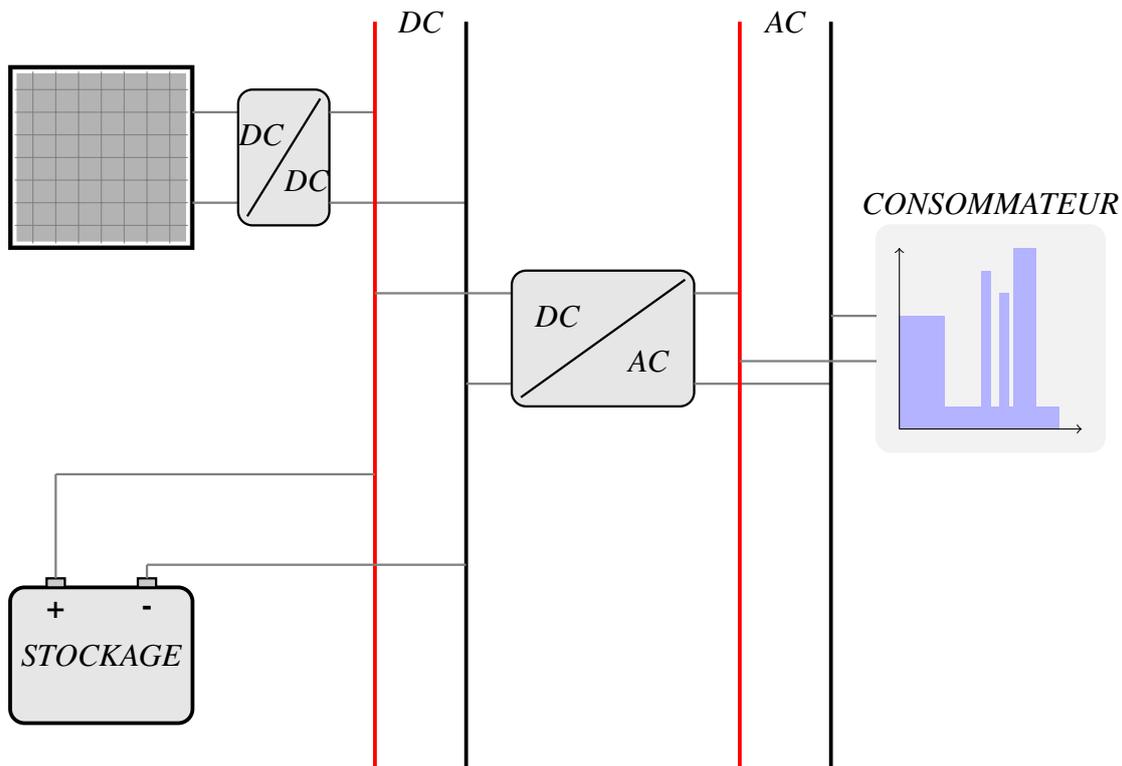


FIGURE 2.9 – Système photovoltaïque autonome

permet notamment de réduire le coût global, en particulier les besoins en stockage.

- **Hybridation Photovoltaïque / Pile à Combustible** [Gom09] : Systèmes dans lesquels une pile à combustible associée à un réservoir d'hydrogène et à un électrolyseur permet de stocker le surplus d'énergie photovoltaïque produite en évitant le surdimensionnement de l'accumulateur électrochimique. Ce type d'hybridation se heurte au coût d'investissement prohibitif de la pile à combustible ainsi qu'à sa faible durée de vie (actuellement quelques milliers d'heures).

2.2.3 Mini-réseaux

La FIGURE 2.11 représente l'architecture type d'un mini réseau où différentes sources de production cohabitent avec différents types de charges et moyens de stockage.

On regroupe sous l'appellation mini-réseau (micro-grid en anglais) [Li09] tout réseau électrique de distribution basse tension, composé d'une ou plusieurs sources de production (PV par exemple), de moyens de stockage éventuels et de consommateurs, pouvant fonctionner de façon autonome ou bien connecté à un réseau principal de distribution à plus grande échelle. L'ensemble des différentes entités communiquent entre elles et sont pour la plupart pilotables. La configuration de ce type de réseau offre plusieurs avantages :

- Le contrôle en mini-réseau de sources de production d'énergie renouvelable permet de diminuer leur impact sur le réseau de distribution et d'en augmenter le taux de pénétration, sachant que le caractère fluctuant de ce type de production limitait son taux de pénétration à une valeur d'environ 30% en raison des déséquilibres provoqués par son caractère aléatoire.
- Le système peut fonctionner en autonome en s'ilotant, permettant ainsi d'éviter les conséquences d'un éventuel "black-out" du réseau principal.
- La proximité des sources de production et des consommateurs facilite l'exploitation de la cogénération chaleur électricité (CHP : Combined Heat and Power), ce qui permet d'améliorer le rendement énergétique global.

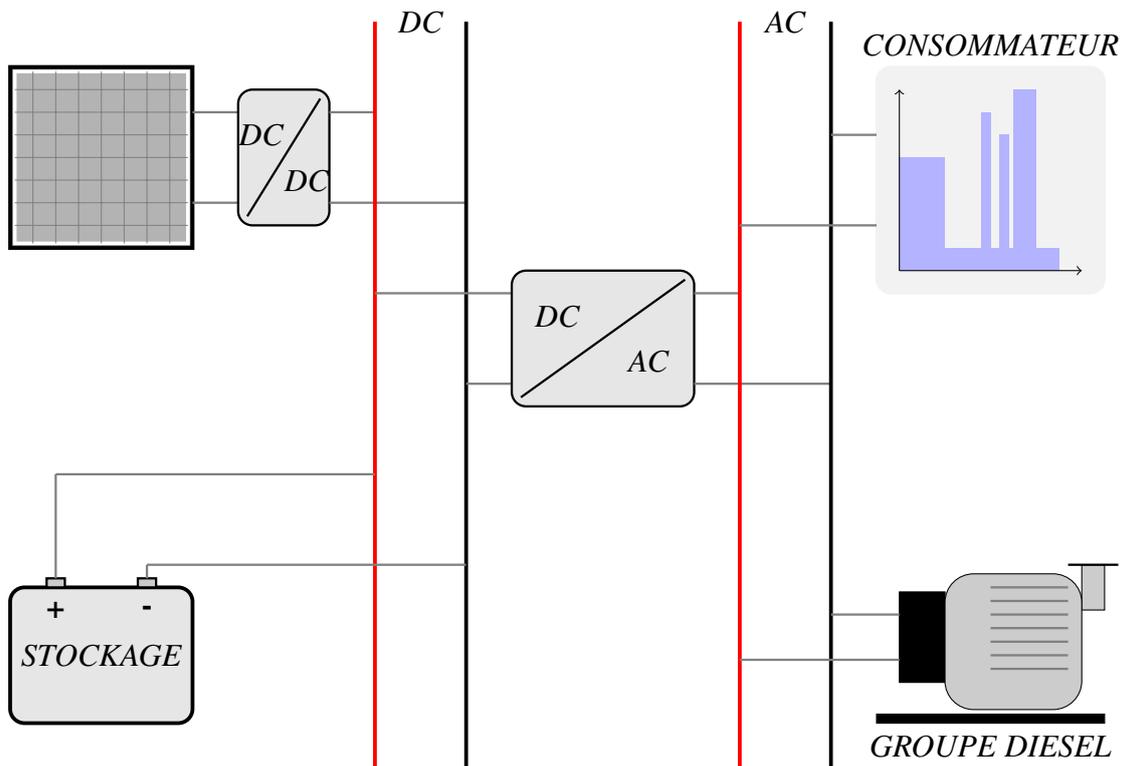


FIGURE 2.10 – Exemple d'architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride

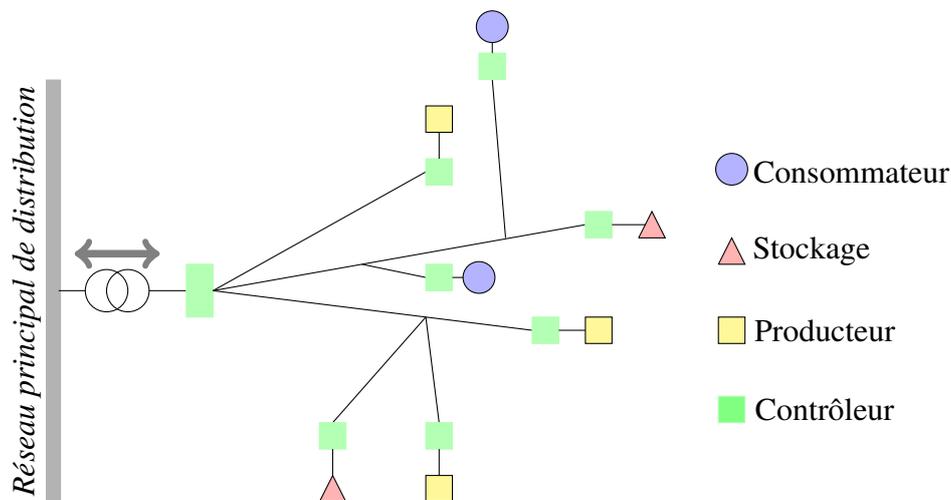


FIGURE 2.11 – Configuration mini-réseau

- La possibilité d'un contrôle des charges couplé à des moyens de stockage énergétique pour minimiser le recours au réseau principal et/ou répondre à des contraintes tarifaires.

Cependant, ce type de réseau n'est réalisable qu'au prix d'un système de contrôle et de gestion en temps réel des flux énergétiques. Différentes stratégies énergétiques peuvent être mises en place dans le cas de l'utilisation d'un mini-réseau. Il peut être décidé d'utiliser localement au maximum l'énergie d'origine renouvelable produite, permettant ainsi de minimiser l'énergie soutirée au réseau de distribution. Il s'agit alors de fonctionner de la façon la plus autonome possible. Une autre possibilité est de chercher à maximiser les gains financiers associés à la tarification en vigueur. On peut alors envisager de basculer d'une stratégie de pilotage à une autre en fonction des tarifs d'achat et de

revente de l'énergie proposés par le gestionnaire du réseau principal.

Les mini-réseaux sont aujourd'hui de plus en plus envisagés. Par exemple, le projet PREMIO [PRE] (Production Répartie, Énergies renouvelables, Maîtrise de l'énergie, Intégrée et Optimisée) de la région Provence Alpes Côte d'Azur envisage d'implanter un mini-réseau intelligent et communicant dans le sud de la France à l'horizon 2010. Ce système associera des moyens de production (principalement renouvelables) à des moyens de stockage (électriques et thermiques) et à des charges pilotables. Le but principal du système étant de participer aux services réseaux, notamment aux demandes (émanant de RTE) d'écrêtage de la consommation en période de pointe.

2.3 Dimensionnement des systèmes photovoltaïques non connectés au réseau

Lorsque l'on cherche à optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque non connecté au réseau, le but est de déterminer les paramètres de dimensionnement du système afin de minimiser un critère de coût. Bien évidemment, ce dimensionnement sera réalisé de façon à répondre à un certain critère de qualité du service rendu au consommateur. Dans la plupart des cas, le critère de coût retenu est un critère économique : on cherchera donc à minimiser le coût économique du système. Il est possible de distinguer 2 principales méthodes de dimensionnement :

- **Méthodes empiriques** : Dans ce cas, une méthode empirique permet de dimensionner le système, généralement dans les conditions les plus contraignantes, par exemple capacité de stockage définie pour N jours de consommation sans production PV. Usuellement, le mois de production photovoltaïque le plus faible est considéré, il s'agit alors, moyennant de lourdes hypothèses, de choisir la puissance crête du générateur photovoltaïque et la capacité énergétique de l'accumulateur pour fournir le consommateur pendant ce mois critique pour effectuer le dimensionnement.
- **Méthodes numériques** : Ces méthodes sont basées sur la simulation temporelle des systèmes photovoltaïques sur une certaine durée (t_{sim}) avec un certain pas de temps (Δt). Les simulations reposent sur des modèles énergétiques plus ou moins évolués des différents composants du système autonome.

Le choix entre ces différentes méthodes se fera par un compromis entre finesse des hypothèses (notamment concernant les pertes) et temps de résolution du problème.

2.3.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Les principaux paramètres de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome sont rappelés TABLE 2.2. Les paramètres en grisé interviennent uniquement lorsque l'on considère un système photovoltaïque hybride avec groupe électrogène. Le problème du dimensionnement global du système photovoltaïque revient à déterminer l'ensemble des variables de dimensionnement de façon à aboutir à une solution de compromis entre coût du système et service énergétique rendu au consommateur.

Plusieurs considérations peuvent être relevées dans la littérature concernant le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes :

- Le critère universellement retenu pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques est son coût économique ; or, ce coût est fortement dépendant des subventions et autres incitations financières disponibles dans la zone géographique d'accueil du système photovoltaïque, et du temps (évolutions des aides et de l'ensemble des données économiques...).
- A de rares exceptions près [Koh09], le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes repose aujourd'hui sur des outils de simulation temporelle. Le comportement énergétique du système est donc simulé sur une certaine durée (t_{sim}) avec un certain pas de temps de simulation (Δt). Cependant, ces deux paramètres prennent de nombreuses valeurs différentes

Paramètre	Notation	Unité
Puissance crête photovoltaïque	$P_{PV_{pk}}$	[W _c]
Capacité de stockage	W_{Sto}	[Wh]
Puissance apparente de l'onduleur	S_{Inv}	[VA]
Puissance du hacheur	P_{Chop}	[VA]
État de charge maximal de l'accumulateur	SOC_{Max}	[%]
État de charge minimal de l'accumulateur	SOC_{Min}	[%]
Puissance nominale du Groupe Électrogène	S_{GE}	[VA]
État de charge de démarrage du Groupe Électrogène	SOC_{Start}	[%]
État de charge d'extinction du Groupe Électrogène	SOC_{Stop}	[%]

TABLE 2.2 – Paramètres de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome

dans la littérature ([She09],[FM08],[Lag08]). L'impact de ces deux paramètres fondamentaux de la simulation sur les résultats de dimensionnement n'ont pas fait l'objet d'études approfondies.

- Le stockage électrochimique Plomb-Acide, en raison de son faible coût économique à l'investissement, est quasiment le seul moyen de stockage actuellement employé dans ces systèmes. L'utilisation des technologies plaques tubulaires (pour leur durée de vie), avec ou sans entretien (batteries à recombinaison type VRLA : Valve Regulated Lead-Acid) est la plus fréquente dans les systèmes photovoltaïques autonomes où la maintenance est difficile.
- Les données de consommation électrique ainsi que les données météorologiques utilisées sont déterministes, le plus souvent issues de relevés expérimentaux. Dans [Cel07], l'auteur s'intéresse à l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque mais ne cherche pas à le modifier en vue de l'améliorer par exemple pour minimiser le dimensionnement du système.

Ces considérations nous ont amenés à nous pencher, à l'occasion de cette thèse, sur les problématiques suivantes :

- Recherche de nouveaux critères de dimensionnement pertinents, notamment en intégrant des données d'Analyse sur Cycle de Vie (ACV), comme l'énergie primaire totale consommée sur cycle de vie, rendant mieux compte des réels impacts environnementaux de ce type de système.
- Impact du profil de consommation sur les résultats d'optimisation.
- Optimisation du profil de consommation.
- Potentiel de la technologie Li-ion pour les systèmes photovoltaïques autonomes :
 - Modélisation énergétique des accumulateurs Li-ion.
 - Comparaison des solutions Plomb-Acide et Li-ion dans le cadre des systèmes photovoltaïques autonomes.
- Modélisation du comportement aléatoire du consommateur.
- Gestion optimisée en temps réel de la consommation.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous limiterons à des systèmes décentralisés de moyenne puissance. Un système photovoltaïque autonome appliqué à l'habitat, type Solar Home System, sera d'abord évoqué (~ 10 kW). Le système hybride du Chapitre 6 sera, quant à lui, dimensionné pour une application de type écoquartier (~ 50 kW).

2.3.2 Intérêt de la gestion du profil de consommation

On peut se demander si le profil de consommation (à énergie consommée constante) impacte significativement le dimensionnement d'un tel système. Intuitivement, le profil de consommation le plus corrélé à la production devrait permettre de minimiser le recours au stockage ainsi que les

inévitables pertes associées. Il nous donnera alors la limite basse vers laquelle nous pouvons essayer de tendre.

La gestion de la consommation (DSM : Demand Side Management) représente depuis plusieurs décennies un moyen utile dans l'optique de mieux rentabiliser l'outil de production de l'énergie électrique.

Ainsi, les gestionnaires de réseaux centralisés ont envisagé le contrôle de charge dès le milieu des années 80, que ce soit au niveau résidentiel par le contrôle des chauffe-eau électriques ou des climatisations [MKR88], mais aussi au niveau industriel [BK85], afin d'ajuster la consommation à la production électrique (notamment pour éviter les pointes). Notons qu'une tarification incitative permet d'orienter efficacement les comportements. Certaines actions élémentaires, comme le décalage temporel ou la modulation d'amplitude, peuvent être envisagées individuellement sur différentes charges électriques contrôlables [NA93] de façon à lisser le profil de consommation.

L'action sur le profil de charge constitue aussi un levier de contrôle utilisé dans les nouvelles architectures de production décentralisée d'énergie type micro-réseaux [SOLb, TH08, JCR08] dans l'optique de mieux consommer l'énergie produite. Le projet "Washing with the sun", implanté dans la ville de Manheim en Allemagne [HGB08], informe en temps réel les consommateurs de la production d'énergie d'origine renouvelable et les incite donc à modifier leur comportement énergétique. Dans le cadre des systèmes autonomes de production d'énergie, la problématique est différente. Ainsi, étant donné que l'énergie produite est par essence renouvelable et disponible, l'idée n'est pas de jouer sur la consommation dans l'optique d'éviter les pics de production, mais plutôt de mieux utiliser l'énergie produite. Une gestion optimale de la charge a déjà été envisagée pour un système de production photovoltaïque d'électricité avec l'idée de diminuer la capacité des batteries [GP91], mais ces travaux restent rares. D'autre part, dans [Cel07], l'auteur s'est intéressé au rôle du profil de consommation sur les performances d'un système de production photovoltaïque autonome et notamment sur le taux de délestage du consommateur.

De nos jours, il semble donc pertinent de se pencher sur l'impact du profil temporel de consommation sur le dimensionnement d'un système de production d'énergie d'origine renouvelable non connecté au réseau [SRAM06], principalement par une approche de minimisation des impacts environnementaux, notamment du coût énergétique global sur cycle de vie, de ce type de système par l'optimisation des profils de charge. Bien entendu, au delà de cette approche et de nos travaux, la réduction de l'énergie globalement consommée devra être prioritaire et les aspects sociologiques inhérents aux changements de comportement des consommateurs [ALM06] devront aussi être pris en compte. La FIGURE 2.12 représente schématiquement les différentes actions qu'il est possible de réaliser sur le profil de consommation.

Les différents modes de gestion des charges électriques envisagés dans le cadre de cette thèse sont décrits ci-dessous :

- **Délestage de consommation (Load shedding)** : la modification la plus élémentaire consiste à ne plus fournir les charges du consommateur. Il s'agit alors du délestage de charges qui peut être partiel ou total. Celui-ci est généralement suivi d'un re-lestage (automatique ou manuel de la part du consommateur) de façon à satisfaire sa demande énergétique. C'est la raison pour laquelle la modélisation énergétique du consommateur doit prendre en compte l'historique des contraintes subies afin de déterminer le plus fidèlement possible son comportement futur. Notons que l'inertie (ou stockage) thermique offerte par certaines charges électriques (réfrigérateur, congélateur) permet d'envisager le délestage sans impacts notables sur la qualité du service énergétique rendu au consommateur. Bien que le chauffage électrique ne soit pas de prime abord un usage rationnel de l'électricité dans le cadre d'un système photovoltaïque, l'inertie thermique offerte par les ballons d'eau chaude sanitaire offre, elle aussi, un degré de liberté intéressant dans le cadre de la gestion de la consommation.
- **Ecrêtage de consommation (Load leveling)** : il consiste à limiter la puissance maximale appelée par le consommateur à une certaine valeur pouvant fluctuer dans le temps. Il s'agit, entre

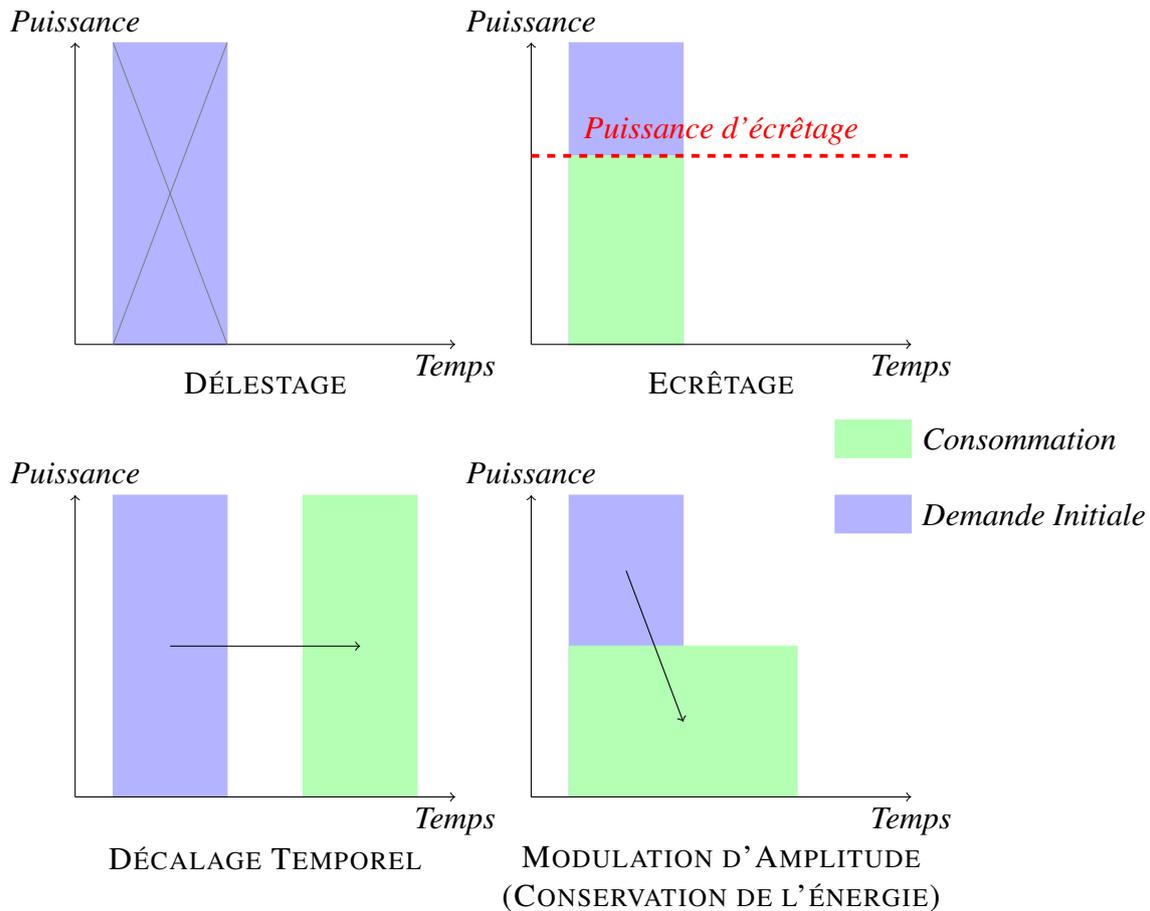


FIGURE 2.12 – Exemples d'actions sur le profil de charge

autres, de limiter les sollicitations en puissance sur le réseau de distribution. Notons que le dépassement peut être sanctionné soit par la disjonction des charges du consommateur, soit par une sur-tarification de l'énergie consommée dans ce mode [Rif09].

- **Modification de forme** : Ici, seule la forme du profil de consommation est modifiée, l'énergie consommée par la charge restant constante.

→ **Décalage temporel** : le décalage temporel consiste à déplacer dans le temps une charge électrique. Ce type de modification est déjà mis en place actuellement dans certains pays où il est possible de décaler certaines charges pour profiter de tarifs d'achats préférentiels (heures creuses par exemple).

→ **Modulation d'amplitude** : la modulation d'amplitude consiste à moduler la forme du profil de charge. Il s'agit, par exemple, de consommer plus longtemps mais à une puissance moindre ou au contraire de consommer moins longtemps mais au prix d'une puissance appelée plus importante. Cette modification peut être envisagée sur les appareils de lavage (lave-linge et lave-vaisselle) dont la phase de chauffage de l'eau (représentant la majorité de l'énergie consommée sur l'ensemble du cycle) pourrait être modulée. La FIGURE 2.13 représente un relevé de la puissance consommée par une machine à laver de classe A+ pour 2 températures de cycles différentes : la part considérable de cette consommation relative au chauffage de l'eau est ici visible.

La mise en place de la gestion des charges ne peut se faire qu'en ayant recours à des systèmes de contrôle gérés par domotique de manière à agir de façon active sur ces charges. Notons que ce domaine est actuellement en pleine effervescence. Ainsi, de nombreux systèmes de visualisation de l'énergie consommée sont d'ores et déjà disponibles :

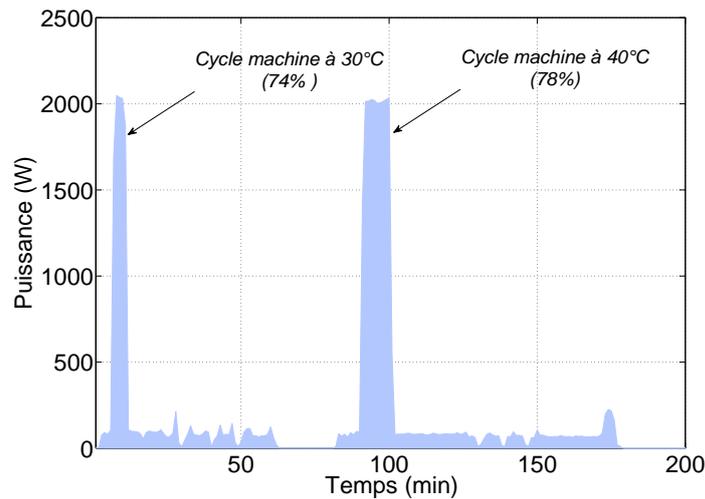


FIGURE 2.13 – Relevé expérimental du profil de puissance d'une machine à laver de classe A+ pour 2 températures de cycles (30°C et 40°C)

- "Power Meter" de Google [GOO]
- "Energie box" d'Edelia, filiale d'EDF [EDE]

La société Voltalis [VOL] va même plus loin en proposant une action de délestage suivie d'un re-lestage de certaines charges contrôlables comme le ballon d'eau chaude, les radiateurs électriques et les climatiseurs via un appareil appelé "Blue Pod". Ainsi, l'ensemble des données en provenance de ces appareils sont agrégées et transmises à RTE qui prendra la décision de profiter ou non de ce degré de liberté pour ajuster au mieux production et consommation.

2.3.2.1 Potentiel d'action

Nous nous focaliserons dans le cadre de cette thèse sur les systèmes photovoltaïques à vocation résidentielle. Ce secteur, très énergivore, comme le rappellent les FIGURES 2.4(a) et 2.4(b), a fait récemment l'objet d'une étude au niveau européen. Il s'agit du projet REMODECE visant à caractériser la consommation énergétique résidentielle des 27 pays européens et à évaluer les économies potentielles d'énergie. 12 pays européens étaient concernés par les mesures in-situ. La consommation électrique de 100 logements par pays a donc été mesurée pendant 2 semaines. La FIGURE 2.14 précise la répartition européenne moyenne de la consommation résidentielle par charge (hors chauffage électrique).

Au vu de la répartition moyenne de la consommation des charges électriques du secteur résidentiel, le potentiel en termes d'action sur le profil est bien présent. Si l'on additionne seulement le poste froid (28%) et le poste lavage / séchage (16%), quasiment la moitié de la consommation d'énergie pourrait être modifiée (soit par décalage, soit par modulation d'amplitude voire délestage) ce qui représente un gisement d'action conséquent.

2.3.3 Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion

Dans le cadre de cette thèse, le potentiel de la technologie Li-ion concernant les applications de stockage dans les systèmes PV a été évalué. Nous nous sommes équipés d'accumulateurs Li-ion "Haute Énergie" du constructeur SAFT. La chimie utilisée pour l'électrode positive est un oxyde lithié de nickel ($LiNi_xCo_yAl_zO_2$) offrant essentiellement le meilleur compromis entre densité d'énergie, durée de vie et sécurité [JO06].

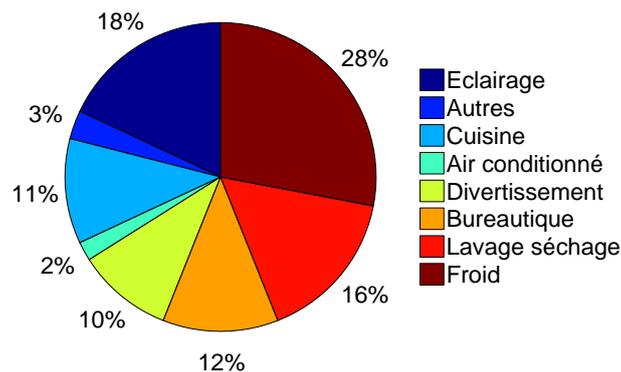


FIGURE 2.14 – Répartition européenne moyenne de la consommation résidentielle par charge (d'après [Uni08])

Le stockage de l'énergie sous diverses formes est depuis longtemps un degré de liberté utilisé dans la gestion des réseaux électriques. Quelques unes des qualités attendues d'un système de stockage implanté sur un réseau électrique sont :

- Rendement énergétique élevé
- Durée de vie importante afin de minimiser les remplacements sur la durée d'usage du système
- Faible coût d'investissement

Ainsi, le stockage gravitaire réalisé par pompage / turbinage entre deux réservoirs d'eau situés à deux altitudes différentes offre un moyen d'ajustement en temps réel efficace entre production et consommation électrique pour le stockage massif d'énergie. Cependant, les sites naturels propices à ce type de stockage sont limités.

Le stockage électrochimique à grande échelle (1 à 100 MW / 1 à 100 MWh) a déjà été envisagé avec plusieurs technologies d'accumulateur (Plomb-Acide, Sodium-Soufre et Nickel-Cadmium) pour diverses applications [MLD⁺98] :

- Alimentation de secours
- Ecrêtage des pointes de consommation (Load-Leveling)
- Stabilisation du réseau

L'utilisation croissante des systèmes décentralisés de production d'énergie fluctuante comme le photovoltaïque pourrait se faire en ayant recours à des systèmes de stockage eux aussi décentralisés, destinés à jouer le rôle de tampon entre sources de production et consommation.

Les systèmes de stockage utilisés à l'heure actuelle pour les systèmes photovoltaïques sont du type électrochimique. La technologie Plomb est pour l'instant la technologie universellement répandue en raison de sa maturité technologique et de son relativement faible coût d'investissement. Cependant, le rendement énergétique ainsi que la durée de vie de ce type d'accumulateur sont relativement médiocres et accroissent fortement les coûts de fonctionnement sur le cycle de vie du système complet.

La technologie Lithium-ion a été introduite sur le marché des applications portables au début des années 90 par la société SONY. Aujourd'hui plusieurs technologies Lithium-ion existent : elles reposent toutes sur la propriété fortement réductrice du Lithium et sa haute densité énergétique (jusqu'à 200 Wh/kg pour certains éléments Li-ion). Certaines technologies Lithium-ion sont aujourd'hui envisagées pour les applications de forte énergie comme le stockage d'énergie décentralisé. Leur coût est encore élevé mais un meilleur rendement énergétique ainsi qu'une tenue en cyclage plus élevée en font un concurrent sérieux de la technologie Plomb à moyen et long terme.

2.4 Problématique de la thèse

Le recours à la production d'énergie photovoltaïque, que ce soit au sein de systèmes autonomes ou insérée dans une architecture distribuée et décentralisée type mini-réseau, semble pouvoir constituer l'une des réponses pertinentes au défi électrique actuel. Cependant, l'association du stockage à la production par systèmes photovoltaïques se heurte encore à un problème majeur : son coût.

Le dimensionnement optimal de ces systèmes est un problème complexe lorsque le recours au stockage est envisagé. Le caractère aléatoire de la production photovoltaïque comme celui du profil de charge du consommateur rendent indispensable la simulation du système sur toute sa durée de vie. D'une part, cette simulation doit reposer sur des modèles énergétiques fiables des différents éléments pour rendre compte au mieux des transferts énergétiques ayant lieu au sein du système mais également sur des modèles de vieillissement également les plus fiables possibles. Certains phénomènes complexes sont parfois difficiles à modéliser, c'est par exemple le cas des phénomènes électrochimiques des accumulateurs. D'autre part, le fait de chercher à optimiser le dimensionnement des systèmes photovoltaïques nécessite de disposer de modèles et d'outils d'optimisation efficaces. Les modèles de vieillissement sont encore insuffisants et reposent sur des données constructeur, soit statistiques lorsque l'on cherche à quantifier l'espérance de vie moyenne du système considéré (MTBF : Mean Time Before Failure), soit issues d'essais de vieillissement en cyclage normalisé (comme c'est le cas pour les accumulateurs).

Les optimisations de dimensionnement menées dans cette thèse ont principalement été réalisées en cherchant à minimiser le coût énergétique global du système à optimiser. La méthodologie utilisée est identique lorsque l'on cherche à minimiser le coût économique du système, seuls les critères diffèrent. Ces deux approches ont donc été menées de front.

Une approche analyse sur cycle de vie a été menée sur les différents éléments composant le système photovoltaïque en comptabilisant l'ensemble des énergies primaires requises par chaque élément sur l'ensemble de sa durée de vie "du berceau à la tombe". Les pertes énergétiques liées au fonctionnement du système se traduisent par un surdimensionnement des moyens de production. L'investissement énergétique représente l'ensemble des coûts depuis l'extraction des matières premières requises pour la construction du produit jusqu'à son recyclage.

A l'heure actuelle, le dimensionnement des systèmes photovoltaïques isolés est réalisé en fixant un profil de consommation déterministe comme paramètre d'entrée du système. Or, il est établi que l'allure de ce profil de consommation a un impact élevé sur le dimensionnement de ces systèmes. Nous avons donc cherché dans un premier temps à quantifier cet impact, et dans un deuxième temps, à utiliser les degrés de liberté offerts par certaines charges dans l'optique d'aller encore plus loin dans le dimensionnement optimal de ces systèmes tout en conservant un confort énergétique acceptable pour le consommateur. Le fait d'insérer de l'intelligence dans la gestion du profil de consommation devrait ainsi permettre de réduire le coût d'investissement de ce type d'installations mais aussi son coût de fonctionnement. L'opportunité offerte par la technologie Lithium en termes de rendement et de durée de vie est étudiée dans l'optique d'une minimisation des coûts sur cycle de vie (économique ou énergétique global). En effet, bien que l'investissement énergétique soit plus important pour la technologie Li-ion (surcoût de l'ordre de 30 à 60% à capacité énergétique égale [RS05, SAFb]), les gains énergétiques sur cycle de vie réalisés grâce aux moindres pertes ainsi que par l'allongement de la durée de vie des accumulateurs Lithium-ion nécessitent d'être quantifiés afin d'évaluer la rentabilité.

Bien entendu, l'ensemble des considérations effectuées sur des systèmes photovoltaïques isolés peuvent être élargies aux architectures mini-réseaux, où les problématiques de stockage de l'énergie comme de gestion de la demande seront aussi abordées.

Tout d'abord, le Chapitre 3 sera consacré à la méthodologie utilisée pour traiter ce problème d'optimisation sur cycle de vie. Les différentes modélisations nécessaires à la simulation énergétique du système seront présentées ainsi que les différents critères utilisés pour l'évaluation des performances d'un système photovoltaïque autonome. L'accent sera mis sur les critères de coût énergétique sur

cycle de vie et de coût économique. L'outil d'optimisation utilisé sera aussi abordé dans cette partie.

Puis, dans le Chapitre 4, l'impact de la demande énergétique du consommateur sur le dimensionnement du système sera étudié, d'abord par une approche purement analytique à base de modèles énergétiques rudimentaires, puis par une seconde approche reposant sur les modèles énergétiques plus évolués présentés au Chapitre 3. L'intégration des paramètres du profil de consommation en tant que variables d'optimisation sera également analysée dans ce chapitre.

Le Chapitre 5 sera consacré à la modélisation énergétique et électrique des accumulateurs Lithium-ion. Une comparaison entre les technologies Lithium-ion et Plomb sera réalisée, toujours dans l'optique de la minimisation du coût énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques isolés.

Enfin, le Chapitre 6 abordera le travail réalisé dans le cadre du projet SOLEDO (SOLution globale pour un mini-réseau avec source d'Énergie Décentralisée photovoltaïque et gestion Optimisée, 2006-2009) soutenu par le programme photovoltaïque de l'ANR (Agence Nationale de la Recherche) et dont le but était de développer un système reposant sur une architecture mini-réseau pouvant fonctionner en autonome, dans laquelle la minimisation du coût de fonctionnement est obtenue par gestion intelligente de la demande énergétique. La fonction d'écrtage est aussi mise en oeuvre en mode connecté réseau.

2.5 Caractéristiques de la plateforme de production photovoltaïque et éolienne implantée sur le site de Bretagne de l'ENS de Cachan

L'équipe SETE du Laboratoire SATIE partiellement implantée sur le site de l'Antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan dispose d'une plateforme de production décentralisée multi-sources d'énergie renouvelable installée en 1999. La FIGURE 2.15 en représente une vue schématique. Elle est composée de :

- 2 éoliennes de puissance nominale 750 W.
- 20 m² de panneaux photovoltaïques en silicium polycristallin disposés sur le toit d'un bâtiment de l'école d'une puissance maximale de 2 kW_c.
- 5 accumulateurs Lithium-ion de 45 Ah de capacité unitaire nominale sont connectés en parallèle sur le bus continu de 48 V (soit environ 10 kWh). Chaque accumulateur est composé de 14 éléments Lithium équilibrés en série. La plateforme disposait à l'origine de 24 éléments de stockage Plomb-acide (2 V, 350 Ah) qui sont arrivés en fin de vie en 2008, il s'agissait d'accumulateurs SAPHIR 3600.
- Des convertisseurs statiques permettent de mettre en forme l'énergie électrique, notamment :
 - un onduleur TRACE ENGINEERING de 4,5 kVA assure la conversion réversible DC/AC entre le bus continu et le réseau AC. Ce convertisseur permet soit de consommer l'énergie sur place, soit de renvoyer la production au réseau de distribution. Une entrée groupe électrogène est aussi prévue.
 - 2 hacheurs à commande MPPT de 1 kW chacun permettent d'améliorer la productivité des panneaux PV.
- une station météorologique : Les conditions météorologiques sont en permanence mesurées à l'aide de capteurs. L'ensoleillement dans le plan des panneaux et dans le plan horizontal sont mesurés par des pyranomètres. La vitesse du vent ainsi que sa direction sont relevées grâce à une girouette et un anémomètre. Enfin, la température de surface des panneaux photovoltaïques est elle aussi relevée.
- une centrale d'acquisition : l'ensemble des données importantes du système, qu'elles soient électriques (courants, tensions et puissances caractéristiques) ou météorologiques (ensoleillement, température et vitesse du vent) sont rapatriées sur un même PC. Les appareils de mesures

des grandeurs électriques (wattmètres et multimètres) sont reliés à la centrale via un bus GPIB tandis que les données météorologiques transitent via un protocole Ethernet depuis une unité de traitement déportée.

Des photos des différents éléments de ce système sont présentées à la FIGURE 2.16.

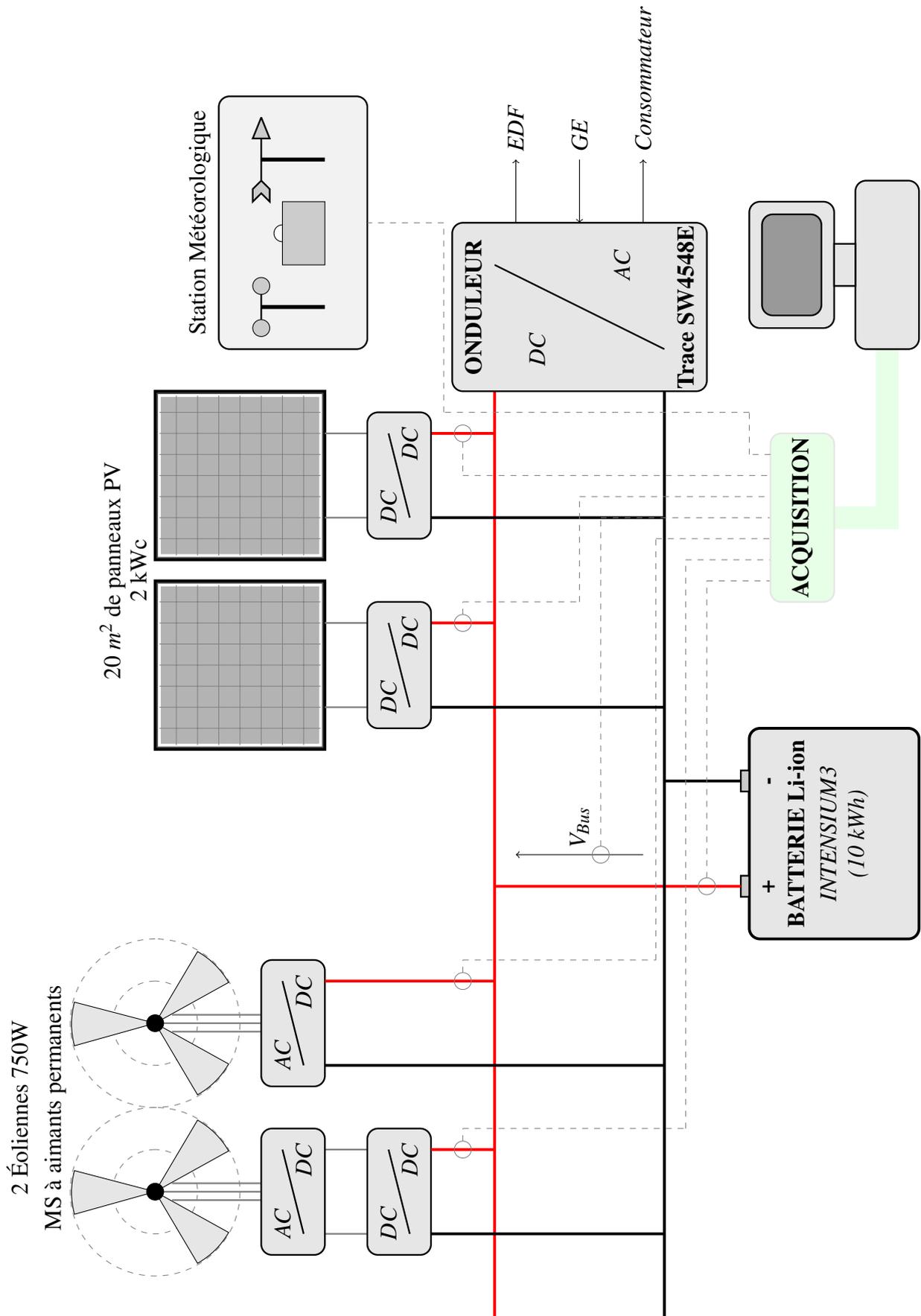


FIGURE 2.15 – Plate-forme expérimentale implantée au laboratoire



(a) 2 kW_c de panneaux PV Silicium polycristallin



(b) 10 kWh de stockage Li-ion



(c) Convertisseurs statiques : onduleur et hacheurs MPPT



(d) Éolienne 750 W

FIGURE 2.16 – Photos des éléments du système implanté sur le site de Bretagne de l'ENS de Cachan et du laboratoire SATIE - CNRS

Chapitre 3

Modèles et Méthodologie

Ce chapitre est consacré à l'élaboration des modèles des différents constituants et à la méthodologie utilisée dans le cadre de cette thèse dans l'optique d'optimiser le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides.

Une approche d'optimisation du dimensionnement du système étant menée, la complexité des modèles utilisés doit rester acceptable de façon à ne pas rallonger de façon excessive le temps de résolution du problème. Dans un premier temps, les modélisations énergétiques des différents éléments composant le système photovoltaïque seront présentées. Puis les critères d'évaluation des performances du système seront évoqués. Une attention particulière sera portée sur le coût énergétique sur cycle de vie mais également sur le coût économique du système.

Enfin, l'outil d'optimisation sera décrit ainsi que son application à l'optimisation du dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides.

3.1 Modélisation énergétique du système

Afin de déterminer les différents flux d'énergie au sein d'un système photovoltaïque hybride avec l'objectif d'en optimiser la gestion, chaque entité de celui-ci doit être modélisée. Dans l'optique de limiter la complexité de nos modèles, seule la puissance active a été considérée. Les effets de la puissance réactive ainsi que des harmoniques ont été négligés. Une attention particulière est portée sur le vieillissement des différents composants, non seulement afin de déterminer le nombre de remplacements, mais aussi pour prendre en compte la dégradation au cours du temps de leurs performances.

3.1.1 Modélisation des sources de production

La production d'énergie dans un système photovoltaïque hybride est principalement assurée par les générateurs photovoltaïques. Ces générateurs peuvent être suppléés par des groupes électrogènes afin d'assurer la fourniture électrique du consommateur lorsque l'état de charge des accumulateurs est insuffisant.

3.1.1.1 Modélisation de la production photovoltaïque

3.1.1.1.1 Éléments de technologie Différentes technologies de cellules photovoltaïques sont aujourd'hui utilisées. Elles reposent toutes sur les propriétés photo-électriques des matériaux semi-conducteurs. Afin d'avoir une vision globale de ces technologies du point de vue de l'évolution de leur rendement en fonction des améliorations apportées, la FIGURE 3.1 (d'après [Mul07]) illustre une comparaison des principales familles et de leur progression passée et envisagée. Le choix d'une technologie relève d'un compromis entre rendement énergétique, encombrement associé et coût. Il est possible de distinguer les grandes familles de technologies suivantes :

- La filière Silicium : historiquement, il s'agit de la première filière développée, et ce dès les années 50. Elle offre toujours, à l'heure actuelle, l'un des meilleurs compromis rendement énergétique / coût. On peut distinguer les technologies en silicium mono et polycristallin.

→ **Silicium monocristallin** (environ 27% du marché photovoltaïque en 2006) : Le silicium utilisé pour cette technologie est d'une très grande pureté. Le cristal est obtenu par la méthode dite de Czochralsky, la structure cristalline est parfaite. Pour arriver à ce résultat, la fabrication est complexe et coûteuse en énergie. Les rendements de conversion obtenus dans les conditions normalisées atteignent des valeurs de 18% en moyenne.

→ **Silicium polycristallin** (environ 62% du marché photovoltaïque) : La pureté du matériau est moindre que pour le silicium mono-cristallin. Le rendement de conversion (autour de 14 %) s'en trouve donc diminué au prix d'un process moins "énergivore".

- Les filières Couches Minces : Ces technologies reposent sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire permettant de réduire l'épaisseur de la couche de semi-conducteur. Cette couche peut être déposée sur différents substrats (quartz, céramique, métal). On distingue notamment, parmi les plus matures, les technologies :

→ **Silicium Amorphe** (a-Si) : L'utilisation de silicium à l'état amorphe remonte au début des années 70, utilisé en couche mince, celui-ci possède un rendement de conversion limité (moitié moindre que pour le silicium cristallin) cantonnant cette technologie à des utilisations de niches (alimentations de petits appareils électroniques d'intérieur consommant peu). La dépense énergétique, ramenée au W_c , nécessaire à sa production est encore plus faible que pour la technologie polycristalline.

→ **Tellure de Cadmium** (CdTe) : Le rendement de conversion obtenu pour ce matériau est nettement plus satisfaisant. La limite principale au déploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité du cadmium, mais les fabricants prévoient dès aujourd'hui des filières de recyclage.

→ **Cuivre Indium Selenium** (CIS) : Ces cellules sont plus complexes à fabriquer que les cellules au CdTe mais le rendement atteint est encore meilleur (jusqu'à 20% en laboratoire). Cependant, les matériaux ne sont pas disponibles en grande quantité.

D'autres technologies prometteuses comme les matériaux organiques, les matériaux nanocristallins ou les structures multi-jonctions laissent présager d'excellentes performances futures et sont aujourd'hui au stade de la recherche. Cependant elles se heurtent encore à l'heure actuelle à de faibles durées de vie (notamment pour les matériaux organiques : \sim quelques milliers d'heures [Ta09]), et/ou à de faibles rendements énergétiques et/ou à des coûts prohibitifs.

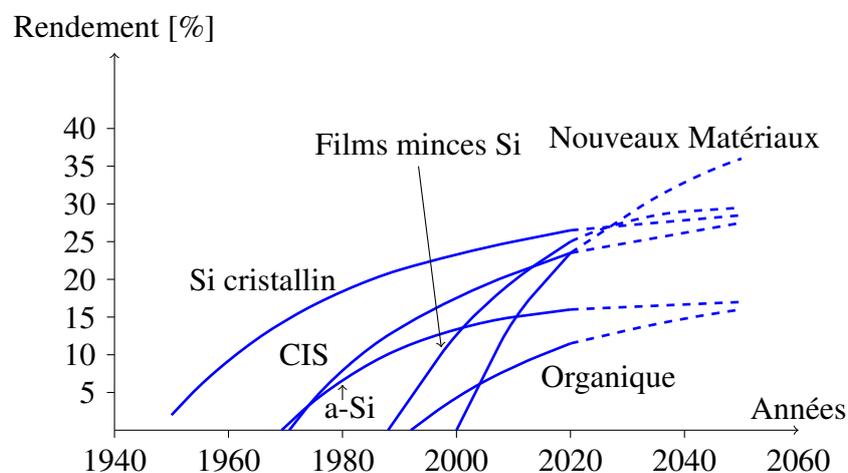


FIGURE 3.1 – Évolution du rendement énergétique de différentes technologies de modules photovoltaïques (d'après [Mul07])

3.1.1.1.2 Principe de la conversion photovoltaïque La conversion d'une part de l'énergie solaire reçue à la surface d'une cellule en énergie électrique repose sur l'effet photovoltaïque. Les matériaux semi-conducteurs utilisés dans la fabrication de cellules photovoltaïques sont assemblés en jonction PN par dopage. La FIGURE 3.2(a) propose une vue simplifiée d'une telle jonction. L'énergie transmise à la cellule par les photons permet à certains électrons de se libérer de leurs atomes, ceux-ci génèrent un courant électrique sous l'effet du champ électrique obtenu dans la ZCE (Zone de Charge d'Espace) créée à la jonction PN.

La FIGURE 3.2(b) représente les courbes constructeur de l'évolution des caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque en silicium polycristallin (ASE-100-GT-FT du fabricant Schott Solar) pour plusieurs conditions de température et d'ensoleillement. Il est possible de remarquer qu'une augmentation de la température de surface du panneau réduit de façon sensible la tension à ses bornes (environ $-2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ et par cellule). En outre, le courant de court-circuit est sensiblement proportionnel à la puissance incidente, avec un coefficient de température positif.

L'influence notable des conditions météorologiques sur les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques justifie l'intérêt des convertisseurs à commande MPPT chargés de faire fonctionner le module en permanence à son point de puissance maximale.

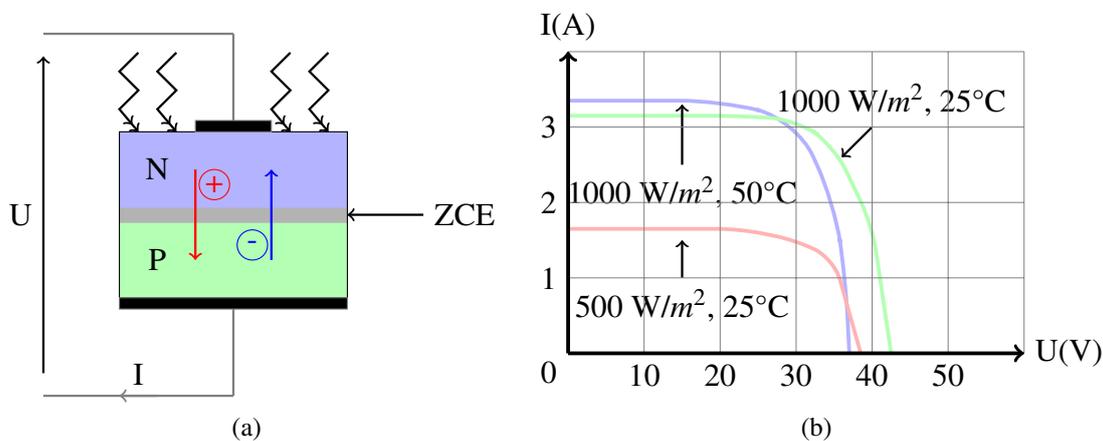


FIGURE 3.2 – Schéma d'une cellule photovoltaïque (a) et caractéristiques électriques d'un module polycristallin (b)

3.1.1.1.3 Modèle utilisé Les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques dépendant des conditions météorologiques, le modèle énergétique choisi doit prendre en compte ces considérations. Plusieurs modèles permettent de le faire, parmi lesquels les modèles dits "à une diode" et "à deux diodes" [Ger02].

Ici, nous utiliserons un modèle polynomial permettant de déduire la puissance maximale pouvant être obtenue en fonction de la puissance rayonnée incidente par unité de surface (E_s) et de la température de jonction des panneaux (T_j) [Ger02]. Ce modèle est aisément identifiable à partir des documents constructeurs ou de relevés expérimentaux :

$$P_{PV} = \alpha_{PV} \cdot (1 + \beta_{PV} \cdot (T_j - T_{jref})) \cdot (\gamma_{PV} + E_s) \quad (3.1)$$

Un jeu de 3 paramètres (α_{PV} , β_{PV} et γ_{PV}), dépendant du type de panneaux photovoltaïques utilisés, est nécessaire pour déterminer la puissance maximale que peuvent fournir ces panneaux. Les valeurs des paramètres des panneaux photovoltaïques implantés sur le site du laboratoire sont récapitulées TABLE 3.1.

La modélisation de la puissance productible photovoltaïque est représentée sur la FIGURE 3.3. Les paramètres d'entrée sont l'ensoleillement et la température de surface des panneaux. On peut en déduire la puissance maximale pouvant être fournie par les panneaux photovoltaïques.

Paramètre	Valeur	Unité
α_{PV}	0,98	[SI]
β_{PV}	$-2,91 \cdot 10^{-3}$	[SI]
γ_{PV}	40,83	[SI]

TABLE 3.1 – Paramètres du modèle polynomial de la puissance photovoltaïque productible

Des mesures d'ensoleillement dans le plan des panneaux et de température ont été réalisées par la station météorologique de Saint Jacques de la Lande près de Rennes ($48^{\circ}6'52''N$ $1^{\circ}40'45''W$) entre 1992 et 2002. La moyenne annuelle de l'ensoleillement dans le plan des panneaux est de $1350 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{an}$. La production PV a été normalisée pour une puissance crête photovoltaïque de 1 kW_c de façon à pouvoir déterminer le productible photovoltaïque pour différents dimensionnements des générateurs.

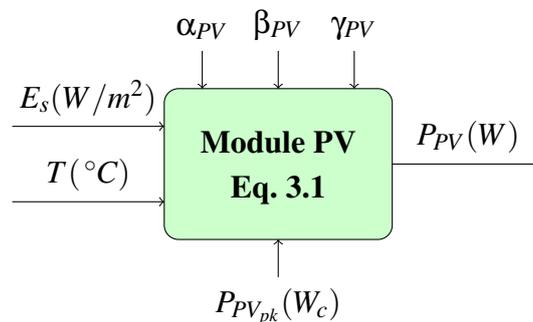


FIGURE 3.3 – Modélisation énergétique de la puissance productible photovoltaïque

3.1.1.1.4 Dégradation des performances D'après [Eur08], la durée de vie des modules photovoltaïques est actuellement d'une trentaine d'années. D'une manière générale, les fabricants de modules photovoltaïques offrent une garantie matérielle totale de 5 ans sur leurs modules. Mais, en ce qui concerne les rendements, des garanties plus longues sont données. Par exemple, une garantie de 10 ans pour conserver un rendement supérieur à 90% de sa valeur initiale et une garantie de 25 ans pour un rendement supérieur à 80% de sa valeur initiale [FIR, PHO] et ce, quelles que soient les technologies (Si monocristallin ou polycristallin ou couches minces). Une durée de vie théorique des panneaux photovoltaïques de 30 ans est donc une donnée plausible eu égard aux garanties constructeur. La durée de vie de référence du système photovoltaïque sera celui de ses modules photovoltaïques.

Un module PV est initialement capable de fournir une puissance maximale sous des conditions d'ensoleillement et de température standardisées (généralement $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, 25°C). Or, il apparaît que la puissance maximale pouvant être fournie par un module PV sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température diminue avec le temps. Cette dégradation des performances diffère suivant la technologie du module PV :

- **Technologie Silicium Polycristallin** : Dans [Ra02], l'auteur s'intéresse à la perte de puissance de panneaux photovoltaïques après 11 ans d'exposition extérieure. Une diminution de 4,39% de la puissance maximale pouvant être fournie par les panneaux est mesurée ($\simeq -0,4\%/an$). Dans [Gxa05], une diminution des performances de 4% est mesurée après 1 an et demi d'exposition. Enfin, dans [Ma97], une dégradation de 2% est notée en 5 ans d'utilisation ($\simeq -0,4\%/an$).
- **Technologie Silicium Monocristallin** : En ce qui concerne la technologie monocristalline, une diminution de 4,8% en 5 ans est mesurée dans [Ma97] ($\simeq -1\%/an$).
- **Technologie Couche mince** : Pour les couches minces, une diminution de 23% concernant la technologie CIS est notée après seulement 10 mois d'exposition [MD03].

Les causes de cette diminution de performances du module PV sont multiples :

- corrosion des connexions métalliques augmentant leurs résistances parasites
- détérioration de l'encapsulation des cellules
- coloration du verre sous l'effet des rayons ultras violets
- formation de buée sous le verre
- dégradation des propriétés des matériaux par effet Staebler-Wronski (notamment pour le silicium amorphe)

Une diminution des performances de 0,5% par an sera ponctuellement utilisée dans nos simulations dans le cas de modules polycristallins :

$$\delta_{PV} = -0,5\%/an \quad (3.2)$$

En prenant en compte la dégradation des performances, la production PV peut donc s'exprimer de la manière suivante :

$$P_{PV}(t) = P_{PV}(t_0) \cdot (1 + \delta_{PV} \cdot t) \quad (3.3)$$

Dans le cas d'un système photovoltaïque autonome, cette diminution des performances se traduira, en pratique, par une sollicitation accrue de l'accumulateur. Nous y reviendrons dans le cadre du Chapitre 4.

3.1.1.2 Modélisation du groupe électrogène

3.1.1.2.1 Éléments de technologie Un groupe électrogène résulte de l'association d'un moteur thermique et d'une génératrice électrique, le plus souvent de type synchrone. Bien que le type de carburant diffère selon les groupes, nous nous limiterons ici aux groupes Diesel. Lorsque ce moyen de production d'énergie est utilisé dans les systèmes non connectés au réseau, il assure généralement la fonction maître du système et l'onduleur PV se synchronise sur lui.

Au vu du pas de temps utilisé dans nos simulations (de la minute à l'heure), le groupe électrogène sera modélisé en régime permanent. L'énergie consommée ainsi que le rendement seront négligés durant les phases transitoires par rapport à la phase de fonctionnement.

3.1.1.2.2 Modèle utilisé Dans le cadre de l'optimisation des systèmes photovoltaïques hybrides, nous nous limiterons volontairement à des groupes électrogènes dont la puissance nominale est comprise dans la plage allant de 1 à 50 kVA. Une caractéristique prépondérante est la consommation en carburant en fonction de la puissance électrique demandée. Plusieurs modèles coexistent dans la littérature [Dum99], parmi lesquels :

- **Modèle linéaire** : la consommation en carburant (en litres/h) est supposée croître linéairement avec la puissance utile demandée par la charge. Cependant, il apparaît que la consommation de carburant, en approchant la puissance nominale du groupe électrogène, augmente plus rapidement que l'approximation linéaire (dégradation du rendement).
- **Modèle polynomial** : un modèle polynomial d'ordre 2 apparaît comme un modèle plus précis pour décrire le comportement du groupe électrogène sur l'ensemble de sa plage de puissance. La consommation du groupe s'exprime donc de la manière suivante :

$$Conso_{GE} = \alpha_{GE} + \beta_{GE} \cdot P_{GE} + \gamma_{GE} \cdot P_{GE}^2 \quad (3.4)$$

De façon à modéliser la consommation du groupe électrogène en fonction de la puissance électrique qui lui est demandée, nous nous sommes basés sur les données constructeur fournies par la société CATERPILLAR [CAT] concernant 7 groupes électrogènes Diesel 50Hz, de puissance nominale allant de 9,5 à 40 kVA, dans la gamme GEP. Les données de consommation fournies sont exprimées en fonction du pourcentage de la puissance nominale du groupe électrogène (50%, 75%, 100% et 110%).

A partir de ces quatre points, un modèle polynomial de consommation pour chaque groupe électrogène considéré a pu être exprimé. De façon à obtenir un modèle générique intégrant la puissance nominale, l'évolution des paramètres en fonction de la puissance apparente du groupe électrogène a été étudiée. Celle-ci est représentée par les ronds bleus sur la FIGURE 3.4.

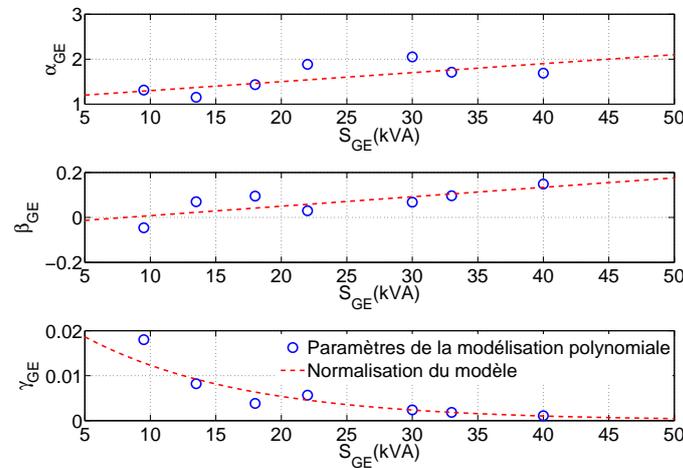


FIGURE 3.4 – Paramètres du modèle de consommation du groupe électrogène

Des modèles d'évolution linéaires (α_{GE} et β_{GE}) et exponentiels (γ_{GE}) ont été retenus, ils sont représentés en rouge sur la FIGURE 3.4 :

$$\alpha_{GE} = a_{GE} \cdot S_{GE} + b_{GE} \quad (3.5)$$

$$\beta_{GE} = c_{GE} \cdot S_{GE} + d_{GE} \quad (3.6)$$

$$\gamma_{GE} = e_{GE} \cdot \exp(f_{GE} \cdot S_{GE}) \quad (3.7)$$

Les valeurs utilisées des différents paramètres du modèle de la consommation en carburant du groupe électrogène sont récapitulées TABLE 3.2.

Paramètre	Valeur	Unité
a_{GE}	0,02	[SI]
b_{GE}	1,1	[SI]
c_{GE}	0,004	[SI]
d_{GE}	-0,034	[SI]
e_{GE}	0,028	[SI]
f_{GE}	-0,082	[SI]

TABLE 3.2 – Paramètres du modèle polynomial de la consommation des groupes électrogènes Diesel Caterpillar (Série GEP)

A partir de ce modèle polynomial, la consommation d'un groupe électrogène peut être évaluée sur l'ensemble de sa plage de puissance et pour diverses valeurs de sa puissance nominale. La FIGURE 3.5 représente l'évolution de la consommation en litres par heure sur l'ensemble de la plage de puissance pour les 7 groupes électrogènes étudiés.

La modélisation de la consommation du groupe électrogène est représentée sur la FIGURE 3.6. Cette consommation est exprimée à partir de la puissance électrique fournie par le groupe et des paramètres du modèle polynomial.

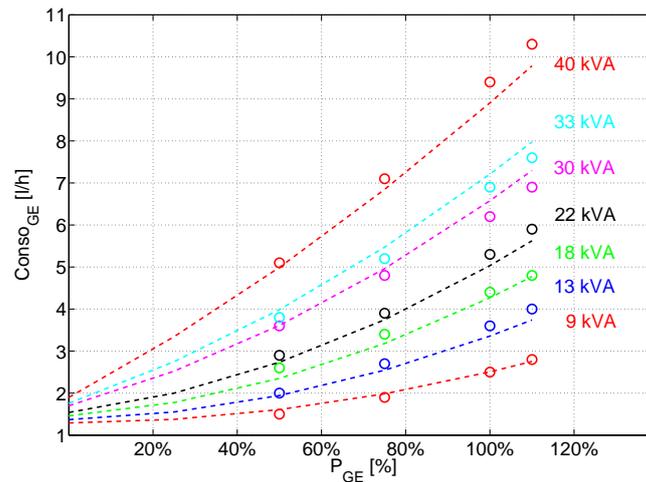


FIGURE 3.5 – Consommation du groupe électrogène

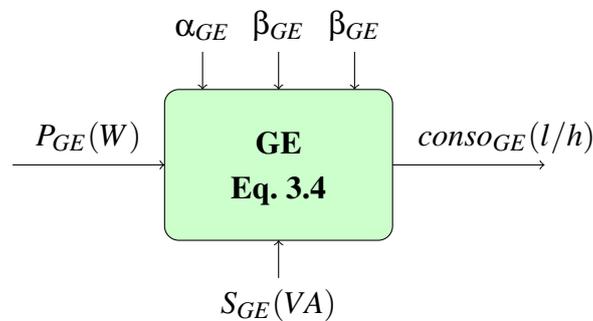


FIGURE 3.6 – Modélisation de la consommation du groupe électrogène

3.1.2 Modélisation du système de stockage électrochimique

Dans un premier temps, l'accent est mis sur la technologie de stockage la plus répandue actuellement dans les systèmes photovoltaïques, c'est à dire la technologie électrochimique Plomb-Acide à plaques tubulaires. On ne rentrera pas dans les détails de cette modélisation, celle-ci étant largement traitée dans [Ger02]. La modélisation concernant les accumulateurs Lithium sera traitée dans le Chapitre 5 où une part plus importante sera consacrée à l'explication des phénomènes électrochimiques.

3.1.2.1 Éléments de technologie

Depuis son invention en 1859 par Gaston Planté, l'utilisation des accumulateurs Plomb-Acide s'est largement développée. Leurs principaux domaines d'application actuels sont les suivants :

- **Batteries de démarrage de véhicules thermiques** : La dénomination SLI pour "Starting Lightning Ignition" [RA04] est employée pour les batteries au plomb utilisées dans les véhicules thermiques. Il s'agit de leur domaine d'application le plus important.
- **Ecrêtage des pointes de consommation** : Des systèmes de stockage de forte puissance (plusieurs centaines de kW) ont été installés dans les années 90 aux Etats-Unis pour fournir au réseau une réserve de puissance nécessaire pour passer les pointes de consommation [MLD⁺98].
- **Alimentation de secours** : Les alimentations sans interruption [Mab01](ASI ou UPS pour Uninterruptible Power Supply) permettent d'assurer la fourniture des charges électriques sensibles lors des défaillances du réseau principal. Les batteries Plomb-Acide font partie des technologies employées dans ces systèmes, au côté des technologies Cadmium-Nickel. Les batteries fonctionnent, dans ce cas, en floating l'essentiel du temps.

- **Traction électrique** : Dans ce type d'application, les batteries Plomb-Acide stockent la réserve d'énergie nécessaire à la propulsion du véhicule électrique (ou hybride). Cependant, en raison des faibles niveaux de puissance et d'énergie massique (~ 35 Wh/kg) inhérents à la technologie Plomb-Acide, on préfère dorénavant utiliser les technologies à base de nickel (Ni-Cd ou Ni-MH) ou de lithium. Elles restent toujours utilisées dans les chariots de manutention.
- **Systèmes photovoltaïques stationnaires** : Les batteries Plomb-Acide sont également utilisées en stockage tampon dans les systèmes stationnaires autonomes.

De même, les technologies employées diffèrent en fonction de l'application visée. En ce qui concerne les électrodes de la batterie, il est possible de distinguer les plaques planes des plaques tubulaires. Dans le cas des plaques planes, les électrodes positives et négatives sont constituées par un ensemble de plaques parallèles reliées entre elles par une barrette (FIGURE 3.7(a)). Les plaques tubulaires sont utilisées uniquement pour l'électrode positive. Dans ce cas, l'électrode est constituée par un ensemble de tubes remplis de matière active (FIGURE 3.7(b) [RA04]).

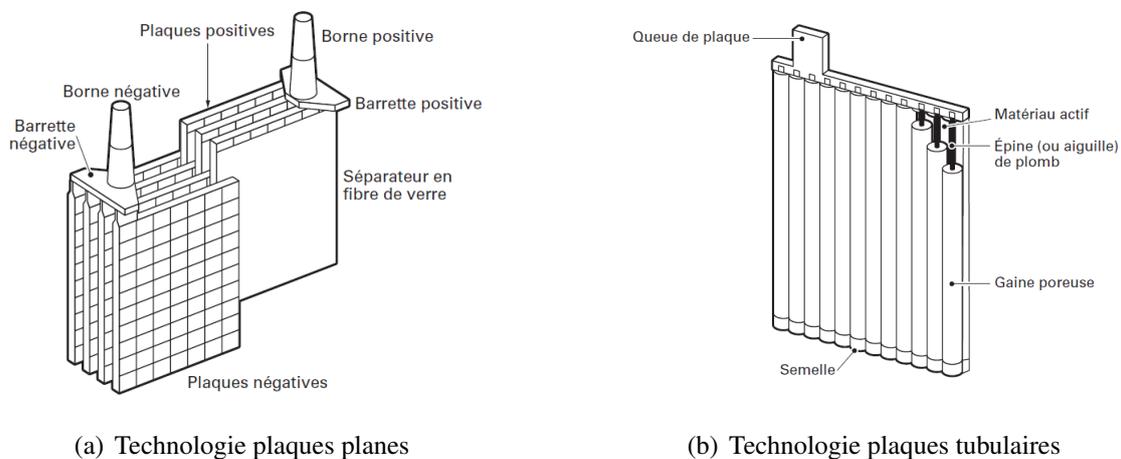


FIGURE 3.7 – Technologies principales d'électrodes [RA04]

Il est possible de distinguer les accumulateurs en fonction de la nature de leur électrolyte : électrolytes liquides ou électrolytes gélifiés (technologie GEL). On désigne par batterie sans entretien les technologies à électrolyte gélifié, la plus connue étant la technologie VRLA (Cf. Chapitre 2).

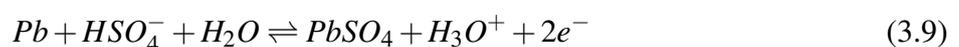
Le choix entre ces différentes technologies se fera en fonction de l'application visée. On s'orientera vers des technologies à longue durée de vie et avec le moins de maintenance possible pour les applications stationnaires (l'utilisation de la technologie VRLA s'est aujourd'hui généralisée) alors que l'accent sera plutôt mis sur les performances en puissance maximale ainsi qu'en densité d'énergie pour les applications embarquées type traction électrique.

La FIGURE 3.8 représente le schéma théorique d'un accumulateur Plomb acide. L'électrode positive en dioxyde de plomb et l'électrode négative en plomb spongieux sont plongées dans une solution aqueuse d'acide sulfurique composant l'électrolyte.

La réaction d'oxydo-réduction ayant lieu à l'électrode négative est la suivante :



Celle ayant lieu à l'électrode positive est rappelée ci-dessous :



La fem standard d'un élément Plomb-Acide est égale à 2,042 V. Des éléments sont reliés en série de façon à obtenir la tension continue souhaitée.

