EDSP
École Doctorale
Sciences Pratiques

ENS CACHAN

ENSC-(n° d'ordre)

THESE DE DOCTORAT
DE L'ECOLE NORMALE SUPERIEURE DE CACHAN

Présentée par

Monsieur Xuan-Linh DANG

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'ECOLE NORMALE SUPERIEURE DE CACHAN

Domaine :
ELECTRONIQUE – ELECTROTECHNIQUE – AUTOMATIQUE

Sujet de la thèse :

Contribution à l'étude des systèmes Photovoltaïque (PV)/Stockage distribués. Impact de leur intégration à un réseau fragile

Thèse présentée et soutenue à Cachan le 26/05/2014 devant le jury composé de :

Jean-Luc THOMAS	Prof. au CNAM, CNAM Paris	Président
Seddik BACHA	Prof., Université Joseph Fourier, G2ELab	Rapporteur
Quoc-Tuan TRAN	Chercheur - HDR, CEA - INES	Rapporteur
Hong-Thinh PHAM	MCF, IPH, VIETNAM	Examinateur
Marc PETIT	Enseignant-Chercheur, SUPELEC	Co-encadrant
Emmanuel HOANG	PRAG-HDR, ENS Cachan, SATIE	Co-encadrant
Hamid BEN AHMED	MCF-HDR, ENS Rennes, SATIE	Directeur de thèse

Nom du Laboratoire : SATIE
ENS CACHAN/CNRS/UMR : 8029
61, avenue du Président Wilson, 94235 CACHAN CEDEX (France).

Remerciements

Les travaux de thèse ont été réalisés au laboratoire SATIE (Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie) au sein de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan.

Je tiens à remercier vivement M. Pascal LARZABAL, directeur du laboratoire SATIE, de m'avoir accueilli au sein de son laboratoire et de m'avoir offert l'opportunité de réaliser ces travaux dans les meilleures conditions.

Je tiens sincèrement à remercier les personnes qui ont accepté d'être membre de ce jury de thèse :

- Monsieur Jean-Luc THOMAS, professeur au CNAM (Conservatoire Nationale des Arts et Métiers), je vous remercie d'avoir fait l'honneur de présider ce jury de thèse.

- Monsieur Seddik BACHA, professeur des universités au G2ELab (Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble), je vous remercie d'avoir accepté la lourde tâche de rapporteur avec autant de gentillesse et de disponibilité. Je tiens aussi à souligner que vous avez énormément contribué à la richesse de la discussion scientifique lors de la soutenance.

- Monsieur Quoc-Tuan TRAN, Chercheur-HDR au CEA (Commissariat à l'Energie Atomique) – INES, je vous remercie d'avoir vous aussi accepté cette charge de rapporteur, et d'avoir porté sur ce manuscrit et lors de cette journée, un regard pertinent sur l'ensemble de mes travaux. Les réflexions scientifiques n'en auront été que plus profondes.

Je voudrais remercier profondément Monsieur Hong-Thinh PHAM, Maître de conférences à l'IPH (Institut Polytechnique de Hanoï) – Vietnam de m'avoir offert l'opportunité de faire cette thèse en France.

Les remerciements suivants sont adressés à mes trois encadrants, Messieurs Hamid BENAHMED, Maître de conférences – HDR (Habilité à Diriger des Recherches) au SATIE, Emmanuel HOANG, Professeur Agrégé – HDR au SATIE et Marc PETIT, Enseignant – Chercheur à Supélec (Ecole supérieure de l'électricité).

J'adresse mes remerciements et ma sincère reconnaissance à M. Hamid BEN AHMED pour toute la confiance et la liberté de travail que vous m'avez accordé pendant les années de la thèse. Cela a été pour moi une grande source de motivation. J'ai beaucoup apprécié les rapports francs et sincères que nous avons eus.

Je tiens à remercier à M. Emmanuel HOANG, qui m'encadrait durant mes années de thèse, pour sa patience, son soutien et ses encouragements non seulement pour le travail, mais également le français. M. Emmanuel HOANG m'a donné de bons conseils et m'a posé de très bonnes questions qui m'ont permis mener à bien ce travail. D'un autre côté, il m'a encouragé énormément à apprendre le français. Il a joué un rôle essentiel dans la réalisation de cette thèse.

Je tiens sincèrement à remercier M. Marc PETIT pour sa gentillesse, sa disponibilité et pour s'être tant investi dans ce travail. Sans vos compétences sur le réseau et vos conseils lors de la rédaction de la thèse, ce travail n'aurait pas pu être ce qu'il est. J'ai pris un grand plaisir à travailler avec vous et j'espère que notre collaboration ne s'arrêtera pas là.

J'adresse également mes remerciements à Madame HUGET, Benjamin GAUSSENS, Jean-Baptiste MONTAVON pour leur gentillesse et pour avoir lu et corrigé les fautes d'orthographes dans le manuscrit de cette thèse.

Je voudrais remercier le personnel administratif du Laboratoire pour leur compétence et leur gentillesse (Madame Sophie ABRIET, Madame Béatrice BACQUET, M. Dominique BACH …)

J'ai eu la chance de pouvoir effectuer mon travail dans une équipe tout à fait exceptionnelle, de part la compétence et la disponibilité de ses membres. Que, M. Bernard MULTON, M. Michel LECRIVAIN, M. Mohamed GABSI, Xavier OJEDA, Oliver de la BARRIERE, Judicaël AUBRY, Lionel VIDO, Emna BEN SEDRINE, Baptiste CHAREYRON, Julien BOISSON, Pierre HAESSIG, Thibaut KOVALT-CHOUK, Roman LE GOFF LATIMIER, Xiaobin LIANG, Thu-Thuy DANG, Phi-Hung NGUYEN, Trung-Kien HOANG, Guangjin LI, Boumedyen NEDJAR…, soient remerciés. Les discussions que j'ai pu avoir avec eux contribuent toujours à enrichir mon travail.

Enfin, je réserve la dernière partie de ces remerciements à mes proches. Je ne pourrai jamais remercier assez ma famille et à mes amis pour leur patience et leur soutien moral tout au long de ce travail.

Table des matières

Introduction générale **1**

Chapitre 1 Contexte énergétique du Vietnam **5**

1.1 Introduction **5**

1.1.1 Potentiel éolien du Vietnam 10

1.1.2 Potentiel solaire du Vietnam 11

1.2 Système photovoltaïque pour l'habitat aujourd'hui **13**

1.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes 13

1.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides 14

1.2.3 Système photovoltaïque connecté au réseau 15

1.2.4 Système photovoltaïque connecté aux mini-réseaux 17

1.3 Réseau électrique vietnamien **20**

1.3.1 Développement de ligne haute et très haute tension 22

1.3.2 Problématiques sur le réseau transport vietnamien 23

1.3.3 Impact de la production des sources d'énergie renouvelable sur les réseaux électriques 27

1.4 Problématique de la thèse **29**

1.5 Conclusion **32**

Chapitre 2 Eléments de modélisation du Réseau de distribution, des profils de consommation et du compensateur statique **33**

2.1 Introduction **33**

2.2 Etude d'un modèle de la consommation **34**

2.2.1 Consommation domestique du Vietnam 34

2.2.2 Introduction générale sur la consommation 35

2.2.3 Modèle de consommation domestique 36

2.2.3.1 Profil d'activité quotidienne 38

2.2.3.2 Simulation du modèle de consommation domestique 39

2.3 Modèle d'un réseau de distribution **40**

2.3.1 Flux d'énergie dans un réseau électrique 40

2.3.2 Modèle du réseau électrique d'un quartier de la ville de Hanoï 47

2.4 Etude de l'équilibrage des courants de phase dans le réseau distribution 49
2.5 Etude du compensateur statique du déséquilibre des courants de phase 52
2.5.1 Modèle d'un l'onduleur triphasé idéal 53
2.5.2 Application du modèle de l'onduleur dans le réseau triphasé déséquilibré 57
2.6 Dimensionnement de l'onduleur MLI à 4 bras 60
2.7 Conclusion 69

Chapitre 3 Modélisation du générateur actif photovoltaïque, du stockage et des convertisseurs associés 71
3.1 Introduction 71
3.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque 72
3.2.1 L'effet photovoltaïque 72
3.2.2 Caractéristique électrique 73
3.2.3 Influence de la température et de l'éclairement 74
3.2.4 Type de cellules 75
3.3 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque 76
3.3.1 Modèle une diode 77
3.3.2 Modèle deux diodes 79
3.4 Les topologies du système photovoltaïque 80
3.4.1 Le hacheur associé en parallèle 81
3.4.2 Le hacheur associé en série 81
3.5 Stratégie MPPT développée 82
3.6 Modélisation des éléments du système de stockage 91
3.6.1 Equation de la capacité temporelle de batterie CIEMAT 92
3.6.2 Equations des tensions de la batterie 93
3.6.3 Rendements de la batterie 94
3.6.4 Vieillissement de batterie au plomb 95
3.6.5 Modélisation des convertisseurs de puissance pour évaluer des pertes 97
3.6.5.1 Pertes dans l'onduleur monophasé 97
3.6.5.2 Pertes dans le hacheur 98
3.6.5.3 Elaboration des modèles des convertisseurs à partir de données constructeurs 100
3.6.6 Injection d'une puissance active et réactive dans un réseau monophasé 102
3.7 Conclusion 106

Chapitre 4 Optimisation des profils d'injection et des stratégies de gestion de l'énergie 107

4.1 Introduction 107

4.2 Choix d'une configuration d'un réseau de distribution 107

4.3 Stratégies optimales de gestion de l'énergie dans le système PV/Stockage 113

4.3.1 Méthode générale d'élaboration des stratégies de gestion optimale de l'énergie 117

4.3.2 Recherche mono-critère de puissances injectables optimales 118

4.3.3 Recherche bi-critères de puissances injectables optimales 122

4.3.3.1 Cas où un seul instant considéré : instant critique 124

4.3.3.2 Cas où tous les instants sont considérés (4 jours = 96 heures) 125

4.3.4 Stratégie de gestion optimale de l'énergie 126

4.3.4.1 Traitement des données du réseau et de la condition météorologique 126

4.3.4.2 Optimisation de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques dans le cas d'une injection dans un seul nœud 128

4.3.4.3 Facteur de délestage PV de la source énergétique solaire 131

4.3.4.4 Stratégie d'optimisation de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques dans le cas d'une injection multi-nœuds 132

4.3.5 Exemple d'application les gestions optimales 137

4.3.5.1 Cas d'une injection dans un seul nœud 138

4.3.5.2 Cas d'une injection multi-nœuds 139

4.4 Cas d'une injection directe de PV (sans stockage) 141

4.5 Cas d'un système avec stockage sans PV 142

4.6 Conclusion 147

Chapitre 5 Méthodologie de co-optimisation du système PV/Stockage dans un réseau de distribution simplifié 149

5.1 Introduction 149

5.2 Dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'injection à un seul nœud 150

5.2.1 Sans prise en compte du vieillissement de l'accumulateur 150

5.2.2 Avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur 154

5.2.3 Etude de sensibilité sur le dimensionnement optimal du système PV/stockage 160

5.3 Dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'injection simultanée sur plusieurs nœuds 162

5.3.1 Système à dimensionnement identique 162

5.3.2 Système à dimensionnement différentié 164

5.4 Dimensionnement du système Stockage/Onduleur (sans PV) avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur 165

5.5 Application à un réseau de distribution réel 167

5.6 Conclusion 168

Conclusion générale et perspectives 171

Table des figures 177

Annexes 181

Bibliographie 187

Introduction générale

Les technologies à base d'énergie renouvelable sont aujourd'hui matures industriellement et viables économiquement. Elles offrent un potentiel important dans les secteurs énergétiques en particulier dans les pays émergents où les coûts d'investissement dans des moyens de production centralisés (généralement à énergie non-renouvelable) et les coûts liés aux infrastructures réseau peuvent représenter un frein sérieux au développement énergétique de ces pays. Les énergies renouvelables sont donc une alternative intéressante pour le Vietnam où le gisement solaire et éolien est important. Ce travail de thèse s'inscrit dans le cadre de développement des ressources renouvelables au Vietnam. Il a pour ambition d'exploiter et d'intégrer des sources renouvelables dans le réseau électrique de distribution vietnamien. Par ailleurs, au-delà de cette question de développement des énergies renouvelables, l'intérêt d'une telle étude réside dans les deux spécificités du réseau électrique Vietnamien : sa fragilité en termes de capacité de transport, sa relative « mauvaise » qualité en termes de fluctuation de tension et de délestage fréquent. Le second intérêt de l'étude est lié au profil particulier de consommation des ménages présentant une thermo-sensibilité importante de la courbe de charge mais « inverse » par rapport au cas européen due à l'utilisation importante de climatiseur et de systèmes de production de froid en été.

Le projet de recherche proposé vient appuyer et confirmer la volonté de consolider les collaborations entre l'équipe SETE (Systèmes d'Energie pour les Transports et l'Environnement) du laboratoire SATIE (Systèmes et Applications des Techniques de l'Information et de l'Energie), le département ESE (Electrotechnique et Systèmes d'Energie) de SUPELEC (Ecole supérieure d'électricité), l'IPH (Institut Polytechnique de Hanoï) et le laboratoire RERC du Vietnam (Renewable Energy Research Center, Hanoi).

Le travail proposé constitue une synthèse des travaux effectués au cours de ces dernières années au sein des équipes de recherche précitées en particulier les travaux d'Oliver Gergaud et de Yaël Thiaux effectués sur le site Breton du laboratoire SATIE sous la direction de M. Bernard Multon et M. Hamid BenAhmed. Ce travail est également une occasion pour approfondir les collaborations entre les laboratoires spécialistes des systèmes d'énergie renouvelable. Il s'appuie sur les compétences d'optimisation du système et de gestion d'énergie de SATIE, de conception et modélisation des réseaux électriques du département électrotechnique et systèmes d'énergie de SUPELEC ainsi que des compétences scientifiques et techniques au Vietnam de l'Institut Polytechnique de Hanoï et du laboratoire Renewable Energy Research Center.

La problématique principale abordée ici concerne l'analyse de l'impact de l'intégration de petites unités de production à énergie renouvelable (PV/Stockage) à un réseau de distribution fragile. Cette analyse a nécessité, en plus d'adapter les modèles des sous-systèmes développés au cours des travaux antérieurs précités, d'élaborer des méthodes de dimensionnement et des stratégies de gestion adaptées au contexte d'étude d'un réseau de distribution fragile.

Le mémoire de thèse est organisé en cinq chapitres :

Dans le premier chapitre, est proposée une brève description du développement des énergies renouvelables au Vietnam. Le Vietnam est un pays doté non seulement de ressources énergétiques fossiles, mais aussi d'un grand potentiel en matière d'énergies renouvelables. Selon Nguyet Anh, experte à la Banque mondiale, « *le développement des énergies renouvelables contribuera activement à la croissance du secteur national de l'électricité* ». Ainsi, le développement des énergies renouvelables est considéré comme une des solutions pour assurer la sécurité et l'indépendance énergétiques du pays dans l'avenir. A la fin de ce chapitre, le contexte du réseau électrique vietnamien est présenté en soulignant son développement et ses problématiques actuelles.

Après avoir décrit les problématiques du réseau électrique engendré par l'augmentation de la demande (courbe de charge), *dans le chapitre 2*, nous étudions et proposons un modèle du réseau de distribution ainsi qu'un modèle de profils de charge. Le but ici est d'expliquer la variation de la demande électrique suivant le comportement des usagers et sa corrélation avec les conditions climatiques. Ensuite, nous analysons les impacts de consommation sur la qualité électrique relative au respect du plan de tension du réseau de distribution de la ville de Hanoï. Les simulations doivent respecter les limites de fonctionnement de tous les composants du réseau. Les trois charges réparties d'un transformateur HTA/BT sont différentes à chaque instant à cause de la variation de la consommation dans des foyers. En conséquence, le phénomène de déséquilibre triphasé au secondaire du transformateur est apparu. Il va impacter sur le fonctionnement du transformateur. C'est pourquoi nous allons étudier ce phénomène à la fin de ce chapitre.

Le chapitre 3 est consacré aux modèles relatifs au système hybride de production PV + Stockage en prenant en compte des pertes. Pour la photovoltaïque, nous avons exploité des modèles de la bibliographie nous permettant de simuler le lien entre les phénomènes physiques et le comportement observé, notamment en prenant en compte les variations de la température et de l'ensoleillement. Puis, principalement pour des raisons de rapidité de calcul, nous avons élaboré un modèle moyen du convertisseur que nous avons comparé aux précédents. Pour l'accumulateur électrochimique (plomb-acide), une mise en œuvre, que nous avons pensé originale, est le modèle de CIEMAT. Enfin, une étude sur l'injection d'une puissance active et réactive des sources d'énergie renouvelable est menée en utilisant un onduleur triphasé.

Dans le chapitre 4, nous exposons la problématique de l'intégration des sources renouvelables sur le réseau de distribution de la ville de Hanoï en focalisant sur la qualité de la tension du réseau, les pertes Joule dans les lignes et les capacités de ces dernières. A partir de données constructeurs, nous avons déterminé un modèle économique de chaque sous-système du générateur hybride. Les données de consommation, la configuration du réseau de la ville, les données de la température, et de l'ensoleillement (fournies par le laboratoire Renewable Energy Research Center au Vietnam et l'IPH), nécessaires à l'étude du comportement d'un système en situation réaliste, sont également présentées. Nous avons

présenté des stratégies de gestion d'énergie lorsque l'intégration des sources renouvelables est sur un seul nœud ainsi que sur plusieurs nœuds simultanés. L'objectif est d'optimiser l'énergie produite par ces sources en respectant des critères concernant le réseau (des contraintes courants dans des lignes et la tolérance autorisée de tension chaque nœud) et le système stockage efficacité (des contraints de l'état de charge de batterie).

Le dernier chapitre permet l'exploitation des résultats des chapitres précédents pour la co-optimisation du système complet dans divers scénarii permettant de déterminer le dimensionnement optimal des sources d'énergie renouvelables, ainsi que les modes de gestion adéquats.

Enfin, une conclusion générale est proposée à la fin du manuscrit reprenant les principaux résultats et émettant quelques perspectives et pistes d'études complémentaires à nos travaux.

Chapitre 1

Contexte énergétique du Vietnam

Sommaire

1.1 Introduction 5
1.2 Système photovoltaïque pour l'habitat aujourd'hui 13
1.3 Réseau électrique vietnamien 20
1.4 Problématique de la thèse 29
1.5 Conclusion 32

1.1 Introduction

La question de l'énergie et de sa production est actuellement au cœur de tous les débats qu'ils soient politiques, économiques, ou écologiques : les estimations des ressources d'énergie primaire restantes, le réchauffement de la planète et la constante hausse des besoins énergétiques forcent les états à réfléchir au problème. Le développement des énergies renouvelables est une des mesures nécessaires en vue de répondre aux besoins du pays et d'assurer la sécurité de l'énergie. Le Vietnam a connu une augmentation souhaitée du produit intérieur brut (PIB) avec une moyenne annuelle de 7% sur les 15 dernières années. Cette croissance économique a pour conséquence directe, d'accroitre la demande d'énergie électrique, mais la capacité de financement reste un facteur très limitant. Pour atteindre ces objectifs ambitieux de croissance économique, il faudra élargir son financement afin d'attirer des investisseurs locaux et étrangers pour investir dans le secteur de l'énergie ; et assurer le développement de sources d'énergies diversifiées et concurrentielles.

La demande d'électricité a dépassé l'offre d'environ 3% au cours des cinq dernières années au Vietnam, et la consommation devrait passer de 98 milliards de kWh en 2011 à 175 milliards de kWh en 2015, soit 11,15% de croissance par an de 2016 à 2020 ; et 7,4% à 8,4% par an de 2021 à 2030. Parmi les secteurs consommateurs d'électricité, on trouve le commerce en particulier, qui a connu une forte augmentation, + 9,8% par rapport à 2010 (dans la *Fig. 1-1* [Sources : *Ministre du Commerce et de l'Industrie du Vietnam – MCIV]*). Pendant ce temps, le pays a produit 109 milliards de kWh électrique en 2011, soit une hausse de 9,2% par rapport à 2010.

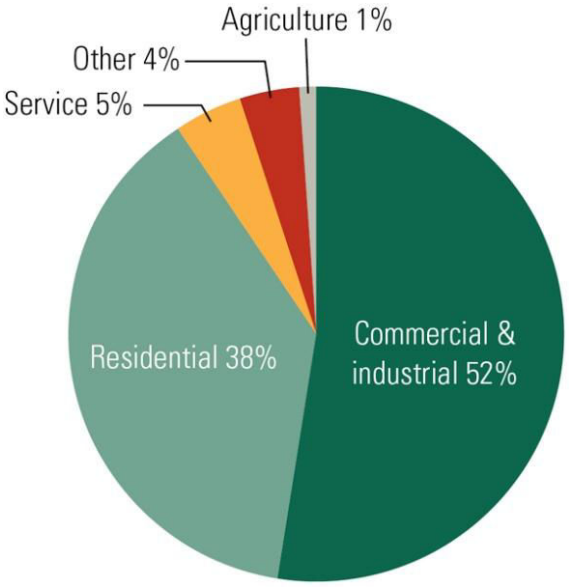


Fig. 1-1. Répartition de la consommation d'électricité par secteur au Vietnam en 2010[Sources : MCIV]

En 2012, le ministre du Commerce et de l'Industrie a mis en garde les entités publiques que si le Vietnam maintient un taux de croissance du produit intérieur brut (PIB) compris entre 6,5% et 7%, il faudra produire 120 milliards kWh électriques pour assurer l'approvisionnement énergétique. Le gouvernement, qui rédige régulièrement des plans qui serviront d'itinéraire pour l'avenir énergétique du pays, est parfaitement conscient que le financement est le principal défi. Pour l'amélioration du secteur de l'énergie du Vietnam, il faudra des investissements massifs d'environ 2,359 trillions VND (123,8 milliards de dollars) au cours des deux prochaines décennies. Environ 66,6% de ces fonds sont affectés à des sources d'énergie nouvelles et le reste à des améliorations des réseaux [*Source : National Power Transmission of Vietnam*].

Le gouvernement vietnamien reconnaît que la majeure partie des coupures d'énergie du pays découlent directement de la façon dont ce secteur (qui est encore dominé par l'entreprise publique) est structuré. Les opérateurs du domaine de l'énergie sont divisés en trois entreprises publiques en 1995 : *Petro Vietnam*, *Vinacomin* et *l'Electricité du Vietnam* (EVN). En 2005, EVN a produit 80,6% de l'électricité du pays, dont 40% provenaient de centrales hydroélectriques et le reste venant des centrales thermiques.

L'Assemblée nationale du Vietnam a ensuite adopté la loi 2005 sur l'électricité conformément à la stratégie du Vietnam pour le développement de l'électricité fixé par le Premier ministre en Octobre 2004. Cette stratégie vise à inciter la privatisation des actifs de production d'énergie *EVN* et fournir aux investisseurs nationaux et étrangers la possibilité de capitaliser sur la demande croissante d'énergie en fixant des objectifs ambitieux pour la production d'électricité à l'horizon 2020. Le changement a été rapide. Aujourd'hui, les producteurs indépendants d'électricité (IPP) représentent environ 29% de la capacité électrique du Vietnam, et le reste, une part croissante est tenue par un certain nombre d'entreprises publiques telles que *PetroVietnam* (PVN) et *Vinacomin*.

Toutefois, en 2011, *EVN* contrôle toujours environ 71% de la distribution d'énergie du Vietnam ainsi que les lignes de transmission de l'électricité et des systèmes de vente au détail. Plusieurs organisations et entreprises stipulent que le développement de projets d'énergie, nécessitant des investissements importants, reste « modestes », parce que les prix de vente de l'électricité restent faibles. "*Avec un tel faible prix de vente de l'électricité d'environ 5,5 centimes US/kWh (4,2 centimes €/kWh), aucun investisseur privé n'ose investir dans le secteur*", Vice-ministre de l'Industrie et du Commerce Do Huu Hao a été cité dans une conférence à Hanoï en Juillet 2010. Toujours selon Hao, il est "*difficile d'augmenter les prix de l'énergie*" de 9 à 10 centimes US/kWh pour que les investisseurs puissent faire des profits. "*En conséquence, le secteur de l'énergie sera toujours difficile pour les investisseurs locaux et étrangers*". Donc les énergies renouvelables seront particulièrement touchées.

Le prix le plus bas pour 1 kWh d'énergie éolienne sera d'au moins 9 à 10 centimes US (de 6,9 à 7,7 centimes €/kWh), soit l'équivalent du coût de l'énergie nucléaire, mais beaucoup plus élevé que l'hydroélectricité (3 à 4 centimes) et les centrales au charbon (5 à 6 centimes). Selon M. Hao, "*pour l'instant, le tarif électrique au Vietnam est faible par rapport aux pays voisins. Il n'est pas remboursé au coût d'opération du système électrique pour l'EVN*". Pendant les périodes de chaleur intense en 2008 et 2009, EVN a été contraint de payer 120 milliards VND (environ 4,4 millions Euros) chaque jour pour augmenter la capacité des centrales au charbon et au pétrole (telles que les centrales thermiques de Ca Mau et Nhon Trach) pour satisfaire la demande en électricité.

Les principaux acteurs dans le secteur électrique du Vietnam ont exhorté le gouvernement à ajuster les prix de l'énergie, et le gouvernement a envisagé de demander à l'établissement de crédit international d'investir dans le secteur de l'énergie et l'émission d'obligations du gouvernement a permis de financer des projets importants. Le gouvernement a également appelé les industries à réduire la consommation d'énergie, dans le domaine de l'acier, de la céramique et des secteurs alimentaires surgelés pour économiser 20% à 30%, tandis que le secteur des services pourrait réduire jusqu'à 25% à 30% sa consommation. La loi sur l'électricité qui est entrée en vigueur en 2005, définit un plan en trois phases pour un marché de l'électricité concurrentiel. La première phase devait commencer en janvier 2012 et se terminer en 2014, mais a été retardée jusqu'en Avril 2012 parce que les unités de production n'avaient pas encore installé la technologie permettant la collecte et le traitement d'informations pour calculer le prix de l'électricité. La deuxième phase, de 2014 à 2022, implique la mise en place d'un marché de gros concurrentiel. Dans ce marché, des producteurs d'électricité concurrents offrent l'électricité qu'ils ont produite à des fournisseurs d'électricité. La troisième phase, à partir de 2022, va introduire un nouveau marché concurrentiel de détail de l'électricité permettant aux consommateurs privés de choisir leurs fournisseurs d'électricité parmi des entreprises en "libre compétition".

En 2010, la somme de la capacité installée du Vietnam et d'importations d'électricité s'élève à 21,3 GW, mais la capacité disponible était juste de 19 GW. Environ 36% de la capacité du pays provenait de l'hydroélectricité, 18% du charbon, 37,2% du pétrole et du gaz (y compris 30% des turbines à gaz et 2,5% de diesel), 3,2% provenait des énergies renouvelables (solaire

et éolien), et 4,8% ont été importés (voir la *Fig. 1-2* – [*Source : National Power Transmission of Vietnam – NPTV*]).

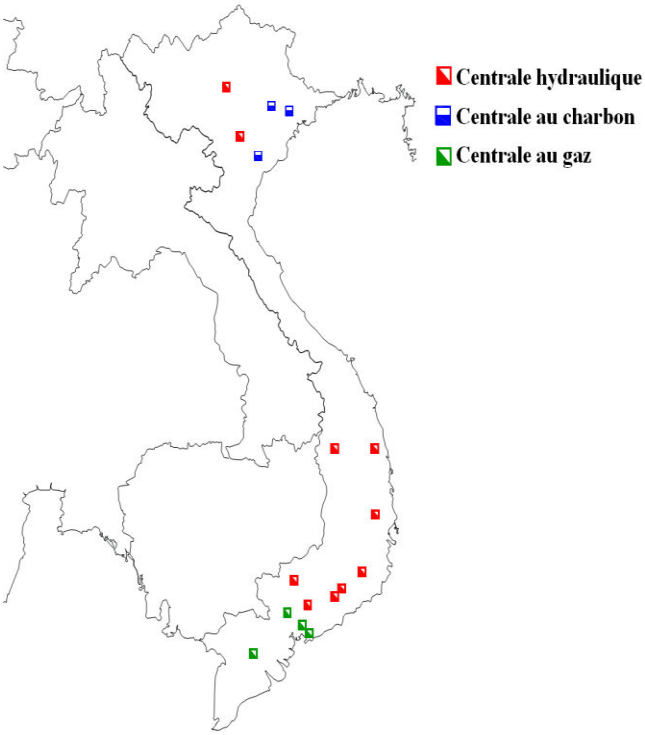


Fig. 1-2. Centrales électriques au Vietnam en 2010 [Source : NPTV]

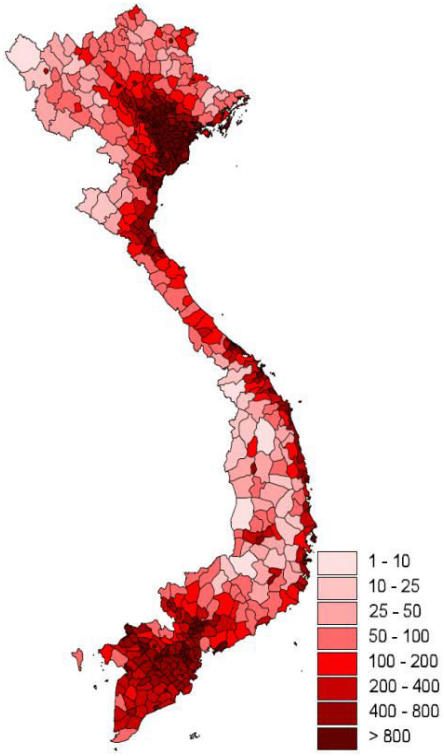


Fig. 1-3. Carte de densité de population du Vietnam (hab./km²) **[KHA-072]**

Par ailleurs, la capacité installée de chaque type de centrale électrique en 2010 est détaillée dans le tableau ci-dessous :

Type	EVN	Groupe publique	IPP/BOT
Centrale hydraulique (MW)	**5 135**	**78**	**976**
Centrale au charbon (MW)	**1514**	**445**	
Centrale au gaz (MW)	**3 448**	**1 968**	**2 102**
Ratio (%)	**64,52**	**15,87**	**19,61**
TOTAL (MW)	**10 128**	**5 569**	**3 078**

TABLEAU 1-1. Capacité installée du centrale électrique au Vietnam en 2010 [Source : NPTV]

Remarquons que le pourcentage des centrales hydrauliques parmi toutes les sources d'énergie vietnamienne est très important. C'était la stratégie du gouvernement pour exploiter des ressources naturelles pour avoir un prix de production bas, cependant ceci au détriment d'une très grande climato-dépendance de la production. L'été de 2008, le délestage massif au Vietnam est dû à un pic très important des consommateurs (climatisation) rapporté à un manque conséquent de pluie et donc de réserve énergétique. Cette rupture a eu un impact

économique et social considérable au Vietnam. Pour satisfaire le besoin en énergie dans le pays, il faut donc construire de nouvelles centrales électriques plus diversifiées et indépendantes des conditions climatiques.