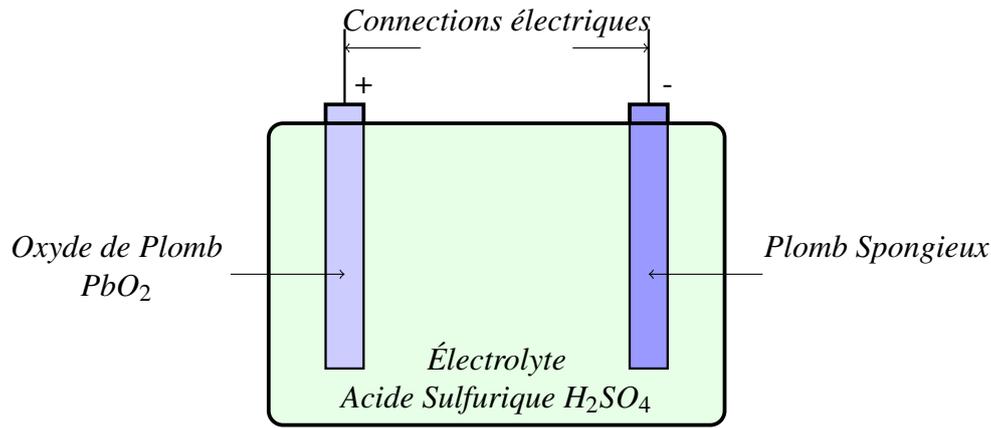


FIGURE 3.8 – Vue schématique d'un accumulateur Plomb-Acide

3.1.2.2 Modèle utilisé

La modélisation de l'accumulateur est nécessaire, notamment pour établir son état de charge instantané (SOC : State Of Charge) dans l'optique d'optimiser la gestion d'énergie au sein du système. Les équations 3.10 et 3.11 rappellent les définitions de l'état de charge et de la profondeur de décharge d'un accumulateur. $C_{Sto}(t)$ est la capacité instantanée de l'accumulateur et $C_{nom}(t_0)$ la capacité nominale initiale de l'accumulateur :

$$SOC(t) = \frac{C_{Sto}(t)}{C_{nom}(t_0)} \quad (3.10)$$

$$DOD(t) = 1 - SOC(t) \quad (3.11)$$

Le comportement de l'accumulateur électrochimique dépend de ses caractéristiques électriques. Un modèle électrique a été utilisé : il s'agit d'un modèle spécialement développé par le CIEMAT [CC94] pour modéliser des accumulateurs Plomb-Acide dans un système photovoltaïque. Ce modèle, comme l'indique la FIGURE 3.9, a été adapté [Ger02] pour décrire le comportement énergétique et électrique de batteries étanches *SAPHIR 3600* et normalisé de façon à pouvoir être utilisé lorsque l'on cherche à paramétrer la capacité de l'accumulateur dans un système autonome. Le modèle d'un accumulateur Plomb-Acide repose sur deux éléments électriques non linéaires :

- une source de tension représentant la tension à vide de l'élément (OCV) qui est directement liée à l'état de charge instantané de l'accumulateur.
- une résistance représentant la chute de tension au sein de l'élément qui dépend elle aussi de l'état de charge de l'accumulateur.

Ce modèle a été initialement déduit d'une batterie de capacité nominale C_{10-ref} de 325 A.h, puis normalisé de façon à pouvoir être utilisé pour différents dimensionnements de l'accumulateur.

Les équations utilisées pour la charge et la décharge de l'accumulateur sont décrites ci-dessous :

- En charge :

$$V_{Sto} = n_{El} \cdot (2 + 0,16 \cdot SOC(t)) + n_{El} \cdot \frac{|I_{Sto}(t)|}{C_{nom}} \cdot \left(\frac{6}{1 + \left(\frac{I_{Sto}(t) \cdot C_{nom-ref}}{C_{nom}} \right)^{0,86}} + \frac{0,48}{1 - SOC(t)^{1,2}} + 0,036 \right) \quad (3.12)$$

- En décharge :

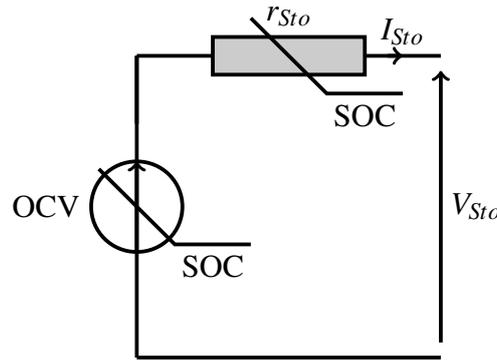


FIGURE 3.9 – Modèle du CIEMAT

$$V_{Sto} = n_{Elt} \cdot (1,965 + 0,12 \cdot SOC(t)) - n_{Elt} \cdot \frac{|I_{Sto}(t)|}{C_{nom}} \cdot \left(\frac{4}{1 + \left(\frac{|I_{Sto}(t)| \cdot C_{nom-ref}}{C_{nom}} \right)^{1,3}} + \frac{0,27}{SOC(t)^{1,5}} + 0,02 \right) \quad (3.13)$$

De plus, les phénomènes de gassing [HTS06] se traduisant par des dégagements gazeux de l'électrolyte dans le cas d'une tension batterie trop élevée sont aussi pris en compte. Notons que ce phénomène, causant une perte d'électrolyte, permet aussi son brassage, lequel a pour effet de diminuer le phénomène de stratification inhérent aux batteries stationnaires au plomb. Dans le but de prévenir les décharges profondes et de limiter les phénomènes de gassing, l'état de charge de l'accumulateur est maintenu dans une certaine plage :

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (3.14)$$

L'évolution de l'état de charge à chaque pas de temps de l'accumulateur est calculée par coulométrie :

$$SOC_{k+1} = SOC_k + \frac{\eta_{Coul} \cdot I_{Sto}}{C_{Sto}} \quad (3.15)$$

Le rendement coulombien (η_{Coul}) correspond aux limitations amenées par la chimie de l'accumulateur. En fait, selon le degré de sollicitation en courant de l'accumulateur, la cinétique des réactions chimiques peut limiter les conversions électrochimiques d'énergie et ainsi engendrer des pertes plus ou moins élevées selon la sollicitation. Pour les accumulateurs au plomb, bien que critiquable, l'hypothèse d'un rendement coulombien unitaire en décharge est considérée. Le rendement coulombien en charge évolue quant à lui de la manière suivante :

$$\eta_{Coul} = 1 - \exp\left(\frac{20,73}{\left(\frac{I_{Sto}}{I_{nom}} + 0,55\right)} \cdot (SOC - 1)\right) \quad (3.16)$$

Où I_{nom} représente le courant nominal de l'accumulateur.

La FIGURE 3.10 représente la modélisation de l'accumulateur Plomb-Acide. A partir de la puissance de sollicitation de la batterie et de l'état de charge précédent, il est possible de déterminer l'état de charge suivant. Pour cela, le point de fonctionnement courant/tension de la batterie doit être déterminé. Les pertes sont aussi prises en compte dans ce modèle.

3.1.2.3 Vieillessement des accumulateurs au plomb

3.1.2.3.1 Détermination du nombre de remplacements Pour les fonctionnements en cyclage (à l'opposé du floating), les fabricants présentent la durée de vie de leurs accumulateurs sous la forme de

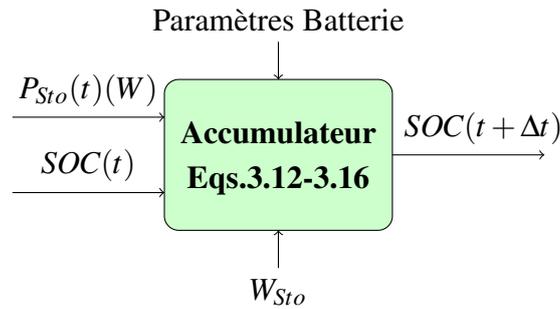


FIGURE 3.10 – Modélisation des accumulateurs Plomb-Acide

courbes du nombre de cycles (charge/décharge) réalisables en fonction de la profondeur de décharge atteinte au cours de ces cycles. Il s'agit d'une courbe caractéristique appelée courbe de Wöhler présentant la tenue en cyclage en fonction d'un stress subi, ici la profondeur en décharge des cycles. La FIGURE 3.11 montre la courbe de vieillissement caractéristique concernant la technologie Plomb-Acide : les données proviennent de [MV99]. Il s'agit d'une technologie plomb ouverte capable de décharges profondes. Les courbes correspondantes aux deux hypothèses effectuées par la suite sont aussi représentées sur cette figure.

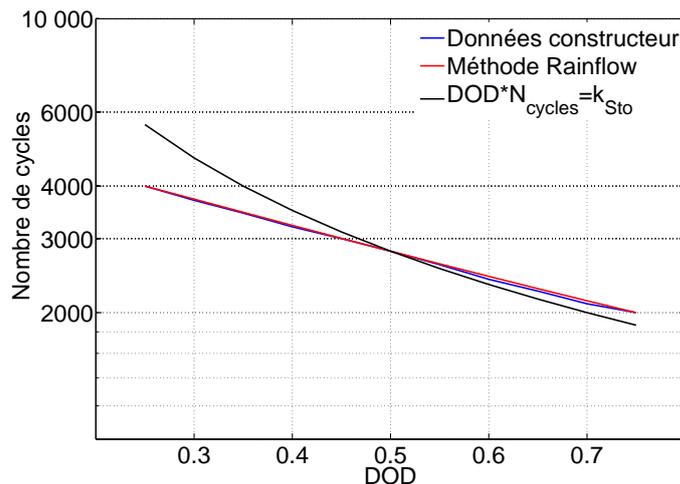


FIGURE 3.11 – Vieillessement des accumulateurs au plomb

Cette courbe est issue d'essais en cyclage pour des cycles bien définis : départ à SOC=100%, puis décharge jusqu'à X% puis de nouveau recharge jusqu'à SOC=100%. Le problème majeur dans les systèmes PV autonomes est lié au fait que l'accumulateur est soumis à un cyclage plus complexe que celui décrit précédemment. Nous pouvons définir 3 types principaux de ce cyclage :

- Cycles partiels (l'état de charge de l'accumulateur à la fin du cycle n'est pas le même qu'au début du cycle, I)
- Cycles évoluant autour d'une certaine valeur moyenne de l'état de charge (II)
- Microcycles (III)

La FIGURE 3.12 représente schématiquement ces différents cycles.

La difficulté ici sera de trouver des méthodes permettant de prendre en compte le cyclage particulier d'un accumulateur utilisé dans une application PV. La première méthode considère que l'énergie échangée par l'accumulateur sur l'ensemble de sa durée de vie est constante, quelles que soient les caractéristiques de ses cycles. Cette hypothèse peut être valable lorsque la courbe de tenue en cyclage

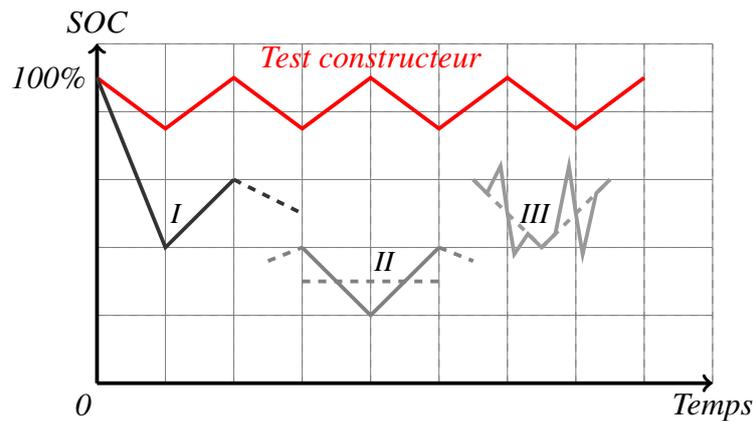


FIGURE 3.12 – Cyclage utilisé par les constructeurs et cycles réels dans une application photovoltaïque

est d'allure hyperbolique (c'est sensiblement le cas pour les technologies plomb-acide, mais pas pour les technologies lithium). La deuxième méthode [Fac83, Man06] comptabilise l'impact de chaque charge ou décharge partielle sur le vieillissement des accumulateurs. Les principaux défauts de ces méthodes sont les suivants :

- Aucune de ces deux méthodes n'est validée expérimentalement sur les cycles complexes évoqués.
- En ce qui concerne la seconde méthode, elle considère que la valeur moyenne de l'état de charge du cycle considéré n'a aucune influence sur le vieillissement, seule l'amplitude du cycle est prépondérante.

Enfin, en ce qui concerne les micro-cycles, plus le pas de temps des simulations sera faible, plus la prise en compte de leur influence sur le vieillissement de l'accumulateur sera élevée.

3.1.2.3.1.1 Hypothèse d'énergie échangée constante sur la vie de l'accumulateur Connaissant les courbes de la FIGURE 3.11, il est possible de déterminer l'énergie cumulée ayant transité dans l'accumulateur tout au long de sa vie en supposant que l'état de charge moyen n'a aucune importance. L'équation 3.17 indique comment l'énergie échangeable par Wh de capacité de l'accumulateur est calculée :

$$W_{ex} = 2 \cdot DOD \cdot N_{cycles} \quad (3.17)$$

La FIGURE 3.13 représente l'énergie échangeable par Wh de capacité pour l'accumulateur au plomb considéré.

Il est possible de remarquer qu'en première approximation, l'énergie échangeable par l'accumulateur au plomb est à peu près constante, quelle que soit la profondeur de décharge. Pour cette technologie, l'énergie échangeable varie entre 2000 Wh/Wh pour une profondeur de décharge de 30% et 3000 Wh/Wh pour une profondeur de décharge de 90%.

Cette méthode peut donc être utilisée pour la technologie plomb-acide sans commettre trop d'erreur. Le produit du nombre de cycles par la profondeur de décharge est alors supposé constant [Ger02], ce qui simplifie grandement le calcul du nombre de remplacements de l'accumulateur :

$$DOD \cdot N_{cycles} = k_{Sto} \quad (3.18)$$

Le paramètre k_{Sto} varie pour chaque type d'accumulateur au plomb. L'énergie maximale échangeable par un accumulateur au plomb de capacité W_{Sto} s'exprime alors de la façon suivante, un facteur 2 est utilisé pour prendre en compte la charge et la décharge de l'accumulateur :

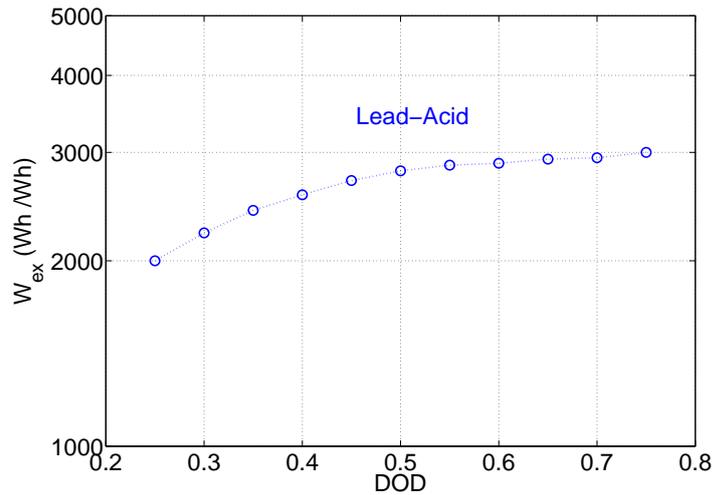


FIGURE 3.13 – Énergie échangeable par Wh de capacité pour l'accumulateur au Plomb-Acide considéré

$$W_{Life} = 2 \cdot k_{Sto} \cdot W_{Sto} \quad (3.19)$$

Finalement, connaissant l'énergie ayant transité dans l'accumulateur sur l'ensemble de la durée de vie du système (t_{life}), il est possible de déterminer le nombre de remplacements de l'accumulateur :

$$n_{Sto} = \frac{\int_0^{t_{life}} |P_{Sto}| \cdot dt}{W_{Life}} \quad (3.20)$$

Notons que le paramètre n_{Sto} calculé de la manière précédente n'est pas un nombre entier. Il s'agit en réalité d'un nombre réel rendant compte du vieillissement de l'accumulateur. Le nombre effectif de remplacements est la partie entière de ce paramètre.

3.1.2.3.1.2 Prise en compte de l'évolution de l'état de charge Cette deuxième méthode, initialement utilisée dans le domaine de la mécanique pour évaluer la fatigue des matériaux et reposant sur la loi dite de Miner [Min45], permet d'affecter un endommagement du matériau pour chaque cycle (contrainte mécanique) subi, les endommagements étant additifs. L'inconvénient principal de cette méthode tient au fait qu'elle ne fait aucun cas de la chronologie des événements. Or, dans la pratique, le séquençement des contraintes mécaniques subies peut avoir une importance capitale.

Cette méthode a été appliquée au vieillissement des accumulateurs électrochimiques où l'impact de chaque sollicitation partielle sur le vieillissement est pris en compte [Fac83, Man06]. Notons que cette méthode n'a pas été validée expérimentalement. L'hypothèse principale de cette méthode est que le vieillissement causé à l'accumulateur par un cycle d'évolution de l'état de charge dépend majoritairement de l'amplitude de ce cycle et non de sa valeur moyenne. On représente alors le nombre de cycles possibles non plus en fonction de la profondeur de décharge (comme représenté à la FIGURE 3.14) mais en fonction de l'amplitude de ce cycle. Chaque charge ou décharge partielle d'amplitude ΔDOD_i peut alors être associée à un endommagement A_i (équation 3.21). Un facteur $\frac{1}{2}$ est utilisé car l'impact de chaque charge ou décharge partielle est ici considéré. La FIGURE 3.14 représente comment amplitude du cycle et nombre de cycles possibles sont associés.

$$A_i = \frac{1}{2 \cdot N_{cycles_i}} \quad (3.21)$$

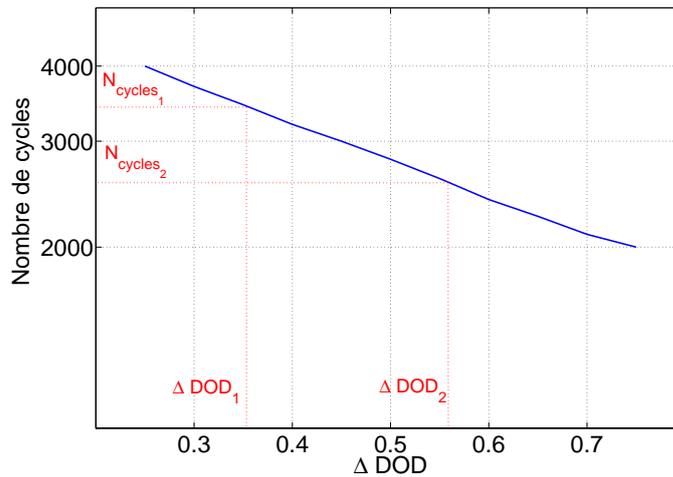


FIGURE 3.14 – Vieillessement uniquement dû à l’amplitude du cycle

Ici, un cycle partiel est défini entre deux extrema d’évolution d’état de charge comme représenté à la FIGURE 3.15. Sur cette figure, 4 cycles partiels, associés à 4 amplitudes d’évolution d’état de charge différentes, sont considérés. Dans [MGE⁺09], l’auteur différencie même les microcycles des macrocycles (qu’ils soient journaliers, hebdomadaires voire saisonniers), en pondérant l’impact du type de cycle sur le vieillissement en fonction de son amplitude. Cependant, cette différenciation ne sera pas réalisée dans le cadre de cette thèse.

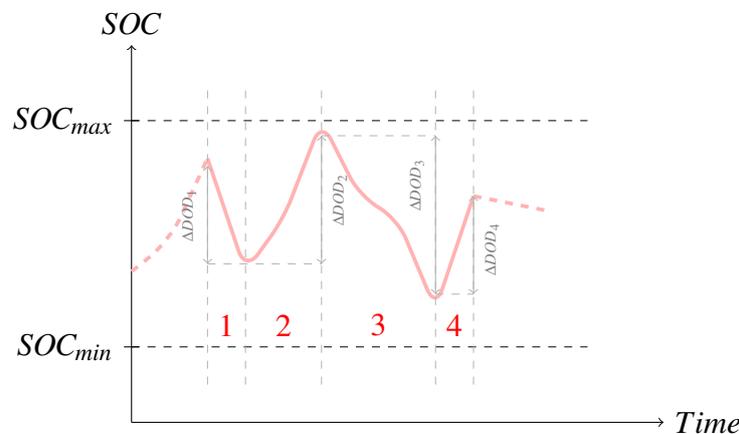


FIGURE 3.15 – Exemple d’évolution de l’état de charge et définition des cycles partiels

Les endommagements étant additifs, il est alors possible de calculer le vieillissement des accumulateurs de la façon suivante :

$$n_{Sto} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{cycles_i}} \quad (3.22)$$

De façon à déterminer le nombre de cycles associé à n’importe quelle amplitude de cycle, nous avons approximé la courbe constructeur de la façon suivante (3.23) :

$$N_{Cycles_{Plomb}} = \frac{1}{a_{Plomb} + b_{Plomb} \cdot \Delta DOD + c_{Plomb} \cdot \Delta DOD^2} \quad (3.23)$$

Les valeurs des différents coefficients sont récapitulées TABLE 3.3.

Coefficient	Valeur	Unité
a_{Plomb}	$1,78.10^{-4}$	[SI]
b_{Plomb}	$2,14.10^{-4}$	[SI]
c_{Plomb}	$2,85.10^{-4}$	[SI]

TABLE 3.3 – Coefficients de modélisation des courbes constructeur

3.1.2.3.2 Dégradation des performances De façon à quantifier le nombre de remplacements des accumulateurs sur la durée de vie du système, la dégradation continue de leurs performances sera prise en compte. Les performances énergétiques des accumulateurs électrochimiques se dégradent aussi avec le temps. La grandeur donnant une idée de l'état de santé d'un accumulateur à un instant donné s'appelle l'état de santé (SOH : State Of Health) de l'accumulateur. Il est calculé de la façon suivante :

$$SOH(t) = \frac{C_{nom}(t)}{C_{nom}(t_0)} \quad (3.24)$$

Avec $C_{nom}(t_0)$ la capacité nominale initiale de l'accumulateur et $C_{nom}(t)$ la capacité nominale à l'instant t . L'accumulateur devant être remplacé lorsque la diminution de la capacité initiale de l'accumulateur est trop importante. Par exemple, pour la courbe constructeur présentée à la FIGURE 3.11, il est considéré que les accumulateurs sont en fin de vie après une perte de 20% de la capacité initiale (SOH=80%). Il va de soi qu'au sein d'applications photovoltaïques autonomes, les accumulateurs peuvent fonctionner au delà de cette perte de 20%. Cependant, cette valeur normative a ici été retenue.

La principale difficulté ici va être de quantifier la perte de capacité au gré des cycles d'évolution de l'état de charge. Dans [LPa08], des essais expérimentaux menés sur différents types d'accumulateurs ont mis en évidence le fait que dans une première phase de dégradation, la capacité nominale diminue de façon approximativement linéaire en fonction du nombre de cycles complets équivalents (EFC : Equivalent Full Cycle) de l'accumulateur.

On définit le nombre de cycles complets équivalents comme étant le produit du nombre de cycles effectués à une certaine profondeur de décharge par la profondeur de décharge de ces cycles :

$$EFC = N_{Cycles} \cdot DOD \quad (3.25)$$

Cette notion d'EFC suppose que la courbe de vieillissement en cyclage soit une hyperbole. La notion d'EFC se rapproche du paramètre k_{Sto} explicité au paragraphe 3.1.2.3.1.1 et suppose les mêmes hypothèses. Des coefficients de perte de capacité par cycle complet équivalent ont pu alors être déterminés : ils diffèrent selon la technologie employée, ils sont rappelés TABLE 3.4.

Type d'accumulateur	Coefficient
Plomb (plaques planes)	$\delta_{Plomb-pl} = -0,3\%/EFC$
Plomb (plaques tubulaires)	$\delta_{Plomb-tu} = -0,05\%/EFC$

TABLE 3.4 – Coefficients de perte de capacité pour 2 technologies d'accumulateurs Plomb-Acide

Dans [Rif09], le calcul de la diminution de la capacité est uniquement réalisé lorsque l'accumulateur est en décharge. L'équation 3.26 montre le calcul de la nouvelle capacité nominale :

$$C_{nom}(t) = C_{nom}(t-1) - C_{nom}(t_0) \cdot \delta_X \cdot (SOC(t-1) - SOC(t)) \quad (3.26)$$

Avec δ_X le coefficient de perte relatif à la technologie de l'accumulateur.

La prise en compte de la diminution de la capacité nominale en "temps réel" permet également de déterminer le nombre de remplacements des accumulateurs. Pour cela, il suffit simplement de connaître

le coefficient de dégradation de la technologie de l'accumulateur et de fixer un seuil de SOH limite nécessitant le remplacement de l'accumulateur. Dans [Rif09] la méthode utilisée pour prendre en compte le vieillissement en temps réel de l'accumulateur conduit à des performances en cyclage légèrement supérieures par rapport à celles proposées par les constructeurs.

Cette méthode ne tient pas non plus compte de la valeur moyenne du cycle d'évolution de l'état de charge. Là encore, seule l'amplitude du cycle est supposée avoir une importance. La FIGURE 3.16 montre deux évolutions de l'état de charge de l'accumulateur pour lesquelles la perte de capacité nominale de l'accumulateur est identique.

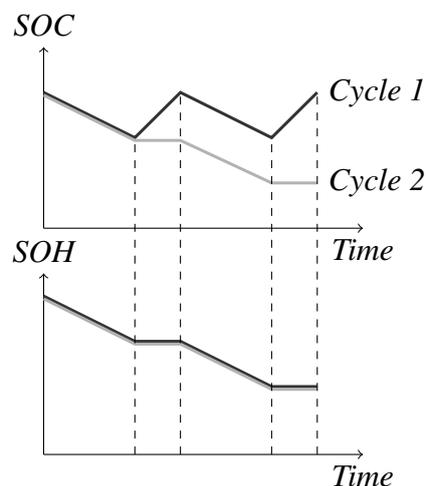


FIGURE 3.16 – Vieillessement de l'accumulateur non influencé par l'amplitude moyenne du cyclage

Notons que la perte de capacité nominale de l'accumulateur dans le temps se traduit en réalité par une augmentation de sa résistance interne limitant ainsi l'énergie qu'il est possible d'extraire de l'accumulateur. Cette augmentation de la résistance, et donc des pertes de l'accumulateur, ne sera pas prise en compte dans la suite de ce travail.

3.1.3 Modélisation des convertisseurs

Les convertisseurs statiques sont utilisés pour l'adaptation des sources. Ainsi, un hacheur réalisant la conversion DC-DC est couramment utilisé pour maximiser l'énergie pouvant être soutirée des panneaux photovoltaïques grâce à un contrôle MPPT, mais également pour adapter le niveau de tension du générateur PV à celui du bus continu : par exemple dans le cas d'un onduleur réseau sans transformateur. En outre, l'alimentation des charges électriques du consommateur étant réalisée en alternatif, un onduleur est nécessaire pour réaliser la conversion DC-AC. Ces deux convertisseurs utilisés au laboratoire sont à l'heure actuelle commandés en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) pour le hacheur ou en pleine onde pour l'onduleur. Les constantes de temps liées aux fréquences de découpage de ces convertisseurs sont nettement inférieures au pas de temps utilisé dans nos simulations, celles-ci ne seront donc pas prises en compte. Seul l'aspect énergétique a été considéré, les pertes ont été approximées par des modèles polynomiaux fonctions de la puissance nominale du convertisseur

3.1.3.1 Convertisseur AC/DC

Différentes technologies sont présentes sur le marché. Il est possible de différencier les onduleurs à commande MLI (Haute Fréquence (HF)) des onduleurs à commande pleine onde (Basse Fréquence (BF)). De même, ces onduleurs peuvent être munis d'un transformateur ou non. D'après [SO09], en

ce qui concerne les onduleurs de moins de 10 kVA, 27% sont munis d'un transformateur BF, 36% d'un transformateur HF et 37% sont sans transformateur.

Le rendement énergétique d'un onduleur n'est pas constant. Les pertes au sein de ces convertisseurs dépendent de leur point de fonctionnement. De façon à favoriser de bons rendements sur cycle plutôt qu'un unique rendement maximal élevé et pour harmoniser les données constructeurs, les constructeurs sont contraints de quantifier les performances de leurs onduleurs avec le rendement européen η_{EU} . Celui-ci correspond à une pondération des rendements à divers pourcentages de la puissance nominale de l'onduleur :

$$\eta_{EU} = 0,03.\eta_{5\%} + 0,06.\eta_{10\%} + 0,13.\eta_{20\%} + 0,1.\eta_{30\%} + 0,48.\eta_{50\%} + 0,2.\eta_{100\%} \quad (3.27)$$

Dans notre cas, de façon à quantifier de la manière la plus précise possible les pertes du convertisseur à chaque pas de temps de la simulation, celles-ci ont été calculées à l'aide d'un polynôme du second ordre validé expérimentalement :

$$P_{loss_{Inv}} = \alpha_{Inv} + \beta_{Inv} \cdot P_{load} + \gamma_{Inv} \cdot P_{load}^2 \quad (3.28)$$

Avec α_{Inv} , β_{Inv} , γ_{Inv} , 3 paramètres constants pour l'onduleur considéré et P_{load} la puissance électrique appelée côté AC par le consommateur. L'onduleur utilisé et modélisé a une puissance nominale de 4,5 kVA (Trace Engineering SW 4548 E, 48 V - 230 V 50 Hz). Il s'agit d'un onduleur à commande pleines ondes entrelacées et transformateur BF. La valeur des 3 paramètres trouvés expérimentalement [Ger02] pour cet onduleur sont récapitulés TABLE 3.5.

Paramètre	Valeur	Unité
α_{Inv}	43,09	[SI]
β_{Inv}	$3,34 \cdot 10^{-5}$	[SI]
γ_{Inv}	$4,6 \cdot 10^{-3}$	[SI]

TABLE 3.5 – Paramètres de modélisation des pertes de l'onduleur Trace Engineering [Ger02]

Le paramètre α_{Inv} rend compte des pertes à vide de l'onduleur, celles-ci sont loin d'être négligeables. Ce modèle de pertes a été normalisé de façon à pouvoir être utilisé pour différents dimensionnements de l'onduleur. En ce sens, les effets d'échelle ont pour cela été négligés. Il est donc possible de tracer l'évolution du rendement de l'onduleur en fonction de la puissance appelée côté AC pour plusieurs dimensionnements. La FIGURE 3.17 représente les modèles de rendement pour des onduleurs de 2,5 kVA, 4,5 kVA et 9 kVA.

Le rendement d'un convertisseur statique est aussi intimement lié à l'évolution de la tension côté DC. Ainsi, dans [HBKZ06], l'impact de la tension sur le rendement est montré. Dans le cadre de cette thèse, cet impact ne sera pas pris en compte. De même, l'influence de différentes architectures n'a pas été ici étudiée. Le modèle de l'onduleur est représenté sur la FIGURE 3.18. La puissance AC demandée par le consommateur permet de déterminer les pertes énergétiques de l'onduleur et donc de déduire la puissance côté DC.

3.1.3.2 Convertisseur DC/DC

Comme les courbes de la FIGURE 3.2(b) le montrent, les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque sont dépendantes de la puissance rayonnée reçue et de leur température. De façon à maximiser l'énergie photovoltaïque produite, il faut en permanence se trouver sur le point de puissance maximale correspondant aux coudes des courbes présentées. Sachant que la tension du

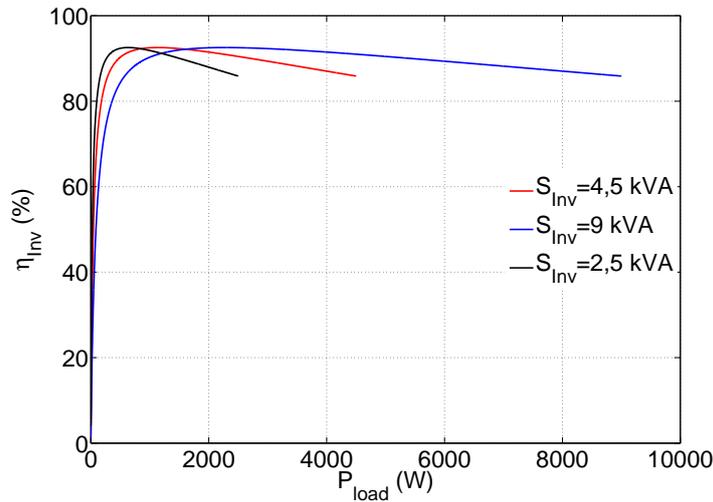


FIGURE 3.17 – Modèles de rendement de l'onduleur en fonction de la puissance appelée côté AC pour 3 valeurs de la puissance nominale

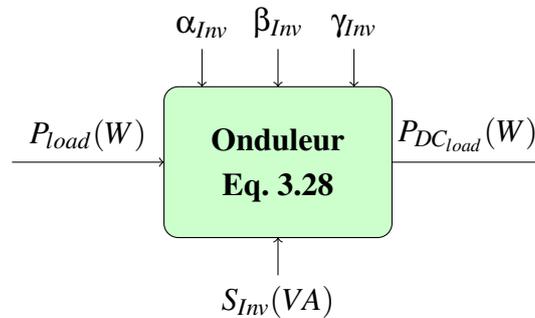


FIGURE 3.18 – Modélisation de l'onduleur

bus continu est celle de l'accumulateur et qu'elle fluctue en fonction de son état de charge et de sa puissance, un convertisseur DC/DC connecté entre les générateurs photovoltaïques et ce bus permet de remplir cette fonction en ajustant en permanence la tension aux bornes des panneaux photovoltaïques. La méthode la plus simple consiste à modifier en continu la tension imposée au générateur PV, de mesurer la puissance fournie et d'ainsi, toujours tenter de s'approcher le plus possible de la puissance maximale. Cette recherche permet donc de se rapprocher du maximum de puissance mais ne l'obtient en réalité jamais. Cela peut même se traduire par des pertes (ou plutôt "un manque de gain") apportées par cette recherche. Par exemple, dans [Hab05], l'auteur introduit le rendement total comme le produit du rendement énergétique du convertisseur par le rendement de la recherche du MPP :

$$\eta_{Tot} = \eta_{Chop} \cdot \eta_{MPPT} \quad (3.29)$$

Ce rendement de "tracking" du point de puissance maximale est intimement lié à la dynamique de la recherche mais il est globalement très bon (autour de 99%). Dans notre cas, les mesures de puissance fournie par les générateurs photovoltaïques en fonction des conditions météorologiques ont été effectuées avec prise en compte de cette recherche, le rendement MPPT est donc intégré au modèle.

Comme pour l'onduleur présenté dans la partie précédente, les pertes énergétiques du hacheur à commande MPPT sont fonction de la puissance fournie côté bus continu, elles ont été approchées par

un polynôme du second degré :

$$P_{lossChop} = \alpha_{Chop} + \beta_{Chop} \cdot P_{PV} + \gamma_{Chop} \cdot P_{PV}^2 \quad (3.30)$$

Les hacheurs à commande MPPT (MSTE 1000 K) implantés sur le site de production PV du laboratoire ont une puissance nominale de 1 kW. Les paramètres du modèle sont rappelés TABLE 3.6 [Ger02] :

Paramètre	Valeur	Unité
α_{Chop}	1,4	[SI]
β_{Chop}	$4,14 \cdot 10^{-5}$	[SI]
γ_{Chop}	$19,843 \cdot 10^{-3}$	[SI]

TABLE 3.6 – Paramètres de modélisation des pertes du hacheur à commande MPPT [Ger02]

Le paramètre α_{Chop} représente les pertes à vide du hacheur. Ce modèle est aussi normalisé par rapport à la puissance nominale du convertisseur. La FIGURE 3.19 montre l'évolution du rendement de ce convertisseur en fonction de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque, l'impact du dimensionnement sur ce rendement est aussi visible.

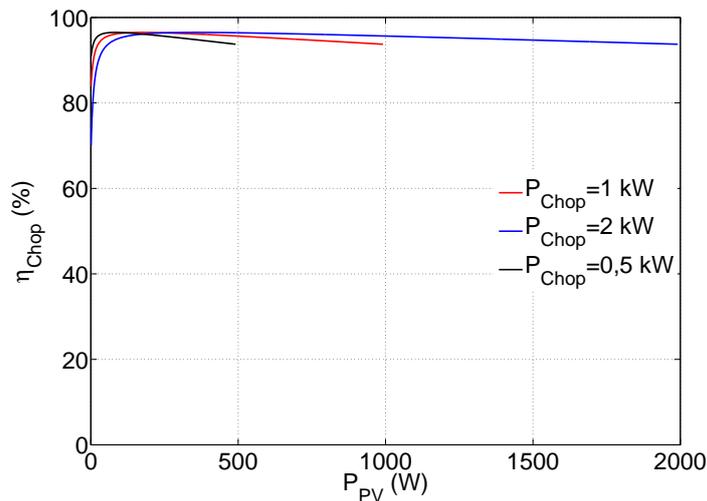


FIGURE 3.19 – Modèles de rendement du hacheur MPPT en fonction de la puissance PV fournie pour 3 valeurs de la puissance nominale

La puissance, issue de la production PV, injectée sur le bus continu peut donc être calculée en fonction de la puissance produite, grâce à ce modèle de pertes. La FIGURE 3.20 représente la modélisation du hacheur à commande MPPT.

3.1.3.3 Vieillessement des convertisseurs

La durée de vie théorique de l'onduleur est supposée nettement inférieure à 30 ans. D'après [PST⁺08], sur la durée de vie escomptée des modules PV (30 ans), l'onduleur doit être remplacé de 3 à 5 fois. Le taux de défaillance des convertisseurs est estimé sur la base de données statistiques. Ce taux de défaillance (noté $\lambda(t)$) est défini de la façon suivante :

$$\lambda(t) = \frac{-dR(t)/dt}{R(t)} \quad (3.31)$$

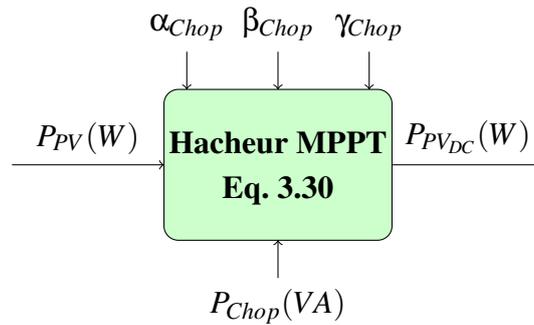
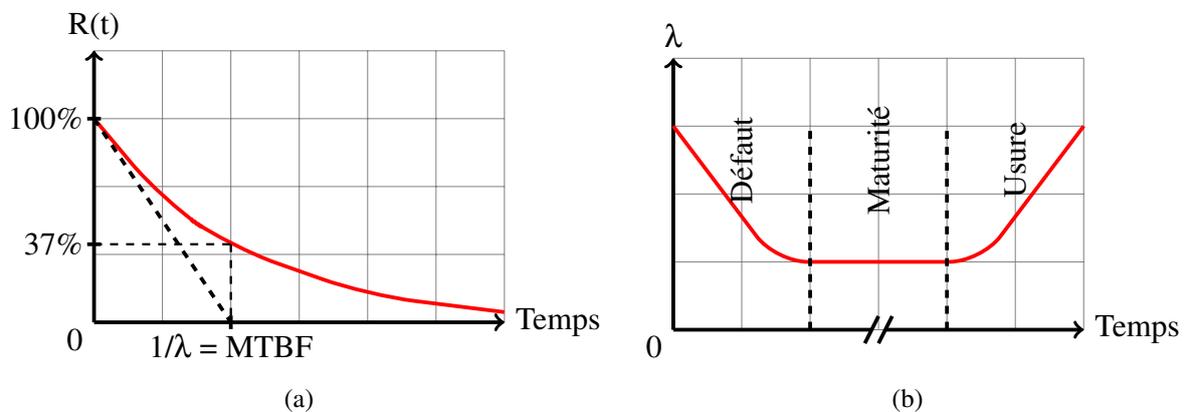


FIGURE 3.20 – Modélisation du hacheur MPPT

Où $R(t)$ désigne la fiabilité du composant étudié. La fiabilité désigne l'aptitude du composant à remplir pleinement ses fonctions à l'instant t . Usuellement, le taux de défaillance est considéré constant sur l'ensemble de la durée de vie du système. Dans ce cas, la fonction fiabilité s'exprime donc de la façon suivante :

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.32)$$

La fonction fiabilité obtenue est représentée FIGURE 3.21(a). On définit alors le temps moyen entre défaillances (MTBF), comme le temps où la probabilité que le composant remplisse encore sa fonction est de 37%.

FIGURE 3.21 – Fiabilité λ constant (a) et Taux de défaillance réaliste (b)

Bien entendu, le taux de défaillance n'est pas constant sur la durée de vie du système, son allure a en réalité une forme de baignoire comme représenté à la FIGURE 3.21(b) : le taux de défaillance étant plus important en début et en fin de vie.

Le temps moyen avant défaillance concernant les onduleurs PV est aujourd'hui de l'ordre de la dizaine d'année [Pla07]. Les améliorations futures attendues sont un MTBF supérieur à 20 ans d'ici 2013 et supérieur à 30 ans d'ici 2020. La principale cause de panne sur les onduleurs PV est due aux condensateurs électrolytiques. C'est la raison pour laquelle, à l'heure actuelle, de nouvelles architectures ne reposant pas sur ce type de condensateurs sont envisagées [RA08]. Une durée de vie théorique, probablement sous-évaluée, de 10 ans sera utilisée pour les convertisseurs. Néanmoins, cette sous-estimation n'aura pas une importance considérable dans les résultats d'optimisation du fait du poids relativement faible des convertisseurs par rapport à l'ensemble du système.

Notons que la dégradation des performances des convertisseurs dans le temps n'a pas été prise en compte.

3.1.4 Profils de consommation considérés

Dans les Chapitres 4 et 5, les profils de consommations considérés seront déterministes. On cherchera tout d'abord à évaluer l'impact de ces profils sur le dimensionnement du système puis dans un deuxième temps à les optimiser. A l'inverse, le Chapitre 6 verra l'utilisation d'un modèle décrivant le comportement aléatoire du consommateur basé sur le concept de réseau Bayésien où le démarrage d'une charge est considéré dépendant d'un ensemble de probabilités : présence du consommateur, besoin et permission du système entre autres. Les profils utilisés seront donc introduits dans les chapitres correspondants. Cependant, chaque profil de consommation considéré ne prendra en compte que la puissance active appelée par le consommateur. La puissance réactive ainsi que les harmoniques ont été négligés dans un but de simplification des modèles nécessaire à une approche d'optimisation du dimensionnement.

3.2 Critères d'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques non connectés au réseau

Dans cette partie, nous explicitons les critères d'évaluation des performances d'un système photovoltaïque en termes de coût mais aussi en termes de service rendu au consommateur ainsi que de la qualité d'utilisation des ressources renouvelables disponibles. Premièrement, nous traiterons la quantification du critère de coût, qu'il soit économique ou énergétique, sur cycle de vie, le coût du système complet étant égal à la somme des coûts économiques ou énergétiques des différents éléments qui le constituent ainsi que des éventuels apports extérieurs d'énergie primaire (carburant GE ou électricité du réseau). Dans un second temps, nous nous intéresserons aux critères de service énergétique rendu au consommateur, le taux de délestage (qu'il soit énergétique ou temporel) sera expliqué. Enfin, le facteur d'utilisation, rendant compte de la bonne utilisation de la ressource énergétique solaire sera présenté.

3.2.1 Critères de coût

3.2.1.1 Coûts économiques spécifiques

Une consultation de sites internet spécialisés dans la vente de matériels pour les systèmes photovoltaïques de faible puissance (< 100 kW) non connectés au réseau nous a permis de nous donner une idée des coûts actuels des différents composants du système, même s'il ne faut pas perdre de vue qu'ils diminueront sous l'effet de l'accroissement rapide du marché.

La FIGURE 3.22 présente les données obtenues [EUR, UNI, SOLc, MST]. Il s'agit de données de l'année 2010. Concernant les générateurs PV, seule la technologie silicium polycristallin a été considérée. Pour les accumulateurs au plomb acide, les technologies à recombinaison (fermé) ou à électrolyte ouvert ont été comparées. En ce qui concerne les convertisseurs, un coût élémentaire identique a été choisi pour les onduleurs et les convertisseurs DC/DC à commande MPPT. Enfin, pour les prix des groupes électrogènes, seuls ceux des groupes diesel ont été étudiés. En dépit des effets d'échelle constatés, un coût spécifique constant, quel que soit le composant concerné, sera retenu.

En plus du coût économique lié à l'investissement du groupe électrogène, le coût lié à la consommation du groupe (coût de fonctionnement) doit aussi être pris en compte (0,7 €/litre ici). Les coûts économiques liés au transport, à la maintenance et au recyclage du système ne sont pas pris en compte. Les différents paramètres économiques utilisés sont rappelés TABLE 3.7.

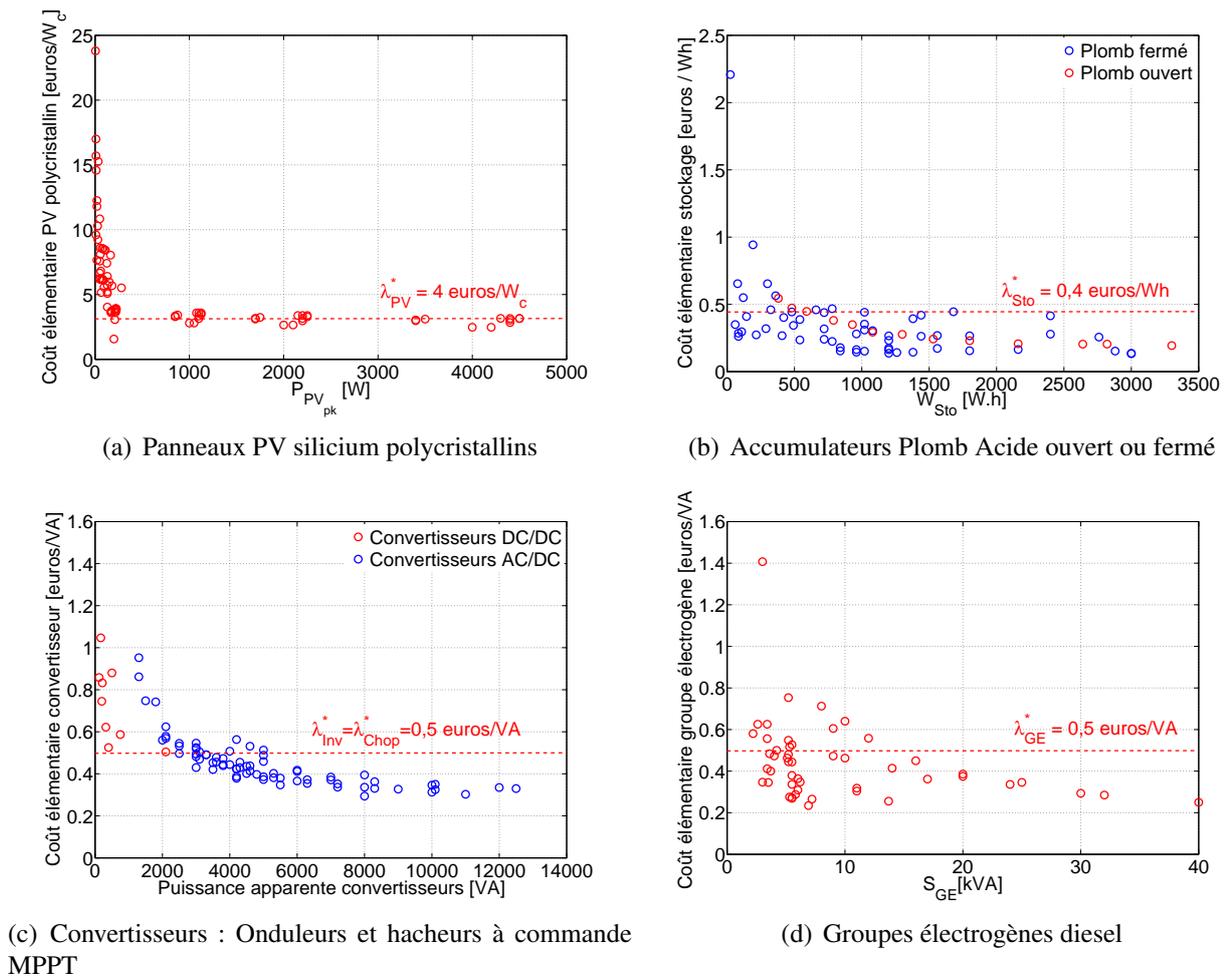


FIGURE 3.22 – Coûts économiques TTC élémentaires des éléments d'un système PV

Paramètre	Valeur
λ_{PV}^*	4 €/W _c
λ_{Sto}^*	0,4 €/Wh
λ_{Inv}^*	0,5 €/VA
λ_{Chop}^*	0,5 €/W
λ_{GE}^*	0,4 €/VA
λ_{Diesel}^*	0,7 €/l

TABLE 3.7 – Paramètres de coûts économiques utilisés

3.2.1.2 Coût énergétique sur cycle de vie

L'Analyse sur Cycle de Vie (ACV) d'un produit a pour but de quantifier les impacts de ce produit (sur l'ensemble de sa vie) sur l'environnement. Dans le cas d'un système photovoltaïque, les impacts environnementaux les plus couramment utilisés sont le coût énergétique primaire du système, la quantité équivalente de gaz à effet de serre émis et le temps de retour sur investissement énergétique (EPBT : Energy Pay-Back Time).

Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes principalement intéressés au coût énergétique primaire. Ce coût, exprimé ici en kilowattheures d'énergie primaire, représente l'énergie primaire totale requise pour la fabrication, la maintenance, le recyclage et le transport sur le lieu d'utilisation du système. S'il y a des apports de carburant et d'électricité, nous considérons l'énergie primaire qui a servi à les élaborer. Cependant, les données relatives aux phases de recyclage des différents compo-

sants sont peu nombreuses, voire disparates. Concernant le volet recyclage, les filières indispensables aux productions de masse se mettent seulement en place comme en témoigne l'association PV Cycle [PVC], mise en place en 2007, qui vise à fédérer les différents intervenants de la filière photovoltaïque européenne, dans l'optique d'organiser au mieux le processus de recyclage.

Le dénominateur Gross Energy Requirement (GER) est couramment utilisé dans la littérature pour désigner ce coût énergétique global [AN00, TSMA09]. La FIGURE 3.23 symbolise l'approche analyse sur cycle de vie d'un produit utilisée dans le cadre de cette thèse.

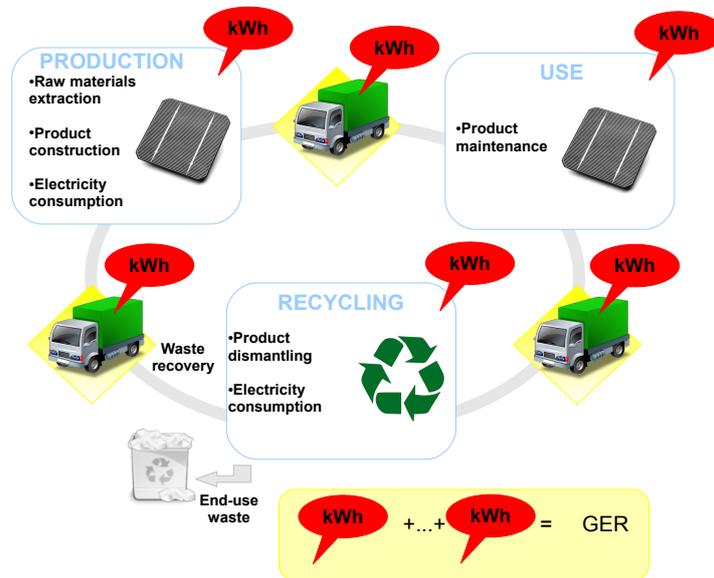


FIGURE 3.23 – Énergie primaire consommée sur cycle de vie

Nous parlerons de coût énergétique primaire total (GER_{Total}) pour le système dans sa globalité. Les coûts énergétiques primaires des différents éléments (GER_x^*) représentent les investissements énergétiques liés à la fabrication des éléments.

3.2.1.2.1 Panneaux photovoltaïques L'énergie primaire d'investissement des modules photovoltaïques dépend fondamentalement de la technologie utilisée. Plus le matériau utilisé est pur, plus le coût énergétique est élevé. C'est la raison pour laquelle le coût du silicium polycristallin est moins élevé que celui du silicium monocristallin. De plus, l'épaisseur des wafers impactant directement le GER, la technologie silicium couche mince (malgré un rendement électrique moindre) sera moins gourmande en énergie que les technologies traditionnelles. Dans notre cas, la technologie utilisée est de type polycristallin.

Les données de coût énergétique d'investissement utilisées (issues de [AN00]) supposent les hypothèses suivantes :

- support en aluminium des panneaux non pris en compte
- silicium issu de l'industrie électronique
- rendement global du mix énergétique de production d'électricité de 35%
- rendement électrique nominal des panneaux photovoltaïques de 13% ($130 W_c/m^2$)

Le GER des panneaux photovoltaïques est exprimé en kWh d'énergie primaire dépensée par Watt crête (W_c) installé [AN00] :

$$GER_{Pv}^* = 8,9 kWh/W_c = 32 MJ/W_c \quad (3.33)$$

La FIGURE 3.24 représente la part des différentes étapes de l'élaboration du produit dans le coût énergétique lié à la fabrication des panneaux photovoltaïques polycristallins [AN00].

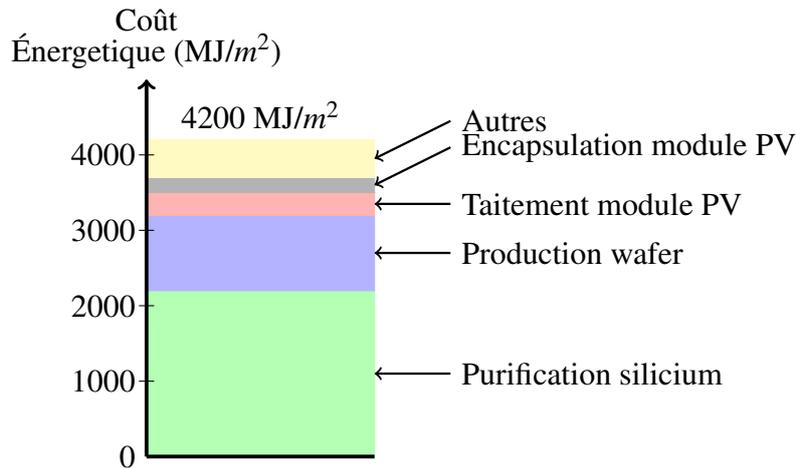


FIGURE 3.24 – Contribution au GER global des différentes étapes de fabrication des modules PV polycristallins d’après [AN00]

La part la plus importante du coût énergétique des cellules PV concerne l’ensemble des traitements subis par le silicium avant de se présenter sous la forme de wafers. Le silicium doit subir de nombreuses étapes de purification avant d’être découpé en wafers. Après cela, les étapes de traitement (dopage) et d’encapsulation ont lieu. Ces étapes représentent environ 25% du coût énergétique total des modules PV. Enfin, la consommation d’énergie liée à la production des modules doit aussi être prise en compte.

Des améliorations en termes de coût énergétique des panneaux photovoltaïques sont envisageables dans les années à venir. Ainsi, une diminution de l’épaisseur des wafers de silicium (actuellement autour de $300 \mu\text{m}$), conjuguée à une production de silicium non issue de l’industrie électronique mais d’une industrie dédiée au photovoltaïque (ce qui est de plus en plus le cas compte tenu des volumes actuels de productions), permettrait d’abaisser le coût énergétique sur cycle de vie.

Notons que les données de coût énergétique sur cycle de vie sont à manier avec une grande prudence. En effet, elles résultent d’analyses souvent complexes et laborieuses prenant en compte chaque étape de fabrication de l’élément considéré. Il n’est pas rare de trouver une grande disparité dans la littérature en ce qui concerne ces coûts. Ainsi, dans [Sto08], le GER correspondant à la technologie silicium polycristallin a été calculé à la valeur de 2300 MJ/m^2 , soit environ 54% de la valeur proposée dans [AN00]. Ceci est peut être dû à l’évolution des technologies de production des wafers et des procédés de fabrication. De même, dans [KSM06], en considérant le cas de référence où les panneaux PV ne sont pas issus de matières recyclées, le GER est estimé à environ 4600 MJ/m^2 , ce qui se rapproche plus de la valeur proposée par [AN00]. Il faudra donc garder un esprit critique sur les résultats, sachant que nos travaux sont méthodologiques et qu’ils pourront être appliqués aux données souhaitées.

3.2.1.2.2 Groupe électrogène Le groupe électrogène nécessitant du carburant pour fonctionner, il est impératif de dissocier le coût énergétique lié à sa fabrication du coût énergétique lié à sa consommation en carburant. Chaque litre de carburant consommé par le groupe électrogène correspond à un coût énergétique donné. Dans notre étude, nous utiliserons des groupes électrogènes utilisant le gasoil comme carburant. Le gasoil est un carburant issu du raffinage du pétrole. La valeur énergétique PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) du gasoil est de $44,8 \text{ MJ/kg}$. En prenant en compte la masse volumique du gasoil (850 kg/m^3), la valeur énergétique de chaque litre de carburant consommé vaut donc :

$$GER_{Diesel}^* = 10,8 \text{ kWh/l} = 38,1 \text{ MJ/l} \quad (3.34)$$

Le coût énergétique lié aux opérations de raffinage du pétrole est négligé dans ce travail.

En plus, du coût énergétique lié au fonctionnement du groupe électrogène, le coût énergétique lié à sa fabrication doit aussi être pris en compte. Dans [KSZK09], l'auteur avance un chiffre oscillant entre 400 et 800 kWh/kVA. Ici, nous utiliserons une valeur moyenne pour le coût énergétique élémentaire de fabrication du groupe électrogène :

$$GER_{Ge}^* = 600 \text{ kWh/kVA} = 2160 \text{ MJ/kVA} \quad (3.35)$$

Cette donnée semble cohérente avec la valeur donnée dans [Tur05] où le coût énergétique de production d'un groupe électrogène est estimé à partir des masses des différents matériaux du groupe électrogène. L'auteur obtient un coût d'environ 520 kWh/kVA en additionnant les coûts liés aux matériaux et à l'assemblage.

Le coût énergétique du groupe électrogène peut alors être calculé de la manière suivante :

$$GER_{Ge} = S_{GE} \cdot GER_{Ge}^* + N_{Diesel} \cdot GER_{Diesel}^* \quad (3.36)$$

S_{GE} représente la puissance apparente électrique du groupe électrogène, GER_{Ge}^* le coût énergétique élémentaire lié à la fabrication d'un groupe électrogène et N_{Diesel} le nombre total de litres consommés par le groupe électrogène sur l'ensemble du cycle de vie. Bien entendu, le vieillissement du groupe électrogène doit aussi être pris en compte. En l'absence de données significatives concernant la durée de vie des groupes électrogènes, nous supposons que celui-ci a une durée de vie au moins aussi longue que celle du système PV (30 ans).

3.2.1.2.3 Stockage électrochimique En attendant le développement des batteries au Lithium de forte capacité suffisamment bon marché, le mode de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type Plomb-Acide. Les données de coût énergétique concernant les batteries au plomb (électrolyte liquide, électrodes tubulaires) sont issues de [RS05] et [Ryd99], avec les hypothèses suivantes :

- durée de vie : 1800 cycles à une profondeur de décharge de 33 % correspondant à une perte de capacité de 20%
- énergie massique : 37 Wh/kg
- transport des batteries sur 3000 km par camion
- rendement global du mix énergétique de production d'électricité de 35%
- batteries ramenées sur le site de production en fin de vie
- matières premières utilisées non issues de matériaux recyclés

Notons ici que l'hypothèse de matériaux non recyclés n'est pas cohérente avec le retour sur le site de production des batteries en fin de vie.

Le coût énergétique primaire lié à la fabrication et au transport des batteries Plomb-Acide est exprimé en kWh d'énergie primaire par kWh de capacité :

$$GER_{Sto}^* = 359 \text{ kWh/kWh} = 1200 \text{ MJ/kWh} \quad (3.37)$$

D'après [RS05], le transport des batteries correspond à 8,9% du coût énergétique global des batteries plomb-acide, part relativement importante liée à la faible énergie massique de cette technologie. La FIGURE 3.25 (d'après [RS05]) compare les principales technologies de stockage électrochimique en termes de coût énergétique, à savoir les technologies Lithium-ion, Nickel Cadmium, Nickel Métal Hydrure et Plomb-Acide.

Les batteries utilisées dans de tels systèmes ont une durée de vie nettement inférieure à la durée de vie escomptée des générateurs photovoltaïques du fait d'un cyclage important. Il faut donc prendre en compte leur remplacement en calculant le nombre de changements de ces batteries. Le coût énergétique du stockage est alors le produit du coût énergétique de fabrication des accumulateurs par la capacité de l'accumulateur, le tout multiplié par le nombre de changements de l'accumulateur.

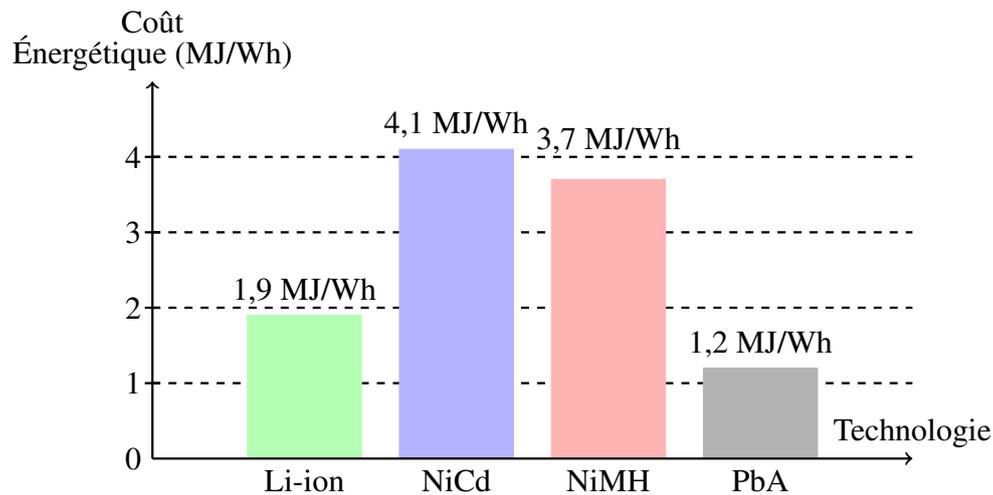


FIGURE 3.25 – Comparaison des principales technologies de batterie en terme de GER d’après [RS05]

Les pertes énergétiques ayant lieu au sein de la batterie ne sont pas prises en compte dans le coût énergétique lié à la fabrication des accumulateurs. C’est normal car elles se traduisent dans la réalité par un surdimensionnement des moyens de production, l’énergie dissipée ayant dû au préalable être produite. Le coût énergétique des accumulateurs Lithium-ion sera abordé plus en détail au Chapitre 5.

3.2.1.2.4 Convertisseurs Le dimensionnement des convertisseurs représente un coût énergétique sur cycle de vie non négligeable qui doit aussi être pris en compte. Cependant, les données résultant d’ACV sur les convertisseurs statiques sont à l’heure actuelle très peu répandues. Nous avons comparé les données de 3 articles différents ([RS05],[ABB03] et [ABB09]) :

- [RS05] : cet article est consacré à l’étude du coût énergétique de différents accumulateurs mais un chiffre est donné concernant les convertisseurs statiques. Une valeur de 1MJ/VA est prise en compte (soit 0,28 kWh/VA).
- [ABB03] : il s’agit ici de l’étude de l’impact environnemental d’un onduleur du fabricant suédois ABB (DCS 400, 12 kW). Le coût énergétique lié à la fabrication du convertisseur est estimée à 0,41 kWh/VA. Les hypothèses d’analyse sur cycle de vie sont ici spécifiées :
 - durée de vie de 10 ans
 - 1560 heures de fonctionnement par an
 - production en Allemagne
 - prise en compte des transports
 - mix énergétique Allemand de 2002 (94% charbon, 4% gaz et 2% pétrole)
- [ABB09] : dans cet article récent tiré de la revue ABB, le coût énergétique lié à la fabrication d’un variateur de 250 kW (ACS800 Industrial Drive) est estimé à 0,23 kWh/VA.

Dans le cadre de cette thèse, un coût énergétique élémentaire de 0,3 kWh/VA sera considéré. Par manque de données concernant les convertisseurs DC/DC, il ne sera pas fait de différence, à puissance égale, entre les coûts énergétiques élémentaires de l’onduleur et du hacheur MPPT, même si nous savons très bien que leurs composants sont différents.

$$GER_{Inv}^* = 0,3 \text{ kWh/VA} \simeq 1 \text{ MJ/VA} \quad (3.38)$$

$$GER_{Chop}^* = 0,3 \text{ kWh/W} \simeq 1 \text{ MJ/W} \quad (3.39)$$

3.2.2 Évaluation du coût d'un système photovoltaïque complet

Les coûts élémentaires, qu'ils soient économiques ou énergétiques, des différents constituants du système photovoltaïque ayant été précédemment décrits, le coût global peut alors être exprimé. Il dépendra de l'architecture du système, le coût lié au groupe électrogène sera à prendre en compte pour les systèmes photovoltaïques hybrides. Pour un système SAPV, le coût global (économique ou énergétique) est le suivant :

$$\begin{aligned}
 \text{cout}_{Total} &= \text{cout}_{Pv_{pk}}^* \cdot P_{Pv_{pk}} \\
 &+ \text{cout}_{Sto}^* \cdot W_{Sto} \cdot n_{Sto} \\
 &+ \text{cout}_{Inv}^* \cdot S_{Inv} \cdot n_{Inv} \\
 &+ \text{cout}_{Chop}^* \cdot P_{Chop} \cdot n_{Chop}
 \end{aligned} \tag{3.40}$$

Pour un système photovoltaïque hybride muni d'un groupe électrogène, le coût sur cycle de vie du générateur diesel est aussi pris en compte :

$$\begin{aligned}
 \text{cout}_{Total} &= \text{cout}_{Pv}^* \cdot P_{Pv_{pk}} \\
 &+ \text{cout}_{Sto}^* \cdot W_{Sto} \cdot n_{Sto} \\
 &+ \text{cout}_{Inv}^* \cdot S_{Inv} \cdot n_{Inv} \\
 &+ \text{cout}_{Chop}^* \cdot P_{Chop} \cdot n_{Chop} \\
 &+ \text{cout}_{Ge}^* \cdot S_{Ge} + \text{cout}_{Diesel}^* \cdot N_{Diesel}
 \end{aligned} \tag{3.41}$$

Les paramètres de coûts élémentaires (cout_X^*) seront des paramètres économiques ou énergétiques selon que l'on souhaite évaluer le coût global du système PV d'un point de vue économique ou énergétique.

3.2.3 Critères de service énergétique rendu au consommateur : le taux de délestage

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque hybride est réalisé sur la base d'un service rendu au consommateur. Ce service peut être quantifié en termes de délestage de consommation. L'aspect temporel et l'aspect énergétique ont été distingués dans cette étude : il sera fait mention de délestage en temps ou en énergie concernant le consommateur. De même, selon le dimensionnement du système photovoltaïque, une part plus ou moins importante de l'énergie productible d'origine solaire pourra être exploitée. On parlera dans ce cas de facteur d'utilisation [Cam04] de la ressource énergétique solaire.

Le consommateur demande au système photovoltaïque une certaine puissance. Il peut arriver à certains moments que le système ne soit pas en mesure de lui fournir cette demande. Il s'agit de la conséquence d'un état de charge trop faible de l'accumulateur conjugué à un manque de production. Il apparaît ici l'impact direct d'un sous-dimensionnement, pouvant cependant se révéler très rentable en termes de coût, sur la fourniture énergétique du consommateur.

3.2.3.1 Délestage énergétique

Dans la littérature, le délestage du consommateur est le plus souvent calculé en termes d'énergie non fournie. Le terme anglais couramment employé est le "Loss of Load Probability" (LLP) [Cel07, PL08]. Ce terme correspond au rapport de l'énergie non fournie au consommateur alors qu'il l'a demandée sur l'énergie totale demandée :

$$LLP = \frac{\sum_0^{t_{sim}} (P_{demand}(t) - P_{load}(t)) \cdot \Delta t}{\sum_0^{t_{sim}} P_{demand}(t) \cdot \Delta t} \quad (3.42)$$

$P_{demand}(t)$ représente la puissance demandée, et $P_{load}(t)$ la puissance effectivement fournie au consommateur. La FIGURE 3.26 met en évidence les phénomènes de délestage du consommateur lorsque l'état de charge de l'accumulateur est insuffisant.

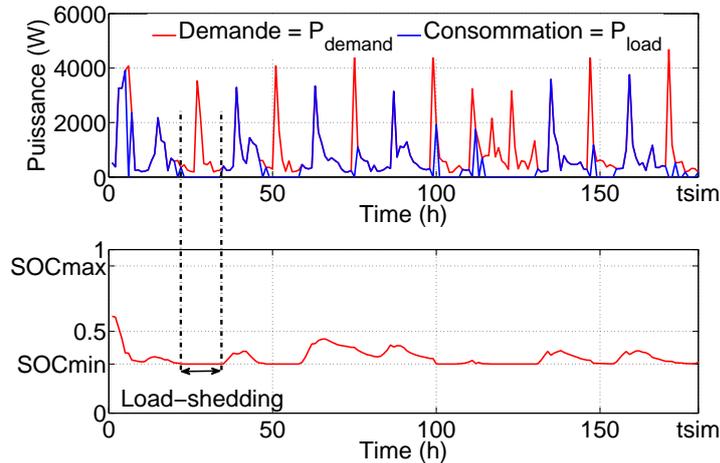


FIGURE 3.26 – Mise en évidence du délestage de consommation

3.2.3.2 Délestage temporel

A moins que le profil de consommation ne soit constant sur toute la durée de la simulation, il peut paraître pertinent de différencier le délestage en temps cumulé, du délestage en énergie cumulée. Le délestage en temps correspond alors au rapport du temps cumulé où le consommateur n'est pas fourni en énergie, alors qu'il en demande, sur le temps total d'usage du système :

$$LLP_{Time} = \frac{t_{unmet}}{t_{sim}} \quad (3.43)$$

3.2.4 Facteur d'utilisation de la ressource énergétique solaire

Lorsque le dimensionnement ne permet pas à certains instants d'utiliser l'énergie renouvelable produite (soit pour alimenter les charges du consommateur, soit pour recharger les accumulateurs), la production doit alors être délestée. On parle alors de délestage de productible. Le délestage de productible sur un intervalle de temps correspond au rapport de l'énergie productible non produite sur l'énergie productible. Cette perte de productible peut être exprimée par le rapport de l'énergie produite sur l'énergie productible appelé facteur d'utilisation de la ressource solaire (Utilization Factor : UF) :

$$UF = \frac{\sum_0^{t_{sim}} P_{PV_{prod}}(t) \cdot \Delta t}{\sum_0^{t_{sim}} P_{PV}(t) \cdot \Delta t} \quad (3.44)$$

Avec $P_{PV_{prod}}$ la puissance photovoltaïque effectivement produite.

3.3 Simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques non connectés au réseau

Dans l'optique d'estimer finement les critères de performances d'un système photovoltaïque non connecté au réseau, la simulation sur l'ensemble de la durée de vie du système devient impérative. En effet, de façon à prendre en compte non seulement les pertes énergétiques mais aussi le vieillissement des différents éléments composant le système, l'estimation à chaque pas de temps des variables du système est indispensable.

3.3.1 Simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques autonomes

La FIGURE 3.27 représente le synoptique de simulation d'un système PV autonome utilisé dans nos travaux.