Avec l'application du Master Plan VII (Le Plan Directeur VII), la capacité installée devrait atteindre entre 70 GW et 75 GW en 2020 et entre 140 GW en 2030 (voir la *Fig. 1-4*). Face à l'accroissement de la demande en électricité dans les années futures, le gouvernement vietnamien a priorisé l'augmentation du nombre de centrales thermiques au charbon car le temps de construction d'une centrale thermique est plus rapide que pour une centrale hydraulique ou nucléaire.

D'un autre côté, le nombre de centrales hydrauliques restent assez stable car les centrales hydrauliques sont déjà construites sur presque tous les grands fleuves du Vietnam. Cependant, les énergies renouvelables ont commencé à se développer à partir de 2009 avec l'aide de la Banque mondiale [PRO-web]. Un projet de développement des énergies renouvelables a été approuvé avec un montant de 202 million USD (environ 155 million euros) sur 40 ans.

Sur ce graphique, il est cependant à noter que la part des énergies renouvelables reste relativement faible comparativement à la production par des sources non renouvelables, en particulier la part significative envisagée pour l'électricité au charbon.

Rappelons que le Vietnam est un des pays qui a signé le protocole de Kyoto le 3 décembre 1998, et donc promoteur des sources d'énergie renouvelable pour respecter les termes du protocole.

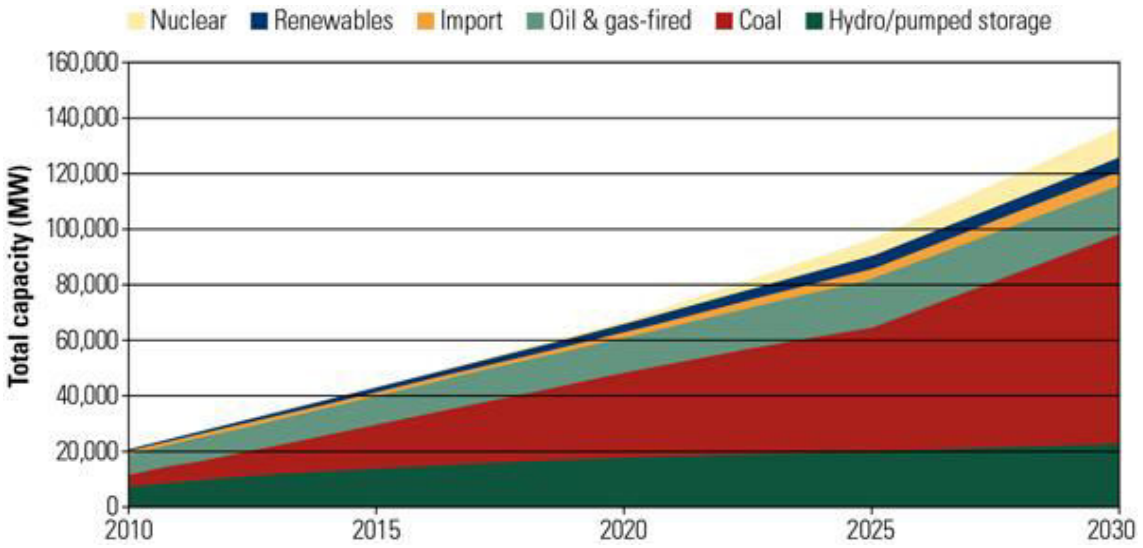


Fig. 1-4. Plan du développement la capacité installée [Sources : MCIV]

Parmi les autres priorités du plan il y a le renforcement du prix de l'électricité et la création d'un marché de l'électricité concurrentiel, ce qui comprend l'abandon du contrôle par l'état de la production d'électricité, bien que le Vietnam ait l'intention de continuer à détenir un monopole sur le réseau de distribution. Le pays aura besoin d'augmenter l'énergie importée et

produite à partir de 2015 de 194 TWh à 210 TWh, de 330 TWh à 362 TWh en 2020 et de 695 TWh à 834 TWh en 2030. Le gouvernement vietnamien envisage également de lancer un programme d'électrification rurale, en connectant plus de 800 000 maisons au réseau national.

1.1.1 Potentiel éolien du Vietnam

Le potentiel total de l'énergie éolienne au Vietnam est estimé à 700 GW, environ 500 GW sur terre et le reste dans les îles. Quarante-deux projets éoliens allant de 6MW à 150 MW sont en développement. Un projet a été connecté au réseau national, sur île de Bach Long Vy (voir la *Fig. 1-5*) pour une puissance de 0.8 GW en 2004. Dans le Plan VII, le Vietnam augmentera la capacité éolienne à 1 GW en 2020 (0,7% de la production électrique totale), et à environ 6,2 GW en 2030 (2,4% de la production électrique totale).

La société d'Energie Renouvelable du Vietnam a installé 20 éoliennes de 1,5 MW chacune dans la province de Binh Thuan, connectées au réseau national en mars 2011. La société Cong Ly, une autre entreprise locale, prévoit une deuxième phase pour ajouter 80 turbines de plus et porter la capacité totale de la ferme à 120 MW. Ce projet, qui alimente le delta du Mékong au sud du Vietnam, est la première ferme éolienne raccordée au réseau.

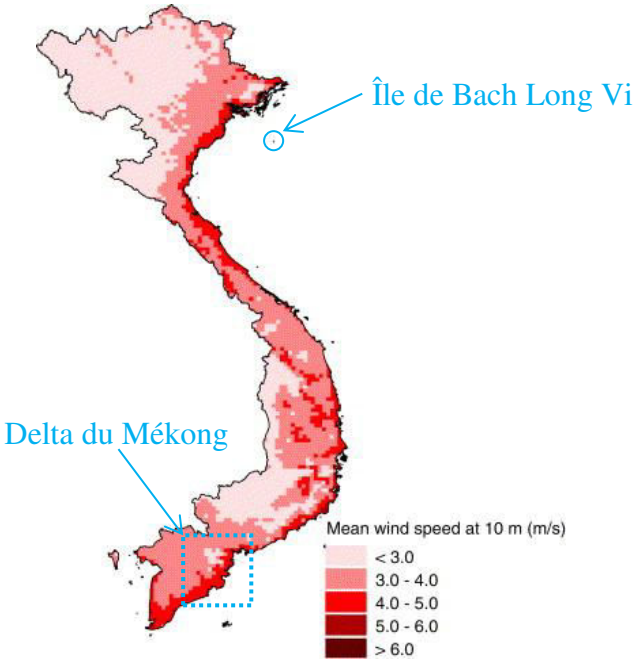


Fig. 1-5. Carte du vent du Vietnam **[KHA-071]**

Différents organismes nationaux et internationaux aident le Vietnam actuellement à mieux évaluer le potentiel éolien, pour lequel les données sont encore insuffisantes. Il est probable que ce potentiel est très important, mais sur les 168 stations météo qui permettent de mesurer la vitesse de vent, quelques-unes seulement enregistrent des vitesses supérieures à 4 m/s. Les éoliennes destinées à la production de l'électricité sont équipées de 3 pales minces en bois ou en matériau composite et d'une génératrice ou d'un générateur multi-pôle.

Selon Emmanuel Bole, chargé d'affaires de la société Vergnet Hydro : la rentabilité de l'énergie éolienne dépend de deux critères : la vitesse du vent et le prix du baril de pétrole. Avec une vitesse de vent supérieure à 7 m/s et un prix du baril au-dessus de 100 dollars, l'éolien devient largement compétitif.
Le principal obstacle au développement de l'éolien au Vietnam est le caractère encore peu fiable des données sur le vent. L'Atlas éolien publié par la Banque mondiale il y a quelques années est trop imprécis et repose, pour une grande part, sur des extrapolations. Des campagnes de mesures doivent être organisées pour confirmer l'existence du potentiel.

Le deuxième obstacle est le prix de rachat de l'électricité (moins de 4,5 centimes US/kWh), encore trop faible pour l'équilibre économique d'un projet éolien, même si certains projets peuvent bénéficier de subventions au niveau local. De plus, il n'y a aucune obligation, pour EVN, de racheter l'électricité issue des énergies renouvelables, et le dispositif institutionnel complexe ne facilite pas la prise de décision dans ce domaine. A l'heure actuelle, EVN n'a guère d'intérêt à racheter l'énergie éolienne : cette énergie est souvent intermittente, et le coût de raccordement est le même pour de grosses unités que pour de petites unités. EVN préfère donc se concentrer sur le développement de grandes centrales énergétiques comme des centrales thermiques à flamme.

Notons cependant que la spécificité du Vietnam est la présence d'une très grande capacité hydraulique, et donc de stockage gravitaire. Ces capacités peuvent être un réel avantage à l'installation de systèmes de production intermittente car la variabilité inhérente à cette dernière peut, dans une certaine mesure être "absorbée" par le système de stockage.

1.1.2 Potentiel solaire du Vietnam

Les systèmes basés sur la conversion de l'énergie solaire par effet photovoltaïque connaissent actuellement une forte croissance au niveau mondial et devraient représenter une part importante du futur mix énergétique à l'horizon de quelques décennies.

D'après [ENE-web], les installations de captation de l'énergie solaire dans le monde entier ont généré 85 térawatts heures d'électricité, ce qui fut suffisant pour les besoins de 100 millions d'individus en 2011. La capacité photovoltaïque mondiale a augmenté de près de 15 fois, passant de 4,5 GW en 2005 à plus 65 GW en 2012.

Par ailleurs, l'électricité solaire devient une réalité économique dans de nombreux pays, les coûts de production de cette électricité devenant équivalents à ceux de l'électricité achetée sur le réseau pour les tarifs "résidentiels" (tous les tarifs privés ou professionnels non industriels).

Selon la Banque mondiale, le Vietnam recèle le plus grand potentiel solaire de l'Asie du Sud-est. Bien que le climat du Vietnam varie considérablement du nord au sud, les moyennes nationales sont de 2000 heures de soleil par an avec une moyenne de rayonnement solaire de 4,5 à 6,5 kWh/m^2 par jour.

D'après une enquête du secteur de la météorologie et de l'hydrologie (voir la *Fig. 1-6*), le rayonnement solaire moyen au Nord-est de 3,69 kWh/m^2 et au Sud de 5,9 kWh/m^2. La durée d'ensoleillement annuelle au Nord-est de 1600 heures et au Sud de 2700 heures (moyenne nationale : près de 2000 heures et rayonnement solaire de 4,6 kWh/m^2).
1,5 MW d'énergie solaire ont été installés en 2011, principalement dans des communautés rurales. Le gouvernement vietnamien a activement soutenu une très grande installation de fabrication de panneaux photovoltaïques dans la ville de Ho Chi Minh qui aurait dû commencé à fonctionner en 2012, mais son propriétaire la société américaine FirstSolar, a interrompu la construction de l'usine à cause d'un effondrement de la demande à la fin 2011.

Ce système d'énergie pourrait être exploité sur 9% du territoire national.

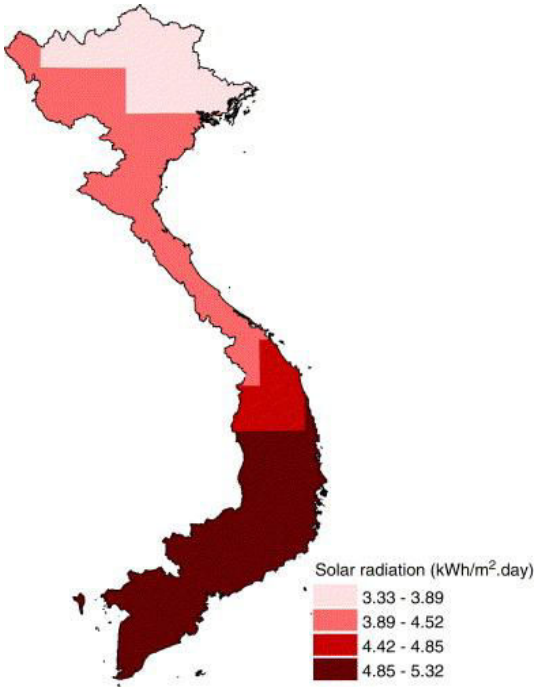


Fig. 1-6. Carte de l'ensoleillement du Vietnam **[KHA-071]**

L'énergie solaire est considérée comme potentiellement intéressante, mais aussi largement sous-exploitée à cause de la technologie et du financement nécessaire pour développer des centrales solaires photovoltaïques. Pour surmonter ces difficultés, le gouvernement vietnamien a commencé à investir dans des projets d'énergies renouvelables afin de contribuer à la sécurité énergétique nationale et de faire face aux pénuries d'électricité en diminuant la dépendance future aux énergies fossiles. Il est prévu que les cadres juridiques et politiques, nouvellement crées, fourniront une base solide et de fortes incitations pour les investissements et le développement de projets, tant dans le secteur des énergies renouvelables que dans le domaine de l'efficacité énergétique des réseaux de distribution pour le court, moyen et long terme.

En 2011, la puissance photovoltaïque installée au Vietnam était de 1,2 MW$_c$. Le sud du Vietnam fait figure de pionnier avec 8000 panneaux solaires installés (capacité installée de

0,8 GW_c). Le centre en compte 165 panneaux solaires (capacité installée de 17 kW_c). Au nord, à Quang Ninh, il existe plusieurs projets importants destinés à alimenter les installations de la poste et des télécommunications, ainsi que de la sécurité maritime. Des chauffe-eau solaires commencent également à être installés dans différentes provinces avec plus de 60 000 unités en service, notamment dans les grandes villes. Toutefois, le cadre juridique n'est pas encore suffisant pour permettre leur mise en œuvre à grande échelle dans les bâtiments commerciaux ou les bureaux.

1.2 Système photovoltaïque pour l'habitat aujourd'hui

Il existe plusieurs configurations possibles des systèmes photovoltaïques :

- Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont employés lorsque le réseau de distribution est inexistant ou lorsque les coûts de connexion à ce réseau sont prohibitifs.
- Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (les plus répandus). Ils bénéficient à l'heure actuelle de tarifs préférentiels de rachat de l'énergie dans de nombreux pays.
- Les systèmes photovoltaïques sont intégrés à de nouvelles configurations de réseau électrique appelées mini-réseau (Smart-Grids), 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.

1.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. La *Fig. 1-7* présente un exemple d'un système PV autonome, en remarquant qu'il y a un système de stockage qui est associé aux générateurs PV pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production. Ce système est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation.



Fig. 1-7. Système photovoltaïque autonome **[SYS-web1]**

Le système de stockage représente une parte très importante du coût de l'installation, et ces conditions de fonctionnement sont très contraignantes. Par conséquent, des systèmes de gestion de l'énergie ont été développés afin d'optimiser la durée de vie du système de stockage et de réduire les coûts de fonctionnement. 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 surdimensionnement peut conduire à un surcoût économique.

1.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides

Les systèmes Hybrides sont généralement des systèmes PV couplés à d'autres sources comme par exemple une éolienne ou un groupe électrogène. Le rôle du second producteur d'énergie est de palier aux insuffisances éventuelles de la production photovoltaïque.

Dans le cas d'un système hybride avec éolien (voir la *Fig. 1-8*), l'énergie produite par celle-ci (qui possède son propre contrôleur) vient compléter la charge des batteries. Sa production étant plus aléatoire que celle des panneaux solaires, elle complète efficacement un générateur photovoltaïque pour des applications particulièrement gourmandes en électricité, qui ne nécessitent pas de fonctionner de façon régulière, mais au gré du vent.

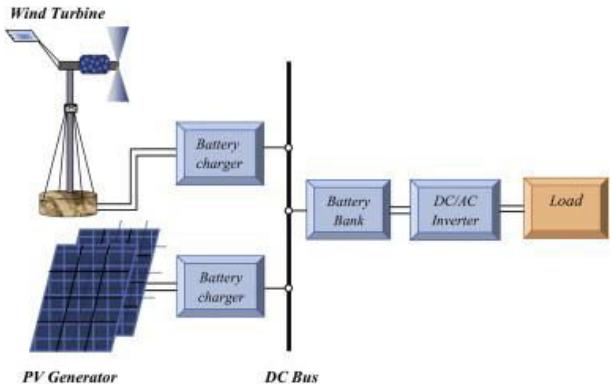


Fig. 1-8. Schéma principale un système hybride avec éolien **[KAA-11]**

Le cas d'un système hybride avec groupe électrogène (voir la *Fig. 1-9*), est différent par rapport avec celui d'éolien. Ce type de configuration est adapté aux applications très consommatrices d'électricité mais qui ne fonctionnent qu'une, deux ou trois heures par jour. Il peut aussi être utilisé comme "secours", permettant de limiter la taille du parc de batteries pour les jours "sans soleil". A son démarrage, le groupe électrogène devient une source principale afin de fournir pour tous les appareils dans la maison tout en complétant la charge des batteries au travers du convertisseur-chargeur. Lorsque le groupe s'arrêtera, le système basculera automatiquement sur les batteries.

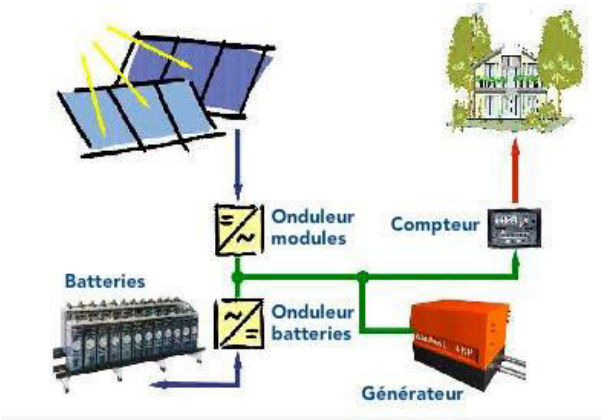


Fig. 1-9. Schéma principale un système hybride avec groupe électrogène [SYS-web2]

Par rapport au système hybride avec éolien, celui à groupe électrogène est plus cher au niveau du coût de fonctionnement (coût du fuel) et plus impactant sur l'environnement. Cependant, le groupe électrogène est capable de satisfaire immédiatement les changements de consommation pendant un court du temps.

1.2.3 Système photovoltaïque connecté au réseau

La *Fig. 1-10* représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les panneaux est directement consommée par les charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau. Et en cas de coupure réseau, l'onduleur stoppe l'injection d'électricité photovoltaïque produite sur le réseau et bascule la production sur un circuit électrique de secours parallèle, constitué d'un ensemble de batteries. La protection de découplage permet de supprimer tout risque d'électrocution en cas de rupture de courant pour le personnel intervenant. Cette fonction est assurée par l'onduleur qui s'arrête automatiquement lorsque le réseau est mis hors tension.

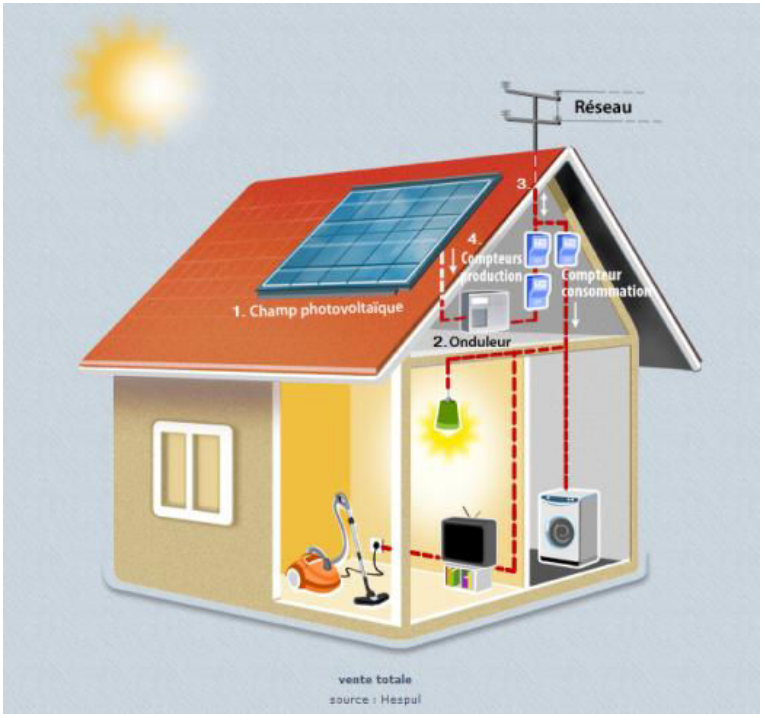


Fig. 1-10. Système photovoltaïque connecté au réseau **[PRI-web]**

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 (puissance maximale). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées aux conditions météorologiques, ce convertisseur améliore la rentabilité du système global.

Dans la thèse de DiLU [DIL-10], l'auteur a présenté un système complet comme le montre dans la figure suivante :

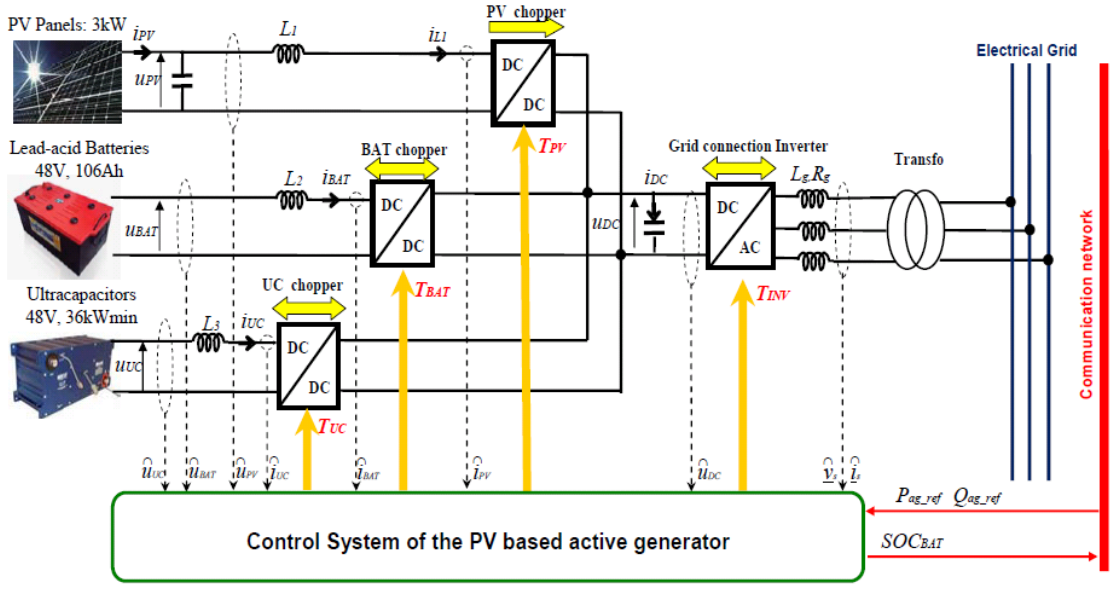


Fig. 1-11. Système complet trois types d'énergie renouvelable **[DIL-10]**

Un système complet présenté dans les travaux précités comprend les panneaux PV, la batterie et des super condensateurs. L'auteur a proposé des méthodes afin de contrôler l'échange d'énergies entre le système PV complet avec le réseau électrique. Il a présenté des stratégies de contrôle des convertisseurs pour s'adapter au changement de charge aux conditions climatiques. En utilisant les super condensateurs, le problème d'augmentation rapide de consommation est résolu, et les batteries au plomb fournissent l'énergie pendant la nuit en cas de besoin.

Dans le cas de notre étude, le système comprend une chaîne du panneau photovoltaïque, une chaîne d'accumulateur de batterie au plomb, un convertisseur élévateur et un onduleur monophasé. A la différence de l'étude précédente, « notre » problématique réside dans l'étude de l'impact d'un tel système sur un réseau de distribution fragile. Notre étude s'attache non pas à l'aspect « control » mais aux aspects optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie afin de maximiser l'énergie produite ramenée au coût du système et en respectant les contraintes imposées par le réseau (plan de tension, capacité de câbles).

1.2.4 Système photovoltaïque connecté aux mini-réseaux

Ce système, issu des travaux de Yaël THIAUX [THI-10], se compose d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage avec soit un accumulateur de batterie au plomb soit celui de batterie lithium, voir la *Fig. 1-12*, une source principale comme un groupe électrogène ou une éolienne et des convertisseurs pour contrôler l'énergie produite par les sources afin d'alimenter les consommateurs.

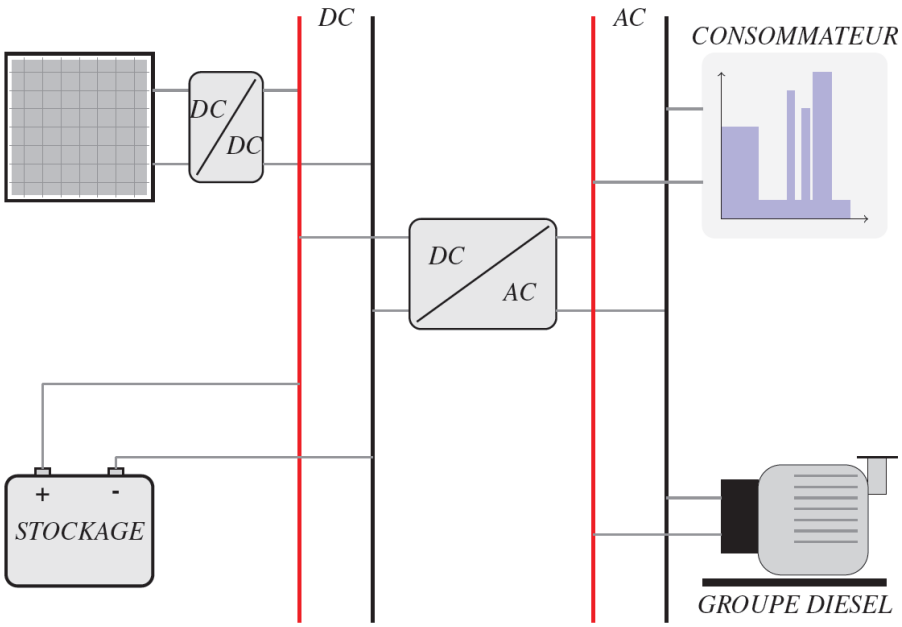


Fig. 1-12. Architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride **[THI-10]**

La *Fig. 1-13* représente l'architecture type d'un mini-réseau intégrant des sources d'énergie renouvelables.

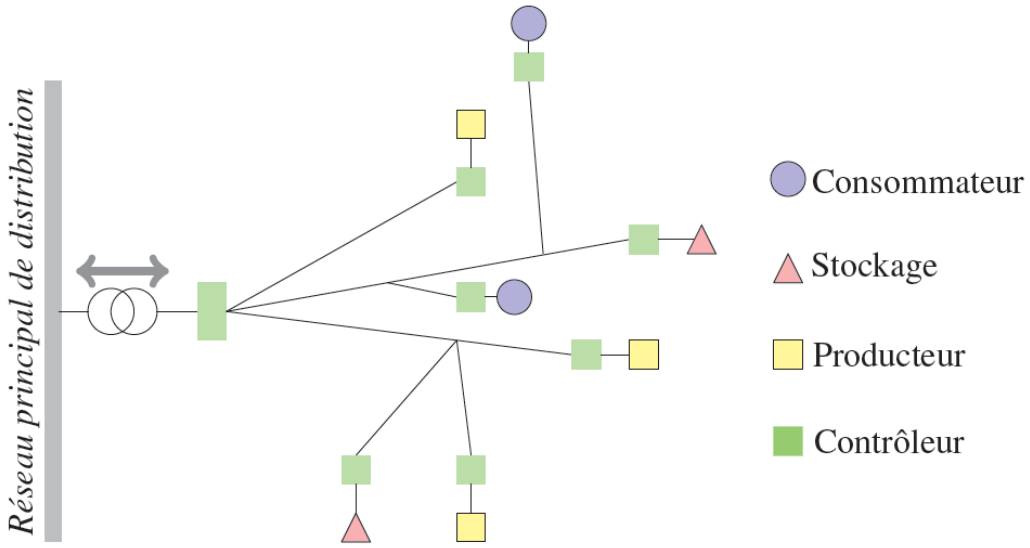


Fig. 1-13. Configuration d'un mini-réseau **[THI-10]**

Pour opérer un système avec des sources renouvelables injectées au réseau, il faut que le système ait un fonctionnement le plus autonome possible en s'adaptant à la variation de consommation. De plus, le coût d'investissement du système hybride peut être associé à la tarification. Le but est de générer l'énergie maximale possible du système hybride en respectant les contraintes du réseau.

D'autres projets ou études existent liés à cette problématique de mini-réseau. En analysant des projets qui se rapprochent de notre étude, le projet "Kombikraftwerk" en Allemagne (voir la *Fig. 1-14*) envisage d'implanter des sources génératrices renouvelables en combinant le solaire, l'éolien, le biogaz et l'énergie hydraulique et les piloter dynamiquement avec un système informatique sophistiqué permettant de répondre instantanément au besoin d'une ville de 12000 foyers sans faire appel à des centrales "carbonées". Le but est de montrer que 100% d'énergies renouvelables est possible et d'élaborer des modèles économiques de l'électricité régionale et des modèles de tarification.

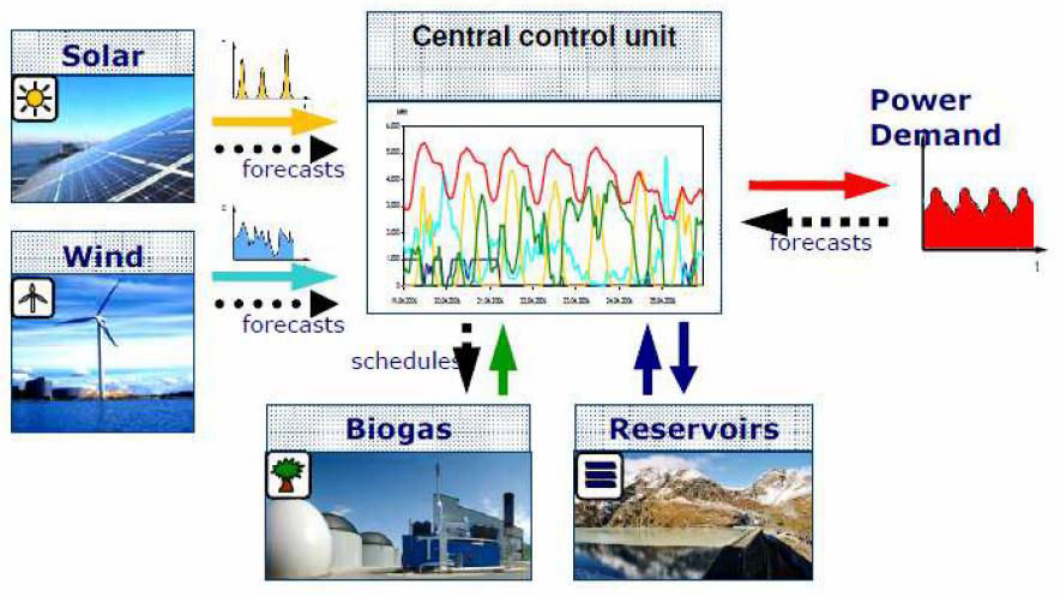


Fig. 1-14. Le mécanisme de pilotage du projet Kombikraftwerk **[KOM-web]**

Le projet ANR SOLEDO (Solution globale pour un mini réseau avec Energie Décentralisée photovoltaïque en source principale et gestion Optimisée des flux de production et de consommation) a été mené au laboratoire SATIE. Le projet consiste à développer une solution de mini réseau de distribution électrique avec un système photovoltaïque d'une puissance comprise entre 10 et 100 kW. L'optimisation production/consommation est réalisée via une unité de contrôle et de gestion intelligente de l'énergie avec la possibilité d'ajuster la consommation selon des critères justifiés. Cette gestion doit permettre d'éviter un trop fort dimensionnement du champ photovoltaïque et ainsi de réduire le coût de l'installation. La surveillance de la génération et de la consommation s'est appuyée sur le développement d'un système de communication et de comptage de l'énergie par courant porteur, permettant de s'affranchir de solutions lourdes dans une configuration d'équipements distants les uns des autres.