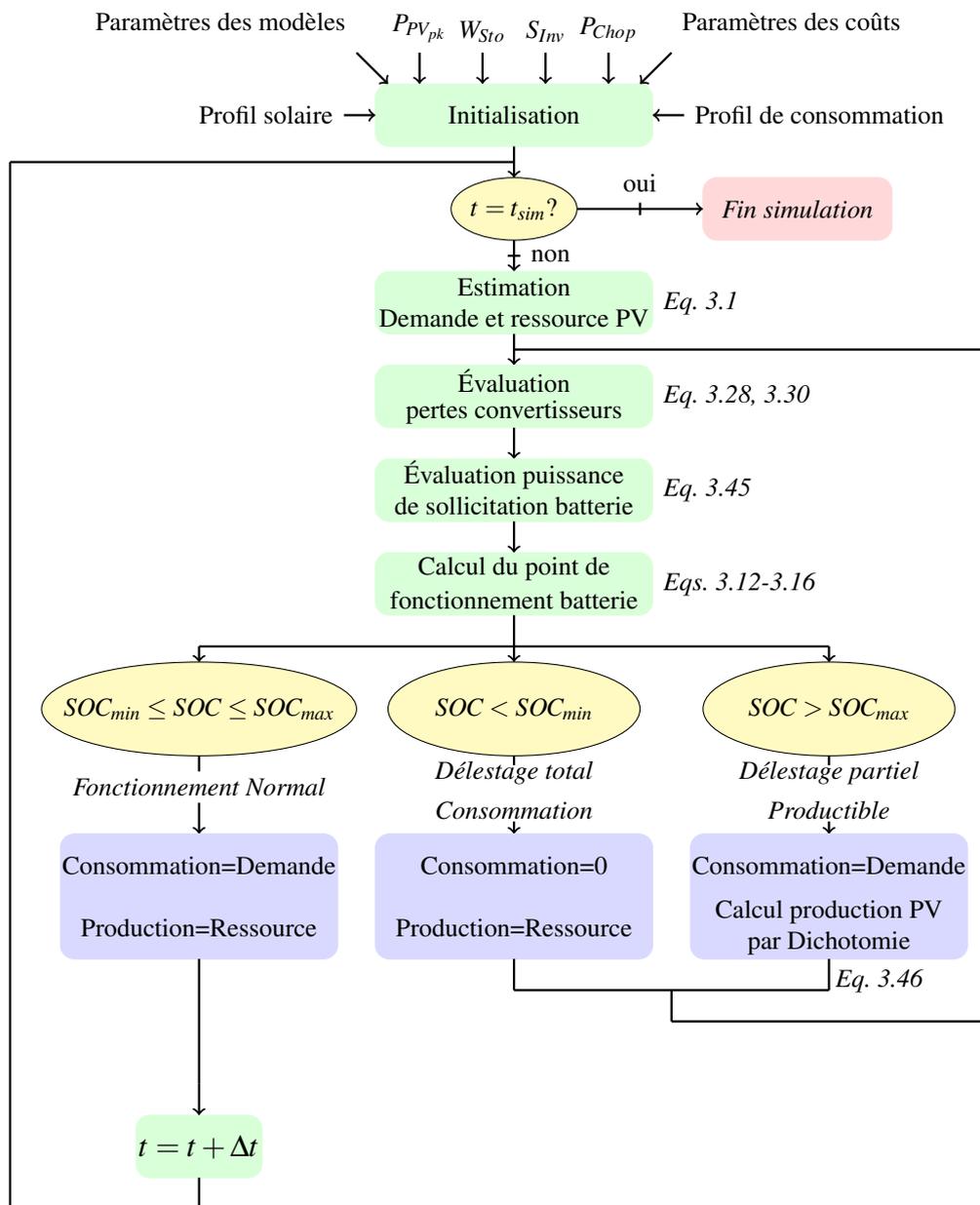


FIGURE 3.27 – Synoptique de simulation du fonctionnement d'un système SAPV

La première phase est une phase d'initialisation où les paramètres initiaux du système sont fixés (variables de dimensionnement, tension initiale et état de charge initial de la batterie). Compte tenu de la durée considérée pour les simulations (30 ans), on peut considérer que les conditions initiales de cette simulation n'ont pas d'impact sur les résultats. Ensuite, la même boucle va être répétée pour chaque pas de temps de la simulation jusqu'à ce que le temps de simulation (t_{sim}) soit atteint.

Pour une configuration donnée du système, après avoir pris en compte la demande électrique du consommateur, la quantité d'énergie productible par les générateurs photovoltaïques est évaluée à l'instant t , les pertes dans les convertisseurs (hacheur MPPT et onduleur) sont déduites. La puissance de sollicitation de l'accumulateur peut alors être calculée (Eq. 3.45) : il s'agit de la différence entre la production injectée sur le bus DC (production minorée des pertes du hacheur) et la demande du consommateur sur le bus DC (demande augmentée des pertes de l'onduleur : $P_{load_{DC}}$).

$$P_{Sto}(t) = P_{PV_{DC}} - P_{load_{DC}} \quad (3.45)$$

Il est à noter qu'il n'y a aucune intelligence dans le choix de la puissance de recharge de l'accumulateur : cette puissance aurait pu être modulée en fonction de son état de charge, de façon à minimiser les pertes (le rendement en charge de l'accumulateur étant de plus en plus faible lorsque l'on se rapproche de l'état de charge maximal [Ger02]), mais surtout le cyclage de l'accumulateur et donc son nombre de remplacements sur la durée de vie du système, comme cela est proposé dans [SRAM06]. Nous avons fait le choix de recharger l'accumulateur à la pleine puissance disponible dans les limites d'acceptation de l'énergie de la part de l'accumulateur. Le système étant autonome, l'énergie solaire n'est disponible que par intermittence : mieux vaut donc utiliser pleinement l'énergie disponible, quitte à dégrader le rendement.

Ensuite, la réponse de l'accumulateur (toujours à l'instant t) à cette puissance de sollicitation est étudiée sur la base de l'état de charge à $t + \Delta t$ estimé. Trois cas peuvent alors se produire :

1. **Fonctionnement normal** : si l'état de charge à $t + \Delta t$ se trouve dans les limites de seuils minimum et maximum imposés pour garantir un bon fonctionnement de l'accumulateur, nous nous trouvons dans le mode de fonctionnement normal, c'est à dire que le consommateur est pleinement satisfait et que l'ensemble de la puissance productible a pu être effectivement produite.
2. **Fonctionnement dégradé** : l'état de charge estimé a dépassé un des seuils imposés. Ce mode de fonctionnement vise à assurer le bon fonctionnement de l'accumulateur.
 - (a) Sur-consommation : si l'état de charge à $t + \Delta t$ calculé est inférieur au seuil minimum de l'accumulateur, cela signifie que la sollicitation en décharge de l'accumulateur est trop forte. Dans le cas où le consommateur n'est pas équipé d'un système domotique permettant de délester individuellement certaines charges (cas le plus courant), l'intégralité de la demande électrique du consommateur doit donc être délestée (mode Délestage total de la consommation). Le comportement de l'accumulateur doit de nouveau être simulé en ayant pris en compte le délestage total de la demande du consommateur.
 - (b) Sur-production : si l'état de charge calculé est supérieur au seuil maximal autorisé pour l'accumulateur, sa puissance de recharge doit être réduite. Un délestage partiel de la production (gradué par désoptimisation du point de fonctionnement) doit alors être effectué. La FIGURE 3.28 explique le mode de calcul de la nouvelle puissance de production. L'évolution de l'état de charge y est représentée pour les puissances de recharge successives testées de l'accumulateur. La méthode utilisée est la méthode dite par dichotomie (Eq. 3.46). Suivant la valeur prise par l'état de charge à l'instant $t + \Delta t$, la valeur de P_0 ou de P_1 est revue à la baisse, ce qui permet de définir une nouvelle consigne de recharge de l'accumulateur. Les différentes valeurs prises par les paramètres P_0 et P_1 au cours des essais successifs sont aussi rappelées sur la figure. $P_{Sto_{init}}$ désigne la valeur initiale de la puissance de recharge de l'accumulateur.

$$P_{Sto}(t) = \frac{P_0 + P_1}{2} \quad (3.46)$$

Bien entendu, nous n'arriverons pas dès la première itération à un état de charge suivant égal à l'état de charge maximal, les pertes au sein de l'accumulateur n'évoluant pas linéairement avec la sollicitation en puissance notamment aux forts états de charge. Cependant, en pratique, la méthode de la dichotomie restreignant à chaque itération l'intervalle de puissance possible pour la recharge de l'accumulateur, une convergence rapide vers la puissance de recharge permettant d'obtenir le seuil d'état de charge souhaité est obtenue. La nouvelle puissance PV produite pourra alors être calculée, en prenant en compte la puissance nécessaire à fournir sur le bus DC, le tout majoré des pertes actualisées au sein du hacheur à commande MPPT.

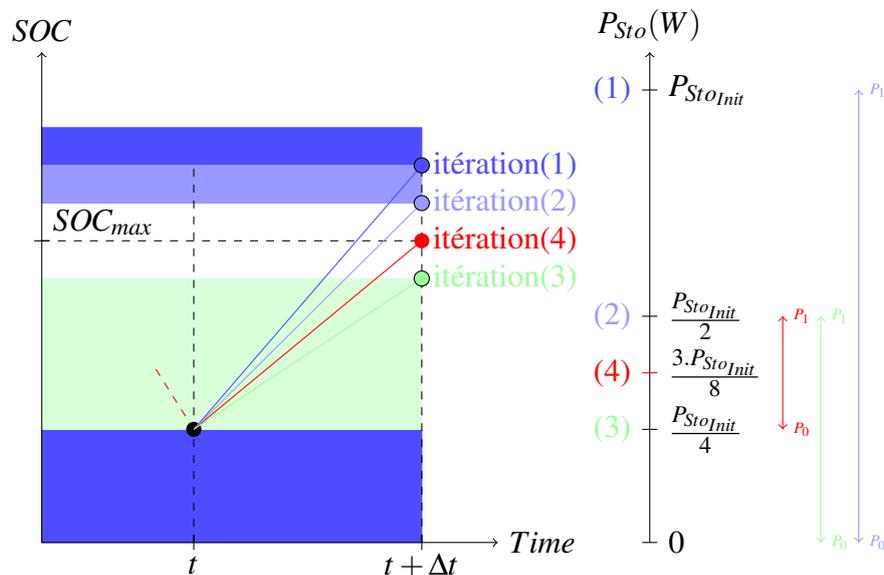


FIGURE 3.28 – Calcul de la puissance de recharge adéquate par la méthode de dichotomie

Une fois la sollicitation batterie calculée, une mise à jour de certaines variables (état de charge et tension batterie) est effectuée.

Il est à noter que le pas de temps considéré a un impact considérable sur le calcul précédent. En effet, plus le pas de temps sera faible, plus la simulation sera fine et, par conséquent, les échanges d'énergie de la batterie seront plus proches de la réalité (les estimations de pertes étant plus précises). Dans le calcul précédent, nous nous arrangeons pour obtenir l'état de charge maximal à l'itération suivante. Dans la pratique, cet état de charge serait obtenu plus vite et devrait alors être maintenu jusqu'à la prochaine itération. Ce mode de calcul a bien entendu un impact sur les pertes qui se produisent au sein de l'accumulateur.

3.3.2 Simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques hybrides

La simulation des systèmes photovoltaïques hybrides nécessite de prendre en compte le comportement du groupe électrogène. Cependant, son fonctionnement dépend de l'architecture du système hybride. La simulation énergétique d'un système photovoltaïque hybride ne sera abordée qu'au cours du Chapitre 6.

3.4 L'outil d'optimisation

L'optimisation du dimensionnement d'un système photovoltaïque est une optimisation multi-objectifs. En effet, le coût du système (qu'il soit énergétique ou économique), doit être minimal tout en assurant au consommateur une qualité de fourniture électrique la meilleure possible. Les méthodes stochastiques sont particulièrement appropriées lorsqu'il s'agit d'une optimisation non convexe (plusieurs minima locaux) et lorsque le nombre de variables devient important. Les algorithmes génétiques permettent ces optimisations multi-objectifs. De plus, ces algorithmes sont dotés d'un caractère stochastique indispensable pour optimiser des systèmes complexes difficilement exprimables analytiquement sans imposer des hypothèses simplificatrices lourdes. Enfin, ces méthodes génétiques sont facilement implémentables. Pour cette étude, notre choix s'est porté sur un algorithme génétique appelé NSGA-II (« Nondominated Sorting Genetic Algorithm II » [DPAM02]).

3.4.1 L'algorithme évolutionnaire NSGA-II

L'algorithme utilisé pour les optimisations est un algorithme génétique dit « évolutionnaire », car faisant référence à la théorie de l'évolution biologique. Il s'agit d'un algorithme multi-objectifs, sous contraintes, basé sur une approche « globale » de l'optimisation dans le sens où le caractère exploratoire de l'algorithme va permettre d'aller chercher des optimums en balayant largement le spectre des possibilités offertes par la plage de variation des variables d'optimisation. Les principaux paramètres de cet algorithme (le NSGA-II) sont les suivants :

- nombre de générations (N_G)
- nombre d'individus par génération (N_{Ind}) définissant une population
- espace des variables d'optimisations
- probabilité de croisement (P_C)
- probabilité de mutation (P_M)

L'algorithme va d'abord choisir une population initiale d'individus selon une distribution spécifiée (uniforme par exemple) dans l'espace des variables d'optimisation. Il va, par la suite, évaluer les performances de chaque individu en calculant les objectifs et les contraintes propres à cet individu. L'étape suivante est celle dite du fitness, c'est à dire la sélection par élitisme des N_{Ind} individus optimums. Afin de créer la génération suivante, deux étapes arrivent ensuite :

- **Le croisement** : chaque couple d'optimums (les « parents ») va être croisé avec une probabilité P_C pour fournir un couple de 2 nouveaux individus (les « enfants »).
- **La mutation** : les N_{Ind} parents et les N_{Ind} enfants vont désormais être mutés avec une probabilité P_M de façon à assurer une dispersion des individus choisis afin de diminuer le risque de tomber sur un optimum local.

La FIGURE 3.29 représente schématiquement les étapes de croisement et de mutation.

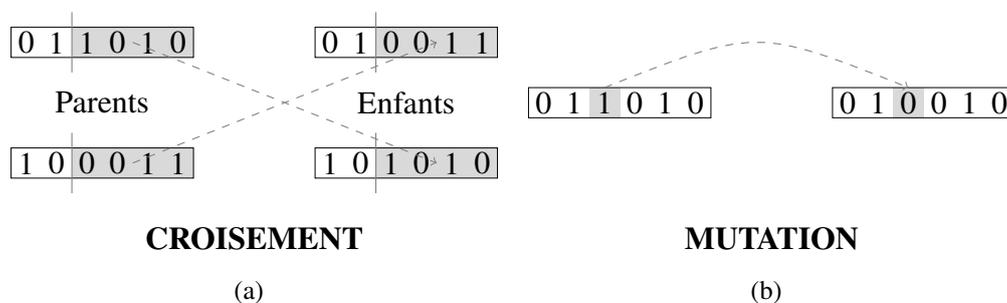


FIGURE 3.29 – Explication simplifiée des étapes de croisement (a) et de mutation (b) de l'algorithme NSGA-II

L'ensemble des $2N_{Ind}$ individus va de nouveau être évalué et les N_{Ind} individus optimums conservés. Un synoptique de l'algorithme d'optimisation utilisé est représenté FIGURE 3.30.

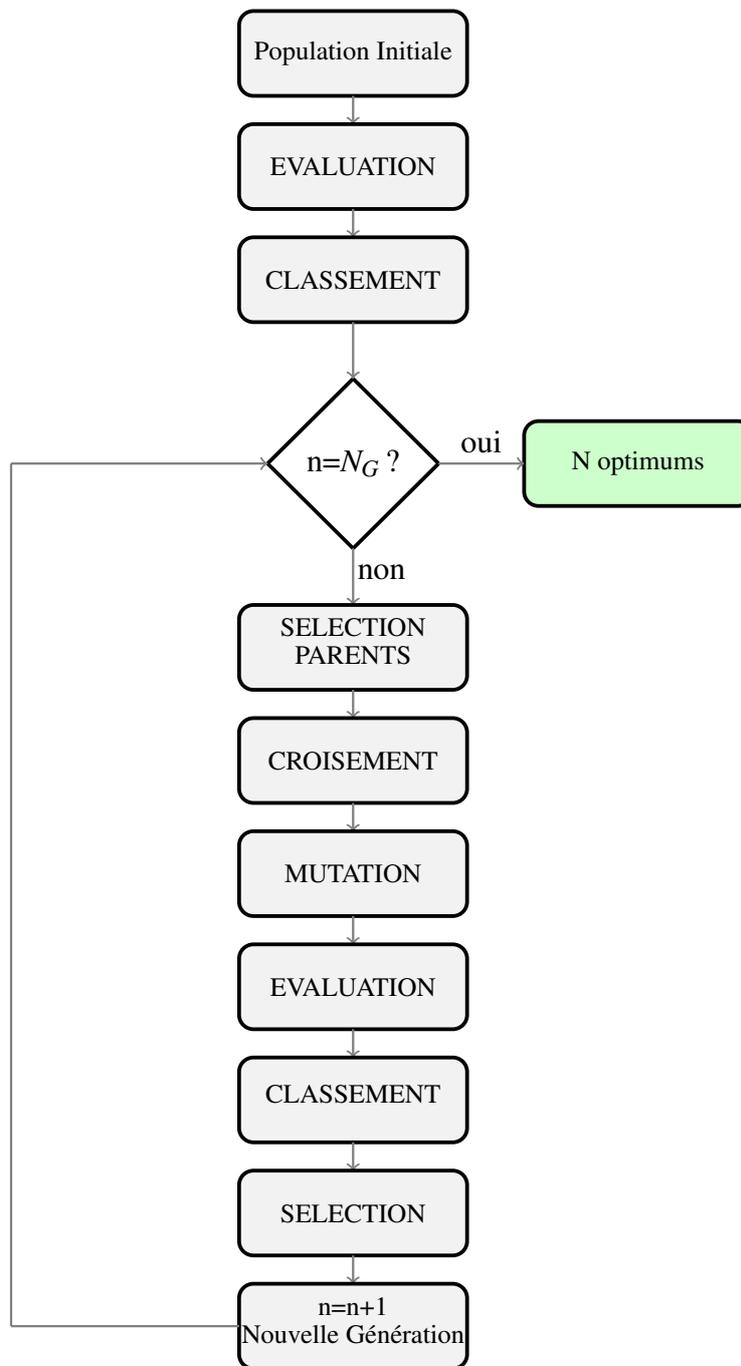


FIGURE 3.30 – Synoptique de l’algorithme d’optimisation

Si les différents paramètres de l’optimisation sont bien choisis, la dernière génération doit représenter l’ensemble des optimums de l’optimisation. Dans notre cas, l’optimisation sera bi-objectifs, c’est à dire que l’on cherche à optimiser 2 objectifs contradictoires (par exemple l’un des coûts et la qualité du service rendu au consommateur). L’ensemble des meilleures solutions (dites solutions non dominées) représenté dans le plan des différents objectifs (à minimiser), prend alors l’allure d’un front caractéristique dit de Pareto (FIGURE 3.31). Le point rouge représente l’optimum théorique de l’optimisation dominant l’ensemble de tous les individus. Bien entendu, ce point est purement théorique, mais c’est vers celui-ci qu’il faut tendre. Cette approche permet de s’affranchir d’agréger les deux objectifs en vue de choisir un unique optimum ; l’ensemble des compromis est ainsi disponible de façon à choisir la ou les solutions intéressantes.

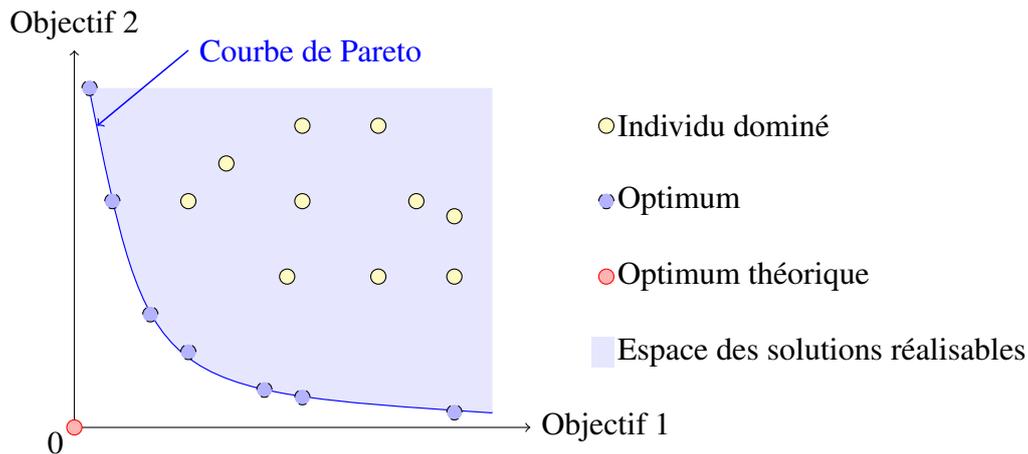


FIGURE 3.31 – Courbe de Pareto caractéristique d'une optimisation bi-objectifs

3.4.2 Implémentation de l'algorithme

L'outil d'optimisation NSGA-II a été utilisé ici dans le but d'optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque (surface des panneaux PV, capacité de l'accumulateur...). Des modèles énergétiques des différents éléments composant ce système ont été développés de façon à simuler au mieux l'évolution des flux énergétiques au cours du temps. Moyennant un certain nombre de paramètres de dimensionnement, le système peut donc être simulé connaissant l'ensemble des caractéristiques des modèles énergétiques. Ce jeu de paramètres de dimensionnement constituera un individu. Celui-ci sera donc simulé, ses performances et les contraintes associées évaluées. On calculera alors le coût de ce système ainsi que la qualité du service rendu au consommateur. Ces 2 objectifs contradictoires seront à minimiser ou à maximiser selon le critère. Ces informations seront alors renvoyées à l'algorithme d'optimisation qui aura pour rôle de ne retenir que l'ensemble des individus les plus performants. La FIGURE 3.32 représente cette implémentation.

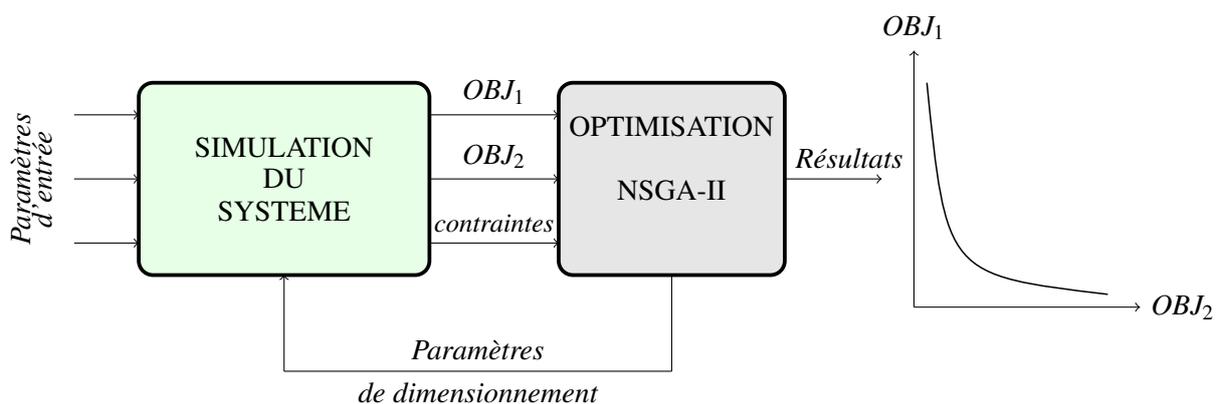


FIGURE 3.32 – Implémentation de l'algorithme d'optimisation

Notons que, quels que soient les objectifs pris en compte pour l'optimisation, la méthodologie reste la même, celle-ci s'appuyant sur la simulation temporelle sur cycle de vie d'un individu. Ces différents critères d'optimisation pourront donc être comparés tout au long de cette thèse.

3.5 Conclusion

Au cours de ce chapitre, les modélisations énergétiques des différents constituants des systèmes photovoltaïques autonomes, envisagés dans cette thèse, ont été présentés. Un niveau de modélisation adéquat a été utilisé dans l'optique de l'approche d'optimisation du dimensionnement de ces systèmes. La deuxième partie a été consacrée aux critères d'évaluation des performances, que ce soit en terme de coût sur cycle de vie, mais aussi en terme de service rendu au consommateur. Enfin, les aspects concernant la simulation temporelle et l'outil d'optimisation ont été abordés.

Le chapitre suivant est consacré à la mise en évidence de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.

Chapitre 4

Impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome

L'objectif de ce quatrième chapitre est dans un premier temps de quantifier l'impact des habitudes énergétiques du consommateur sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque. Le système en question sera du type autonome (SAPV), c'est à dire sans groupe électrogène d'appui. La FIGURE 4.1 représente l'architecture du système considéré dans ce chapitre. Les flèches rouges symbolisent les sens des transferts de puissance. Les variables de dimensionnement sont rappelées en bleu. Une première étude analytique simple visera à quantifier analytiquement l'impact de différents paramètres du profil de consommation sur le coût énergétique global du système. Celle-ci sera basée sur des profils de consommation et de production idéalisés et sur un certain nombre d'hypothèses, notamment sur les rendements des différents éléments composant le système. Ensuite, des simulations sur cycle de vie utilisant des modèles énergétiques plus complexes seront menées à l'aide de profils de consommation et de productivité solaire réalistes. Les résultats d'optimisation seront ainsi présentés. Après avoir quantifié l'impact du profil de consommation sur l'énergie primaire consommée sur cycle de vie, l'idée va être dans un deuxième temps d'améliorer la forme de ce profil, sachant que l'idéal est le «profil solaire» correspondant à une consommation strictement en phase avec la production. Pour cela, ce profil de consommation sera détaillé en une somme de profils élémentaires correspondant à des charges élémentaires sur certaines desquelles des actions pourront être menées.

4.1 Approche simplifiée-Profiles journaliers idéalisés

La première partie de l'étude consiste à considérer des profils de consommation et de production idéalisés et simples de façon à rendre possible une approche purement théorique de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement du système SAPV et ainsi de prendre plus de recul sur les résultats obtenus. Ce raisonnement n'est bien entendu possible qu'au prix d'hypothèses relativement lourdes (notamment sur les rendements de conversion).

Nous allons raisonner sur des profils journaliers de consommation et d'ensoleillement très idéalisés. Afin de limiter le nombre de paramètres, ces profils seront sinusoïdaux et nous ferons évoluer certains paramètres du profil de consommation (amplitude relative et phase). Cependant la valeur moyenne du profil de consommation sera maintenue constante afin de conserver la même énergie électrique consommée sur le cycle de vie considéré.

Une consommation journalière de 15 kWh, correspondant aux besoins électriques moyens d'un foyer de quatre personnes, est considérée dans cet exemple. Cela correspond à une consommation moyenne de 624 W. La FIGURE 4.2 représente l'allure des profils de consommation et de production

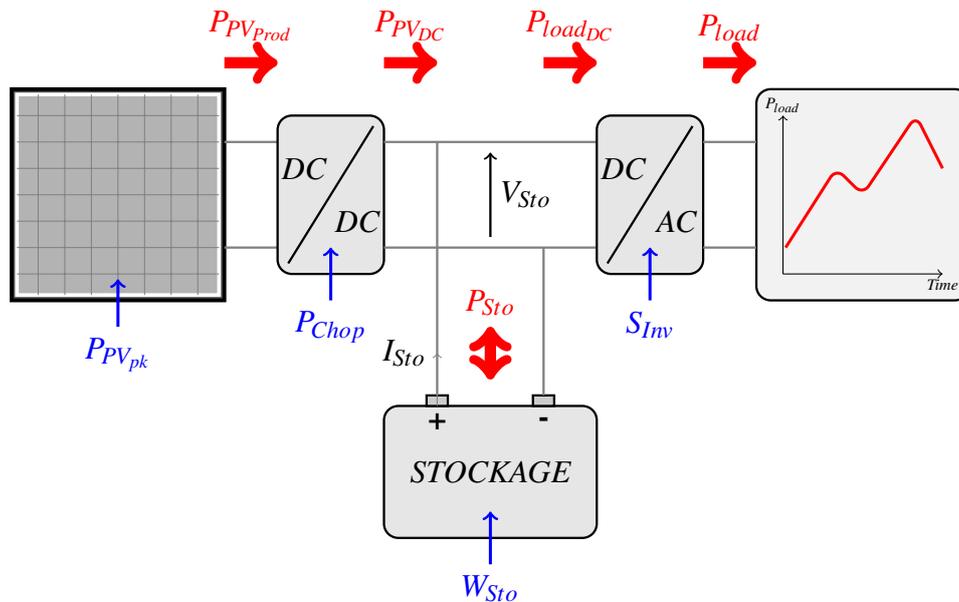


FIGURE 4.1 – Architecture du système SAPV considéré

idéalisés utilisés pour cette approche ainsi que les deux paramètres du profil de consommation : le déphasage avec le profil de productivité solaire et son amplitude relative à la valeur moyenne.

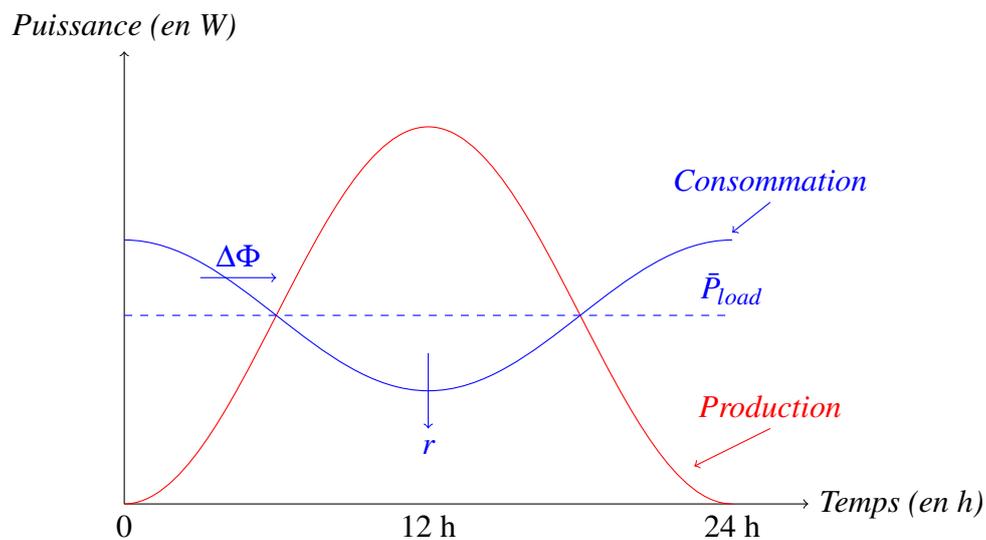


FIGURE 4.2 – Profils de production et de consommation idéalisés sinusoïdaux

En relation avec la FIGURE 4.2, le profil de consommation est exprimé de la façon suivante :

$$P_{load}(t) = \bar{P}_{load} \cdot (1 + r \cdot \cos(\omega \cdot t - \Delta\Phi)) \quad (4.1)$$

Le profil de consommation étant sinusoïdal, il est défini à partir de 3 paramètres seulement :

1. **Son amplitude** : \hat{P}_{load}
2. **Sa phase** : $\Delta\Phi$
3. **Sa valeur moyenne** : \bar{P}_{load}

La valeur moyenne des profils de consommation étant ici considérée constante, on définit l'amplitude relative du profil de consommation comme étant le rapport de la valeur maximale de ce profil sur sa valeur moyenne :

$$r = \frac{\hat{P}_{load}}{\bar{P}_{load}} \quad (4.2)$$

Le choix est fait de représenter initialement le profil de consommation en opposition de phase avec la production de façon à mettre en évidence la non-corrélation entre ces deux profils ($\Delta\Phi = 0$). Les paramètres sur lesquels il est possible de jouer sont l'amplitude (modulation de l'amplitude du profil) et sa phase (décalage temporel du profil, sa période T restant constante). La FIGURE 4.3 représente schématiquement les deux modifications envisagées sur le profil de charge.

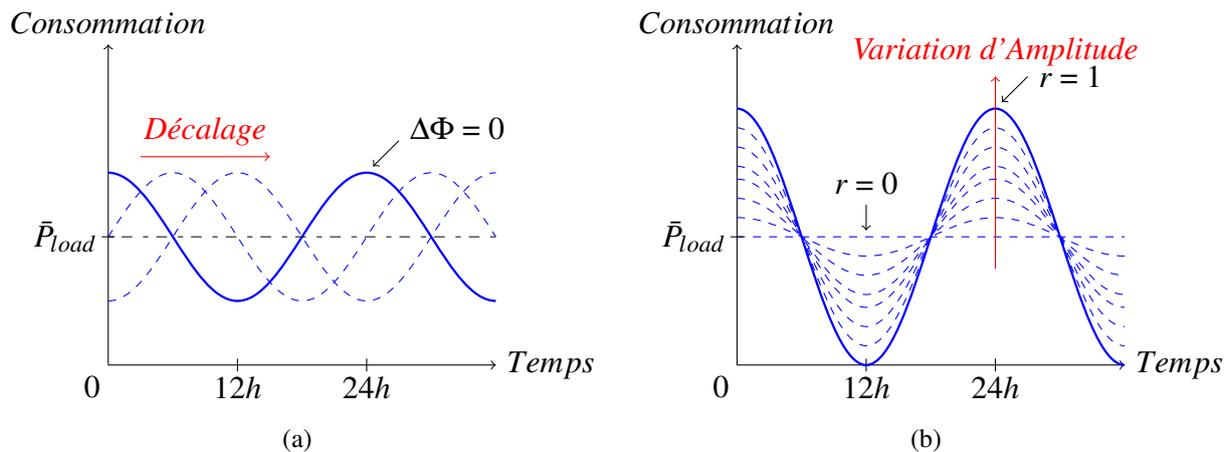


FIGURE 4.3 – Modifications du profil de consommation envisagées : (a) Décalage temporel et (b) Modulation d'amplitude

Bien que sinusoïdale, la puissance maximale produite dépend de la prise en compte des pertes au sein du système. C'est la raison pour laquelle l'expression de la puissance photovoltaïque produite sera explicitée dans chacune des deux parties suivantes. L'approche analytique sera menée en faisant l'hypothèse d'un taux de délestage nul du consommateur (i.e. satisfaction totale du consommateur). Le critère de dimensionnement retenu pour cette approche est le coût énergétique global du système sur cycle de vie (GER_{Total}).

4.1.1 Modèles de rendements énergétiques unitaires

4.1.1.1 Mise en équations

Dans cette première approche, on considère une absence totale de pertes dans les convertisseurs et dans l'accumulateur (rendements unitaires). Étant donné que la valeur moyenne de tous les profils de consommation est identique, ils correspondent tous à la même production cumulée d'énergie. La contrainte de satisfaction exacte du besoin (sans sur-dimensionnement) conduit à ce que la puissance crête photovoltaïque installée soit égale au double de la puissance moyenne consommée. L'expression de la puissance produite est donc la suivante :

$$P_{PV_{Prod}}(t) = \bar{P}_{load} \cdot (1 - \cos(\omega.t)) \quad (4.3)$$

L'idée étant de quantifier l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système SAPV, nous allons chercher à mettre en évidence le lien entre paramètres de ce profil et les paramètres de dimensionnement de ce système. La finalité sera d'exprimer le coût énergétique global

du système en fonction des paramètres du profil de consommation. L'expression du coût énergétique d'un tel système SAPV est rappelée ci-dessous où les termes GER_X^* représentent les coûts énergétiques d'investissement spécifiques des différents composants et n_X leur nombre de remplacements sur la durée de vie complète du système :

$$\begin{aligned} GER_{Total} &= GER_{Pv}^* \cdot P_{Pv_{pk}} \\ &+ GER_{Sto}^* \cdot W_{Sto} \cdot n_{Sto} \\ &+ GER_{Inv}^* \cdot S_{Inv} \cdot n_{Inv} \\ &+ GER_{Chop}^* \cdot P_{Chop} \cdot n_{Chop} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Analysons, sur ce cas d'école, les relations entre les 4 paramètres de dimensionnement ($P_{Pv_{pk}}$, W_{Sto} , S_{Inv} et P_{Chop}) et les 2 paramètres du profil de consommation (r et $\Delta\Phi$) qu'il est possible de faire évoluer :

- **Puissance crête du générateur photovoltaïque** ($P_{Pv_{pk}}$) : Nous avons établi précédemment que la puissance crête photovoltaïque est égale au double de la puissance moyenne consommée pour les allures temporelles de production et de consommation considérées dans l'hypothèse de rendements unitaires pour les convertisseurs et l'accumulateur. Ce paramètre est donc indépendant de l'amplitude relative et du déphasage.
- **Puissance apparente de l'onduleur** (S_{Inv}) : L'onduleur doit être dimensionné sur la base de la puissance maximale appelée par le consommateur. Or cette puissance maximale consommée dépend directement de l'amplitude relative de la consommation :

$$S_{Inv} = (1 + r) \cdot \bar{P}_{load} \quad (4.5)$$

- **Puissance du hacheur à commande MPPT** (P_{Chop}) : De même que pour l'onduleur, le hacheur est dimensionné sur la base de la puissance photovoltaïque maximale productible. Dans le cadre de l'hypothèse de rendements unitaires, cette puissance dépend seulement de la puissance moyenne du profil de consommation.

$$P_{Chop} = 2 \cdot \bar{P}_{load} \quad (4.6)$$

- **Capacité de stockage de l'accumulateur** (W_{Sto}) : Lorsque l'énergie produite est supérieure à l'énergie devant être consommée, celle-ci peut directement être consommée. Par contre, lorsque la production est inférieure à la consommation, l'énergie consommée est fournie par l'accumulateur et doit donc avoir été stockée au préalable. La FIGURE 4.4 représente la production et la consommation pour 2 jeux de paramètres r et $\Delta\Phi$. Cette figure montre que les paramètres du profil de consommation influent de façon notable sur l'énergie devant être stockée avant d'être consommée et donc sur le dimensionnement de l'accumulateur.

Finalement cette étude va se limiter à déterminer la capacité batterie en fonction du déphasage et de l'amplitude relative du profil de consommation. La capacité de stockage correspond à l'aire rose, ce qui permet de trouver l'expression suivante (l'hypothèse est faite que la totalité de l'énergie stockée dans la batterie est utilisée au cours de la journée) :

$$W_{Sto} = \int_0^{t_1} (P_{load}(t) - P_{Pv_{prod}}(t)) dt + \int_{t_2}^T (P_{load}(t) - P_{Pv_{prod}}(t)) dt \quad (4.7)$$

Il suffit désormais de définir les instants (t_1 et t_2) d'intersection des courbes de production et de consommation. L'instant t_1 est déterminé par l'expression suivante :

$$t_1 = \frac{T}{2} \cdot \left(1 - \frac{1}{\pi} \cdot \arctan\left(\frac{1 + r \cdot \cos(\Delta\Phi)}{r \cdot \sin(\Delta\Phi)}\right) \right) \quad (4.8)$$

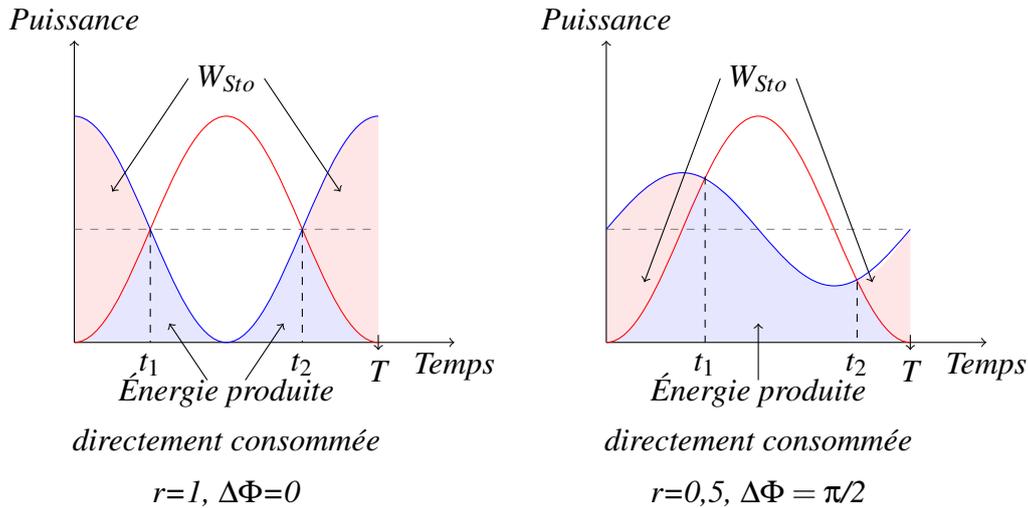


FIGURE 4.4 – Influence des paramètres du profil de consommation sur le dimensionnement de l'accumulateur

L'instant t_2 peut, quant à lui, être déterminé par symétrie par rapport à t_1 :

$$t_2 = t_1 + \frac{T}{2} \quad (4.9)$$

Une fois ces deux instants connus, la capacité de stockage peut être déterminée, toujours aux pertes près (négligées dans cette étude préalable), pour le profil de consommation considéré.

Ainsi, le coût énergétique global du système SAPV peut être exprimé en fonction des paramètres du profil de consommation :

$$GER_{Total} = \bar{P}_{load} \left\{ \begin{array}{l} 2.GER_{pvpk}^* \\ + GER_{Sto}^* \cdot \left[\int_0^{t_1} (r \cdot \cos(\omega.t - \Delta\Phi) - \cos(\omega.t)) dt + \int_{t_2}^T (r \cdot \cos(\omega.t - \Delta\Phi) - \cos(\omega.t)) dt \right] \cdot n_{Sto} \\ + GER_{Inv}^* \cdot (1+r) \cdot n_{Inv} \\ + 2.GER_{Chop}^* \cdot n_{Chop} \end{array} \right\} \quad (4.10)$$

De façon à prendre en compte le remplacement des éléments du système sur sa durée de vie, une durée de vie de 10 ans a été considérée pour les convertisseurs. Concernant l'accumulateur, son vieillissement a été calculé au moyen de la première méthode expliquée au chapitre 3 (cf. 3.1.2.3.1.1). Dans cette approche, nous avons considéré que les accumulateurs étaient du type Plomb-Acide VRLA. Le paramètre k_{Sto} est ici fixé à une valeur de 1400.

4.1.1.2 Dimensionnement minimal

Il est possible de définir un coût énergétique minimal (GER_{Min}) pour notre système, il correspond à un profil de consommation exactement identique au profil de production (consommateur «solaire»). Les valeurs des paramètres modifiables du profil de consommation deviennent :

$$r_{Min} = 1$$

$$\Delta\Phi_{Min} = \pi$$

Dans l'hypothèse de pertes nulles, étant donné que le profil de consommation est exactement identique au profil de production, le recours au stockage est inutile. Cette valeur minimale limite du GER peut donc être exprimée de la sorte :

$$GER_{Min} = GER_{Pv}^* \cdot P_{PvMin} + GER_{Inv}^* \cdot S_{InvMin} \cdot n_{Inv} + GER_{Chop}^* \cdot P_{ChopMin} \cdot n_{Chop} \quad (4.11)$$

Avec, pour cette configuration optimale :

- P_{PvMin} la puissance crête photovoltaïque ($P_{PvMin} = 2 \cdot \bar{P}_{load}$)
- S_{InvMin} la puissance apparente de l'onduleur ($S_{InvMin} = 2 \cdot \bar{P}_{load}$)
- $P_{ChopMin}$ la puissance nominale du hacheur ($P_{ChopMin} = 2 \cdot \bar{P}_{load}$)

Il suit :

$$GER_{Min} = 2 \cdot \bar{P}_{load} \cdot (GER_{Pv}^* + GER_{Inv}^* \cdot n_{Inv} + GER_{Chop}^* \cdot n_{Chop}) \quad (4.12)$$

Nous considèrerons dans cette section une durée d'exploitation du système photovoltaïque de 30 ans. On obtient donc pour cet exemple ($\bar{P}_{load} = 624$ W) un coût énergétique global optimal de : $GER_{Min} \approx 13350$ kWh. En considérant une consommation moyenne de 624 W, le rapport entre le coût énergétique optimal et la consommation d'énergie électrique sur 30 ans est de :

$$\frac{GER_{Min}}{\sum_0^{t_{sim}} P_{load}(t) \cdot dt} = 8\%$$

Cela signifie que l'énergie primaire représentée par ce système photovoltaïque minimal dans sa globalité représente sur cycle de vie 8% de l'énergie finale consommée. Afin de se donner une idée de « l'objectif à atteindre », ce coût énergétique optimal sera rappelé sur les figures présentant les résultats dans la section suivante.

4.1.1.3 Résultats

Le coût énergétique du système, en considérant toujours une durée d'exploitation de 30 ans, a été calculé pour plusieurs profils de consommation. Les paramètres d'amplitude relative et de déphasage ont donc été modifiés :

$$r \in [0, 1] \quad (4.13)$$

$$\Delta\Phi \in [0, \pi] \quad (4.14)$$

La FIGURE 4.5 représente l'évolution du coût énergétique du système SAPV en fonction des deux paramètres du profil de consommation qu'il est possible de faire évoluer.

L'impact direct du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système SAPV et donc sur son coût énergétique est visible sur cette figure. A même service énergétique rendu au consommateur (même valeur moyenne pour l'ensemble des profils de consommation), ce coût énergétique varie entre un maximum de 40,1 MWh pour une production et une consommation en opposition de phase ($r = 1$ et $\Delta\Phi = 0$), pire des cas, et un minimum de 13,35 MWh ($r = 1$ et $\Delta\Phi = \pi$), ce qui représente une réduction d'un facteur 3 du coût énergétique du système sur une durée de 30 ans. L'optimum est bien atteint pour un profil de consommation parfaitement identique à la production photovoltaïque.

Plusieurs observations peuvent être réalisées :

- A amplitude relative donnée, le coût énergétique global du système diminue lorsque l'on augmente le déphasage du profil de consommation sauf pour une amplitude relative nulle pour laquelle la phase n'a aucune influence sur le coût énergétique du système.
- A déphasage donné, l'action sur l'amplitude relative du profil de consommation peut avoir un effet positif comme négatif sur le profil de consommation.

Il peut être intéressant d'observer l'évolution des contributions au coût énergétique global du système des différents constituants (générateurs PV, stockage électrochimique et convertisseurs). La FIGURE 4.6 représente cette évolution toujours en fonction des mêmes paramètres du profil de consommation.

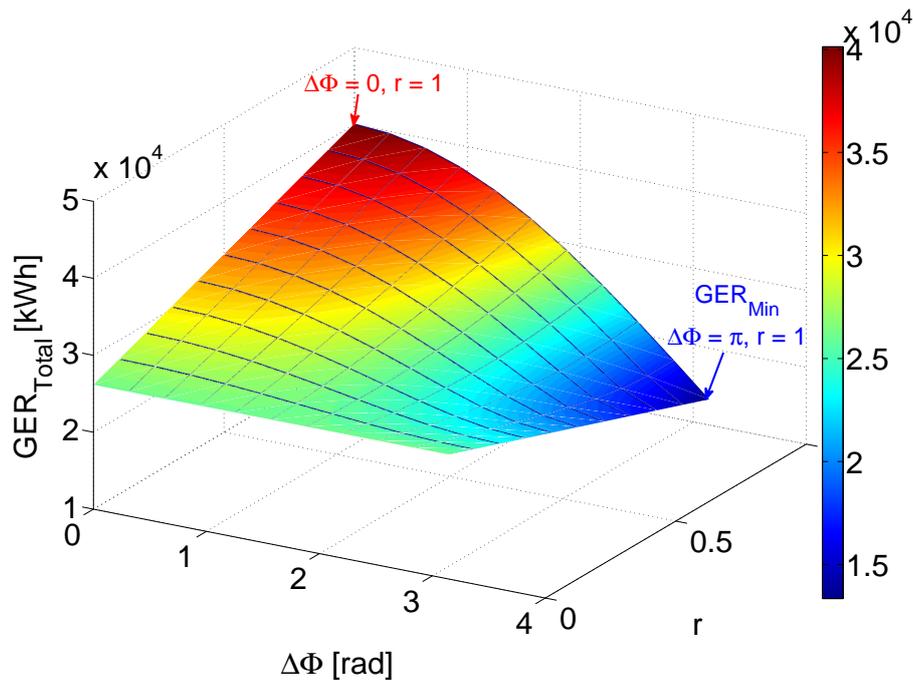


FIGURE 4.5 – Impact des paramètres du profil idéalisé de consommation sur le coût énergétique d'un système SAPV en considérant des rendements unitaires

Il est possible de voir que les variations du coût énergétique global du système SAPV sont principalement dues au coût énergétique du système de stockage (et dans une moindre mesure à celui de l'onduleur). Le coût énergétique du système de stockage varie de manière importante : celui-ci est nul lorsque consommation et production sont identiques et vaut plus de 30 MWh lorsque les deux profils sont en opposition de phase. En faisant l'hypothèse de rendements constants, la puissance crête photovoltaïque installée (et donc la puissance apparente du hacheur) est constante quel que soit le profil de consommation. Il est aussi possible de constater la faible contribution des convertisseurs statiques au coût énergétique global du système photovoltaïque autonome.

Cette étude simplifiée, basée sur des profils de consommation idéalisés, a montré l'impact direct de la forme du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Cependant, l'hypothèse de rendements unitaires pour les convertisseurs mais aussi surtout pour l'accumulateur au plomb sont grossières. En effet, le rendement des convertisseurs dépend directement de leur puissance de fonctionnement. De même, le rendement de l'accumulateur au plomb dépendra non seulement de la valeur de la puissance de sollicitation mais aussi de son état de charge. Avant d'utiliser des modèles énergétiques complexes prenant en compte ces dépendances, une seconde étude simplifiée a été menée en utilisant des rendements non unitaires mais constants (hypothèse simpliste de deuxième niveau) pour les convertisseurs et l'accumulateur.

4.1.2 Modèles de rendements énergétiques constants

Dans cette partie, de façon à aller progressivement vers des modèles énergétiques plus complexes, des rendements constants non unitaires ont été fixés pour l'accumulateur et pour les convertisseurs statiques :

- **Onduleur** : Pour les convertisseurs, le rendement a été estimé en rapport avec le rendement européen rendant compte du comportement de l'onduleur sur l'ensemble de sa plage de fonctionnement en puissance. Les rendements européens des onduleurs PV ne varient pas de manière significative. Dans [SO09], un graphe représente ce rendement pour l'ensemble des onduleurs

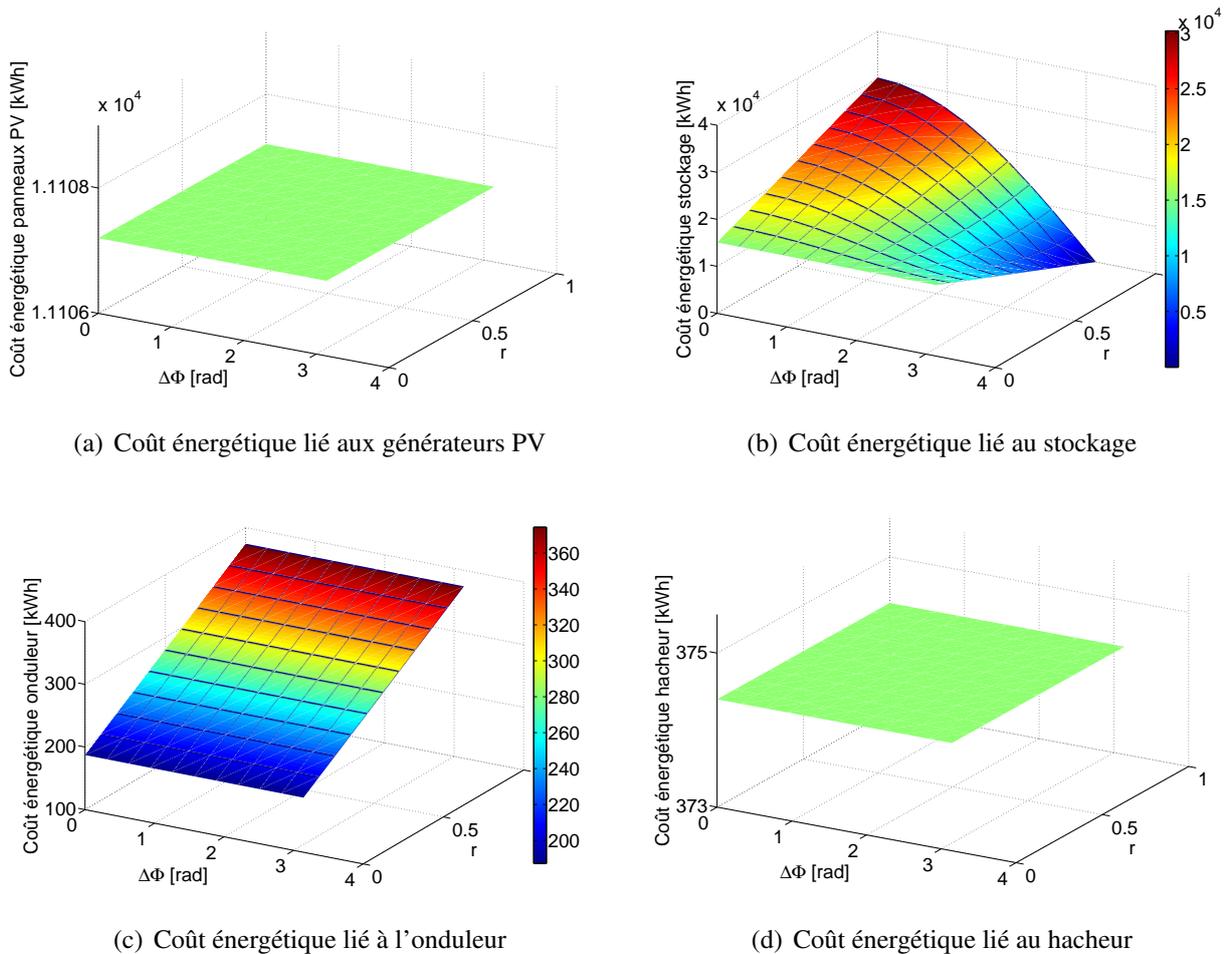


FIGURE 4.6 – Évolution des contributions des différents constituants au coût énergétique global du système en fonction des paramètres du profil de consommation en considérant des rendements unitaires

PV de moins de 10 kVA actuellement sur le marché. Pour la suite, on utilisera un rendement d'onduleur de :

$$\eta_{Inv} = 90\% \quad (4.15)$$

– **Hacheur** : Le rendement du hacheur est lui aussi fixé à 90%

$$\eta_{Chop} = 90\% \quad (4.16)$$

– **Accumulateur** : En ce qui concerne l'accumulateur, nous considérons que la technologie employée est du type électrochimique Plomb-Acide. Un rendement constant de l'accumulateur (qu'il soit en charge ou en décharge) est régulièrement pris en compte dans la littérature : 85% dans [MNL99], 80% dans [Koh09]. Cependant, il arrive qu'une distinction soit faite entre rendement de charge et rendement de décharge. Dans ce cas, le rendement de décharge est régulièrement considéré unitaire [YZLF08, She09]. Ici, nous ferons une distinction entre rendements de charge et de décharge sans toutefois négliger les pertes lors de la décharge :

$$\eta_{Ch} = 70\% \quad (4.17)$$

$$\eta_{Disch} = 80\% \quad (4.18)$$

4.1.2.1 Mise en équations

Dans cette partie, nous ferons l'hypothèse simplificatrice que le dimensionnement de l'accumulateur reste le même que dans l'approche où les rendements sont considérés unitaires. La prise en compte des pertes se traduit alors par un sur-dimensionnement des moyens de production (de façon à compenser les pertes) et des convertisseurs statiques. Nous devons de nouveau trouver les expressions des variables de dimensionnement en fonction des paramètres du profil de consommation. En effet, les pertes ayant lieu au sein des convertisseurs et de l'accumulateur vont se traduire par un sur-dimensionnement du système.

- En ce qui concerne les convertisseurs, il suffit simplement de pondérer leur puissance nominale par l'inverse du rendement du convertisseur.

$$P_{Chop} = \frac{P_{Pv_{pk}}}{\eta_{Chop}} \quad (4.19)$$

$$S_{Inv} = \frac{(1+r) \cdot \bar{P}_{load}}{\eta_{Inv}} \quad (4.20)$$

- Les pertes dans un système de production photovoltaïque autonome ont des répercussions sur le dimensionnement du générateur photovoltaïque. Ainsi, le système de production doit être surdimensionné de façon à compenser les différentes pertes. Il faut donc faire intervenir les différents rendements dans le calcul de l'énergie journalière produite (E_{Prod}). L'énergie produite n'étant pas pondérée par les mêmes rendements selon qu'elle a été stockée avant d'être consommée ou non, nous ferons la distinction suivante pour le calcul de l'énergie produite journalière :

$$E_{Prod} = E_{Sto} + E_{Direct} \quad (4.21)$$

Avec E_{Sto} l'énergie journalière produite et stockée avant d'être consommée et E_{Direct} l'énergie produite directement consommée. Ces deux quantités pouvant être exprimées comme suit :

→ E_{Sto} : Cette énergie correspond à la capacité batterie pondérée de l'ensemble des rendements des différents constituants.

$$E_{Sto} = \frac{W_{Sto}}{\eta_{Chop} \cdot \eta_{Inv} \cdot \eta_{Ch} \cdot \eta_{Disch}} \quad (4.22)$$

→ E_{Direct} le reste de l'énergie produite pouvant être consommée directement et donc seulement pondérée des rendements du hacheur et de l'onduleur.

$$E_{Direct} = \frac{\bar{P}_{load} \cdot T - W_{Sto}}{\eta_{Chop} \cdot \eta_{Inv}} \quad (4.23)$$

- Étant donné que le profil de production a toujours la même forme idéalisée (sinusoïdale polarisée à la moitié de la valeur crête à crête), la puissance crête photovoltaïque correspond toujours au double de la valeur moyenne de la puissance produite :

$$P_{Pv_{pk}} = 2 \cdot \frac{\frac{W_{Sto}}{\eta_{Ch} \cdot \eta_{Disch}} + (\bar{P}_{load} \cdot T - W_{Sto})}{\eta_{Chop} \cdot \eta_{Inv} \cdot T} \quad (4.24)$$

4.1.2.2 Résultats

Le coût énergétique global du système a donc de nouveau été calculé pour chacun des profils de consommation envisagés, les résultats sont présentés à la FIGURE 4.7.

La surface représentant les coûts énergétiques estimés des systèmes SAPV avec l'hypothèse de rendements unitaires est rappelée sur cette figure. La prise en compte de rendements constants se traduit par un surcoût du système. Ici, le coût énergétique minimal (GER_{Min}) n'est jamais obtenu même

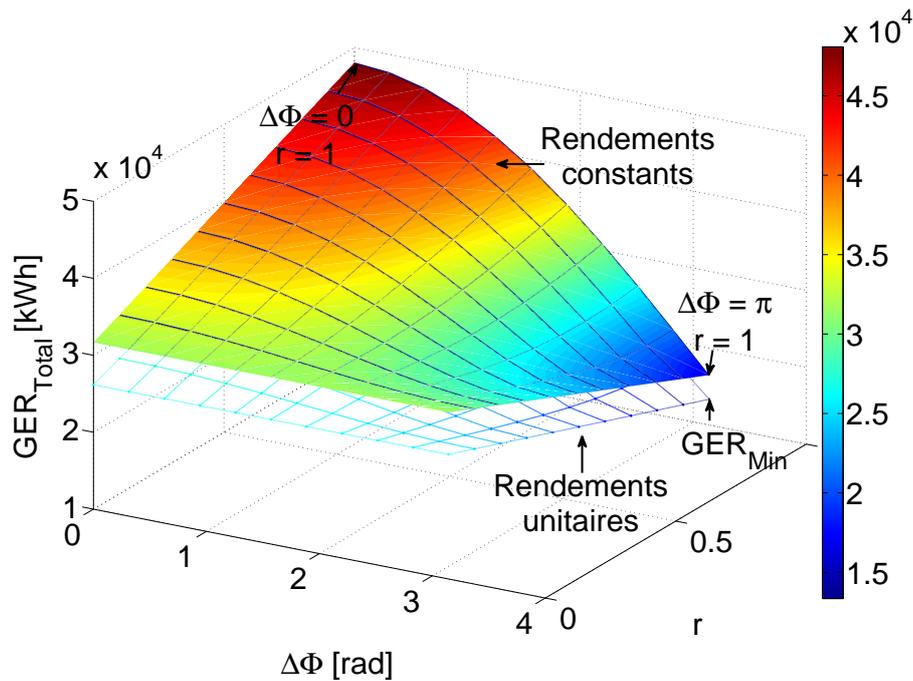


FIGURE 4.7 – Impact des paramètres du profil idéalisé de consommation sur le coût énergétique d'un système SAPV en considérant des rendements constants

lorsque production et consommation sont identiques. Un surcoût énergétique global compris entre un minimum de 19% et un maximum de 24% selon la valeur des paramètres du profil de consommation est amené par la prise en compte de ces rendements constants.

De la même façon que dans la première étude où les pertes étaient totalement négligées, l'évolution des contributions au coût énergétique global des différents constituants du système en fonction des paramètres du profil de consommation a été représentée à la FIGURE 4.8.

De façon à comparer les résultats, les dimensionnements obtenus en l'absence de pertes sont rappelés sur ces figures. Contrairement à l'hypothèse de rendements unitaires, il est possible de voir sur cette figure un impact des paramètres du profil de consommation sur le dimensionnement des générateurs photovoltaïques et donc sur le hacheur à commande MPPT. En effet, les pertes au sein du système dépendant des paramètres $\Delta\Phi$ et r du profil de consommation, la puissance crête des générateurs PV n'est plus constante quelle que soit la valeur de ces paramètres

4.1.3 Conclusion et limites de l'approche simplifiée

Cette approche basée sur des profils de production et de consommation idéalisés nous a permis de mettre en évidence de façon relativement simple l'impact considérable du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système de production photovoltaïque autonome. En effet, les résultats ont confirmé l'intérêt d'augmenter la corrélation entre consommation et production, permettant de minimiser le recours au stockage ainsi que les pertes qui y sont associées. Ces constatations, qui peuvent sembler naïves au premier abord, permettent de mettre en évidence le poids considérable du stockage ainsi qu'une première limite basse approximative du GER d'un tel système. En définitive, cette approche nous aura permis de :

1. Formaliser le problème de l'optimisation du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, notamment en identifiant les variables de dimensionnement.
2. Mettre en évidence l'impact du profil de consommation et des modèles énergétiques utilisés sur le dimensionnement de ce type de système.

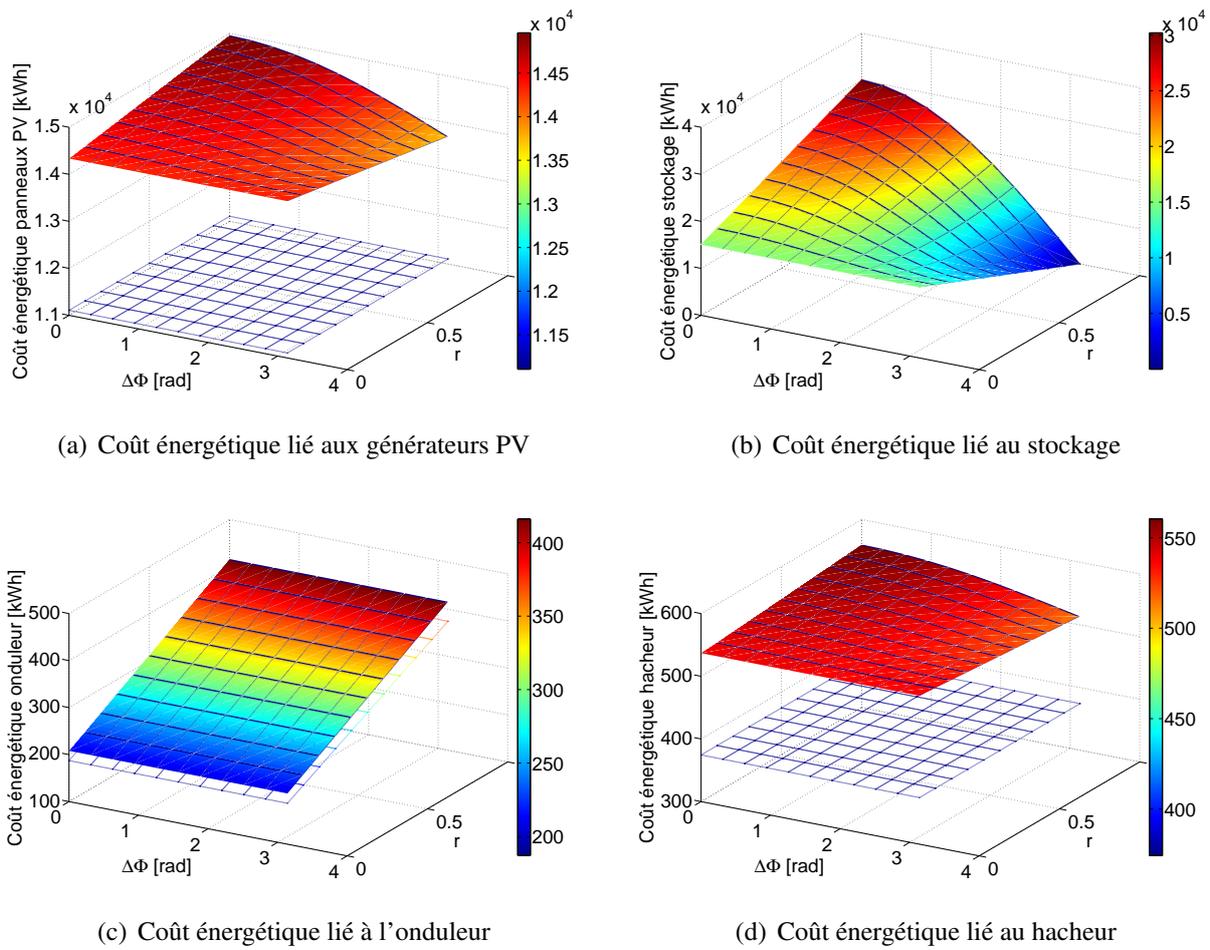


FIGURE 4.8 – Évolution des contributions des différents constituants au coût énergétique global du système en fonction des paramètres du profil de consommation en considérant des rendements constants

Cette approche n'a été rendue possible qu'en considérant des profils extrêmement idéalisés ainsi qu'au prix d'hypothèses simplificatrices lourdes notamment concernant les rendements des différents éléments du système. En réalité, ces rendements évoluent bien sûr fortement avec la sollicitation en puissance de l'élément (et même avec d'autres paramètres, comme la température, le niveau de vieillissement, etc... que nous ne considérons pas dans ces travaux exploratoires). De façon à quantifier, dans des conditions plus réalistes, l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, nous proposons une simulation énergétique de ce système plus fine.

4.2 Approche numérique sur la base de profils réalistes

Après cette évaluation simplifiée de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, fondée essentiellement sur des profils idéalisés, nous allons désormais utiliser des profils de consommation et de production réalistes. Nous allons d'abord nous intéresser à une étude paramétrique afin de choisir les critères d'optimisation les plus pertinents. Les modèles énergétiques considérés sont ceux décrits au chapitre 3 faisant intervenir un niveau de modélisation plus évolué. Le calcul du vieillissement de l'accumulateur Plomb-Acide a été effectué à l'aide de la première hypothèse (énergie échangée sur cycle de vie constante quel que soit le cyclage, $k_{Sto}=1400$).

4.2.1 Étude paramétrique-Choix de critères d'optimisation pertinents

4.2.1.1 Profil de consommation caractéristique d'un foyer

Un profil de consommation typique d'un foyer de 4 personnes (hors chauffage et eau chaude sanitaire, l'électricité étant réservée à ses usages spécifiques) a été utilisé dans cette étude paramétrique. Il s'agit d'un profil horaire relevé sur une année complète issu de mesures réalisées par le cabinet ENERTECH [ENE]. Les principales caractéristiques de ce profil sont rappelées TABLE 4.1, la FIGURE 4.9 représente quant à elle l'allure de ce profil. Les périodes prolongées de faible consommation correspondent aux périodes de vacances. Notons que les calculs simplifiés précédents ont été effectués sur la base de la même consommation moyenne.

Paramètre	Valeur
Δt	1 h
Durée	1 an
\hat{P}_{load}	4750 W
\bar{P}_{load}	624 W
$\bar{W}_{load_{day}}$	15 kWh

TABLE 4.1 – Principaux paramètres du profil de consommation caractéristique d'un foyer de 4 personnes utilisé

De façon à simuler le comportement du système photovoltaïque autonome sur de longues durées, ce profil annuel sera répliqué afin d'atteindre la durée souhaitée.

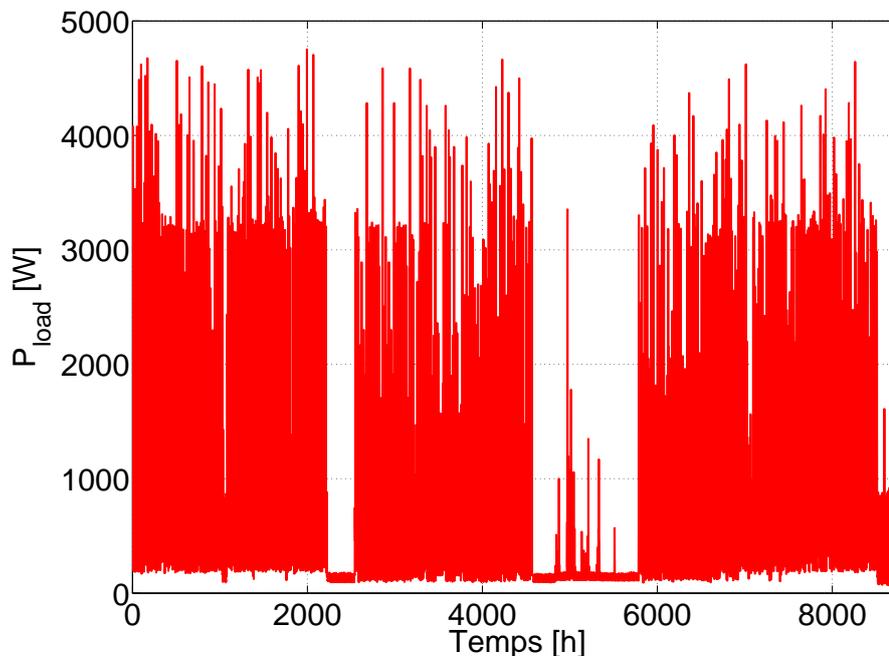


FIGURE 4.9 – Allure du profil de consommation caractéristique d'un foyer de 4 personnes sur une année (uniquement usages spécifiques) [ENE]

4.2.1.2 Méthode

Une étude paramétrique portant sur les deux principaux contributeurs au coût global d'un système, à savoir la puissance crête photovoltaïque installée et la capacité de stockage, a été menée. Le comportement d'un tel système a ainsi été simulé pour chaque couple de paramètres avec un pas de résolution de 200 W pour la puissance crête des générateurs photovoltaïques et de 2 kWh pour la capacité de stockage des accumulateurs dans la plage suivante :

$$\begin{cases} P_{PV} \in [200 W_c, 20 kW_c] \\ W_{Sto} \in [2 kWh, 400 kWh] \end{cases}$$

L'onduleur est dimensionné sur la base de la puissance maximale demandée par le consommateur (\hat{P}_{load}), le hacheur à commande MPPT est lui dimensionné pour la puissance crête des générateurs photovoltaïques. Chaque configuration du système est simulée avec un pas de temps d'une heure sur une durée de 30 ans. Pour chaque dimensionnement, les critères suivant sont évalués :

- Coût économique global du système λ_{Total} (€), cf. Eq.3.40
- Coût énergétique global du système GER_{Total} (kWh d'énergie primaire), cf. Eq.3.40
- Délestage en énergie du consommateur LLP (%), cf. Eq.3.42
- Délestage en temps cumulé du consommateur LLP_{Time} (%), cf. Eq.3.43
- Facteur d'utilisation de la ressource solaire UF (%), cf. Eq.3.44

Le système sera simulé sur une durée de 30 ans, notons que le temps nécessaire à la simulation du système dans une configuration donnée est d'environ une trentaine de secondes en utilisant un ordinateur muni d'un processeur Intel Pentium 6400 2,13 GHz 2Go de RAM.

Les principaux paramètres nécessaires à la simulation du système sont rappelés TABLE 4.2.

Paramètre	Valeur
Δt	1 h
t_{sim}	30 ans
SOC_{min}	30%
SOC_{max}	90%

TABLE 4.2 – Principaux paramètres de simulation

4.2.1.3 Résultats

Les résultats de l'étude paramétrique sont présentés aux FIGURES 4.10, 4.11 et 4.12. Deux cas de figure en termes de taux de délestage énergétique du consommateur ont été distingués ($LLP = 0\%$ et $LLP \leq 20\%$). Il est possible d'observer que les résultats de dimensionnement sur la base d'un «coût minimal» (économique ou énergétique) ou du facteur d'utilisation du système diffèrent sensiblement selon le taux de délestage considéré. Une synthèse des dimensionnements optimaux obtenus selon les différents critères en considérant un taux de délestage énergétique nul du consommateur est présentée TABLE 4.3. Bien que minimales, des différences en termes de dimensionnement apparaissent selon que l'on considère un critère de coût économique ou énergétique. Ainsi, par rapport au critère de coût énergétique, le dimensionnement des générateurs photovoltaïques sera plus important et celui des accumulateurs moins important lorsque l'on cherche à minimiser le coût économique global du système. Cela s'explique par le poids relatif de chaque constituant dans l'évaluation du critère retenu et par le fait que la maturité technologique et économique des accumulateurs (au plomb) est supérieure à celle du générateur PV. En ce qui concerne la maximisation de l'utilisation de la ressource solaire (les dimensionnements optimums figurent donc en rouge sur les figures correspondantes), le

dimensionnement optimal retenu diffère grandement de ceux obtenus avec les critères de coût. En effet, le dimensionnement obtenu correspond logiquement au dimensionnement maximal possible de la capacité de l'accumulateur (butée atteinte) et au dimensionnement des panneaux PV juste nécessaire à éviter le délestage du consommateur. A noter que l'espace des paramètres investigués ne permet pas d'utiliser pleinement le potentiel solaire disponible : un maximum de 52% d'utilisation est atteint. Ces résultats montrent que pour un système autonome sans gestion de la consommation, la maximisation de l'utilisation de la ressource solaire conduit à un sur-dimensionnement fort des moyens de stockage sans rapport avec les besoins réels du consommateur. Cependant, cela souligne l'importance d'ajuster la demande du consommateur à la forme du profil de puissance productible par les sources photovoltaïques. En effet, l'utilisation d'une part minimale du productible PV conduit à un sur-dimensionnement très coûteux lié à l'accumulateur.

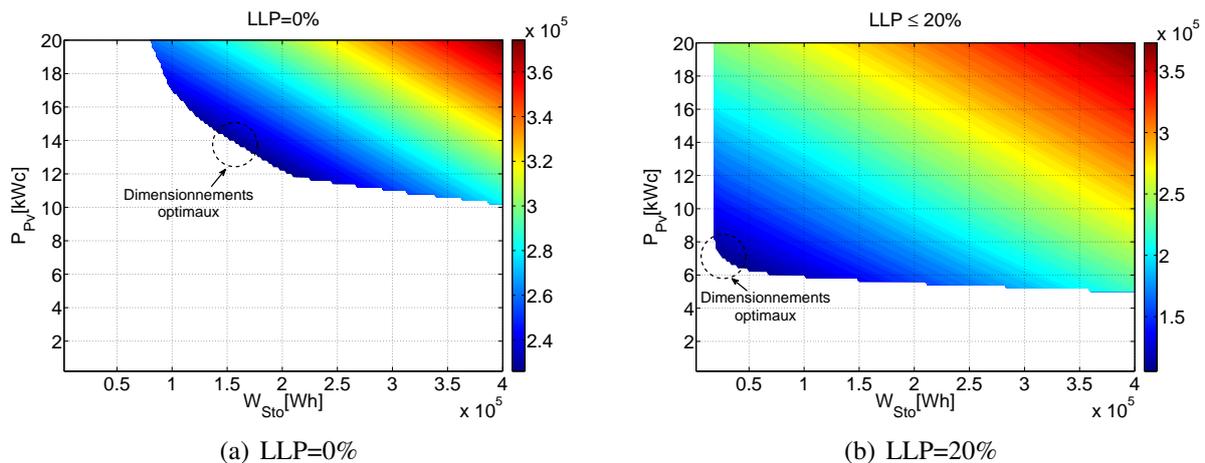


FIGURE 4.10 – Évolution du coût énergétique (en kWh d'énergie primaire) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 0% et 20%

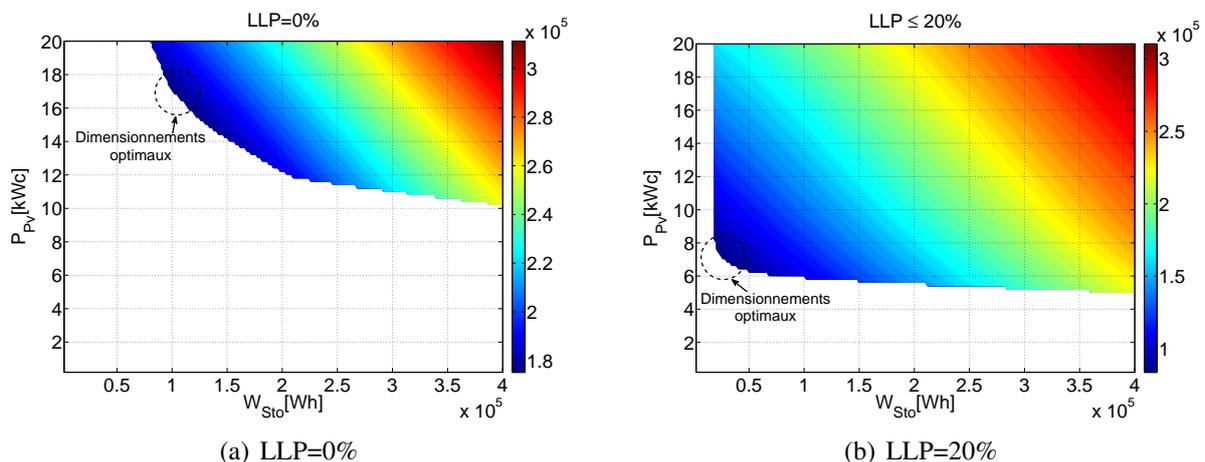


FIGURE 4.11 – Évolution du coût économique (en €) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 0% et 20%

La FIGURE 4.13 montre les résultats de l'étude paramétrique concernant l'évolution du taux de délestage temporel du consommateur en considérant un taux de délestage énergétique autorisé inférieur à 20%. Trois remarques intéressantes peuvent être réalisées :

1. D'une façon logique, ces deux critères ne sont pas contradictoires, plus le taux de délestage énergétique augmentera, plus le taux de délestage en temps cumulé augmentera aussi, et vice versa.

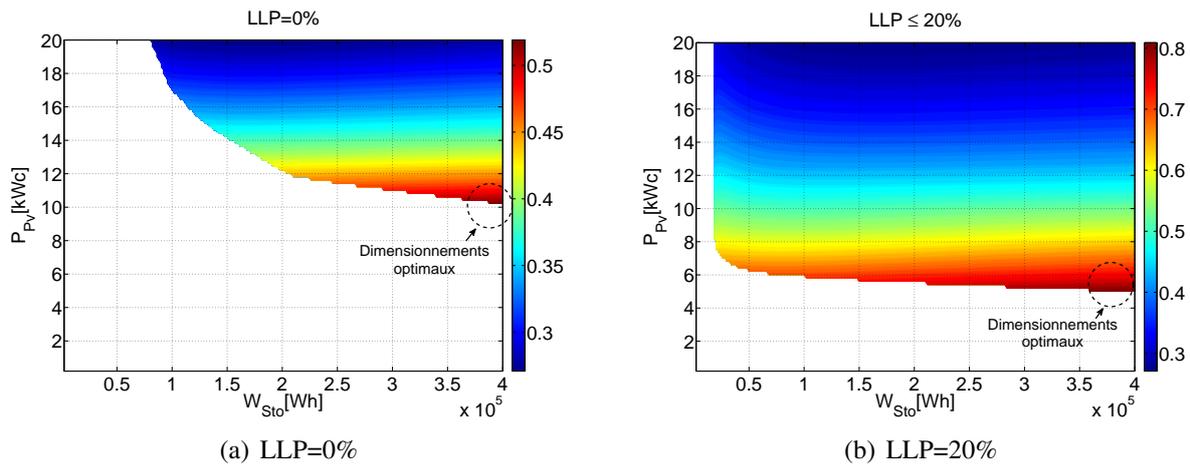


FIGURE 4.12 – Évolution du facteur d'utilisation de la ressource solaire (en %) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 0% et 20%

Critère retenu	$P_{PV_{pk}}$ [kWc]	W_{Sto} [kWh]	GER_{Total} [kWh]	λ_{Total} [€]	UF %
GER_{Total}	12,4	192	$2,2 \cdot 10^5$	186000	43%
λ_{Total}	15,8	116	$2,3 \cdot 10^5$	175000	34%
UF	10,2	400	$2,8 \cdot 10^5$	258000	52%

TABLE 4.3 – Comparaison des dimensionnements optimaux en fonction du critère retenu pour un taux de délestage énergétique autorisé de 0%

2. Bien que le taux de délestage énergétique maximum soit de 20%, les valeurs obtenues pour le délestage temporel sont limitées à un maximum de 13%. L'explication tient au fait qu'en moyenne, l'énergie délestée au cours d'une interruption de fourniture électrique est inférieure à l'énergie moyenne appelée par le consommateur. Les délestages n'interviennent donc pas uniquement lors des pics de consommation.
3. Dans la suite de ce travail, seul le taux de délestage énergétique, facilitant l'analyse des résultats de dimensionnement sur le coût énergétique global, sera considéré.

Notons que le temps de calcul nécessaire à cette étude paramétrique (160 h) est une limite. L'exploitation d'un outil d'optimisation, en l'occurrence à base d'une approche stochastique, permettra d'accroître l'efficacité de l'analyse en réduisant le temps de calcul et en offrant la possibilité d'une analyse multi-critères et une exploration large des solutions possibles.

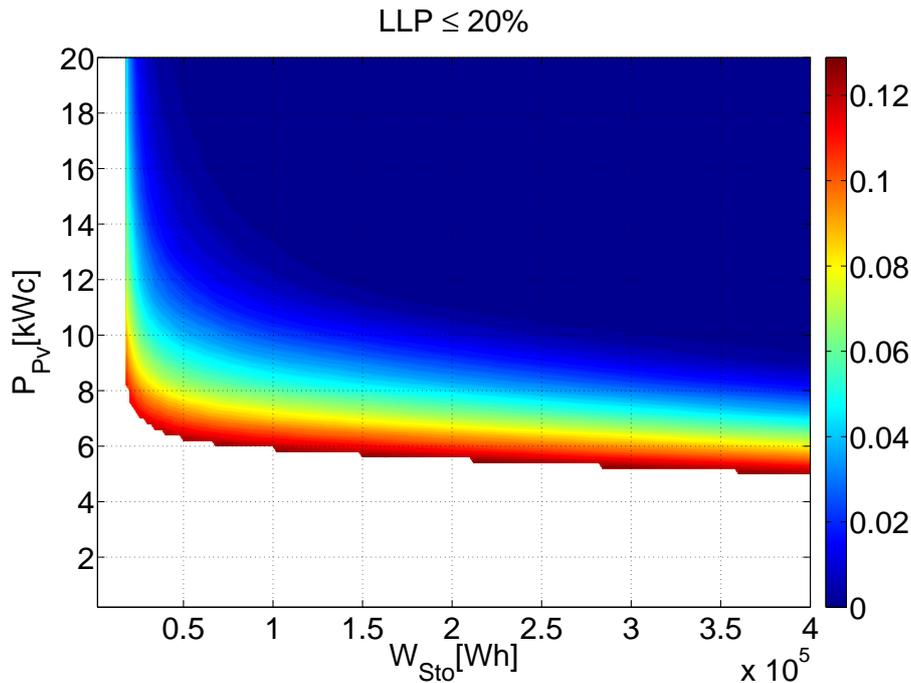


FIGURE 4.13 – Évolution du taux de délestage temporel du consommateur (en %) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 20%

4.2.2 Optimisation du dimensionnement par approche stochastique

L'optimisation du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome est un compromis entre un critère de coût (qu'il soit économique ou énergétique) et un critère de service rendu au consommateur (taux de délestage). Dans cette partie, le dimensionnement a été réalisé sur la base de deux critères contradictoires, à savoir :

- le coût énergétique global du système GER_{Total} (kWh d'énergie primaire)
- le taux de délestage en énergie du consommateur LLP (%)

Ces deux critères de dimensionnement doivent être minimisés :

$$\begin{cases} \min(GER_{Total}) \\ \min(LLP) \end{cases} \quad (4.25)$$

Pependant, notons que dans la partie 4.2.2.2.2, une optimisation sur la base d'un critère de coût économique a été menée. Les objectifs à minimiser dans cette partie (et uniquement dans celle-ci) sont alors les suivants :

$$\begin{cases} \min(\lambda_{Total}) \\ \min(LLP) \end{cases} \quad (4.26)$$

L'algorithme NSGA-II, de type génétique évolutionnaire, a été utilisé dans l'optique de déterminer l'ensemble des solutions optimales de compromis.

La FIGURE 4.14 représente l'implémentation de cette optimisation. Les paramètres de coût, le profil de consommation, les données météorologiques et les paramètres des différents modèles énergétiques sont des paramètres d'entrée qui ne seront pas modifiés. Les paramètres de dimensionnement à optimiser sont les suivants : $P_{PV_{pk}}$, W_{Sto} , S_{Inv} et P_{Chop} . Pour chaque individu simulé, les deux critères de dimensionnements évoqués ci-dessus peuvent être évalués. A l'issue de la dernière génération de paramètres de l'optimisation bi-objectifs, les solutions sont représentées sous la forme d'un front de Pareto.

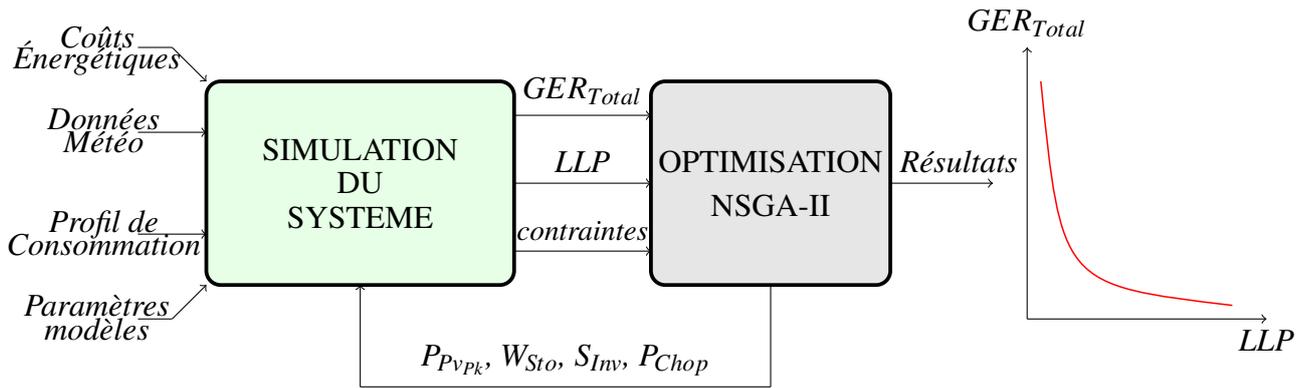


FIGURE 4.14 – Implémentation de l'algorithme d'optimisation

Bien entendu, certaines contraintes de dimensionnement doivent être respectées :

$$\begin{cases} S_{Inv} \geq \hat{P}_{load} \\ P_{Chop} \geq P_{Pv_{pk}} \\ LLP \leq 10\% \end{cases} \quad (4.27)$$

Les paramètres de l'algorithme NSGA-II sont quant à eux rappelés TABLE 4.4. Les paramètres de la simulation sont identiques à ceux présentés à TABLE 4.2.

Paramètre	Valeur
N_{Ind}	50
N_G	50
P_C	50%
P_M	2%

TABLE 4.4 – Principaux paramètres de l'algorithme NSGA-II

Les domaines de variation des variables d'optimisation sont les suivants :

$$\begin{cases} P_{Pv_{pk}} \in [0, 50 kW_c] \\ W_{Sto} \in [0, 1 MWh] \\ S_{Inv} \in [0, 10 kVA] \\ P_{Chop} \in [0, 50 kW] \end{cases} \quad (4.28)$$

Cette partie fera aussi appel aux modèles énergétiques développés au Chapitre 3. Une durée de vie de 10 ans sera prise en compte pour les convertisseurs. Le vieillissement des accumulateurs sera calculé sur la base de l'hypothèse 1 ($k_{Sto} = 1400$).

4.2.2.1 Cas du profil de consommation caractéristique d'un foyer

4.2.2.1.1 Résultats de dimensionnement Les résultats d'optimisation concernant le dimensionnement d'un système autonome photovoltaïque en considérant le profil de consommation précédemment décrit sont présentés FIGURE 4.15.

Il est possible d'observer l'ensemble des solutions de compromis décrivant un front de Pareto dans le plan des critères à minimiser. De façon logique, les critères étant contradictoires, plus le consommateur tolère un délestage en énergie important, plus le système photovoltaïque peut être

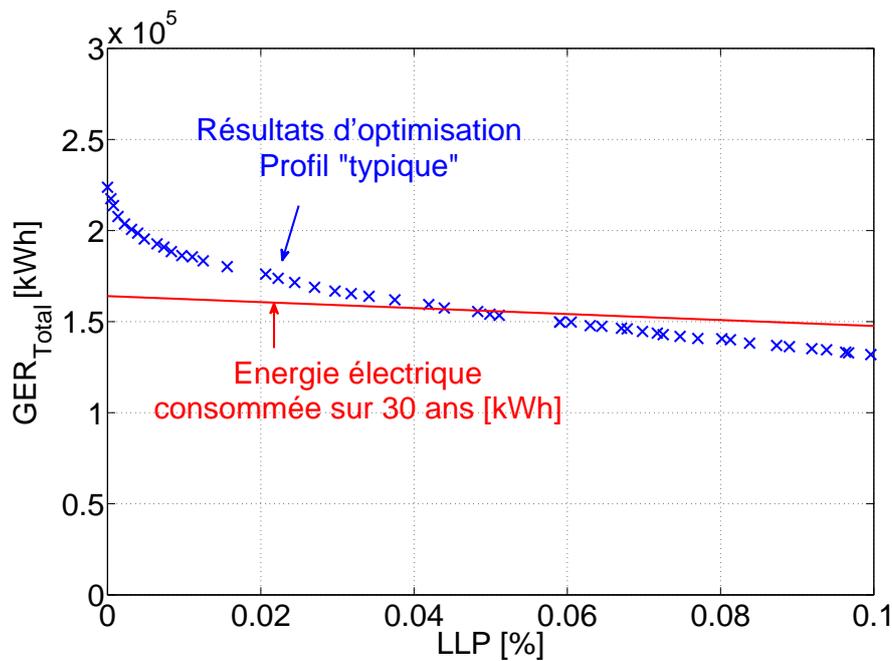


FIGURE 4.15 – Résultats de dimensionnement pour le profil de consommation caractéristique

sous-dimensionné et donc coûte moins cher sur l'ensemble de sa durée de vie. Ce qui est remarquable, c'est la brusque minimisation du coût énergétique global offerte par un faible taux de délestage supporté par le consommateur. Par exemple, le fait de tolérer un délestage de seulement 1% de l'énergie appelée par le consommateur permet de réduire le GER_{Total} de 23%. L'explication tient au fait que le système étant dimensionné pour fonctionner dans les pires conditions pouvant se produire sur son temps d'utilisation, accepter un faible taux de délestage permet de soulager le système pendant le laps de temps correspondant. Le système peut alors être sous-dimensionné.

L'évolution de la consommation d'énergie finale sur 30 ans (énergie électrique réellement consommée par l'utilisateur du système PV autonome) est aussi représentée en rouge sur la FIGURE 4.15. Il est possible de s'apercevoir que le coût énergétique primaire sur cycle de vie est en première approximation équivalent à la quantité d'énergie finale consommée dans un système photovoltaïque autonome en considérant un profil de consommation typique.

La FIGURE 4.16 permet de visualiser l'origine des gains réalisés sur le dimensionnement du générateur photovoltaïque et de la capacité énergétique de l'accumulateur en fonction du taux de délestage en énergie du consommateur. Concernant le dimensionnement de l'accumulateur, on remarque une capacité de stockage correspondant à une valeur de 3 à 10 fois la consommation journalière moyenne. Le fait de tolérer un délestage de la consommation permet de grandement minimiser les sollicitations de l'accumulateur conduisant alors à son sous-dimensionnement. Cependant, pour les taux de délestage plus élevés, l'algorithme d'optimisation converge vers des capacités plus réduites de l'accumulateurs conduisant à un vieillissement accru. La puissance nominale du générateur PV est également diminuée mais dans une moindre mesure.

4.2.2.1.2 Contributions au coût énergétique global Les FIGURE 4.17 et 4.18 permettent de se rendre compte de la répartition des coûts énergétiques du système par poste. La FIGURE 4.18 focalise sur 3 dimensionnements caractéristiques optimaux du système photovoltaïque (l'aire des cercles est proportionnelle au coût énergétique global du système) :

- **LLP = 0%** : Ce dimensionnement correspond au coût énergétique maximal du système. En contrepartie, le taux de délestage estimé en énergie du consommateur est nul.

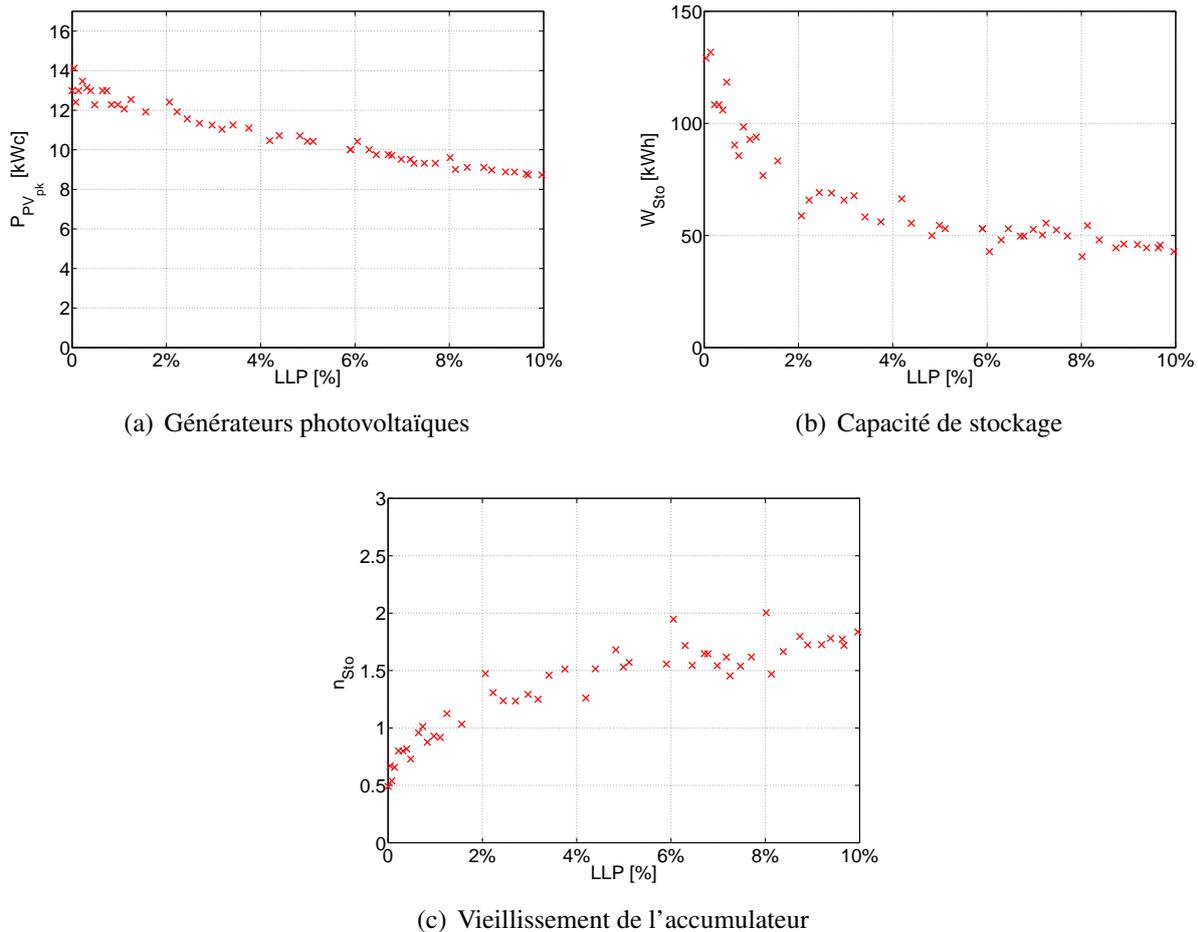


FIGURE 4.16 – Dimensionnements correspondant aux différentes solutions optimales

- **LLP = 10%** : A l'inverse, cette solution correspond au coût énergétique minimal du système.
- **LLP = 1%** : Cette solution de compromis permet de se rendre compte de la diminution du coût énergétique global pour un faible taux de délestage.

Il est ici possible de remarquer que les deux principales contributions au coût énergétique global correspondent aux générateurs photovoltaïques (~ 50 à 60 %) et dans une moindre mesure du stockage électrochimique (~ 30 à 40 %). Les convertisseurs contribuent quant à eux seulement à hauteur d'environ 10% au coût énergétique global du système.

4.2.2.1.3 Prise en compte de la dégradation des performances énergétiques (vieillessement)

De façon à se rendre compte de l'influence des dégradations des performances énergétiques des générateurs photovoltaïques et des accumulateurs au plomb sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, l'optimisation (représentée à la FIGURE 4.14) a été relancée une nouvelle fois en prenant en compte cette fois-ci les dégradations au cours du temps des générateurs photovoltaïques et des accumulateurs au plomb. Pour déterminer le nombre de changements de l'accumulateur, un SOH minimum de 80% a été considéré avant changement de l'accumulateur. La capacité nominale de l'accumulateur est réactualisée à l'aide de l'équation 3.26 à chaque pas de temps lorsque l'accumulateur se trouve en décharge [Rif09].

Les équations 3.3 et 3.26 ont été utilisées pour déterminer la perte de productible PV ainsi que la perte de capacité en fonction du nombre de cycles équivalents complets réalisés. On considèrera que les électrodes de l'accumulateur sont de technologie tubulaire ($\delta_{Plomb-tu} = -0.05\%/EFC$). Les résultats de dimensionnement avec et sans prise en compte des dégradations sont comparés à la FIGURE 4.19.

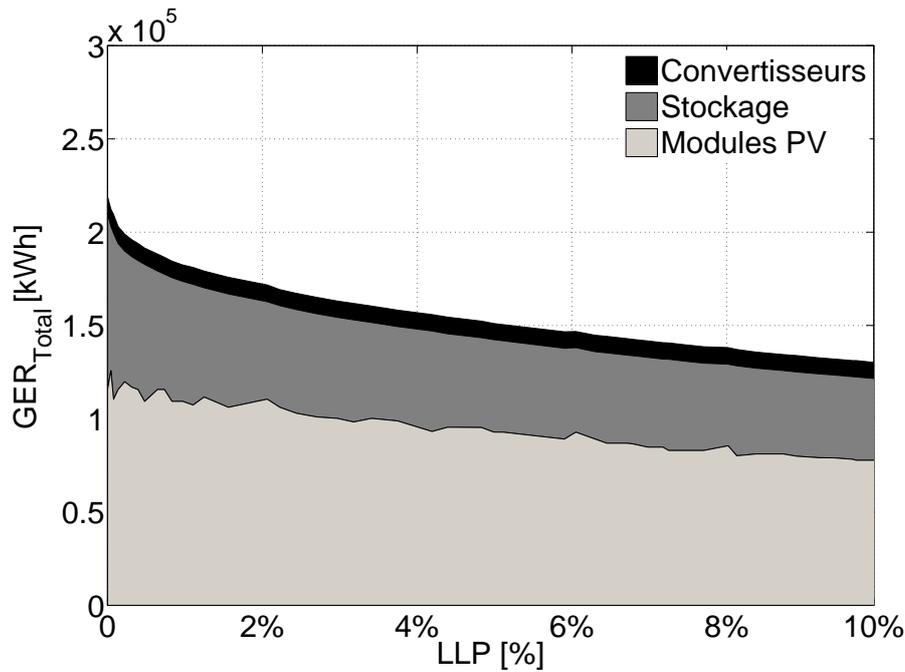


FIGURE 4.17 – Évolution le long du front de Pareto des contributions des différents éléments au coût énergétique global

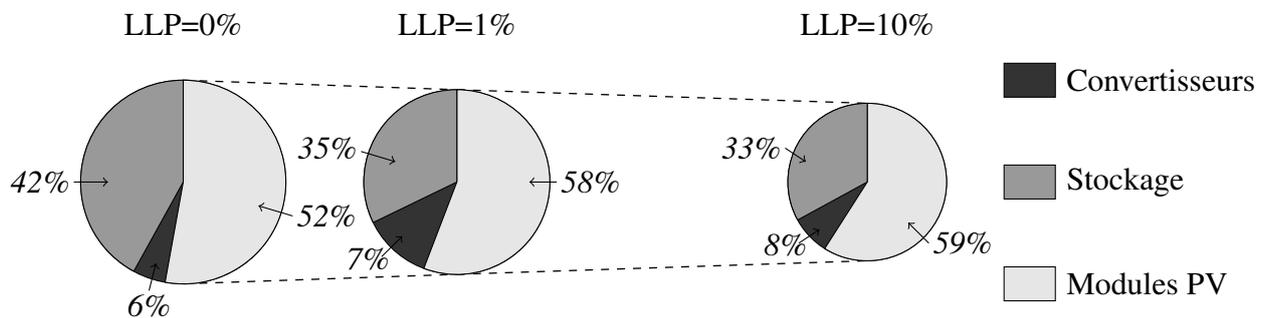


FIGURE 4.18 – Répartition du coût énergétique global pour 3 dimensionnements caractéristiques

Il est possible de constater un sur-dimensionnement global du système, un surcoût énergétique d'environ 20% est remarqué lors de la prise en compte des dégradations des performances énergétiques au cours du temps. Un sur-dimensionnement notable concernant le générateur PV comme la capacité de l'accumulateur est visible sur ces figures.

En outre, les résultats du calcul du vieillissement de l'accumulateur sont à peu près similaires que l'on considère une énergie échangée constante sur le cycle de vie de l'accumulateur ou une dégradation linéaire en fonction du nombre de cycles complets équivalents réalisés par l'accumulateur. Cette prise en compte des dégradations se traduira par un sur-dimensionnement. Notons que l'élévation de la résistance interne de l'accumulateur allant de pair avec la diminution de la capacité nominale n'a pas été prise en compte ici. Cette élévation se traduirait évidemment par des pertes accrues au sein de l'accumulateur et donc par un sur-dimensionnement supplémentaire des moyens de production.

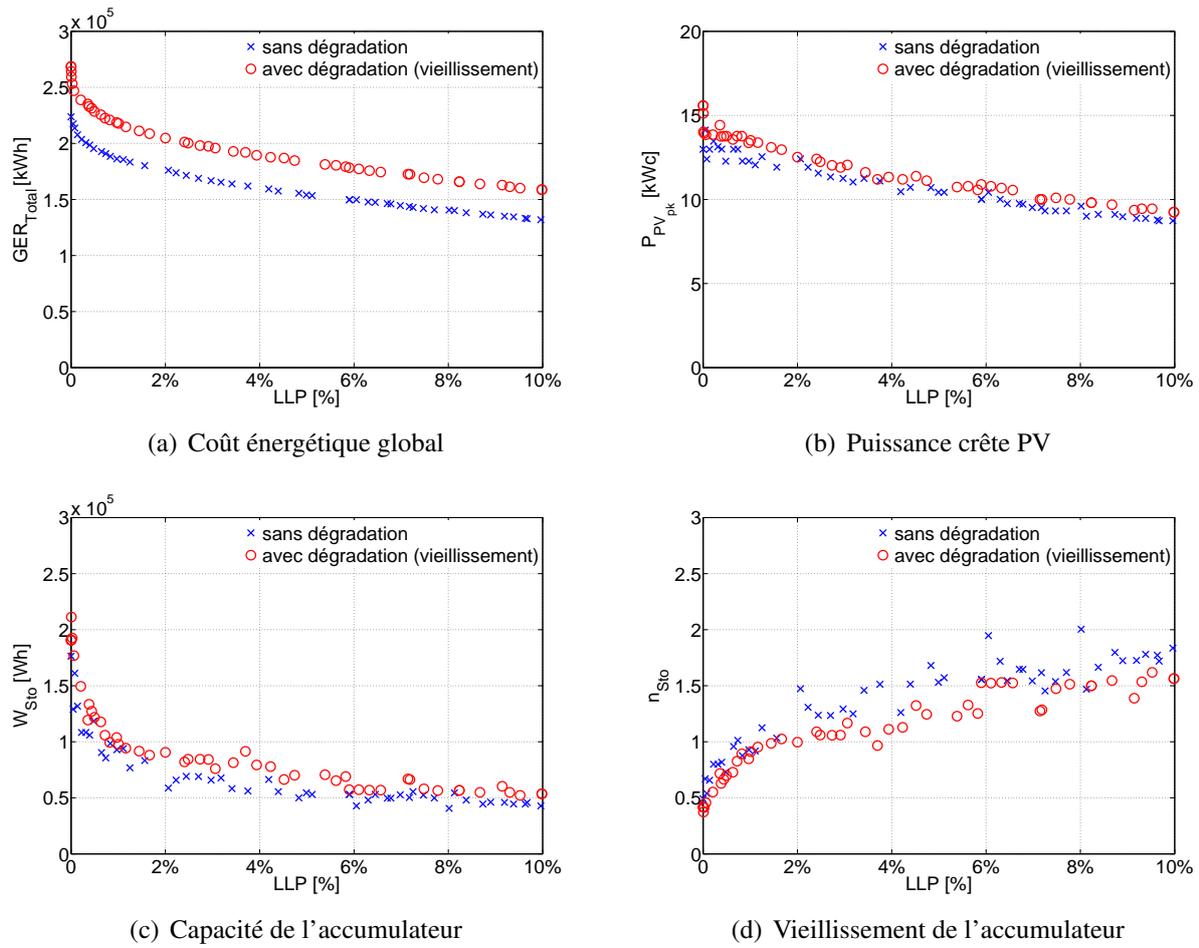


FIGURE 4.19 – Influence de la prise en compte des dégradations des performances énergétiques des générateurs PV et des accumulateurs au plomb sur le dimensionnement du système autonome

4.2.2.2 Profils idéalisés de consommation constante et solaire

4.2.2.2.1 Comparaison sur la base du critère de coût énergétique global Le but de cette partie étant d'amorcer l'étude de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, 2 nouveaux profils de consommation ont donc été envisagés :

1. **Profil de consommation "constante"** : dans ce cas, le consommateur appelle une puissance constante en fonction du temps et égale à la puissance moyenne ($P_{load}(t) = \bar{P}_{load} = 624 \text{ W}$).
2. **Profil de consommation "solaire"** : ici, le consommateur a un comportement purement solaire, c'est à dire que le profil de consommation est exactement en phase avec le profil de production photovoltaïque des panneaux. Ce profil nous permet d'évaluer l'ultime limite du dimensionnement du système puisqu'un tel profil permet en première approximation d'éviter le stockage d'énergie et d'obtenir un facteur d'utilisation de 100% de l'énergie solaire, autrement dit de dimensionner au plus juste le générateur PV. Ce profil est évidemment purement théorique et utopique.

De façon à rendre les résultats comparables, les trois profils de consommation considérés (typique, constant, solaire) correspondent à la même énergie électrique consommée sur le cycle de vie retenu, soit 164 MWh sur 30 ans. Ces trois profils de consommation ainsi que l'ensoleillement reçu par les panneaux PV sont représentés à la FIGURE 4.20.

Les dimensionnements optimaux sont comparés avec un cas de référence, celui correspondant à un consommateur connecté au réseau électrique français de distribution. Le coût en énergie primaire de sa consommation électrique doit alors tenir compte du rendement moyen de production supposé ici

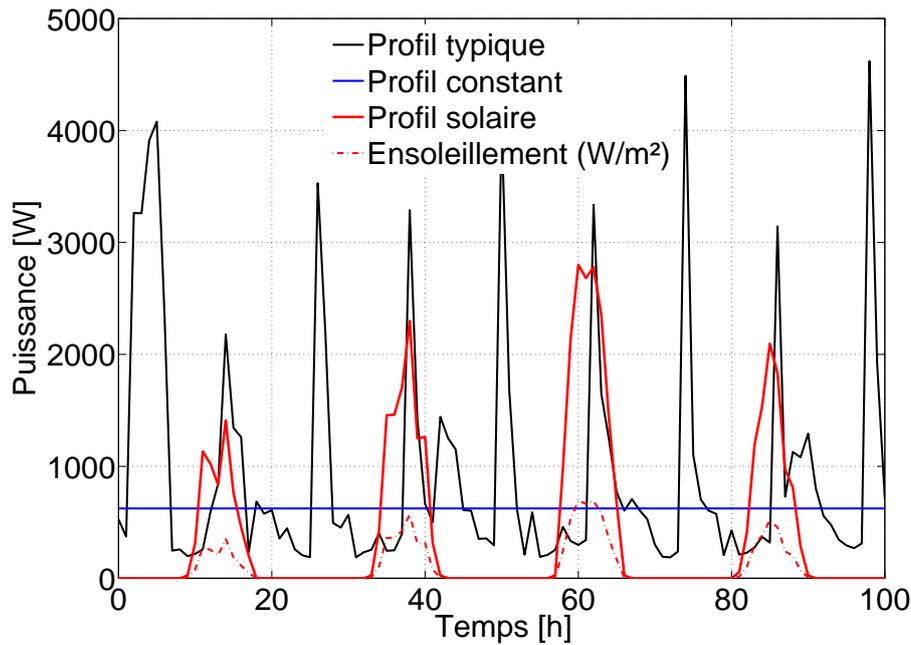


FIGURE 4.20 – Profils de consommation utilisés

égal à 35% (correspondant au rendement moyen du mix énergétique français de production d'électricité). Nous considérons une valeur constante bien que, en réalité, le rendement dépend du mix énergétique instantané variable en fonction des saisons et du moment de la journée. Ainsi, les 164 MWh électriques consommés sur 30 ans (dans le cas d'un délestage nul) correspondent à un total de 468 MWh d'énergie primaire. Par manque de données, le coût énergétique lié au réseau électrique ainsi qu'à la construction et au démantèlement des centrales n'a pas été pris en compte.

Une optimisation du dimensionnement du système a donc été relancée pour chacun des 2 nouveaux profils de consommation considérés. Les résultats sont présentés à la FIGURE 4.21.

La FIGURE 4.21 montre clairement l'intérêt d'utiliser un système photovoltaïque autonome. On peut en effet s'apercevoir sur cette figure que quel que soit le profil de consommation utilisé, en prenant en compte une durée de vie du système de 30 ans, il est énergétiquement préférable d'utiliser un système photovoltaïque autonome plutôt que de soutirer son énergie électrique du réseau de distribution. Il faut toutefois garder en mémoire le fait que les coûts énergétiques élémentaires des différents éléments (influant directement sur le coût énergétique global du système) dépendent grandement des hypothèses réalisées lors de l'analyse sur cycle de vie du produit. Néanmoins, il est très probable que ces coûts n'iront qu'en s'améliorant avec le temps en raison notamment de process de fabrication et de technologies PV plus efficaces.

En outre, il apparaît clairement un impact élevé du profil de consommation sur le coût énergétique global du système. A taux de délestage donné, les habitudes énergétiques du consommateur vont directement influencer sur le dimensionnement du système. Une variation importante du coût énergétique global du système en fonction du profil de consommation peut être observée. Par exemple, à taux de délestage nul, le fait de consommer l'électricité de façon constante permet de réduire le coût énergétique global du système d'environ 20% (de 230 MWh primaires à 180 MWh primaires). De même, si l'on considère une consommation solaire, toujours à délestage nul de consommation, une diminution d'environ 80% du coût énergétique global du système est obtenue (de 230 MWh primaires à 50 MWh primaires). Lorsqu'un taux de délestage plus important est toléré, le profil de consommation a toujours un impact conséquent sur le coût énergétique du système même si celui-ci est moins prononcé notamment pour le profil de consommation solaire.

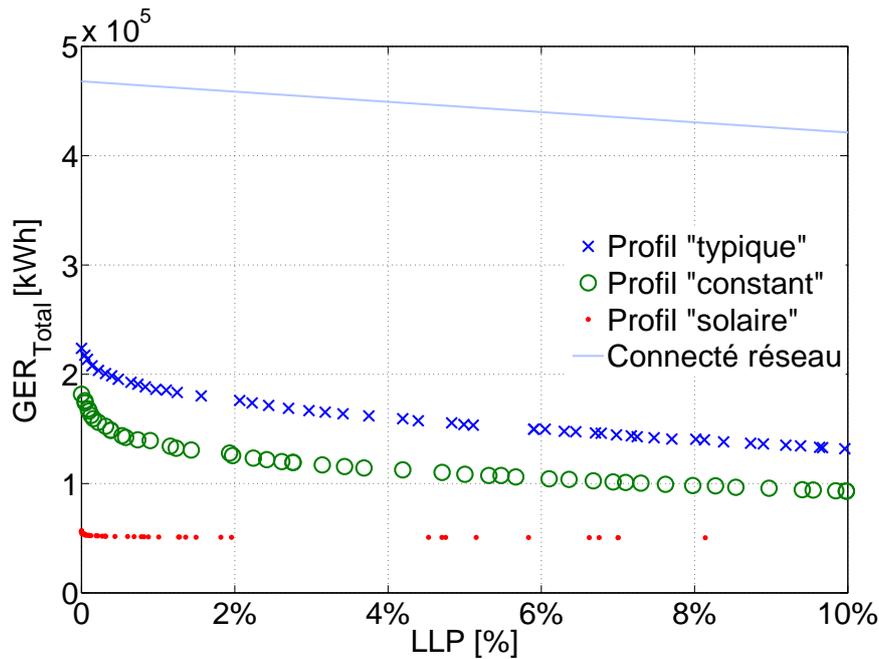
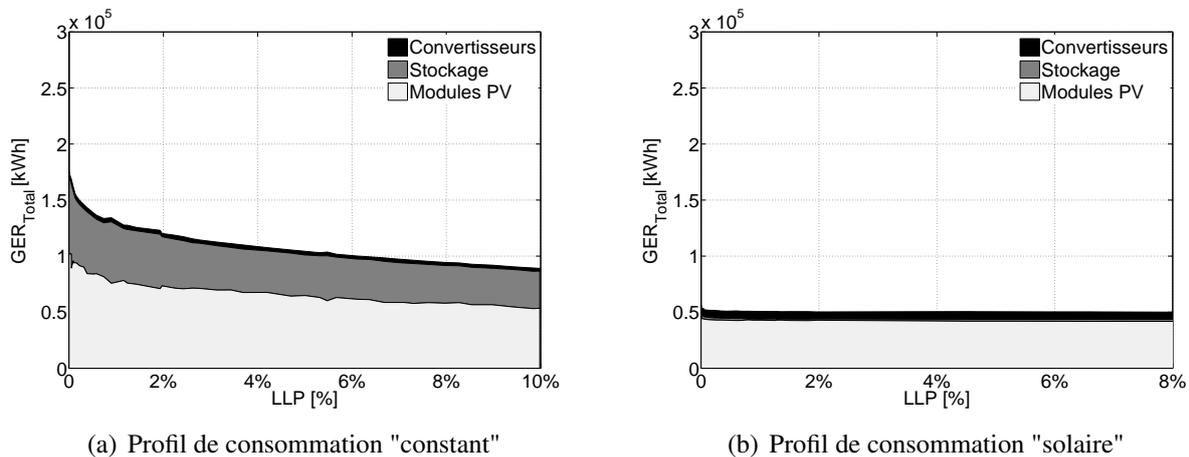


FIGURE 4.21 – Résultats d'optimisation pour les 3 profils de consommation considérés, comparaison avec le cas en situation connecté réseau avec un rendement moyen du mix énergétique de 35%.

De façon à voir quels sont les paramètres de dimensionnement qui sont influencés par les différents profils de consommation, les contributions des différents éléments du système au coût énergétique total ont été calculées, elles sont présentées pour les deux nouveaux profils de consommation à la FIGURE 4.22.



(a) Profil de consommation "constant"

(b) Profil de consommation "solaire"

FIGURE 4.22 – Contributions des différents constituants au coût énergétique total du système pour les profils de consommation constant et solaire

Il apparaît clairement que pour le profil solaire, les coûts associés aux postes stockage et générateur photovoltaïque (d'une façon moins prononcée) ont grandement diminué par rapport à ceux calculés pour une consommation typique. Cela est dû à une plus grande corrélation entre production et consommation permettant de minimiser de façon notable le recours au stockage, celui-ci restant cependant nécessaire pour compenser les pertes à vide de l'onduleur et du hacheur. De plus, le stockage étant minimisé, les pertes qui y sont associées ont elles aussi diminué, ce qui a permis de mieux dimensionner le générateur photovoltaïque.

Les travaux menés dans cette partie concernent l'optimisation du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome en se basant sur un critère de coût énergétique sur cycle de vie. Cependant, il peut être intéressant de voir comment se comportent ces solutions optimales au vu d'un autre critère de dimensionnement : le facteur d'utilisation de la ressource solaire (UF). La FIGURE 4.23 montre comment évolue ce facteur d'utilisation pour les 3 profils de consommation envisagés. Là encore, le profil de consommation solaire permet d'augmenter grandement le facteur d'utilisation. Ce facteur d'utilisation de la ressource solaire évolue selon le taux de délestage énergétique autorisé entre 40 et 50% pour le profil de consommation typique, entre 45 et 75% pour le profil de consommation constant et autour de 100% pour le profil de consommation solaire. Notons que le fait de tolérer un taux de délestage permet d'augmenter le facteur d'utilisation de la ressource solaire notamment grâce à un dimensionnement plus faible du générateur photovoltaïque.

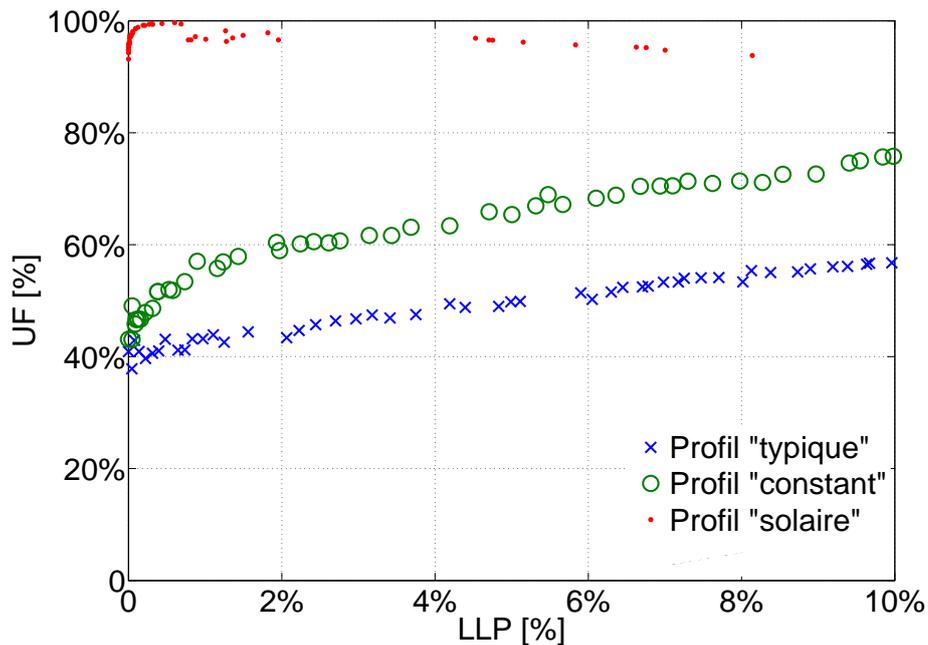


FIGURE 4.23 – Facteur d'utilisation calculé pour les solutions optimales au vu du GER_{Total} pour les 3 profils de consommation considérés

La FIGURE 4.24 donne une idée de la répartition de l'énergie produite entre consommation réelle d'électricité, pertes de productible et pertes énergétiques au sein du système pour les 3 profils de consommation envisagés. L'aire du disque représente la quantité d'énergie productible compte tenu du dimensionnement des générateurs PV. Il s'agit pour chacun des profils de la solution permettant d'éviter le délestage du consommateur (LLP = 0%). Ainsi, pour le profil de consommation caractéristique d'un foyer de 4 personnes, plus du tiers de l'énergie produite est destiné à compenser les pertes de l'accumulateur et des convertisseurs. Cette répartition est revue à la baisse pour le profil de consommation constant. A l'inverse, pour le profil de consommation solaire, seulement 7% de l'énergie produite sera dissipée sous forme de pertes dans le système. Ces résultats soulignent l'importance de la gestion de la consommation dans ce type de système de façon à mieux utiliser l'énergie produite.

Il semble donc établi que plus la consommation et la production sont corrélées, plus le système peut être sous dimensionné et donc moins son coût énergétique et environnemental sera élevé.

4.2.2.2.2 Comparaison sur la base du critère de coût économique global Les résultats d'optimisation précédents ayant mis en avant l'avantage en terme de coût énergétique global sur cycle de vie de la solution photovoltaïque autonome par rapport au mode connecté réseau, nous nous sommes

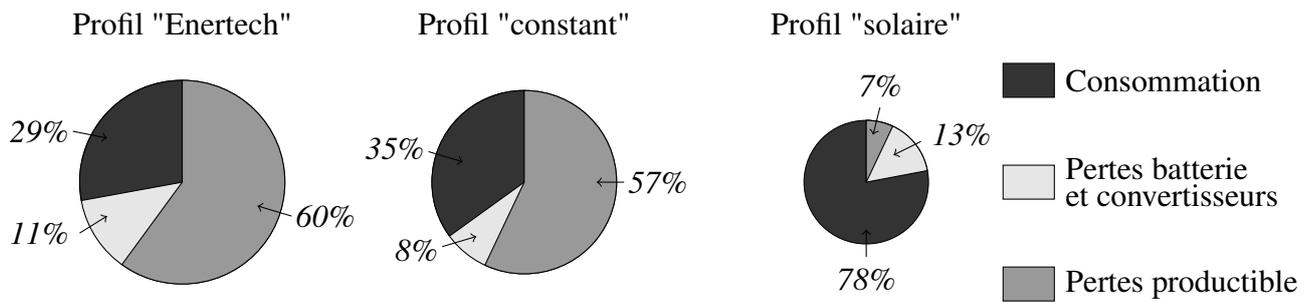


FIGURE 4.24 – Répartition de l'énergie produite en considérant un taux de délestage nul pour les 3 profils de consommation envisagés

aussi penchés sur le critère de coût économique global pour les 3 profils de consommation considérés. Sur le même principe, nous avons comparé le coût économique de l'électrification autonome photovoltaïque avec celle par le réseau de distribution. Nous avons pour cela utilisé le tarif bleu d'EDF option base [EDF]. Une puissance souscrite de 9 kVA a été considérée. Les paramètres de coût sont rappelés TABLE 4.5. Les coûts relatifs au raccordement initial du site au réseau de distribution, bien que très élevés, n'ont pas été considérés. Les dégradations temporelles des différents constituants du système n'ont pas non plus été prises en compte.

Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel TTC (€)	Coût du kWh TTC (€)
3	66,82	0,1078
6	77,08	0,1081
9	96,78	0,1125
12	168,13	0,1125
15	204,76	0,1125
18	241,40	0,1125
24	412,66	0,1125
30	560,19	0,1125
36	707,71	0,1125

TABLE 4.5 – Tarif EDF option base

Les optimisations ont donc été relancées pour chacun des 3 profils de consommation, les paramètres de l'optimisation comme de la simulation restant par ailleurs inchangés. Les critères d'optimisation sont donc maintenant les suivants :

$$\begin{cases} \min(\lambda_{Total}) \\ \min(LLP) \end{cases} \quad (4.29)$$

Les résultats d'optimisation sont présentés FIGURE 4.25.

A l'inverse du critère de coût énergétique global, ces résultats montrent clairement l'avantage en terme de coût économique de la solution en connecté réseau : quel que soit le profil de consommation, le mode connecté réseau est plus compétitif lorsque le réseau existe. Il faut cependant nuancer ces résultats en rappelant que compte tenu des coûts de raccordement au réseau, la solution en raccordé réseau est économiquement préférable jusqu'à une distance de connexion inférieure à 4 km du réseau de distribution le plus proche [Ger02].

En considérant le profil de consommation ENERTECH, l'électrification par solution photovoltaïque autonome revient entre 4 et 7 fois plus cher selon le taux de délestage énergétique du consommateur toléré. Ceci est essentiellement dû aux coûts élémentaires encore élevés des modules PV

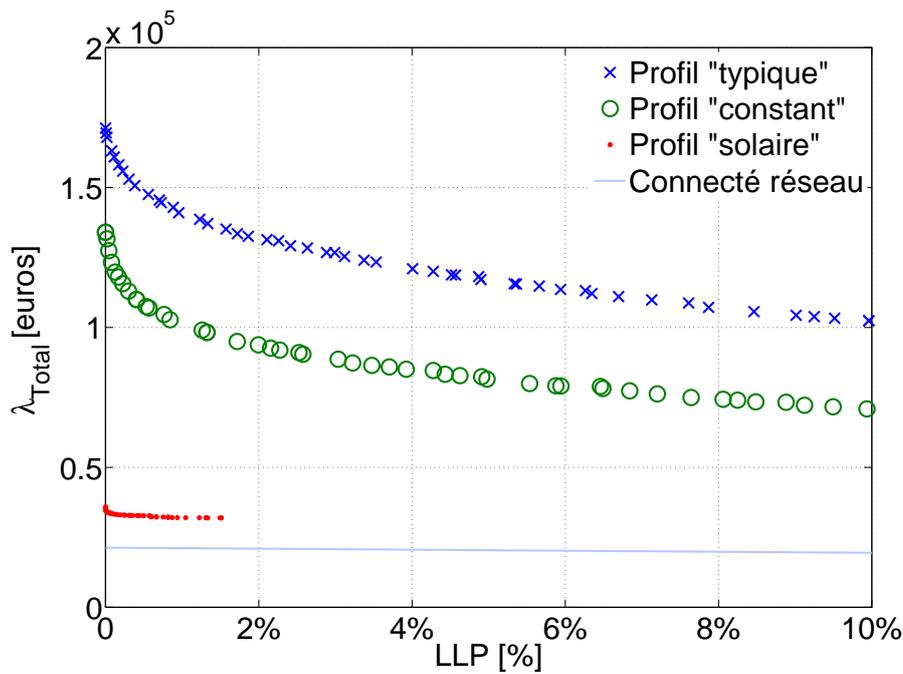


FIGURE 4.25 – Résultats d'optimisation sur la base du critère de coût économique pour les 3 profils de consommation considérés

comme des accumulateurs au plomb et à la non prise en compte du coût de raccordement au réseau ainsi que du coût global de ces infrastructures.

Cependant, les résultats de dimensionnement pour le profil de consommation solaire ne semblent pas très éloignés des résultats concernant le mode connecté réseau (un facteur 2 est constaté). Là encore, la modification du profil de consommation dans l'optique de se rapprocher d'un comportement solaire permet de diminuer nettement le coût global du système et laisse espérer à moyen terme des coûts compétitifs par une diminution des coûts élémentaires des différents constituants.

La FIGURE 4.26 focalise sur le profil de consommation Enertech. Les solutions optimales trouvées pour les deux optimisations menées (minimisation du coût énergétique global et minimisation du coût économique) sur la base du critère économique (λ_{Total}). Le coût économique relatif aux solutions déterminées par la minimisation du GER_{Total} a été évalué et comparé aux solutions économiques optimales.

Les résultats montrent que les solutions sont quasiment confondues (les solutions énergétiquement optimales étant très légèrement supérieures). Ces résultats montrent la pertinence et la cohérence du critère de coût énergétique global dans l'optique d'optimiser le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes. La FIGURE 4.27 montre les différences de dimensionnement obtenues en fonction du critère retenu.

Les différences s'expliquent par le poids relatif de chaque élément dans l'évaluation du critère de dimensionnement retenu. En définitive, ces résultats montrent d'une part que la méthodologie peut être utilisée pour une optimisation sur la base d'un critère économique ou énergétique et que d'autre part, le critère de coût énergétique retenu reflète le réel coût économique du système.

4.2.2.3 Étude de sensibilité

L'ensemble des résultats présentés précédemment dépendent directement des coûts énergétiques élémentaires choisis pour chacun des éléments composant un système SAPV. C'est la raison pour laquelle une étude de sensibilité a été menée dans l'optique d'évaluer l'impact de la variation des principaux paramètres de coût sur les résultats d'optimisation. Pour cette étude, le profil de consommation

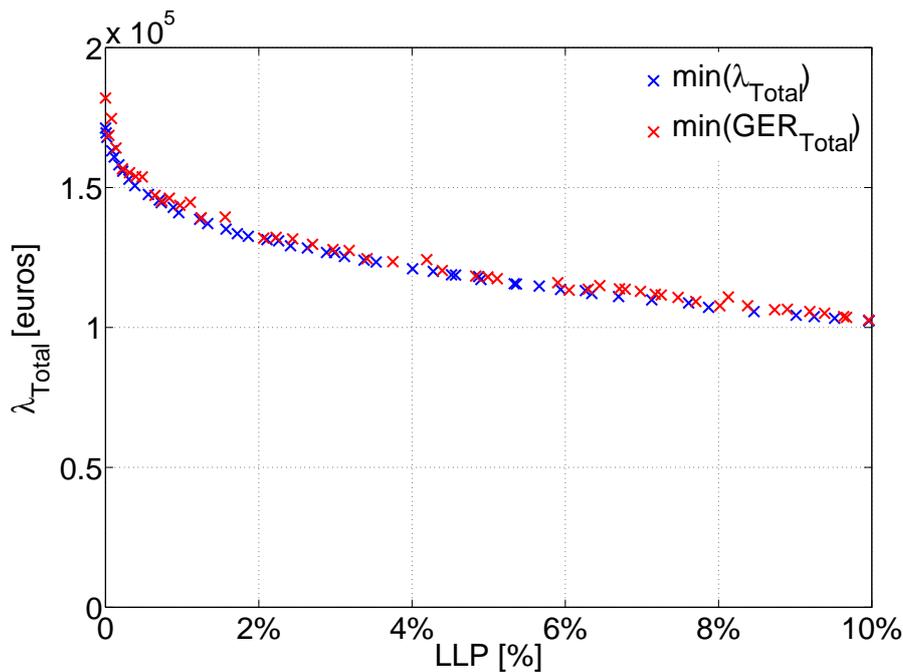


FIGURE 4.26 – Comparaison sur la base du critère économiques des solutions économiques et énergétiques optimales pour le profil de consommation Enertech

typique a été utilisé. Étant donné que le stockage et les générateurs photovoltaïques représentent les deux principaux postes de coût d'une installation photovoltaïque autonome, c'est sur les coûts énergétiques associés à ces deux paramètres que sera réalisée l'étude de sensibilité. En ce qui concerne la sensibilité au coût énergétique des panneaux PV, les données issues de [AN00] et [AWSF06] ont été comparées. Dans [AN00], un coût d'investissement énergétique d'environ $9 \text{ kWh}/W_c$ de générateur PV polycristallin a été considéré. Ce coût a été revu à la baisse dans [AWSF06] pour atteindre $7 \text{ kWh}/W_c$. La valeur de $3 \text{ kWh}/W_c$ correspond à la diminution future attendue de ce coût. Les deux coûts énergétiques présentés pour le stockage correspondent au coût de fabrication des batteries au plomb-acide en considérant que celles-ci ont été fabriquées avec des matériaux recyclés ($290 \text{ kWh}/\text{kWh}$) ou non ($360 \text{ kWh}/\text{kWh}$). Les résultats de cette étude de sensibilité sont présentés à la FIGURE 4.28.

L'impact notable des coûts énergétiques élémentaires sur les résultats d'optimisation de dimensionnement visible sur la FIGURE 4.28 montre l'importance capitale des études d'analyse sur cycle de vie. C'est la raison pour laquelle les résultats de ces travaux doivent être envisagés par une approche qualitative et non quantitative. Toutefois, ces coûts étant des données déterministes d'entrée de notre système, la méthodologie utilisée permet de s'adapter aux évolutions de ces coûts énergétiques de fabrication.

4.2.2.4 Validation de l'outil d'optimisation

Afin de tester la robustesse de l'algorithme d'optimisation vis à vis de ses paramètres, de nouvelles optimisations ont été lancées en faisant varier un seul paramètre de l'optimisation à la fois. Les résultats sont présentés à la FIGURE 4.29. Cette approche a été menée en utilisant le profil de consommation ENERTECH.

Il est possible de constater que l'ensemble des optimisations menées convergent vers un même front de Pareto validant ainsi le choix des paramètres effectués. La FIGURE 4.30 présente quant à elle l'influence des paramètres d'optimisation sur deux des variables de dimensionnement (puissance

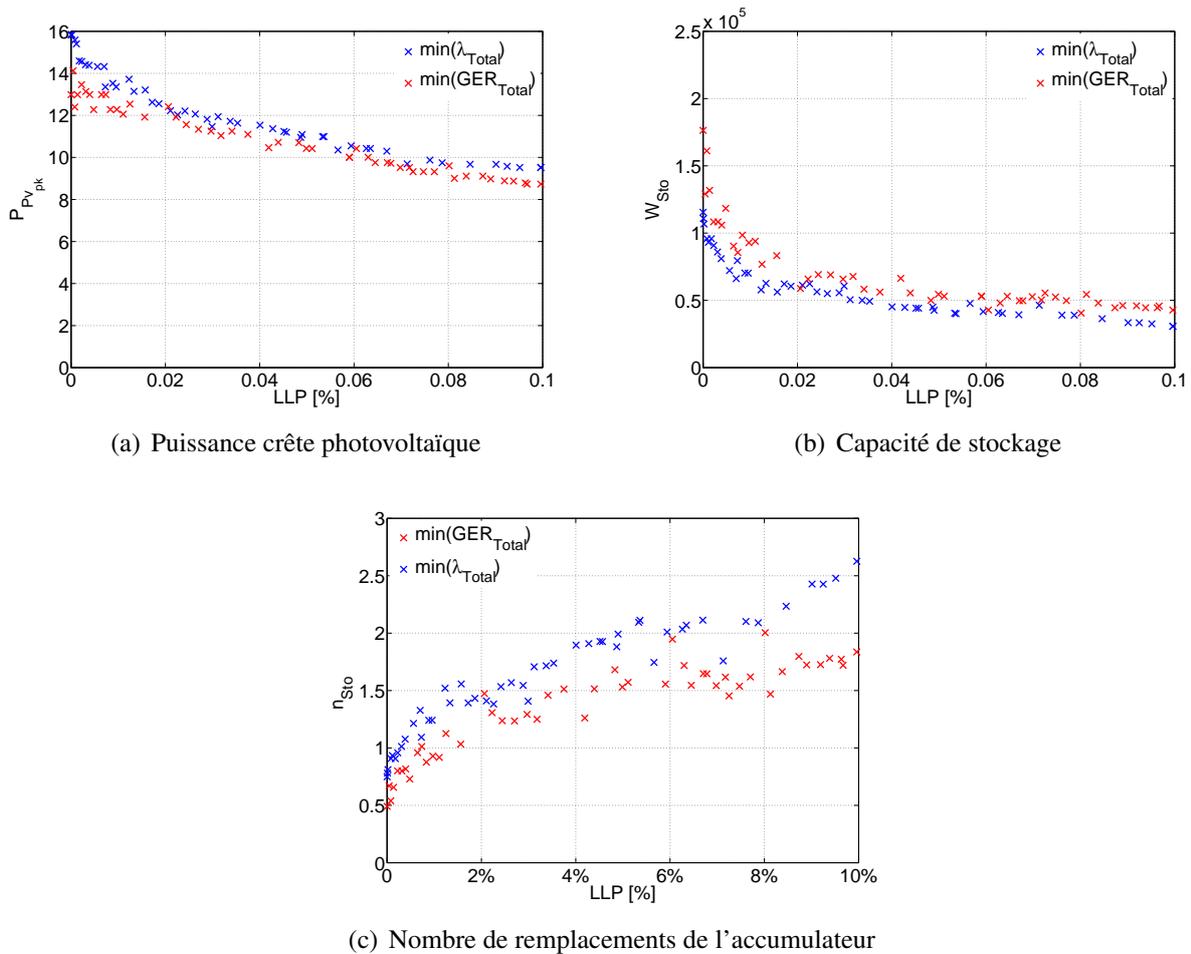


FIGURE 4.27 – Comparaison des dimensionnements obtenus selon le critère de dimensionnement retenu pour le profil de consommation Enertech

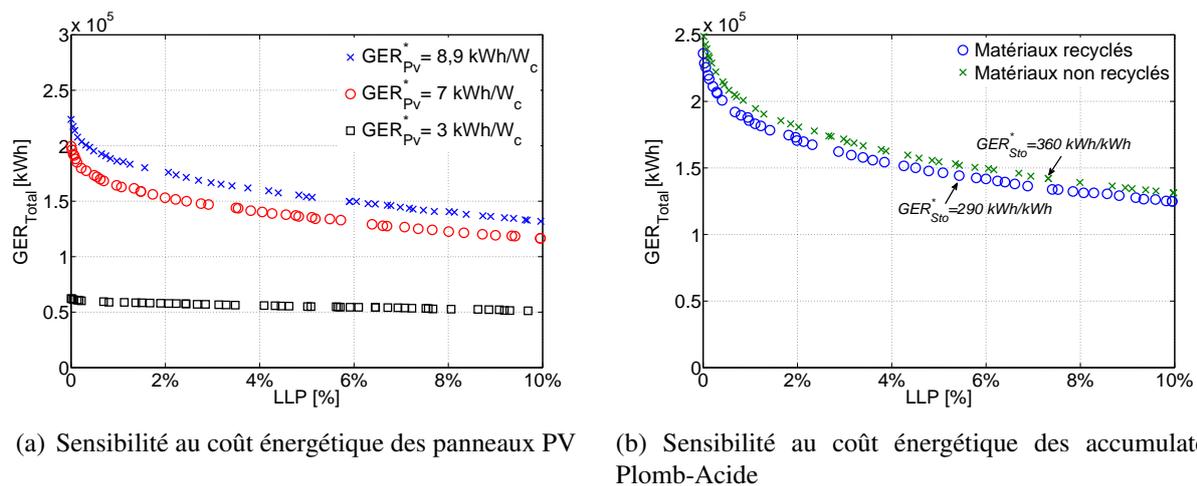


FIGURE 4.28 – Études de sensibilité

crête PV et capacité énergétique de stockage).

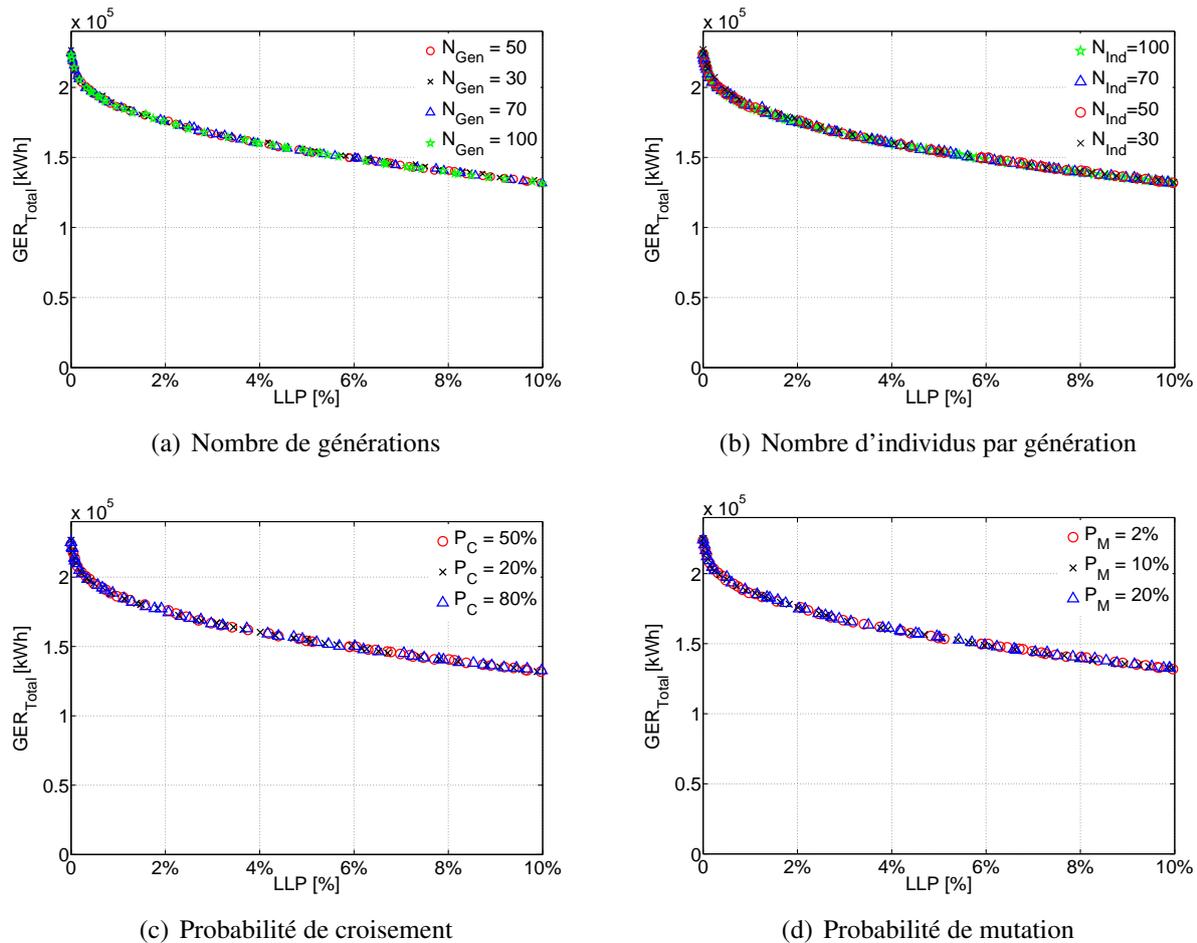


FIGURE 4.29 – Influence des paramètres de l'algorithme NSGA-II sur les résultats d'optimisation

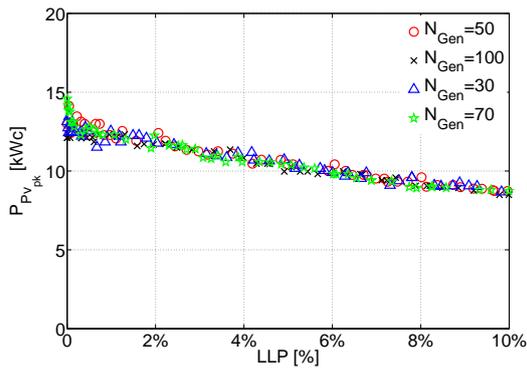
4.3 Optimisation d'un profil de consommation journalier

Les paragraphes précédents ont montré l'impact de la forme du profil de consommation sur le coût énergétique global d'un système de production décentralisé d'énergie renouvelable. La modification de ce profil dans l'optique de se rapprocher le plus possible du comportement énergétique du consommateur solaire est donc d'un intérêt majeur. Dans cette partie, nous allons nous intéresser à un profil de consommation journalier réaliste sur lequel des moyens d'action sont envisagés. Nous nous intéresserons ici seulement au décalage temporel de certaines charges (D.T) et à leur modulation d'amplitude (M.A), actions sur la consommation évoquées au Chapitre 2. Dans cette partie, nous avons considéré un profil de production journalier photovoltaïque sinusoïdal.

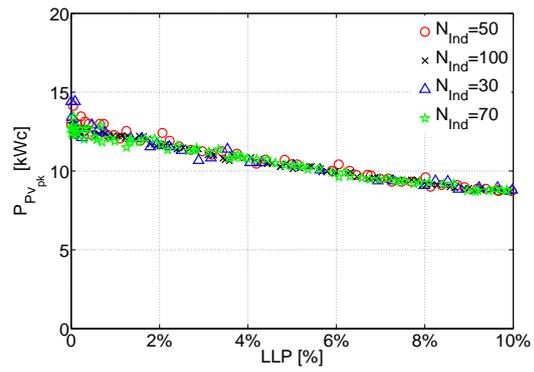
4.3.1 Consommation journalière de référence

Pour cette partie, nous utiliserons un profil de consommation détaillé de référence. Nous considérons toujours que l'électricité est réservée aux usages spécifiques. Des modifications pourront être appliquées à certaines charges. La FIGURE 4.31 représente l'allure du profil de consommation de référence.