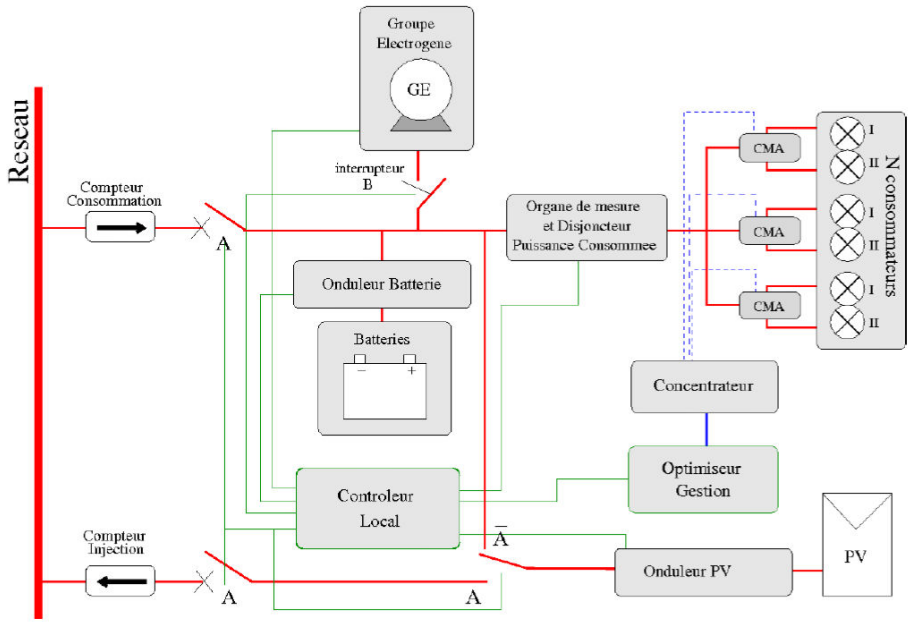


Fig. 1-15. Schéma principale du projet SOLEDO [THI-10]

1.3 Réseau électrique vietnamien

Le réseau électrique au Vietnam s'est développé en réponse à une demande croissante d'électricité. Sa mission la plus importante est de garantir la sécurisation en transmettant de l'électricité à des consommateurs. Il doit poursuivre son adaptation pour répondre aux projets de développement économique et social, à l'évolution des zones de production et de consommation.

Electricité du Vietnam, EVN, est le plus grand producteur d'électricité au Vietnam (environ 65% de la production l'énergie en représentant à la *Fig. 1-2*)), qui garantit la sûreté de fonctionnement du système électrique, en tant que gestionnaire du réseau de transport vietnamien. Il y a au Vietnam environ 20 000 km de lignes à très haute tension de 500 kV [*Source : NPTV*]. Des lignes à haute et très haute tension au Vietnam sont des lignes 110 kV, 220 kV et 500 kV. Ces lignes sont reliées au réseau de distribution par des postes sources de transformation. NPT (réseau de transport d'électricité vietnamienne), société filiale du groupe EVN, gère le réseau public de transport d'électricité vietnamien. Il est également le gestionnaire et l'opérateur du réseau de transport d'électricité vietnamienne. Comme entreprise de service public, il a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau haute (des lignes de 110 kV et 220 kV) et très haute tension (ligne 500 kV).Il achemine aussi l'électricité entre les fournisseurs d'électricité (*EVN, PVN, Vinacomin et des entreprises étrangères*) et les consommateurs, qu'ils soient distributeurs (entreprise local de distribution) ou industriels directement raccordés au réseau.

Le transport d'électricité vietnamien est assuré par des conducteurs nus, c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. Les conducteurs en alliage aluminium sont utilisés, et le courant électrique est transporté dans des conducteurs sous forme triphasé, chaque phase

utilisant quatre câbles. Quelques données des lignes hautes et très hautes tensions sont présentées dans le tableau ci-après :

Tension	Nature	Type	Section	I_{max} (A)
500 kV	Aluminium	ACSR	330	1000
		ACKP	330	1500
		ACSR	666	2000
220 kV	Aluminium	AC	520	980
		AC	410	845
		AC	300	710
110 kV	Aluminium	AC	240	610
		AC	150	450
		AC	120	388

TABLEAU 1-2. Paramètres des lignes hautes et très hautes tensions au Vietnam [Source: NPTV]

Actuellement, le réseau de transport vietnamien a une architecture verticale, car le ratio des sources d'énergie renouvelable par rapport aux autres sources hydraulique et thermique est très faible. Une telle structure "verticalement intégrée" du système d'alimentation apporte des avantages, tels que la réduction du coût d'exploitation. En effet, grâce à des lignes haute et très haute tension, il est possible de construire de grandes centrales comme des centrales hydrauliques sur des sites isolés, et elles sont après connectées au réseau de transport. De plus, une meilleure efficacité énergétique des grands générateurs et une réduction du risque de défaillances sont apporté sur ce système [WEN-06]. La *Fig. 1-16* montre un des exemples d'architecture de ce réseau :

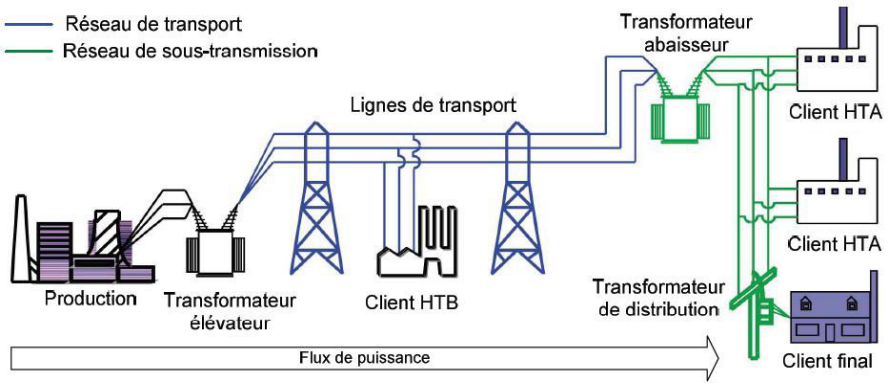


Fig. 1-16. Architecture verticale du réseau **[WEN-06]**

Cependant, la construction des grandes centrales a commencé à poser quelques problèmes. Par exemple, la construction d'une centrale hydraulique modifiera le territoire et les paysages et intervient directement sur les cours d'eau. La mise en eau des barrages induit très souvent des déplacements de population et la disparition de zones agricoles. C'est pourquoi, il y a des nouvelles politiques énergétiques et environnementales, qui ont prévalu au cours des dernières années. Elles ont encouragé l'interconnexion de nouvelles sources de production d'énergie électrique et distribuées dans le réseau ainsi que une séparation administrative stricte sur les

activités d'exploitation, de fourniture et de commercialisation. Cette redistribution des rôles doit permettre de créer des conditions d'accès non discriminatoires et ainsi d'augmenter le nombre d'acteurs.

1.3.1 Développement de ligne haute et très haute tension

A partir de l'année 1990, le gouvernement vietnamien a commencé à étudier un grand projet pour construire des lignes très haute tension de 500 kV du Nord au Sud. L'objectif du projet était de transmettre le flux énergie du Nord au Sud.

A cette époque, la partie du sud Vietnam n'avait pas encore de grandes centrales électriques, le Vietnam avait une seule grande centrale hydraulique s'appelant Hoa Binh d'une capacité de 1,920 GW. Elle est située dans la province Hoa Binh environ 150 km de la capitale, Hanoï. En plus, la demande de consommation du Sud est devenue importante pour permettre le développement économique de cette région. Il était nécessaire de transmettre l'énergie de cette centrale hydraulique aux consommateurs du Sud.

Jusqu'en 1994, les premières lignes de très hautes tensions (la ligne rouge sur *Fig. 1-17*) sont mises en service. Elles ont commencé à résoudre les problèmes de surproduction du Nord à cette époque. Aujourd'hui, grâce à cette ligne, l'électricité peut être transmise du Nord au Sud, ainsi que dans le sens inverse. La mise en place de nouvelles lignes se poursuit aujourd'hui pour permettre la connexion de nouvelles grandes centrales électriques au réseau de transport national (la ligne marron sur *Fig. 1-17*).

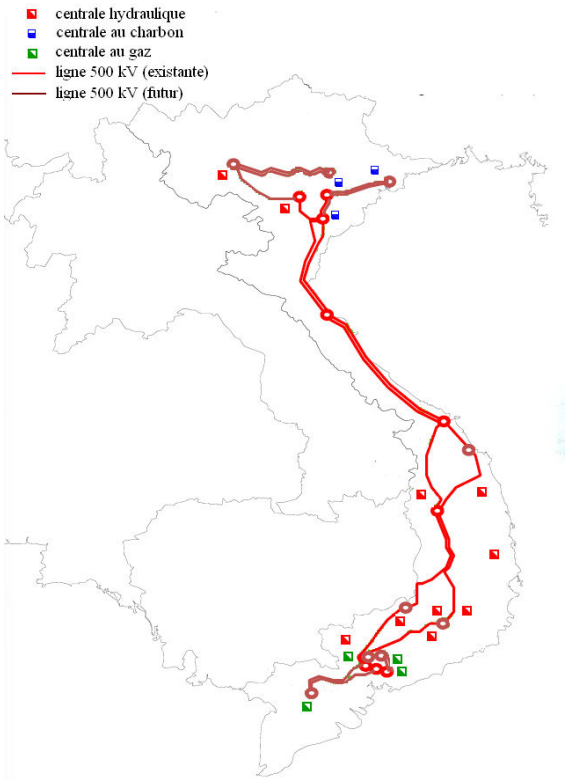


Fig. 1-17. Plan du réseau transport à très haute tension au Vietnam [Source : NPTV]

Cette ligne très haute tension 500 kV a un rôle très important pour le développement économique et social et répondre à la demande vietnamienne. Elle permet:

- L'amélioration de sa capacité de fournir l'électricité dans toutes les régions du Vietnam ;
- La contribution au développement durable du pays et à la transition énergétique ;
- L'assurance la qualité de l'électricité du système électrique du Vietnam ;
- La contribution au bon fonctionnement du marché électrique vietnamien.

Plus récemment, le réseau de transport vietnamien continue de s'étendre dans toutes les régions du pays. De plus, des interconnexions avec les pays voisins comme la Chine, le Laos et le Cambodge sont réalisées. Des nouvelles centrales électriques ont été construites après la mise en place de cette ligne. Elle doit assurer la continuité et la qualité de l'alimentation électrique. Par exemple, s'il y a une baisse non prévue de la production d'une centrale électrique, les autres centrales électriques du réseau de transport doivent augmenter leurs capacités. Cette ligne doit donc supporter l'augmentation de cette puissance. La figure montre le réseau interconnecté à ce jour :

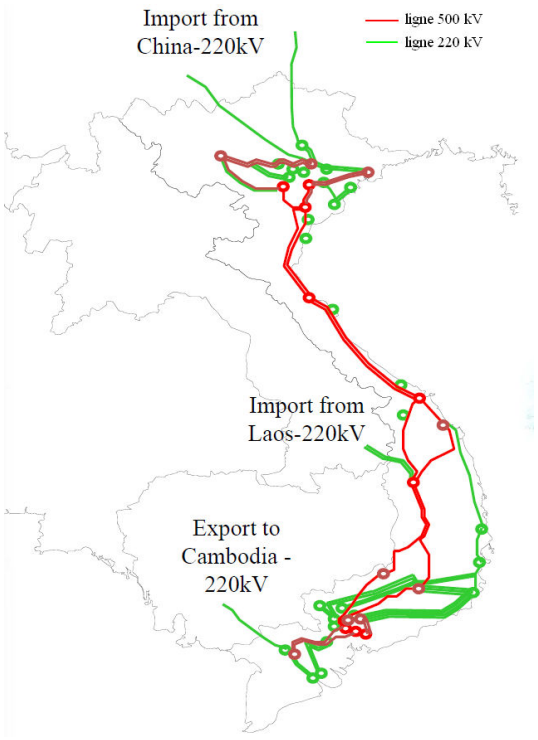


Fig. 1-18. Plan du réseau transmission du Vietnam [Source : NPTV]

1.3.2 Problématiques sur le réseau transport vietnamien

Après une dizaine d'années de fonctionnement de cette ligne, elle commence à poser un problème de congestion, car le nombre de nouvelles centrales électriques a augmenté rapidement. Elle subit un état de surcharge particulièrement en été, lorsque la demande est importante (climatisation des immeubles et des bureaux), comme montré sur la *Fig. 1-19*. La

rupture est de plus en plus régulière dans les heures de forte consommation [RUP-web2]. Le pic pendant l'hiver arrive dans la soirée et celui de l'été dans la matinée. Le soleil se couchant assez tôt vers 17h00 pendant l'hiver, la demande en éclairage augmente donc aussi bien pour les habitations que les centres commerciaux. Inversement, pendant l'été, la chaleur importante dure presque toute la journée, l'utilisation des climatiseurs est alors quasi-généralisée, ce qui accroît considérablement la consommation dans la journée. La *Fig. 1-19* montre qu'il y a un décalage entre le pic de production solaire et le besoin de consommation.

De plus, le ratio entre la demande maximale et minimale est assez grand (plus de 50%) notamment pendant l'été. Ceci impacte largement le fonctionnement du système de production électrique. La difficulté ici est de faire un plan d'exploitation des centrales électriques. Par exemple, nous avons pris une journée typique pendant l'été, le besoin électrique la nuit est de 7 GW (demande minimale) vers 4h00, alors qu'il augmente jusqu'à 11 GW vers midi (demande maximale). En conséquence, l'opérateur doit fournir 4 GW supplémentaires. S'il n'y a pas de pluie (en fonction des saisons, en particulier la saison sèche), il ne peut pas utiliser la réserve d'eau des barrages hydro-électrique. Avec un pourcentage des centrales hydraulique très important (environ 60%), le risque de coupure ou de délestage des consommateurs est évidemment important pendant cette saison.

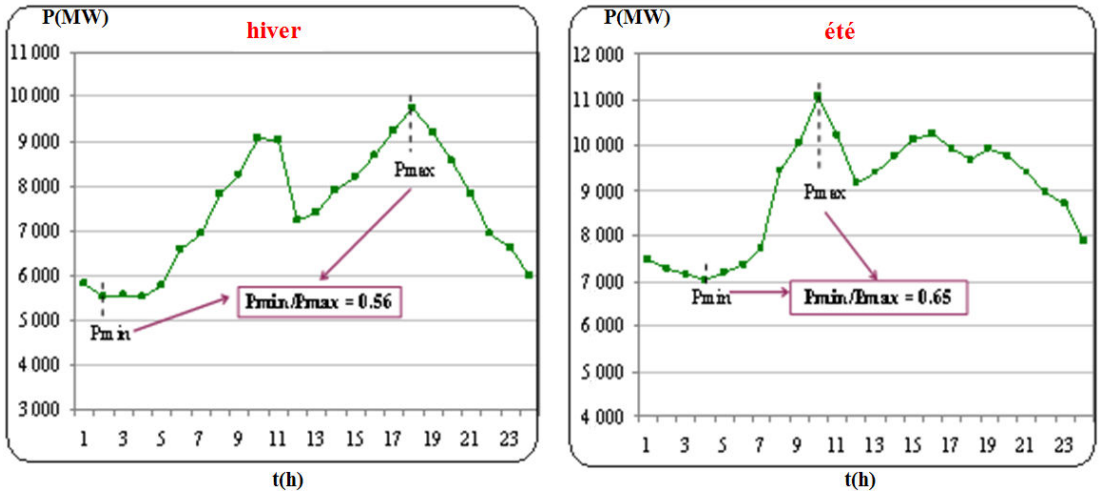


Fig. 1-19. Profil de charge du Vietnam d'un jour typique en l'hiver et en l'été de 2010 [Source : NPT]

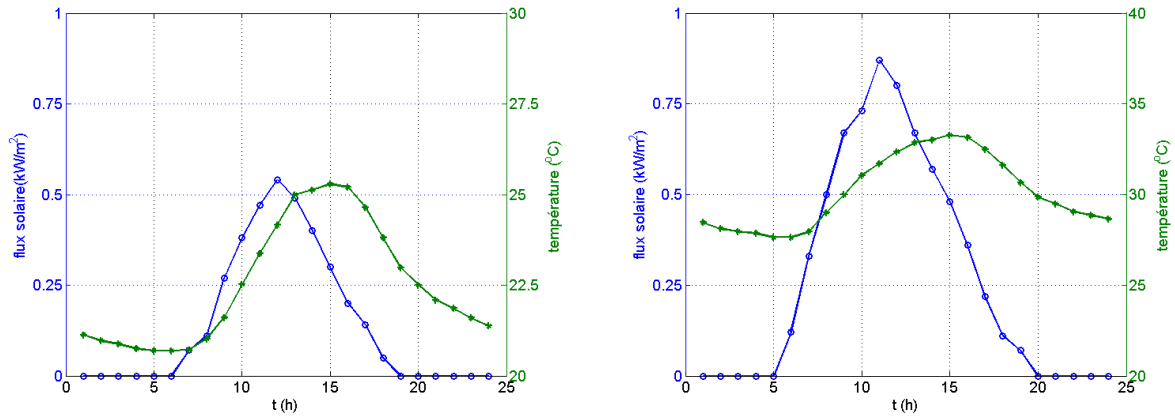


Fig. 1-20. Flux solaire et température dans la ville de Hanoï en l'hiver et en l'été [Source : MCIV]

En plus de cette difficulté de réserve, la continuité d'approvisionnement en électricité est également perturbée par les accidents matériels survenant sur le réseau de transport du Vietnam.

Par exemple, lors de la saison des moussons, avec les tempêtes tropicales violentes avec une vitesse de vent de 140 km/h, la rupture sur des lignes haute tension est problématique [RUP-web1] (voir la *Fig. 1-21* ci-dessous).



Fig. 1-21. Un pylône déraciné dans une tempête au centre du Vietnam en octobre 2013 **[RUP-web1]**

Pour résoudre ces problèmes, le gouvernement a demandé à l'EVN ainsi qu'aux entreprises d'électricité d'investir dans des grandes centrales locales (comme des centrales thermiques au Nord et au Sud ainsi que la construction d'une première centrale nucléaire). Par ailleurs, le gouvernement a demandé au gestionnaire du réseau de transport de renforcer des lignes très hautes tension afin d'assurer la continuité de service entre le Nord et le Sud.

Cela étant, la mise en place de nouvelles lignes exige des investissements très lourds. De même la construction de centrales nucléaires. D'autant que pour cette dernière solution, au-delà de la problématique environnement, les contraintes de sécurité sont sévères et impose une maitrise technologique totale, que les ingénieurs du pays n'ont pas encore acquise. Pour toutes ces raisons, des solutions alternatives sont envisagées par le gouvernement consistant à encourager des sources d'énergie renouvelable au Vietnam.

Dans les pays développés (Les Etats Unis, La France, L'Allemagne, etc.), l'arrivée massive de la production décentralisée (GED : Génération d'Energie Distribuée), au sein des réseaux électriques et en particulier de distribution, a introduit des changements profonds dans l'exploitation et la planification de ces réseaux. Le développement de cette production est dû à

plusieurs facteurs, parmi lesquels les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables, l'arrivée de nouveaux acteurs à la suite de l'ouverture des marchés de l'énergie, la possibilité d'installer ces unités de production au plus près du consommateur. Ces unités de productions sont souvent intermittentes. Elles peuvent représenter un grand nombre de points d'injection mais avec des petites puissances (de quelques kW à quelques MW). Le raccordement de ces productions a un impact certain sur le réseau : plan de tension, courants de court-circuit, plan de protection, etc.

Au Vietnam, cette mutation est lente et nécessite une réorganisation profonde à la fois du réseau électrique mais aussi au niveau réglementaire. Dans les prochaines années, des fermes d'éoliennes seront implantées de plus en plus sur les villes côtières et les îles au large du Vietnam. Les nouvelles sources d'énergie seront ensuite intégrées dans le réseau national de manière horizontale tel que montré par la *Fig. 1-22*.

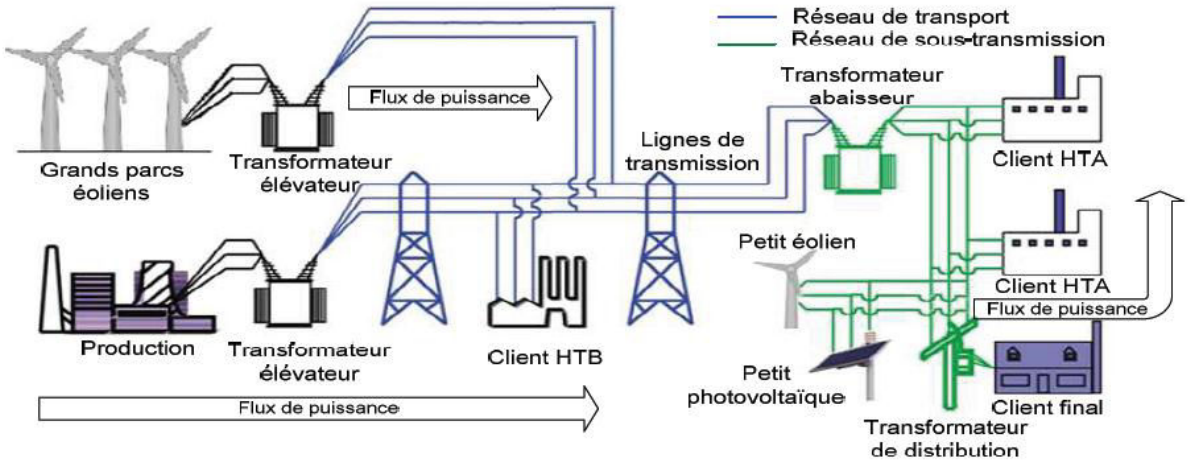


Fig. 1-22. Architecture horizontale du réseau **[WEN-06]**

L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure plus éclatée. Dans cette structure, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure "verticale" du système électrique, voir la *Fig. 1-22*. Avec la nouvelle configuration du réseau, des petites unités (de quelque kW à centaine kW) peuvent être installées dans des villes où il est difficile de construire des grandes centrales de production, comme des centrales thermiques. De plus, cette installation diminue les problèmes de pollution dans ces villes.

Le flux de puissance n'est plus distribué "verticalement" de la haute tension à la basse tension, mais aussi "horizontalement", avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les réseaux de tensions supérieures. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs.

1.3.3 Impact de la production des sources d'énergie renouvelable sur les réseaux électriques

La production décentralisée influe majoritairement sur les flux de puissance, provoquant des effets secondaires plus ou moins conséquents. Ces impacts peuvent êtres positifs ou négatifs, selon les caractéristiques du réseau et du lieu de raccordement de la production décentralisée. Les avantages de la production décentralisée raccordée au réseau sont principalement la diminution de la charge alimentée par les postes source et dans certaines conditions particulières, une diminution des pertes Joule, une possible amélioration du profil de tension, et de la fiabilité du réseau. La réalisation de ces avantages est souvent difficile à optimiser.

Pour que la production décentralisée ait un effet bénéfique, elle doit au moins être convenablement coordonnée avec la procédure du système d'exploitation et la conception du réseau influence grandement ces impacts. Afin de ne pas perturber les autres usagers, elle doit respecter les contraintes liées à la règlementation face à des fluctuations de tension, la distorsion harmonique, au respect du plan de protection contre les surintensités, aux limites de capacité du réseau, la fiabilité, entre autres facteurs. Le respect de ces facteurs est d'autant plus critique que la puissance de la GED est plus importante. Les facteurs d'intégration des énergies renouvelables au réseau sont présentés dans la thèse de Wendy [WEN-06] :

- *Les fluctuations de tension* : La production décentralisée peut causer des modifications du profil de tension, qui peut être un problème complexe (mesure, analyse et atténuation). Ces fluctuations peuvent être temporaires comme lors du démarrage d'une machine (générateur asynchrone ou enclenchement des transformateurs de raccordement) ou progressive dans le cas d'une variation de la production et de la charge environnante qui conduit à un changement dynamique important de la tension.

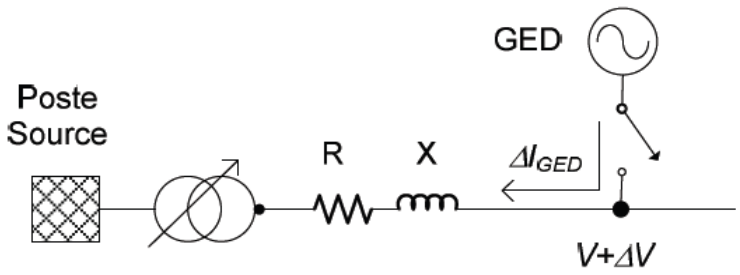


Fig. 1-23. Impact du GED au niveau la tension sur un nœud du réseau

- *La mise à la terre du transformateur* : de la production décentralisée est faite avec une configuration du transformateur et la mise à terre qui doit être compatible avec le réseau dans lequel le transformateur est connecté. Des surtensions peuvent endommager les équipements du réseau électrique ou les appareils des clients. Certaines configurations de la mise à la terre du transformateur sont présentées dans la figure ci-dessous les :

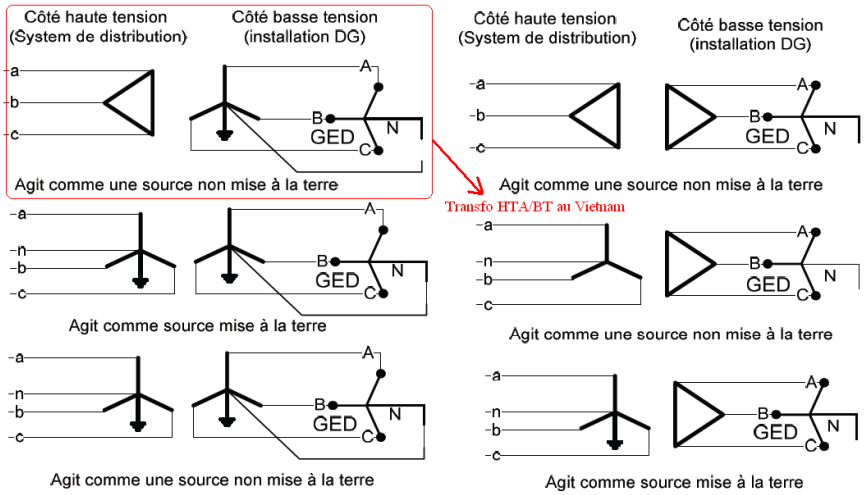


Fig. 1-24. Connexion du transformateur du réseau avec GED **[WEN-06]**

Dans les réseaux avec neutre distribué, la mise à la terre du transformateur réduit le retour du courant homopolaire vu du poste source. Le courant est déterminé par le rapport de l'impédance de mise à la terre de la GED à l'impédance de mise à la terre du poste source. Cet effet désensibilise les relais de défaut à la terre du poste source. Pour évaluer l'impact de ce problème, l'impédance de mise à la terre du site de la GED doit être analysée pour s'assurer qu'elle ne détournera pas plus qu'une petite fraction du courant de défaut. Les études des courants de court-circuit permettent d'identifier l'impact des GEDs et de voir si des changements sont nécessaires dans les paramètres des relais de protection.

Dans les réseaux sans neutre distribué, la nouvelle unité de production ne doit pas modifier les courants homopolaires dans le réseau amont. Des transformateurs triangle/étoile ou triangle/zigzag sont ainsi utilisés. Les composantes homopolaires dues aux raccordements de production décentralisée ne peuvent ainsi pas être propagées sur le réseau moyen tension.

La plupart des transformateurs HTA/BT du Vietnam sont un couplage DYn.

- *La régulation de tension* : Le réseau de distribution utilise généralement un transformateur au poste source, avec un changeur de prises en charge qui maintient la tension dans les limites spécifiées. Si l'unité de production est située juste en avant du transformateur, qui compense la chute de la tension dans le transformateur grâce à une logique de compensation, voir la *Fig. 1-23*, les contrôles sont alors incapables de mesurer correctement la charge. L'observabilité de la charge et la consigne du régulateur sont diminuées, et la tension peut devenir inférieure à la limite de la norme.

  Pour contrecarrer cette anomalie il suffit de rajouter des contrôles et d'installer des dispositifs de mesure (i.e de tension distribués dans le réseau ou de production) qui permettront de savoir quand l'unité de production efface effectivement la charge.

Par contre, si le transformateur est sans compensation, comme c'est souvent le cas, la production décentralisée peut augmenter la tension sur les lignes et causer des surtensions chez les clients. Normalement, sans production décentralisée, il y a une chute de tension dans le transformateur du poste source et au niveau des lignes de distribution. En présence de production décentralisée relativement importante, des flux de puissance peuvent remonter vers le poste source et augmenter la tension.

- *La modification des pertes* : La production décentralisée aura également un impact sur les pertes du réseau. Les unités de production décentralisée peuvent être placées à des endroits optimaux où ils réduisent de manière importante les transits de puissance sur les conducteurs et donc, indirectement, les pertes du réseau. Les unités de production décentralisée fournissent de la puissance active et réactive. Les productions décentralisées sont exploitées avec un facteur de puissance compris entre 0,85 et 1,0 et nécessitent la présence d'une compensation réactive à leurs bornes.

- *Les harmoniques* : L'amplitude des harmoniques dépend de la technologie du convertisseur de puissance éventuel et de la configuration de l'interface considérée.

- *Les courants de court-circuit* : La contribution aux courants de court-circuit de la production décentralisée peut modifier les niveaux de courant de court-circuit et causer un dysfonctionnement du plan de protection avec des risques de déclenchements intempestifs car le réglage des seuils n'est plus adapté [JEA-10].

1.4 Problématique de la thèse

La maîtrise des sources d'énergies renouvelables telles que le solaire électrique ou l'éolien, aussi bien en termes de connaissance scientifiques que techniques, permet d'appréhender de manière plus globale leurs utilisations. Le développement et l'état actuel des réseaux de distribution de l'énergie électrique posent les mêmes problèmes techniques, scientifiques et économiques à tous les pays. Le caractère intermittent de la plupart des sources principales d'électricité renouvelable pose de nouveaux problèmes de gestion dynamique des réseaux impliquant l'insertion éventuelle de nouveaux moyens de stockage.