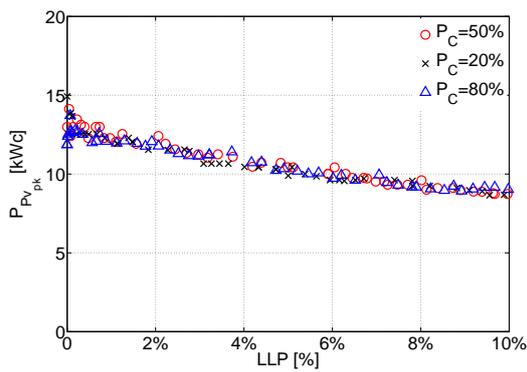
Il s'agit d'un profil de consommation typique d'un foyer de 2 personnes. Les puissances nominales de l'ensemble des charges ont été mesurées par nos soins de façon à utiliser des données cohérentes. Le pas de temps a été fixé à 10 min. On a fait l'hypothèse dans cette étude que la totalité de l'énergie absorbée par le lave-vaisselle et le lave-linge est destinée au chauffage de l'eau. En ce qui concerne la puissance appelée par le réfrigérateur, celle-ci est supposée être constante. En effet, eu égard à la



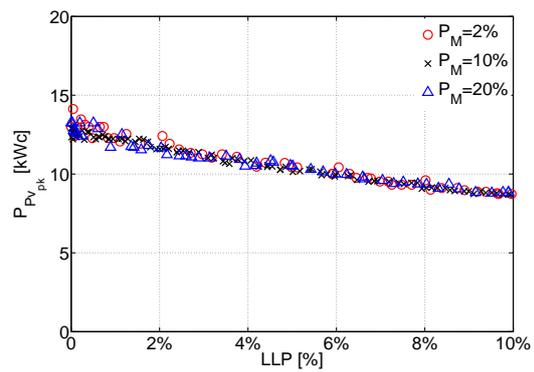
(a) $P_{Pv_{pk}}$ - Nombre de générations



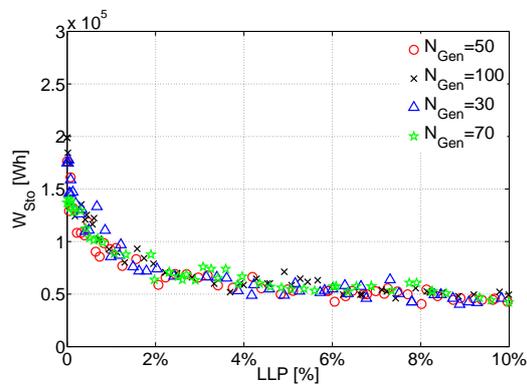
(b) $P_{Pv_{pk}}$ - Nombre d'individus



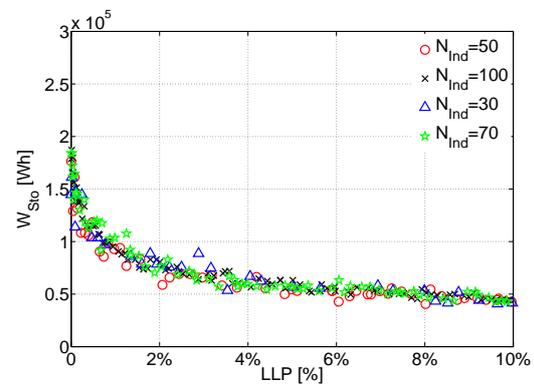
(c) $P_{Pv_{pk}}$ - Probabilité de croisement



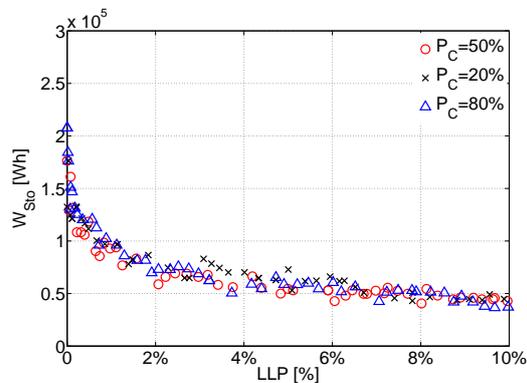
(d) $P_{Pv_{pk}}$ - Probabilité de mutation



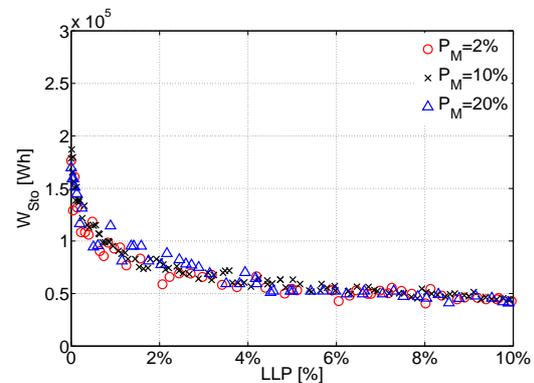
(e) W_{Sto} - Nombre de générations



(f) W_{Sto} - Nombre d'individus



(g) W_{Sto} - Probabilité de croisement



(h) W_{Sto} - Probabilité de mutation

FIGURE 4.30 – Influence des paramètres de l'algorithme NSGA-II sur 2 des variables de dimensionnement des solutions optimales

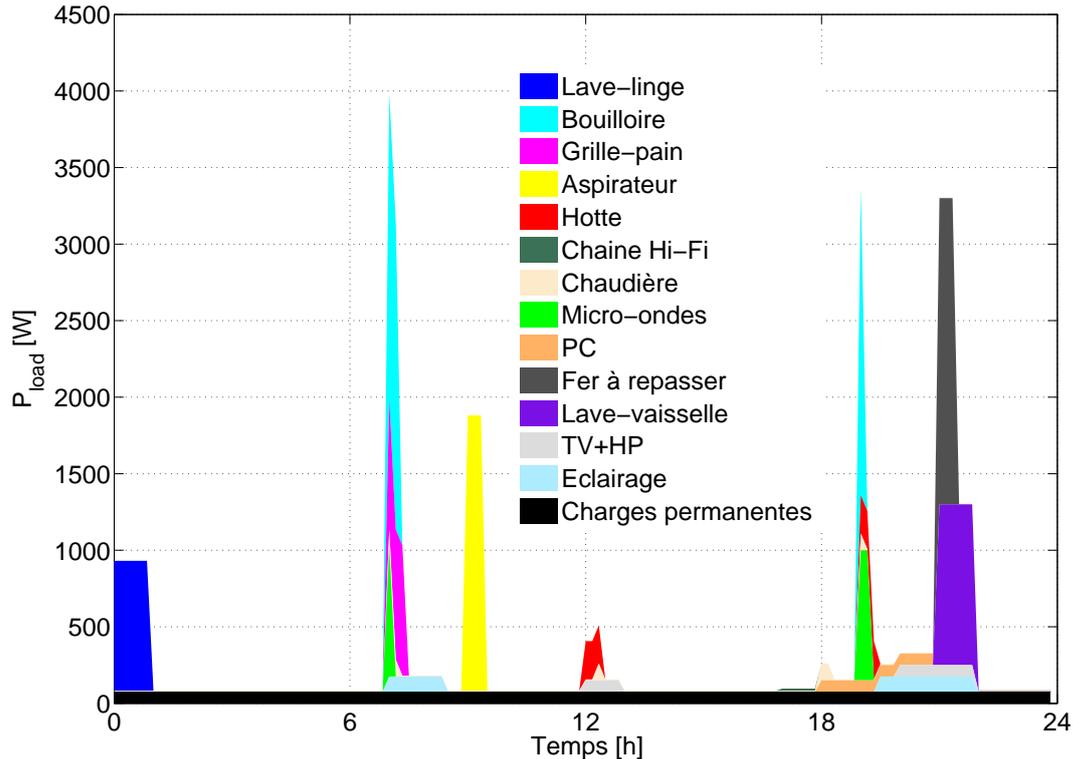


FIGURE 4.31 – Profil de consommation journalier de référence utilisé

valeur du pas de temps, les phases de démarrage du compresseur n'ont pas été prises en compte. Les détails de ce profil de référence sont rappelés TABLE 4.6. La consommation électrique journalière de ce foyer est de 8,8 kWh, ce qui correspond à une consommation annuelle de 3,2 MWh.

4.3.2 Paramètres d'action sur le profil de consommation

Bien entendu, de façon à rester cohérent, l'ensemble du profil de consommation n'est pas modifiable. Pour le décalage temporel, nous avons considéré, un peu arbitrairement, que le fer à repasser, l'aspirateur, le lave-linge, le lave-vaisselle et la chaudière à combustible (sa consommation électrique étant uniquement liée à ses circuits électroniques de commande et à l'alimentation du circulateur) sont concernés. La modulation de la puissance appelée est uniquement réservée au lave-linge et au lave-vaisselle. Nous ferons l'hypothèse que l'ensemble de l'énergie du profil de consommation de référence doit être consommée dans la journée (on ne peut pas reporter au lendemain le démarrage du lave-vaisselle par exemple). Le gisement d'énergie modifiable du profil de consommation s'élève à 44% de la consommation journalière (3,9 kWh sur 8,8 kWh). De façon à pouvoir modifier le profil de consommation, celui-ci est décrit par un jeu de paramètres. Chaque paramètre correspond à une action envisagée sur le profil de consommation. Ici, 10 modifications peuvent être imposées au profil journalier de consommation. Bien entendu, ces paramètres ne peuvent évoluer que sur une certaine plage :

- **Décalage temporel** : Si une charge électrique vient à être décalée dans le temps, l'hypothèse est faite que le cycle correspondant doit être terminé avant la fin de la journée. Si l'on nomme t_{ref_i} l'instant de démarrage de référence de la charge i , $time_i$ la durée du cycle correspondant et ΔT_i le décalage temporel imposé à la charge, celui-ci est borné de la façon suivante :

Charge	Puissance nominale (W)	Énergie journalière consommée (Wh)	Périodes de fonctionnement	Modification envisagée
TV	50	150	12h-13h / 20h-22h	Aucune
Hauts-parleurs	25	75	12h-13h / 20h-22h	Aucune
Ordinateur portable	75	225	18h-21h	Aucune
Box internet	20	480	Charge permanente	Aucune
Téléphone	6	144	Charge permanente	Aucune
Chaîne Hi-Fi	15	15	17h-18h	Aucune
Réveil	4	96	Charge permanente	Aucune
Micro-ondes	850	425	7h-7h10 / 19h-19h20	Aucune
Bouilloire	2000	1000	7h-7h20 / 19h-19h10	Aucune
Grille-pain	850	425	7h-7h30	Aucune
Réfrigérateur	45	1080	Charge permanente	Aucune
Hotte	250	250	12h-12h30 / 19h-19h30	Aucune
Lave-vaisselle	1050	1050	9h-10h	D.T / M.A
Lave-linge	850	850	0h-1h	D.T / M.A
Fer à repasser	2000	1000	9h-9h30	D.T
Aspirateur	1800	900	9h-9h30	D.T
Lumière	100	400	7h-8h30 / 19h30-22h	D.T / M.A
Chaudière à gaz	105 (6W en veille)	243	7h-7h20/12h20-12h30/18h-18h20/19h19h10	D.T

TABLE 4.6 – Paramètres du profil de consommation de référence

$$-t_{ref_i} + 1 \leq \Delta T_i \leq 24h - t_{ref_i} - time_i + 1 \quad (4.30)$$

Cette action sur la charge est schématisée FIGURE 4.32.

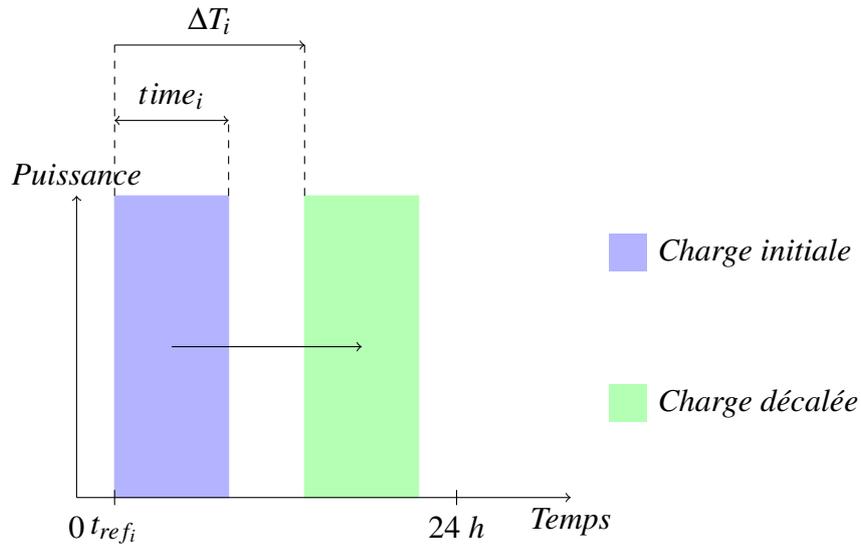


FIGURE 4.32 – Action de décalage temporel

– **Modulation d'amplitude** : L'action réalisable sur la charge est représentée à la FIGURE 4.33.

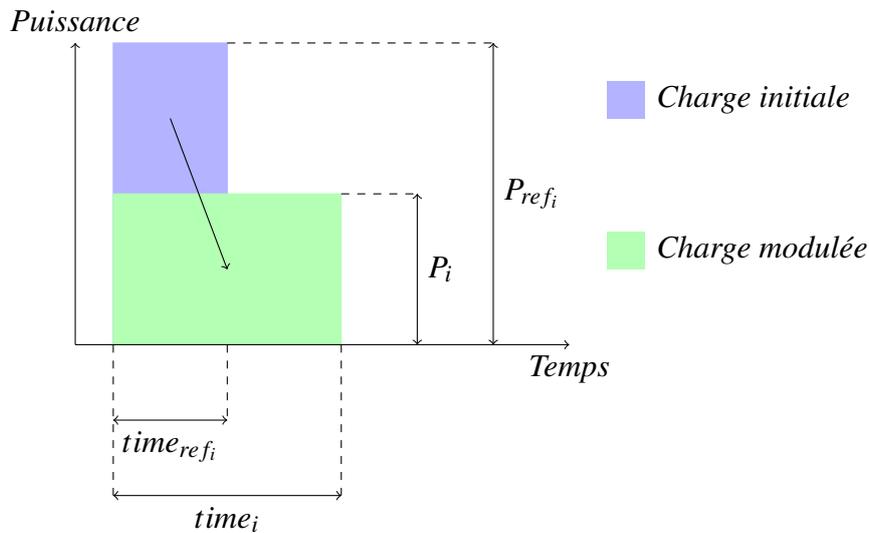


FIGURE 4.33 – Action de modulation d'amplitude

Dans ce cas, nous avons considéré que la puissance maximale de la charge était la puissance de référence. De plus, le cycle correspondant à la charge devant être réalisé dans la journée, la durée du cycle correspondant est bornée comme suit :

$$time_{ref_i} \leq time_i \leq 24h \quad (4.31)$$

Avec $time_{ref_i}$ la durée de référence du cycle correspondant.

L'énergie consommée sur le cycle devant rester constante, la puissance effectivement appelée par la charge (P_i) est quant à elle bornée de la façon suivante :

$$\frac{P_{ref_i} \cdot time_{ref_i}}{24h} \leq P_i \leq P_{ref_i} \quad (4.32)$$

Avec P_{ref_i} la puissance nominale de référence du cycle correspondant.

Dans cette partie, le but étant de définir la forme optimale du profil de consommation, les paramètres de ce profil seront utilisés comme paramètres d'optimisation, ceux-ci venant s'ajouter aux 4 paramètres de dimensionnement du système SAPV : P_{PVpk} , W_{Sto} , P_{Chop} et S_{Inv} .

Les profils de consommation et de production étant journaliers, les simulations n'ont pas été menées sur 30 ans. Un temps suffisamment long a été conservé de façon à laisser s'annuler l'influence des conditions initiales de la simulation, puis le comportement du système a été linéarisé sur la durée de vie escomptée du système (30 ans).

Les deux objectifs contradictoires à minimiser sont le coût énergétique global de l'installation (GER_{Total}) et le taux de modification du profil de consommation (LPM). Ce taux correspond au rapport de l'énergie modifiée sur l'énergie modifiable. En outre, plus la modification envisagée sera sévère, plus la valeur de ce taux sera élevée. Ainsi, le LPM est donc compris entre 0 si le profil de consommation initial n'est pas modifié et 1 si celui-ci a été le plus sévèrement modifié. Les équations 4.33 et 4.34 montrent le calcul réalisé pour déterminer le taux de modification du profil pour les 2 actions envisagées :

– **Décalage temporel d'une charge i :**

$$LPM_i = \frac{|\Delta T_i|}{\Delta T_{i_{max}}} \quad (4.33)$$

Avec $\Delta T_{i_{max}}$ le décalage maximum pouvant être effectué sur la charge i . Le décalage pouvant être négatif ou positif, nous avons considéré la valeur absolue de ce décalage car celui-ci est autant pénalisant quel que soit le signe du décalage.

– **Modulation d'amplitude de la charge i :** Si le profil de référence de la charge i est modifié, le LPM est calculé de la façon suivante (et vaut 0 si il n'y a pas de modulation d'amplitude)

$$LPM_i = \frac{time_i}{24h} \quad (4.34)$$

Un fois que les taux de modification élémentaires ont été calculés pour chaque action envisagée sur les charges, le taux de modification total du profil de consommation peut alors être calculé :

$$LPM = \sum_{i=1}^{N_{actions}} LPM_i \quad (4.35)$$

Avec $N_{actions}$ le nombre d'actions élémentaires (par décalage ou modulation) envisagées.

La FIGURE 4.34 représente l'implémentation de l'optimisation.

4.3.3 Résultats d'optimisation

En considérant un taux de délestage toléré par le consommateur de 0%, les formes du profil de consommation initial et du profil de consommation optimal en termes de minimisation du coût énergétique global du système sont présentées à la FIGURE 4.35.

La forme du profil de consommation initial a donc été modifiée tout en conservant un taux de délestage énergétique nul du consommateur. Les charges pilotables ont donc été décalées et/ou modulées en puissance de façon à concentrer les phases de consommation intensive sur les plages temporelles de forte production (aux alentours de 12h pour une production photovoltaïque). Le simple fait de gérer une partie de la consommation électrique de façon relativement transparente pour le consommateur permet donc de réduire de façon notable le coût énergétique global de l'installation. La baisse de coût est notamment obtenue grâce à un meilleur dimensionnement de l'élément de stockage. En effet, l'énergie étant majoritairement consommée en phase de production PV maximale, les accumulateurs s'en trouvent moins sollicités.

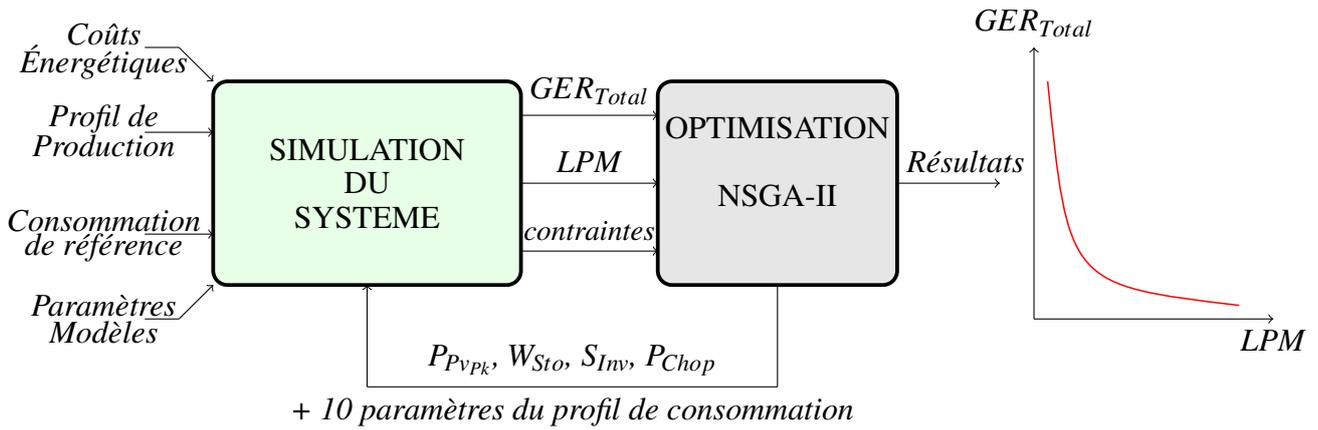


FIGURE 4.34 – Implémentation de l'optimisation

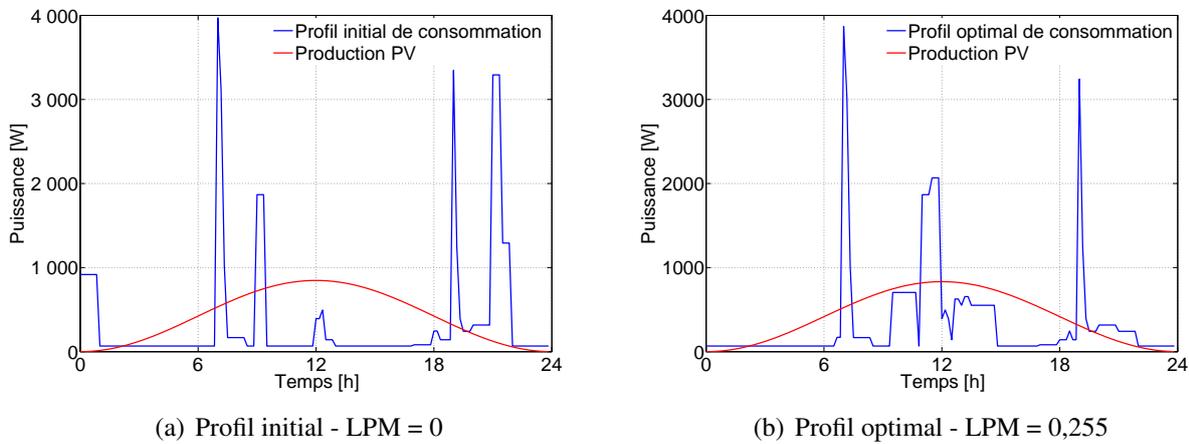


FIGURE 4.35 – Profils de consommation initial et optimal en considérant un LLP=0%

La FIGURE 4.36 représente le coût énergétique global du système en fonction de la modification du profil de consommation. Les courbes sont paramétrées en taux de délestage énergétique du consommateur. Bien évidemment, plus le taux de délestage énergétique sera important, plus le dimensionnement du système pourra être minimisé. Il est possible de constater les diminutions importantes en termes de coût énergétique global du système, à taux de délestage (LLP) donné, apporté par la gestion de la consommation. Les diminutions obtenues sont rappelées TABLE 4.7.

LLP	Diminution
LLP = 0%	25%
LLP ≤ 10%	27%
LLP ≤ 20%	31%
LLP ≤ 30%	31%

TABLE 4.7 – Diminution du coût énergétique global apportée par l'optimisation du profil de consommation

Dans cette section, nous nous sommes intéressés à l'optimisation d'un profil de consommation journalier. Un travail important de formalisation du profil de consommation en lui-même mais aussi des actions pouvant être envisagées sur certaines charges a été mené.

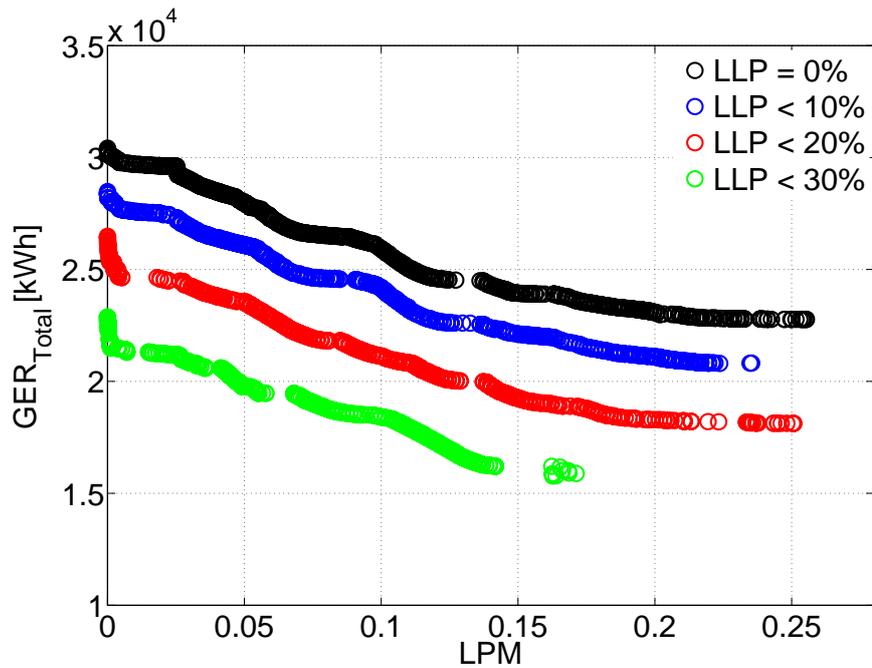


FIGURE 4.36 – Impact sur le coût énergétique global du système de l'optimisation de la forme du profil de consommation

4.3.4 Vers une gestion dynamique de la charge

Dans ce chapitre, la puissance électrique appelée par le consommateur était déterministe. Cependant, le délestage de la consommation rend indispensable d'améliorer la modélisation du consommateur. En effet, lors d'un délestage de consommation, une ou plusieurs charges sont affectées. En toute logique, cette action sur la consommation aura un impact direct sur le futur comportement énergétique du consommateur. Par exemple, si un cycle de machine à laver n'a pas pu avoir lieu à un instant donné, le besoin restant entier, le consommateur aura tendance dans un avenir proche à essayer de nouveau de déclencher cette charge. La consommation ne serait donc plus vue d'un point de vue déterministe mais pourrait évoluer de façon dynamique en fonction d'un certain nombre de paramètres. Cette modélisation probabiliste du comportement du consommateur avec prise en compte de l'aspect aléatoire de celui-ci, indispensable à la simulation du système lorsque la modification de la consommation est envisagée, sera abordée au cours du chapitre 6.

4.4 Conclusion

La première partie de ce chapitre visait à mettre en évidence, en raisonnant sur des profils idéalisés, l'impact fort du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Ces résultats ont été corroborés par une seconde partie où les modèles énergétiques présentés au chapitre 3 ont été utilisés pour la simulation toujours dans l'optique d'optimiser le dimensionnement du système. Pour mener à bien ces études, nous avons proposé une méthodologie d'analyse et d'optimisation bi-objectifs fondée sur des critères contradictoires : un coût (économique ou énergétique) sur cycle de vie et un autre de qualité de service associé aux délestages de consommation. Ainsi, le profil de consommation idéal, représenté par un comportement purement solaire du consommateur, permet de diminuer grandement le coût de ce type de système et constitue l'asymptote ultime. Même si l'obtention de ce profil est utopique, au vu de la marge de manoeuvre restreinte offerte seulement par certaines charges pilotables, tenter de s'en rapprocher au moyen d'actions comme le décalage

temporel ou la modulation de puissance offre des perspectives intéressantes dans le but d'aller encore plus loin dans l'optimisation du dimensionnement. Dans la troisième partie de ce chapitre, nous sommes cantonnés à l'utilisation de profils de consommation et de production journaliers. Dix variables d'optimisation ont été utilisées pour optimiser la forme du profil de consommation. Cette partie a permis de montrer qu'il était possible de définir une forme optimale du profil journalier de consommation. Mais il apparaît que l'optimisation en temps réel de la consommation nécessite de considérer une gestion dynamique de la charge. Le chapitre 6 y sera consacré. Mais avant lui, le chapitre 5 propose une première évaluation du potentiel de la technologie Li-ion comme moyen de stockage dans les systèmes autonomes de production d'énergie photovoltaïque.

Chapitre 5

Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion pour les systèmes photovoltaïques autonomes

Ce chapitre est consacré à l'évaluation du potentiel de la technologie Li-ion comme moyen de stockage dans les systèmes photovoltaïques autonomes. C'est dans cet objectif qu'un modèle énergétique basé sur une caractérisation expérimentale d'un accumulateur Intensium3 48V - 45Ah du fabricant SAFT (module composé de 14 éléments VL45E en série) a été élaboré pour simuler le comportement énergétique de l'accumulateur. La première partie du chapitre vise à introduire la technologie Li-ion. Dans un deuxième temps, la modélisation de l'accumulateur Intensium3 est présentée. Enfin, les technologies Plomb-Acide VRLA et Li-ion ont été comparées dans le cadre de leur utilisation au sein d'un système SAPV sur la base de la minimisation du coût énergétique global du système.

5.1 Les technologies Li-ion

La technologie Lithium regroupe en réalité plusieurs sous-familles, différant les unes des autres par la nature de leurs électrodes ou de leur électrolyte, qui ont toutes en commun l'utilisation de la propriété fortement réductrice de l'élément Lithium (le lithium est le métal le plus réducteur et le plus léger). Il est possible de distinguer [Bro07] :

- **Famille Lithium métal** : ici, l'électrode négative est constituée de Lithium sous forme métallique. L'inconvénient principal est que cette électrode réagit avec l'électrolyte, ce qui signifie que la phase métallique du lithium n'est pas totalement régénérée lors de la recharge de l'accumulateur, causant une perte de matière active à chaque cycle et donc une très faible tenue en cyclage de l'accumulateur (quelques dizaines de cycles).
- **Famille Lithium-ion** : ce type d'accumulateur diffère du précédent par la nature de l'électrode négative. Celle-ci est réalisée en graphite à insertion lithium (LiC_6) ce qui permet d'éviter les inconvénients du Lithium-métal. Plusieurs chimies ont été envisagées pour concevoir l'électrode positive des accumulateurs Li-ion. Dans notre cas (éléments VL45E), cette électrode est constituée d'un oxyde lithié de nickel ($LiNi_xCo_yAl_zO_2$). Notons que cette chimie particulière d'électrode positive est couramment employée sous la dénomination NCA. C'est cette technologie qui va nous intéresser par la suite.
- **Famille Lithium-Polymère** : le lithium-polymère est comparable physiquement au Li-ion sauf que l'électrolyte de la batterie est réalisé en matériau polymère gélifié permettant la réalisation de batteries relativement minces.

Comme l'ensemble des familles d'accumulateurs électrochimiques, la technologie Lithium-ion repose sur des réactions d'oxydo-réduction, l'oxydation étant caractérisée pour un composé par une perte d'électrons alors que la réduction se traduit par un gain d'électrons. Chaque électrode étant tour

à tour anode ou cathode suivant que l'accumulateur se trouve en charge ou en décharge, nous n'avons pas utilisé ces dénominations pour caractériser les électrodes. Dans ce chapitre, l'électrode dont le potentiel d'équilibre est le plus élevé sera appelée l'électrode positive (réciproquement, l'électrode négative est celle dont le potentiel d'équilibre est le plus faible).

L'électrode négative est constituée d'une architecture en graphite (allotrope naturel du carbone permettant une réversibilité parfaite) dans lequel vont venir s'insérer des ions lithium. L'architecture en graphite permet d'y insérer un grand nombre d'ions Lithium sans faire varier de façon trop importante la structure de cette électrode. En pratique, le matériau d'électrode négative utilisé permet l'insertion d'1 mole d'ions Lithium pour 6 moles de carbone de la structure afin de former le matériau LiC_6 . L'électrode positive, quant à elle, est faite d'un alliage de lithium avec oxyde métallique (généralement oxyde de cobalt, de manganèse ou de nickel) dont la forme réduite contient des ions Lithium. Ces deux électrodes interagissent via un électrolyte à forte conductivité ionique constitué d'un mélange de solvants organiques et de sels de Lithium dissous. Notons qu'à l'interface entre l'électrode négative et l'électrolyte se forme une couche de sels de lithium ($LiPF_6$) permettant d'éviter une réaction de réduction néfaste de l'électrolyte par le Lithium de l'électrode négative. Cette interface, nommée couche de passivation, joue un rôle capital dans le vieillissement de la batterie.

5.1.1 Éléments d'électrochimie

Au cours de la charge de la batterie, un électron ainsi qu'un cation Li^+ sont créés à l'électrode positive lors de l'oxydation du matériau de l'oxyde métallique. L'ion Lithium va par la suite traverser l'électrolyte pour aller s'insérer dans la structure en graphite de l'électrode négative réalisant ainsi une accumulation de charges électriques dans la batterie. De plus, l'électrode négative va subir une réduction en absorbant les électrons et les ions Li^+ .

Lors de la décharge, l'électrode négative va à son tour être oxydée, libérant alors des ions Lithium et des électrons. Les ions Lithium vont alors réduire l'électrode positive via l'électrolyte. L'ensemble de ces réactions chimiques est schématisé sur la FIGURE 5.1.

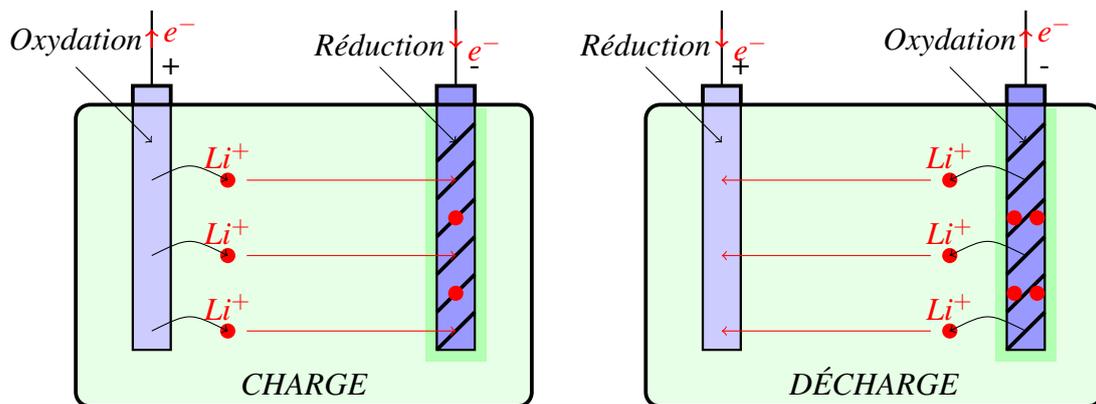


FIGURE 5.1 – Charge et décharge d'un accumulateur Lithium-ion

L'électrode négative en graphite à insertion Lithium permet un fonctionnement complètement réversible de la batterie d'accumulateurs.

Les réactions chimiques d'oxydo-réduction intervenant à l'électrode négative sont les suivantes :

– **Charge de l'accumulateur :**

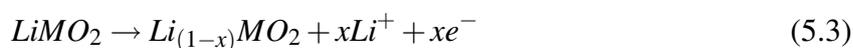


– **Décharge de l'accumulateur :**



Celles intervenant à l'électrode positive sont rappelées ci-dessous. Le M majuscule représente l'espèce "M" étallique de l'oxyde métallique lithié de l'électrode positive.

– **Charge de l'accumulateur :**



– **Décharge de l'accumulateur :**



5.1.2 Performances de la technologie Li-ion

Un exemple des principales performances des batteries Lithium-ion sont présentées TABLE 5.1 (les performances des batteries Plomb-Acide sont rappelées dans la colonne de droite à titre de comparaison). Les données sont issues de [BVM⁺06] :

Caractéristique	Lithium-ion	Plomb-Acide
Énergie massique (Wh/kg)	125	40
Puissance massique (W/kg)	1000	100
Nombre de cycles	1000	500
Rendement énergétique(%)	90	82
Tension d'élément (V)	4	2,1

TABLE 5.1 – Performances des accumulateurs Lithium-ion d'après [BVM⁺06]

Notons que le rendement énergétique moyen des accumulateurs au plomb, dépendant fortement de l'état de charge de l'accumulateur et de sa puissance de sollicitation, semble être surévalué. Un rendement moyen de l'ordre de 70% est d'usage courant dans la littérature. De même, comme cela est précisé dans le Chapitre 3, le nombre de cycles de charge/décharge réalisables par un accumulateur dépend directement de la profondeur de décharge de chaque cycle partiel ; les valeurs données TABLE 5.1 n'ont pour seul but que de comparer de façon très simplifiée les deux technologies d'accumulateur.

Dès 1992, la technologie Lithium-ion fut commercialisée sur le marché des applications portables (notamment la téléphonie mobile) en raison de leur forte densité énergétique (actuellement jusqu'à 200 Wh/kg pour les meilleures chimies). Pour ce qui est du marché des accumulateurs forte puissance, forte énergie (dont les systèmes de production d'énergie renouvelable font partie), les principaux avantages de la technologie Lithium-ion sont :

- une meilleure tenue en cyclage permettant d'augmenter la durée de vie des accumulateurs, paramètre très important dans le coût énergétique et économique d'un système de production d'énergie renouvelable décentralisé.
- un rendement énergétique plus élevé permettant de minimiser les pertes énergétiques et donc de mieux dimensionner les générateurs photovoltaïques.
- une prédictibilité du comportement de la batterie rendue possible par le vieillissement régulier de la batterie (opposé à la « mort subite » des accumulateurs Plomb-Acide).

Cependant, les batteries Lithium-ion doivent être équipées d'un circuit électronique de protection permettant d'éviter l'explosion des accumulateurs lors d'une surcharge importante. Ce circuit, l'équilibreur de charge, mesure la tension de chaque élément Lithium-ion et vérifie ainsi que la charge est uniformément répartie, dans le cas contraire, un circuit actif en parallèle de chaque élément peut forcer son autodécharge.

Le diagramme de Ragone est un outil intéressant pour visualiser la zone d'utilisation en termes de puissance/énergie d'un système de stockage et pour comparer les différentes technologies. Lorsque les axes utilisent les mêmes échelles, le diagramme de Ragone permet aussi de visualiser les constantes de temps caractéristiques du système de stockage étudié. La FIGURE 5.2 représente les zones d'utilisation des accumulateurs Li-ion (les accumulateurs Plomb-Acide apparaissent aussi sur le diagramme).

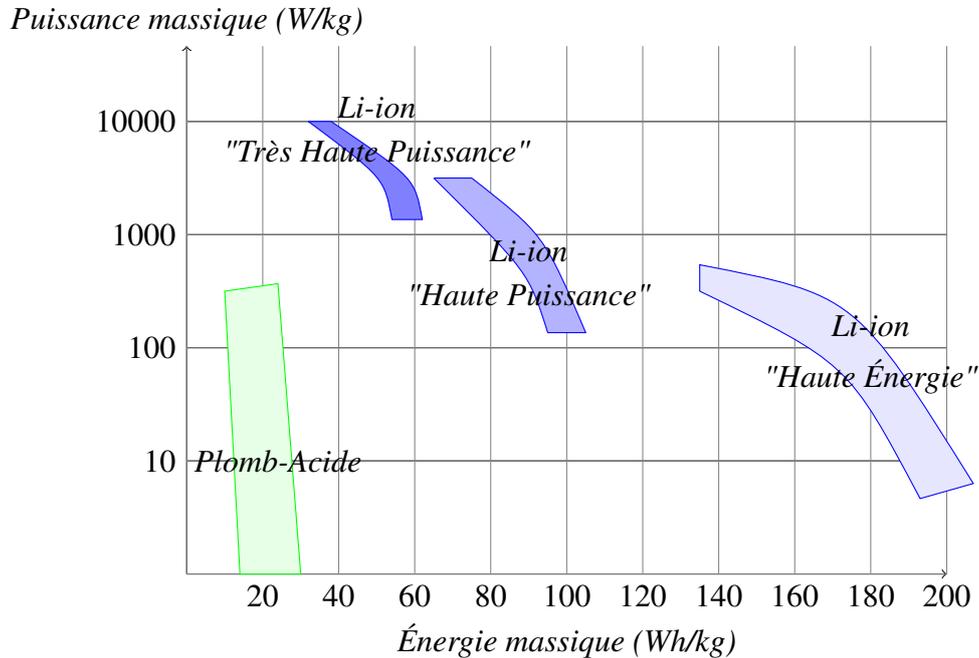


FIGURE 5.2 – Diagramme de Ragone : Comparaison des technologies Li-ion et Plomb-Acide (d'après [Gui10])

Sur la figure précédente (inspirée de [Rae05]), les technologies "Haute Puissance" et "Haute Énergie" ont été distinguées pour les accumulateurs Li-ion. Il est possible de mesurer les gains en termes de puissance et d'énergie que peut apporter la technologie Lithium-ion. Pour le stockage dédié aux applications en site isolé, on s'intéressera surtout à la technologie "Haute Énergie". A l'heure actuelle, la technologie de stockage dominante dans les applications de production en site isolé d'énergie d'origine renouvelable est la technologie Plomb-Acide qui, grâce à sa maturité technologique, est la plus compétitive. Cependant, la technologie Li-ion commence à être envisagée comme un candidat crédible pour les applications "Haute Énergie" ([MCM⁺06] et [PDMM05]) notamment en raison des gains substantiels en terme de rendement et de durée de vie. Un certain nombre de centres de recherches, tels que l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES) ou encore l'institut allemand Fraunhofer, travaillent sur l'évaluation de la technologie Lithium-ion comme moyen de stockage dans les applications Stand-Alone ou raccordées au réseau [BBMJ09].

5.1.3 Coût énergétique sur cycle de vie des accumulateurs Li-ion

Le but de ce chapitre est d'évaluer l'intérêt de l'utilisation de la technologie Lithium-ion dans les systèmes photovoltaïques autonomes. Cette technologie sera donc comparée à la technologie Plomb-Acide. Le critère de dimensionnement du système photovoltaïque est toujours son coût énergétique sur cycle de vie (GER_{Total}). De façon à l'évaluer, le coût énergétique relatif à la fabrication de l'accumulateur Li-ion doit être connu. Celui-ci a été trouvé dans [RS05], l'analyse a été effectuée sur un accumulateur Li-ion VL50E du fabricant SAFT (la chimie de l'électrode positive étant un oxyde lithié d'une combinaison de métaux : Nickel, Cobalt, Manganèse, Aluminium et autres). Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- énergie massique de 120 Wh/kg
- transport des batteries sur 3000 km par camion
- autodécharge non prise en compte
- rendement global du mix énergétique de production d'électricité pour la fabrication de 35%
- batteries ramenées sur le site de production en fin de vie (correspondant à une perte de 20% de capacité)
- matières premières utilisées non issues de matériaux recyclés

Notons ici que l'hypothèse de matériaux non recyclés n'est pas cohérente avec le retour sur le site de production des batteries en fin de vie.

Au final, l'énergie primaire nécessaire à la construction et au transport de l'accumulateur Lithium-ion représente la quantité suivante (le GER est exprimé en kWh d'énergie primaire par kWh de capacité batterie) :

$$GER_{StoLi}^* = 520 \text{ kWh/kWh} = 1870 \text{ MJ/kWh} \quad (5.5)$$

Une autre donnée correspondant au coût énergétique des accumulateurs Li-ion a été trouvée dans [SAFb], un coût de 420 kWh/kWh de capacité batterie est avancé sans que la technologie ni les hypothèses soient explicitées.

A première vue, le GER des accumulateurs Li-ion est donc plus élevé que celui des accumulateurs Plomb-Acide VRLA (390 kWh/kWh de capacité cf. Chapitre 3). Le surcoût énergétique d'investissement est évalué entre 30 et 60% selon le chiffre considéré. Cependant, ces batteries ont une durée de vie plus élevée ainsi qu'un meilleur rendement, ce qui signifie que selon la durée de vie du système considéré, la technologie Li-ion dispose d'un potentiel d'amélioration de coûts de fonctionnement du système relativement à la technologie Plomb-Acide. Enfin, la technologie étant émergente sur le marché des accumulateurs forte énergie, le process de fabrication n'est pas aussi abouti que celui de la technologie Plomb-Acide ce qui peut expliquer le surcoût énergétique de production.

5.2 Modélisation

Le modèle énergétique des accumulateurs Li-ion NCA utilisé sera déduit de mesures expérimentales réalisées sur la batterie Li-ion particulière dont nous disposons. La batterie est réalisée par la mise en parallèle de 5 modules Intensium3 constitués chacun de 14 éléments Li-ion en série. La tension de chaque élément peut varier au maximum entre 2,7 V et 4,1 V, ce qui correspond à une tension batterie ainsi réalisée comprise entre 38 V et 57 V. Un schéma de la batterie est représenté sur la FIGURE 5.3.

Chaque élément est spécifié pour une capacité de 45 Ah (capacité nominale pour une décharge en 8h) et une énergie massique de 155 Wh/kg. Cette énergie massique doit cependant être nuancée pour l'accumulateur complet où la masse des racks doit être intégrée dans le calcul de l'énergie massique (70 kg d'éléments + 50 kg de racks). Ainsi, la puissance massique des 10 kWh de la batterie s'élève à environ 85 Wh/kg. Des caractéristiques plus complètes sur les éléments Li-ion VL45E du fabricant SAFT peuvent être trouvées sur le site internet [SAFa]. Des photos de l'élément Lithium-ion VL45E et de l'accumulateur "Haute Énergie" Intensium3 sont données à la FIGURE 5.4.

5.2.1 Modélisation électrique et énergétique envisagée

La modélisation énergétique et électrique des accumulateurs électrochimiques est une tâche ardue dans la mesure où plusieurs domaines de compétences sont requis (électricité, chimie, thermique...). Cependant, en raison de l'utilisation massive des technologies de stockage électrochimique, les modèles abondent. Un premier type de modélisation concerne l'analyse spectrale de l'impédance des

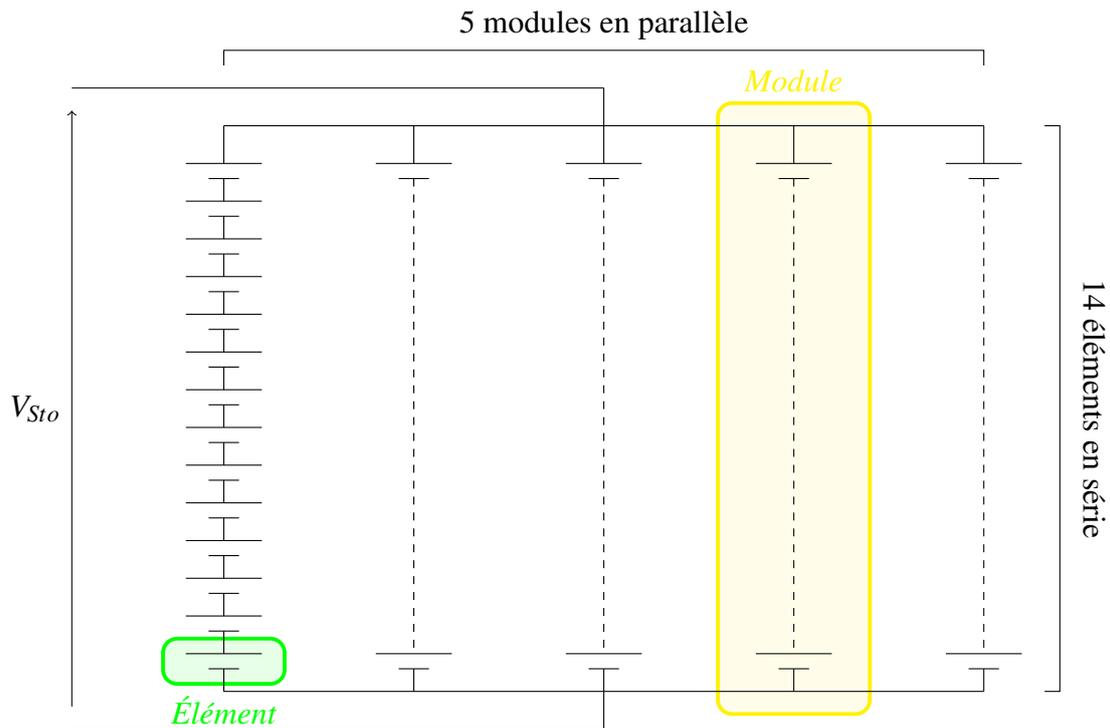


FIGURE 5.3 – Batterie Li-ion Intensium3 10 kWh - 48 V

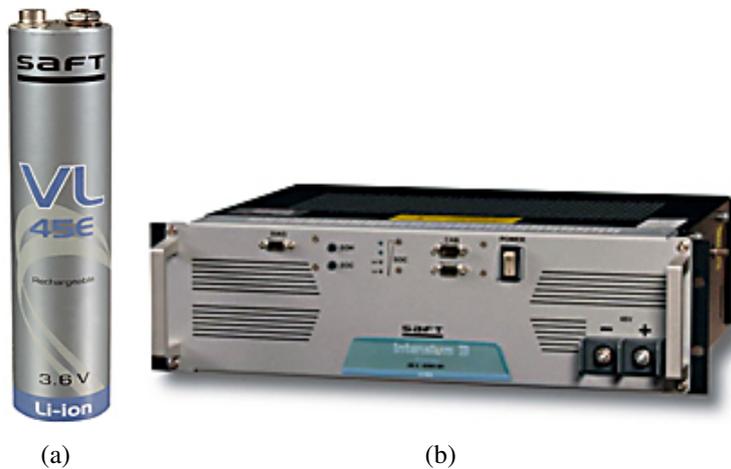


FIGURE 5.4 – Élément VL45E (a) et accumulateur Intensium3 (b)

accumulateurs (par impédancemétrie) en vue de déterminer un modèle électrique relativement complexe suivant le degré de précision envisagé [BTDK05].

Le modèle de Zimmerman (FIGURE 5.5), adapté à la technologie Li-ion et validé expérimentalement [Cap01], permet de décrire le comportement électrique d'un accumulateur à partir de seulement 4 éléments électriques (2 résistances et 2 condensateurs) non-linéaires (car dépendants du courant de sollicitation, de la température et de la technologie de la cellule Li-ion). Ces non-linéarités conduisent à un nombre de 78 paramètres pour traduire le comportement de l'accumulateur.

Cependant, l'approche optimisation menée dans le cadre de cette thèse milite en faveur de l'utilisation de modèles énergétiques simples permettant de minimiser les temps de simulation. C'est la raison pour laquelle le modèle électrique de Zimmerman ne sera pas utilisé dans le cadre de cette thèse.

Le modèle choisi pour nos simulations est représenté électriquement par seulement 2 éléments

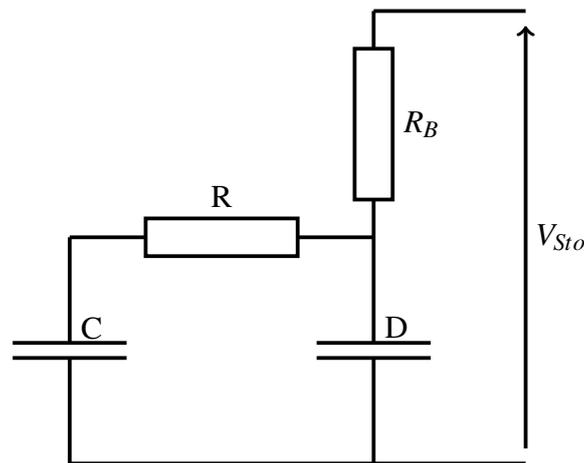
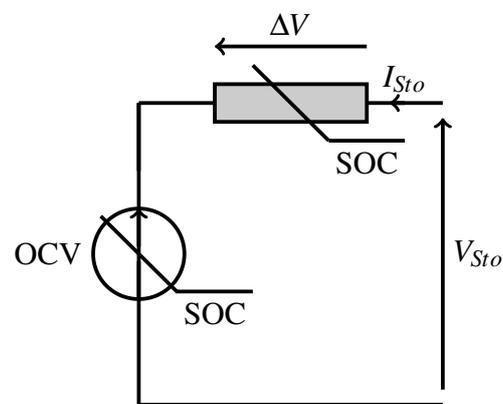


FIGURE 5.5 – Modèle électrique de Zimmerman

FIGURE 5.6 – Modèle utilisé pour l'accumulateur Li-ion (d'après [PBD⁺08])

non-linéaires (une source de tension et un élément représentant la chute de tension due au passage du courant dans l'électrode et l'électrolyte). Le modèle présenté est inspiré de [PBD⁺08], ouvrage qui s'intéresse à la gestion des accumulateurs Li-ion et plus particulièrement à la mesure précise de leur état de charge. Une représentation est donnée FIGURE 5.6 (représentation similaire à celle présentée pour l'accumulateur Plomb-Acide dans le Chapitre 3 mais adaptée à la technologie Li-ion).

Notons que pour des raisons de simplification de l'étude et de l'analyse, ce modèle ne prendra pas en compte les aspects dynamiques comme par exemple les phénomènes de relaxation inhérents aux accumulateurs électrochimiques. De même, dans le cadre de cette thèse, l'influence du modèle aux variations de température ne sera pas prise en compte.

La source de tension représente la tension à vide de l'accumulateur (OCV : Open Circuit Voltage) tandis que les différentes pertes sont symbolisées par l'élément grisé modélisant la chute de tension au travers des connexions électriques mais aussi de l'électrolyte et des électrodes. Ces deux éléments sont non-linéaires et dépendent de l'état de charge de l'accumulateur. La tension aux bornes de la batterie peut donc s'exprimer de la manière suivante :

$$V_{Sto} = OCV(SOC) - \Delta V(SOC) \quad (5.6)$$

Cette modélisation nous a permis de prendre en compte les différentes pertes au sein de l'accumulateur¹ :

1. lorsqu'aucun dénominateur n'est renseigné après le mot rendement, il s'agit du rendement énergétique

- **Pertes Joules** : La chute de tension ΔV traduit les pertes internes de l'élément. Les pertes joules de l'élément peuvent donc être exprimées de la façon suivante :

$$P_J = \Delta V \cdot I_{Sto} \quad (5.7)$$

- **Pertes "Chimiques"** : L'élément dissipatif grisé ne rend pas compte du rendement "chimique" de l'accumulateur. Ce rendement, appelé rendement coulombien ou faradique, traduit la capacité de l'accumulateur à convertir une énergie électrique de sollicitation en énergie chimique pendant la charge et vice-versa pendant la décharge. Bien que ce rendement soit usuellement considéré unitaire pour la technologie Lithium-ion, nous avons tout de même cherché à le quantifier. Ce rendement s'exprime de la façon suivante :

→ Rendement coulombien en charge : Il s'agit du rapport du nombre d'électrons stockables au sein de l'accumulateur sur le nombre d'électrons réellement stockés pendant la charge.

$$\eta_{Coul} = \frac{C_{Sto}}{\int i_{Sto} dt} \quad (5.8)$$

→ Rendement coulombien en décharge : A l'inverse, il s'agit du rapport du nombre d'électrons restitués par l'accumulateur lors de la décharge sur le nombre d'électrons réellement stockables.

$$\eta_{Coul} = \frac{\int i_{Sto} dt}{C_{Sto}} \quad (5.9)$$

Il s'agit de l'effet Peukert qui a pour effet de diminuer la capacité batterie lorsque le courant de décharge augmente :

$$C_{Sto} = \frac{C_{Nom}}{I_{Sto}^k} \quad (5.10)$$

Avec C_{Nom} la capacité nominale de l'accumulateur et $k > 1$ dépendant de la technologie de l'accumulateur.

Notons qu'en raison des limites en courant apportées par le système expérimental, l'évolution non linéaire de la capacité de l'accumulateur en fonction du courant de sollicitation n'a pas été mise en avant.

Les fonctions à déterminer de façon à caractériser le comportement de l'accumulateur grâce à ce modèle sont donc les suivantes :

1. Évolution f_1 du rendement coulombien en fonction du courant de sollicitation :

$$\eta_{Coul} = f_1(I_{Sto}) \quad (5.11)$$

2. Évolution f_2 de la tension à vide en fonction de l'état de charge :

$$OCV = f_2(SOC) \quad (5.12)$$

3. Évolution f_3 de la chute de tension interne en fonction de l'état de charge et du courant de sollicitation :

$$\Delta V = f_3(SOC, I_{Sto}) \quad (5.13)$$

Le paragraphe suivant a pour but de préciser les essais menés dans le cadre de cette modélisation afin d'identifier les fonctions f_1 , f_2 et f_3 pour cette technologie de batterie et de présenter les résultats.

5.2.2 Système expérimental

Le système expérimental permettant de mener à bien les essais de caractérisation des modules Intensium3 est représenté à la FIGURE 5.7. Les essais seront effectués sur un seul module. Nous avons choisi des essais en charge et en décharge à courant constant de façon à caractériser plus aisément l'accumulateur. Pour les essais en charge, une alimentation stabilisée de puissance a été utilisée. Il s'agit d'une alimentation pouvant fournir jusqu'à 70 V sous 10 A (SM 7020-D du fabricant Delta Electronika). Des essais en charge jusqu'à un courant équivalent à C_5 ont donc été menés. Pour les essais en décharge, un hacheur élévateur asservi en courant a été utilisé. De même, des essais en décharge jusqu'à C_5 ont été effectués (le fonctionnement nominal de l'accumulateur étant spécifié à C_8). Les mesures courant/tension concernant l'accumulateur ont été réalisées à l'aide d'un wattmètre de précision LMG-310 du fabricant Zimmer. La précision du wattmètre pour les calibres en courant et en tension utilisés était de 0,15%. Un système d'acquisition sous environnement Labview nous a permis d'enregistrer les grandeurs électriques de l'accumulateur.

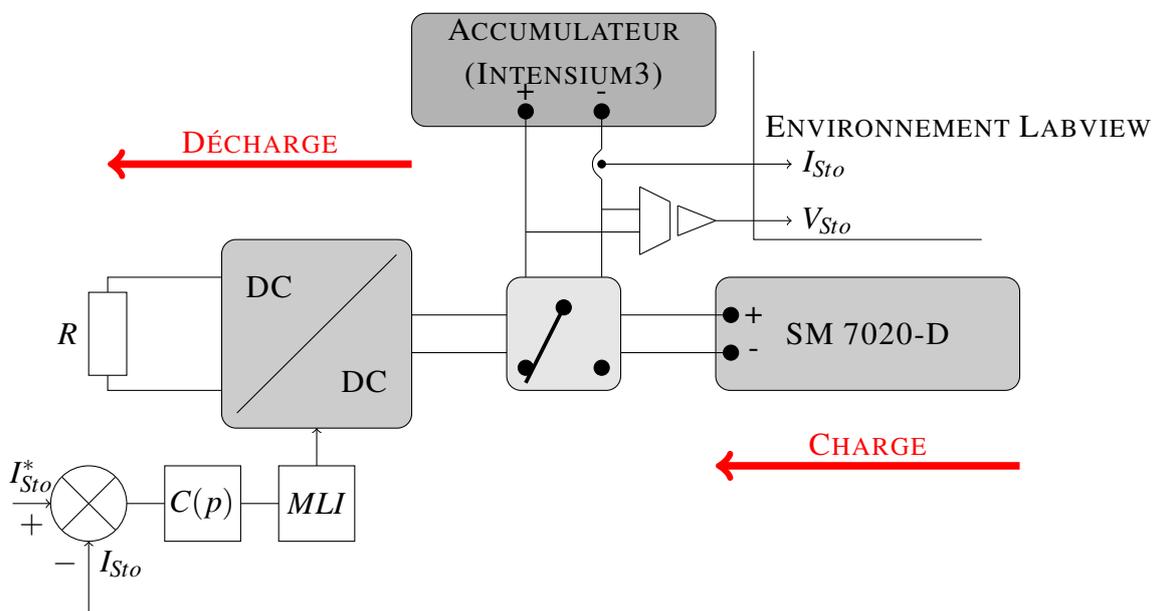


FIGURE 5.7 – Système expérimental de caractérisation des accumulateurs Intensium3

5.2.3 Caractérisation des accumulateurs Intensium3

5.2.3.1 Temps de relaxation

Lorsque l'accumulateur est en charge ou en décharge, les électrodes sont portées à des tensions différentes de leur tension d'équilibre. Pendant ces phases, le transfert énergétique a lieu par migration des ions à travers l'électrolyte. Pourtant à la fin d'une charge ou d'une décharge partielle de l'accumulateur, sa chimie ne se stabilise pas instantanément. En effet, lors de l'arrêt de la sollicitation de la batterie, la chimie de l'accumulateur tend à revenir à sa position énergétique la plus stable, à savoir la tension d'équilibre. La migration des ions étant stoppée, un nouveau phénomène va entrer en jeu : il s'agit de la diffusion des ions participant à la réaction électrochimique. Ce phénomène, pouvant être très lent, ne cesse que lorsque la concentration de ces ions au sein de l'électrolyte est homogène ; le système étant alors revenu à sa position d'équilibre. Il s'agit de la relaxation de l'accumulateur dont le temps va dépendre de la chimie spécifique à cet accumulateur mais pas de la capacité de l'élément considéré. De plus, le temps de relaxation est intimement lié au temps de sollicitation de l'accumu-

lateur. La FIGURE 5.8 représente l'évolution de la tension d'un accumulateur Intensium3 après une charge à C_5 pendant 4 heures.

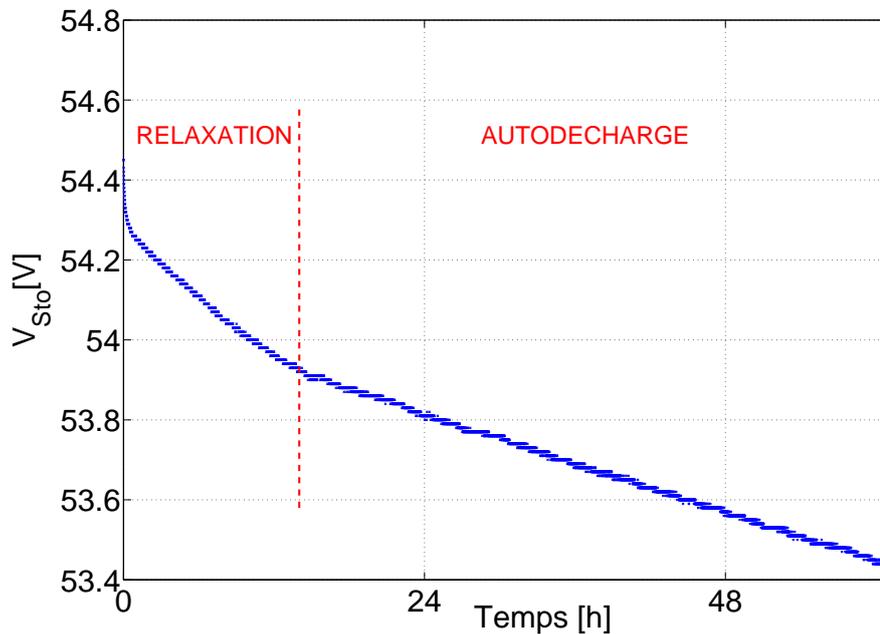


FIGURE 5.8 – Phénomènes de relaxation et d'autodécharge (après une charge à C_5 durant 4 heures)

On peut remarquer que l'allure de la courbe peut se décomposer en deux parties. La première, durant jusqu'à environ 16 h, correspond au phénomène de relaxation décrit dans le paragraphe précédent. Ensuite, l'autodécharge de l'accumulateur causée par l'électronique de protection des différents éléments de l'accumulateur se mêle au phénomène de relaxation.

5.2.3.2 Rendement coulombien ou faradique

Ces essais ont pour but de quantifier le rendement coulombien de l'accumulateur. Les équations 5.8 et 5.9 rappellent les expressions des rendements coulombiens en charge et en décharge. On a donc calculé par coulométrie, pour différents courants, la charge stockée dans l'accumulateur. Des essais ont été menés en charge et en décharge. Pour les essais réalisés en charge, l'accumulateur est initialement totalement déchargé (déchargé à C_{20} jusqu'à détection de tension trop basse puis laissé au repos pendant 48h). Il est ensuite chargé jusqu'à ce que l'électronique de protection de l'accumulateur détecte une tension trop élevée (soit totale, soit sur un des 14 éléments). Dans la pratique, la tension maximale avant détection est de 57 V pour l'ensemble des éléments en série ou 4,1 V sur un seul des éléments. De même, pour les essais en décharge, les accumulateurs sont d'abord amenés (et ce toujours dans les mêmes conditions) à l'état de charge maximal avant d'être déchargés à courant constant jusqu'à détection d'un seuil de tension minimal par le logiciel de protection de l'accumulateur (37 V au total sur l'ensemble des éléments ou 2,7V sur un seul). La FIGURE 5.9 montre l'évolution de la capacité de l'accumulateur en fonction du courant lorsque l'accumulateur est en charge et en décharge (les modélisations envisagées sont aussi visibles sur ces figures).

Les mesures de capacité obtenues sont représentées par les cercles rouges, il est possible de remarquer que la valeur de la capacité est proportionnelle au courant de sollicitation (coefficient de proportionnalité négatif) et ce, que l'on se trouve en charge ou en décharge.

Notons que dans ces conditions expérimentales, une capacité maximale d'environ 50 Ah en charge et 47 Ah en décharge est obtenue bien que la capacité nominale de l'accumulateur soit spécifiée à 45 Ah.

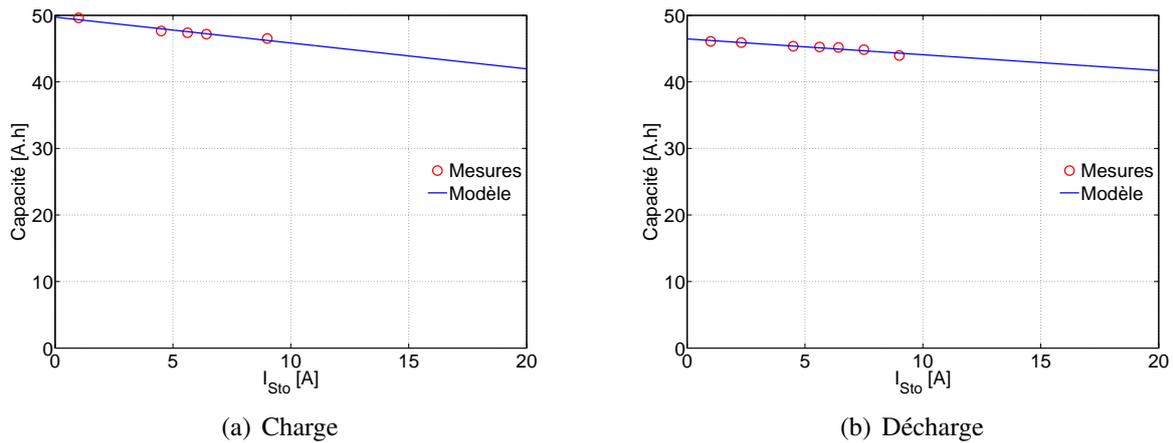


FIGURE 5.9 – Évolution de la capacité de l'accumulateur Li-ion en fonction du courant de sollicitation

Bien que la plage de variation en courant soit relativement faible (de 0 à 10 A) devant les valeurs maximales admissibles par l'accumulateur (jusqu'à 90 A en décharge), un modèle d'évolution linéaire de la capacité en fonction du courant de l'accumulateur a été pris en compte. Les expressions d'évolution de la capacité sont alors les suivantes :

– **En charge :**

$$C_{Sto} = K_{C_{ch1}} - K_{C_{ch2}} \cdot |I_{Sto}| \quad (5.14)$$

– **En décharge :**

$$C_{Sto} = K_{C_{disch1}} - K_{C_{disch2}} \cdot I_{Sto} \quad (5.15)$$

Les valeurs obtenues pour les différents paramètres des modèles sont rappelées TABLE 5.2 et 5.3.

Paramètre	Valeur	Unité
$K_{C_{ch1}}$	49,7	[Ah]
$K_{C_{ch2}}$	0,38	[h]

TABLE 5.2 – Paramètres de modélisation de la capacité de l'accumulateur en charge

Paramètre	Valeur	Unité
$K_{C_{disch1}}$	46,5	[Ah]
$K_{C_{disch2}}$	0,23	[h]

TABLE 5.3 – Paramètres de modélisation de la capacité de l'accumulateur en décharge

De façon à calculer le rendement coulombien, on a considéré que la capacité maximale en décharge de l'accumulateur était atteinte pour un courant de sollicitation de C_{450} (0,01 A). Pour ce courant, on considèrera donc que le rendement coulombien de l'accumulateur est de 100%. Le niveau de sollicitation en puissance se trouvant suffisamment faible pour que l'intégralité de l'énergie électrique apportée à l'accumulateur puisse être convertie en énergie chimique (et vice versa). Il est alors possible de calculer l'évolution du rendement coulombien sur l'ensemble de la plage de sollicitation en courant. Les résultats peuvent être observés FIGURE 5.10.

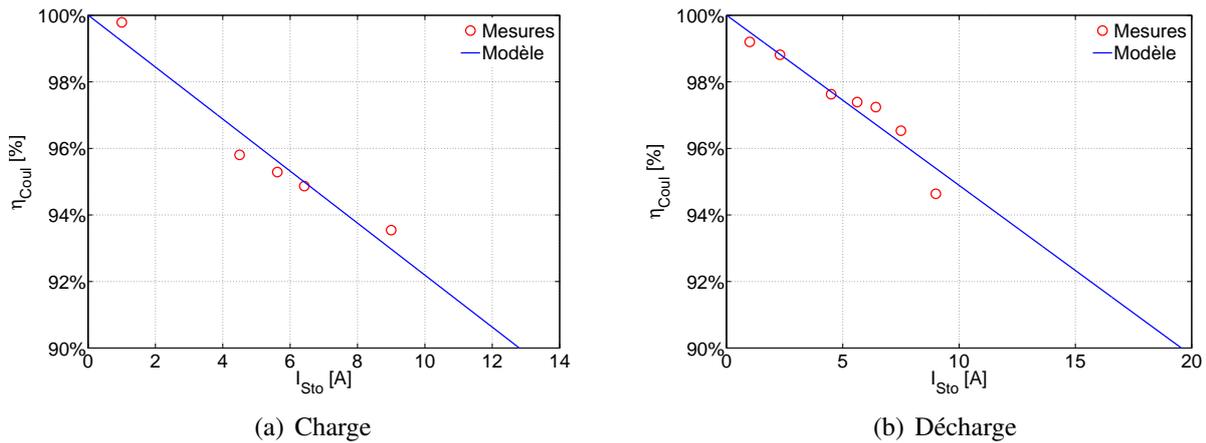


FIGURE 5.10 – Évolution du rendement coulombien de l'accumulateur Li-ion en fonction du courant de sollicitation

5.2.3.3 Tension à vide

Cet essai a pour finalité de déterminer la relation liant la tension à vide de l'accumulateur et son état de charge. L'essai a été réalisé en charge à C_{20} . La capacité de l'accumulateur correspondante à cette sollicitation est d'environ 48,6 Ah. Les mesures de tension à vide ont été réalisées par paliers de 5% de l'état de charge. L'accumulateur est initialement totalement déchargé (tension de 42 V), un temps de relaxation de 24 h est observé entre chaque mesure de la tension. Puis, une sollicitation à courant constant de 2,43 A est imposée à l'accumulateur pendant une heure, ce qui correspond à un incrément de 5% de la charge stockée. Après un temps de relaxation de 24 h, la tension à vide de l'accumulateur correspondant à l'état de charge peut être relevée. L'opération est répétée de façon à couvrir l'intégralité de la plage d'état de charge de l'accumulateur. Les résultats sont présentés à la FIGURE 5.11. Il est à préciser que la température ambiante n'était pas thermostatée pendant les essais, la température de la salle est approximativement restée dans la plage de température 15 – 20°C.

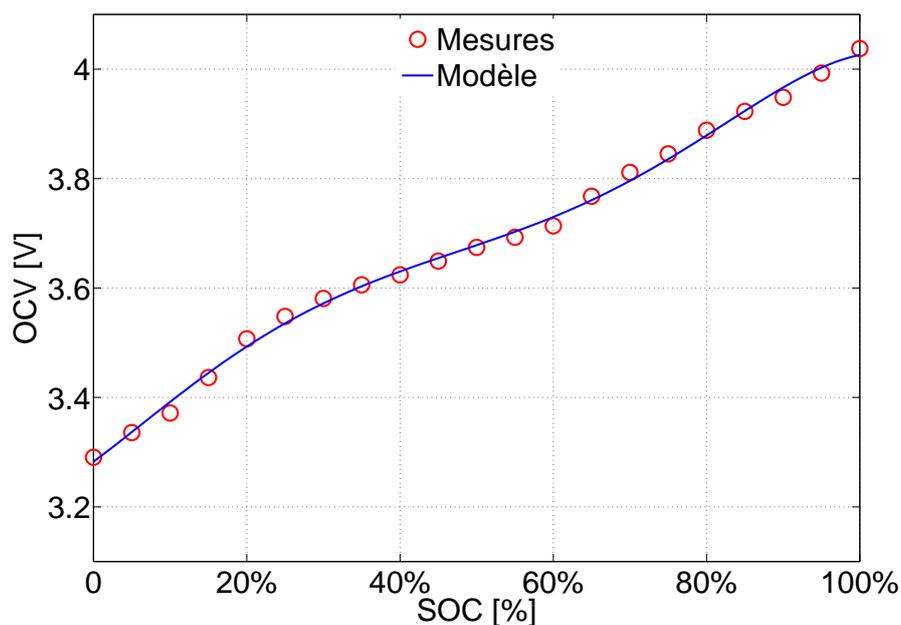


FIGURE 5.11 – Évolution de la tension à vide d'un élément VL45E en fonction de son état de charge

On peut remarquer que la tension à vide de l'accumulateur n'évolue pas linéairement avec l'état de charge. Cela peut s'expliquer par des changements de phase aux interfaces électrodes-électrolyte. Cependant, la fonction liant l'état de charge et la tension à vide est tout de même bijective. Il est donc possible d'associer une valeur particulière de l'état de charge à une seule valeur de tension à vide. Cette fonction sera modélisée par un polynôme d'ordre 5 :

$$OCV = n_{Elt} \cdot [K_{OCV_1} + K_{OCV_2} \cdot SOC + K_{OCV_3} \cdot SOC^2 + K_{OCV_4} \cdot SOC^3 + K_{OCV_5} \cdot SOC^4 + K_{OCV_6} \cdot SOC^5] \quad (5.16)$$

Les valeurs des paramètres sont rappelées TABLE 5.4.

Paramètre	Valeur	Unité
K_{OCV_1}	3,28	[V]
K_{OCV_2}	1,04	[V]
K_{OCV_3}	1,22	[V]
K_{OCV_4}	-7,81	[V]
K_{OCV_5}	11,25	[V]
K_{OCV_6}	-4,95	[V]

TABLE 5.4 – Paramètres de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur

La FIGURE 5.12 présente les résultats concernant la mesure de la tension à vide totale aux bornes de l'accumulateur.

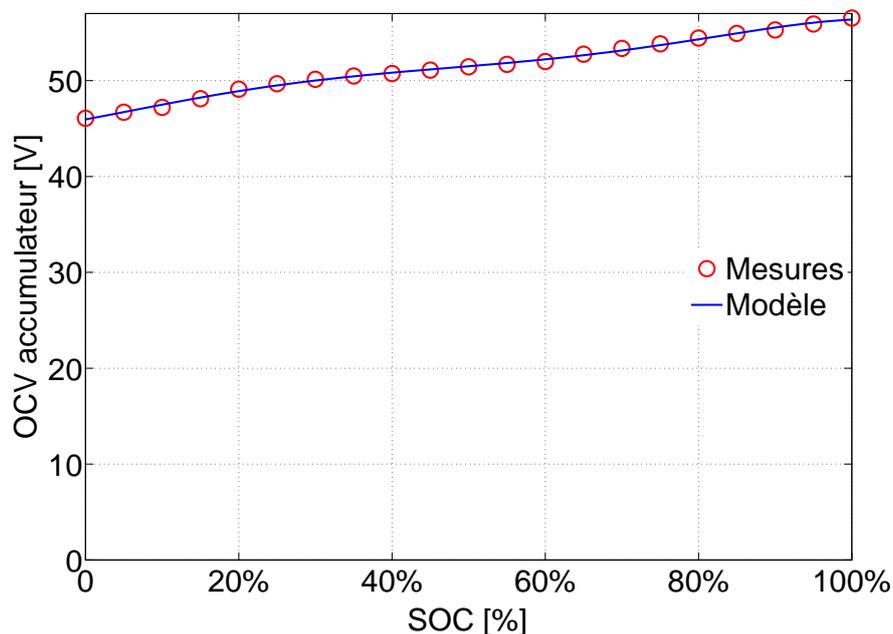


FIGURE 5.12 – Tension à vide aux bornes du module Intensium3

5.2.3.4 Chute de tension ΔV

De façon à déterminer l'évolution de la chute de tension en fonction de l'état de charge de l'accumulateur et de la valeur du courant de charge ou de décharge, des essais en charge et en décharge à courant constant ont été menés. Les résultats sont présentés à la FIGURE 5.13. L'évolution de la tension a d'abord été représentée en fonction du temps puis en fonction de la valeur de la capacité de l'accumulateur.

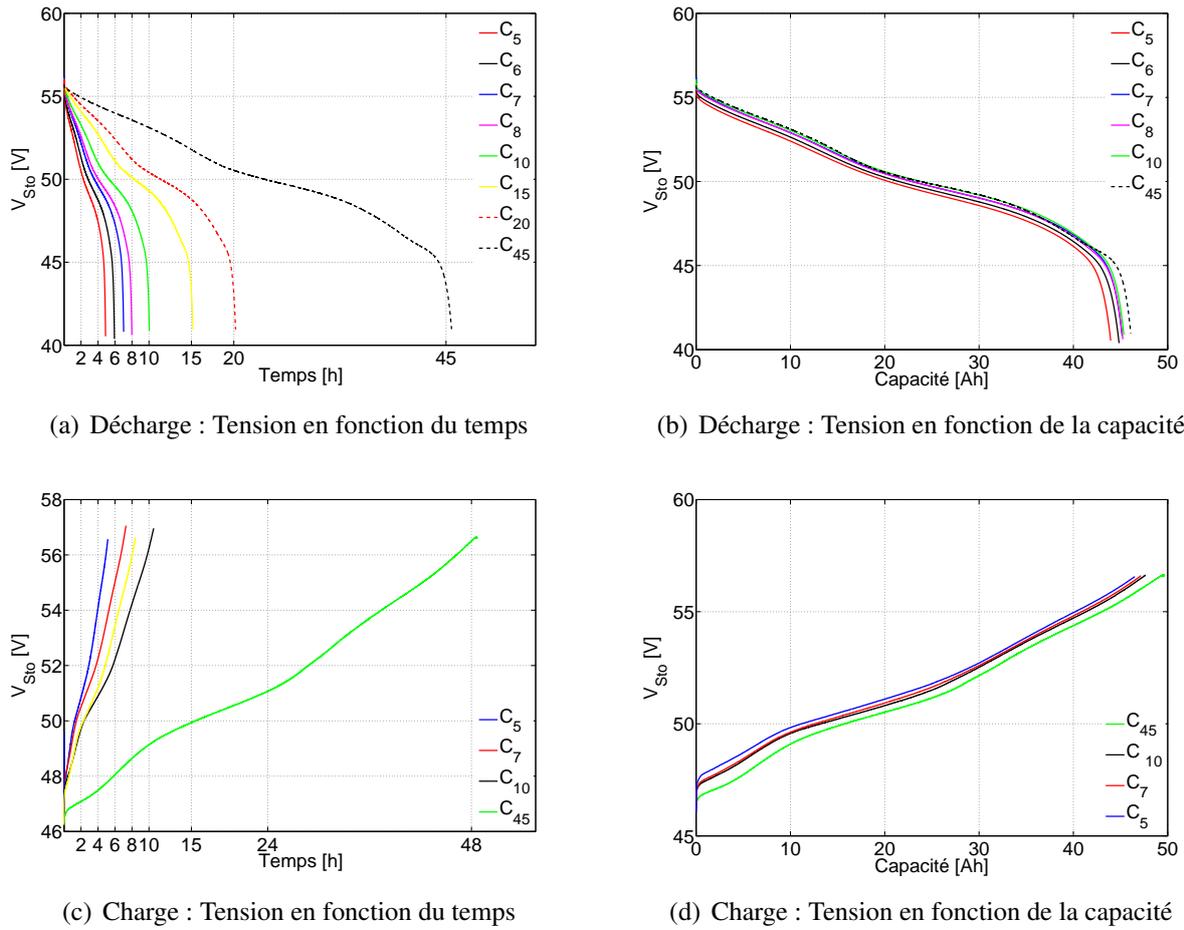


FIGURE 5.13 – Résultats d'essais en charge et en décharge à courant constant

Une fois les essais en charge et en décharge menés, il est possible de déterminer l'évolution de la chute de tension. Par la suite, nous avons divisé la chute de tension obtenue par la valeur de la sollicitation en courant, ce qui nous a permis de la traduire en résistance interne de l'accumulateur en fonction de l'état de charge. La FIGURE 5.14 représente l'évolution de la résistance interne pour l'ensemble des essais menés en charge comme en décharge.

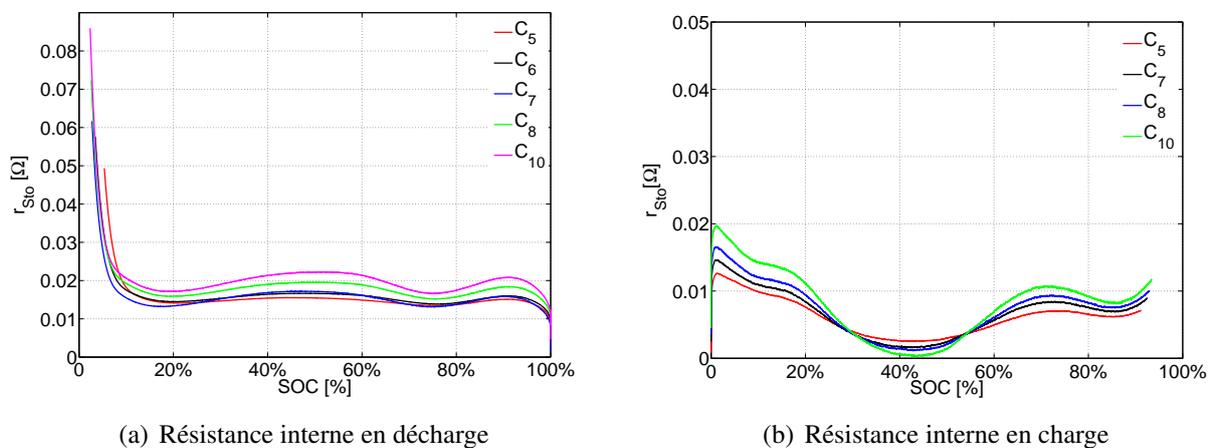


FIGURE 5.14 – Résistance interne de l'accumulateur en charge et en décharge en fonction de l'état de charge

Comme nous pouvons le voir sur la FIGURE 5.14, l'évolution de la résistance interne de l'accu-

mulateur en charge comme en décharge est identique quelle que soit la valeur de la sollicitation en courant. La valeur du courant, toujours dans cette plage de variation restreinte devant les courants maximums admissibles par le module, a peu d'impact sur la résistance interne. Il est aussi possible de remarquer que la résistance interne en décharge augmente très fortement aux faibles états de charge, dégradant de façon importante le rendement énergétique de l'accumulateur. Ce phénomène se retrouve de façon bien moins marquée aux forts états de charge pour la résistance interne en charge. L'évolution de la résistance interne de l'accumulateur en charge et en décharge a été modélisée par un polynôme d'ordre 7 :

– **En charge :**

$$r_{Sto} = n_{Elt} \cdot [r_{c1} + r_{c2} \cdot SOC + r_{c3} \cdot SOC^2 + r_{c4} \cdot SOC^3 + r_{c5} \cdot SOC^4 + r_{c6} \cdot SOC^5 + r_{c7} \cdot SOC^6 + r_{c8} \cdot SOC^7] \quad (5.17)$$

– **En décharge :**

$$r_{Sto} = n_{Elt} [r_{d1} + r_{d2} \cdot SOC + r_{d3} \cdot SOC^2 + r_{d4} \cdot SOC^3 + r_{d5} \cdot SOC^4 + r_{d6} \cdot SOC^5 + r_{d7} \cdot SOC^6 + r_{d8} \cdot SOC^7] \quad (5.18)$$

Les paramètres des modèles polynomiaux sont rappelés TABLE 5.5 et 5.6.

Paramètre	Valeur	Unité
r_{d1}	0,12	[Ω]
r_{d2}	-2,07	[Ω]
r_{d3}	17,41	[Ω]
r_{d4}	-73,3	[Ω]
r_{d5}	170,8	[Ω]
r_{d6}	-222,6	[Ω]
r_{d7}	-151,3	[Ω]
r_{d8}	-41,6	[Ω]

TABLE 5.5 – Paramètres de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur en décharge

Paramètre	Valeur	Unité
r_{c1}	0,02	[Ω]
r_{c2}	-0,06	[Ω]
r_{c3}	0,71	[Ω]
r_{c4}	-5,2	[Ω]
r_{c5}	14,8	[Ω]
r_{c6}	-17,9	[Ω]
r_{c7}	8,73	[Ω]
r_{c8}	-0,96	[Ω]

TABLE 5.6 – Paramètres de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur en charge

La FIGURE 5.15 représente la modélisation de la résistance interne retenue. Il s'agit en réalité de la résistance moyenne obtenue lors de l'ensemble des essais réalisés.

La résistance interne de l'accumulateur en fonction de l'état de charge étant déterminée, il est donc possible de quantifier les pertes associées en fonction de l'état de charge et de la sollicitation en puissance. Le rendement énergétique de l'accumulateur Intensium3 peut alors être calculé. La FIGURE 5.16 représente graphiquement l'évolution de ce rendement en charge et en décharge.

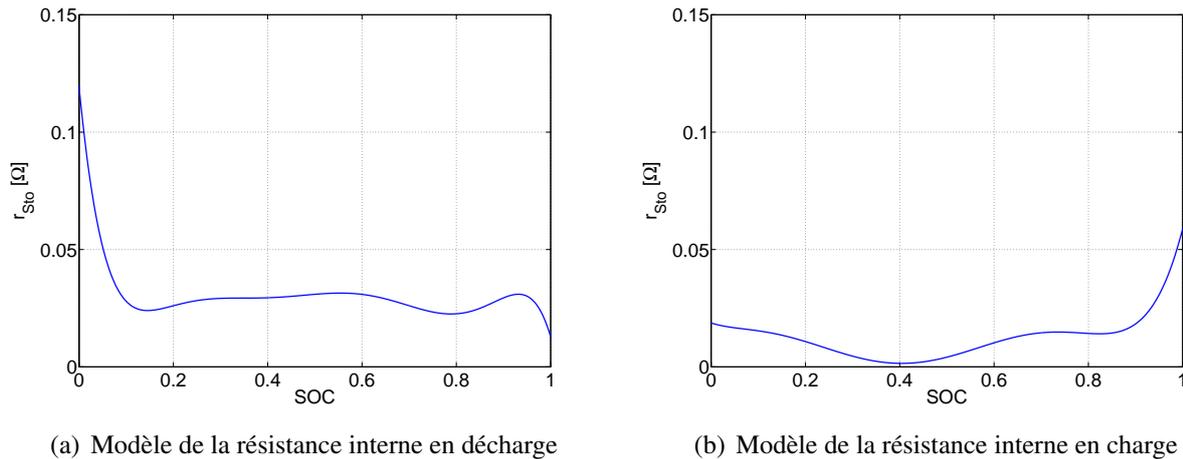


FIGURE 5.15 – Modèle de la résistance interne de l'accumulateur en charge et en décharge en fonction de l'état de charge

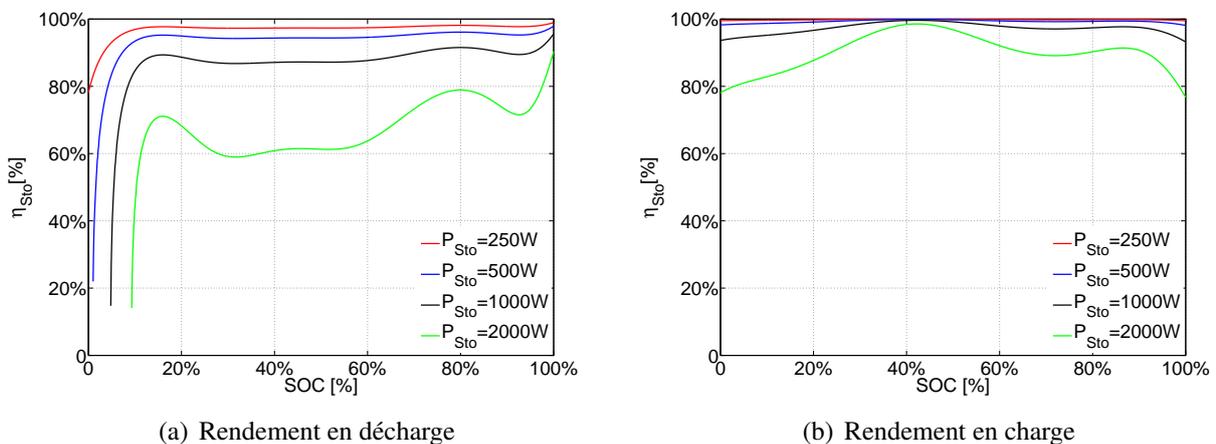


FIGURE 5.16 – Évolution du rendement d'un module Intensium3 (environ 2 kWh de capacité énergétique nominale) en fonction de l'état de charge et de la sollicitation en puissance

L'évolution du rendement en charge et en décharge n'est pas symétrique comme c'est déjà le cas lorsque l'on utilise le modèle du CIEMAT pour les accumulateurs au Plomb [Ger02]. A puissance donnée, le rendement de charge est meilleur que le rendement de décharge.

Il est ici utile de préciser que les constantes de temps importantes des différents essais menés dans cette partie (20 jours pour les mesures de tension de circuit ouvert en fonction de l'état de charge) n'auront pas permis de reproduire plusieurs fois ces essais.

5.2.4 Normalisation du modèle

Dans le but de simuler le comportement énergétique d'un accumulateur Li-ion dans une large gamme de capacités nominales, le modèle développé dans la partie précédente a été normalisé. Les équations 5.14, 5.15, 5.17 et 5.18 ont donc été normalisées par le rapport $\frac{C_{\text{nom}}}{C_{\text{ref}}}$, avec C_{nom} la capacité nominale de l'accumulateur considéré et C_{ref} la capacité nominale de l'accumulateur utilisé lors la caractérisation ($C_{\text{ref}} = 45 \text{ Ah}$ à C_3).

– **Normalisation de l'évolution de la capacité en charge :**

$$C_{Sto} = K_{C_{ch1}} \cdot \frac{C_{nom}}{C_{ref}} + K_{C_{ch2}} \cdot \frac{C_{ref}}{C_{nom}} \cdot I_{Sto} \quad (5.19)$$

– Normalisation de l'évolution de la capacité en décharge :

$$C_{Sto} = K_{C_{disch1}} \cdot \frac{C_{nom}}{C_{ref}} + K_{C_{disch2}} \cdot \frac{C_{ref}}{C_{nom}} \cdot |I_{Sto}| \quad (5.20)$$

– Normalisation de l'évolution de la résistance interne en charge :

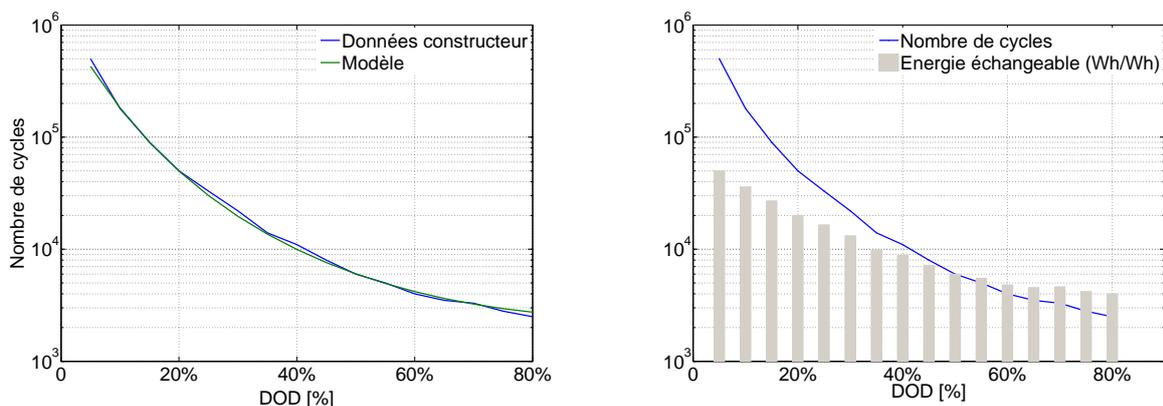
$$r_{Sto} = n_{Elt} \cdot [r_{c1} + r_{c2} \cdot SOC + \dots + r_{c7} \cdot SOC^6 + r_{c8} \cdot SOC^7] \cdot \frac{C_{ref}}{C_{nom}} \quad (5.21)$$

– Normalisation de l'évolution de la résistance interne en décharge :

$$r_{Sto} = n_{Elt} [r_{d1} + r_{d2} \cdot SOC + \dots + r_{d7} \cdot SOC^6 + r_{d8} \cdot SOC^7] \cdot \frac{C_{ref}}{C_{nom}} \quad (5.22)$$

5.2.5 Vieillessement des accumulateurs Li-ion

De façon à calculer le coût énergétique relatif au fonctionnement des accumulateurs Lithium-ion, le nombre de remplacements de ces accumulateurs sur la durée de vie de l'ensemble du système doit être calculé. La prise en compte du vieillissement des accumulateurs a déjà été expliquée au Chapitre 3. Pour la technologie Plomb-Acide, l'hypothèse pouvant être admise est que l'énergie échangeable par l'accumulateur sur toute sa durée de vie est constante quelle que soit sa sollicitation. D'après la courbe d'évolution du nombre de cycles réalisables sur la durée de vie de l'accumulateur Li-ion VL45E en fonction de la profondeur de décharge des cycles (d'après [JO06]), l'énergie maximale échangeable par l'accumulateur a pu être calculée. Les résultats sont représentés à la FIGURE 5.17 (b).



(a) Courbe de cyclage des éléments Li-ion VL45E

(b) Énergie échangeable sur la durée de vie de l'accumulateur

FIGURE 5.17 – Vieillessement des accumulateurs Li-ion VL45E

A l'inverse des accumulateurs au Plomb, on peut remarquer une dépendance de cette énergie échangeable en fonction de la profondeur de décharge. En effet, celle-ci est maximale pour des cycles mineurs (50 000 Wh/Wh à DOD=5%) et minimale pour des cycles importants (2800 Wh/Wh à DOD=80%). L'hypothèse admise pour les accumulateurs au Plomb n'est donc pas utilisable pour cette technologie Li-ion. Nous avons donc utilisé la seconde hypothèse consistant à comptabiliser l'impact de chaque cycle partiel sur le vieillissement de l'accumulateur (cf. 3.1.2.3.1.2). Pour cela, la courbe d'évolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge a été modélisée :

$$N_{cycles_{Lithium}} = \exp \left[\frac{1}{(a_{Lithium} + b_{Lithium} \cdot \Delta DOD + c_{Lithium} \cdot \Delta DOD^2)} \right] \quad (5.23)$$

La FIGURE 5.17 (a) compare le modèle d'évolution du nombre de cycles avec les données constructeurs. Les valeurs des paramètres du modèle figurent TABLE 5.7.

Coefficient	Valeur
$a_{Lithium}$	$7,14 \cdot 10^{-2}$
$b_{Lithium}$	$1,17 \cdot 10^{-1}$
$c_{Lithium}$	$-6,11 \cdot 10^{-2}$

TABLE 5.7 – Coefficients de modélisation de la courbe constructeur de vieillissement des accumulateurs VL45E

5.3 Comparaison des technologies Plomb-Acide et Li-ion pour les applications photovoltaïques autonomes

Nous allons désormais nous intéresser à la comparaison entre les 2 technologies de stockage électrochimique envisagées dans le cadre de cette thèse, à savoir la technologie Plomb-acide majoritairement utilisée aujourd'hui et la technologie Li-ion émergente. Ces deux technologies seront comparées dans le cadre de leur utilisation dans un système de production photovoltaïque autonome. On rappelle que la technologie Li-ion est à l'heure actuelle envisagée en raison de meilleurs rendements énergétiques ainsi que d'une meilleure tenue en cyclage.

5.3.1 Comparaison des tenues en cyclage

La FIGURE 5.18 compare les courbes caractéristiques de cyclage pour ces deux technologies. On peut remarquer la supériorité en termes de durée de vie des accumulateurs Li-ion quelle que soit la profondeur de décharge tolérée. L'énergie échangeable sur la durée de vie de l'accumulateur a aussi été représentée sur cette figure. Là encore, les accumulateurs Li-ion sont avantageux, notamment pour des cycles de faible amplitude.

5.3.2 Résultats d'optimisation

5.3.2.1 Méthode

Le schéma du système photovoltaïque autonome est rappelé à la FIGURE 5.19.

Dans cette partie, des optimisations ont été effectuées pour chacune des deux technologies de stockage considérées. Plusieurs durées d'utilisation du système ont été considérées :

- $t_{sim} = 10$ ans
- $t_{sim} = 30$ ans

Le pas de temps considéré dans ces simulations est toujours égal à une heure ($\Delta t = 1$ h).

Les deux objectifs contradictoires à minimiser de l'optimisation sont toujours le coût énergétique primaire global et le taux de délestage énergétique du consommateur (cf. Chapitre 3) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min(GER_{Total}) \\ \min(LLP) \end{array} \right. \quad (5.24)$$

Les différents paramètres de la simulation et de l'optimisation sont rappelés TABLES 4.2 et 4.4.

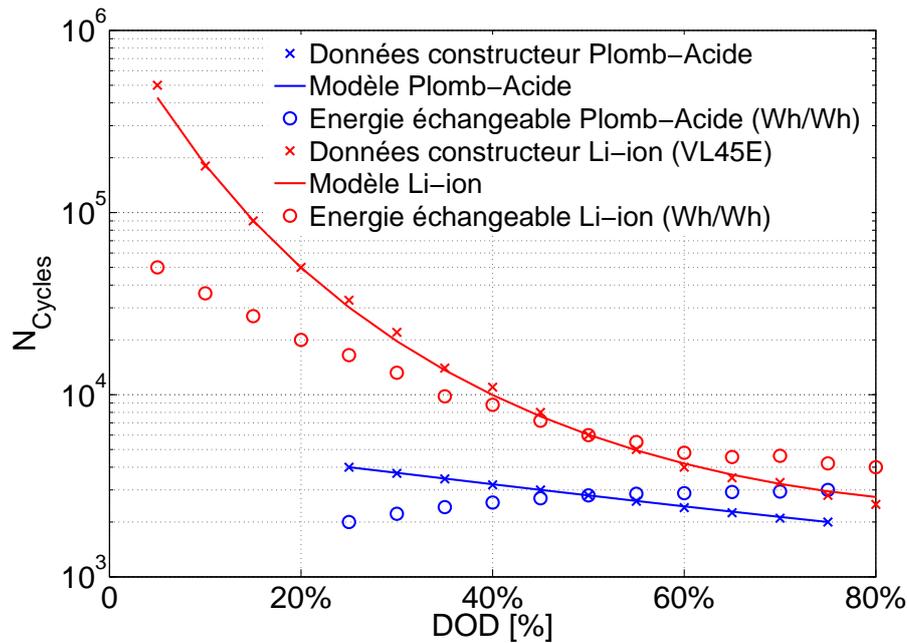


FIGURE 5.18 – Courbes de cyclage pour les deux technologies de stockage envisagées (d'après [JO06] et [MV99])

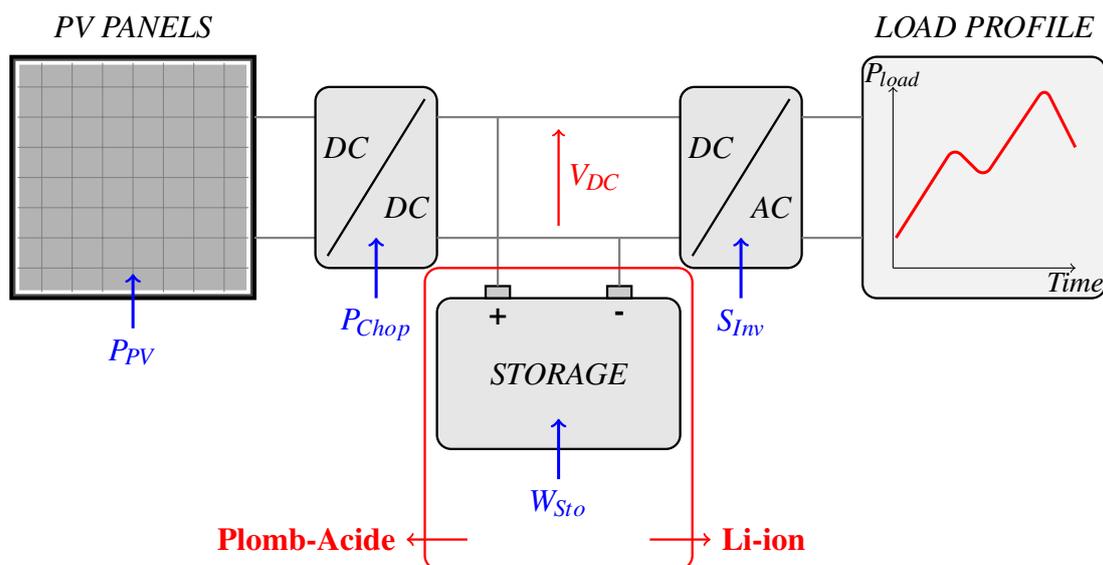


FIGURE 5.19 – Système Photovoltaïque Stand-Alone

5.3.2.2 Résultats

Les résultats des différentes optimisations sont présentés FIGURE 5.20. Il apparaît que les fronts de Pareto représentant les solutions optimales pour les deux solutions de stockage envisagées se croisent à un taux de délestage donné. C'est à dire que pour des taux de délestage inférieur à ce point, la technologie Plomb est préférable et pour des taux de délestage supérieurs, la technologie Li-ion est préférable. Cependant, on peut remarquer que pour les taux de délestage inférieurs aux points de croisement des courbes de Pareto (notamment pour des durées de simulation élevées), les solutions trouvées pour les deux technologies sont quasiment confondues. A l'inverse, pour les taux de délestage supérieurs, des gains notables en termes de coût énergétique sur cycle de vie sont réalisés par l'utilisation de la technologie Li-ion notamment pour $t_{life}=30$ ans. L'utilisation de la technologie

Li-ion devient donc préférable pour des durées de vie importantes du système global.

Par exemple, en considérant une durée d'utilisation de 30 ans (correspondant à la durée de vie espérée des panneaux PV) et un taux de délestage autorisé de 5%, la technologie Li-ion permet de réduire d'environ 10% le coût énergétique global du système (FIGURE 5.21).

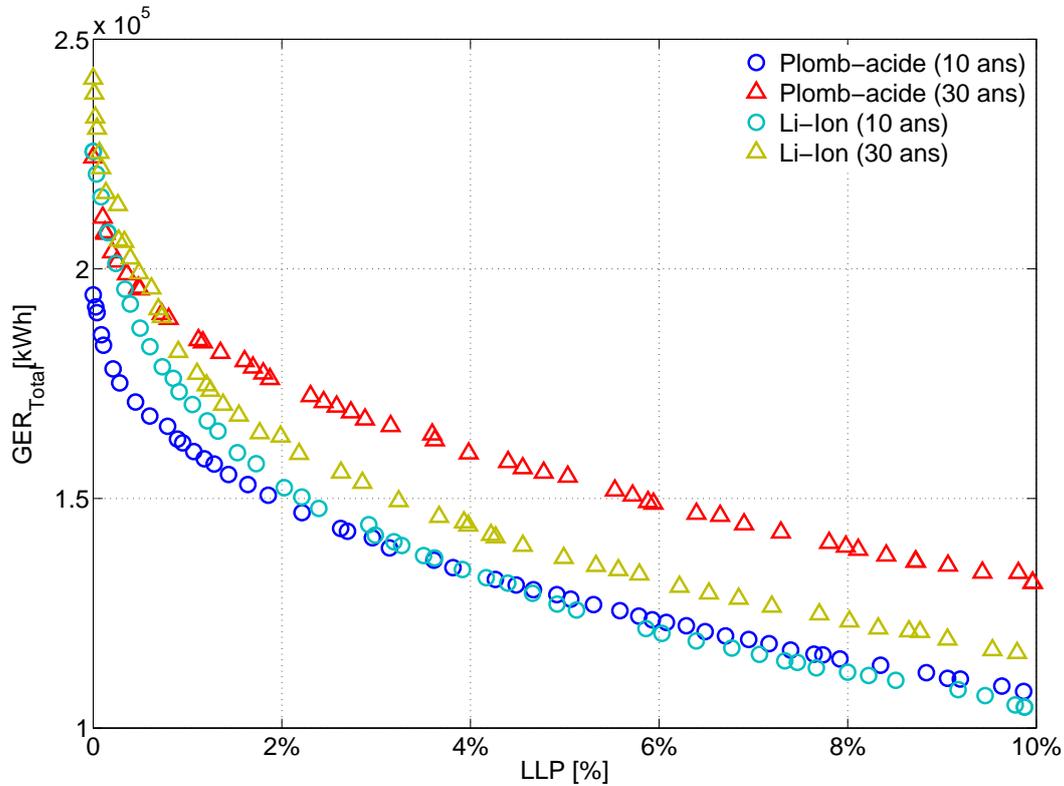


FIGURE 5.20 – Résultats d'optimisation : comparaison sur la base du coût énergétique

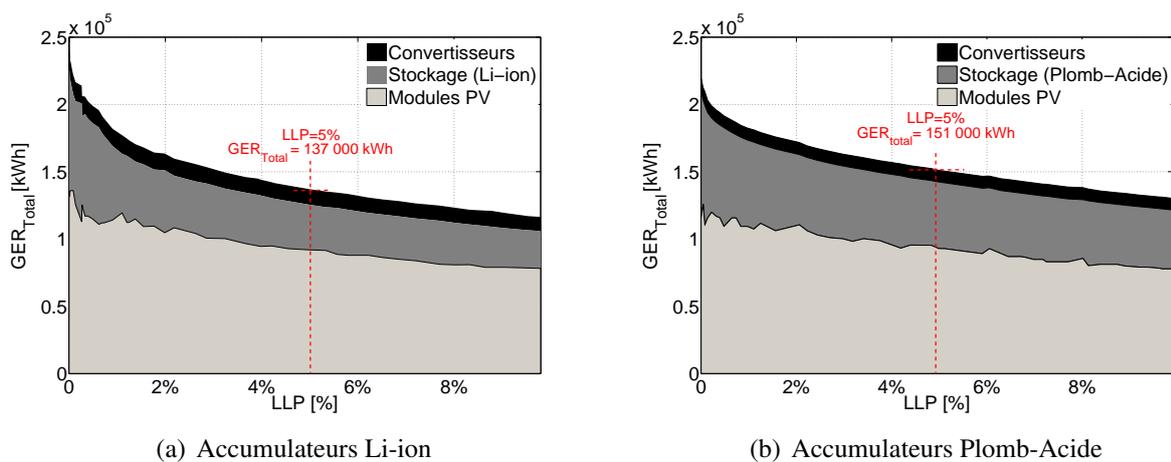


FIGURE 5.21 – Comparaison des contributions au coût énergétique global des différents constituants pour les deux technologies de stockage envisagées ($t_{life} = 30$ ans)

Les figures précédentes ont mis en évidence la réduction du coût énergétique lié à l'élément de stockage rendue possible par la meilleure tenue en cyclage des accumulateurs Li-ion. Cependant, le coût énergétique lié aux générateurs PV est relativement comparable pour les deux technologies.

Ainsi, en première approximation, les pertes au sein de l'accumulateur sont elles aussi comparables pour ces deux technologies.

Une fois les résultats d'optimisation obtenus, nous nous sommes plus particulièrement intéressés au dimensionnement de l'accumulateur. La FIGURE 5.22 montre l'évolution de la capacité nominale de l'accumulateur pour les deux technologies et pour les différentes durées de vie considérées ainsi que les vieillissements correspondant aux différents dimensionnements, le nombre de remplacements des accumulateurs correspond à la partie entière de n_{Sto}). On peut remarquer que l'algorithme d'optimisation converge vers les mêmes solutions en ce qui concerne le dimensionnement de l'accumulateur. Le dimensionnement des accumulateurs oscille entre 50 et 150 kWh. Cela correspond à 3 à 10 fois la consommation électrique moyenne journalière du foyer considéré (15 kWh/jour). Ainsi, en négligeant les différentes pertes, les accumulateurs permettent en théorie une autonomie moyenne allant de 3 à 10 jours selon le taux de délestage autorisé. Il apparait aussi qu'à même dimensionnement, la technologie Li-ion permet de minimiser le nombre de remplacements des accumulateurs (FIGURE 5.23). Alors que pour la technologie Plomb, les accumulateurs doivent être remplacés entre 2 et 3 fois sur la durée de vie escomptée des générateurs photovoltaïques, le vieillissement des accumulateurs au lithium oscille entre 0 et 50%.

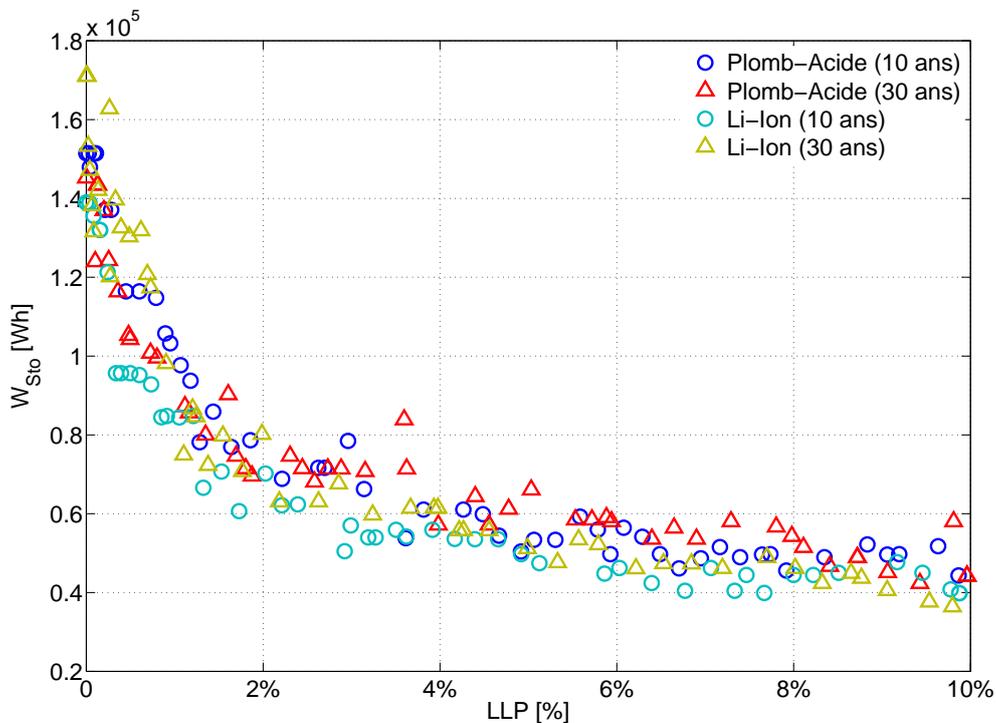


FIGURE 5.22 – Dimensionnement de l'accumulateur, comparaison entre les technologies Li-ion et Plomb-Acide

Cet avantage de la technologie Li-ion en termes de vieillissement permet de minimiser les coûts énergétiques de fonctionnement. En effet, la FIGURE 5.24 montre les coûts énergétiques relatifs à l'investissement dans le système de stockage (a) et à son fonctionnement (b). Ces deux coûts sont calculés de la manière suivante :

$$Cout_{Investissement} = GER_{Sto}^* \cdot W_{Sto} \quad (5.25)$$

$$Cout_{Fonctionnement} = GER_{Sto}^* \cdot W_{Sto} \cdot n_{Sto} \quad (5.26)$$

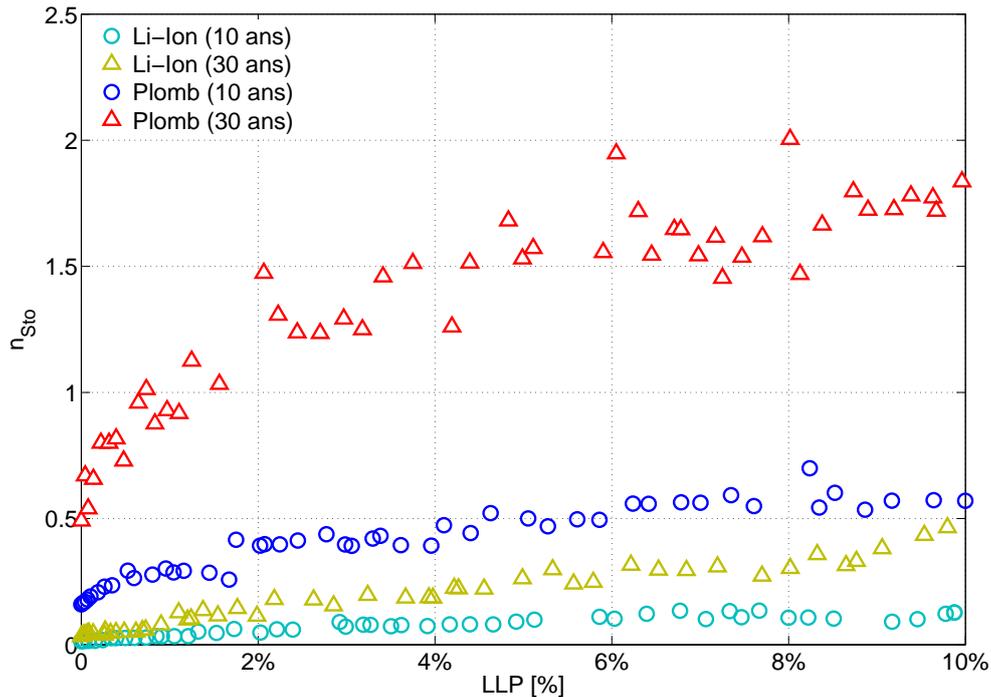
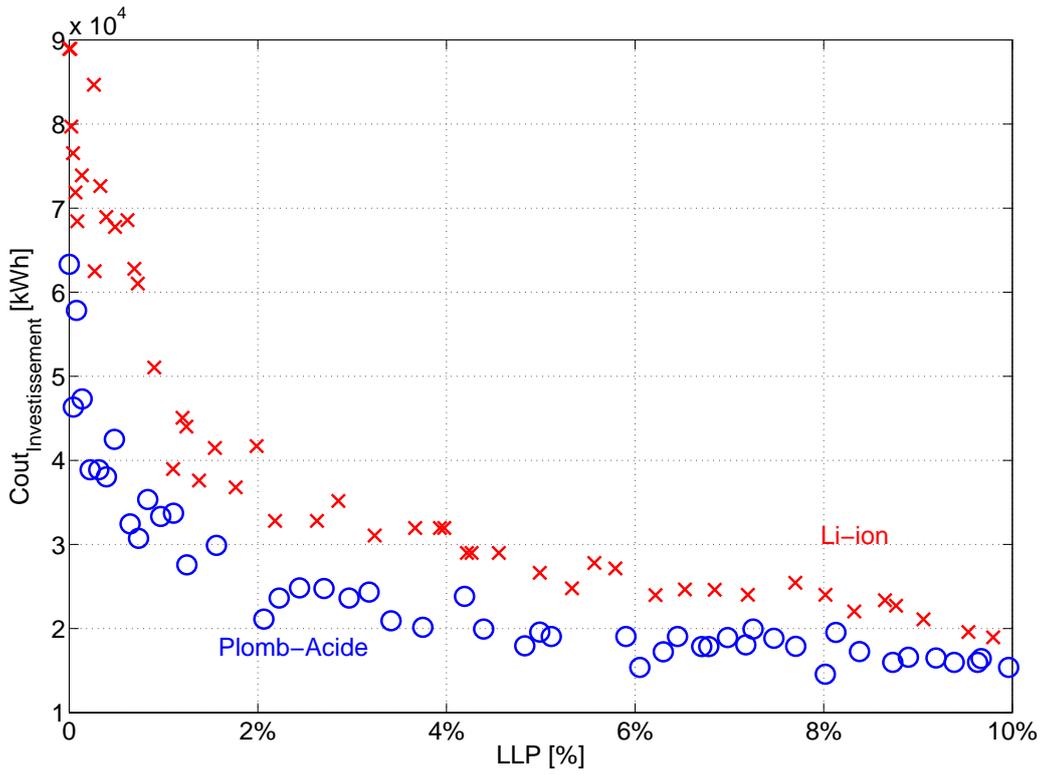


FIGURE 5.23 – Vieillesse des accumulateurs, comparaison entre la technologie Li-ion et Plomb-Acide

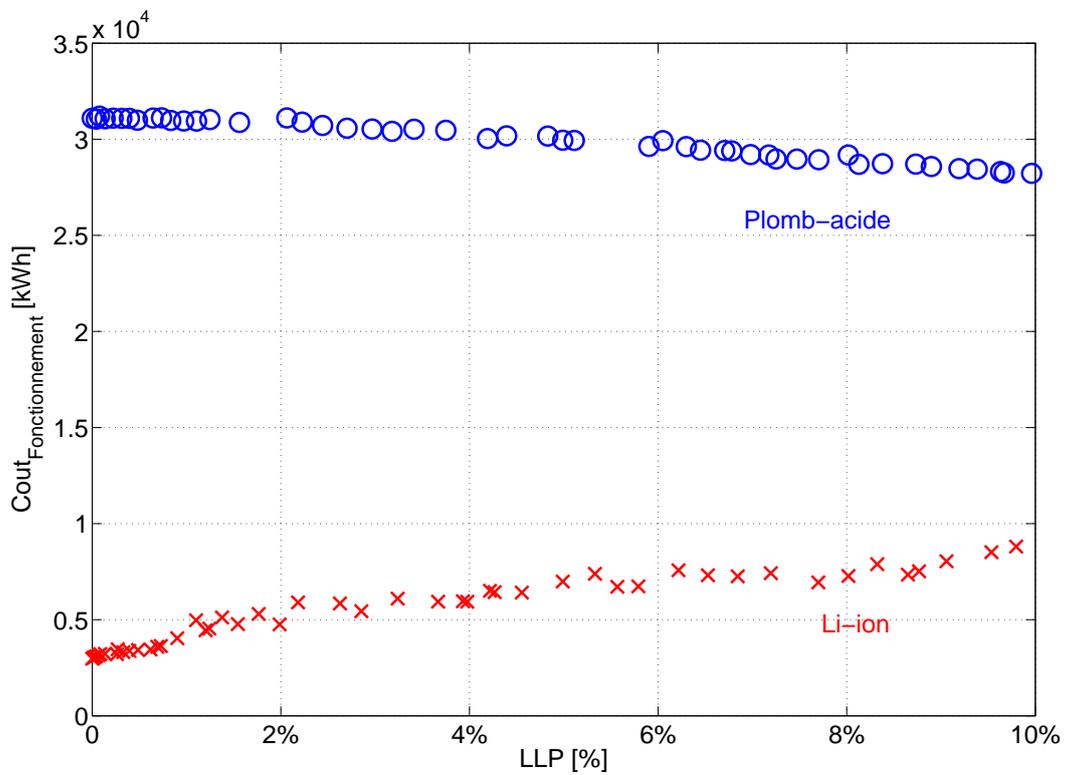
Le léger surcoût d'investissement dans la technologie Li-ion (de l'ordre de 30%) est dû au coût énergétique lié à la fabrication de l'accumulateur (360 kWh/kWh pour la technologie Plomb-Acide et 520 kWh/kWh pour la technologie Li-ion). Cependant, ce surcoût est largement compensé par les faibles coûts relatifs au vieillissement de l'accumulateur. Selon le taux de délestage autorisé de l'accumulateur, la technologie Li-ion permet de diminuer les coûts de fonctionnement dus au système de stockage d'un facteur 3 à 10.

5.4 Conclusion

Ce chapitre nous a permis tout d'abord d'élaborer un modèle énergétique pour les batteries Li-ion basé sur une caractérisation expérimentale d'un module Intesium3. Le modèle étant déterminé, la méthodologie décrite au Chapitre 3 et déjà employée au Chapitre 4 a de nouveau été utilisée dans l'optique de comparer les technologies Li-ion et Plomb sur la base du coût énergétique primaire du système. Les résultats obtenus ont montré l'intérêt énergétique de l'utilisation de la technologie Li-ion dans les systèmes photovoltaïques autonomes. Le surcoût initial lié au coût énergétique de fabrication des accumulateurs Li-ion est largement compensé sur l'ensemble de la durée de vie du système par la forte minimisation des coûts de fonctionnement liés principalement au cyclage de l'accumulateur. L'excellente durée de vie ainsi que le bon rendement énergétique de l'accumulateur font de la technologie Li-ion un concurrent sérieux de la technologie Plomb-acide à moyen et long terme pour les applications photovoltaïques autonomes.



(a) Coût énergétique d'investissement



(b) Coût énergétique de fonctionnement

FIGURE 5.24 – Coûts énergétiques liés au système de stockage ($t_{life} = 30$ ans)

Chapitre 6

Gestion dynamique de l'énergie dans le cadre d'un système photovoltaïque hybride îlotable

Dans cette partie, nous allons nous intéresser à la gestion optimisée de l'énergie dans un système photovoltaïque hybride pouvant fonctionner en mode autonome comme en mode connecté réseau. Ces travaux ont été menés dans le cadre du projet ANR SOLEDO (SOLution globale pour un mini-réseau avec source d'Énergie Décentralisée photovoltaïque et gestion Optimisée, 2006-2009). Dans une première partie, le système SOLEDO sera présenté, son fonctionnement en mode connecté et autonome sera décrit. Puis, la modélisation du consommateur sous forme de réseau Bayésien sera abordée. Enfin, l'algorithme de gestion de la charge sera développé, les résultats présentés. Les travaux concernant la gestion de la consommation au sein de ce système en sont au stade exploratoire. Néanmoins, une série de résultats sera mise en valeur à la fin de ce chapitre. Notons qu'à l'instar des chapitres précédents, la gestion du système a été réalisée uniquement sur la base de la puissance active.

6.1 Le projet SOLEDO

6.1.1 Visées du projet

Initialement dédié aux systèmes hybrides en site isolé, le système SOLEDO a été étendu au cours du projet aux systèmes de production décentralisés raccordés au réseau de distribution et îlotables, les systèmes cibles pouvant être les réseaux électriques faibles ou les éco-quartiers. Le projet vise à développer une architecture nouvelle de système de production hybride îlotable dans lequel la gestion de la consommation permet de réduire les coûts de fonctionnement du système. Les 2 principaux avantages annoncés du système SOLEDO sont les suivants :

- **Mode connecté réseau** : l'écrêtage de la puissance soutirée au réseau de distribution permet de soulager le réseau en cas de forte consommation.
- **Mode autonome** : la gestion optimisée de la consommation permet de minimiser les coûts de fonctionnement du système (cyclage de l'accumulateur et consommation du groupe électrogène) et/ou d'investissement (réduction des besoins de stockage et donc des pertes conduisant à un meilleur dimensionnement des générateurs PV).

6.1.2 Les partenaires du projet

Le projet ANR SOLEDO regroupe plusieurs industriels et laboratoires :

- **AEG Power Solution** (ex SAFT Power Systems) : Coordinateur du projet, ce partenaire est chargé de développer les convertisseurs de puissance nécessaires au projet incluant le "contrô-

- leur local" (gestion rapprochée des fonctions de base) et de l'implantation de "l'optimiseur de gestion" (algorithme de gestion d'une partie des charges des utilisateurs).
- **Landys et Gyr** : Ce partenaire a la responsabilité des appareils de disjonction, de comptage d'énergie et de pilotage des charges.
 - **Apex BP Solar** : Ce partenaire s'est occupé de la mise en oeuvre du démonstrateur final.
 - **Transénergie** : Ce partenaire a été chargé de présenter l'état de l'art, d'analyser les besoins, d'apporter son expertise dans les différentes tâches et de rédiger le livrable final.
 - **Laboratoire ARMINES de l'Ecole des Mines** : Le développement d'un simulateur du système SOLEDO couplé à une interface graphique conviviale est à la charge de ce partenaire en collaboration avec notre laboratoire.
 - **Laboratoire SATIE** : Dans le cadre de ce projet, nous nous sommes intéressés à l'optimisation de la gestion d'énergie. Pour cela, nous avons proposé un algorithme de gestion de la consommation et développé un simulateur rapide du système dédié à une approche optimisation.

6.1.3 Architecture du système

Le système SOLEDO initialement dédié aux mini-réseaux ou aux réseaux des régions faiblement maillées électriquement peut aussi être utilisé dans le contexte d'éco-quartiers. La puissance envisagée du système est de quelques dizaines de kW mais son principe est transposable à des puissances supérieures. L'architecture générale du système SOLEDO est présentée à la FIGURE 6.1. Il est possible d'y distinguer :

- **Réseau de distribution** : Le réseau de distribution, n'intervient qu'en mode connecté réseau. Dans ce cas, la consommation est fournie par lui et l'intégralité de la puissance produite par les générateurs PV y est renvoyée afin de bénéficier du contexte favorable des tarifs de rachat actuels. Ce réseau est paramétré par une puissance maximale souscrite ($P_{Res,max}$) au dessus de laquelle le stockage intervient pour fournir le surplus demandé.
- **Générateurs PV** : La production PV est destinée à être consommée sur place en mode autonome et peut être renvoyée au réseau de distribution en mode connecté réseau.
- **Accumulateurs** : Les accumulateurs électrochimiques Plomb-Acide sont utilisés en source d'appui du réseau pendant les phases d'écrêtage en mode connecté réseau. Ils sont aussi utilisés en mode autonome pour fournir les consommateurs en situation de sous-production PV.
- **Groupe électrogène** : Le groupe électrogène intervient uniquement en mode autonome, celui-ci est enclenché lorsque l'état de charge de l'accumulateur ne permet pas de fournir la puissance appelée par les consommateurs.
- **Convertisseurs** :
 - **Convertisseur batterie** : Ce convertisseur a pour rôle de réguler les transferts d'énergie entre l'accumulateur et le reste du système. Il doit faire en sorte de protéger l'accumulateur en maintenant la tension à ses bornes dans une plage de variation prédéfinie.
 - **Onduleur PV** : L'onduleur PV a pour rôle de mettre en forme l'énergie électrique avant de la renvoyer au réseau de distribution. Il est muni d'une commande MPPT permettant éventuellement de dégrader progressivement la productivité des générateurs PV.
- **Consommateurs** : Une des originalités du système réside dans le fait que chaque abonné possède 2 types de charges : des charges dites "prioritaires" et des charges dites "délestables". Le classement des charges dans l'une ou l'autre des catégories revient à l'utilisateur.
 - **Charges prioritaires** : Il s'agit des charges que le consommateur considère comme primordiales.
 - **Charges délestables** : Il s'agit des charges que le consommateur considère comme pouvant être délestées sans impact important sur son confort de façon à lui permettre de faire des économies. Ces charges seront, si nécessaire, prioritairement délestées.
- **CMA (Communication Mesure Actionnement)** : Il s'agit des organes de gestion des charges de

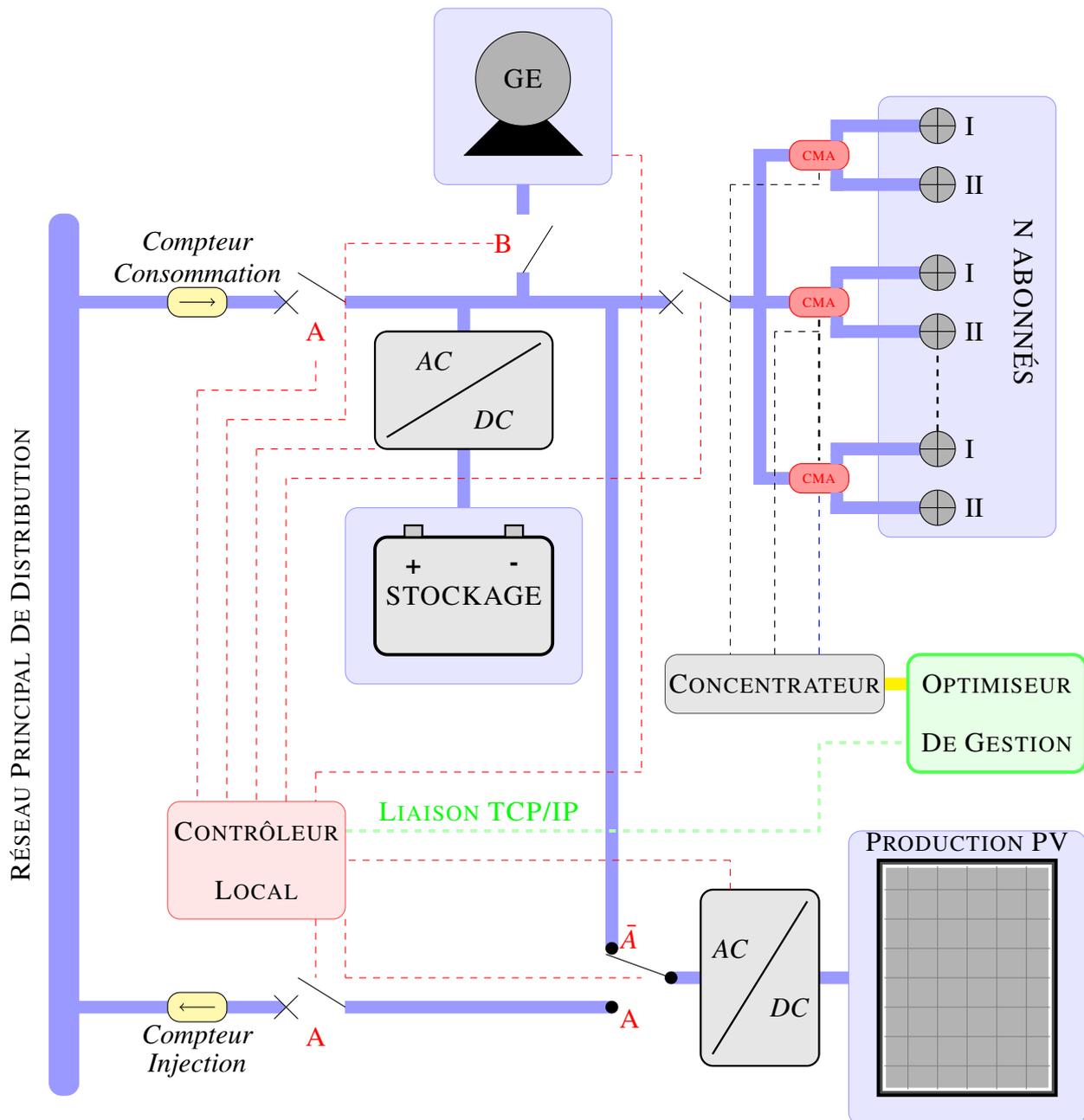


FIGURE 6.1 – Architecture générale du système SOLEDO

l'abonné réalisés par Landys et Gyr. Chaque CMA communique via une liaison CPL avec le concentrateur. Il renvoie notamment les données relatives à la puissance instantanée demandée par l'abonné et l'énergie journalière consommée. Le fonctionnement d'un CMA est expliqué plus en détail au paragraphe 6.1.4.

- **Interrupteurs** : Un jeu d'interrupteurs (A, \bar{A} et B) permet de commuter d'un mode de fonctionnement à un autre (mode connecté réseau ou mode autonome), ou de faire appel au groupe électrogène d'appui.
- **Contrôleur Local** : Il s'agit de l'organe de gestion rapprochée du système. Il permet de commander les interrupteurs de façon à basculer d'un mode de fonctionnement à un autre, de démarrer le groupe électrogène et d'assurer la sécurité de l'accumulateur. Il s'agit de l'organe maître du système permettant de garantir son bon fonctionnement, y compris si l'optimiseur de gestion est défaillant. Il réalise donc les fonctions de base d'un système photovoltaïque hybride classique.

- **Concentrateur** : Comme son nom l'indique, cet organe centralise les données issues des différents CMA du système. Il dialogue via une liaison TCP/IP avec l'optimiseur de gestion.
- **Optimiseur de gestion** : L'optimiseur de gestion contient l'algorithme de la stratégie de gestion des charges du système, il intervient uniquement lorsque le système est en configuration autonome. Son action est centrée sur les charges délestables des différents abonnés. Il dialogue avec le contrôleur local et avec les CMA via le concentrateur.

6.1.4 CMA : Organes de gestion des charges

En vue d'optimiser la consommation au sein du système, des organes de gestion des charges des différents consommateurs sont utilisés dans le système SOLEDO. Il s'agit des CMA, acronyme de Commande Mesure Actionnement. La FIGURE 6.2 représente schématiquement un CMA.

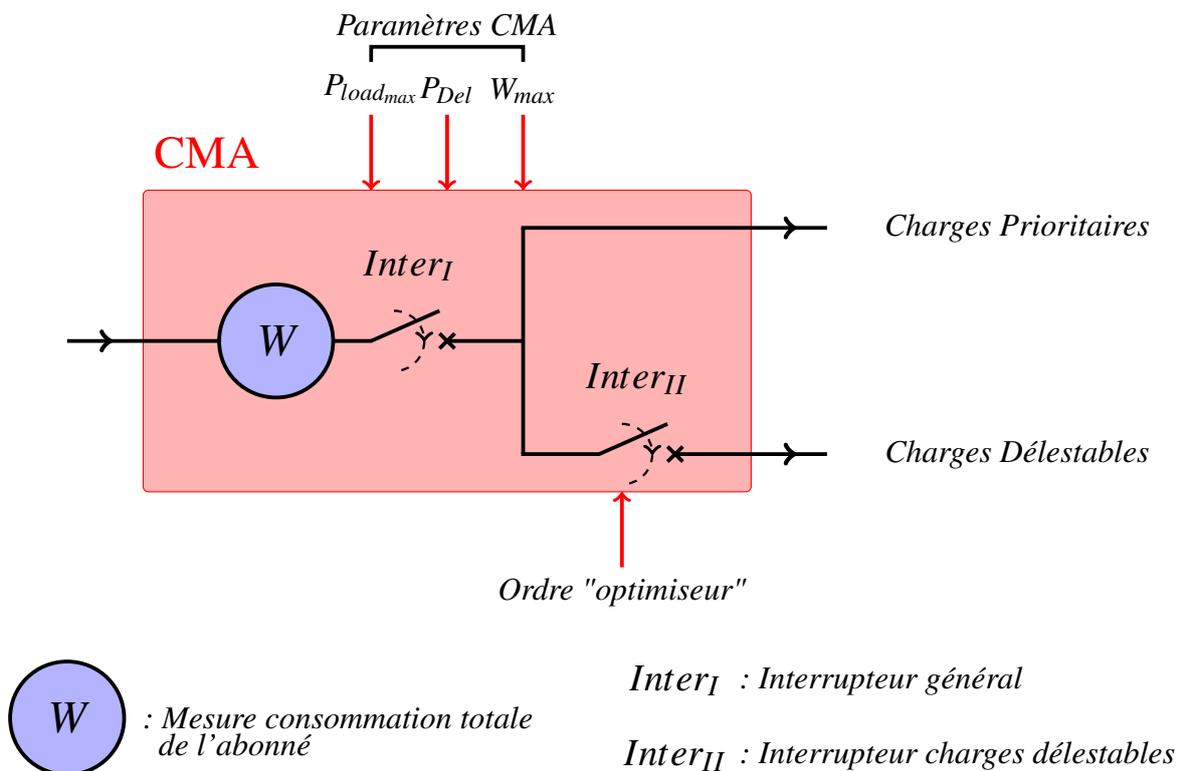


FIGURE 6.2 – CMA : Organe de contrôle des charges

Celui-ci est muni d'un organe de mesure de la puissance totale consommée par l'utilisateur. De plus, 2 organes de disjonction (I et II) permettent de délester soit uniquement les charges délestables du consommateur, soit la totalité des charges du consommateur. Chaque CMA est paramétrable avec seulement 3 paramètres. Ils sont rappelés TABLE 6.1.

Paramètre	Signification	Unité
$P_{load_{max}}$	Puissance maximale souscrite	[W]
P_{Del}	Puissance maximale souscrite concernant les charges délestables	[W]
W_{max}	Énergie journalière maximale consommable	[Wh]

TABLE 6.1 – Paramètres des modules CMA

Notons que la puissance maximale souscrite est supérieure à la puissance maximale souscrite concernant les charges délestables.

$$P_{load_{max}} > P_{Del} \quad (6.1)$$

Les différents modes de commande des interrupteurs du CMA sont les suivants :

- **Mode 1** : Si la puissance totale consommée est supérieure au seuil paramétrable de puissance de délestage (P_{Del}), l'interrupteur II est commandé à l'ouverture.
- **Mode 2** : L'ouverture de l'interrupteur II peut se faire à tout moment sur ordre de l'optimiseur.
- **Mode 3** : Si la puissance totale consommée est supérieure à la puissance maximale souscrite ($P_{load_{max}}$), l'interrupteur I est commandé à l'ouverture.
- **Mode 4** : Si l'énergie journalière consommée est supérieure à l'énergie maximale souscrite W_{max} , l'interrupteur I est commandé à l'ouverture.

6.2 Système en mode connecté réseau

Dans cette partie, nous allons nous intéresser au dimensionnement du système en mode connecté réseau en considérant des profils de consommations déterministes.

6.2.1 Profils de consommation

En mode connecté réseau, la gestion dynamique de la charge à l'aide de l'optimiseur n'étant pas utilisée (bien qu'elle soit intéressante), deux profils de consommation déterministes seront utilisés pour chaque abonné :

- Un profil concernant les charges dites "prioritaires"
- Un profil concernant les charges dites "délestables"

Des profils annuels sont élaborés à partir des profils élémentaires journaliers définis au paragraphe 4.3.1. Nous avons défini 5 abonnés différents, la FIGURE 6.3 donne une idée de l'allure des profils utilisés pour les différents abonnés. Chaque abonné est muni des mêmes charges électriques élémentaires. Cependant les profils élémentaires diffèrent par leur instant de démarrage et par leur puissance nominale. De plus, de façon à obtenir des profils de consommation annuels, les instants de démarrage des différentes charges évoluent (de façon déterministe) au cours d'une année. Par exemple, concernant l'éclairage, un effet saisonnier augmente ou diminue la durée de fonctionnement des luminaires au cours de l'année.

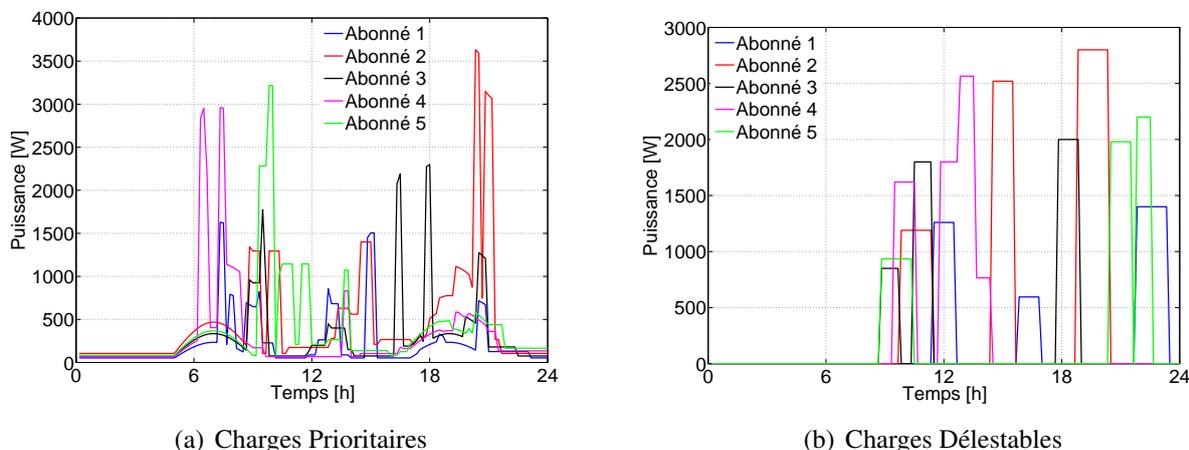


FIGURE 6.3 – Profils de consommation déterministes utilisés pour le mode connecté réseau

Les paramètres importants des différents profils sont rappelés TABLE 6.2 :

Consommateur	\bar{W}_{day} (kWh)	\hat{W}_{day} (kWh)	P_{Max} (kW)	$P_{Del_{max}}$ (kW)
1	8,9	9,8	3,4	1,4
2	19,5	21,5	6,7	2,8
3	11,1	12,2	5	2
4	12,4	13,9	4,5	2,6
5	13	14,6	5,3	2,2

TABLE 6.2 – Principaux paramètres caractéristiques des 5 abonnés du système SOLEDO en mode connecté réseau

Dans cette partie, de façon à rendre les CMA's complètement transparents, nous avons fait le choix de régler les paramètres des différents CMA's de telle sorte qu'ils ne soient pas commandés durant les simulations. L'ensemble des paramètres de réglage sont rappelés TABLE 6.3.

Consommateur	$P_{load_{max}}$ (kW)	P_{Del} (kW)	W_{max} (kWh)
1	12	8	30
2	18	12,8	60
3	14	12	40
4	16	12	40
5	20	12	50

TABLE 6.3 – Réglages des paramètres des CMA's en mode connecté réseau

6.2.2 Modes de fonctionnement

La FIGURE 6.4 représente l'architecture du système SOLEDO en mode connecté réseau.

Dans ce mode, l'énergie consommée provient du réseau principal de distribution tandis que l'intégralité de la production PV est renvoyée au réseau. Notons que bien qu'il serait intéressant de le faire, la gestion des charges via l'optimiseur n'intervient pas en mode connecté réseau. $P_{Res_{max}}$ correspond à la puissance maximale fournie au système SOLEDO par le réseau principal de distribution. Les stratégies de gestion du mode connecté réseau sont les suivantes :

- **Mode normal** : Dans ce cas, la puissance appelée par le consommateur est inférieure à la puissance d'écrêtage du réseau.

→ **Cas 1 : Si l'accumulateur est chargé**, celui-ci est alors laissé en floating, la puissance appelée au réseau de distribution est uniquement destinée à fournir les charges des consommateurs.

$$P_{Sto} = 0 \quad (6.2)$$

→ **Cas 2 : Si l'accumulateur n'est pas complètement chargé**, celui-ci est alors rechargé avec le différentiel de puissance entre la puissance d'écrêtage du réseau et la puissance demandée par les consommateurs.

$$P_{Sto} = P_{Res_{max}} - P_{load} \quad (6.3)$$

- **Mode Ecrêtage** : Ce cas se présente lorsque la puissance instantanée demandée par l'ensemble des consommateurs dépasse la puissance souscrite au réseau ($P_{Res_{max}}$).

→ **Cas 1 : la réserve d'énergie de l'accumulateur est suffisante** Dans ce cas, le surplus de puissance nécessaire à l'alimentation des charges du consommateur est fournie par l'accumulateur.

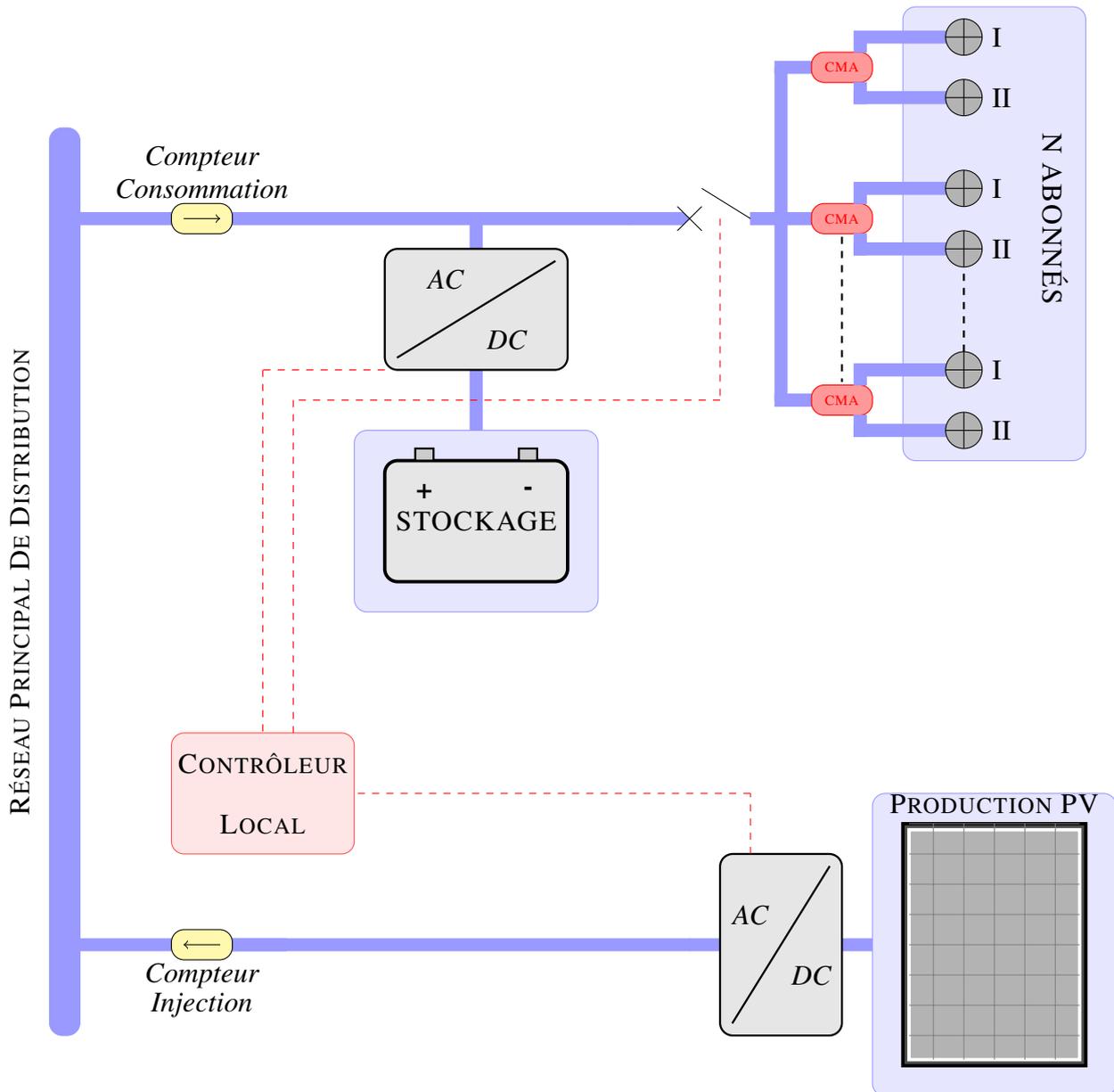


FIGURE 6.4 – Configuration du système SOLEDO en mode connecté réseau

$$|P_{Sto}| = P_{load} - P_{Res_{max}} \quad (6.4)$$

→ **Cas 2 : la réserve d'énergie de l'accumulateur n'est pas suffisante** Deux cas peuvent alors se présenter : soit le disjoncteur général est commandé à l'ouverture de façon à protéger l'accumulateur, soit le surplus de puissance est quand même fourni par le réseau moyennant un surcoût de l'énergie consommée. Dans notre cas, nous prendrons la décision de ne plus fournir la demande du consommateur et de profiter du réseau pour recharger l'accumulateur.

Notons que ce mode de fonctionnement n'est normalement pas rentable économiquement [Ger02]. Il est ici permis par la présence de l'accumulateur employé pour le fonctionnement îloté.

La FIGURE 6.5 présente des résultats de simulation où ces différents cas de figure sont représentés. La simulation a été réalisée avec une capacité de l'accumulateur de 16 kWh et une puissance souscrite au réseau de 4000 W.