Les réseaux peu puissants y sont d'autant plus sensibles, mais en contrepartie leur fort potentiel de développement offre l'opportunité d'une meilleure adaptation par le choix d'architectures mieux adaptées à l'intégration des sources renouvelables. Concernant le Vietnam et plus particulièrement sa capitale, Hanoï (voir la *Fig. 1-25*), nous souhaitons étudier l'apport et l'impact des sources d'énergie renouvelable électrique potentiellement disponibles en termes de développement, de sûreté de fonctionnement, de stabilisation statique et dynamique en tension du réseau de distribution, ce qui permettrait de les valoriser.



Fig. 1-25. Carte de la ville de Hanoï **[CAR-web]**

Les sources renouvelables sont très pratiques à installer dans les grandes villes, nous présentons la structure de notre système d'énergie renouvelable sur la *Fig. 1-26* :

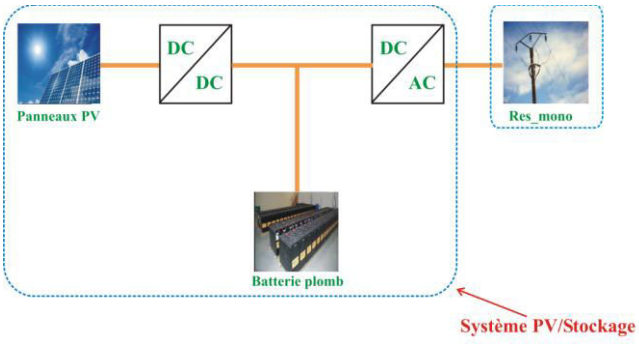


Fig. 1-26. Structure du système d'énergie renouvelable étudié (PV + Stockage)

Concernant le réseau de distribution considéré, il s'agit du réseau de l'arrondissement de Tay Ho (voir la *Fig. 1-27*) à Hanoï



Fig. 1-27. Carte d'arrondissement de Tay Ho **[CAR-web]**

Dans cet arrondissement, nous avons choisi un quartier particulier pour étudier l'installation des sources d'énergie renouvelable. Les sources sont de petites dimensions (3 à 10 kW), elles sont connectées directement au réseau de distribution. La *Fig. 1-28* montre la carte du réseau de ce quartier. La ligne en rouge sur la figure représente la ligne moyenne tension 22 kV, les lignes bleues représentent les lignes basse tension de 250 V.

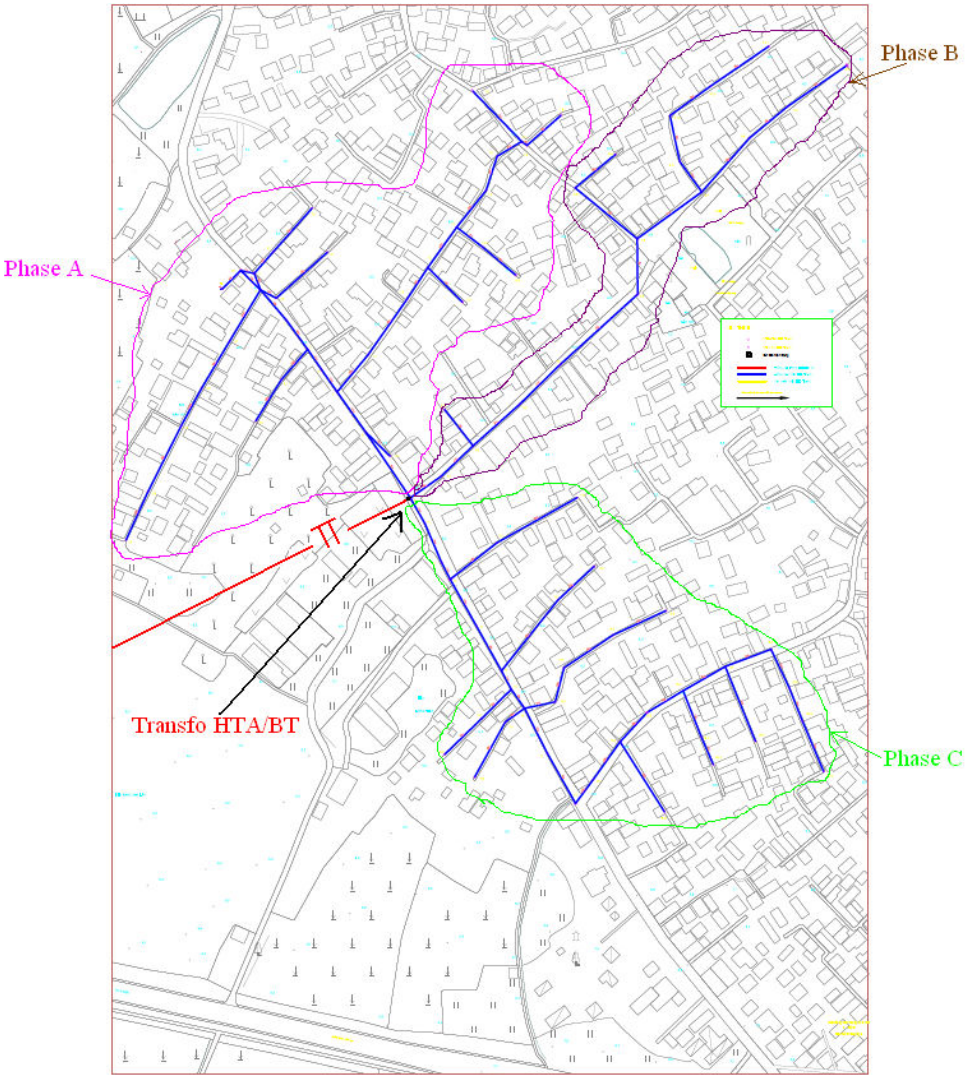


Fig. 1-28. Carte du réseau d'un quartier de l'arrondissement de Tay Ho [Source : NPTV]

Cette thèse est la première dans cette thématique au Vietnam. Comme déjà souligné, beaucoup de laboratoires ont travaillé sur la thématique des énergies renouvelables et plus particulièrement sur les systèmes PV intégrant du stockage. L'originalité de cette étude d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage (critères, contraintes) ainsi que les lois de gestion du système de stockage. Ce contexte impose également l'intégration d'un modèle du réseau de distribution et des charges connectés des nœuds du réseau. Notons toutes fois que pour simplifier nos études et les analyses réalisées et surtout réduire les temps de calcul, nous nous limiterons à l'étude d'un réseau très simplifié, bien que l'extrapolation de la méthodologie développée soit possible dans le cas d'un réseau réel comportant un grand nombre de nœuds.

Donc le travail présenté dans ce mémoire a pour l'objectif l'étude d'un tel système PV/Stockage, en vue de :

- Réaliser une optimisation technico-économique de générateurs à énergie renouvelable hybrides en prenant en compte les pertes énergétiques des convertisseurs associés.
- Evaluer l'impact de ces générateurs sur un réseau de distribution fragile en termes de qualité de la tension, de pertes en lignes.

Ainsi, ce travail a pour but essentiel de développer des méthodes de gestion d'énergie et d'optimisation du dimensionnement dans un cas spécifique.

La description du problème d'optimisation du dimensionnement et de gestion (on parlera alors de problème de co-optimisation) est précédée d'une partie relative à l'élaboration de modèle de chaque constituant du système : module PV, élément de stockage électrochimique et convertisseurs associés. Il s'agira donc d'établir, autant que possible, des modèles analytiques confrontés à des modèles numériques.

Précisons à ce stade que l'élaboration d'une démarche d'optimisation sur cycle de fonctionnement doit, en toute rigueur, être adaptée à une sollicitation variable et aléatoire (ressources, consommations). Cependant, nous ne traiterons pas dans ces travaux l'aspect aléatoire de la source ni celle de la charge. Les profils temporels seront donc considérés tout au long du mémoire comme déterministes. Le critère essentiel de dimensionnement est ici la minimisation des coûts d'investissement et de fonctionnement de l'ensemble de l'installation.

1.5 Conclusion

Cette première partie a présenté la situation énergétique du Vietnam en général. Elle a permis de poser la problématique sur la qualité de l'électricité lorsque la consommation est importante ; et aussi la rupture de fourniture de l'électricité quand il y a des accidents sur la ligne de haute et très haute tension. Une des solutions que nous allons présenter dans les chapitres 3, 4 et 5, est d'intégrer des sources d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution.

Mais avant ces chapitres, le chapitre suivant se propose de présenter les modèles de consommation électrique, ainsi que du réseau électrique de distribution considéré. Enfin, toujours dans le chapitre 2, une étude du déséquilibre du poste source triphasé HTA/BT généré par la connexion généralisée de charges monophasées sera menée. Par ailleurs, une solution de compensation de ce déséquilibre à travers l'utilisation d'un convertisseur électronique de puissance sera proposée et analysée.

Chapitre 2

Eléments de modélisation du Réseau de distribution, des profils de consommation et du compensateur statique

Sommaire

2.1 Introduction 33
2.2 Etude d'un modèle de la consommation 34
2.3 Modèle d'un réseau de distribution 40
2.4 Etude de l'équilibrage des courants de phase dans le réseau distribution 49
2.5 Etude du compensateur statique du déséquilibre des courants de phase 52
2.6 Dimensionnement de l'onduleur MLI à 4 bras 60
2.7 Conclusion 69

2.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'élaboration des modèles de profils de consommation électrique, du réseau de distribution d'un quartier de la ville de Hanoï et du système d'équilibrage des courants de phase basé sur l'utilisation de convertisseurs statiques. Il est donc nécessaire de disposer de profils de consommation des usagers dans un premier temps. A défaut de disposer de relevés et d'études sur place, nous avons dû générer des profils qui nous semblent compatibles avec les équipements rencontrés au Vietnam. Puis nous avons construit un modèle d'une partie du réseau de distribution en se basant sur des données des lignes d'un quartier de la ville de Hanoï fournit par EVN. Enfin, le réseau de distribution au Vietnam étant monophasé, l'étude du phénomène de déséquilibre triphasé au secondaire d'un transformateur HTA/BT engendré par les consommations monophasées déséquilibrées est mené dans le cadre de ce chapitre. Un système de compensation du déséquilibre basé sur l'utilisation d'un convertisseur MLI est enfin proposé et analysé.

2.2 Etude d'un modèle de la consommation

2.2.1 Consommation domestique du Vietnam

Le rythme du développement urbain est très important au Vietnam, avec chaque année 1,2 million d'habitants supplémentaires dans les zones urbaines [LAU-08]. Cette évolution est préoccupante, car la consommation d'énergie est particulièrement élevée en ville. A Hanoï, au début de l'été, des coupures d'électricité sont régulières chaque semaine [*Source : NPTV*]. Il est nécessaire d'avoir une bonne connaissance de la consommation d'électricité, afin d'avoir une gestion de la production et d'utiliser des sources d'énergie renouvelable pour réduire ces coupures dans le réseau de distribution de la ville.

La densité est un facteur déterminant pour la consommation d'énergie. La densité au centre de la ville de Hanoï est très importante avec 19 200 habitants au km^2 [LAU-08], mais la ville s'étend de plus en plus (à titre de comparaison, la densité à Paris intramuros et de 20 980 habitant/km^2).

La figure ci-dessous nous montre une courbe de charge agrégée de toutes les consommations électriques à Hanoï pendant un jour dans une semaine hivernale (18/02/2010) et un jour dans un week-end hivernal (21/02/2010) ; de la même manière pour les jours en l'été (24/08/2010 et 21/08/2010).

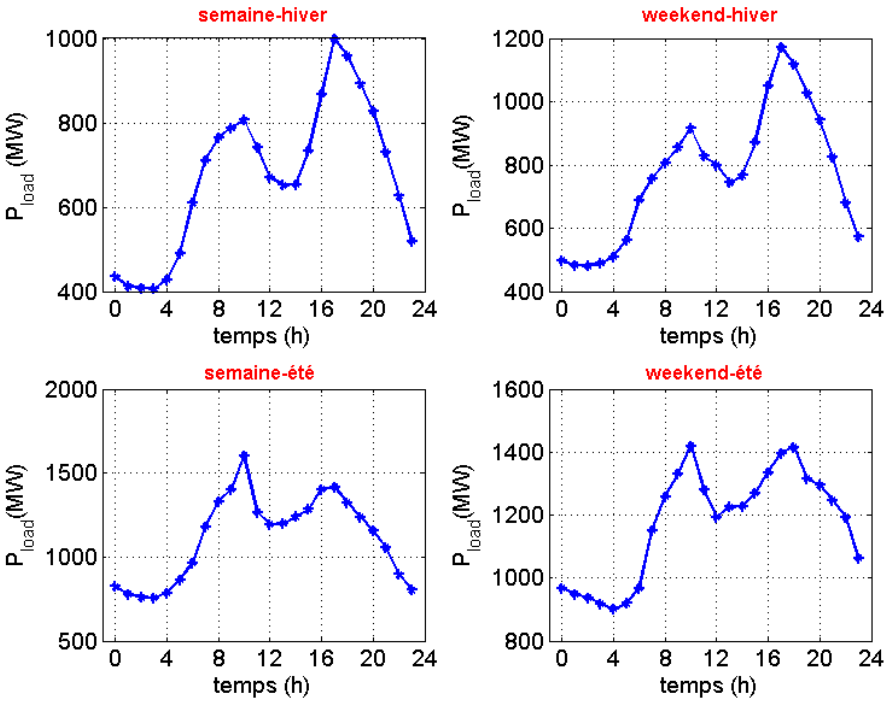


Fig. 2-1. Profil de charge donné de ville de Hanoï correspond aux quatre jours sélectionnés en 2010 (18/02, 21/02, 24/08 et 21/08) [Source : NPTV]

A partir de cette figure, nous notons une pointe du matin et une pointe du soir. La demande a tendance à augmenter en début de matinée et aussi en fin de journée vers 17h00 où la plupart des habitants rentrent chez eux après le travail ou après l'école pour les élèves. L'hiver, la pointe du soir est plus importante. Par contre, l'accès à des données sur chaque foyer dans la ville de Hanoï est extrêmement difficile du fait notamment que la quasi-totalité des compteurs énergétiques n'ont pas la fonction d'enregistrement de la consommation ni de communication avec le gestionnaire.

2.2.2 Introduction générale sur la consommation

La consommation domestique dépend considérablement des activités de chaque foyer ainsi que du type et du nombre d'appareils électriques présents. D'autres, facteurs nécessitent d'être pris en compte : type d'habitation, maison individuelle ou appartement en immeuble collectif, l'année de construction et la surface habitable. L'analyse des déterminants de la consommation d'énergie nécessite de distinguer quatre types d'habitation. Le modèle se base sur des données statistiques de consommation des foyers afin de reproduire aussi fidèlement que possible l'utilisation habituelle des consommateurs. Cela doit en particulier reproduire les périodes de forte demande.

De plus, ce modèle doit tenir compte des conditions atmosphériques telles que la température, le soleil ou la lumière naturelle. Ces conditions atmosphériques impactent aussi sur l'utilisation de certains appareils électriques (utilisation des climatiseurs au Vietnam en été ou des chauffages en France en hiver par exemple). Le nombre d'appareils dans chaque foyer dépend aussi du nombre de personnes dans le foyer ainsi que de leur fréquence d'utilisation. Les caractéristiques des appareils électriques influencent largement leur consommation énergétique : les appareils électroménagers les plus efficaces consomment ainsi entre 40% et 60% de moins que les modèles classiques.

Les conditions de vie sont le produit de l'ensemble des aspects structurels et des contraintes qui déterminent le mode de vie des individus. Les pratiques des individus sont, en effet, fortement orientées par leur position dans le cycle de vie (âge, type de ménage), par leur inscription dans le travail (situation au regard de l'emploi, profession), par leur capital culturel (génération, niveau de diplôme) et économique (revenu, propriété de l'habitation), par leur implantation territoriale (taille de commune de résidence, type d'habitation). L'ensemble de ces déterminants structure puissamment les modes de vie.

A défaut d'obtenir des relevés ou statistiques sur les profils de consommation à Hanoï, nous établissons un modèle exprimant les comportements de consommation en se basant sur l'outil élaboré par Ian Richardson et Murray Thomson [IAN-10]. A partir des données techniques des conditions atmosphériques dans la ville de Hanoï et des équipements habituellement rencontrés chez les familles au Vietnam, nous avons modifié et adapté ce modèle pour générer des profils de consommation domestique type.

2.2.3 Modèle de consommation domestique

Comme déjà souligné, ce modèle doit prendre en compte le caractère particulier des consommateurs dans des quartiers de ville en général. Il se base sur le profil de charge dans différents foyers. Le modèle de "bottom-up" a été présenté par [CAP-94] et [RUN-05]. Cependant, d'après [IAN-10], un nouveau modèle est détaillé, qui peut permettre de déterminer la consommation en temps réel de chaque minute des appareils. L'outil utilisé intègre également un modèle d'utilisation de l'éclairage dans les foyers [IAN-09]. Le nombre de personnes par foyer est ajouté également.

Normalement, pour chaque habitation, on peut considérer entre 1 et 5 occupants au Vietnam. Le nombre des personnes utilisant des appareils dans un domicile permet de déterminer la consommation de celui-ci. La probabilité d'utilisation des appareils à chaque instant sert d'indicateur (on parle de "facteur d'utilisation"), pour caractériser le comportement des consommateurs sur chaque période particulière.

Le modèle de simulation des consommations est ainsi ici basé sur d'un côté une « activité » domestique et de l'autre côté à des charges électriques. Le modèle propose un profil temporel de chaque activité compte-tenu des habitudes supposées des résidents. Ainsi, ce profil simple se caractérise par deux paramètres : l'heure de début de « l'activité » et l'heure de fin. Ensuite, le profil de consommation est établi en associant l'activité sélectionnée à la charge utilisée (puissance nominale).

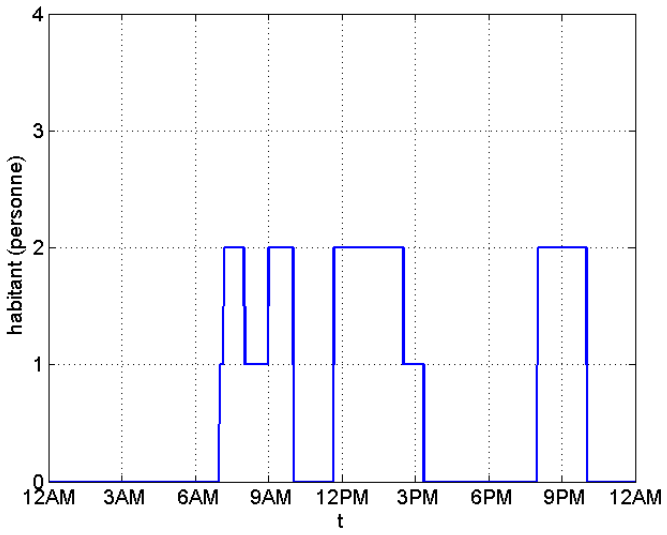


Fig. 2-2. Nombre d'habitant occupé par "l'activité cuisine"

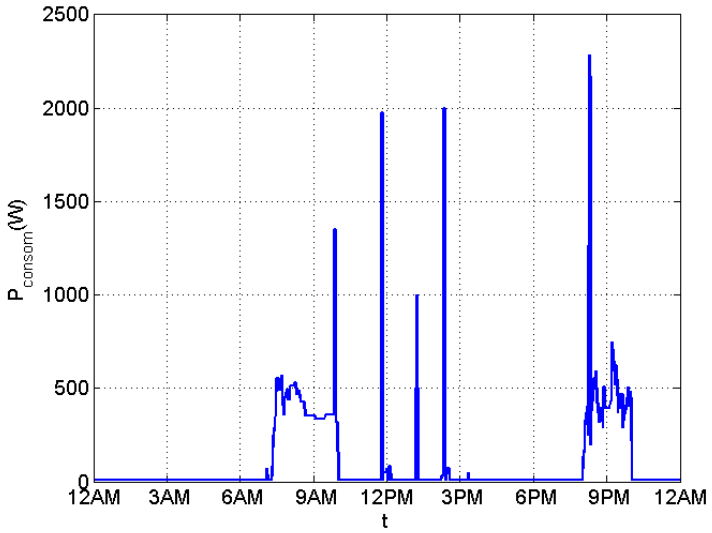


Fig. 2-3. Consommation en minute de l'activité cuisine

Par exemple, « l'activité cuisine » est réalisée généralement le soir. Le profil de cette activité est défini comme un créneau, l'appareil de cuisson est par conséquent associé à cette activité. Ils sont actifs dans une période du soir. Le nombre d'habitant est de deux personnes dans le foyer. Nous avons ensuite choisi l'appareil électrique correspond à l'activité cuisine (une plaque électrique d'une puissance de 2400 W). Un jour d'un weekend du mois de février a été choisi également. En appliquant ce modèle, la consommation de l'appareil est montrée dans la *Fig. 2-3*. De la même manière, nous pouvons calculer la consommation de l'énergie pour d'autre activité (par exemple repassage ou lessive). L'algorithme ci-dessous présente le principe du modèle de consommation résidentielle:

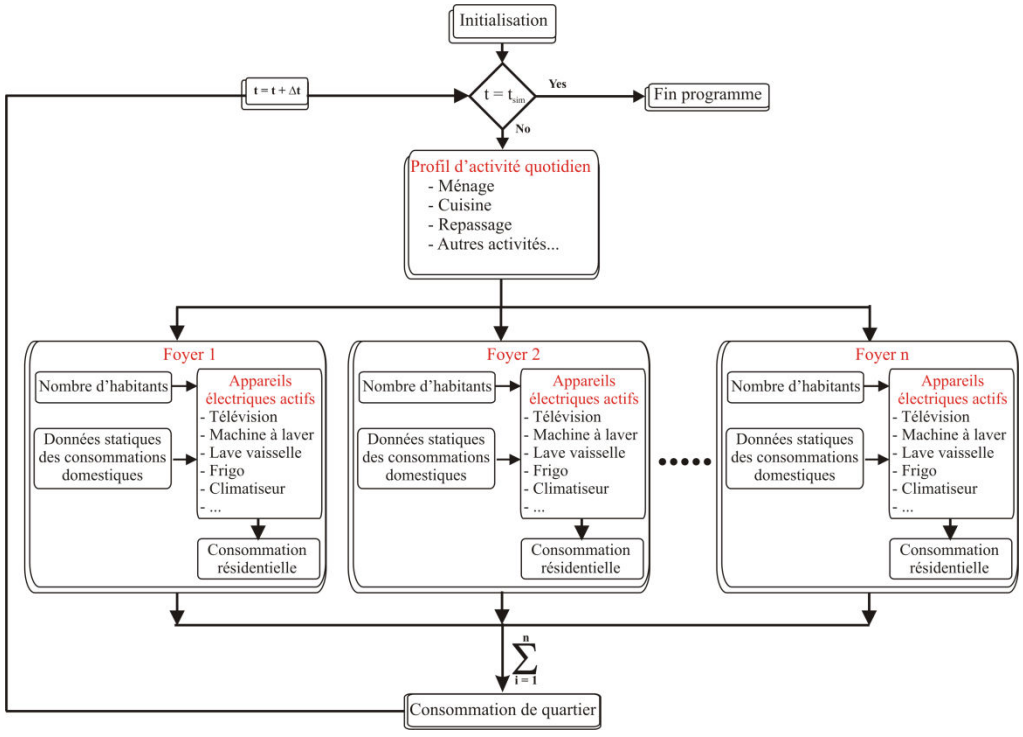


Fig. 2-4. Modèle de consommation domestique

Le profil temporel de chaque activité dépend du type de jour considéré (semaine ou week-end) et pour certaines activités, ce profil dépend également du nombre d'habitants dans le foyer et de l'ensoleillement (éclairage). Des profils types pour chaque activité sont disponibles sur l'outil de simulation des consommations utilisé. Ces profils ont été élaborés à partir d'études statistiques et d'analyses de comportement d'un certain nombre de foyers [IAN-08].

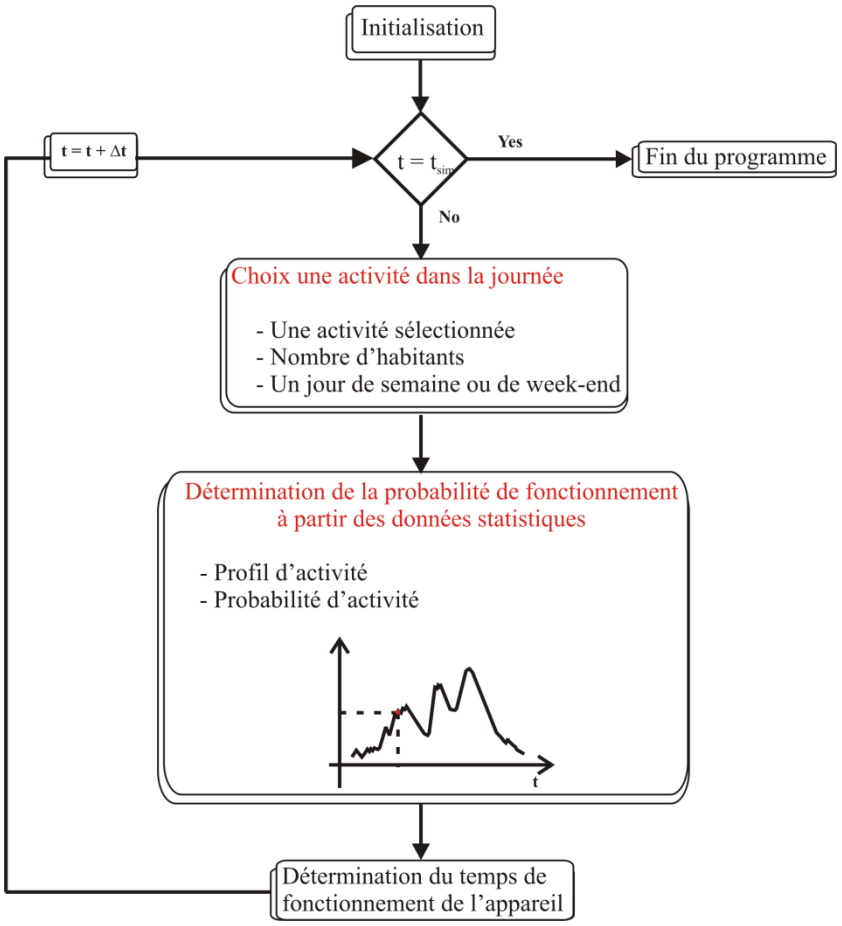


Fig. 2-5. Algorithme de probabilité de démarrage d'un appareil électrique

La *Fig. 2-5* présente les diverses étapes pour déterminer une possibilité de démarrage d'un appareil électrique correspondant à l'activité sélectionnée.

2.2.3.1 Profil d'activité quotidienne

Pour construire ce modèle de consommation, nous avons étudié un profil d'activité quotidienne en fonction du temps pour un jour de semaine et un jour de week-end. Le nombre de gens dans un foyer est aussi pris en compte dans ce profil. Par exemple, s'il y a une seule personne dans un foyer, la probabilité de faire la cuisine de cette personne au environ de 18h00 est moindre que dans le cas de deux personnes. L'auteur de cet outil donne également une courbe statistique de cette activité [IAN-10].

Nous avons sélectionné 30 appareils électriques les plus utilisés dans des foyers. Par exemple, on retrouve souvent une télévision, un ventilateur, des ordinateurs, un cuiseur à riz, etc. Ils sont groupés en trois groupes : appareils pour la cuisine, appareils électroménagers et les luminaires.

D'un autre côté, il faut tenir compte des données de consommation des différents types d'appareil électrique comme par exemple le réfrigérateur, le climatiseur, la télévision ou le lave-linge, etc. Pour le réfrigérateur, la consommation ne dépend pas du nombre d'habitants dans le foyer.

Naturellement, la consommation de chaque foyer est différente. C'est pourquoi il faut collecter un maximum d'information pour avoir des données représentatives.

2.2.3.2 Simulation du modèle de consommation domestique

Nous avons étudié le modèle de consommation électrique d'Ian Richardson et Murray Thomson pour construire une courbe de charge. Afin d'obtenir cette courbe, nous devons effectuer les étapes suivantes :

- Etape 1 : Choix du nombre de personnes dans un foyer
- Etape 2 : Choix d'un jour en semaine ou le week-end
- Etape 3 : Choix d'un mois de l'année
- Etape 4 : Lancement du modèle de la répartition des appareils actifs dans le foyer
- Etape 5 : Lancement du modèle probabiliste déterminant le nombre de personnes présentes dans le foyer à chaque instant.
- Etape 6 : Lancement du modèle de consommation domestique

Sur la figure suivante, nous présentons un profil de charge obtenu avec le modèle

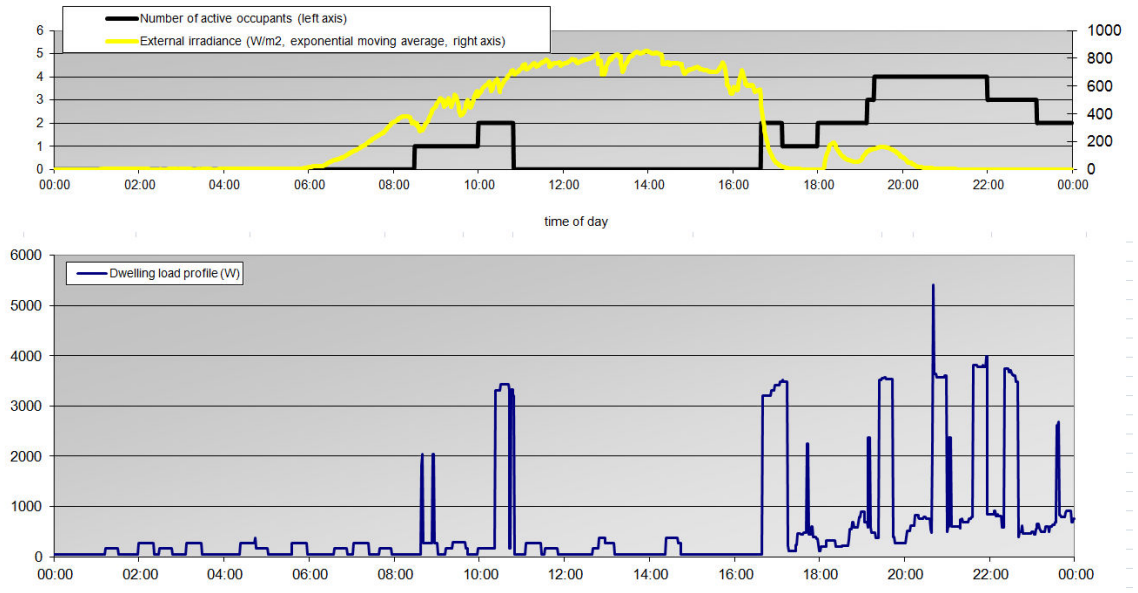


Fig. 2-6. Modèle de consommation domestique **[IAN-10]**

Bien entendu, le modèle nous permet de simuler une courbe de charge pour chaque minute de la journée. Nous avons utilisé ce modèle pour extraire des données de consommation électrique. Cette courbe nous servira dans le chapitre suivant. En revanche, l'impact de la température sur la consommation n'a pas été pris en compte. Le changement de saison va modifier l'éclairement mensuel.