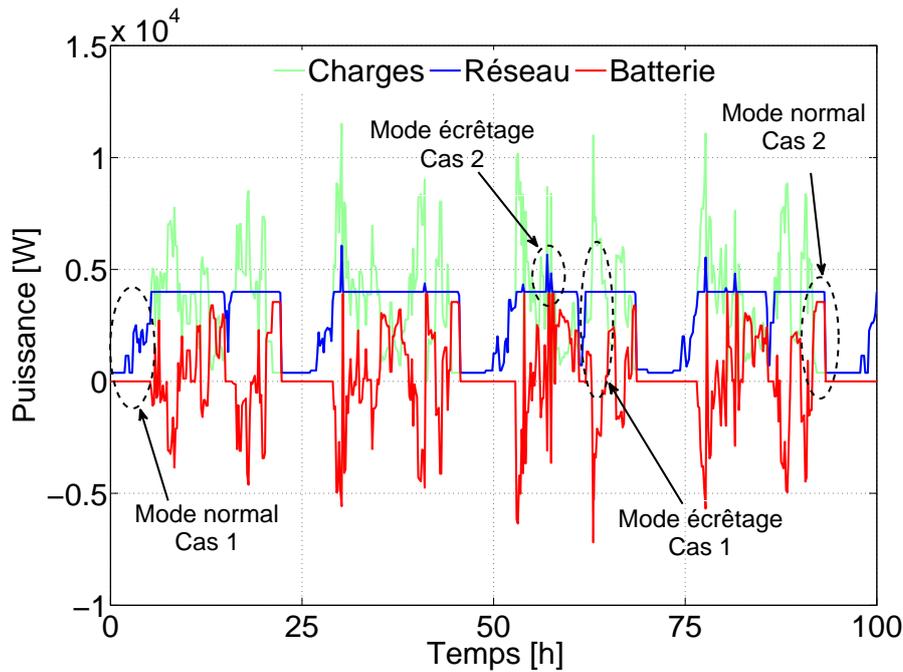


FIGURE 6.5 – Modes de fonctionnement du système SOLEDO en mode connecté réseau

6.2.3 Méthode de dimensionnement

6.2.3.1 Expression des critères d'optimisation

Nous nous sommes intéressés dans cette partie à l'intérêt de l'écrêtage de la puissance appelée au réseau de distribution. Deux critères d'optimisation ont été retenus :

- **Critère de coût économique** : Ce coût représente la somme des coûts liés à l'investissement dans les différents constituants du système, à leur fonctionnement (notamment le cyclage des accumulateurs) et à l'achat de l'électricité du réseau.
- **Critère de service réseau** : Bien évidemment, l'intérêt de l'écrêtage est de soulager le réseau en cas de forte sollicitation. Ici, le critère retenu correspond à l'écart type de la puissance appelée au réseau donnant une estimation de la dispersion de cette puissance autour de sa valeur moyenne. Ce critère donne une idée des fluctuations de puissance appelée au réseau.

Le coût économique total du système sur sa durée d'exploitation est donc la somme de 3 coûts :

$$\lambda_{Total} = \lambda_{Inv} + \lambda_{Fonc} + \lambda_{Elec} \quad (6.5)$$

Avec λ_{Inv} le coût lié à l'investissement du système, λ_{Fonc} le coût lié au fonctionnement du système et λ_{Elec} le coût lié à l'électricité achetée au réseau.

- λ_{Inv} : Ce coût traduit l'investissement économique dans les accumulateurs électrochimiques Plomb-Acide ainsi que dans le convertisseur batterie.

$$\lambda_{Inv} = \lambda_{Sto}^* \cdot W_{Sto} + \lambda_{Conv}^* \cdot S_{Conv} \quad (6.6)$$

λ_{Sto}^* et λ_{Conv}^* sont les coûts économiques spécifiques donnés au Chapitre 3 (cf 3.2.1.1) et S_{Conv} la puissance apparente du convertisseur batterie.

- λ_{Fonc} : Ce coût représente quant à lui le fonctionnement du système, à savoir uniquement le vieillissement de l'accumulateur lié à son cyclage.

$$\lambda_{Fonc} = \lambda_{Fonc_{Sto}} = \lambda_{Sto}^* \cdot W_{Sto} \cdot n_{Sto} \quad (6.7)$$

- λ_{Elec} : Enfin, le coût lié à la consommation électrique appelée au réseau de distribution par le système SOLEDO peut s'exprimer de la manière suivante :

$$\lambda_{Elec} = \lambda_{Abonnement} \cdot n_{year} + \sum_{t=1}^{t_{sim}} \frac{P_{Res}(t) \cdot \Delta t}{6} \cdot \lambda_{kWh} \quad (6.8)$$

$\lambda_{Abonnement}$ et λ_{kWh} sont les coûts relatifs à l'abonnement et au kWh d'électricité consommée. Ces paramètres sont décrits dans le Chapitre 4. Ils correspondent au Tarif bleu proposé par EDF (cf TABLE 4.5). Le paramètre n_{year} correspond au nombre d'années pris en compte pour la durée d'usage du système.

Le service réseau a quant à lui été évalué par le calcul de l'écart type de la puissance appelée au réseau de distribution :

$$\sigma_{Res} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{Res}(i) - \bar{P}_{Res})^2}{n}} \quad (6.9)$$

Le paramètre n correspond au nombre de points de la simulation sur la durée d'usage du système compte tenu du pas de temps de simulation.

Un écart-type de zéro ($\sigma_{Res} = 0$) correspond à une puissance appelée au réseau constante sur la durée de simulation. Ici, la valeur maximale de ce critère sera obtenue dans le cas où l'écrêtage n'est pas réalisé (utilisateurs directement connectés au réseau de distribution).

Une optimisation bi-objectif a donc été menée en utilisant l'algorithme NSGA-II présenté au Chapitre 3. Les deux objectifs contradictoires à minimiser sont le coût économique total et le service réseau :

$$\begin{cases} \min(\lambda_{Total}) \\ \min(\sigma_{Res}) \end{cases} \quad (6.10)$$

Les variables de l'optimisation sont la capacité énergétique de l'accumulateur (W_{Sto}) et la puissance d'écrêtage du réseau ($P_{Res,max}$). Le domaine d'exploration est le suivant :

$$\begin{cases} W_{Sto} \in [0, 200kWh] \\ P_{Res,max} \in [0, 20kVA] \end{cases} \quad (6.11)$$

La seule contrainte de l'optimisation est que le système dimensionné puisse fournir totalement la demande énergétique du consommateur :

$$LLP = 0\% \quad (6.12)$$

La FIGURE 6.6 représente l'implémentation de cette optimisation.

Les paramètres de l'algorithme d'optimisation sont rappelés TABLE 6.4. La TABLE 6.9 rappelle quant à elle les paramètres des simulations.

Paramètre	Valeur
N_{Ind}	100
N_G	100
P_C	50%
P_M	2%

TABLE 6.4 – Principaux paramètres de l'algorithme NSGA-II

Notons que t_{sim} représente la durée de la simulation, t_{life} la durée d'usage du système et n_{year} le nombre d'années d'usage du système.

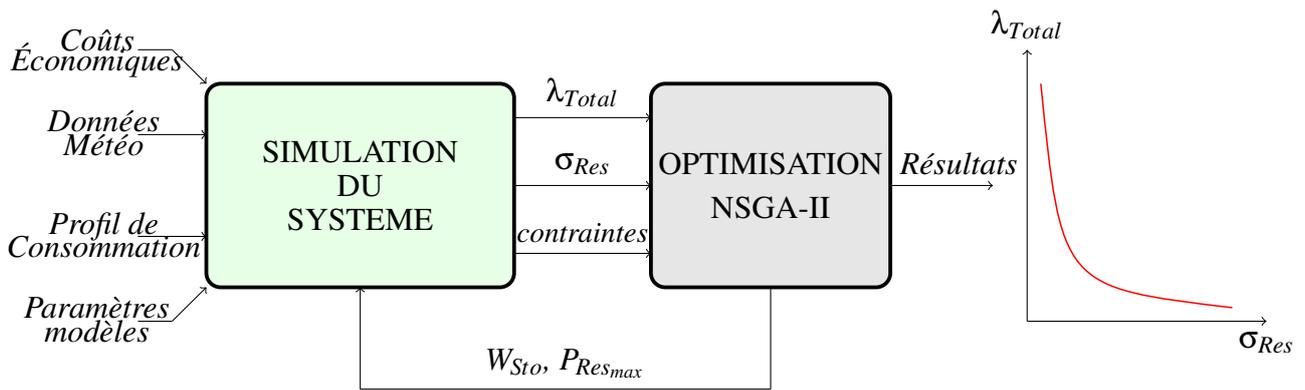


FIGURE 6.6 – Implémentation de l'algorithme d'optimisation

Paramètre	Valeur
Δt	10 min
t_{sim}	1 an
V_{StoMax}	470 V
V_{StoMin}	300 V

TABLE 6.5 – Principaux paramètres des simulations

6.2.4 Résultats

De façon à comparer les résultats d'optimisation pour le système en mode écrêtage, le coût ainsi que l'écart type de la puissance appelée au réseau ont été calculés dans le cas où les abonnés sont connectés au réseau de distribution sans envisager l'écrêtage (absence de système de stockage) :

$$\begin{cases} \lambda_{TotalNormal} = 2875 \text{ €/an} \\ \sigma_{ResNormal} = 2343 \text{ W} \end{cases} \quad (6.13)$$

$\lambda_{TotalNormal}$ représente le coût annuel lié uniquement à la fourniture des charges des 5 abonnés présentées à la FIGURE 6.3.

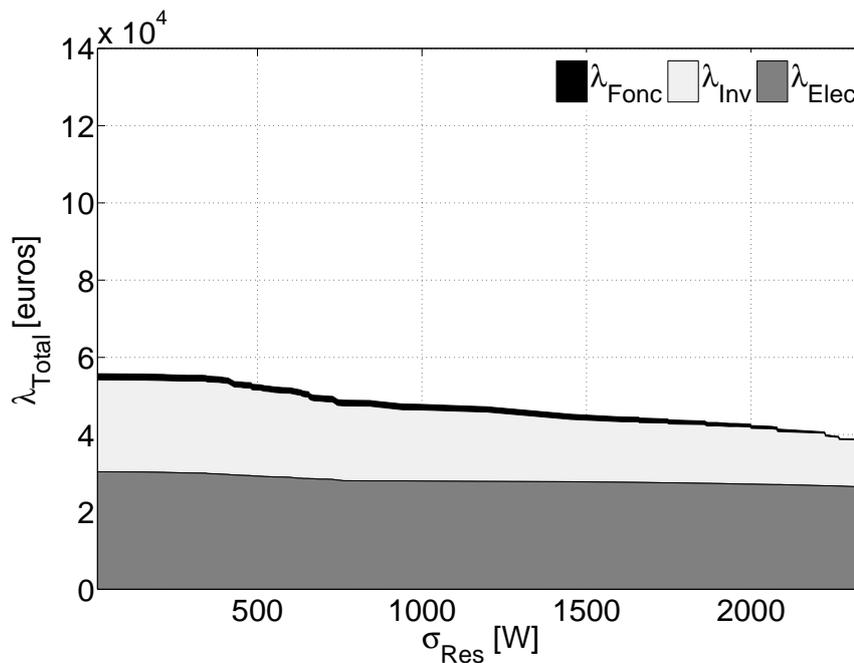
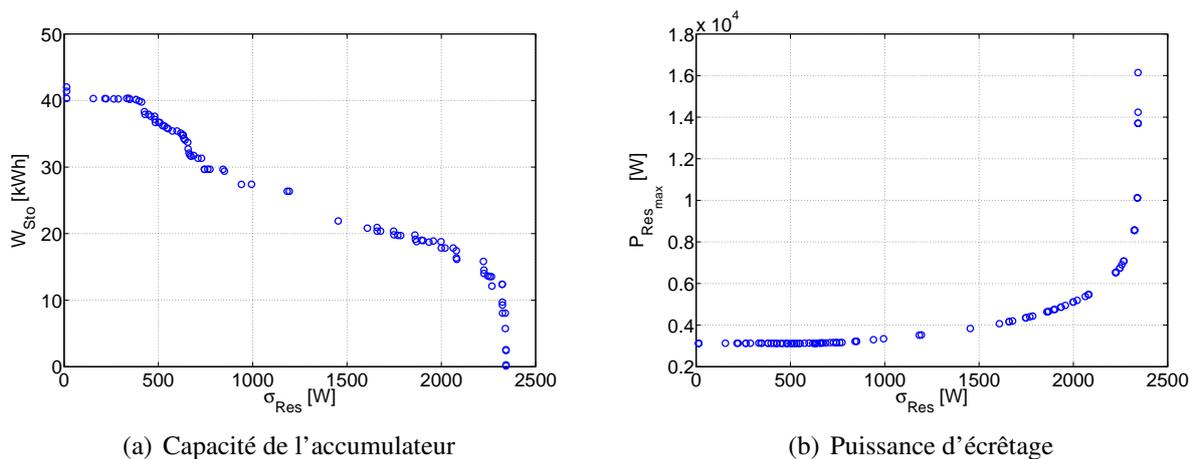
Des optimisations du système en mode connecté réseau ont été réalisées pour 2 durées d'utilisation du système :

- $n_{year} = 10$ ans
- $n_{year} = 30$ ans

Les résultats d'optimisation pour une durée d'usage du système de 10 ans sont présentés à la FIGURE 6.7.

Comme prévu, les deux objectifs sont contradictoires. En effet, de façon à minimiser l'écart type de la puissance demandée au réseau, il est impératif d'augmenter le dimensionnement de l'accumulateur, ce qui conduit à une élévation du coût économique global de l'installation. Les différentes contributions au coût économique total du système sont visibles sur cette figure. La contribution la plus importante est amenée par la consommation d'électricité. Nous pouvons remarquer que les solutions d'écrêtage ne sont jamais économiquement compétitives. En effet, un surcoût important est amené par l'investissement dans le système d'écrêtage. De plus, la tarification utilisée dans cette approche ne tient pas compte du service réseau apporté par cette solution. Les évolutions des paramètres d'optimisation sont représentées à la FIGURE 6.8.

Pour une durée d'usage considérée plus importante (30 ans), la contribution du coût représenté par l'investissement est plus faible en raison d'un temps d'amortissement plus long et d'une consom-

FIGURE 6.7 – Résultat d'optimisation du système en mode connecté réseau pour $n_{year} = 10$ ans

(a) Capacité de l'accumulateur

(b) Puissance d'écrêtage

FIGURE 6.8 – Évolutions des paramètres d'optimisation des solutions optimales pour $n_{year} = 10$ ans

mation d'électricité plus importante. Les résultats sont présentés à la FIGURE 6.9. Il est possible de remarquer le coût plus important lié au vieillissement des accumulateurs.

Le surcoût amené par le système d'écrêtage suivant la durée d'usage considérée est comparé à la FIGURE 6.10.

En dépit d'une tarification non adaptée au service rendu par l'écrêtage, le surcoût comptabilisé pour une durée d'usage de 30 ans n'est pas si important. En effet, un surcoût maximum de 40% est trouvé. Une tarification incitative du gestionnaire du réseau de distribution en adéquation avec le service rendu permettrait de viabiliser économiquement l'écrêtage de la puissance appelée au réseau de distribution. Malgré le surcoût amené par la solution d'écrêtage, ce mode est envisagé dans le système SOLEDO en mode connecté réseau du fait de la présence indispensable de l'accumulateur en mode autonome. L'investissement dans le système de stockage est donc réalisé de façon à pouvoir fonctionner en mode autonome.

Avant d'aborder le système SOLEDO en mode autonome, la partie suivante décrit la méthode probabiliste et aléatoire utilisée pour définir les instants de mise en route des charges.

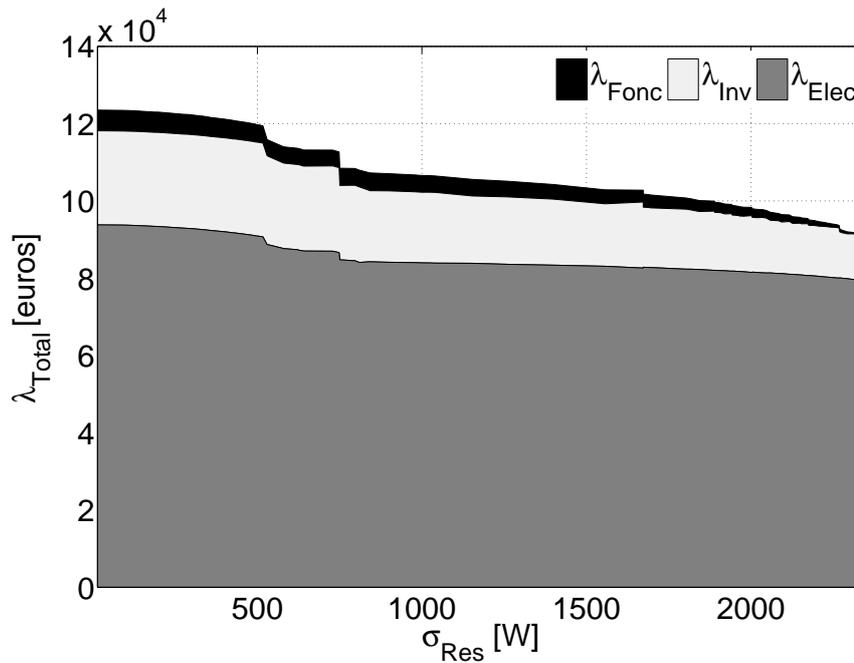


FIGURE 6.9 – Résultat d'optimisation du système en mode connecté réseau pour $n_{year} = 30$ ans

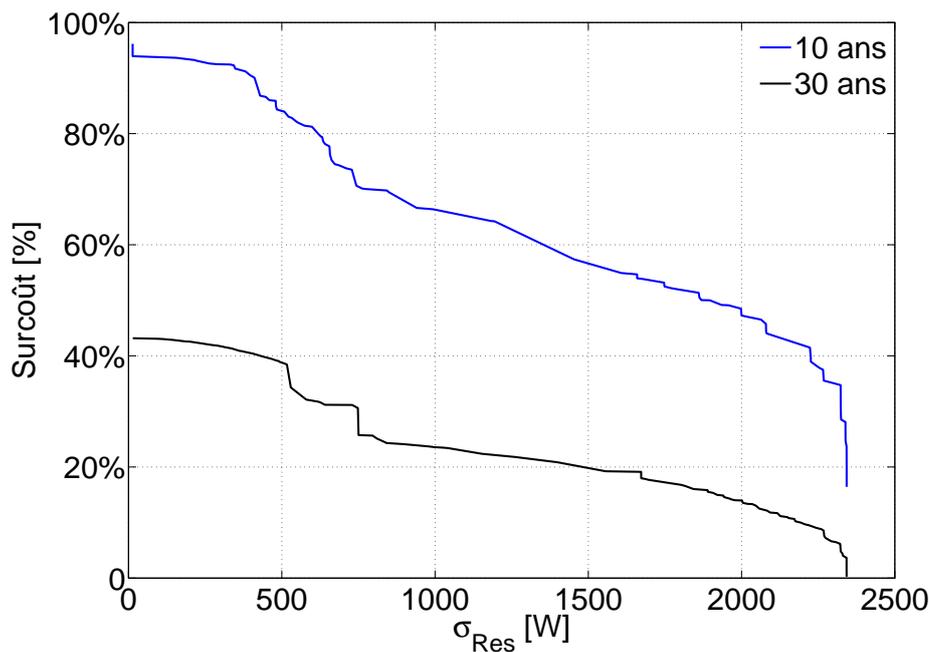


FIGURE 6.10 – Surcoût amené par l'écrêtage de la puissance appelée au réseau pour les deux durées d'usage considérées

6.3 Modélisation probabiliste et aléatoire du profil de consommation

L'ensemble des profils de consommation utilisés jusqu'à présent dans le cadre de cette thèse était de nature déterministe. Dans le cadre du système SOLEDO en mode autonome, le fait de chercher à gérer en temps réel les charges du consommateur impose de disposer d'un modèle de la consommation également temps réel. Notre choix s'est logiquement porté vers l'élaboration d'un modèle

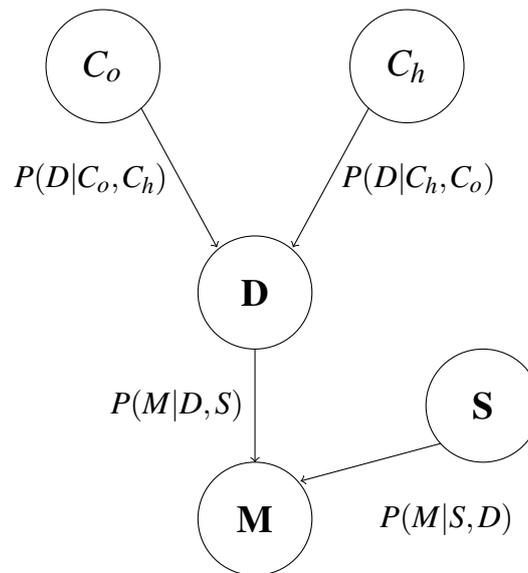


FIGURE 6.11 – Réseau bayésien liant paramètres causaux et événements dans l'optique du démarrage d'une charge

probabiliste pour le démarrage de chaque charge du consommateur dans lequel la probabilité instantanée de démarrage de la charge dépend d'un ensemble de paramètres permettant de se rapprocher le plus possible du comportement réel du consommateur vis à vis de cette charge [STMA]. Un réseau bayésien [NWL⁺07] nous a permis dans un premier temps de lier l'évènement de démarrage d'une charge avec l'ensemble des paramètres qui en sont la cause modélisant ainsi de façon probabiliste le démarrage des charges électriques. Puis, dans un deuxième temps un tirage aléatoire par épreuve de Bernoulli a rendu possible la modélisation aléatoire du profil de consommation. La modélisation repose ainsi sur 2 étapes principales :

1. Estimation de la probabilité de démarrage d'une charge électrique
2. Démarrage aléatoire de cette charge connaissant sa probabilité instantanée de mise en route

6.3.1 Estimation de la probabilité de démarrage d'une charge

Dans cette partie, nous nous sommes intéressés à l'estimation fine de la probabilité de démarrage d'une charge. Cet évènement dépend en réalité d'un très grand nombre de paramètres comme la présence du réseau électrique, la présence du consommateur, l'historique et l'état actuel de la charge (démarrée, éteinte...) ou encore le besoin du consommateur vis à vis de cette charge. Ce besoin est dépendant pour chaque charge d'une multitude de paramètres aussi divers que variés (conditions météorologiques, nombre de personnes dans l'habitat, faim...). Aussi, de façon à faciliter l'estimation de la probabilité de démarrage d'une charge, nous allons considérablement réduire le nombre de paramètres causaux. L'approche aléatoire menée dans un deuxième temps vise quant à elle à reproduire le comportement moyen réel du consommateur.

Le réseau bayésien permettant de représenter les liens causaux entre paramètres et l'évènement de démarrage de la charge est représenté à la FIGURE 6.11. Les nœuds représentent des variables aléatoires et les liens des relations de cause à effet conditionnelles entre variables.

L'évènement "M" est la mise en marche d'une charge. Cet évènement dépend de deux autres évènements indépendants mais néanmoins indispensables à la mise en route de la charge :

1. **Évènement "D"** : Décision de la part du consommateur de mettre en route cette charge
2. **Évènement "S"** : Autorisation du système à démarrer la charge

En effet, dans le cadre du système SOLEDO en mode autonome, ce n'est pas parce qu'un consommateur décidera de démarrer une charge que ce démarrage sera effectif. Ce démarrage sera soumis à la capacité et à la volonté du système à fournir électriquement cette charge. Le système peut refuser de démarrer une charge pour plusieurs raisons :

- Manque d'énergie (accumulateur et réservoir du groupe électrogène vides)
- Refus lorsque le consommateur a dépassé un ou plusieurs paramètres de son contrat (puissance maximale, énergie maximale journalière...)
- Refus de façon à minimiser les coûts de fonctionnement du système (éviter de démarrer le groupe électrogène ou de cyler l'accumulateur)

La probabilité que l'évènement "M" se réalise peut alors être calculée par l'équation suivante :

$$p(M, D, S) = p(M|D, S) \cdot p(D) \cdot p(M|S, D) \cdot p(S) \quad (6.14)$$

Notons que la probabilité $p(M|D, S)$ se lit : "probabilité que l'évènement M se produise sachant que l'évènement D est réalisé, dans le contexte de l'évènement S".

L'évènement "D" est lui aussi dépendant de la réalisation de deux autres évènements indépendants :

1. **Évènement "C_o"** : Présence du consommateur
2. **Évènement "C_h"** : État de la charge élémentaire

En effet, une hypothèse importante de ce modèle est l'absence de domotique dans le système. Ainsi, la présence du consommateur est indispensable au démarrage d'une charge électrique. C'est le cas dans le système SOLEDO où l'optimiseur peut à tout instant interrompre la fourniture du consommateur (évènement "S") mais en aucun cas démarrer une charge élémentaire du consommateur (le système se limite à donner sa permission au démarrage d'une charge, ce démarrage étant lié à l'action du consommateur).

En définitive, la probabilité que le démarrage de la charge ait lieu peut être calculée par l'équation suivante :

$$p(M, C_o, C_h, S) = p(M|S, D) \cdot p(S) \cdot p(M|D, S) \cdot p(D|C_o, C_h) \cdot p(C_o) \cdot p(D|C_h, C_o) \cdot p(C_h) \quad (6.15)$$

Nous devons donc à présent modéliser l'ensemble des probabilités précédentes de façon à calculer la probabilité de mise en route de chaque charge élémentaire.

6.3.1.1 Probabilité de présence du consommateur $p(C_o)$

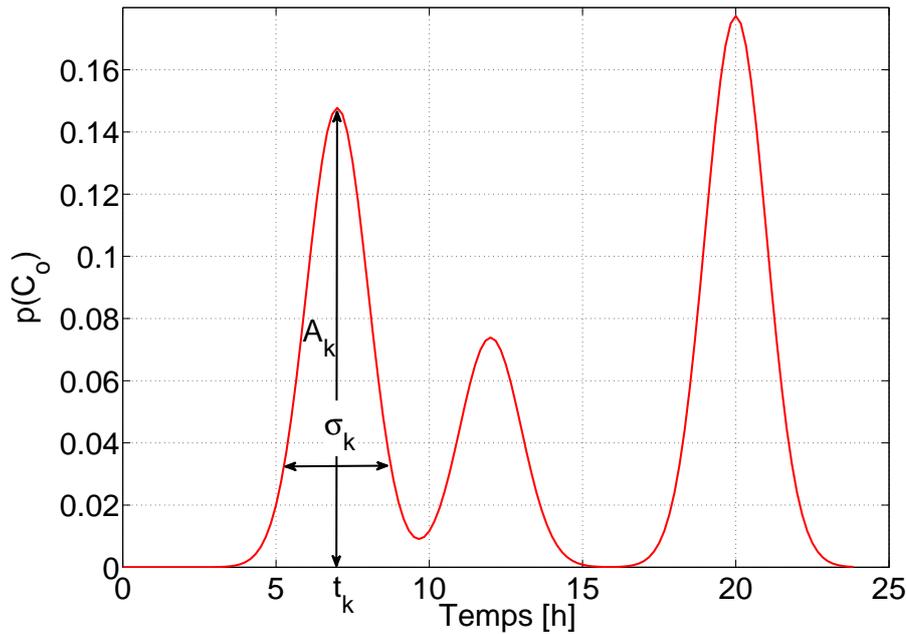
La probabilité de présence du consommateur ($p(C_o)$) est ici modélisée par une somme de gaussiennes représentant en réalité la densité de probabilité de présence du consommateur. Il s'agit de la présence journalière moyenne du consommateur évaluée sur une large plage temporelle. Dans notre cas, cette densité de probabilité a été modélisée par 3 gaussiennes représentant la présence du consommateur à la maison le matin, le midi et le soir. Cependant, ce modèle pourrait faire l'objet d'adaptations à des comportements différents.

La densité de probabilité de présence peut donc être évaluée à l'aide de l'équation suivante :

$$p(C_o) = \sum_{k=1}^3 A_k \cdot \exp\left[-\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{t - t_k}{\sigma_k}\right)^2\right] \quad (6.16)$$

Avec :

- A_k l'amplitude de la gaussienne k
- t_k l'instant du maximum de la gaussienne k
- σ_k son écart type

FIGURE 6.12 – Exemple de densité de probabilité de présence du consommateur - $p(C_o)$

Mode	t_k (h)	A_k	σ_k
1	7	1	1
2	12	0,5	1
3	20	1,2	1

TABLE 6.6 – Paramètres des gaussiennes utilisées pour la modélisation de la présence du consommateur de la FIGURE 6.12

La FIGURE 6.12 représente un exemple de densité de probabilité de présence du consommateur. Les paramètres des gaussiennes sont rappelés TABLE 6.6.

Cette densité de probabilité a été normalisée de façon à certifier la présence du consommateur au cours de la journée.

6.3.1.2 Probabilité conditionnelle $p(D|C_o, C_h)$

Cette probabilité conditionnelle traduit l'envie (ou le besoin) du consommateur vis à vis de la charge en question. A première vue, cette probabilité pourrait elle aussi être modélisée à l'image de la probabilité de présence du consommateur, c'est à dire par une densité multimodale. Cependant, afin de simplifier la modélisation globale, cette probabilité sera ici modélisée par un coefficient constant tout au long de la journée. Plus ce coefficient sera élevé, plus l'envie du consommateur vis à vis de cette charge sera élevée.

Pour chaque charge, cette probabilité sera donc équivalente à un coefficient constant :

$$p(D|C_o, C_h) = \beta \quad (6.17)$$

Ce paramètre doit en outre vérifier l'inégalité suivante :

$$0 \leq \beta \leq 1 \quad (6.18)$$

6.3.1.3 Probabilité liée à la charge $p(D|C_h, C_o) \cdot p(C_h)$

La probabilité $p(C_h)$ représente la probabilité liée à la charge que l'on cherche à démarrer. Chercher à établir cette probabilité n'a aucun sens. Seul l'état actuel de cette charge est utile dans l'optique d'établir sa participation à l'évènement "D". De même, la probabilité conditionnelle $p(D|C_h, C_o)$ traduit la probabilité de démarrage de la charge sachant que l'évènement " C_h " a eu lieu et ce dans le contexte de l'évènement C_o . Cette probabilité est elle aussi complexe à définir. C'est la raison pour laquelle nous avons fait le choix d'exprimer le produit de ces probabilités. Le théorème des probabilités conditionnelles nous donne la relation suivante :

$$p(C_h) \cdot p(D|C_h, C_o) = p(C_h \cap D, C_o) \quad (6.19)$$

Nous avons donc exprimé la probabilité $p(C_h \cap D, C_o)$ traduisant la participation de l'état de la charge dans la réalisation de l'évènement "D".

Nous avons alors défini 4 états possibles pour l'état de la charge :

- **État 0** : Attente de démarrage
- **État 1** : En marche
- **État 2** : Délestée
- **État 3** : Cycle terminé

La probabilité $p(C_h \cap D, C_o)$ va alors dépendre de l'état de la charge :

- **État 0** : Dans ce cas, la charge n'ayant pas encore été démarrée, le besoin du consommateur vis à vis de cette charge va être de plus en plus pressant jusqu'au démarrage effectif de celle-ci. L'exemple de la machine à laver est parlant. En effet, plus le temps d'attente avant le démarrage d'un cycle de la machine est important, plus le volume de linge à laver devient important et plus le besoin du consommateur vis à vis de cette charge se fait alors sentir. Nous avons considéré que cette probabilité augmente linéairement avec le temps jusqu'au démarrage de la charge. La FIGURE 6.13 représente un exemple d'évolution de cette probabilité dans le temps.

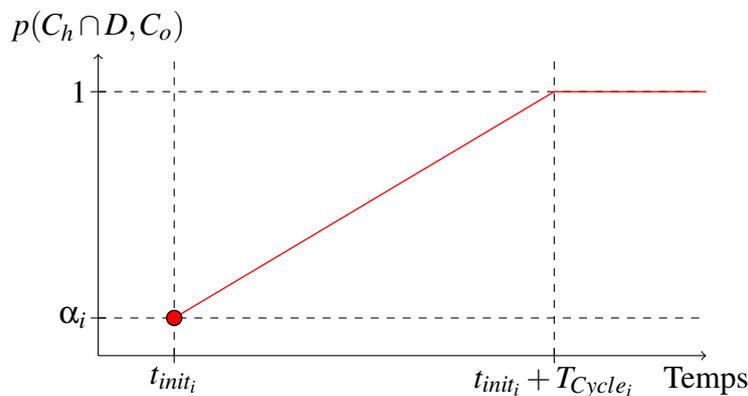


FIGURE 6.13 – Probabilité traduisant le besoin du consommateur vis à vis d'une charge lorsque celle-ci se trouve dans l'état 0

t_{init_i} représente l'instant initial dans lequel la charge i se trouve dans l'état 0 et α_i le besoin initial du consommateur vis à vis de cette charge. Le besoin va alors croître jusqu'à la fin d'un temps correspondant à la période d'usage de la charge i (T_{Usage_i}). Ce temps correspond en réalité au temps moyen entre deux démarrages de la charge i . A cet instant, si la charge n'a pas été démarrée, la probabilité reste égale à 1 traduisant le besoin au plus au point du consommateur. Là encore, nous avons considéré une valeur constante pour cette période d'usage. Cependant, nous pourrions envisager d'ajuster ce paramètre en fonction des circonstances (nombre de personnes à la maison, retour de vacances...).

- **État 1** : Lorsque la charge est déjà en marche, la probabilité vaut 0.

$$p(C_h \cap D, C_o) = 0 \quad (6.20)$$

- **État 2** : Lorsque la charge a été délestée, le besoin de redémarrage est alors le plus fort. La probabilité vaut 1.

$$p(C_h \cap D, C_o) = 1 \quad (6.21)$$

- **État 3** : Lorsque le cycle de la charge a pu être terminé, là encore la probabilité vaut 0. On est alors en attente que la charge repasse dans l'état 0.

$$p(C_h \cap D, C_o) = 0 \quad (6.22)$$

6.3.1.4 Probabilité liée au système $p(M|S, D) \cdot p(S)$

Cette probabilité représente la participation du système dans la mise en route d'une charge. En effet, une fois que la décision de mise en route a été prise (événement "D"), le système doit encore donner son accord pour la mise en route effective de la charge. Le système peut donc refuser de démarrer une charge. Nous avons choisi de modéliser cette probabilité par une probabilité conditionnelle de type "tout ou rien". Le système étant simulé à chaque pas de temps dans sa globalité, nous sommes en mesure de déterminer à chaque instant si le système doit ou non mettre son veto au démarrage d'une charge. Cette probabilité vaudra donc 0 ou 1 selon que le réseau autorise ou non la fourniture électrique de la charge.

6.3.1.5 Probabilité de démarrage d'une charge $P(M, C_o, C_h, S)$

Le calcul de la probabilité de démarrage d'une charge résulte alors du produit des probabilités présentées dans les sections précédentes. Cependant, le calcul de la probabilité de démarrage d'une charge ne suffit pas à son démarrage effectif. En effet, de façon à donner un caractère aléatoire au profil de consommation, ce démarrage sera le résultat d'une épreuve de Bernoulli.

6.3.2 Mise en route aléatoire de la charge

La mise en route d'une charge va donc être le résultat d'une épreuve dite de Bernoulli concernant la probabilité $P(M, C_o, C_h, S)$. L'épreuve de Bernoulli est une expérience aléatoire à deux issues : succès et échec. A chaque instant, et pour chaque charge, une variable aléatoire χ suivant une loi uniforme va être tirée. Suivant la valeur prise par χ , les deux issues sont alors possibles pour la charge concernée :

1. $\chi \leq P(M, C_o, C_h, S) \Rightarrow$ Démarrage de la charge
2. $\chi > P(M, C_o, C_h, S) \Rightarrow$ La charge ne démarre pas

Il va de soi que plus la probabilité de démarrage de la charge est élevée, plus on a de chances de tirer une variable inférieure et donc de démarrer la charge.

Ainsi, si les probabilités de démarrage des charges précédemment décrites sont correctes, celles-ci traduiront un comportement moyen du consommateur. L'aspect aléatoire amené par l'épreuve de Bernoulli rendant compte alors de l'ensemble des aléas n'ayant pas pu être pris en compte lors du calcul des probabilités. En supposant l'hypothèse d'ergodicité¹, sur un très grand nombre de tirages, le comportement simulé du consommateur sera très proche du comportement moyen décrit par le réseau bayésien présenté à la FIGURE 6.11.

1. Dans le domaine du traitement du signal, l'hypothèse d'ergodicité (ou hypothèse ergodique) consiste à admettre que l'évolution d'un signal aléatoire au cours du temps apporte la même information qu'un ensemble de réalisations

6.3.3 Exemple de mise en oeuvre de la modélisation probabiliste et aléatoire du profil de consommation

Cette partie est consacrée à la mise en oeuvre de la méthode de modélisation aléatoire et probabiliste du profil de consommation. On se limitera ici à seulement 3 charges électriques arbitraires. Celles-ci sont présentées FIGURE 6.14. Chaque profil de consommation élémentaire est modélisé par une suite de micro-cycles de durée et de puissance données (4 micro-cycles pour les charges 1 et 3, et 3 cycles pour la charge 2).

Nous disposons donc de ces 3 profils de consommation de charge élémentaire. La méthode présentée précédemment nous a servi à déterminer l'instant de démarrage du cycle de chaque charge élémentaire (t_{start}). Un certain nombre de paramètres sont nécessaires au calcul probabiliste du démarrage de chaque charge. Ils sont rappelés TABLE 6.7.

Paramètre	Charge 1	Charge 2	Charge 3
β	1	1	0,5
α	0	0	0
T_{Usage} [h]	24	5	48

TABLE 6.7 – Paramètres relatifs à chaque charge élémentaire nécessaires à l'approche probabiliste

Les paramètres α correspondent au besoin initial du consommateur pour chaque charge élémentaire. Ici, ces paramètres ont été fixés à zéro. C'est notamment le cas pour les appareils "blancs" (machine à laver et lave-linge) pour lesquels à la fin d'un cycle, le linge ou la vaisselle ayant été lavé, le besoin instantané vis à vis de cette charge s'annule.

Les paramètres nécessaires au calcul de la probabilité de présence du consommateur sont identiques à ceux présentés TABLE 6.6. Enfin, de façon à simplifier l'analyse des résultats, ce consommateur ne se trouve pas au sein d'un système complexe ayant le pouvoir d'empêcher la fourniture des charges. Les probabilités de démarrage des différentes charges élémentaires ($p(D_1)$, $p(D_2)$ et $p(D_3)$) peuvent alors être calculées à chaque pas de temps.

Le comportement du consommateur est simulé sur 4 jours avec un pas de temps de 10 min. Les résultats de la simulation du comportement du consommateur sont présentés à la FIGURE 6.15. Les 3 charges élémentaires sont identifiables sur cette figure. Le profil de consommation est logiquement différent jour après jour. Il est possible de remarquer que la fréquence de démarrage de ces différentes charges est en accord avec les temps de cycles prédéfinis.

Le caractère aléatoire du comportement du consommateur est visible sur la figure précédente. Les instants de démarrage des charges diffèrent jour après jour. Pour autant, bien que la durée de la simulation soit relativement faible (4 jours), un comportement moyen du consommateur est déjà remarquable.

Les probabilités de démarrage des charges ainsi que la probabilité de présence du consommateur sont aussi représentées sur cette figure. Conformément à l'hypothèse d'absence de domotique formulée, nous pouvons remarquer que les probabilités de démarrage des différentes charges sont nulles lors des périodes d'absence du consommateur. En outre, les brusques passages à zéro des différentes probabilités de démarrage signifient le démarrage effectif de la charge concernée. Il est aussi possible de remarquer que la probabilité de démarrage de la deuxième charge augmente beaucoup plus rapidement que les deux autres. Ceci est dû au temps de cycle plus court ainsi qu'au paramètre β relativement élevé définis pour cette charge. Nous disposons donc désormais d'un modèle de simulation probabiliste et aléatoire efficace du comportement d'un consommateur. Cet outil a été utilisé dans le cadre du système SOLEDO en mode autonome.

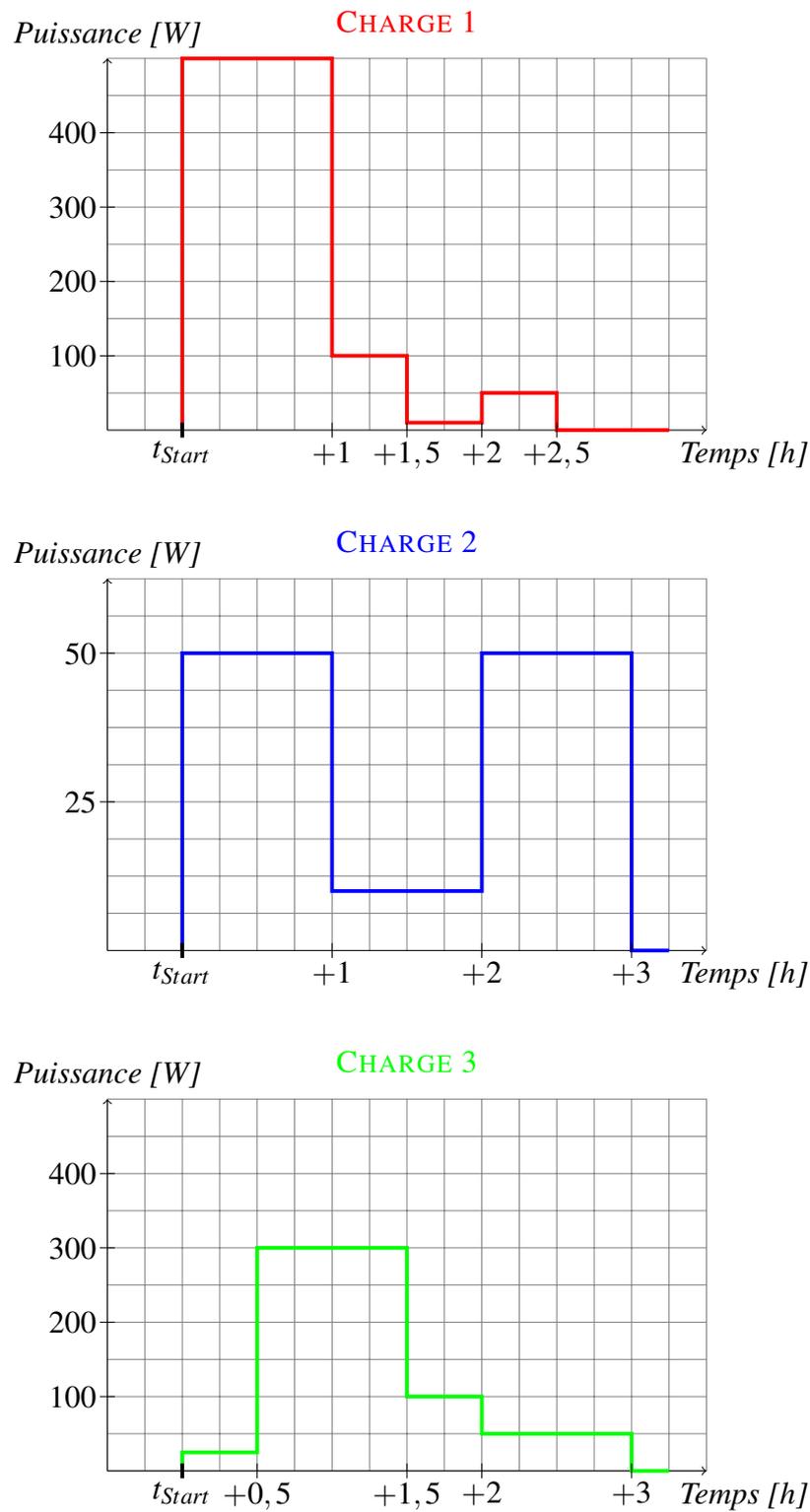


FIGURE 6.14 – Profils des 3 charges utilisées

6.4 Système en mode autonome

Ici, le dimensionnement du système étant défini, nous nous sommes intéressés à la gestion en temps réel des charges des utilisateurs du système.

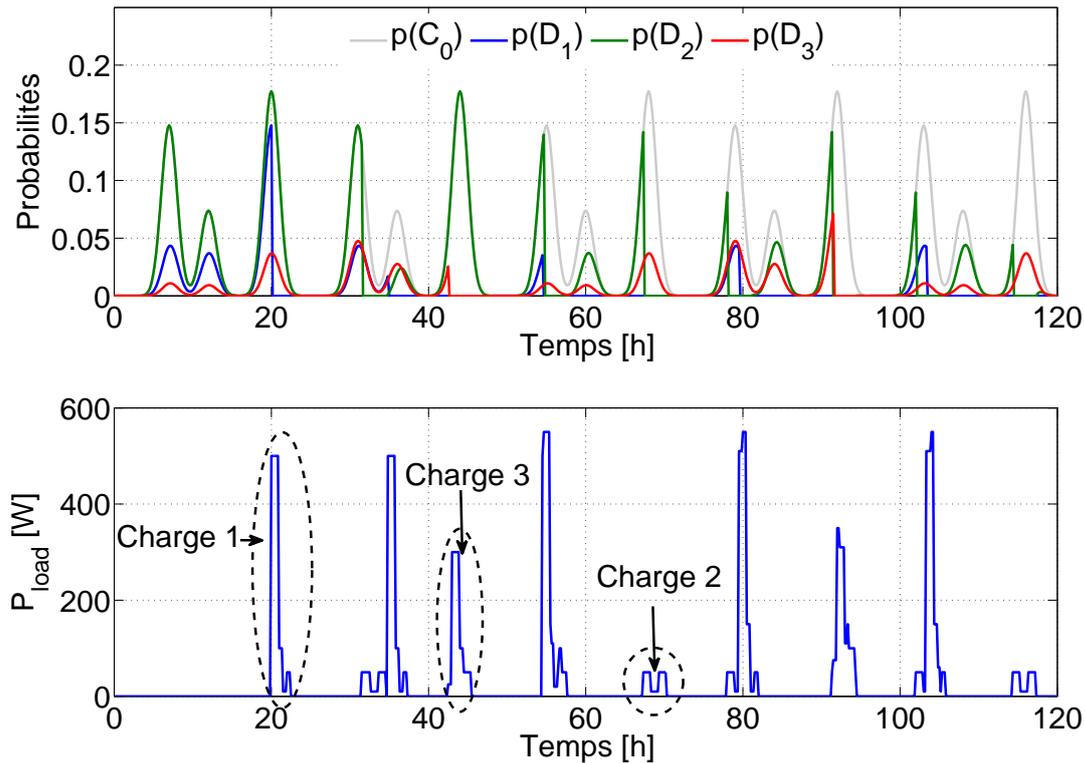


FIGURE 6.15 – Simulation du comportement aléatoire d'un consommateur en prenant en compte les 3 charges définies arbitrairement FIGURE 6.14

6.4.1 Profils utilisés

Dans l'optique de simplifier l'interprétation des résultats de simulation, les profils de consommation utilisés pour la simulation du système SOLEDO en mode autonome sont relativement simples. Il est possible de différencier le profil de consommation correspondant aux charges prioritaires du profil correspondant au cycle des charges délestables.

1. **Charges Prioritaires** : Étant donné que l'optimiseur agit uniquement sur les charges délestables en autorisant ou non leur mise en route, le profil de consommation utilisé pour les charges prioritaires est déterministe. De plus, il s'agit d'un profil journalier représenté à l'identique jour après jour. Ce profil de consommation est représenté à la FIGURE 6.16. Chaque jour, 3 points de consommation sont remarquables : elles correspondent aux pics de consommation habituellement observés pour les profils de consommation résidentiels. Ces points de consommation s'ajoutent à une consommation de base de 100 W. La consommation journalière des charges prioritaires s'élève à 11,6 kWh dans cet exemple.
2. **Charges délestables** : A la consommation des charges prioritaires s'ajoute la consommation correspondant aux charges dites délestables qui ont été autorisées par action de l'optimiseur. L'apparition du cycle des charges délestables (t_{Start}) est probabiliste et aléatoire. Elle dépend de l'action de l'optimiseur et du consommateur. Ainsi, ces charges ont été modélisées de façon probabiliste et aléatoire par la méthode décrite au paragraphe 6.3. Une fois l'instant de démarrage déterminé, le profil de consommation correspondant est purement déterministe. Il est représenté à la FIGURE 6.17. Il s'agit d'un cycle de 2 h de durée correspondant à une consommation de 4,25 kWh.

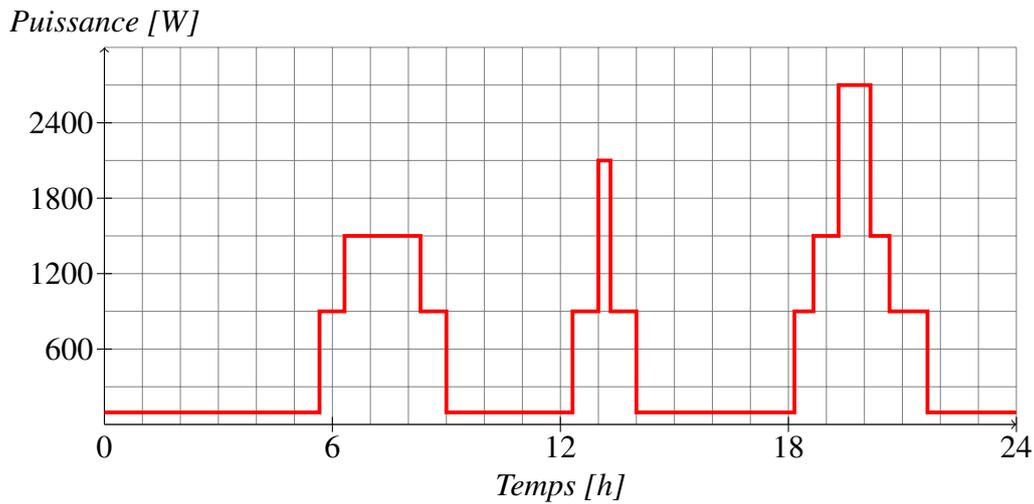


FIGURE 6.16 – Profil de consommation journalier prioritaire

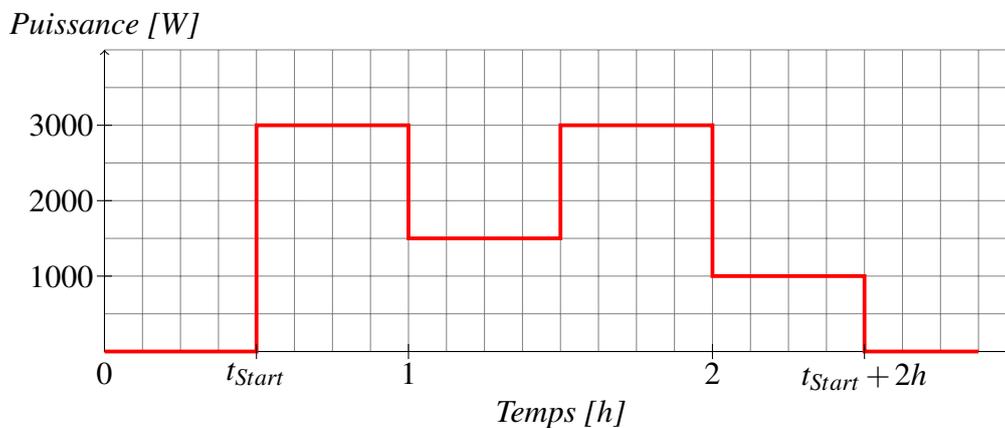


FIGURE 6.17 – Profil du cycle de charge délestable

Les paramètres du modèle probabiliste pour ce cycle sont les suivants :

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha = 0 \\ \beta = 1 \\ T_{Usage} = 6h \end{array} \right. \quad (6.23)$$

6.4.2 Fonctionnement en mode autonome sans optimiseur

La FIGURE 6.18 représente l'architecture du système SOLEDO en mode autonome.

Dans ce mode de fonctionnement, l'énergie électrique produite par les générateurs photovoltaïques est destinée à être consommée sur place (contrairement au mode connecté, elle n'est pas renvoyée au réseau de distribution). La gestion du système incombe au Contrôleur Local. Cet organe permet de gérer les sources de production (générateurs photovoltaïques et groupe électrogène) ainsi que le système de stockage.

Le Chapitre 3 a présenté le synoptique de simulation du fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome (cf FIGURE 3.27). La gestion du système reposait sur l'état de charge instantané de l'accumulateur. En réalité, cette grandeur s'avère impossible à mesurer. C'est la raison pour laquelle, dans la pratique, la gestion des systèmes photovoltaïques autonomes est réalisée sur la base de la tension instantanée de l'accumulateur. Ainsi, dans cette partie, la gestion a été réalisée en prenant en compte l'évolution de la tension de l'accumulateur (V_{Sto}). Quatre seuils différents ont été spécifiés :

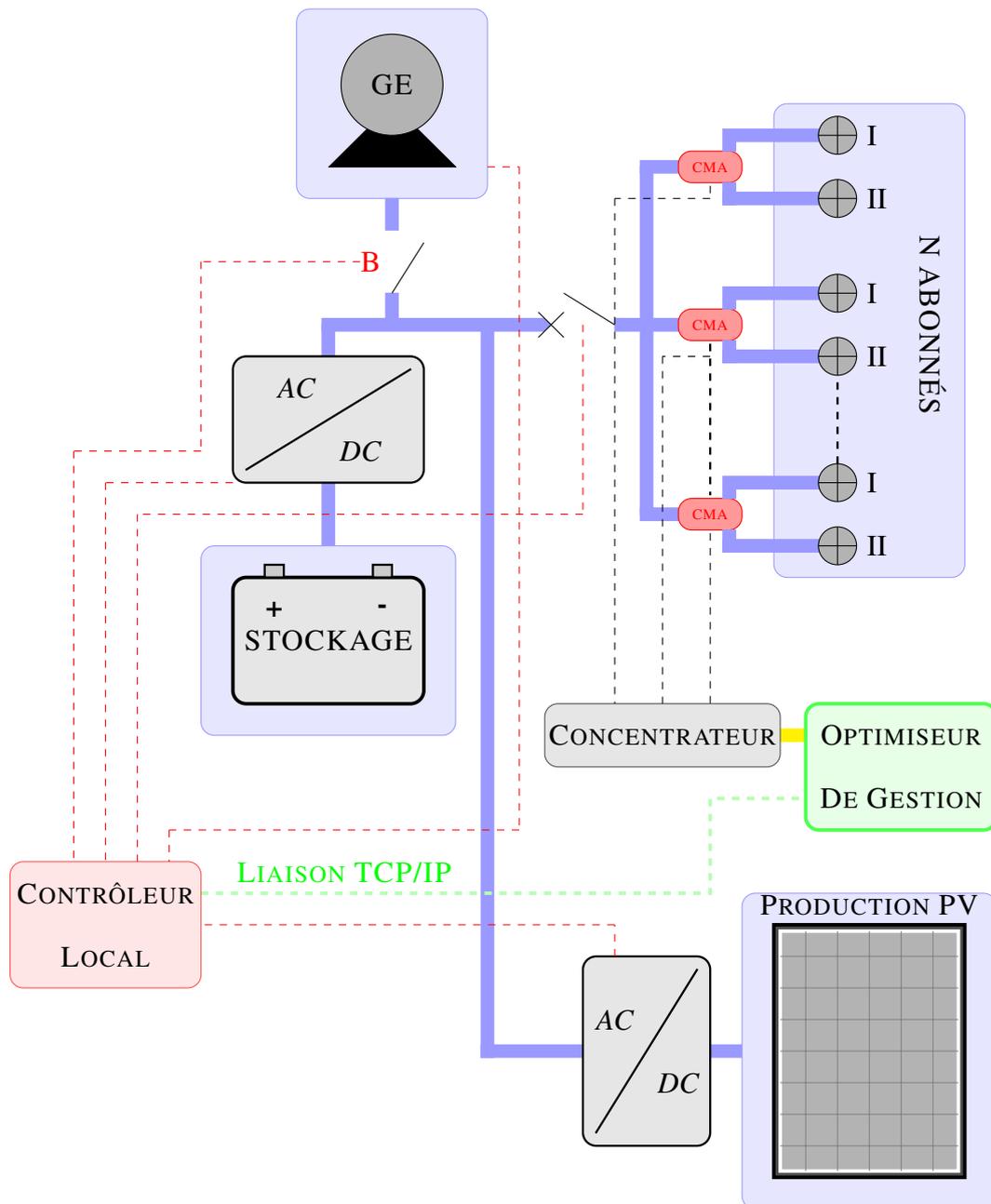


FIGURE 6.18 – Configuration du système SOLEDO en mode autonome

1. **Tension maximale** (V_{StoMax}) : Il s'agit de la tension maximale admissible par les accumulateurs de façon à garantir leur bonne utilisation et prévenir des endommagements conduisant à un vieillissement prématuré. Lorsque ce seuil est atteint, une partie du productible PV doit être délestée.
2. **Tension minimale** (V_{StoMin}) : Il s'agit du seuil minimal de tension admissible par les accumulateurs afin d'éviter les décharges profondes.
3. **Tension de démarrage du groupe électrogène** ($V_{StoStart}$) : Il s'agit du seuil de démarrage du groupe électrogène dont le rôle est d'appuyer la production photovoltaïque en cas de nécessité.
4. **Tension d'arrêt du groupe électrogène** ($V_{StoStop}$) : Il s'agit du seuil d'extinction du groupe électrogène. A partir de ce seuil, nous avons considéré que le système pouvait fonctionner normalement sans l'aide du groupe diesel.

Outre le fonctionnement du groupe électrogène, le fonctionnement du système SOLEDO (sans optimisation des profils de consommation) en mode autonome est identique à celui décrit au Chapitre

3 concernant les systèmes photovoltaïques autonomes mis à part le fait que les prises de décision sont désormais faites par scrutation de la tension de l'accumulateur. En effet, une tension trop faible de l'accumulateur nécessite toujours un délestage de consommation alors qu'une tension trop élevée rend indispensable le délestage partiel de la production photovoltaïque. En mode de fonctionnement normal, l'accumulateur est utilisé en réservoir tampon d'énergie, fournissant ou stockant le surplus d'énergie. Par dessus ce fonctionnement vient se greffer l'utilisation du groupe électrogène. Les cycles d'extinction/démarrage du groupe électrogène sont décrits par un cycle d'hystérésis représenté à la FIGURE 6.19.

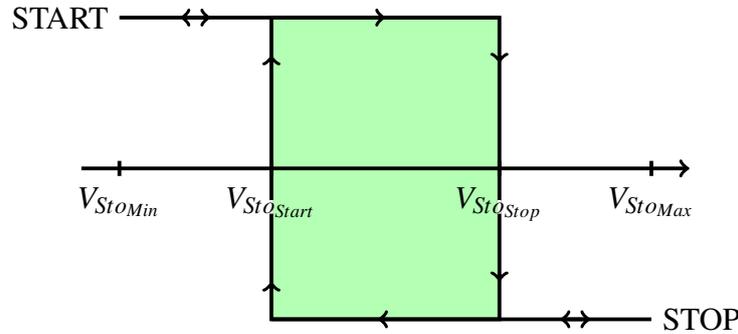


FIGURE 6.19 – Cycle d'hystérésis de fonctionnement du Groupe Électrogène

Lorsque le groupe électrogène est démarré, sa puissance électrique produite est asservie à une consigne susceptible d'évoluer dans le temps. La différence de puissance instantanée entre demande des consommateurs et production photovoltaïque est notée ΔP :

$$\Delta P = P_{load} - P_{PV_{Prod}} \quad (6.24)$$

En fonctionnement sans groupe électrogène, cette puissance (ΔP) correspond à la puissance demandée à l'accumulateur. Lorsque le groupe diesel est démarré, l'objectif est de recharger efficacement le système de stockage afin de ramener l'énergie stockée à un niveau acceptable. Le choix de la puissance de recharge de l'accumulateur s'est arrêté sur la puissance nominale du convertisseur batterie ($P_{ConvNom}$). C'est à dire que quelles que soient les fluctuations de puissance PV produite et de puissance demandée par le consommateur, lorsque le groupe électrogène est démarré, la puissance fournie par celui-ci est asservie de façon à assurer une puissance de recharge de l'accumulateur égale à la puissance nominale de son convertisseur :

$$P_{GE} = \Delta P + P_{ConvNom} \quad (6.25)$$

Avec $P_{ConvNom}$ la puissance de recharge choisie pour l'accumulateur (égale à la puissance nominale du convertisseur batterie dans notre cas).

Notons que d'autres stratégies de gestion auraient pu être mise en oeuvre. Ainsi, la puissance de recharge de l'accumulateur aurait pu être optimisée en fonction de l'état de charge de l'accumulateur de façon à minimiser les pertes au sein de l'accumulateur. De même, cette fois de façon à minimiser la consommation du groupe électrogène, celui-ci aurait pu fonctionner à son régime nominal. Toutefois, ces mode de gestion n'ont pas été envisagés dans le cadre du projet SOLEDO.

6.4.3 Optimisation de la gestion d'énergie en mode autonome

Le principal objectif du système SOLEDO est d'optimiser la gestion de l'énergie au sein du système dans l'optique de minimiser les coûts de fonctionnement du système (cyclage de l'accumulateur et consommation du groupe électrogène). Cette gestion va s'opérer principalement sur la consommation d'énergie des usagers, le dimensionnement du système étant fixé. Nous avons vu au Chapitre 4

que le comportement solaire de la part du consommateur permettait de minimiser le coût, qu'il soit économique ou énergétique, d'un système photovoltaïque autonome. Nous avons donc tenté d'optimiser la consommation d'énergie au sein du système de façon à se rapprocher du consommateur solaire idéal en vue de minimiser les coûts de fonctionnement.

6.4.3.1 L'optimiseur de gestion

Dans le cadre du système SOLEDO, l'optimisation de la consommation d'énergie revient à l'organe appelé optimiseur dialoguant avec le contrôleur local et les différents CMA's via le concentrateur. Le rôle de l'optimiseur est de permettre la consommation des charges délestables des consommateurs aux moments opportuns de façon à minimiser le cyclage de l'accumulateur et la consommation du groupe électrogène. Cet organe dispose pour cela de l'ensemble des informations sur l'état instantané du système via le contrôleur local ainsi que d'un moyen d'action sur les charges des consommateurs via les CMA's.

L'optimiseur de gestion est un organe externe au système venant se greffer par dessus la gestion déjà existante du système via le contrôleur local. Le système SOLEDO dans son ensemble peut être vu comme un système en boucle ouverte disposant d'une quantité d'énergie et fournissant un ensemble d'utilisateurs. L'optimiseur, venant s'ajouter à ce système dans le but d'optimiser le profil de consommation instantanée, peut être vu comme un correcteur de ce système, l'ensemble définissant un système en boucle fermée conformément à la FIGURE 6.20.

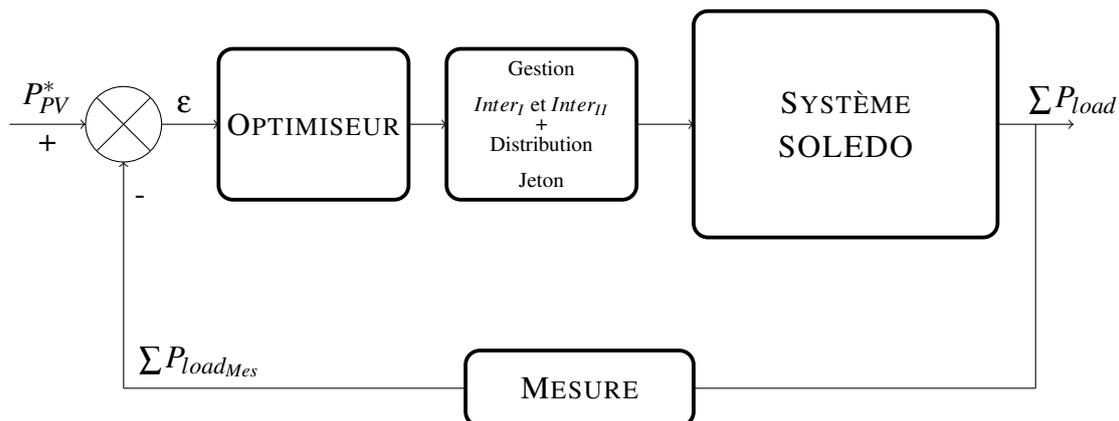


FIGURE 6.20 – Représentation du système SOLEDO en Boucle Fermée

L'optimiseur vise donc à asservir la consommation totale du système SOLEDO à la puissance productible solaire en tentant d'annuler l'erreur ϵ par action du correcteur implanté dans l'optimiseur. L'asservissement est réalisé sur la puissance photovoltaïque productible et non sur la puissance réellement produite de façon à tenir compte des délestages de productible. Le moyen d'action de l'optimiseur est de type tout ou rien en donnant ou non la permission aux un CMA de se connecter sur la ligne des charges délestables (ordre externe agissant sur l'interrupteur II comme représenté FIGURE 6.2). L'optimiseur va chercher à rendre possible le déclenchement des charges délestables des consommateurs lors des pics de production photovoltaïque. L'énergie ainsi consommée n'aura donc pas sollicité l'accumulateur ni le groupe électrogène minimisant ainsi les coûts de fonctionnement pendant cette période. La puissance productible peut être estimée par la mesure de l'ensoleillement dans le plan des panneaux. L'action de l'optimiseur est uniquement envisagée dans un premier temps sur les charges délestables des consommateurs.

La nature du correcteur implanté dans l'optimiseur dans le cadre de cette thèse sera du type proportionnel car il s'agit d'une analyse exploratoire et le test d'autres types de correction serait prématuré avant d'avoir parfaitement analysé le comportement d'un tel système. Il s'agit d'un simple gain ayant

pour but d'augmenter la rapidité de l'asservissement :

$$C(p) = K_p \quad (6.26)$$

6.4.3.2 Gestion des abonnés

Dans le cas d'un système multi-utilisateurs, l'optimiseur doit assurer une gestion équitable des différents abonnés. Le mode de gestion retenu est de type "à jetons" et se déroule en 4 étapes :

1. Tirage aléatoire du premier consommateur à fournir : affectation aléatoire du jeton
2. Attente de l'autorisation de l'optimiseur : permission de consommer
3. Échange du jeton par permutation circulaire à l'utilisateur suivant une fois que la permission a été accordée
4. Permission de consommer pendant 2 h

L'échange cyclique du jeton permet d'autoriser tour à tour les différents utilisateurs à démarrer des charges délestables. De plus, le jeton est échangé dès que l'autorisation de consommer est donnée par l'optimiseur, ce qui permet à plusieurs utilisateurs de consommer en même temps. Enfin, une fois la permission accordée, elle ne peut pas être retirée avant un certain temps (2h dans cet exemple) de façon à éviter les instabilités au sein du système (démarrages et arrêts successifs des charges d'un même utilisateur).

6.4.3.3 Résultats

Dans cette section, nous allons mener des simulations du système en mode autonome. L'intérêt est tout d'abord d'analyser le fonctionnement d'un tel système de façon à tenter de mettre en avant les avantages amenés par une gestion d'énergie réalisée au sein du système par l'optimiseur. Nous raisonnerons à dimensionnement donné (surface PV, capacité de stockage, charges du consommateur, puissance apparente du GE et des convertisseurs de puissance connus). Le but de cette gestion de la consommation est de minimiser les coûts de fonctionnement du système tout en maximisant la fourniture énergétique du consommateur.

$$\begin{cases} \min(\lambda_{Fonc}) \\ \max(\int_0^{t_{sim}} P_{load}(t).dt) \end{cases} \quad (6.27)$$

Ces deux objectifs sont à priori contradictoires, si l'optimiseur ne permet pas le démarrage des charges délestables, le système se trouvera moins sollicité et donc les coûts de fonctionnement s'en trouveront diminués. A l'inverse, si l'optimiseur est trop clément vis à vis des charges délestables, celles-ci seront démarrées à des instants inopportuns et solliciteront donc l'accumulateur et/ou le groupe électrogène.

De façon à comparer les différentes solutions, nous avons défini le coût de fonctionnement du kWh consommé :

$$\lambda_{kWh_{Fonc}} = \frac{\lambda_{Fonc}}{\int_0^{t_{sim}} P_{load}(t).dt} \quad (6.28)$$

Seuls les coûts liés à la consommation du groupe électrogène et au cyclage de l'accumulateur interviennent dans l'expression de ce coût. Les coûts liés à l'investissement ne sont pas ici pris en compte :

$$\lambda_{Fonc} = \lambda_{Fonc_{Sto}} + \lambda_{Fonc_{GE}} \quad (6.29)$$

Le coût de fonctionnement lié au cyclage de l'accumulateur est identique à l'équation 6.7. Le calcul du vieillissement de l'accumulateur a été réalisé en prenant en compte l'influence de chaque cycle d'évolution de l'état de charge (cf. paragraphe 3.1.2.3.1.2). Celui lié à la consommation du groupe électrogène peut être déterminé de la façon suivante :

$$\lambda_{FoncGE} = \lambda_{Diesel}^* \cdot N_{Diesel} \quad (6.30)$$

Avec λ_{Diesel}^* le coût d'un litre de gasoil et N_{Diesel} le nombre de litres de gasoil consommés sur la durée de simulation du système.

Pour cet exemple, la consommation annuelle des charges prioritaires s'élève à 4,2 MWh/an. Au vu de leur période d'usage, la consommation maximale annuelle des charges délestables représente une énergie de 4,6 MWh. La productivité annuelle de l'installation photovoltaïque (panneaux polycristallins) est de 1350 kWh/kWc.

Le dimensionnement du système pour l'ensemble des simulations est rappelé TABLE 6.8. Les générateurs photovoltaïques sont ici dimensionnés pour produire l'équivalent de la consommation annuelle de l'ensemble des charges du consommateur.

Paramètre	Signification	Valeur
C_{10}	Capacité nominale d'un élément de l'accumulateur	130 [A.h]
n_{Elt}	Nombre d'éléments Plomb-Acide en série	192
P_{PVpk}	Puissance crête des générateurs photovoltaïques	6 [kW]
S_{GE}	Puissance nominale du Groupe électrogène	10 [kVA]
$S_{ConvSto}$	Puissance nominale du convertisseur batterie	10 [kVA]
S_{ConvPV}	Puissance nominale du convertisseur PV	10 [kVA]

TABLE 6.8 – Principaux paramètres de dimensionnement du système SOLEDO

Les principaux paramètres utiles à la simulation du système sont quant à eux rappelés TABLE 6.9.

Paramètre	Signification	Valeur
t_{sim}	Durée des simulations	365 [jours]
Δt	Pas de temps	10 [min]
V_{StoMax}	Tension d'accumulateur maximale acceptable	460 [V]
V_{StoMin}	Tension d'accumulateur minimale acceptable	340 [V]
$V_{StoStart}$	Tension d'accumulateur de démarrage du groupe électrogène	390 [V]
$V_{StoStop}$	Tension d'accumulateur d'arrêt du groupe électrogène	430 [V]

TABLE 6.9 – Principaux paramètres de simulation du système SOLEDO

L'optimiseur est donc assimilé à un correcteur proportionnel de gain K_p . Le système SOLEDO étant d'une complexité importante, le choix du correcteur ne peut donc se faire qu'à partir d'une étude paramétrique. Nous avons cherché à quantifier l'impact de ce gain sur le coût du kWh lié au fonctionnement du système. Nous avons donc fait varier la valeur de ce gain puis nous avons évalué l'énergie consommée par l'utilisateur du système, le coût de fonctionnement du système ainsi que le rapport de ces deux grandeurs. La plage de variation du paramètre K_p est la suivante :

$$K_p \in [0, 3 \cdot 10^{-3}], \Delta K_p = 0,01 \cdot 10^{-3} \quad (6.31)$$

Les résultats de l'étude paramétrique sont représentés à la FIGURE 6.21. Un impact notable du gain du correcteur proportionnel sur le coût de l'électricité consommée est remarquable sur ce graphique. Le réglage du correcteur peut avoir un effet bénéfique ou négatif sur le coût du kWh

consommé. Ce coût du kWh consommé relatif au fonctionnement du système (cf. Eq. 6.28) oscille entre un minimum de 21,6 c€ pour un gain $K_p = 0,33 \cdot 10^{-3}$ et un maximum de 25 c€. L'action de l'optimiseur n'est visible qu'à partir d'un gain $K_p = 0,2 \cdot 10^{-3}$, le coût du kWh vaut alors 22,4c€. En dépit d'un gain relativement faible sur le coût du kWh consommé ($\sim 15\%$), en raison d'un temps d'usage relativement long dans la pratique et d'une consommation globale non négligeable, le réglage de l'optimiseur est donc d'une importance capitale.