2.3 Modèle d'un réseau de distribution

Dans cette partie, nous avons élaboré un modèle d'un réseau de distribution afin d'étudier l'impact de la consommation électrique sur le plan de tension des nœuds. Dans la littérature, le modèle du réseau est plus souvent utilisé avec deux méthodes, celle de Gauss-Seidel et celle de Newton-Raphson([PRA-94], [ZIM-11] et [MAL-10]). Parmi des modèles du réseau dans la littérature, le modèle de réseau dans [MAL-10] est choisi, car il nous permet de développer dans MATLAB/Simulink. Il est donc facile de modifier les paramètres ainsi que la structure du réseau.

2.3.1 Flux d'énergie dans un réseau électrique

Afin d'expliciter la méthode de calcul des grandeurs électriques principales d'un réseau en fonction des flux de puissance (Power Flow), nous avons établi un réseau à trois nœuds (voir la *Fig. 2-7*). Pour déterminer les tensions dans les nœuds de ce réseau, nous avons utilisé deux méthodes numériques : initialisation par la méthode de Gauss-Seidel et ensuite utilisation de la méthode de Newton-Raphson. Le but de la première méthode est de rechercher une condition initiale raisonnable de tension qui sera appliquée dans la seconde méthode. Selon Kundur et Prabha [PRA-94], la méthode de Newton-Raphson converge plus rapidement mais il est nécessaire d'avoir une "bonne" condition initiale. Au contraire, la méthode de Gauss-Seidel est plus tolérante face à une "mauvaise" hypothèse de départ mais converge assez lentement. Donc, en utilisant les deux méthodes, nous pouvons combiner leurs avantages.

Pour étudier ces deux méthodes, un réseau à trois nœuds est présenté sur la *Fig. 2-7*. A partir de ce réseau simplifié, nous pouvons généraliser le modèle à un réseau réel qui nous permettra de calculer ses paramètres caractéristiques (tensions, courants et pertes).

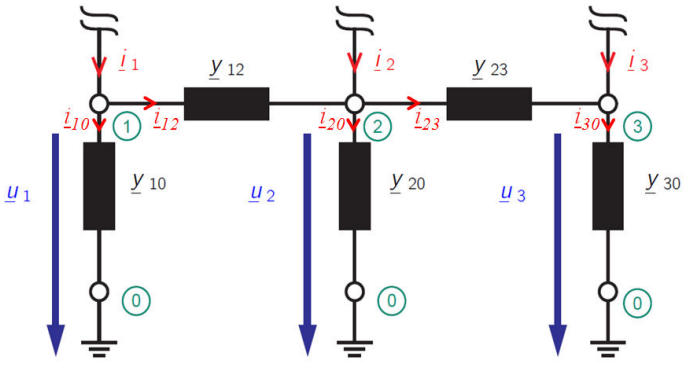


Fig. 2-7. Schéma d'un réseau de trois nœuds

En appliquant la loi de Kirchhoff, nous obtenons les courants liés à chaque nœud sur la figure suivante :

$$\begin{aligned}
\underline{i}_1 &= \underline{i}_{10} + \underline{i}_{12} = \left(\underline{y}_{10} + \underline{y}_{12}\right)\underline{u}_1 - \underline{y}_{12}\underline{u}_2 \\
\underline{i}_2 &= \underline{i}_{20} + \underline{i}_{23} - \underline{i}_{12} = -\underline{y}_{12}\underline{u}_1 + \left(\underline{y}_{20} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}\right)\underline{u}_2 - \underline{y}_{23}\underline{u}_3 \\
\underline{i}_3 &= \underline{i}_{30} - \underline{i}_{23} = -\underline{y}_{23}\underline{u}_2 + \left(\underline{y}_{30} + \underline{y}_{23}\right)\underline{u}_3
\end{aligned} \tag{2-1}$$

Sous forme matricielle, ces équations s'écrivent :

$$\begin{aligned}
\begin{pmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{i}_2 \\ \underline{i}_3 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{y}_{10} + \underline{y}_{12} & -\underline{y}_{12} & 0 \\ -\underline{y}_{12} & \underline{y}_{20} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23} & -\underline{y}_{23} \\ 0 & -\underline{y}_{23} & \underline{y}_{30} + \underline{y}_{23} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \\ \underline{u}_3 \end{pmatrix} \\
&= \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \\ \underline{u}_3 \end{pmatrix}
\end{aligned} \tag{2-2}$$

La matrice reliant l'intensité à la tension s'appelle la matrice admittance ou NAM (Matrice Admittance Nœud). Les admittances qui sont directement connectées à la terre sont représentées par le vecteur $\underline{Y}_0$. Dans l'hypothèse d'un réseau à n nœuds, la taille de NAM est n×n, constitué les éléments $\underline{NAM}_{ij}$ et la taille du vecteur $\underline{Y}_0$ est n×1 constituée des éléments $\underline{Y}_{0i}$. Les indexes i, j sont les numéros du nœud dans réseau ($1 \leq i,j \leq n$).

Les éléments diagonaux et non-diagonaux de la matrice NAM sont représentés ci-dessous:

$$\underline{NAM}_{i,j} = \begin{cases} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{n} \left(\underline{y}_{i0} + \underline{y}_{ij}\right) \; si \; i = j \\ -\underline{y}_{ij} \; si \; i \neq j \end{cases} \tag{2-3}$$

Principe général de construction de la matrice NAM est :

- Obtention des éléments diagonaux : Somme des admittances des branches qui convergent vers le nœud i.
- Elaboration des éléments non-diagonaux : Opposé de l'admittance d'une branche connectée à un nœud i.
- Elaboration des éléments du vecteur $\underline{Y}_0$: L'admittance de la branche connectée à la terre à un nœud i.

Dans le réseau basse-tension, les valeurs des courants des branches qui sont connectées à la terre sont très faibles, donc nous négligeons ces termes dans la matrice NAM, la nouvelle forme de NAM est indiquée ci-dessous :

$$\underline{NAM}_{j,j} = \begin{cases} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{n} \underline{y}_{ij} \; si \; i = j \\ \underline{y}_{ij} \; si \; i \neq j \end{cases} \tag{2-4}$$

Le calcul du déterminant de NAM dans le cas d'un réseau à trois nœuds est expliqué ci-dessus:

$$det(\underline{NAM}) = \left| \begin{pmatrix} \underline{y}_{12} & -\underline{y}_{12} & 0 \\ -\underline{y}_{12} & \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23} & -\underline{y}_{23} \\ 0 & -\underline{y}_{23} & \underline{y}_{23} \end{pmatrix} \right| = 0 \tag{2-5}$$

Une matrice dont le déterminant est égal à zéro ne peut pas être inversée. Donc il faut avoir au moins un nœud dans le réseau dont la puissance est infinie. Cela implique que la tension sur ce nœud doit être maintenu constante pendant la période concernée. Nous nommons ce nœud *"Slack"*.

Du point de vue électrique, le nœud *"Slack"* pourrait être défini comme une source infinie de puissance. Le nœud *Slack* équilibre la puissance dans un réseau de manière à compenser la somme des puissances (actives et réactives) des autres nœuds et des pertes dans les branches. Nous faisons l'hypothèse, que le nœud 1 est le nœud *"Slack"*. Ceci permet d'enlever la première ligne dans la matrice NAM .Nous pouvons donc écrire :

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \\ \underline{u}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{i}_2 \\ \underline{i}_3 \end{pmatrix} \tag{2-6}$$

Pour inverser une matrice, il faut qu'elle soit carrée. A partir de l'équation (2-6), nous construisons une matrice carrée, en transférant un membre sur le côté droit.

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{u}_2 \\ \underline{u}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{i}_2 \\ \underline{i}_3 \end{pmatrix} - \underline{u}_1 \begin{pmatrix} \underline{Y}_{21} \\ \underline{Y}_{31} \end{pmatrix} \tag{2-7}$$

En réarrangeant, nous pouvons transformer l'équation :

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{21} &= \underline{y}_{20} - \underline{Y}_{22} - \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} &= \underline{y}_{30} - \underline{Y}_{32} - \underline{Y}_{33} \end{aligned} \tag{2-8}$$

De (2-7) à (2-8), nous déduisons :

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{u}_2 - \underline{u}_1 \\ \underline{u}_3 - \underline{u}_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{i}_2 \\ \underline{i}_3 \end{pmatrix} - \underline{u}_1 \begin{pmatrix} \underline{y}_{20} \\ \underline{y}_{30} \end{pmatrix}$$

Nous obtenons la forme générale suivante :

$$\underline{NAM}_{n-1}\left(\underline{u}_{n-1} - \underline{u}_{Slack}\right) = \underline{i}_{n-1} - \underline{u}_{Slack} \times \underline{Y}_0 \tag{2-9}$$

Après avoir calculé toutes les tensions dans le réseau, nous pouvons déterminer le courant qui traverse le nœud *Slack* à partir de la première ligne de la matrice NAM :

$$(\underline{Y}_{11} \quad \underline{Y}_{12} \quad \underline{Y}_{13}) \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \\ \underline{u}_3 \end{pmatrix} = \underline{i}_1 \tag{2-10}$$

A partir du cas à trois nœuds, nous pouvons généraliser pour un réseau de « n » nœud avec une formule générale ci-dessous :

$$\left(La\ ligne\ où\ est\ le\ noeud\ Slack\ dans\ \underline{NAM}\right).\underline{u} = \underline{i}_{Slack} \tag{2-11}$$

Nous en déduisons les puissances apparentes des nœuds (dans le cas de trois nœuds) :

$$\begin{matrix} \underline{s}_1 = p_1 + jq_1 = \underline{u}_1 \times \underline{i}_1{}^* \\ \underline{s}_2 = p_2 + jq_2 = \underline{u}_2 \times \underline{i}_2{}^* \\ \underline{s}_3 = p_3 + jq_3 = \underline{u}_3 \times \underline{i}_3{}^* \end{matrix} \quad \rightarrow \quad \begin{pmatrix} \underline{s}_1 \\ \underline{s}_2 \\ \underline{s}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{u}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{u}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{u}_3 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \underline{i}_1{}^* \\ \underline{i}_2{}^* \\ \underline{i}_3{}^* \end{pmatrix} \tag{2-12}$$

Nous obtenons à partir de (2-2) et (2-12) :

$$\begin{pmatrix} \underline{s}_1 \\ \underline{s}_2 \\ \underline{s}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{u}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{u}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{u}_3 \end{pmatrix} \times conj \begin{pmatrix} \underline{y}_{10} + \underline{y}_{12} & -\underline{y}_{12} & 0 \\ -\underline{y}_{12} & \underline{y}_{20} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23} & -\underline{y}_{23} \\ 0 & -\underline{y}_{23} & \underline{y}_{30} + \underline{y}_{23} \end{pmatrix} \times conj \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \\ \underline{u}_3 \end{pmatrix} \tag{2-13}$$

Le flux d'énergie (*Power Flow*) pourrait être résolu en séparant la puissance active et la puissance réactive:

$$P_i = Re(\underline{u}_i{}^* \times \sum_{j=1}^{n} \underline{Y}_{ij} \times \underline{u}_j)$$

$$Q_i = -Im(\underline{u}_i{}^* \times \sum_{j=1}^{n} \underline{Y}_{ij} \times \underline{u}_j) \qquad j = 1, 2, 3 \tag{2-14}$$

Les puissances actives et réactives ont une forme réelle dans les équations ci-dessous du flux d'énergie :

$$P_i = \sum_{j=1}^{n} |U_i|.|U_j|.|Y_{ij}| cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^{n} |U_i|.|U_j|.|Y_{ij}| sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \qquad j = 1, 2, 3 \qquad (2\text{-}15)$$

Dans le réseau basse-tension, nous remplaçons le nœud où est le transformateur par un nœud slack, et les autres nœuds sont appelés *"Load"* (nœud de charge). Donc, s'il y a n nœuds dans le réseau, nous avons (n-1) nœuds inconnus où l'on doit déterminer les valeurs de tensions et de courants. Ils sont décrits:

- Par l'angle entre la tension d'un nœud et du nœud slack: $\delta_2, \delta_3, \ldots, \delta_n$
- Et par l'amplitude de la tension sur chaque nœud : $|U_2|, |U_3|, \ldots, |U_n|$

En appliquant la série de Taylor et la méthode de Newton-Raphson, nous pouvons obtenir les équations de flux d'énergie suivantes:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P_i]_{(n-1)\times 1} \\ \hline [\Delta Q_i]_{(n-1)\times 1} \end{bmatrix}_{(2n-2)\times 1} = \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} & \left[\frac{\partial P_i}{\partial U_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} \\ \hline \left[\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} & \left[\frac{\partial Q_i}{\partial U_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} \end{bmatrix}_{(2n-2)\times(2n-2)} \times \begin{bmatrix} [\Delta \delta_i]_{(n-1)\times 1} \\ \hline [\Delta U_i]_{(n-1)\times 1} \end{bmatrix}_{(2n-2)\times 1} \qquad (2\text{-}16)$$

La matrice représentant la dérivée de la puissance (active et réactive) par rapport à l'angle et par rapport à la tension s'appelle la matrice Jacobienne:

$$J = \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} & \left[\frac{\partial P_i}{\partial U_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} \\ \hline \left[\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} & \left[\frac{\partial Q_i}{\partial U_j}\right]_{(n-1)\times(n-1)} \end{bmatrix}_{(2n-2)\times(2n-2)} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \qquad (2\text{-}17)$$

Après chaque itération, les tensions et les angles prennent la forme suivante:

$$u_i^{(k+1)} = u_i^{(k)} + \Delta u_i^{(k)}$$
$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \qquad (2\text{-}18)$$

Le principe de la méthode de Gauss-Seidel et de la méthode de Newton-Raphson est présenté sur la *Fig. 2-8* et *Fig. 2-9*.

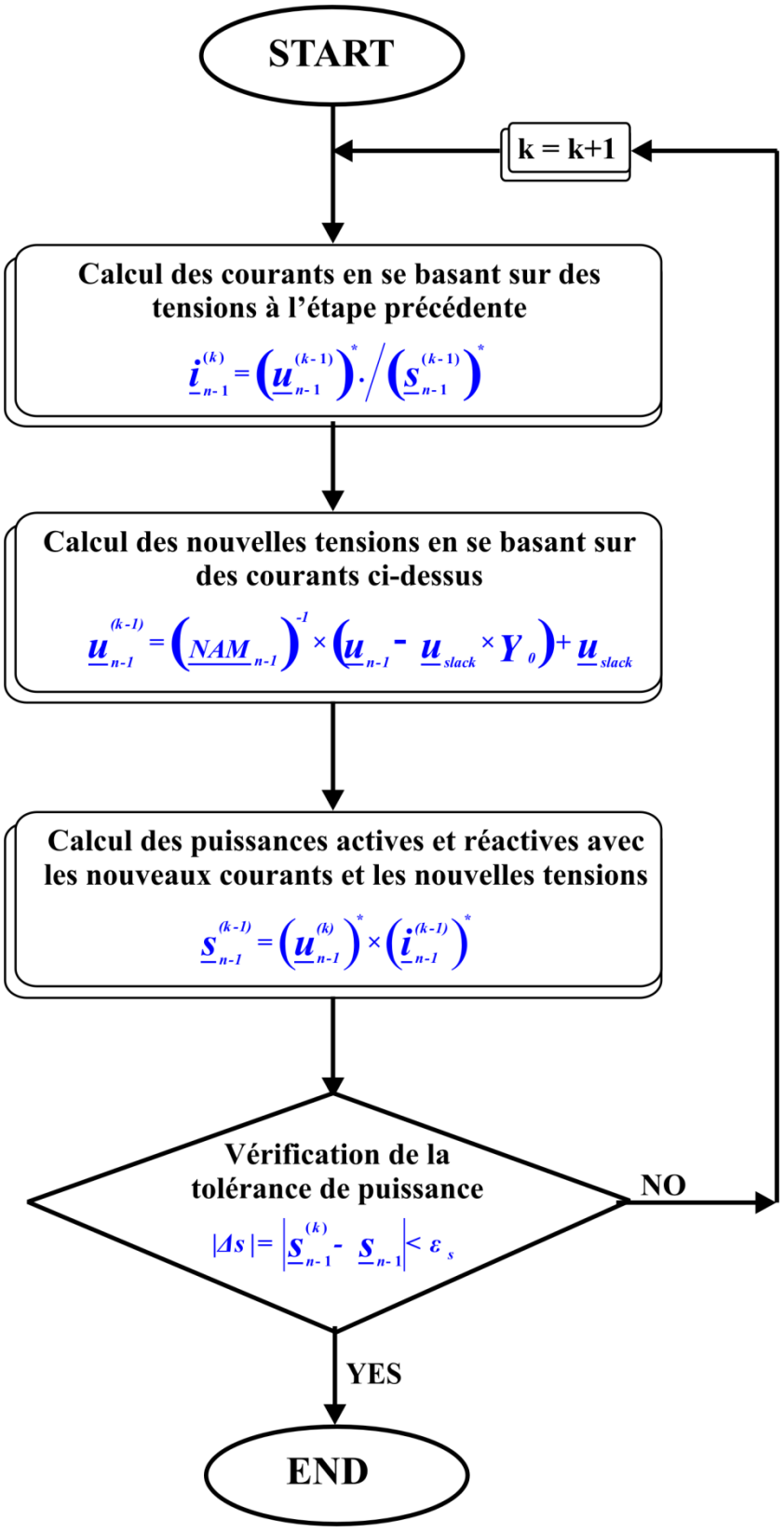


Fig. 2-8. Algorithme de la méthode de Gauss-Seidel

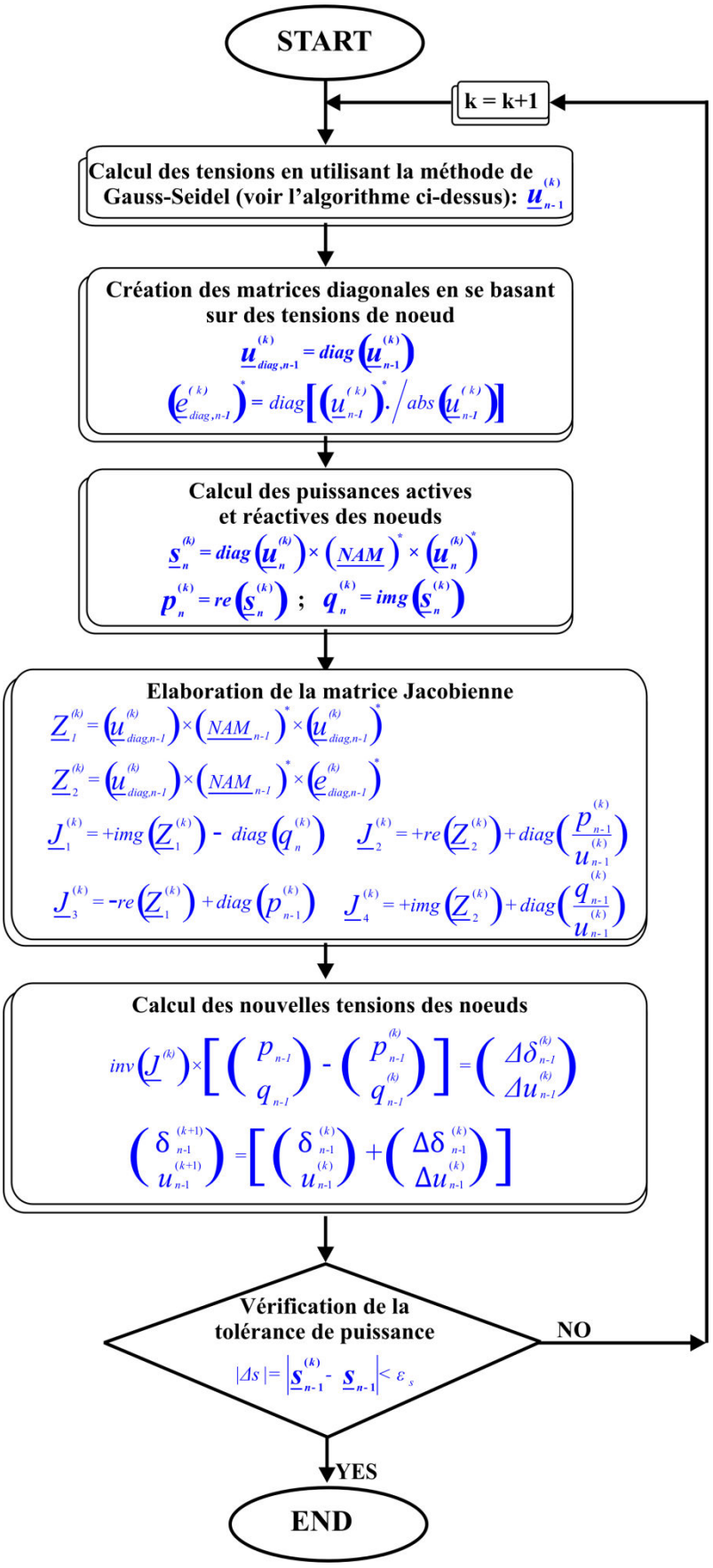


Fig. 2-9. Algorithme de la méthode de Newton-Raphson

2.3.2 Modèle du réseau électrique d'un quartier de la ville de Hanoï

Nous avons choisi une des phases du secondaire du transformateur HTA/BT (voir la *Fig. 2-10*). Il y a 17 nœuds sur la phase B du réseau de basse-tension de ce quartier (voir la *Fig. 2-11*).

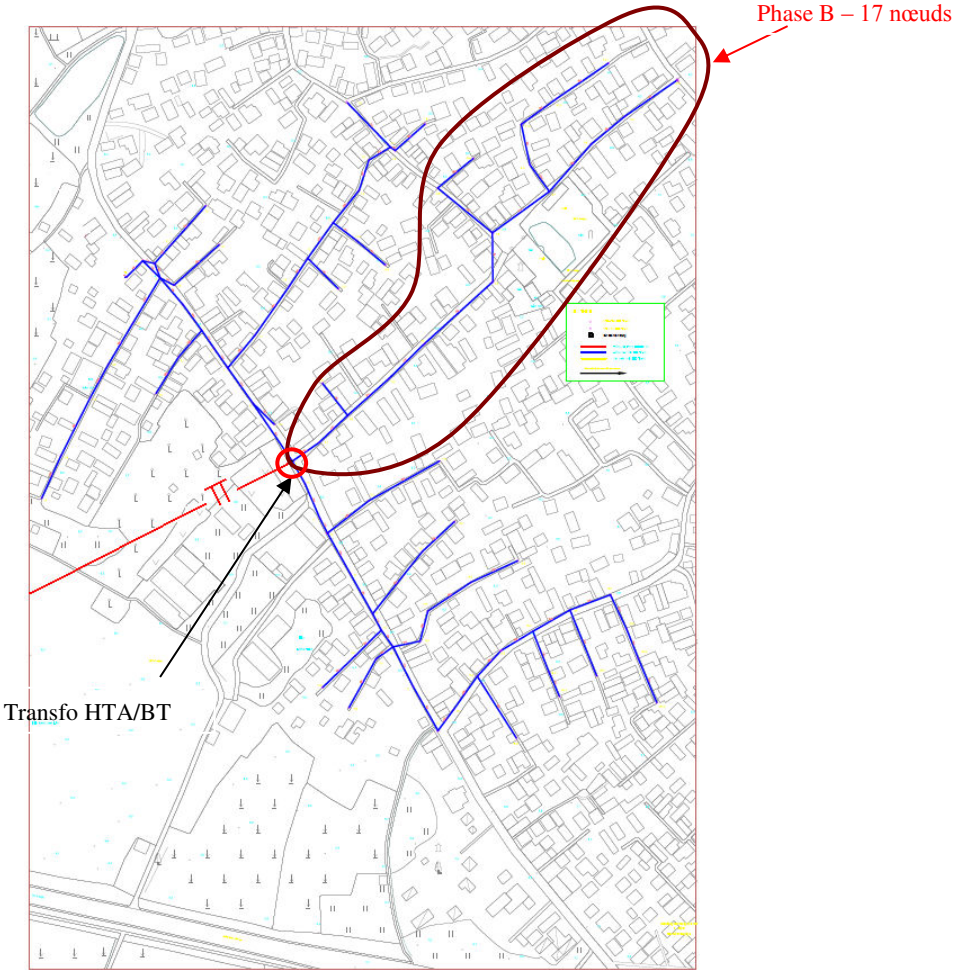


Fig. 2-10. Carte du réseau de basse-tension pour la phase B [Source : NPTV]

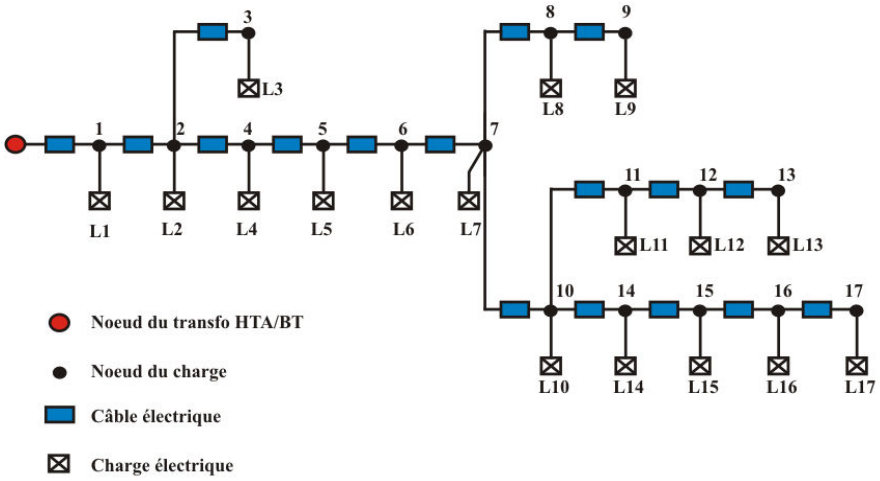


Fig. 2-11. Diagramme du réseau de basse-tension de phase B

Les données techniques des composants dans le réseau de basse tension U_{nom} = 0,4 (kV) [Source : NPTV] sont les suivantes:

- **Câble XLPE/Cu**: U_{nom} = 0,4 (kV) ; S = 150 mm^2.
  r_d = 0,21 (Ω/km) ; x_d = 0,1 (Ω/km); c_d = 0 (µF/km)
- **Longueur du câble de la phase B** : A partir de la *Fig. 2-10*, nous avons les longueurs de câble de la phase B (entre chaque nœud) qui permettent d'obtenir le schéma équivalent de la *Fig. 2-11*. Le tableau ci-dessous présente leurs longueurs :

De nœud à nœud	Transfo-1	1-2	2-3	2-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9
L (m)	**20**	**24**	**25**	**34**	**31**	**57**	**30**	**44**	**29**
De nœud à nœud	7-10	10-11	11-12	12-13	10-14	14-15	15-16	16-17	
L (m)	**44**	**39**	**27**	**40**	**20**	**26**	**27**	**39**	

TABLEAU 2-1. Longueur de câble dans le réseau basse-tension de la phase B

- **Charge des nœuds**: Les profils de charge sont issus du modèle de "Domestic Electricity Demand Model" adapté au cas vietnamien et présenté dans la partie précédente. Nous nous intéressons à deux saisons (Hiver et Été) et pour chaque saison, nous avons étudié un jour de semaine et un jour du week-end. Ainsi nous avons modifié le profil des charges associé au modèle afin d'analyser l'évolution dans les nœuds à quatre moments de l'année. Nous avons obtenu des profils de charges donnés en annexes (***profil de charges au nœud***). La figure (*documentation en annexe*) montre un extrait du profil de consommation d'énergie électrique sur 24 heures pour une communauté de 4 personnes d'un pays industrialisé durant l'été. Ce profil peut bien entendu évoluer en fonction des saisons.

Ce profil a été introduit dans le modèle du réseau basse-tension possédant 17 nœuds qui a été construit dans MATLAB/Simulink :

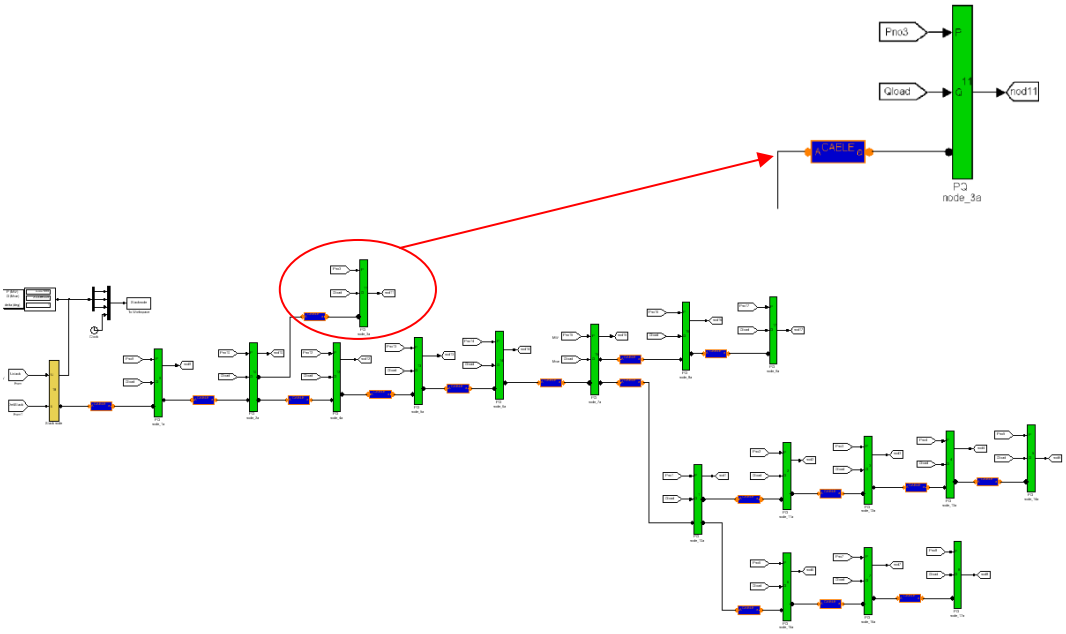
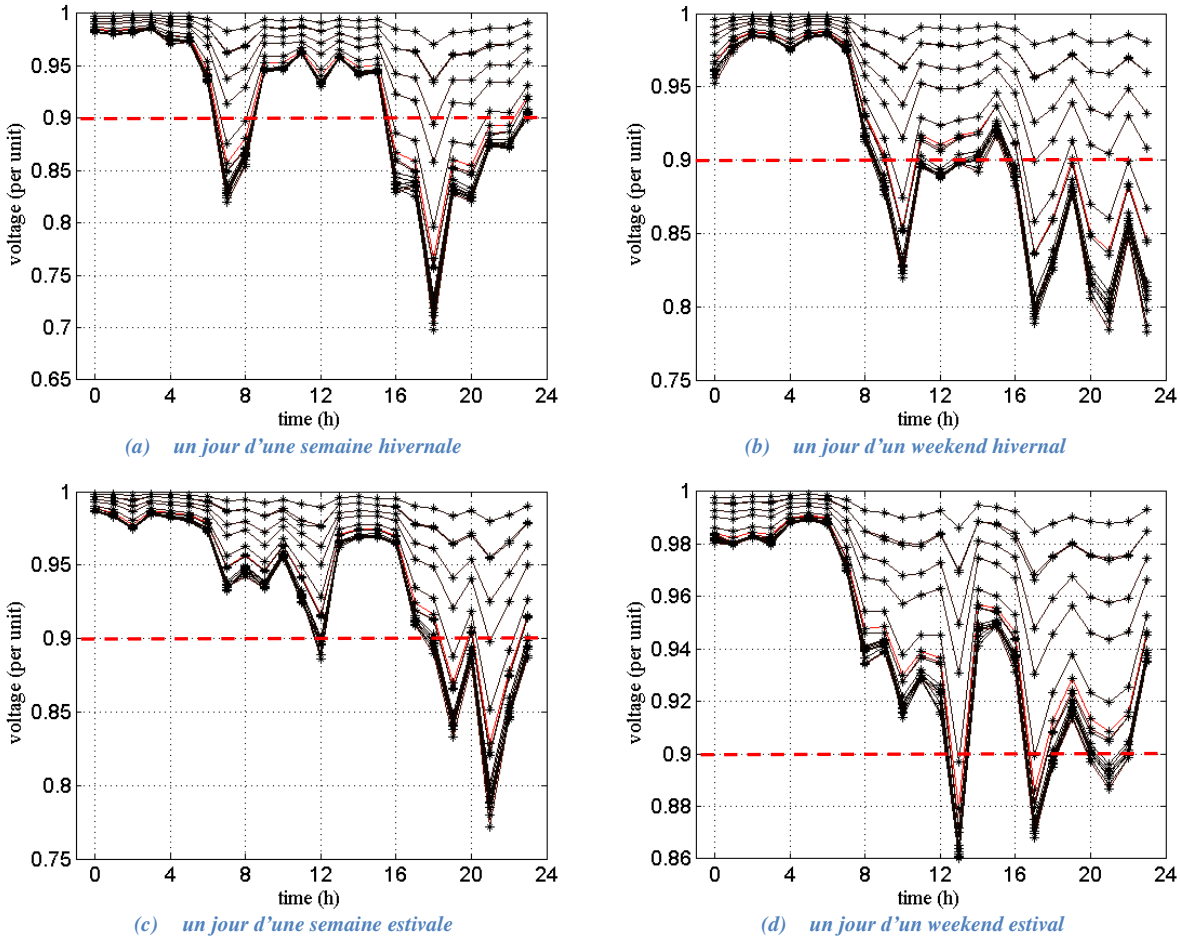


Fig. 2-12. Modèle du réseau de basse-tension de phase B dans MATLAB/Simulink

Nous avons vérifié que les tensions sur les nœuds sont toujours comprises dans la tolérance de tension nominale afin de maintenir la qualité de l'énergie fournie. La prise de réglage du transformateur HTA/BT ne compte pas dans ce cas.



(a) un jour d'une semaine hivernale

(b) un jour d'un weekend hivernal

(c) un jour d'une semaine estivale

(d) un jour d'un weekend estival

Fig. 2-13. Evolution de la tension sur les 17 nœuds sans l'ajout du système PV pour quatre jours particuliers

Et puis, nous avons regardé les valeurs de tension pour tous les nœuds représentés sur la *Fig. 2-13*, pour voir si certains se trouvaient avec des valeurs de tension à l'extérieur de la tolérance autorisée. D'après nos résultats, ce sont les nœuds les plus éloignés du transformateur qui posent problèmes. Pour améliorer le plan de tension, nous proposerons dans le chapitre 4 plusieurs solutions. Pour résumer, nous étudions deux aspects : (1) l'augmentation la tension au poste à 1,1 pu en concernant la régulation des prises et (2) l'intégration des systèmes PV sur certains nœuds du réseau.

2.4 Etude de l'équilibrage des courants de phase dans le réseau distribution

Vu que la fluctuation de consommation entre chaque phase du réseau de distribution est importante, un phénomène de déséquilibre du réseau apparait. Dans cette partie, nous allons étudier ce phénomène au secondaire du transformateur HTA/BT en considérant un profil de charge varié pendant une période bien définie. En réalité, la consommation domestique est un

paramètre variant considérablement car elle dépend de la demande de chaque consommateur. En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasés peut se ramener à l'étude d'un réseau monophasé équivalent de tensions égales aux tensions simples du réseau, de courants égaux à ceux du réseau et d'impédances égales à celles du réseau. Le fonctionnement dissymétrique d'un réseau peut apparaître lors du déséquilibre du système de tensions ou d'impédances des éléments électriques (la charge différente entre les trois phases).

Un système triphasé est une catégorie particulière de réseau polyphasé à trois grandeurs (tension ou courant) sinusoïdales de même fréquence. Le système est symétrique si les grandeurs sinusoïdales sont de même valeur efficace et déphasées de $2\pi/3$. Il est direct si les phases sont ordonnées dans le sens trigonométrique inverse, et inverse dans l'autre cas. Dans des conditions normales, ces tensions sont déterminées par :

- Les tensions aux bornes des alternateurs de production ;
- Les impédances du système de distribution ;
- Les courants absorbés par les charges à travers tout le réseau de transmission et de distribution.

Sur un site de production, les tensions du système sont normalement très symétriques du fait de la conception et de l'exploitation de machines synchrones, utilisées dans les grandes centrales électriques. Ainsi, la production centrale ne contribue généralement pas au déséquilibre. Même avec les machines à induction (asynchrones), utilisées par exemple dans certains types de turbines éoliennes, il est possible d'obtenir un système de tensions triphasées équilibrées.

Les petites productions sont installées dans les locaux du client. Cette pratique est devenue populaire et prend une part de plus en plus importante dans la production d'électricité. Un grand nombre de ces unités de taille relativement petite, comme les installations photovoltaïques, est connecté au réseau basse-tension au moyen de systèmes de transfert de source monophasés. Le point de raccordement possède une impédance relativement élevée (puissance de court-circuit relativement faible), ce qui peut entraîner un déséquilibre de la tension encore plus grand que dans le cas de raccordements à un niveau de tension supérieur. Dans la plupart des cas pratiques, l'asymétrie des charges est la principale cause de déséquilibre.

Pour les niveaux HTA et HTB, les charges sont habituellement triphasées et équilibrées, bien que d'importantes charges mono ou biphasées puissent être connectées comme les fours à induction (gros systèmes pour la fusion des métaux utilisant des arcs puissants et très irréguliers pour produire de la chaleur). Malgré tout, la puissance de court-circuit importante du réseau permet de limiter l'impact du déséquilibre de ces charges.

Les charges basse-tension sont généralement monophasées, comme dans le cas de l'alimentation des ordinateurs personnels ou des systèmes d'éclairage, et l'équilibre entre phases est donc difficile à garantir. Dans l'architecture de la distribution électrique, les

circuits de charge sont distribués à partir du système triphasé, par exemple une phase par étage dans un immeuble d'habitation ou de bureaux ou des connexions alternées par rangées de maisons. Néanmoins, l'équilibre de la charge équivalente au niveau du transformateur central fluctue à cause de la dispersion statistique des cycles de service des différentes charges individuelles.

Des conditions anormales d'exploitation causent également un déséquilibre de phase. Les défauts entre phase et terre, des courts circuits entre phase et des circuits ouverts sur l'une des phases sont des exemples typiques. Ils provoquent des creux de tension sur une ou plusieurs des phases impliquées et peuvent même causer indirectement des surtensions sur les autres phases (selon le régime de neutre). Le comportement du système est alors déséquilibré par définition, mais de tels phénomènes sont généralement classés dans les perturbations de tension, qui sont abordées dans les modules correspondants, puisque le système de protection du réseau électrique doit éliminer le défaut. Lorsqu'un déséquilibre apparait dans le réseau, il va impacter les appareils électriques connectés. La sensibilité des équipements électriques au déséquilibre varie de l'un à l'autre. Les problèmes les plus fréquents sont énoncés ci-dessous [JOH-02]:

- *Capacité des transformateurs, des câbles et des lignes*

La capacité des transformateurs, des câbles et des lignes est réduite à cause des composantes indirectes. La limite d'exploitation est en fait déterminée par l'intensité efficace RMS du courant qui inclut la valeur de la composante indirecte "inutile" ; ceci doit être pris en considération lors de la définition des valeurs de déclenchement des dispositifs de protection qui réagissent en fonction du courant total. La capacité maximale peut être exprimée par un facteur de déclassement qui sera fourni par le constructeur et sera nécessaire pour redimensionner la source et la distribution afin de supporter la charge.

- *Transformateurs*

Les tensions indirectes présentes au primaire des transformateurs apparaissent, de la même façon que des tensions directes au secondaire. Leur comportement vis-à-vis des tensions homopolaires dépend des couplages primaires et secondaires, des modes de mise à la terre (ou la présence d'un conducteur de neutre en BT), et de la structure magnétique du transformateur (flux forcé ou flux libre). Si, par exemple, d'un côté se trouve une connexion triphasée à quatre conducteurs, des courants de neutre peuvent circuler. Si, l'autre côté, l'enroulement est couplé en triangle, le courant homopolaire est transformé en un courant qui boucle à l'intérieur du triangle (et donc générant de la chaleur). Le flux magnétique homopolaire associé passe au travers des éléments constitutifs du transformateur, entraînant des pertes parasites dans certains éléments comme l'enveloppe, ce qui peut conduire à un déclassement supplémentaire.

Dans cette partie, premièrement nous avons étudié un modèle de l'onduleur monophasé. L'objectif est de comprendre l'échange des flux d'énergie entre les trois charges différentes et

l'onduleur. Grâce aux interrupteurs commandés de l'onduleur, on peut modifier les impédances globales vues du secondaire du transformateur. De cette manière, on pourra compenser les variations d'impédance des charges sur chaque phase. Aussi, nous étudions un modèle de l'onduleur à quatre bras car le transformateur basse-tension au secondaire possède quatre conducteurs (3 phases et le neutre). Lorsque le déséquilibre triphasé apparait, il y aura un courant de neutre. Le quatrième bras de l'onduleur est utilisé afin de compenser ce courant. La dernière partie est dédiée au problème de dimensionnement de l'onduleur.

2.5 Etude du compensateur statique du déséquilibre des courants de phase

Nous étudions ici un réseau représentant les trois sources de tension idéale du côté du primaire du transformateur. Du côté du secondaire, on retrouve des câbles connectés avec les trois charges différentes. L'enroulement du primaire est couplé en triangle car on se trouve sur le côté haute tension, et l'autre côté se trouve une connexion triphasée à quatre conducteurs. Le neutre du transformateur n'est pas relié à la terre (voir la *Fig. 2-14*).

En réalité, l'équilibre parfait n'est jamais atteint et fluctue au gré des mises en fonctions et des arrêts des éléments. Chaque élément est bien alimenté sous une tension simple (230 V sur le réseau industriel 230/400). Mais les éléments étant différents entre eux, les courants et les déphasages ne seront pas les mêmes. Dans ce cas le courant dans le fil de neutre n'est pas nul (voir la *Fig. 2-15*).

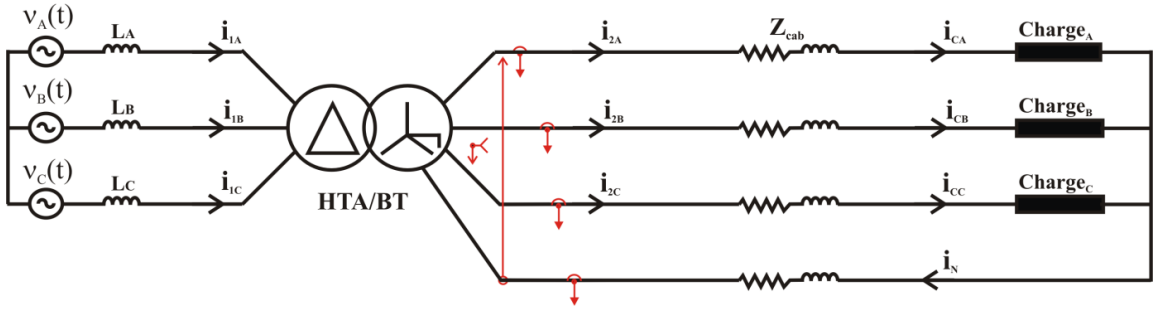


Fig. 2-14. Schéma équivalent simplifié d'un réseau à neutre isolé

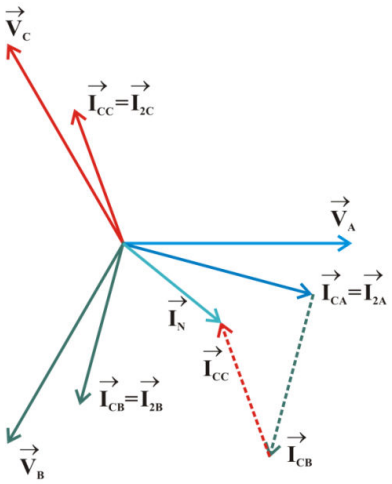


Fig. 2-15. Diagramme vectoriel du courant triphasé et courant du neutre

Le but ici est de diminuer le courant qui passe dans le neutre du transformateur. Car s'il y a un courant homopolaire dans le neutre du transformateur, les pertes du transformateur vont augmenter et vont réduire l'efficacité de la distribution. Afin d'annuler ce courant, dans un premier temps, nous étudions le modèle d'un correcteur triphasé. Dans la dernière partie de ce chapitre, le dimensionnement de ce correcteur est mené.

2.5.1 Modèle d'un l'onduleur triphasé idéal

D'après [AKA-84], [HER-09] et [RAN-09], la théorie de réactive puissance instantanée (en anglais "Instantaneous Reactive Power Theory") avec un filtre actif est appliqué pour résoudre le problème du déséquilibre dans un réseau quatre fils (trois phases + neutre) avec des charges non-linéaires. Cependant, dans notre étude, les harmoniques sont ignorés dans notre réseau électrique, les charges donc supposées linéaires. Le déséquilibre est ici lié à la différence des amplitudes du courant dans les trois phases du secondaire du transformateur. C'est pourquoi, dans un premier temps, nous étudions un onduleur triphasé où les interrupteurs supposés idéaux sont de type IGBT et diode. L'onduleur est présenté à la *Fig. 2-16* :

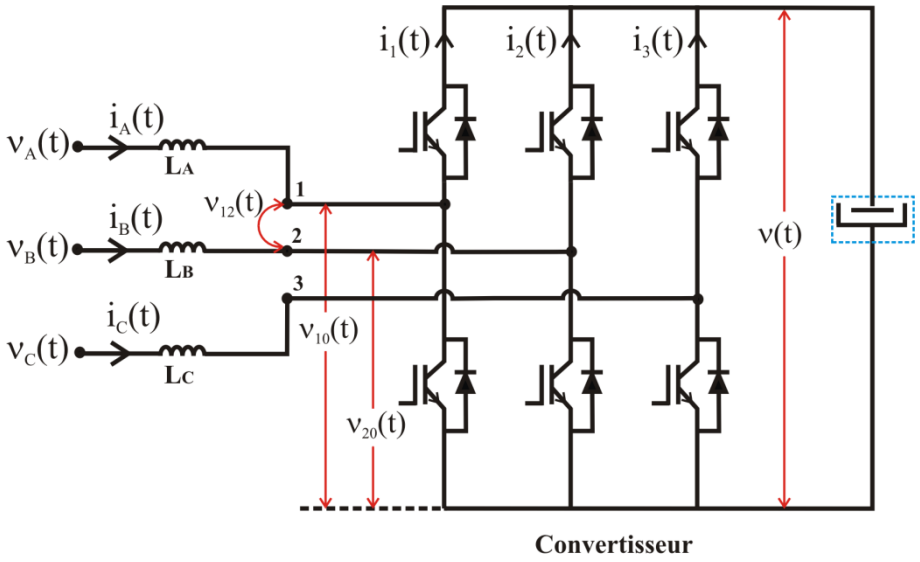


Fig. 2-16. Schéma d'un onduleur triphasé

Pour simplifier les tensions d'entrée dans l'onduleur, nous imposons des signaux d'entrées sinusoïdaux :

$$\begin{cases} v_A(t) = V_M sin(\omega t) \\ v_B(t) = V_M sin(\omega t - 2\pi/3) \\ v_C(t) = V_M sin(\omega t - 4\pi/3) \end{cases} \quad (2\text{-}19)$$

Pour avoir une stratégie de régulation les tensions et les courants d'entrée et de sortie de l'onduleur, les interrupteurs de l'onduleur ont été contrôlés en utilisant la technique de la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale. Le transistor Q1 a été actionné par le rapport

cyclique $d_1(t)$ et le transistor Q4 avec le rapport cyclique complémentaire de $d_1(t)$ ou $d'_1(t) = 1 - d_1(t)$. Même chose concernant les transistors Q2 et Q5 avec les rapports cycliques $d_2(t)$ ou $d'_2(t)$ et Q3 et Q6 avec les rapports cycliques $d_3(t)$ ou $d'_3(t)$. Donc les tensions moyennes sur des transistors deviennent:

$$\begin{cases} \langle v_{10}(t)\rangle_{T_s} = d_1(t)\langle v(t)\rangle_{T_s} \\ \langle v_{20}(t)\rangle_{T_s} = d_2(t)\langle v(t)\rangle_{T_s} \\ \langle v_{30}(t)\rangle_{T_s} = d_3(t)\langle v(t)\rangle_{T_s} \end{cases} \quad (2\text{-}20)$$

Les tensions composées moyennes ligne à ligne au niveau des interrupteurs sont:

$$\begin{cases} \langle v_{12}(t)\rangle_{T_s} = \langle v_{10}(t)\rangle_{T_s} - \langle v_{20}(t)\rangle_{T_s} = \big(d_1(t) - d_2(t)\big)\langle v(t)\rangle_{T_s} \\ \langle v_{23}(t)\rangle_{T_s} = \langle v_{20}(t)\rangle_{T_s} - \langle v_{30}(t)\rangle_{T_s} = \big(d_2(t) - d_3(t)\big)\langle v(t)\rangle_{T_s} \\ \langle v_{31}(t)\rangle_{T_s} = \langle v_{30}(t)\rangle_{T_s} - \langle v_{10}(t)\rangle_{T_s} = \big(d_3(t) - d_1(t)\big)\langle v(t)\rangle_{T_s} \end{cases} \quad (2\text{-}21)$$

De la même manière, nous pouvons trouver les courants moyens qui passent dans les transistors :

$$\begin{cases} \langle i_1(t)\rangle_{T_s} = d_1(t)\langle i_A(t)\rangle_{T_s} \\ \langle i_2(t)\rangle_{T_s} = d_2(t)\langle i_B(t)\rangle_{T_s} \\ \langle i_3(t)\rangle_{T_s} = d_3(t)\langle i_C(t)\rangle_{T_s} \end{cases} \quad (2\text{-}22)$$

En se basant sur les équations (2-21) et (2-22), nous pouvons déterminer le circuit équivalent de l'onduleur triphasé :

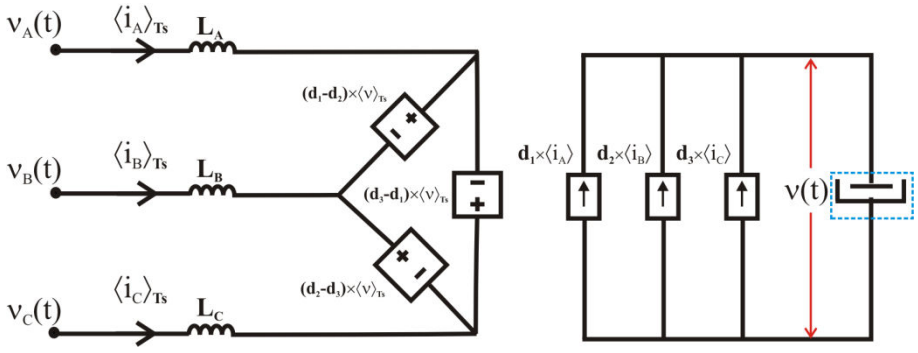


Fig. 2-17. Schéma équivalent d'un onduleur triphasé

Avec une MLI sinusoïdale, les rapports cycliques sont les signaux sinusoïdaux en synchronisme avec la fréquence du réseau [MAK-00] :

$$\begin{cases} d_1(t) = D_0 + \frac{1}{2} D_{1m} \sin(\omega t - \varphi) \\ d_2(t) = D_0 + \frac{1}{2} D_{2m} \sin(\omega t - \varphi - 2\pi/3) \\ d_3(t) = D_0 + \frac{1}{2} D_{3m} \sin(\omega t - \varphi - 4\pi/3) \end{cases} \quad (2\text{-}23)$$

Evidemment, les rapports cycliques sont dans l'intervalle de 0 à 1 à chaque instant. C'est pourquoi le paramètre D_0 a été requis. Les paramètres D_{1m}, D_{2m} et D_{3m} sont les modulations des indices. Dans ce cas-là, nous prendrons les trois valeurs égales : $D_{1m} = D_{2m} = D_{3m} = D_m$

En combinant les équations (2-21) à (2-23), nous pouvons obtenir une relation entre les rapports cycliques avec les tensions moyennes de commutation dans le réseau :

$$\begin{cases} \langle v_{12}(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{2} D_m (\sin(\omega t - \varphi) - \sin(\omega t - \varphi - 2\pi/3)) \times \langle v(t) \rangle_{T_s} \\ \langle v_{23}(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{2} D_m (\sin(\omega t - \varphi - 2\pi/3) - \sin(\omega t - \varphi - 4\pi/3)) \times \langle v(t) \rangle_{T_s} \\ \langle v_{31}(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{2} D_m (\sin(\omega t - \varphi - 4\pi/3) - \sin(\omega t - \varphi)) \times \langle v(t) \rangle_{T_s} \end{cases} \quad (2\text{-}24)$$

Si la fréquence de découpage est assez grande, et que la valeur de l'inductance est faible, l'impact sur les signaux à basse fréquence (ici 50 Hz) peut être négligé. C'est-à-dire que la tension moyenne de commutation est approximativement égale à la tension composée du réseau :

$$\begin{cases} \langle v_{12}(t) \rangle_{T_s} \approx v_A(t) - v_B(t) = v_{AB}(t) \\ \langle v_{23}(t) \rangle_{T_s} \approx v_B(t) - v_C(t) = v_{BC}(t) \\ \langle v_{31}(t) \rangle_{T_s} \approx v_C(t) - v_A(t) = v_{CA}(t) \end{cases} \quad (2\text{-}25)$$

Nous avons obtenu une relation entre la tension composée et la tension de sortie de l'onduleur triphasé par les équations (2-19), (2-24) et (2-25), exprimée par l'équation suivante :

$$\begin{cases} V_M \left(sin(\omega t) - sin(\omega t - 2\pi/3) \right) = \frac{1}{2} D_m (\sin(\omega t - \varphi) - \sin(\omega t - \varphi - 2\pi/3)) \times \langle v(t) \rangle_{T_s} \\ V_M \left(sin(\omega t - 2\pi/3) - sin(\omega t - 4\pi/3) \right) = \frac{1}{2} D_m (\sin(\omega t - \varphi - 2\pi/3) - \sin(\omega t - \varphi - 4\pi/3)) \times \langle v(t) \rangle_T \\ V_M \left(sin(\omega t - 4\pi/3) - sin(\omega t) \right) = \frac{1}{2} D_m (\sin(\omega t - \varphi - 4\pi/3) - \sin(\omega t - \varphi)) \times \langle v(t) \rangle_{T_s} \end{cases} \quad (2\text{-}26)$$

Lorsque la valeur de l'inductance est faible, l'angle φ est voisin de zéro. Et la valeur moyenne de tension de sortie de l'onduleur est constante U_{dc}. Avec cette hypothèse, nous pouvons obtenir la relation entre la tension composée et la tension de sortie de l'onduleur :

$$V_M = \frac{1}{2} D_m U_{dc} \rightarrow U_{dc} = \frac{2.V_M}{D_m} \tag{2-27}$$

Comme la valeur de $D_m \leq 1$, nous pouvons déterminer la valeur minimale de $(U_{dc})_{min} = 2V_M$. Si la tension composée est utilisée, nous obtenons cette valeur par rapport à la tension composée du réseau $(U_{dc})_{min} = \frac{2}{\sqrt{3}} V_{ph-ph}$.

Une autre approche est présentée dans notre étude, les signaux sinusoïdaux sont transformés dans le domaine fréquentiel. Nous pouvons ici déterminer les valeurs de rapport cyclique, en utilisant le modèle équivalent des courants passants par les interrupteurs. En notation complexe (régime permanent sinusoïdal), les courants et les tensions triphasés sont exprimés par des équations suivantes :

- Les tensions triphasées :

$$\begin{cases} v_A(t) = V_M sin(\omega t) \leftrightarrow \underline{V_A} = V_M \\ v_B(t) = V_M sin(\omega t - 2\pi/3) \leftrightarrow \underline{V_B} = V_M \times \exp(-j * 2\pi/3) \\ v_C(t) = V_M sin(\omega t - 4\pi/3) \leftrightarrow \underline{V_C} = V_M \times \exp(-j * 4\pi/3) \end{cases} \tag{2-28}$$

- Les courants de consigne triphasés :

$$\begin{cases} i_A(t) = I_M sin(\omega t + \varphi_{res}) \leftrightarrow \underline{I_A} = I_M \times \exp(j * \varphi_{res}) \\ i_B(t) = I_M sin(\omega t + \varphi_{res} - 2\pi/3) \leftrightarrow \underline{I_B} = I_M \times \exp(j * (\varphi_{res} - 2\pi/3)) \\ i_C(t) = I_M sin(\omega t + \varphi_{res} - 4\pi/3) \leftrightarrow \underline{I_C} = I_M \times \exp(j * (\varphi_{res} - 4\pi/3)) \end{cases} \tag{2-29}$$

Avec φ_{res} la phase entre le courant et la tension dans le réseau.
De même, les rapports cycliques sont également exprimés en notation complexe:

$$\begin{cases} d_1(t) = D_0 + \frac{1}{2} D_{1m} \sin(\omega t - \varphi) \rightarrow \underline{D_1} = \frac{1}{2} D_{1m} \times \exp(j * (-\varphi)) \\ d_2(t) = D_0 + \frac{1}{2} D_{2m} \sin(\omega t - \varphi - 2\pi/3) \rightarrow \underline{D_2} = \frac{1}{2} D_{2m} \times \exp(j * (-\varphi - 2\pi/3)) \\ d_3(t) = D_0 + \frac{1}{2} D_{3m} \sin(\omega t - \varphi - 4\pi/3) \rightarrow \underline{D_3} = \frac{1}{2} D_{3m} \times \exp(j * (-\varphi - 4\pi/3)) \end{cases} \tag{2-30}$$

La relation entre les tensions composées du réseau et celles de sortie peut, dans le domaine fréquentiel, être déduite à partir l'équation (2-21) . De la même façon, les courants passant par les interrupteurs sont déduits de l'équation (2-22). La *Fig. 2-18* représente le schéma équivalent de cet onduleur avec ses paramètres dans le domaine fréquentiel

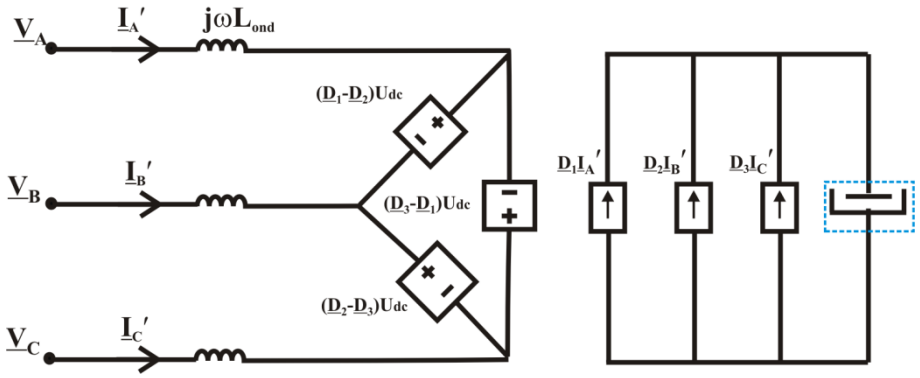


Fig. 2-18. Schéma équivalent d'un onduleur triphasé dans le domaine fréquentiel

L'équation se transforme dans le domaine fréquentiel avec hypothèse d'une inductance L_{ond} faible ($\varphi = 0$) et $D_{1m} = D_{2m} = D_{3m} = D_m$

$$\begin{cases} (\underline{D_1} - \underline{D_2})U_{dc} = \underline{V_A} - \underline{V_B} \rightarrow \frac{1}{2}D_m(1 - \exp(-j * 2\pi/3)) = V_M(1 - \exp(-j * 2\pi/3)) \\ (\underline{D_2} - \underline{D_3})U_{dc} = \underline{V_B} - \underline{V_C} \rightarrow \frac{1}{2}D_m(\exp(-j * 2\pi/3) - \exp(-j * 4\pi/3)) = V_M(\exp(-j * 2\pi/3) - \exp(-j * 4\pi/3)) \\ (\underline{D_3} - \underline{D_1})U_{dc} = \underline{V_C} - \underline{V_A} \rightarrow \frac{1}{2}D_m(\exp(-j * 4\pi/3) - 1) = V_M(\exp(-j * 4\pi/3) - 1) \end{cases} \quad (2\text{-}31)$$

En résolvant les équations ci-dessus, nous obtenons la relation entre la tension d'entrée et la tension de sortie du convertisseur :

$$V_M = \frac{1}{2}D_m U_{dc} \rightarrow U_{dc} = \frac{2.V_M}{D_m} \quad (2\text{-}32)$$

Nous obtenons le même résultat avec la méthode précédente dans le domaine temporel.

2.5.2 Application du modèle de l'onduleur dans le réseau triphasé déséquilibré

Nous utilisons l'onduleur MLI en tant que correcteur ou compensateur statique de déséquilibre en se basant sur le modèle précédent. Cependant, le réseau basse-tension possède quatre fils, donc nous avons cherché un autre modèle pour éliminer le courant de neutre. La *Fig. 2-19* montre un correcteur en appliquant un réseau à neutre isolé et la *Fig. 2-20* représente le schéma équivalent de ce correcteur avec les paramètres des composants de ce réseau dans le domaine fréquentiel.