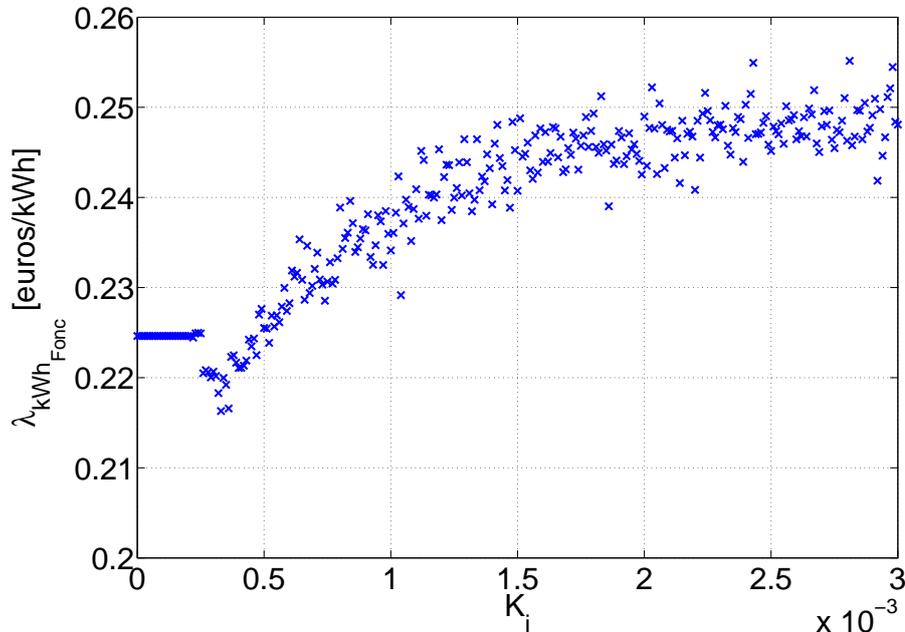


FIGURE 6.21 – Évolution du coût du kWh consommé en fonction du gain du correcteur proportionnel

La FIGURE 6.22 représente les évolutions de l'énergie fournie au consommateur et du coût de fonctionnement du système pour l'ensemble des correcteurs proportionnels évalués. La brusque diminution du coût du kWh pour les réglages du correcteur compris entre $0,17 \cdot 10^{-3}$ et $0,5 \cdot 10^{-3}$ résulte de l'augmentation plus rapide de l'énergie fournie par rapport à celle du coût de fonctionnement.

La modélisation de l'instant de démarrage du cycle de charges délestables du consommateur étant aléatoire (tirage par épreuve de Bernoulli), nous avons relancé cette étude paramétrique concernant le gain du correcteur. Les résultats sont présentés à la FIGURE 6.23. En dépit de ce caractère aléatoire, les différents essais montrent que l'évolution du coût du kWh consommé suit la même tendance. Ainsi, malgré un profil journalier différent pour chaque essai, le comportement moyen du consommateur est identique sur une grande durée de simulation (1 an dans notre cas).

La FIGURE 6.24 montre des résultats de simulation pour différentes valeurs du paramètre K_p . La consommation totale du consommateur ainsi que la production photovoltaïque sont représentées sur cette figure. Plusieurs observations peuvent être réalisées :

- $\mathbf{K_p = 0}$: Pour un gain nul du correcteur proportionnel, seules les charges prioritaires du consommateur sont fournies. En effet, l'optimiseur n'a ici aucun effet, jamais les charges délestables ne sont autorisées. Le coût global de fonctionnement est ici minimal. En contrepartie, l'énergie fournie au consommateur est elle aussi minimale.
- $\mathbf{K_p = 0,33 \cdot 10^{-3}}$: Pour ce gain, on peut voir que les charges délestables sont démarrées uniquement aux instants opportuns, c'est à dire lorsque le potentiel de production solaire est le plus élevé. Dans ce cas, l'énergie fournie au consommateur augmente sans pour autant augmenter les coûts de fonctionnement. Il s'agit du réglage optimum du correcteur pour lequel la part du coût de fonctionnement dans le coût du kWh consommé est la moins élevée.
- $\mathbf{K_p = 2,5 \cdot 10^{-3}}$: A l'inverse, un réglage trop fort du correcteur proportionnel a pour effet de

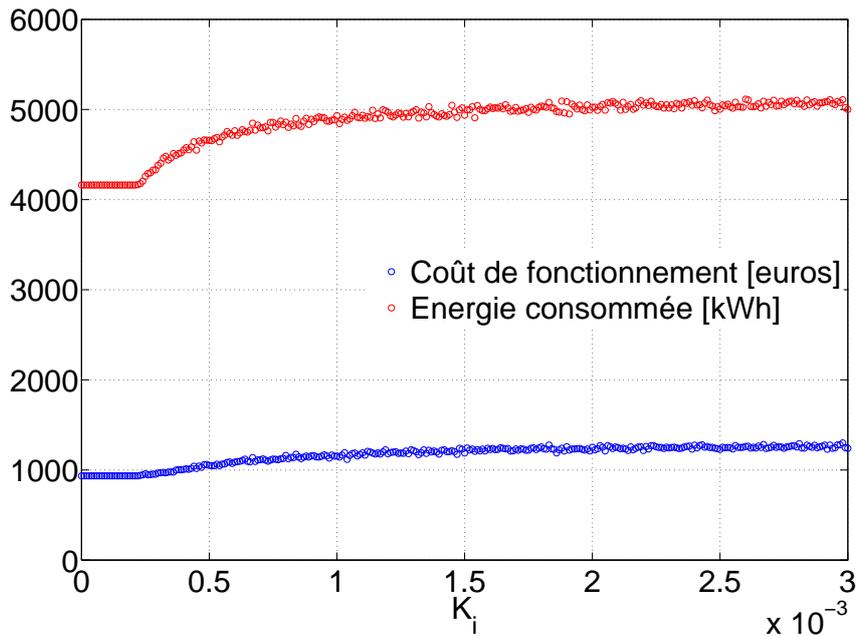


FIGURE 6.22 – Évolution du coût global de fonctionnement du système et de la quantité d'énergie fournie au consommateur en fonction du gain du correcteur proportionnel

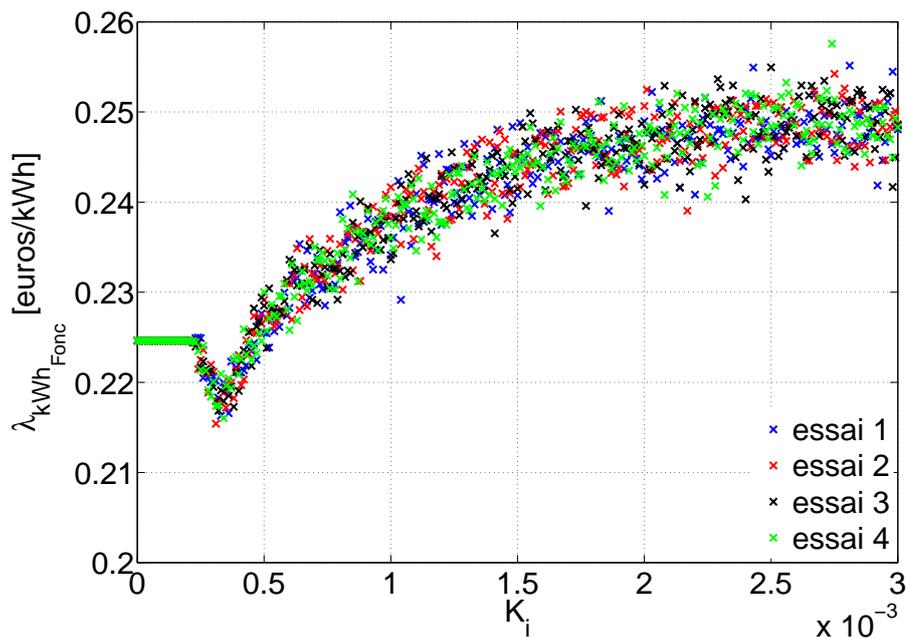
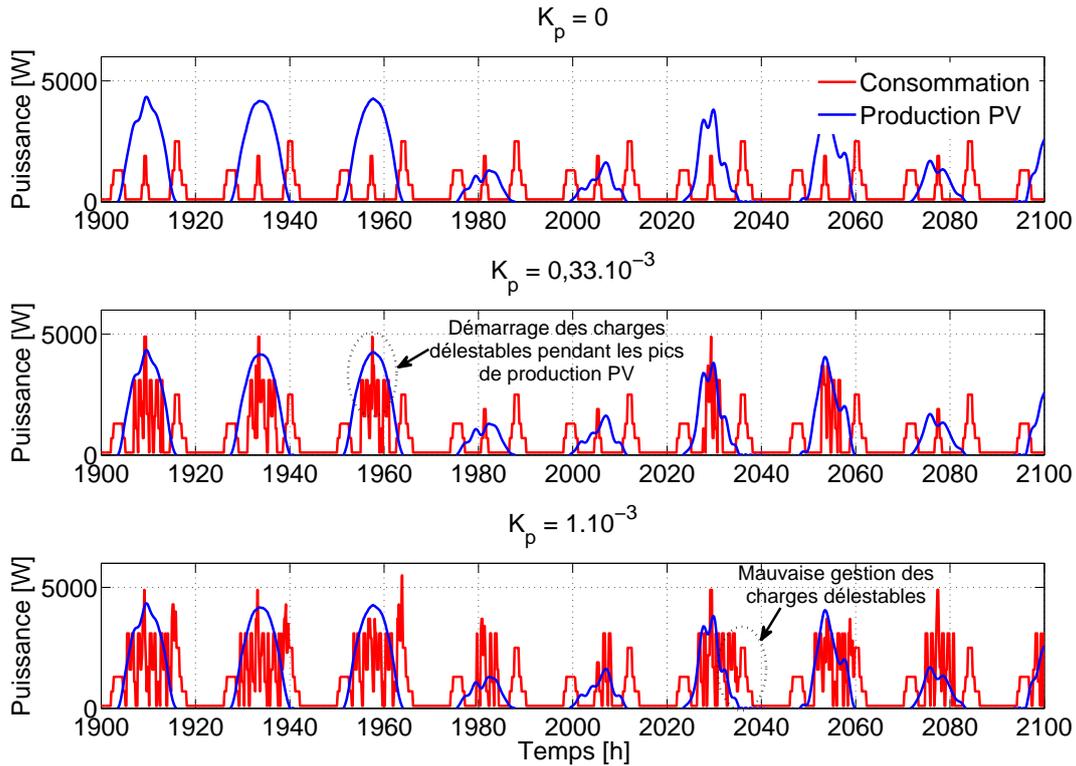


FIGURE 6.23 – Évolution du coût du kWh consommé en fonction du gain du correcteur proportionnel pour différents "essais" représentant différents tirages aléatoires

démarrer les charges délestables à des instants pas forcément bien choisis. Ainsi, le cycle correspondant aux charges délestables peut être mis en route en cas de sous-production d'énergie photovoltaïque. Dans ce cas, la fourniture des charges du consommateur fait invariablement appel soit à l'accumulateur (cyclant alors celui-ci) ou au groupe électrogène (augmentant ainsi la consommation en carburant) augmentant alors nettement le coût de fonctionnement du système.

La synthèse des principales données relatives aux simulations pour ces trois réglages du correcteur, et ce pour un essai considéré, est réalisée TABLES 6.10 et 6.11. Le faible vieillissement observé

FIGURE 6.24 – Résultats de simulations temporelles pour 3 valeurs remarquables du gain K_p

est dû à l'hybridation du système dans lequel le groupe électrogène intervient de façon notable pour pallier les manques de production photovoltaïque.

K_p	Énergie fournie [kWh]	n_{Sto} [%]	N_{Diesel} [l]	λ_{Fonc} [€]	$\lambda_{kWhFonc}$ [c€/kWh]
0	4160	3,3	357	934	22,5
$0,33 \cdot 10^{-3}$	4452	3,5	380	971	21,8
$2,5 \cdot 10^{-3}$	5180	3,9	700	1280	25,3

TABLE 6.10 – Synthèse des résultats pour 3 réglages du correcteur proportionnel

K_p	λ_{Fonc} [€]	$\lambda_{FoncSto}$ [€]	λ_{FoncGE} [€]
0	934	684	250
$0,33 \cdot 10^{-3}$	971	705	266
$2,5 \cdot 10^{-3}$	1280	790	490

TABLE 6.11 – Répartition du coût de fonctionnement pour 3 réglages du correcteur proportionnel

Bien entendu, ces résultats doivent être nuancés et ne peuvent en aucun cas être généralisés. En effet, le réglage optimal du correcteur n'est valable que pour ce dimensionnement bien précis du système et pour cet unique abonné. De nombreuses études de sensibilité aussi bien aux variables de dimensionnement du système qu'aux caractéristiques propres des abonnés devront encore être menées de façon à mettre en évidence de possibles lois de réglage pour l'optimiser.

6.5 Conclusion

Ce chapitre visait à présenter les travaux réalisés dans le cadre du projet ANR SOLEDO. Une première partie nous a permis de mettre en avant la non viabilité économique de la solution d'écrêtage utilisée en mode connecté réseau au vu des tarifications des distributeurs d'électricité n'intégrant pas encore le service apporté par l'évitement des pointes de consommation. Une part plus conséquente du chapitre a été consacrée au système SOLEDO en mode autonome. Une modélisation probabiliste et aléatoire du comportement du consommateur a été développée. Elle a ensuite été utilisée dans le cadre de l'optimisation de la gestion d'énergie (principalement de certaines charges du consommateur) envisagée en mode autonome. Dans cette optique, un système de gestion visant à asservir la consommation électrique des utilisateurs à la puissance photovoltaïque productible des générateurs PV a été envisagée. L'optimiseur de gestion a été réalisé comme un correcteur d'asservissement des profils de consommation au profil productible photovoltaïque. Bien que ce mode de gestion n'en soit qu'à ses prémices, des résultats intéressants concernant la minimisation des coûts de fonctionnement du système (cyclage de l'accumulateur et consommation du groupe électrogène) ont été mis en avant. Bien entendu, l'intérêt d'un tel optimiseur est similaire pour les systèmes photovoltaïques autonomes sans groupe électrogène. Le concept peut d'ailleurs sans doute être étendu dans le cadre des réseaux intelligents.

Chapitre 7

Conclusion générale et perspectives

La question centrale des travaux présentés dans le cadre de cette thèse pourrait s'énoncer de la façon suivante : "Comment dimensionner et gérer au mieux un système de production photovoltaïque autonome?". Pour y répondre du façon qualitative et quantitative, deux pistes principales ont été étudiées au cours de cette thèse :

- Tout d'abord, nous nous sommes penchés sur l'intérêt de la gestion des profils de consommation au sein d'un système photovoltaïque autonome.
- Un second volet a porté sur l'intégration d'une technologie de stockage Lithium-ion prometteuse dans ces applications.

Une première partie du travail a été consacrée à la présentation des modèles énergétiques utilisés pour la simulation d'un système photovoltaïque. Ces modèles, validés expérimentalement, se devaient d'être assez précis tout en restant relativement simples en vue de mener une approche d'optimisation. Une attention particulière a été portée sur la quantification du vieillissement des différents éléments, principalement concernant l'élément de stockage. Ces modèles sont bien évidemment perfectibles.

Par définition, le dimensionnement d'un système repose sur le choix d'un critère de dimensionnement pertinent. Bien que le dimensionnement sur la base d'un critère économique n'ait pas été négligé dans ces travaux, nous nous sommes principalement intéressés à un nouveau critère : le coût énergétique primaire global sur cycle de vie. Ce critère repose sur les coûts énergétiques élémentaires liés à la fabrication des différents éléments issus d'analyses sur cycle de vie. Il permet de mieux quantifier l'impact environnemental de ces systèmes. Nous pensons également que sur le long terme, lorsque les technologies arriveront à maturité, les coûts économiques se rapprocheront des coûts énergétiques.

Une part conséquente du travail a concerné l'étude de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Une approche analytique très simplifiée a tout d'abord été menée en utilisant des profils de consommation et de production journaliers sinusoïdaux. Bien qu'au prix d'hypothèses parfois grossières, notamment en ce qui concerne les rendements des différents éléments du système, l'impact direct de certains paramètres de la consommation (amplitude relative et déphasage par rapport à la production) a pu être aisément analysé. Le comportement purement solaire est apparu de façon évidente comme idéal. Cependant, de façon à utiliser des profils de consommation et de production réalistes évoluant jour après jour ainsi que des hypothèses moins lourdes sur les rendements, des modèles énergétiques plus évolués ont été utilisés. Là encore, l'impact considérable du profil de consommation sur le coût sur cycle de vie, qu'il soit économique ou énergétique, des systèmes photovoltaïques a été observé. Le sous-dimensionnement est obtenu par une meilleure corrélation entre consommation et production permettant de minimiser le recours au stockage, d'en minimiser ainsi les pertes et donc finalement de mieux dimensionner les générateurs photovoltaïques. De plus, il est apparu que même avec les technologies actuelles qui disposent en-

core d'un potentiel de progrès, un système photovoltaïque autonome couplé à un système de stockage électrochimique consomme moins d'énergie primaire sur cycle de vie que lorsque l'utilisateur est connecté au réseau de distribution actuel.

Dans un second temps, nous avons cherché à optimiser ce profil de consommation. Pour cela, des mesures de consommation ont été réalisées sur l'ensemble des charges électriques d'un foyer type, un profil caractéristique de consommation a été ainsi défini, certaines charges de ce profil pouvant être modifiées par décalage temporel ou par modulation d'amplitude. Des optimisations ont été menées de façon à déterminer la forme optimale du profil de consommation. De façon à minimiser la contrainte subie par le consommateur, un des deux objectifs de cette optimisation était de minimiser la modification de ce profil. Les résultats ont montré une forme optimale du profil de consommation, les charges pilotables ayant été décalées ou modulées de façon à coller le plus possible au profil de production. Cependant, cette approche est limitée par le fait d'utiliser des profils journaliers déterministes et par le nombre important de variables d'optimisation.

Toujours dans l'optique d'améliorer la gestion des charges du consommateur, un modèle probabiliste et aléatoire du consommateur a été défini dans le cadre des travaux menés dans le projet ANR SOLEDO (programme Photovoltaïque 2006-2009). Cette approche nous a permis de nous affranchir du caractère déterministe du profil de consommation et a pu être intégrée à un système de gestion optimisée et temps réel de l'énergie au sein d'un système photovoltaïque hybride. Le système peut alors être vu dans sa globalité comme un système en boucle fermée où le gestionnaire d'énergie est envisagé sous la forme d'un correcteur dont le but est d'agir sur le profil de consommation en vue de minimiser l'erreur entre profil productible solaire et profil de consommation des charges. La minimisation des coûts de fonctionnement du système (cyclage de l'accumulateur et consommation du groupe électrogène) a été ainsi mise en valeur. Cependant, nos travaux en sont encore au stade exploratoire. Dans un avenir proche, il serait intéressant de valider le modèle probabiliste et aléatoire du consommateur en intégrant des données expérimentales pour les cycles de fonctionnement. En outre, de nombreuses études de sensibilités sont encore à mener de façon à valider le fonctionnement de l'organe de gestion de la consommation.

Enfin, une première étude de la technologie Lithium-ion dans le cadre leur utilisation dans les systèmes photovoltaïques autonomes a été menée. Cette technologie est à l'heure actuelle prometteuse en raison d'une meilleure tenue en cyclage ainsi que de meilleurs rendements annoncés en charge comme en décharge. Ces accumulateurs ont tout d'abord été modélisés sur la base d'essais expérimentaux réalisés au laboratoire puis normalisés de façon à pouvoir être utilisés dans les simulations pour différentes valeurs de capacités énergétiques. Un modèle équivalent de Thévenin non linéaire a été retenu, les évolutions de la capacité et du rendement coulombien en fonction du courant de sollicitation de l'accumulateur ont été prises en compte. Les résultats d'optimisation ont montré que la technologie Li-ion présentait un avantage sur le plan énergétique par rapport à la technologie plomb-acide sur la durée de vie théorique des systèmes photovoltaïques. En effet, nous avons montré que le surcoût énergétique lié à l'investissement dans la technologie Li-ion est largement compensé par leur plus longue durée de vie permettant de réduire considérablement leur nombre de remplacements. Il serait cependant intéressant d'étendre cette comparaison à d'autres technologies de stockage voire des hybridations de ces technologies afin de répondre aux différentes dynamiques de sollicitation.

Ces travaux trouvent une résonance dans certaines problématiques futures. Ainsi, celles liées au système SOLEDO du chapitre 6 s'inscrivent pleinement dans les perspectives d'avenir liées aux micro-réseaux mais également aux "smart-grids". En effet, la gestion de l'énergie, et en particulier la demande du consommateur, peut s'envisager au sein de réseaux multi-sources décentralisés et connectés au réseau qui joueront vraisemblablement un rôle majeur à moyen terme. De nombreuses

interrogations restent cependant en suspens, notamment le degré de centralisation et de mutualisation géographique optimale pour ces systèmes (habitat individuel, écoquartier, ville...). Cette échelle d'utilisation joue en effet un rôle fondamental en ce qui concerne le dimensionnement des systèmes de stockage, la mutualisation du stockage pourrait permettre de le viabiliser plus aisément d'un point de vue économique. En outre, la mise en oeuvre de tels systèmes laisse entrevoir des besoins majeurs tant en moyens de communication (à quels niveaux et par qui ces systèmes doivent ils être gérés ?) qu'en stratégies de gestion optimale. En effet, la mise en commun de producteurs multiples, de différents moyens de stockage et de plusieurs consommateurs, tout en ayant la possibilité de s'iloter du réseau accroît fortement le nombre de degrés de libertés dans le pilotage des micro-réseaux.

De nombreuses autres perspectives à long termes peuvent être dégagées à l'issue de ce travail de thèse, parmi lesquelles :

- Prise en compte de l'aspect aléatoire de la ressource : sur la base du travail réalisé pour le profil de consommation, il serait intéressant de modéliser la ressource non plus de façon déterministe mais en utilisant un modèle probabiliste et aléatoire.
- Quantification d'une politique tarifaire incitative et en adéquation avec les coûts réels en intégrant des données issues d'analyses sur cycle de vie.
- Étude d'une domotique énergétique adaptée aux systèmes multi-ressources : il ne s'agirait plus de consommer principalement lors des pics de productible photovoltaïque, mais de tenir compte de la mutualisation des ressources énergétiques pour effectuer les actions adéquates sur le profil de consommation.

Table des figures

2.1	Ressources annuelles d'origine renouvelable disponibles à la surface de la Terre (d'après [MGRA03])	13
2.2	Consommation mondiale d'énergie primaire [IEA09, WEO04]	14
2.3	Évolution de la production et mix actuel de l'électricité au niveau mondial [IEA09]	15
2.4	Répartition de la consommation française d'électricité par secteur [DGE]	15
2.5	Consommation énergétique mondiale et ressources énergétiques (d'après [Kra06])	16
2.6	Projection d'évolution du coût du kWh photovoltaïque (d'après [Mul07])	16
2.7	Chiffres clés du marché photovoltaïque [REN09, Com09, Mul07, SOLa]	17
2.8	Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution	19
2.9	Système photovoltaïque autonome	20
2.10	Exemple d'architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride	21
2.11	Configuration mini-réseau	21
2.12	Exemples d'actions sur le profil de charge	25
2.13	Relevé expérimental du profil de puissance d'une machine à laver de classe A+ pour 2 températures de cycles (30 °C et 40 °C)	26
2.14	Répartition européenne moyenne de la consommation résidentielle par charge (d'après [Uni08])	27
2.15	Plate-forme expérimentale implantée au laboratoire	31
2.16	Photos des éléments du système implanté sur le site de Bretagne de l'ENS de Cachan et du laboratoire SATIE - CNRS	32
3.1	Évolution du rendement énergétique de différentes technologies de modules photovoltaïques (d'après [Mul07])	34
3.2	Schéma d'une cellule photovoltaïque (a) et caractéristiques électriques d'un module polycristallin (b)	35
3.3	Modélisation énergétique de la puissance productible photovoltaïque	36
3.4	Paramètres du modèle de consommation du groupe électrogène	38
3.5	Consommation du groupe électrogène	39
3.6	Modélisation de la consommation du groupe électrogène	39
3.7	Technologies principales d'électrodes [RA04]	40
3.8	Vue schématique d'un accumulateur Plomb-Acide	41
3.9	Modèle du CIEMAT	42
3.10	Modélisation des accumulateurs Plomb-Acide	43
3.11	Vieillessement des accumulateurs au plomb	43
3.12	Cyclage utilisé par les constructeurs et cycles réels dans une application photovoltaïque	44
3.13	Énergie échangeable par Wh de capacité pour l'accumulateur au Plomb-Acide considéré	45
3.14	Vieillessement uniquement dû à l'amplitude du cycle	46
3.15	Exemple d'évolution de l'état de charge et définition des cycles partiels	46
3.16	Vieillessement de l'accumulateur non influencé par l'amplitude moyenne du cyclage	48

3.17	Modèles de rendement de l'onduleur en fonction de la puissance appelée côté AC pour 3 valeurs de la puissance nominale	50
3.18	Modélisation de l'onduleur	50
3.19	Modèles de rendement du hacheur MPPT en fonction de la puissance PV fournie pour 3 valeurs de la puissance nominale	51
3.20	Modélisation du hacheur MPPT	52
3.21	Fiabilité λ constant (a) et Taux de défaillance réaliste (b)	52
3.22	Coûts économiques TTC élémentaires des éléments d'un système PV	54
3.23	Énergie primaire consommée sur cycle de vie	55
3.24	Contribution au GER global des différentes étapes de fabrication des modules PV polycristallins d'après [AN00]	56
3.25	Comparaison des principales technologies de batterie en terme de GER d'après [RS05]	58
3.26	Mise en évidence du délestage de consommation	60
3.27	Synoptique de simulation du fonctionnement d'un système SAPV	61
3.28	Calcul de la puissance de recharge adéquate par la méthode de dichotomie	63
3.29	Explication simplifiée des étapes de croisement (a) et de mutation (b) de l'algorithme NSGA-II	64
3.30	Synoptique de l'algorithme d'optimisation	65
3.31	Courbe de Pareto caractéristique d'une optimisation bi-objectifs	66
3.32	Implémentation de l'algorithme d'optimisation	66
4.1	Architecture du système SAPV considéré	70
4.2	Profils de production et de consommation idéalisés sinusoïdaux	70
4.3	Modifications du profil de consommation envisagées : (a) Décalage temporel et (b) Modulation d'amplitude	71
4.4	Influence des paramètres du profil de consommation sur le dimensionnement de l'accumulateur	73
4.5	Impact des paramètres du profil idéalisé de consommation sur le coût énergétique d'un système SAPV en considérant des rendements unitaires	75
4.6	Évolution des contributions des différents constituants au coût énergétique global du système en fonction des paramètres du profil de consommation en considérant des rendements unitaires	76
4.7	Impact des paramètres du profil idéalisé de consommation sur le coût énergétique d'un système SAPV en considérant des rendements constants	78
4.8	Évolution des contributions des différents constituants au coût énergétique global du système en fonction des paramètres du profil de consommation en considérant des rendements constants	79
4.9	Allure du profil de consommation caractéristique d'un foyer de 4 personnes sur une année (uniquement usages spécifiques) [ENE]	80
4.10	Évolution du coût énergétique (en kWh d'énergie primaire) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 0% et 20%	82
4.11	Évolution du coût économique (en €) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 0% et 20%	82
4.12	Évolution du facteur d'utilisation de la ressource solaire (en %) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 0% et 20%	83
4.13	Évolution du taux de délestage temporel du consommateur (en %) d'un système SAPV pour un taux de délestage énergétique autorisé du consommateur de 20%	84
4.14	Implémentation de l'algorithme d'optimisation	85
4.15	Résultats de dimensionnement pour le profil de consommation caractéristique	86
4.16	Dimensionnements correspondant aux différentes solutions optimales	87

4.17	Évolution le long du front de Pareto des contributions des différents éléments au coût énergétique global	88
4.18	Répartition du coût énergétique global pour 3 dimensionnements caractéristiques	88
4.19	Influence de la prise en compte des dégradations des performances énergétiques des générateurs PV et des accumulateurs au plomb sur le dimensionnement du système autonome	89
4.20	Profils de consommation utilisés	90
4.21	Résultats d'optimisation pour les 3 profils de consommation considérés, comparaison avec le cas en situation connecté réseau avec un rendement moyen du mix énergétique de 35%.	91
4.22	Contributions des différents constituants au coût énergétique total du système pour les profils de consommation constant et solaire	91
4.23	Facteur d'utilisation calculé pour les solutions optimales au vu du GER_{Total} pour les 3 profils de consommation considérés	92
4.24	Répartition de l'énergie produite en considérant un taux de délestage nul pour les 3 profils de consommation envisagés	93
4.25	Résultats d'optimisation sur la base du critère de coût économique pour les 3 profils de consommation considérés	94
4.26	Comparaison sur la base du critère économiques des solutions économiques et énergétiques optimales pour le profil de consommation Enertech	95
4.27	Comparaison des dimensionnements obtenus selon le critère de dimensionnement retenu pour le profil de consommation Enertech	96
4.28	Études de sensibilité	96
4.29	Influence des paramètres de l'algorithme NSGA-II sur les résultats d'optimisation	97
4.30	Influence des paramètres de l'algorithme NSGA-II sur 2 des variables de dimensionnement des solutions optimales	98
4.31	Profil de consommation journalier de référence utilisé	99
4.32	Action de décalage temporel	101
4.33	Action de modulation d'amplitude	101
4.34	Implémentation de l'optimisation	103
4.35	Profils de consommation initial et optimal en considérant un $LLP=0\%$	103
4.36	Impact sur le coût énergétique global du système de l'optimisation de la forme du profil de consommation	104
5.1	Charge et décharge d'un accumulateur Lithium-ion	108
5.2	Diagramme de Ragone : Comparaison des technologies Li-ion et Plomb-Acide (d'après [Gui10])	110
5.3	Batterie Li-ion Intensium3 10 kWh - 48 V	112
5.4	Élément VL45E (a) et accumulateur Intensium3 (b)	112
5.5	Modèle électrique de Zimmerman	113
5.6	Modèle utilisé pour l'accumulateur Li-ion (d'après [PBD ⁺ 08])	113
5.7	Système expérimental de caractérisation des accumulateurs Intensium3	115
5.8	Phénomènes de relaxation et d'autodécharge (après une charge à C_5 durant 4 heures)	116
5.9	Évolution de la capacité de l'accumulateur Li-ion en fonction du courant de sollicitation	117
5.10	Évolution du rendement coulombien de l'accumulateur Li-ion en fonction du courant de sollicitation	118
5.11	Évolution de la tension à vide d'un élément VL45E en fonction de son état de charge	118
5.12	Tension à vide aux bornes du module Intensium3	119
5.13	Résultats d'essais en charge et en décharge à courant constant	120

5.14	Résistance interne de l'accumulateur en charge et en décharge en fonction de l'état de charge	120
5.15	Modèle de la résistance interne de l'accumulateur en charge et en décharge en fonction de l'état de charge	122
5.16	Évolution du rendement d'un module Intensium3 (environ 2 kWh de capacité énergétique nominale) en fonction de l'état de charge et de la sollicitation en puissance . . .	122
5.17	Vieillessement des accumulateurs Li-ion VL45E	123
5.18	Courbes de cyclage pour les deux technologies de stockage envisagées (d'après [JO06] et [MV99])	125
5.19	Système Photovoltaïque Stand-Alone	125
5.20	Résultats d'optimisation : comparaison sur la base du coût énergétique	126
5.21	Comparaison des contributions au coût énergétique global des différents constituants pour les deux technologies de stockage envisagées ($t_{life} = 30$ ans)	126
5.22	Dimensionnement de l'accumulateur, comparaison entre les technologies Li-ion et Plomb-Acide	127
5.23	Vieillessement des accumulateurs, comparaison entre la technologie Li-ion et Plomb-Acide	128
5.24	Coûts énergétiques liés au système de stockage ($t_{life} = 30$ ans)	129
6.1	Architecture générale du système SOLEDO	133
6.2	CMA : Organe de contrôle des charges	134
6.3	Profils de consommation déterministes utilisés pour le mode connecté réseau	135
6.4	Configuration du système SOLEDO en mode connecté réseau	137
6.5	Modes de fonctionnement du système SOLEDO en mode connecté réseau	138
6.6	Implémentation de l'algorithme d'optimisation	140
6.7	Résultat d'optimisation du système en mode connecté réseau pour $n_{year} = 10$ ans . . .	141
6.8	Évolutions des paramètres d'optimisation des solutions optimales pour $n_{year} = 10$ ans	141
6.9	Résultat d'optimisation du système en mode connecté réseau pour $n_{year} = 30$ ans . . .	142
6.10	Surcoût amené par l'écrêtage de la puissance appelée au réseau pour les deux durées d'usage considérées	142
6.11	Réseau bayésien liant paramètres causaux et évènements dans l'optique du démarrage d'une charge	143
6.12	Exemple de densité de probabilité de présence du consommateur - $p(C_o)$	145
6.13	Probabilité traduisant le besoin du consommateur vis à vis d'une charge lorsque celle-ci se trouve dans l'état 0	146
6.14	Profils des 3 charges utilisées	149
6.15	Simulation du comportement aléatoire d'un consommateur en prenant en compte les 3 charges définies arbitrairement FIGURE 6.14	150
6.16	Profil de consommation journalier prioritaire	151
6.17	Profil du cycle de charge délestable	151
6.18	Configuration du système SOLEDO en mode autonome	152
6.19	Cycle d'hystérésis de fonctionnement du Groupe Électrogène	153
6.20	Représentation du système SOLEDO en Boucle Fermée	154
6.21	Évolution du coût du kWh consommé en fonction du gain du correcteur proportionnel	157
6.22	Évolution du coût global de fonctionnement du système et de la quantité d'énergie fournie au consommateur en fonction du gain du correcteur proportionnel	158
6.23	Évolution du coût du kWh consommé en fonction du gain du correcteur proportionnel pour différents "essais" représentant différents tirages aléatoires	158
6.24	Résultats de simulations temporelles pour 3 valeurs remarquables du gain K_p	159

Liste des tableaux

2.1	Rapport réserve prouvée / production annuelle des différentes ressources non renouvelables [MGRA03]	12
2.2	Paramètres de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome	23
3.1	Paramètres du modèle polynomial de la puissance photovoltaïque productible	36
3.2	Paramètres du modèle polynomial de la consommation des groupes électrogènes Diesel Caterpillar (Série GEP)	38
3.3	Coefficients de modélisation des courbes constructeur	47
3.4	Coefficients de perte de capacité pour 2 technologies d'accumulateurs Plomb-Acide	47
3.5	Paramètres de modélisation des pertes de l'onduleur Trace Engineering [Ger02]	49
3.6	Paramètres de modélisation des pertes du hacheur à commande MPPT [Ger02]	51
3.7	Paramètres de coûts économiques utilisés	54
4.1	Principaux paramètres du profil de consommation caractéristique d'un foyer de 4 personnes utilisé	80
4.2	Principaux paramètres de simulation	81
4.3	Comparaison des dimensionnements optimaux en fonction du critère retenu pour un taux de délestage énergétique autorisé de 0%	83
4.4	Principaux paramètres de l'algorithme NSGA-II	85
4.5	Tarif EDF option base	93
4.6	Paramètres du profil de consommation de référence	100
4.7	Diminution du coût énergétique global apportée par l'optimisation du profil de consommation	103
5.1	Performances des accumulateurs Lithium-ion d'après [BVM ⁺ 06]	109
5.2	Paramètres de modélisation de la capacité de l'accumulateur en charge	117
5.3	Paramètres de modélisation de la capacité de l'accumulateur en décharge	117
5.4	Paramètres de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur	119
5.5	Paramètres de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur en décharge	121
5.6	Paramètres de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur en charge	121
5.7	Coefficients de modélisation de la courbe constructeur de vieillissement des accumulateurs VL45E	124
6.1	Paramètres des modules CMA	134
6.2	Principaux paramètres caractéristiques des 5 abonnés du système SOLEDO en mode connecté réseau	136
6.3	Réglages des paramètres des CMA's en mode connecté réseau	136
6.4	Principaux paramètres de l'algorithme NSGA-II	139
6.5	Principaux paramètres des simulations	140
6.6	Paramètres des gaussiennes utilisées pour la modélisation de la présence du consommateur de la FIGURE 6.12	145

6.7	Paramètres relatifs à chaque charge élémentaire nécessaires à l'approche probabiliste	148
6.8	Principaux paramètres de dimensionnement du système SOLEDO	156
6.9	Principaux paramètres de simulation du système SOLEDO	156
6.10	Synthèse des résultats pour 3 réglages du correcteur proportionnel	159
6.11	Répartition du coût de fonctionnement pour 3 réglages du correcteur proportionnel .	159

Liste des symboles

Acronymes

<i>ACV</i>	Analyse sur Cycle de Vie
<i>CdTe</i>	Technologie couche mince : Cadmium Tellurure
<i>CHP</i>	Combined Heat and Power, Cogénération chaleur et électricité
<i>CIEMAT</i>	Centro de Investigaciones Energéticas, MedioAmbiantales y Tecnológicas
<i>CIS</i>	Technologie couche mince : Cuivre Indium Selenium
<i>DOD</i>	Depth of Discharge, Profondeur de décharge
<i>DSM</i>	Demand Side Management, Gestion de la consommation
<i>EDF</i>	Électricité de France
<i>EFC</i>	Equivalent Full Cycle, Nombre de cycles entiers équivalents
<i>EPBT</i>	Energy Pay-Back Time, Temps de retour sur investissement énergétique
<i>GE</i>	Groupe Électrogène
<i>GER</i>	Gross Energy Requirement, coût énergétique primaire
<i>INES</i>	Institut National de l'Energie Solaire
<i>LLP</i>	Loss of Load Probability, Délestage énergétique du consommateur
<i>LPM</i>	Load Profile Modification, Taux de modification du profil de consommation
<i>MPPT</i>	Maximum Power Point Tracker, Recherche du point de puissance maximal
<i>MTBF</i>	Mean Time Between Failure, Temps moyen entre pannes
<i>NCA</i>	Nickel Cobalt Aluminium, Chimie particulière de l'électrode positive de l'accumulateur Li-ion utilisé
<i>OCV</i>	Open Circuit Voltage, Tension à vide de l'accumulateur, [V]
<i>PCI</i>	Pouvoir Calorifique Inférieur
<i>PREMIO</i>	Production Répartie, Energies renouvelables, Maîtrise de l'énergie Intégrée et Optimisée

REMODECE REsidential MOonitoring to Decrease Energy use and Carbon Emissions in Europe

RTE Réseau de Transport d'Electricité

SAPV Stand-Alone PhotoVoltaic System, Système photovoltaïque autonome

SATIE Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie

SETE Systèmes d'Energie pour les Transports et l'Environnement

SHS Solar Home System, Maison solaire

SLI Starting Lightening Ignition

SOC State Of Charge, État de charge

SOH State Of Health, État de santé

SOLEDO SOLution globale pour un mini-réseau avec Energie Décentralisée photovoltaïque en source principale et gestion Optimisée des flux de production et de consommation

UF Utilization Factor, Facteur d'utilisation de la ressource énergétique solaire

VRLA Valve Regulated Lead Acid, Batterie Plomb-Acide à recombinaison de l'électrolyte

ZCE Zone de Charge d'Espace

Symboles

a_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène
A_i	Vieillessement causé par un cycle partiel d'évolution de l'état de charge
A_k	Amplitude de la Gaussienne k
$\alpha_{Lithium}$	Paramètre du modèle de la courbe en cyclage des accumulateurs Li-ion VL45E
α_{Chop}	Pertes à vide du hacheur, [W]
α_{GE}	Consommation à vide du groupe électrogène, [l/h]
α_i	Besoin initial du consommateur vis à vis de la charge i
α_{Inv}	Pertes à vide de l'onduleur, [W]
α_{PV}	Paramètre du modèle de production photovoltaïque
α_{Plomb}	Paramètre du modèle polynomial de la courbe en cyclage des accumulateurs au Plomb-Acide
β_{Chop}	Paramètre du modèle polynomial des pertes du hacheur
β_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène

β_{Inv}	Paramètre du modèle polynomial des pertes de l'onduleur	d_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène
β_{PV}	Paramètre du modèle de production photovoltaïque	E_{Direct}	Part de l'énergie journalière produite pouvant être consommée directement, [Wh]
b_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène	e_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène
$b_{Lithium}$	Paramètre du modèle de la courbe en cyclage des accumulateurs Li-ion VL45E	E_{Prod}	Énergie journalière devant être produite pour satisfaire pleinement le consommateur, [Wh]
b_{Plomb}	Paramètre du modèle polynomial de la courbe en cyclage des accumulateurs au Plomb-Acide	E_s	Puissance rayonnée incidente par unité de surface, [W/m^2]
c_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène	E_{Sto}	Part de l'énergie journalière produite devant être stockée avant d'être consommée, [Wh]
$c_{Lithium}$	Paramètre du modèle de la courbe en cyclage des accumulateurs Li-ion VL45E	η_{Ch}	Rendement de l'accumulateur en charge, [%]
C_{nom}	Capacité nominale de l'accumulateur, [Ah]	η_{Chop}	Rendement du hacheur à commande MPPT, [%]
$C_{nom}(t_0)$	Capacité nominale initiale de l'accumulateur, [Ah]	η_{Coul}	Rendement Coulombien de l'accumulateur, [%]
$C_{nom-ref}$	Capacité nominale de référence de l'accumulateur, [Ah]	η_{Disch}	Rendement de l'accumulateur en décharge, [%]
$Conso_{GE}$	Consommation du groupe électrogène, [l/h]	η_{EU}	Rendement européen d'un onduleur, [%]
c_{Plomb}	Paramètre du modèle polynomial de la courbe en cyclage des accumulateurs au Plomb-Acide	η_{Inv}	Rendement de l'onduleur, [%]
C_{ref}	Capacité nominale de référence de l'accumulateur Li-ion VL45E, [Ah]	η_{MPPT}	Rendement amené par la recherche du point de puissance maximale, [%]
$C_{Sto}(t)$	Capacité instantanée de l'accumulateur, [Ah]	η_{Tot}	Rendement global du hacheur à commande MPPT, [%]
ΔDOD	Amplitude d'un cycle partiel d'évolution de l'état de charge	$\eta_{X\%}$	Rendement à X% d'un onduleur, [%]
ΔK_p	Incrément du gain du correcteur proportionnel pour l'étude paramétrique	f_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène
ΔP	Différence de puissance instantanée entre demande du consommateur et production PV, [W]	γ_{Chop}	Paramètre du modèle polynomial des pertes du hacheur
$\Delta \Phi$	Phase du profil de consommation idéalisé, [rad]	γ_{GE}	Paramètre du modèle de consommation du groupe électrogène
$\Delta \Phi_{Min}$	Déphasage du profil idéalisé de consommation optimal, [rad]	γ_{Inv}	Paramètre du modèle polynomial des pertes de l'onduleur
$\delta_{Plomb-pl}$	Coefficient de perte de capacité pour un accumulateur Plomb-Acide à plaques planes, [%/EFC]	γ_{PV}	Paramètre du modèle de production photovoltaïque
$\delta_{Plomb-tu}$	Coefficient de perte de capacité pour un accumulateur Plomb-Acide à plaque positive tubulaire, [%/EFC]	GER_{Chop}^*	Coût énergétique élémentaire lié la fabrication du hacheur, [kWh/VA]
δ_{PV}	Dégradation annuelle des performances des modules PV polycristallins, [%]	GER_{Diesel}^*	Énergie primaire d'un litre de gasoil, [kWh/l]
Δt	Pas de temps utilisé lors des simulations, [s]	GER_{Ge}	Coût énergétique total lié au groupe électrogène, [kWh]
ΔT_i	Décalage temporel de la charge i , [h]	GER_{Ge}^*	Coût énergétique élémentaire lié à la fabrication du groupe électrogène, [kWh/VA]
$\Delta T_{i_{max}}$	Décalage maximum pouvant être effectué sur la charge i , [h]	GER_{Inv}^*	Coût énergétique élémentaire lié la fabrication de l'onduleur, [kWh/VA]
ΔV	Chute de tension interne de l'accumulateur, [V]	GER_{Min}	Coût énergétique minimal du système SAPV, [kWh]
		GER_{Pv}^*	Coût énergétique lié à la fabrication des modules polycristallins, [kWh/ W_c]
		GER_{Sto}^*	Coût énergétique élémentaire lié à la fabrication des éléments de stockage, [kWh/kWh]

GER_{Total}	Coût énergétique global du système photovoltaïque autonome, [kWh]	λ_{kWh}	Prix TTC du kWh appelé au réseau de distribution, [€]
I_{nom}	Courant nominal de l'accumulateur, [A]	$\lambda_{kWhFonc}$	Part du coût de l'électricité consommée liée au fonctionnement du système, [€/kWh]
I_{Sto}	Courant de l'accumulateur, [A]	λ_{PV}^*	Coût économique élémentaire des panneaux PV silicium polycristallins, [€/W]
$K_{C_{ch1}}$	Paramètre de modélisation de la capacité de l'accumulateur en charge, [Ah]	λ_{Sto}^*	Coût économique élémentaire des accumulateurs Plomb-Acide, [€/W.h]
$K_{C_{ch2}}$	Paramètre de modélisation de la capacité de l'accumulateur en charge, [h]	$\lambda(t)$	Taux de défaillance d'un composant
$K_{C_{disch1}}$	Paramètre de modélisation de la capacité de l'accumulateur en décharge, [Ah]	λ_{Total}	Coût économique global du système photovoltaïque autonome, [€]
$K_{C_{disch2}}$	Paramètre de modélisation de la capacité de l'accumulateur en décharge, [h]	$\lambda_{TotalNormal}$	Coût annuel lié à la fourniture des charges en mode connecté réseau, [€]
K_{OCV1}	Paramètre de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur Li-ion, [V]	n	Nombre de points de la simulation sur la durée d'usage du système compte tenu du pas de temps de simulation
K_{OCV2}	Paramètre de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur Li-ion, [V]	$N_{actions}$	Nombre d'actions élémentaires envisagées sur le profil de consommation
K_{OCV3}	Paramètre de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur Li-ion, [V]	n_{Chop}	Nombre de remplacements du hacheur sur la durée de vie du système
K_{OCV4}	Paramètre de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur Li-ion, [V]	N_{cycles}	Nombre de cycles réalisables par l'accumulateur
K_{OCV5}	Paramètre de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur Li-ion, [V]	$N_{cyclesLithium}$	Nombre de cycles réalisables par l'accumulateur Li-ion VL45E
K_{OCV6}	Paramètre de modélisation de la tension à vide de l'accumulateur Li-ion, [V]	$N_{cyclesPlomb}$	Nombre de cycles réalisables par l'accumulateur Plomb-Acide
k_{Sto}	Produit du nombre de cycles par la profondeur de décharge	N_{Diesel}	Consommation en carburant du groupe électrogène, [l]
$\lambda_{Abonnement}$	Coût annuel lié à l'abonnement au réseau de distribution, [€]	n_{Elt}	Nombre d'éléments en série constituant l'accumulateur
λ_{Chop}^*	Coût économique élémentaire du hacheur à commande MPPT, [€/W]	N_G	Nombre de générations de l'optimisation
λ_{Diesel}^*	Coût économique élémentaire du carburant gasoil, [€/l]	n_{Ge}	Nombre de remplacements du groupe électrogène sur la durée de vie du système
λ_{Elec}	Coût lié à la consommation électrique soutirée au réseau de distribution par le système SOLEDO, [€]	N_{Ind}	Nombre d'individus par génération de l'optimisation
λ_{Fonc}	Coût lié au fonctionnement du système SOLEDO, [€]	n_{Inv}	Nombre de remplacements de l'onduleur sur la durée de vie du système
λ_{FoncGE}	Coût de fonctionnement lié à la consommation de carburant du groupe électrogène, [€]	W_{max}	Paramètre CMA : Énergie journalière maximale consommable, [Wh]
$\lambda_{FoncSto}$	Coût de fonctionnement lié au cyclage de l'accumulateur, [€]	n_{Sto}	Nombre de remplacements de l'accumulateur
λ_{GE}^*	Coût économique élémentaire du groupe électrogène, [€/W]	n_{year}	Nombre d'années d'utilisation du système SOLEDO
λ_{Inv}	Coût lié à l'investissement du système SOLEDO, [€]	ω	Pulsation des profils idéalisés sinusoïdaux, [rad/s]
λ_{Inv}^*	Coût économique élémentaire de l'onduleur, [€/VA]	P_0	Seuil de puissance utilisé pour le calcul de la puissance de recharge de l'accumulateur, [W]
		P_1	Seuil de puissance utilisé pour le calcul de la puissance de recharge de l'accumulateur, [W]
		P_C	Probabilité de croisement

$P_{ChopMin}$	Puissance apparente du hacheur dans la configuration optimale du système SAPV, [VA]	P_{Res}	Puissance électrique appelée au réseau de distribution, [W]
$P_{ConvNom}$	Puissance nominale du convertisseur réversible batterie, [W]	P_{Resmax}	Puissance d'écîrêtage du réseau de distribution, [W]
P_{DCload}	Puissance électrique équivalente appelée par le consommateur en amont de l'onduleur, [W]	$P_{Stoimit}$	Puissance de recharge initiale de l'accumulateur, [W]
P_{Del}	Paramètre CMA : Puissance maximale souscrite concernant les charges délestables, [W]	r	Amplitude relative du profil de consommation idéalisé
P_{Delmax}	Puissance délestable maximale appelée par un utilisateur de SOLEDO, [W]	r_{c1}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_{demand}	Puissance demandée par le consommateur, [W]	r_{c2}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_{GE}	Puissance utile fournie par le groupe électrogène, [W]	r_{c3}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_{GE}	Puissance électrique produite par le groupe électrogène, [W]	r_{c4}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_{GENom}	Puissance nominale du Groupe Électrogène, [VA]	r_{c5}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_i	Puissance appelée par la charge i , [W]	r_{c6}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_J	Pertes joules au sein d'un élément Li-ion, [Wh]	r_{c7}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
P_{load}	Puissance électrique appelée par le consommateur, [W]	r_{c8}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en charge, [Ω]
\bar{P}_{load}	Puissance moyenne du profil de consommation, [W]	r_{d1}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
P_{loadDC}	Puissance appelée sur le bus continu par le consommateur, [W]	r_{d2}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
\hat{P}_{load}	Puissance maximale du profil de consommation, [W]	r_{d3}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
$P_{loadmax}$	Paramètre CMA : Puissance maximale souscrite, [W]	r_{d4}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
$P_{lossChop}$	Pertes énergétiques au sein du hacheur à commande MPPT, [W]	r_{d5}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
$P_{lossinv}$	Pertes énergétiques au sein de l'onduleur, [W]	r_{d6}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
P_M	Probabilité de mutation	r_{d7}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
P_{Max}	Puissance totale maximale appelée par un utilisateur de SOLEDO, [W]	r_{d8}	Paramètre de modélisation de la résistance interne de l'accumulateur Li-ion en décharge, [Ω]
P_{PV}	Puissance photovoltaïque productible, [W]	r_{Opt}	Amplitude relative du profil idéalisé de consommation optimal
P_{PVDC}	Puissance photovoltaïque injectée sur le bus continu, [W]	r_{Sto}	Résistance interne de l'accumulateur, [Ω]
P_{PVMin}	Puissance crête photovoltaïque dans la configuration optimale du système SAPV, [W]	$R(t)$	Fiabilité d'un composant
P_{PVpk}	Puissance crête photovoltaïque, [W _c]	P_{Chop}	Puissance du hacheur à commande MPPT, [W]
P_{PVProd}	Puissance photovoltaïque effectivement produite, [W]	S_{ConvPV}	Puissance nominale du convertisseur PV du système SOLEDO, [kVA]
P_{refi}	Puissance appelée de référence de la charge i , [W]	$S_{ConvSto}$	Puissance nominale du convertisseur batterie du système SOLEDO, [kVA]
\bar{P}_{Res}	Puissance électrique moyenne appelée au réseau de distribution, [W]	S_{GE}	Puissance apparente du groupe électrogène, [VA]

σ_k	Écart type de la gaussienne k	t_{life}	Durée de vie considérée pour le système global, [an]
σ_{Res}	Écart type de la puissance appelée au réseau	t_{ref_i}	Instant de démarrage de référence de la charge i , [h]
$\sigma_{ResNormal}$	Ecart type du profil de consommation total des 5 abonnés en mode connecté réseau, [W]	t_{sim}	Durée des simulations, [s]
S_{Inv}	Puissance apparente de l'onduleur, [VA]	t_{Start}	Instant de démarrage d'une charge élémentaire, [s]
S_{InvMin}	Puissance apparente de l'onduleur dans la configuration optimale du système SAPV, [VA]	t_{unmet}	Temps cumulé de délestage du consommateur, [s]
SOC_{Max}	État de charge maximal de l'accumulateur, [%]	T_{Usage_i}	Durée du cycle de la charge i , [s]
SOC_{Min}	État de charge minimal de l'accumulateur, [%]	V_{Sto}	Tension aux bornes de l'accumulateur, [V]
SOC_{Start}	État de charge de démarrage du Groupe Électrogène, [%]	V_{StoMax}	Tension maximale de l'accumulateur, [V]
SOC_{Stop}	État de charge d'extinction du Groupe Électrogène, [%]	V_{StoMin}	Tension minimale de l'accumulateur, [V]
T	Période du profil de consommation sinusoïdal, [s]	$V_{StoStart}$	Tension de l'accumulateur correspondant au démarrage du groupe électrogène, [V]
t_0	Instant initial, [s]	$V_{StoStop}$	Tension de l'accumulateur correspondant à l'arrêt du groupe électrogène, [V]
t_1	Instant de croisement entre profils idéalisés de production et de consommation, [s]	\bar{W}_{day}	Énergie journalière moyenne consommée par un utilisateur de SOLEDO, [Wh]
t_2	Instant de croisement entre profils idéalisés de production et de consommation, [s]	\hat{W}_{day}	Énergie journalière maximale consommée par un utilisateur de SOLEDO, [Wh]
$time_i$	Durée du cycle de la charge i , [h]	W_{ex}	Énergie cumulée échangeable sur durée de vie par Wh de capacité, [Wh / Wh]
$time_{ref_i}$	Durée du cycle de référence de la charge i , [h]	W_{Life}	Énergie cumulée échangeable par l'accumulateur sur sa durée de vie, [Wh]
t_{init_i}	Instant initial pour lequel la charge i se trouve dans l'état 0, [s]	$\bar{W}_{load_{day}}$	Énergie journalière moyenne consommée, [Wh]
T_j	Température de jonction du module PV, [°C]	W_{Sto}	Capacité de stockage de l'accumulateur, [Wh]
T_{jref}	Température de jonction de référence du module PV, [°C]		
t_k	Instant du maximum de la Gaussienne k, [s]		

Bibliographie

- [ABB03] ABB. Environmental Product Declaration : Converter Module DSC 400. Technical report, ABB, Automation Division Drives, Lampertheim Germany, 2003.
- [ABB09] Revue ABB. Croissance verte, Des variateurs écologiquement corrects. Technical report, ABB, 2009.
- [ALM06] J. Annette, J.R.D. López, and H. Mosler. Household Energy Use Patterns and Social Organisation for Optimal Energy Management in a Multi-user Solar Energy System. *Prog. Photovolt : Res. Appl.*, vol.14 :353–362, 2006.
- [AN00] E.A Alsema and E. Nieuwlaar. Energy viability of photovoltaic systems. *Energy Policy*, vol.28 :999–1010, 2000.
- [AWSF06] E.A Alsema, M.J Wild-Scholten, and V.M Fthenakis. Environmental Impacts of PV Electricity Generation - A critical Comparison of Energy Supply Options. *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 21, 2006.
- [BBMJ09] M. Braun, K. Budenbender, D. Magnor, and A. Jossen. Photovoltaic Self-Consumption in Germany using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy. *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 24, 2009.
- [BK85] C. Bjork and B.G. Karlsson. Load management applications for industrial loads. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-104 :2058–2063, 1985.
- [Bro07] M. Broussely. Les accumulateurs Lithium-ion, état de l’art. *La Revue 3EI*, n.48 :36–45, 2007.
- [BTDK05] S. Buller, M. Thele, A. De Doncker, and E. Karden. Impedance-Based Simulation Models of Supercapacitors and Li-Ion Batteries for Power Electronic Applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol.41, n.3 :742–747, 2005.
- [BVM⁺06] P. Bossche, F. Vergels, J. Van Mierlo, J. Matheys, and W. Van Autenboer. SUBAT : an assessment of sustainable battery technology. *Journal of Power Sources*, vol.162 :913–919, 2006.
- [Cam04] C. Camez. *Participation à l’amélioration des méthodes de dimensionnement et de gestion pour les systèmes isolés hybrides de production d’électricité, couplant générateurs photovoltaïques et groupe électrogène. Application dans les pays en voie de développement*. PhD thesis, École des Mines de Paris, 2004.
- [Cap01] A. Capel. Mathematical model for the representation of the electrical behaviour of a lithium cell. *32nd IEEE Power Electronics Specialists Conference*, vol.4 :1976–1981, 2001.
- [CAT] Société CATERPILLAR. Site Web : <http://france.cat.com/>, visité le 4/02/2010.
- [CC94] J.B Copetti and F. Chenlo. Lead/Acid batteries for photovoltaic applications. Test results and modelling. *Journal of Power Sources*, vol.47 :109–118, 1994.
- [Cel07] A.N Celik. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand alone photovoltaic systems. *Renewable Energy*, vol.32 :2096–2115, 2007.

- [Com09] European Commission. PV Status Report. *Institute for Energy*, 2009.
- [DGE] Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer. Site Web : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>, visité le 28/12/2009.
- [DPAM02] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan. A fast and elitist multiobjective Genetic algorithm : NSGA-II. *IEEE Transaction on Evolutionary Computation*, vol.6, n.2 :182–197, 2002.
- [DSCL09] M. Dittmer, A. Schmiegel, J.F Cousseau, and M. Lippert. Demand driven integrated PV-system with lithium-ion batteries for storage to boost self consumption. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 24, 2009.
- [Dum99] C. Dumbs. *Développement d'outils pour l'analyse des systèmes photovoltaïques hybrides*. PhD thesis, École des Mines de Paris, 1999.
- [EDE] Société EDELIA. Site Web : <http://www.edelia.fr>, visité le 15/01/2010.
- [EDF] Société EDF. Site Web : <http://www.edf-bleuciel.fr/>, visité le 18/03/2010.
- [EDF08] EDF. Insertion de production éolienne et photovoltaïque dans les réseaux publics des zones non-interconnectées. Technical report, Referentiel Technique, 2008.
- [ENE] Société Enertech. Site Web : <http://www.enertech.fr/>.
- [EUR] Société Eurogenset. Site Web : <http://www.eurogenset-direct.com/>, visité le 16/02/2010.
- [Eur08] European Photovoltaic Industry Association and Greenpeace. Solar Generation V. *Report EPIA*, 2008.
- [EUR09] EUROBSERV'ER. Baromètre Photovoltaïque. *Systèmes Solaires - Le Journal du Photovoltaïque*, Hors Série n.1, 2009.
- [Fac83] W.A Facinelli. Modeling and simulation of lead-acid batteries for photovoltaic systems. *Intersociety energy conversion engineering conference*, 18 :1582–1588, 1983.
- [FIR] Société first solar. Site Web : <http://www.firstsolar.com/>, visité le 19/01/2010.
- [FM08] A. Fragaki and T. Markvart. Stand-alone PV system design : Results using a new sizing approach. *Renewable Energy*, 33 :162–167, 2008.
- [Ger02] O. Gergaud. *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. PhD thesis, École Normale Supérieure de Cachan, SATIE, 2002.
- [Gom09] G. Gomez. Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application. *International Journal Of Hydrogen Energy*, vol.34 :5304–5310, 2009.
- [GOO] Power Meter de Google. Site Web : <http://www.google.org/powermeter>, visité le 15/01/2010.
- [GP91] P.P. Groumpos and G. Papegeorgiou. An optimum load management strategy for stand-alone photovoltaic power systems. *Solar Energy*, vol.46, n.2 :121–128, 1991.
- [Gui10] A. De Guibert. Colloque IFP Panorama. Technical report, SAFT, 2010.
- [Gxa05] A.R Gxasheka. Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors. *Renewable Energy*, vol.30 :611–620, 2005.
- [Hab05] H. Haberlin. Rendement des onduleurs photovoltaïques. *Le monteur électricien*, n.5 :10–15, 2005.

- [HBKZ06] H. Haberlin, L. Borgna, M. Kaempfer, and U. Zwahlen. New Tests at Grid-Connected PV inverters : Overview over Test Results and Measured Values of Total Efficiency η_{Tot} . *European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany*, 21, 2006.
- [HGB08] N. Herrmann, S. Golz, and B. Buchholtz. Washing with the sun : Results of a field test for the use of locally generated renewable electricity and load shifting in households. *International Journal of Distributed Energy Ressources*, vol.4, 2008.
- [HTS06] A. Hammouche, M. Thele, and D.U. Sauer. Analysis of gassing processes in a VRLA/spiral wound battery. *Journal of Power Sources*, vol.158 :987–990, 2006.
- [IEA07] *Trends in Photovoltaics Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007*. International Energy Agency, 2007.
- [IEA09] *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, 2009.
- [JCR08] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong. A review on distributed energy resources and Microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.12 :2472–2483, 2008.
- [JO06] J. Brunarie and E. Olsson. High Energy Li-Ion Batteries combined with Compact Power Systems for Outdoor BTS : Technical and Economical Decision making from Field Test to Deployment. *International Telecommunications Energy Conference*, 2006.
- [Kai07] R. Kaiser. Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. *Journal of Power Sources*, vol.168 :58–65, 2007.
- [Koh09] M. Kohle. Techno-Economic Optimum Sizing of a Stand-Alone Solar Photovoltaic System. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol.24, n.2 :511–519, 2009.
- [Kra06] S. Krauter. *Solar Electric Power Generation, Photovoltaic Energy Systems*. Springer, 2006.
- [KSM06] C. Koroneos, N. Stylos, and N. Moussiopoulos. Life cycle assessment of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Systems. *LCA*, vol.11 :129–136, 2006.
- [KSZK09] J.K. Kaldellis, M. Simotas, D. Zafirakis, and E. Kondili. Optimum autonomous photovoltaic solution for the Greek islands on the basis of energy pay-back analysis. *Journal of Cleaner Production*, vol.17 :1311–1323, 2009.
- [Lag08] J. Lagorse. Modélisation et optimisation d'alimentations électriques autonomes stationnaires multi-sources. *Journées des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique*, 2008.
- [Li09] P. Li. *Formalisme pour la Supervision des Systèmes Hybrides Multi-Sources de Générateurs d'Energie Répartie : Application à la Gestion d'un Micro Réseau*. PhD thesis, École Centrale de Lille, 2009.
- [LPa08] E. Lemaire-Potteau and all. Assessment of Storage Ageing in Different Types of PV Systems : Technical and economical Aspects. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 23, 2008.
- [Ma97] K. Machida and all. Secular degradation of crystalline photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol.47 :149–153, 1997.
- [Mab01] H. Mabboux. Alimentations statiques sans interruptions. *Techniques de l'Ingénieur*, 2001.
- [Man06] J.F Manwell. HYBRID2- A hybrid system simulation model, Theory manual. *Renewable Energy Research Laboratory Department of Mechanical Engineering UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS*, 2006.
- [MCM⁺06] F. Mattera, H. Colin, J. Merten, M. Perrin, D. Mourzagh, G. Sarre, and J.C Marcel. Lithium Batteries in stand-alone photovoltaic applications. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 21, 2006.

- [MD03] E.L Meyer and E.E Van Dick. Characterization of degradation in thin-film photovoltaic module performance parameters. *Renewable Energy*, vol.28 :1455–1469, 2003.
- [MGE⁺09] D. Magnor, J.B. Gerschler, M. Ecker, P. Merk, and D.U. Sauer. Concept of a battery aging model for lithium-ion batteries considering the lifetime dependency on the operation strategy. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 24, 2009.
- [MGRA03] B. Multon, O. Gergaud, G. Robin, and H. Ben Ahmed. Consommation d'énergie et ressources énergétiques. *Techniques de l'Ingénieur*, D3900, 2003.
- [Min45] M.A. Miner. Cumulative damage in fatigue. *Journal of Applied Mechanics*, vol.12 :156–164, 1945.
- [MKR88] J.F. Morris, F.J. Kern, and E.F. Richards. Distribution Automation for the Association of Missouri Electric Cooperatives - A Statewide Evaluation of Load Management. *IEEE transaction on Industry Applications*, vol.24, n.5 :782–791, 1988.
- [MLD⁺98] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, and P. Jaud. Stockage d'électricité dans les systèmes électriques. *Techniques de l'Ingénieur*, D 4030, 1998.
- [MNL99] M. Muselli, G. Notton, and A. Louche. Design of Hybrid-Photovoltaic Power Generator with Optimization of Energy Management. *Solar Energy*, vol.65, n.3 :143–157, 1999.
- [MST] Société MSTE. Site Web : <http://www.mste-solar.de/>.
- [Mul07] J.C Muller. Électricité Photovoltaïque - Filières et Marché. *Techniques de l'Ingénieur*, BE8579, 2007.
- [MV99] R. Messenger and J. Ventre. *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press, 1999.
- [NA93] M. Newborough and P. Augood. Demand-side management opportunities for the UK domestic sector. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib*, vol. 146, n.47 :283–293, 1993.
- [NWL⁺07] P. Naim, P.H Wuillemain, P. Leray, O. Pourret, and A. Becker. *Réseaux Bayésiens*. 2007.
- [OBS08] *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde - Dixième Inventaire*. Observ'er, 2008.
- [PBD⁺08] V. Pop, H. Bergveld, D. Danilov, P. Regtien, and P. Notten. *Battery Management Systems : Accurate State-Of-Charge Indication for Battery Powered Applications*. Philips Research Book Series Volume 9, 2008.
- [PDMM05] M. Perrin, Y.M Saint Drenan, F. Mattera, and P. Malbranche. Lead-acid batteries in stationary applications : competitors and new markets for large penetration of renewable energies. *Journal of Power Sources*, vol.144 :402–410, 2005.
- [PHO] Société Photowatt. Site Web : <http://www.photowatt.com/>, visité le 19/01/2010.
- [PL08] R. Posadillo and R. Lopez Luque. Approaches for developing a sizing method for stand-alone pv systems with variable demand. *Renewable Energy*, vol.33 :1037–1048, 2008.
- [Pla07] EU PV Technology Platform. A strategic research agenda for photovoltaic solar energy technology. *Sixth European Framework Programme for Research and Technological Development*, 2007.
- [PRE] Site Web : <http://www.capenergies.fr/index.php?Premio>, visite le 15/10/2009.
- [PST⁺08] G. Petrone, G. Spagnuolo, R. Teodorescu, M. Veerachary, and M. Vitelli. Reliability issues in photovoltaic power processing systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.55, n.7 :2569–2580, 2008.
- [PVC] Association PV Cycle. Site Web : <http://www.pvcycle.org/>, visité le 16/02/2010.
- [Ra02] A.M Reis and all. Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans*, 29, 2002.

- [RA04] J. Robert and J. Alzieu. Accumulateurs au plomb. *Techniques de l'Ingénieur*, 2004.
- [RA08] C. Rodriguez and A.J. Amaratunga. Long Life-time Power Inverter for Photovoltaic AC module. *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol.55 :2593–2601, 2008.
- [Rae05] S. Rael. *Composants nouveaux pour le stockage et la génération d'énergie électrique : Modélisation électrique, caractérisation et mise en oeuvre*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2005.
- [REN09] REN21. Renewables Global Status Report - 2009 Update. *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*, 2009.
- [Rif09] Y. Riffonneau. *Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau*. PhD thesis, Université de Grenoble, 2009.
- [RS05] C.J. Rydh and B.A. Sandén. Energy Analysis of batteries in photovoltaic systems. Part 1 : Performance and energy requirement. *Energy Conversion and Management*, vol.46 :1957–1979, 2005.
- [Ryd99] C.J. Rydh. Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. *Journal of Power Sources*, vol.80 :21–29, 1999.
- [SAFa] Société SAFT. Site Web : <http://www.saftbatteries.com/>, visité le 25/03/2010.
- [SAFb] SAFT. Lithium-ion battery technology. Technical report, VO58-06.
- [SAT] Laboratoire SATIE. Site Web : <http://www.satie.ens-cachan.fr/>.
- [She09] W.X. Shen. Optimally sizing of solar array and battery in a stand-alone photovoltaic system in Malaysia. *Renewable Energy*, vol.34 :348–352, 2009.
- [SO09] V. Salas and E. Olias. Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems : Inverters below 10 kW. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.13 :1541–1550, 2009.
- [SOLa] Site Web : <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm>, visité le 29/01/2010.
- [SOLb] Projet ANR SOLEDO. Site Web : <http://www.soledo-pv.org/>.
- [SOLc] Société SOLARSHOP. Site Web : <http://www.solarshop-europe.net>.
- [SRAM06] J. Seigneurbieux, G. Robin, H. Ben Ahmed, and B. Multon. Optimization with energy management of PB battery stand alone systems over the entire life cycle. *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 21, 2006.
- [STMA] L. Schmerber, Y. Thiaux, B. Multon, and H. Ben Ahmed. Plateforme de simulation de micro-réseaux à énergies renouvelables - Manuel de l'utilisateur pour Matlab. SATIE - ENS Cachan.
- [STMA07] J. Seigneurbieux, Y. Thiaux, B. Multon, and H. Ben Ahmed. Optimisation sur cycle de vie de systèmes photovoltaïques autonomes. Influence des profils de consommation. *Electrotechnique du Futur*, 2007.
- [Sto08] A. Stoppato. Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, vol.33 :224–232, 2008.
- [Ta09] R. Tipnis and all. Large-area organic photovoltaic module - Fabrication and performance. *Solar Energy Material and Solar Cells*, vol.93 :442–446, 2009.
- [TH08] A.G. Tsikalakis and N.D. Hatziargyriou. Centralized control for optimizing microgrids operation. *IEEE transaction on Energy Conversion*, vol.23, n.1 :241–248, 2008.
- [TSMA09] Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, B. Multon, and H. Ben Ahmed. Load Profile Impact on the Gross Energy Requirement of Stand-Alone Photovoltaic Systems. *Renewable Energy*, vol.35 :602–613, 2009.

- [Tur05] D. Turcotte. Énergie de production des éléments d'un système Hybride. *Hybridinfo*, n.8 :5–6, 2005.
- [UNI] Société United Power on line. Site Web : <http://www.unitedpower-online.com/>, visité le 16/02/2010.
- [Uni08] University of Coimbra - Department of Electrical Engineering. Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe. *Intelligent Energy Europe*, 2008.
- [VOL] Société VOLTALIS. Site Web : <http://www.voltalis.com>, visité le 15/01/2010.
- [WEO04] *World Energy Outlook 2004*. International Energy Agency, 2004.
- [WEO06] *World Energy Outlook 2006*. International Energy Agency, 2006.
- [YZLF08] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy*, vol.82 :354–367, 2008.

RÉSUMÉ

Dans l'optique de mieux dimensionner, sur l'ensemble de leur cycle de vie, les systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides, les travaux menés dans le cadre de cette thèse ont concerné deux principales voies. Tout d'abord, l'action sur le profil de consommation, permettant de se rapprocher du comportement solaire idéal du consommateur, a été étudiée. A même service énergétique rendu au consommateur, des gains importants, que ce soit en termes de coûts économiques ou énergétiques sur cycle de vie ont pu être mis en avant notamment par la minimisation du recours au stockage. Parallèlement, une technologie d'accumulateurs Li-ion, innovante dans le cadre de ces systèmes, a été évaluée sur la base du coût énergétique primaire global du système sur son cycle de vie, donc incluant le vieillissement de ses composants. Les résultats ont montré qu'en raison d'une meilleure durée de vie et de plus faibles pertes énergétiques, cette technologie fait figure à moyen terme de concurrent sérieux de la technologie Plomb-Acide universellement utilisée à l'heure actuelle. Ces travaux concernant des systèmes à petites échelles préfigurent ce qu'il sera possible de faire à plus grande échelle dans les « réseaux intelligents » qui permettront d'exploiter plus massivement les ressources renouvelables comme le soleil et le vent, très largement disponibles.

Mots-clés - Systèmes photovoltaïques autonomes, Gestion de la consommation, Optimisation du dimensionnement, Coût énergétique primaire sur cycle de vie, Accumulateurs Li-ion, Accumulateurs Plomb-Acide.

ABSTRACT

With the intention of determining the optimal sizing on the life cycle of stand-alone and hybrid photovoltaic systems, two different ways have been investigated within the framework of this thesis. Firstly, the action on the load profile which allows us to get a closer perspective of the ideal solar behaviour of the consumer has been studied. With the same energetic service supplied to the consumer, important profits in terms of the life cycle economical or energetical costs have been put forward notably by the downsizing of the storage system. In parallel, a technological Li-ion accumulator, innovative to these photovoltaic systems, has been assessed by using the primary energetic costs of the photovoltaic system on life cycle including the ageing of its components. Due to better ageing characteristics and energetic efficiency, results have shown that Li-ion technology could impose itself in the near future as a serious competitor to Lead-Acid technology universally used at present in such systems. This work, which concentrates on low scale systems, prefigures the future of smart-grids allowing us to exploit more massively renewable energy resources such as solar and wind energy which is widely available.

Key-words - Off-grid photovoltaic system, Demand-side management, Sizing optimization, Life cycle primary energetic cost, Li-ion accumulators, Lead-Acid accumulators.