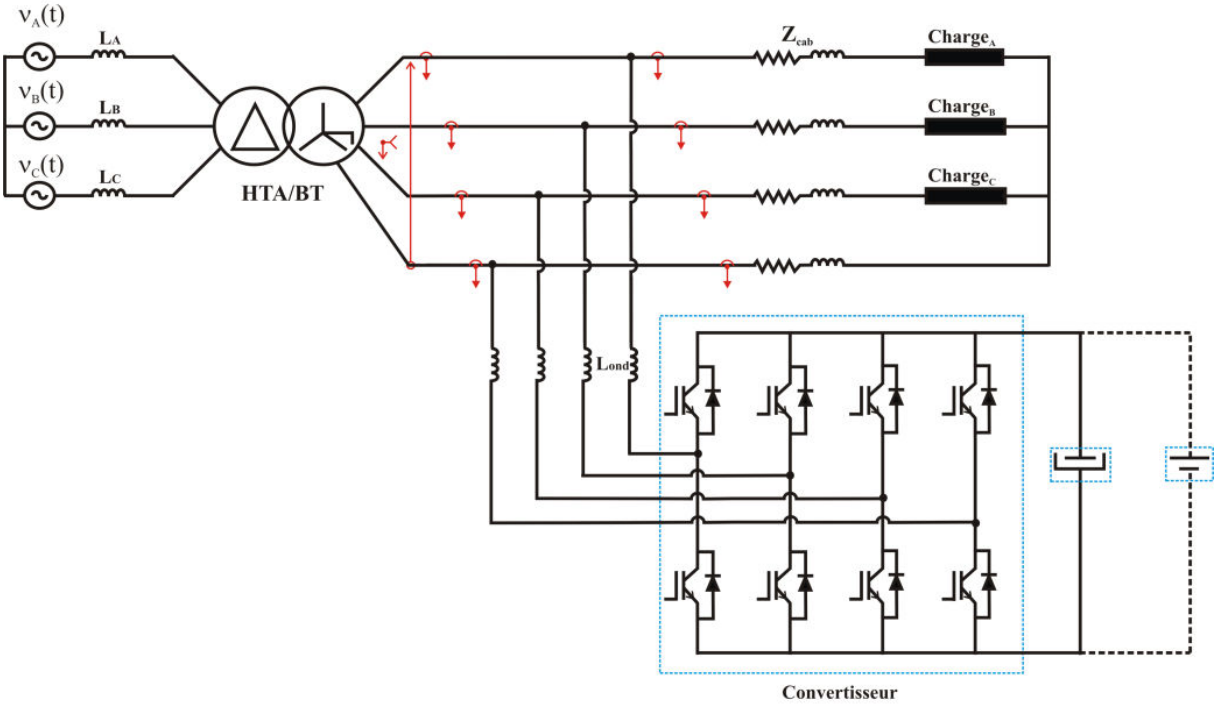


Fig. 2-19. Schéma d'un compensateur statique quatre bras utilisé dans un réseau à neutre isolé

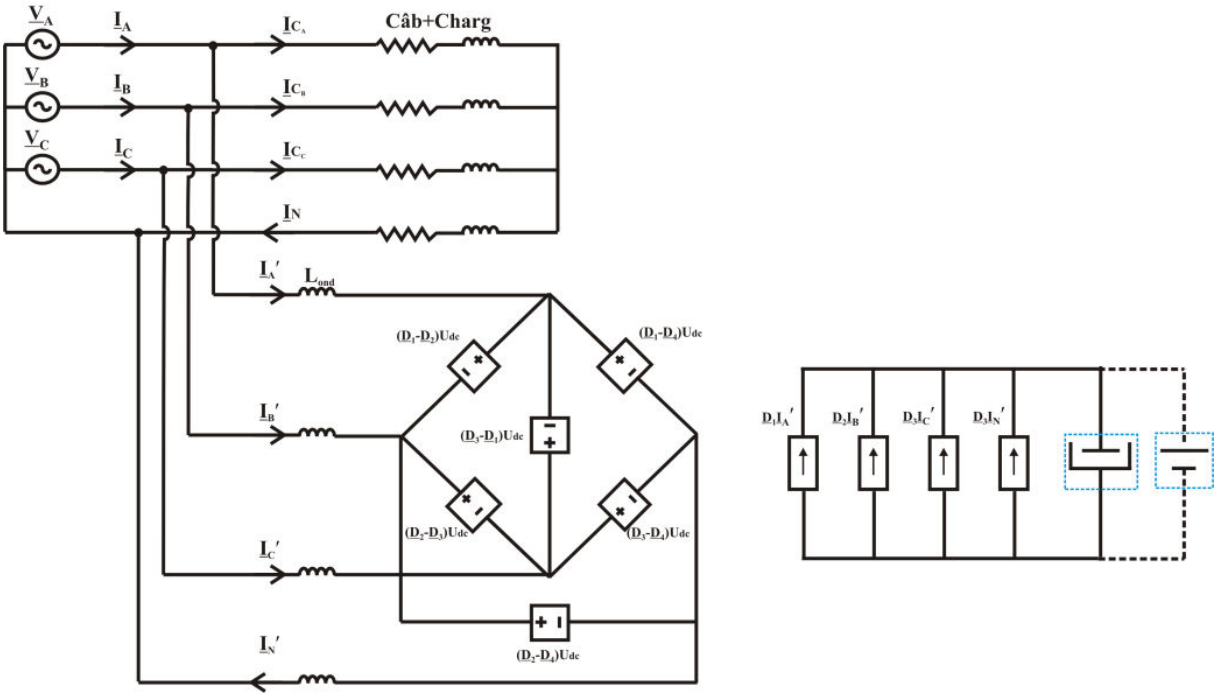


Fig. 2-20. Schéma équivalent du compensateur statique et du réseau à neutre isolé

Vu que les trois charges ne sont pas identiques, les trois courants des charges ne sont pas équilibrés. L'objectif ici est d'équilibrer les trois courants au secondaire du transformateur (I_A, I_B et I_C sur la *Fig. 2-19*) en utilisant ce correcteur statique. Il a pour rôle de répartir les trois courants des charges par le contrôle des interrupteurs. Bien entendu, la moyenne du signal de

contrôle est égale au rapport cyclique. C'est pourquoi nous avons ensuite cherché une relation entre les courants des charges et les rapports cycliques du correcteur.
Lorsque les charges dans les trois phases sont connues, nous pouvons déterminer les impédances des charges ainsi que les courants passants dans ces charges :

$$R_{C_{A,B,C}} = U_{nom}^2 . \frac{P_{C_{A,B,C}}}{\sqrt{P_{C_{A,B,C}}^2 + Q_{C_{A,B,C}}^2}} \quad (2\text{-}33)$$

$$X_{C_{A,B,C}} = U_{nom}^2 . \frac{Q_{C_{A,B,C}}}{\sqrt{P_{C_{A,B,C}}^2 + Q_{C_{A,B,C}}^2}} \quad (2\text{-}34)$$

A partir du schéma ci-dessus, en appliquant la loi des mailles, nous pouvons résoudre les trois courants passant dans les charges :

$$\begin{cases} \underline{V_A} - \underline{V_B} + (\underline{I_A} - \underline{I_B}).\underline{Z_{câb}} + \underline{I_{C_A}}.\underline{Z_{C_A}} - \underline{I_{C_B}}.\underline{Z_{C_B}} = 0 \\ \underline{V_A} - \underline{V_C} + (\underline{I_A} - \underline{I_C}).\underline{Z_{câb}} + \underline{I_{C_A}}.\underline{Z_{C_A}} - \underline{I_{C_C}}.\underline{Z_{C_C}} = 0 \\ \underline{V_A} + (\underline{I_A} + \underline{I_N}).\underline{Z_{câb}} + \underline{I_{C_A}}.\underline{Z_{C_A}} = 0 \\ \underline{I_A} + \underline{I_B} + \underline{I_C} = \underline{I_N} \end{cases} \quad (2\text{-}35)$$

Où $\underline{Z_{C_A}}$, $\underline{Z_{C_B}}$ et $\underline{Z_{C_C}}$sont les impédances des trois charges $\underline{Z_{C_{A,B,C}}} = R_{C_{A,B,C}} + jX_{C_{A,B,C}}$; et $.\underline{Z_{câb}}$ est l'impédance du câble dans le réseau ($\underline{Z_{câb}} = R_{câb} + j\omega L_{câb}$). Nous obtenons les courants passant dans les trois phases à partir de l'équation (2-35) en fonction les trois courants au secondaire du transformateur:

$$\begin{cases} \underline{I_{C_A}} = -\dfrac{\underline{V_A} + \underline{I_A}.Z_{câb} + \dfrac{\underline{V_A} - \underline{V_B} + (\underline{I_A} - \underline{I_B}).\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_A}}.\underline{Z_{câb}}} + \dfrac{\underline{V_A} - \underline{V_C} + (\underline{I_A} - \underline{I_C}).\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_C}}.\underline{Z_{câb}}}}{\underline{Z_{câb}} + \dfrac{\underline{Z_{C_A}}.\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_B}}} + \dfrac{\underline{Z_{C_A}}.\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_C}}} + \underline{Z_{C_A}}} \\ \underline{I_{C_B}} = \dfrac{\underline{V_A} - \underline{V_B} + (\underline{I_A} - \underline{I_B}).\underline{Z_{câb}} + \underline{I_{C_A}}.\underline{Z_{C_A}}}{\underline{Z_{C_B}}} \\ \underline{I_{C_C}} = \dfrac{\underline{V_A} - \underline{V_C} + (\underline{I_A} - \underline{I_C}).\underline{Z_{câb}} + \underline{I_{C_A}}.\underline{Z_{C_A}}}{\underline{Z_{C_C}}} \end{cases} \quad (2\text{-}36)$$

Remplaçons le courant $\dot{I}_{C_A}$ dans l'équation (2-36), nous pouvons déterminer les courants restant $\dot{I}_{C_B}$ et $\dot{I}_{C_C}$. Ils sont fonction de la tension du réseau et des consommations (en exprimant les puissances actives des charges).

En plus, nous avons une autre relation entre les tensions composées moyennes et les tensions de sorties de l'onduleur quatre bras :

$$\begin{cases} \underline{V_A} - \underline{V_B} + (\underline{D_1} - \underline{D_2}).U_{dc} + (2\underline{I_A} - \underline{I_{C_A}} - 2\underline{I_B} + \underline{I_{C_B}}).\underline{Z_{ond}} = 0 \\ \underline{V_C} - \underline{V_A} + (\underline{D_3} - \underline{D_1}).U_{dc} + (2\underline{I_C} - \underline{I_{C_C}} - 2\underline{I_A} + \underline{I_{C_A}}).\underline{Z_{ond}} = 0 \\ \underline{V_A} + (\underline{D_4} - \underline{D_1}).U_{dc} - (-2\underline{I_A} + \underline{I_{C_B}} + \underline{I_{C_C}} + 2\underline{I_{C_A}}).\underline{Z_{ond}} = 0 \end{cases} \quad (2\text{-}37)$$

A partir de l'équation (2-37), nous pouvons déterminer la relation entre les rapports cycliques pour contrôler les interrupteurs :

$$\begin{cases} \underline{D_2} = \underline{D_1} - \left(\dfrac{\underline{V_A} - \underline{V_B}}{U_{dc}} + \dfrac{(2\underline{I_A} - \underline{I_{C_A}} - 2\underline{I_B} + \underline{I_{C_B}}).\underline{Z_{ond}}}{U_{dc}} \right) \\ \underline{D_2} = \underline{D_1} - \left(\dfrac{\underline{V_C} - \underline{V_A}}{U_{dc}} + \dfrac{(2\underline{I_C} - \underline{I_{C_C}} - 2\underline{I_A} + \underline{I_{C_A}}).\underline{Z_{ond}}}{U_{dc}} \right) \\ \underline{D_4} = \underline{D_1} - \left(\dfrac{\underline{V_A}}{U_{dc}} - \dfrac{(-2\underline{I_A} + \underline{I_{C_B}} + \underline{I_{C_C}} + 2\underline{I_{C_A}}).\underline{Z_{ond}}}{U_{dc}} \right) \end{cases} \quad (2\text{-}38)$$

Où $\underline{Z_{ond}}$ est l'impédance du filtre de l'onduleur quatre bras ($\underline{Z_{ond}} = R_{ond} + j\omega L_{ond}$).

Nous trouvons une relation entre des rapports cycliques et les courants au secondaire du transformateur par l'équation (2-36) et l'équation (2-38). Lorsque nous imposons des courants consignes au secondaire du transformateur, les valeurs des rapports cycliques sont déterminées par l'équation (2-38).

Ici, le rôle de l'onduleur quatre bras est de répartir les courants déséquilibrés dans les charges, c'est-à-dire que la puissance active des charges n'a pas changé quand l'onduleur quatre bras est connecté au secondaire du transformateur. Les courants de consigne des trois phases sont des fonctions des puissances actives des charges. Ils sont proposés ci-dessous :

$$P_{res} = \frac{3.I_M.U_{nom}}{\sqrt{2}} = P_A + P_B + P_C \quad (2\text{-}39)$$

où P_a, P_b et P_c sont les puissances actives des trois charges et U_{nom} est la tension nominale du réseau.

$$I_M = \frac{\sqrt{2}(P_A + P_B + P_C)}{3.U_{nom}} \quad (2\text{-}40)$$

2.6 Dimensionnement de l'onduleur MLI à 4 bras

Nous étudions le dimensionnement de la capacité nominale de l'onduleur quatre bras avec des charges différentes. Ici nous devons déterminer les courants passants dans les interrupteurs de l'onduleur quatre bras. Les équations (2-36) à (2-38) nous permettent de calculer ces courants en fonction les charges (P_A, P_B et P_C):

$$\underline{I'_A} = \underline{I_A} - \underline{I_{C_A}} = \underline{I_A} + \frac{\underline{V_A} + \underline{I_A}.Z_{câb} + \frac{\underline{V_A} - \underline{V_B} + (\underline{I_A} - \underline{I_B}).\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_A}}.\underline{Z_{câb}}} + \frac{\underline{V_A} - \underline{V_C} + (\underline{I_A} - \underline{I_C}).\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_C}}.\underline{Z_{câb}}}}{\underline{Z_{câb}} + \frac{\underline{Z_{C_A}}.\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_B}}} + \frac{\underline{Z_{C_A}}.\underline{Z_{câb}}}{\underline{Z_{C_C}}} + \underline{Z_{C_A}}} \quad (2\text{-}41)$$

Avec $\underline{I_A} = I_M = \frac{\sqrt{2}(P_A+P_B+P_C)}{3.U_{nom}}$

De la même manière, les courants passant par les interrupteurs dans d'autres bras peuvent déterminer comme suit :

$$\begin{aligned} \underline{I'_B} &= \underline{I_B} - \underline{I_{C_B}} \\ \underline{I'_C} &= \underline{I_C} - \underline{I_{C_C}} \\ \underline{I'_N} = -\underline{I_N} &= \underline{I_{C_A}} + \underline{I_{C_B}} + \underline{I_{C_C}} \end{aligned} \quad (2\text{-}42)$$

Avec $\underline{I_B}$ et $\underline{I_C}$ qui sont proposés à l'équation (2-29); $\underline{I_{C_B}}$ et $\underline{I_{C_C}}$ sont présentés dans l'équation (2-36)

Lorsque les tensions et les courants sont sinusoïdaux, il est toujours possible d'écrire la puissance instantanée du réseau triphasé dans le domaine temporel [EFF-08]:

$$p(t) = v_A(t) \times i_A(t) + v_B(t) \times i_B(t) + v_C(t) \times i_C(t) \quad (2\text{-}43)$$

En introduisant les composantes symétriques des systèmes de tensions et de courants, la puissance instantanée de vient:

$$\underline{p} = 3 \times \left(\underline{V_d} \times \underline{I_d^*} + \underline{V_i} \times \underline{I_i^*} + \underline{V_h} \times \underline{I_h^*} + \left(\underline{V_d} \times \underline{I_i} + \underline{V_i} \times \underline{I_d} + \underline{V_h} \times \underline{I_h}\right) \times e^{j2\omega t}\right) \quad (2\text{-}44)$$

Où

$\underline{V_{d,i,h}}$ les tensions complexes directe, indirecte et homopolaire
$\underline{I_{d,i,h}}$ les courants complexes direct, indirect et homopolaire
$\underline{I_{d,h,i}^*}$ les courants complexes conjugués direct, indirect et homopolaire

La puissance instantanée utilisant les composantes symétriques se scinde en deux parties : la puissance fluctuante et la puissance apparente. Elles s'écrivent comme :

$$\begin{aligned} \underline{p_{fluc}} &= 3 \times \left(\underline{V_d} \times \underline{I_i} + \underline{V_i} \times \underline{I_d} + \underline{V_h} \times \underline{I_h}\right) \times e^{j2\omega t} \\ \underline{S} &= 3 \times \left(\underline{V_d} \times \underline{I_d^*} + \underline{V_i} \times \underline{I_i^*} + \underline{V_h} \times \underline{I_h^*}\right) \end{aligned} \quad (2\text{-}45)$$

Lorsque les trois charges sont différentes, la somme des puissances instantanées des charges peut être représentée comme sur la figure suivante :

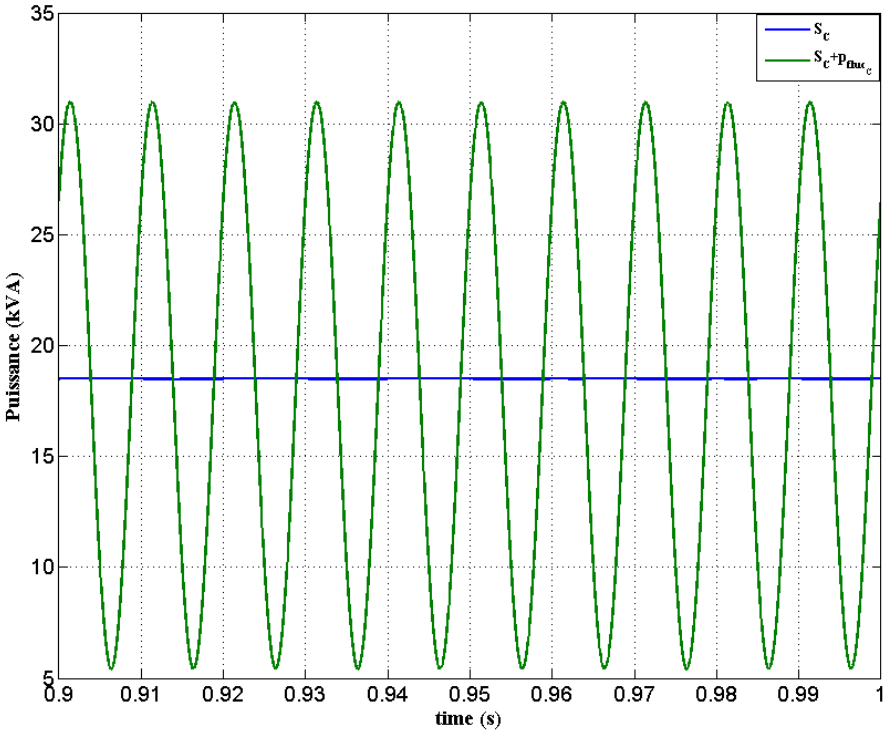


Fig. 2-21. Puissance instantanées des trois charges déséquilibrées

La *Fig. 2-21* montre ces puissances, avec les deux composantes : une partie constante correspondant à la puissance apparente des charges et une partie alternative (la puissance fluctuante). Pour satisfaire cette demande des consommateurs, le transformateur va fournir la partie puissance continu et l'onduleur à quatre bras délivre la puissance permettant de compenser la partie puissance fluctuante des charges. Car lorsque les trois courants au secondaire sont équilibrés, le transformateur génère une puissance correspondant à la puissance apparente. Elle est exprimée par l'équation suivante :

$$\underline{S_C} = 3 \times \left(\underline{V_{d_C}} \times \underline{I_{d_C}^*} + \underline{V_{i_C}} \times \underline{I_{i_C}^*} + \underline{V_{h_C}} \times \underline{I_{h_C}^*}\right) = 3 \times \left(\underline{V_{d_{res}}} \times \underline{I_{d_{res}}^*} + \underline{V_{i_{res}}} \times \underline{I_{i_{res}}^*} + \underline{V_{h_{res}}} \times \underline{I_{h_{res}}^*}\right) \quad (2\text{-}46)$$

Où

$\underline{S_C}$ la partie puissance apparente des charges

$\underline{V_{d,i,h_C}}, \underline{V_{d,i,h_{res}}}$ les tensions complexes directe, indirecte et homopolaire des charges et du réseau.

$\underline{I_{d,h,i_C}^*}, \underline{I_{d,h,i_{res}}^*}$ les courants complexes conjugués direct, indirect et homopolaire et ceux-ci au réseau

Les équations définissant les tensions complexes directe, indirecte et homopolaire des charges sont :

$$\underline{V}_{d_C} = \frac{1}{3} \times \left(V_{C_A} + a \times V_{C_B} + a^2 \times V_{C_C}\right)$$
$$\underline{V}_{i_C} = \frac{1}{3} \times \left(V_{C_A} + a^2 \times V_{C_B} + a \times V_{C_C}\right) \quad (2\text{-}47)$$
$$\underline{V}_{h_C} = \frac{1}{3} \times \left(V_{C_A} + V_{C_B} + V_{C_C}\right)$$

Avec $a = -\frac{1}{2} + j * \frac{\sqrt{3}}{2}$

Nous utilisons des expressions similaires pour calculer les tensions et les courants du réseau et des charges

Pour le reste de la puissance des charges, l'onduleur à quatre bras va absorber cette puissance fluctuante pour éliminer la partie alternative. Cette puissance fluctuante s'exprime comme :

$$\begin{aligned} \underline{p}_{fluc_C} &= 3 \times \left(\underline{V}_{d_C} \times \underline{I}_{i_C} + \underline{V}_{i_C} \times \underline{I}_{d_C} + \underline{V}_{h_C} \times \underline{I}_{h_C}\right) \times e^{j2\omega t} \\ &= 3 \times \left(\underline{V}_{d_{ond}} \times \underline{I}_{i_{ond}} + \underline{V}_{i_{ond}} \times \underline{I}_{d_{ond}} + \underline{V}_{h_{ond}} \times \underline{I}_{h_{ond}}\right) \times e^{j2\omega t} \end{aligned} \quad (2\text{-}48)$$

Où

$\underline{p}_{fluc_C}$ la puissance fluctuante des charges
$\underline{V}_{d,i,h_{ond}}$ les tensions complexes directe, indirecte et homopolaire de l'onduleur
$\underline{I}_{d,i,h_{ond}}$ les courants complexes direct, indirect et homopolaire de l'onduleur

La chute de tension de l'onduleur est négligée lorsqu'il est connecté au secondaire du transformateur. La tension de l'onduleur est donc :

$$\underline{V}_{d,i,h_{ond}} = \underline{V}_{d,i,h_{res}} \quad (2\text{-}49)$$

La puissance fluctuante des charges peut s'écrire de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \underline{p}_{fluc_C} &= 3 \times \left(\underline{V}_{d_C} \times \underline{I}_{i_C} + \underline{V}_{i_C} \times \underline{I}_{d_C} + \underline{V}_{h_C} \times \underline{I}_{h_C}\right) \times e^{j2\omega t} \\ &= 3 \times \underline{V}_{d_{res}} \times \underline{I}_{i_{ond}} \times e^{j2\omega t} \end{aligned} \quad (2\text{-}50)$$

Pour fournir cette puissance fluctuante, l'onduleur doit être capable de délivrer une puissance supérieure à cette puissance apparente $\mathbf{3} \times \underline{\boldsymbol{V}}_{\boldsymbol{d_{res}}} \times \underline{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{i_{ond}}}$**.** Pour les données des trois charges, le courant indirect de l'onduleur peut être déterminé en considérant les équations (2-41) et (2-42). Il s'éxprime comme suit :

$$\begin{aligned} \underline{I}_{i_{ond}} &= \frac{1}{3} \times \left(\underline{I}'_A + a^2 \times \underline{I}'_B + a \times \underline{I}'_C\right) \\ &= \frac{1}{3} \times \left(\underline{I}_A - \underline{I}_{C_A} + a^2 \times \left(\underline{I}_B - \underline{I}_{C_B}\right) + a \times \left(\underline{I}_C - \underline{I}_{C_C}\right)\right) \end{aligned} \quad (2\text{-}51)$$

Dès que nous avons un profil de charges, les équations (2-50) et (2-51) nous permettent de déterminer la puissance apparente de l'onduleur quatre bras. Bien évidemment, l'onduleur quatre bras ne fonctionne pas comme une source de puissance active, il permet de répartir les différents courants dans les charges. Dans notre modèle, nous utilisons une batterie idéale car elle permet de maintenir la tension de sortie de l'onduleur quatre bras constante.

Afin d'illustrer notre propos, nous adoptons un exemple numérique où les charges sont déséquilibrées :

+ Les charges : $P_a = 0\ kW$; $P_b = 15\ kW$; $P_c = 3{,}5\ kW$
+ L'amplitude du courant de consigne :

$$I_M = \frac{\sqrt{2}(P_A + P_B + P_C)}{3.U_{nom}} = 35(A)$$

+ Inductance du filtre : $L_{ond} = 7{,}5\times10^{-5}\ (H)$; $R_{ond} = 0{,}001\ (\Omega)$
+ Condensateur : $C_{dc} = 75\ (\mu F)$; $U_{dc} = 600\ (V)$
+ Résistance de l'interrupteur : $R_{on} = 0{,}001\ (\Omega)$
+ Câble au secondaire du transformateur: $R_{cab} = 0{,}05\ (\Omega)$; $L_{cab} = 0{,}0005\ (H)$

Les paramètres d'entrée du modèle de simulation numérique élaboré sous MATLAB/Simulink est présenté sur la *Fig. 1-20*. Le modèle est construit en se basant sur le modèle équivalent d'un onduleur triphasé (voir la *Fig. 2-17*).

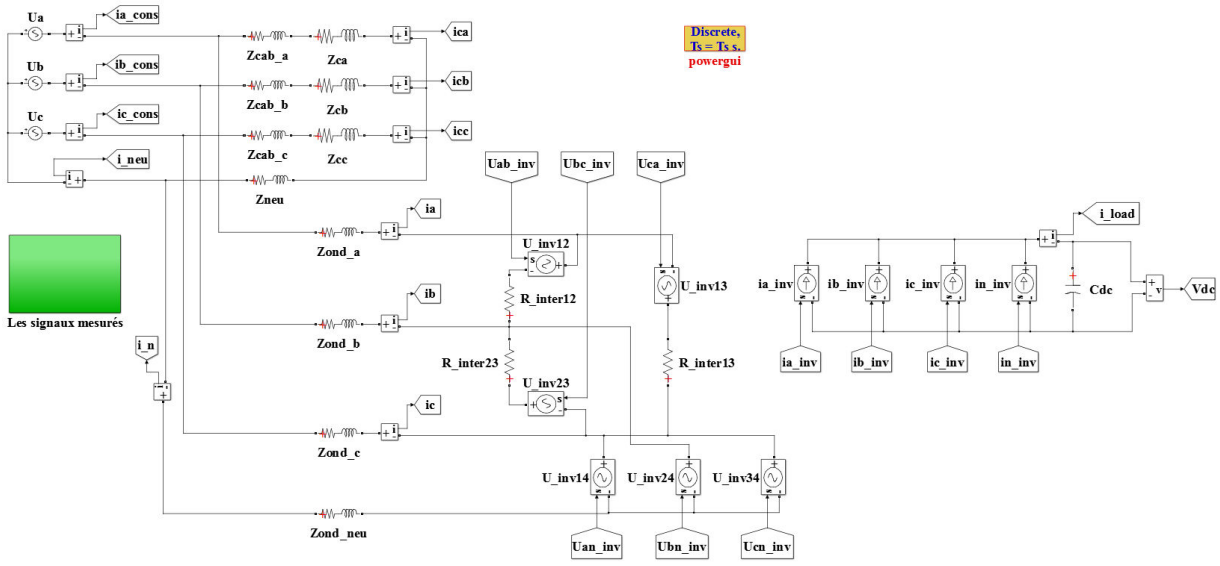


Fig. 2-22. Modèle de l'équilibreuse quatre bras et le réseau à neutre isolé dans MATLAB/Simulink

Ce modèle se divise en deux parties : la première partie est relative aux composants physiques (réseau, charges et onduleur de 4 bras). La seconde partie est liée au traitement des signaux de contrôles (bloc en vert sur la *Fig. 2-22*). Les résultats obtenus du modèle moyen de l'onduleur de 4 bras sont présentés sur la figure suivante :

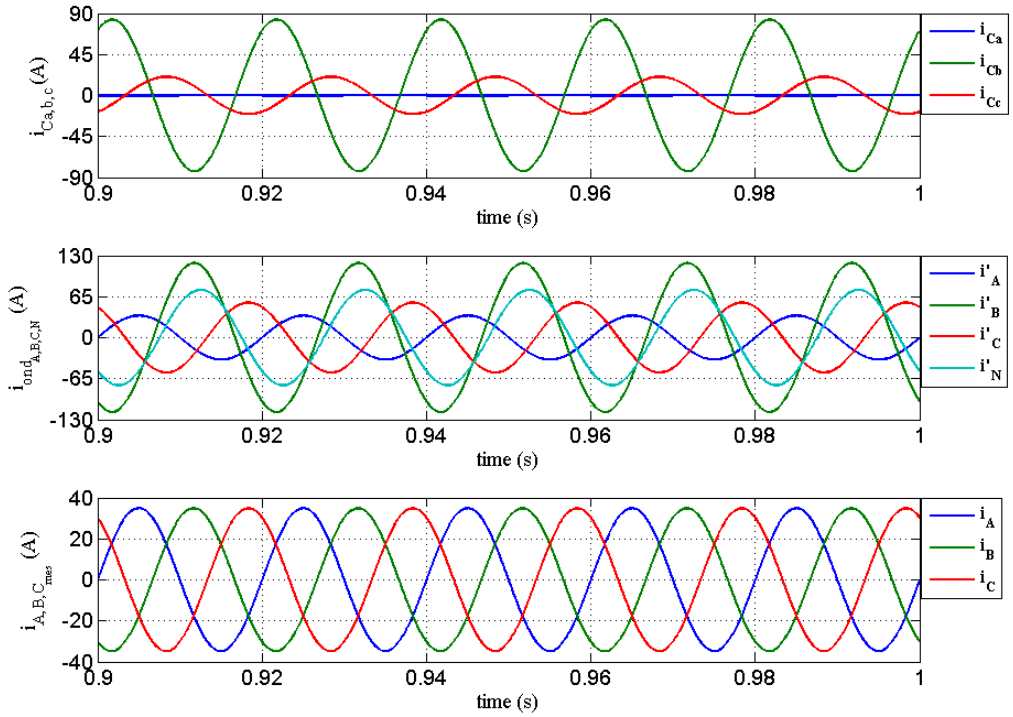


Fig. 2-23. Les courants des charges, des interrupteurs et aux secondaire du transformateur

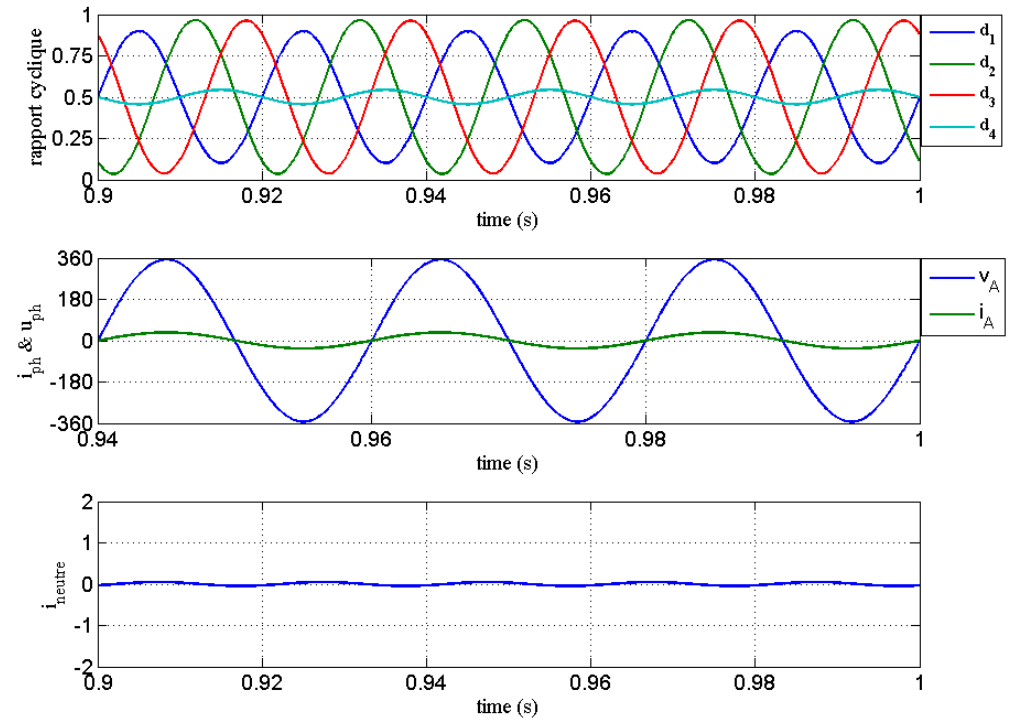


Fig. 2-24. Rapport cycliques, tension et courant au secondaire du transformateur et courant du neutre

Nous pouvons voir ici que les courants passant par les interrupteurs sont plus élevés que les courants de consigne au secondaire du transformateur. La consommation de puissance dans la phase B est plus grande que dans les autres phases. Il en est de même pour le courant de cette phase. Ce courant est choisi afin de déterminer la puissance de l'onduleur quatre bras. Le courant dans le neutre est très faible. C'est-à-dire que l'onduleur quatre bras nous permet de diminuer le courant homopolaire lorsque les trois charges dans les trois phases sont déséquilibrées. Ce modèle nous permet également de déterminer les pertes par conductions et les pertes par commutations car nous pouvons estimer les courants passant par les interrupteurs et connaitre les valeurs de rapport cyclique pour chaque bras.

Pour dimensionner cet onduleur en se basant sur les charges données, en appliquant l'équation (2-36), les courants des charges dans le domaine fréquentiel sont déterminés :

$$\begin{cases} \underline{I}_{C_A} = 0 \\ \underline{I}_{C_B} = 43{,}62 + j * 70{,}92 \\ \underline{I}_{C_C} = 10{,}26 - j * 17{,}75 \end{cases} \quad \textbf{(2-52)}$$

Pour calculer la puissance apparente de l'onduleur à quatre bras, nous déterminons la puissance fluctuante en utilisant l'équation (2-50) et (2-51), cette valeur est donc :

$$\underline{S}_{ond} = 8{,}81 \times 10^3 - j * 9{,}81 \times 10^3 \quad \textbf{(2-53)}$$

Elle est présentée sur la *Fig. 2-25*. Ici nous pouvons déterminer que la puissance apparente de l'onduleur dans ce réseau est d'environ 14 kVA.

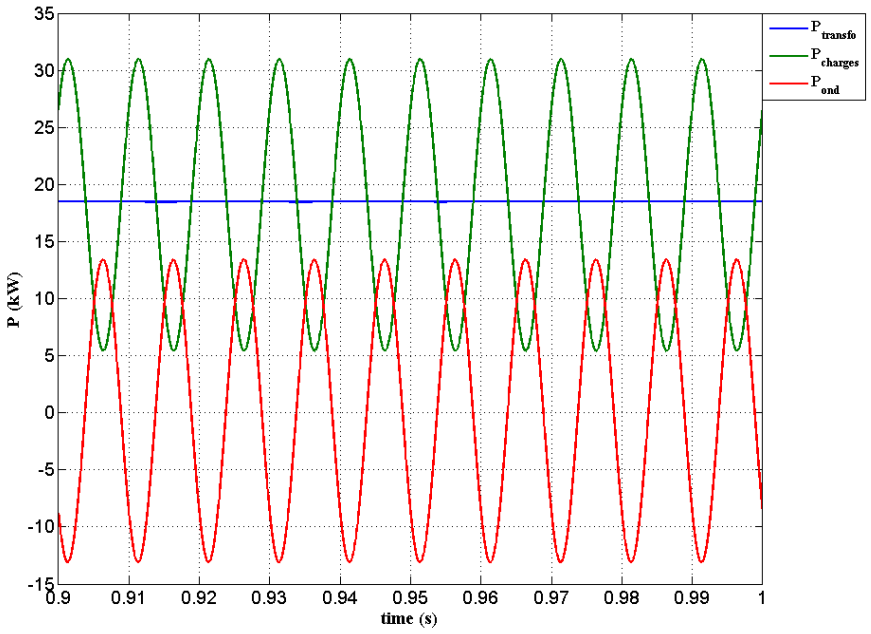


Fig. 2-25. Puissance instantanée des charges, de l'onduleur et du réseau

D’autres structures de compensateur statique sont proposées dans la littérature [BHI-98] et [MOR-95]. En particulier, l’une des solutions des architectures proposées consiste en l’utilisation de trois onduleur-monophasés au lieu de l’onduleur quatre bras. En appliquant le modèle et la méthode précédente, nous obtenons des résultats dans le cas des trois onduleurs monophasés. Les résultats sont présentés ci-après :

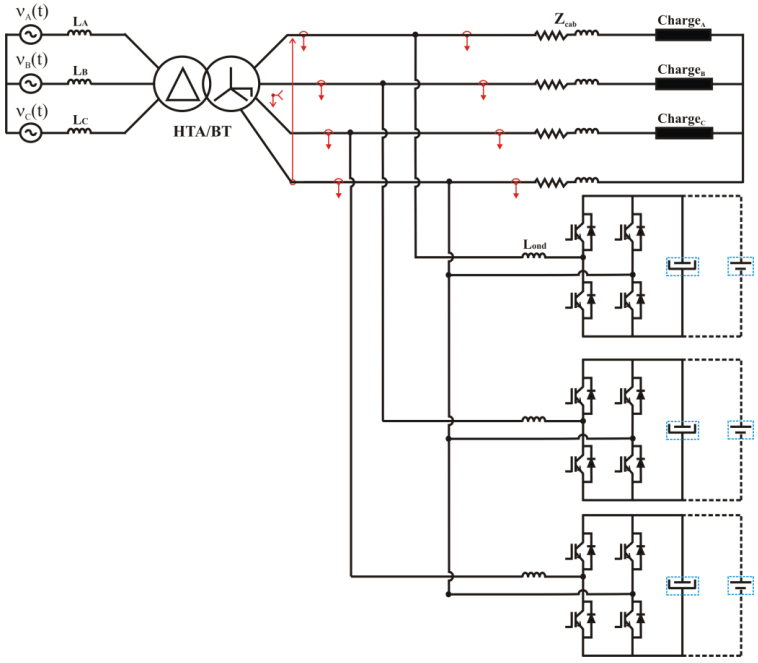


Fig. 2-26 Schéma des trois onduleurs monophasés dans un réseau à neutre isolé

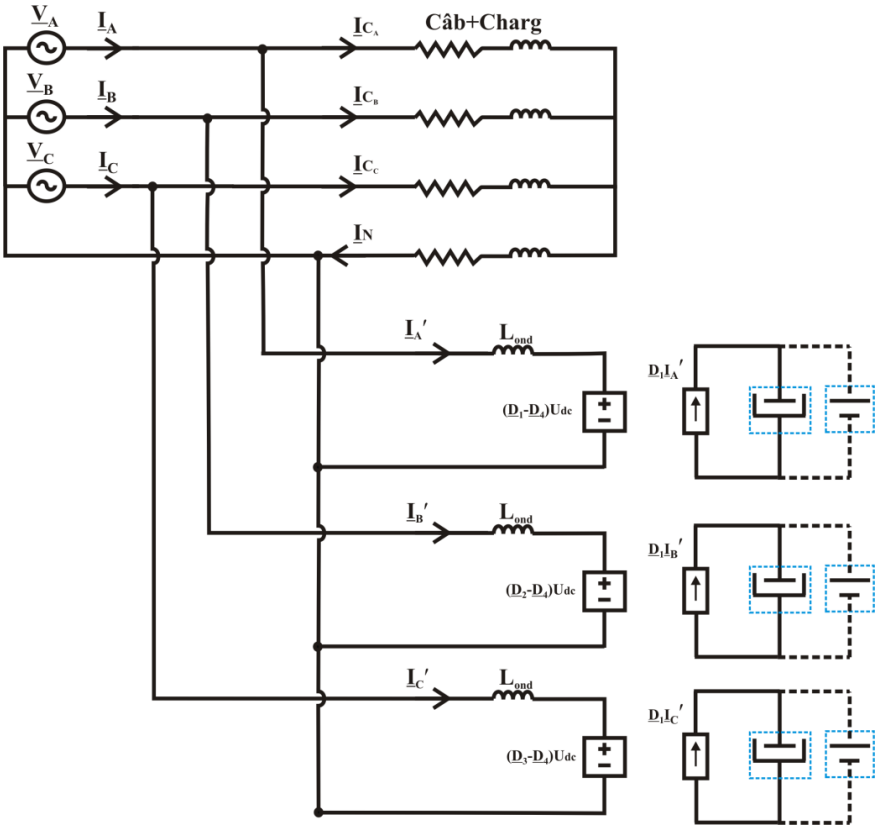


Fig. 2-27 Schéma équivalent des trois onduleurs monophasés dans le réseau à neutre isolé

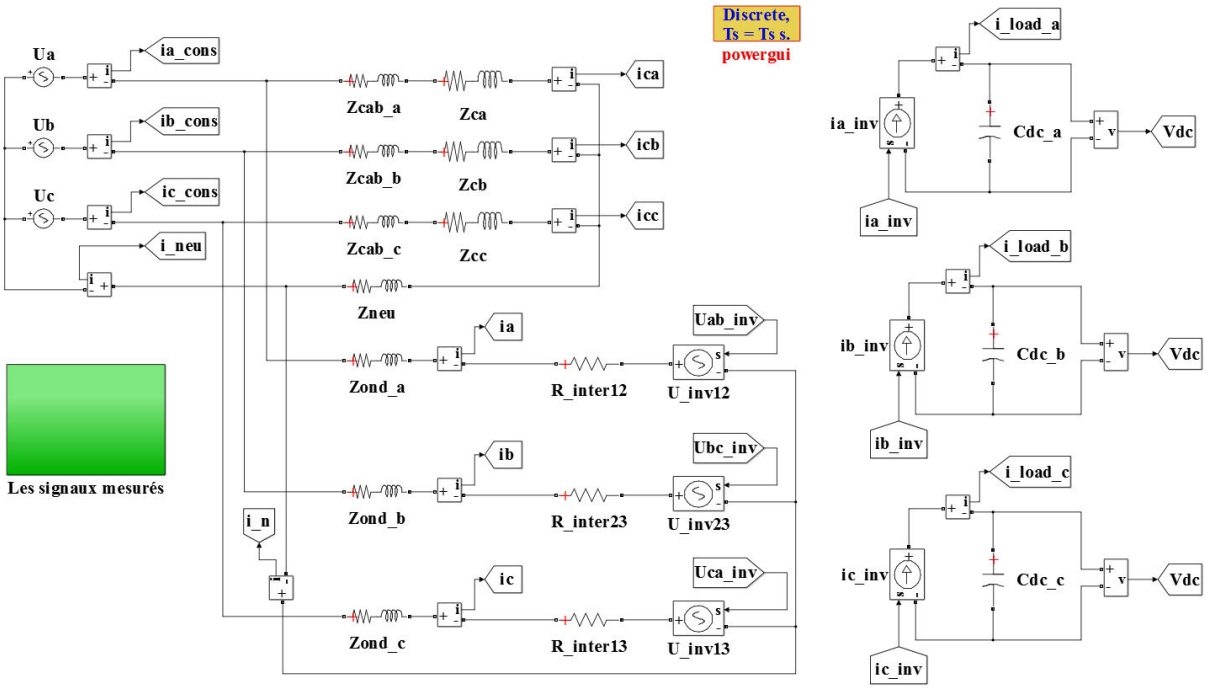


Fig. 2-28 Modèle des trois onduleurs dans le réseau à neutre isolé dans MATLAB/Simulink

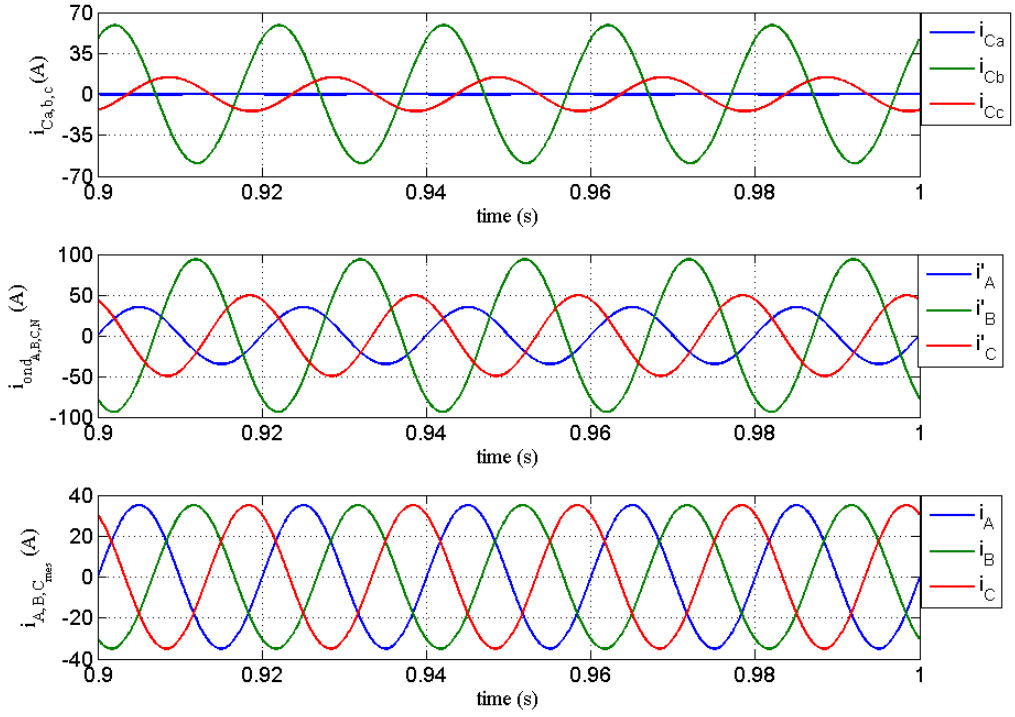


Fig. 2-29 Les courants des charges, des interrupteurs et aux secondaire du transformateur

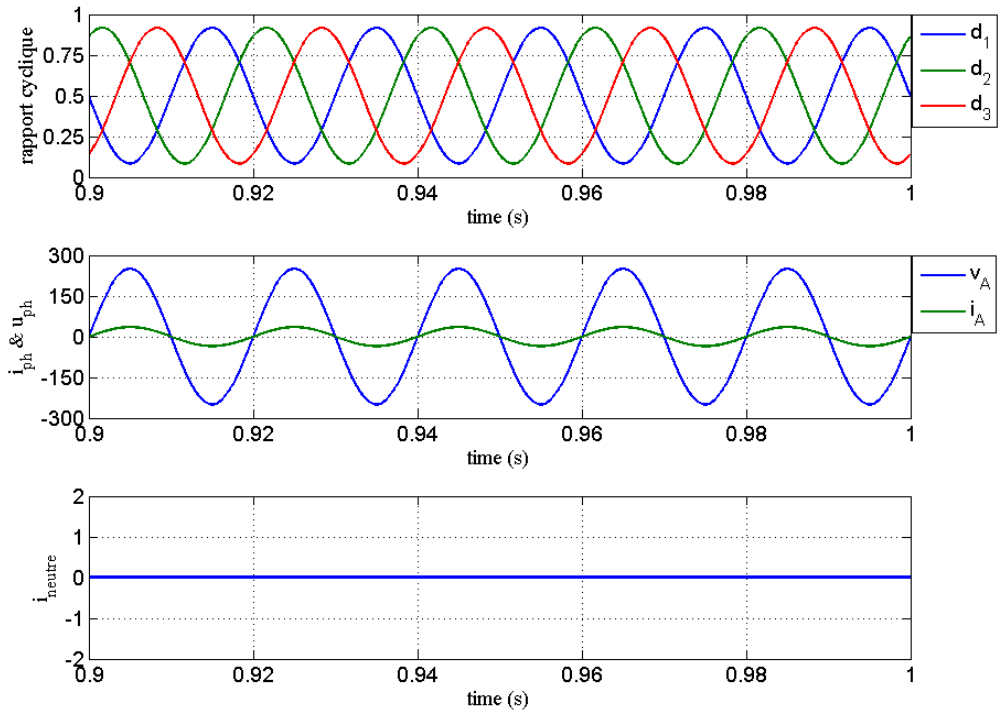


Fig. 2-30 Rapport cycliques, tension et courant au secondaire du transformateur et courant du neutre

Cependant, avec trois onduleurs monophasés, cela nécessite douze interrupteurs de puissance par rapport à huit interrupteurs pour l'onduleur quatre bras. Le coût d'investissement est donc plus élevé que la solution précédente et les pertes par conduction et par commutations sont aussi plus élevées que pour l'onduleur quatre bras.

2.7 Conclusion

La première partie de ce chapitre a présenté le modèle de consommation domestique. A défaut de disposer de relevés in situ et d'études statistiques sur la question des profils de consommation domestique au Vietnam, nous avons adapté un modèle existant de génération de profils de consommation.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons étudié le modèle d'un réseau de distribution. Nous avons élaboré ce modèle sous MATLAB/Simulink. Le but ici est de réaliser la simulation facilement et visuellement avec de différentes structures de réseau ainsi que des charges sur des nœuds du réseau

Concernant le fonctionnement déséquilibré du poste source dû aux charges monophasées connectées au réseau de distribution, nous avons proposé et analysé les performances d'un compensateur statique. Enfin, une méthode simple de dimensionnement de ce convertisseur a été proposée.

Le chapitre suivant est consacré à la mise en place de modèles des composants du système PV/Stockage.

Chapitre 3

Modélisation du générateur actif photovoltaïque, du stockage et des convertisseurs associés

Sommaire

3.1 Introduction 71
3.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque 72
3.3 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque 76
3.4 Les topologies du système photovoltaïque 80
3.5 Stratégie MPPT développée 82
3.6 Modélisation des éléments du système de stockage 91
3.7 Conclusion 106

3.1 Introduction

Les sources d'énergies renouvelables pour la production d'électricité présentent plusieurs avantages pour répondre aux besoins de la consommation actuelle. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en électricité selon les besoins, soit en chaleur. La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs du fait de gisement réparti et durable tout en respectant l'environnement. Cependant, l'énergie produite par ces sources est intermittente. Pour résoudre ce problème, il faut utiliser des moyens de stockage de l'énergie tels que des batteries électrochimiques. Ainsi, une association d'un générateur d'énergie électrique et d'un système de stockage forme un système qu'on appellera générateur hybride de base.

La *Fig. 3-1* représente schématiquement un système composé uniquement de batteries et d'un générateur photovoltaïque.

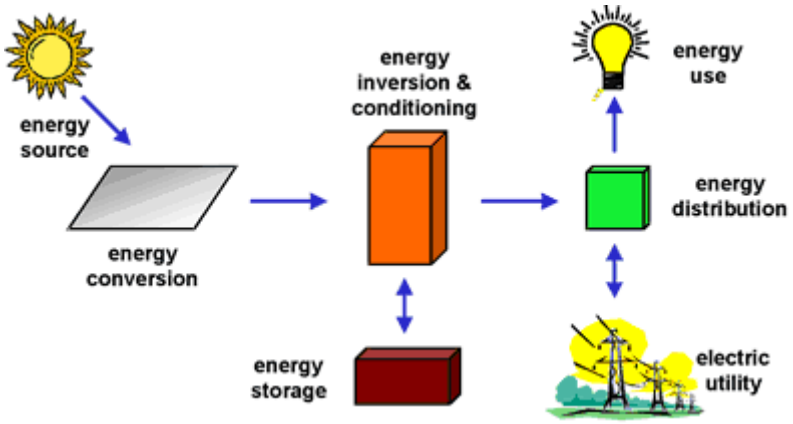


Fig. 3-1. Schéma d'un système photovoltaïque hybride [SCH-web]

Intérêt des systèmes hybrides : Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation dans le futur [SCH-web]. Les systèmes hybrides utilisant des sources renouvelables peuvent alimenter des communautés situées dans des zones isolées ou difficile d'accès (dans des montagnes, des îles, des déserts…). Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs aspects :

- Elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets lors de leur cycle de fonctionnement. Notons qu'elles en produisent sur leur cycle de vie compte tenu de l'énergie primaire nécessaire à la fabrication des composants associés ;
- Elles sont inépuisables ;
- Elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- Elles offrent une importante indépendance énergétique.

3.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique.

3.2.1 L'effet photovoltaïque

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin.

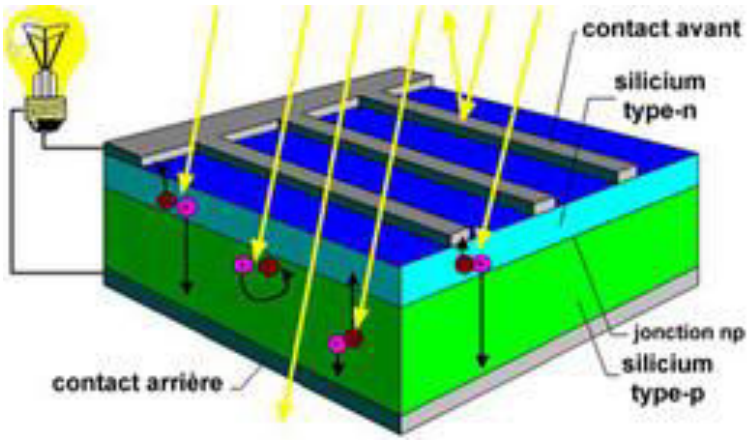


Fig. 3-2. L'effet photovoltaïque dans une cellule PV [EFF-web]

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à une jonction PN entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les photons constituant la lumière "attaquent" les atomes exposés au rayonnement. Les électrons des couches électroniques supérieures, appelés aussi électrons de valence ont tendance à être « arracher ». Dans les cellules PV, une partie des électrons ne revient pas à son état initial et les électrons "arrachés" créent une tension électrique continue et faible. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Lorsque l'on associe en série des cellules leurs tensions s'ajoutent, lorsque l'on associe en parallèle des cellules leurs courants s'ajoutent. Il faut savoir que lorsque l'une des cellules est affectée d'une gêne (ombrage par exemple), tout le fonctionnement est perturbé. La tension générée par une cellule en série et/ou en parallèle est limitée à la valeur du gap de son matériau. Nous associons les cellules afin de pouvoir délivrer les niveaux de tension et de courant souhaités.

3.2.2 Caractéristique électrique

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique I(V) non linéaire. La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants [VIG-10]. Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (hot spot) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est le fonctionnement normal. En effet dans ce cas la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. L'objectif est donc de faire travailler la cellule dans ce quadrant.

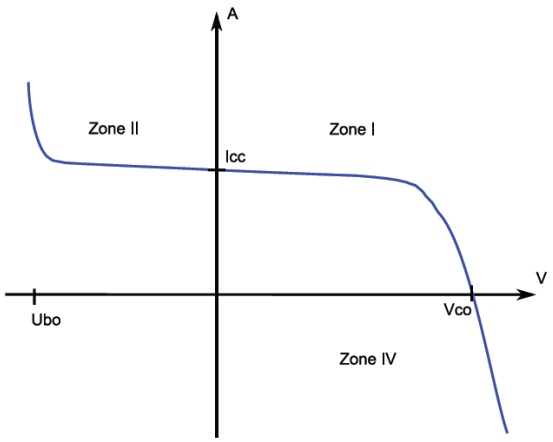


Fig. 3-3. Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque **[VIG-10]**

La tension en circuit ouvert (V_{co}) d'une cellule PV est comprise entre 0,3 et 0,7V selon le matériau utilisé, la température et son état de vieillissement. Son courant de court-circuit (I_{cc}) varie principalement selon le niveau d'éclairement et selon les technologies et les tailles de cellules (entre 5 et 8A pour le silicium cristallin).

3.2.3 Influence de la température et de l'éclairement

La caractéristique d'une cellule PV (ou d'un générateur PV) est directement dépendante de l'éclairement et de la température. La *Fig. 3-4* donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque Solarex-MSX60 pour différents éclairements (de 0 kW/m^2 à 1 kW/m^2) à température donnée de 15°C :

- Le courant de court-circuit i_{cc} varie proportionnellement à l'éclairement λ,
- La tension à vide V_{co} varie peu avec l'éclairement. Elle peut être considérée comme une constante pour une installation donnée

Les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de la caractéristique utile du générateur photovoltaïque avec les conditions d'éclairement.

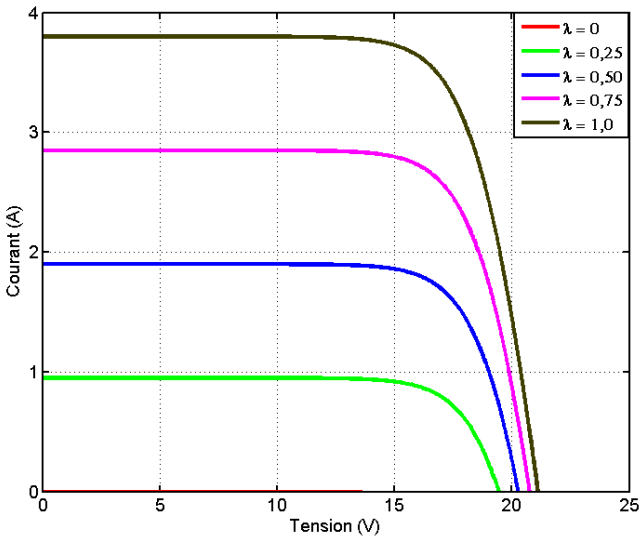


Fig. 3-4. Caractéristique I-V d'une cellule de Solarex avec différents éclairements.

La température a également une influence sur la caractéristique d'un générateur PV. La *Fig. 3-5* présente la variation des caractéristiques d'un générateur PV de 60W en fonction de la température à un éclairement donné. L'éclairement est ici fixé à 1000 W.m^2.

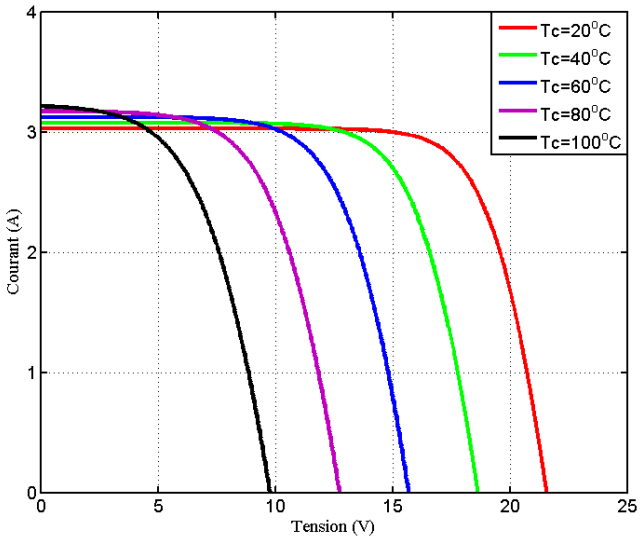


Fig. 3-5. Caractéristique I-V d'une cellule PV de Solarex avec différents températures.

Nous remarquons qu'à éclairement donné :

- La tension à vide V_{co} décroît avec la température. Plus la température est élevée plus V_{co} est faible,
- Le courant de court-circuit i_{cc} augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur i_{cc} peut être négligée dans la majorité de cas.

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV.

3.2.4 Type de cellules

Un panneau solaire est un assemblage des cellules. Il existe plusieurs types de cellules. La *Fig. 3-6* présente trois types de cellule :



(a) *(b)* *(c)*

Fig. 3-6 . Type de cellule (a) monocristalline; (b) poly-cristalline; et (c)amorphes **[FAB-web]**

- Cellules monocristallines
    - La première génération de photopiles ;
    - Un taux d'efficacité excellent (12-16%) ;
    - Une méthode de fabrication laborieuse et difficile, donc très chère ;
    - Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur.
- Cellules poly-cristallines
    - Coût de production moins élevé ;
    - Procédé nécessitant moins d'énergie ;
    - Efficacité 11-13%.
- Cellules amorphes
    - Coût de production bien plus bas ;
    - Efficacité plus bas 8-10%
    - Durée de vie plus faible.
- Cellules nanocristallines [MIC-07]
    - Une des dernières générations de photopiles ;
    - Fonctionnent selon un principe qui différencie les fonctions d'absorption de la lumière et de séparation des charges électriques ;
    - Efficacité global de 10,4%
    - Procédé et coût de production encore plus bas.

Les performances d'efficacité énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14% pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium poly-cristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces [GER-09].

3.3 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque

Dans cette partie, nous étudions la chaîne de conversion photovoltaïque, en vue de l'estimation de sa production d'énergie. La chaîne de conversion est constituée comme indiqué à la *Fig. 3-7*.

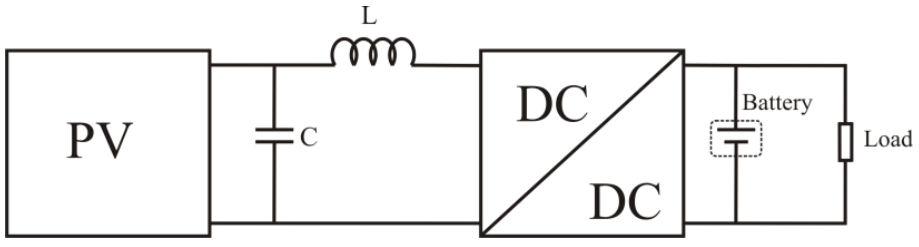


Fig. 3-7. Schéma du système photovoltaïque

Le système comprend quelques groupes du panneau photovoltaïque, chaque groupe débite généralement dans un bus continu au travers un hacheur (élévateur ou abaisseur selon les niveaux de tension choisis) commandé à puissance maximale MPPT. L'objectif de ce convertisseur et de sa commande est de soustraire le maximum de puissance photovoltaïque

quelle que soient les conditions météo (éclairement, nuages et température). Cela est réalisé par l'optimisation de la tension DC appliquée par le hacheur aux bornes du panneau PV.

Dans un premier temps, nous déterminons les caractéristiques de puissance de chaque groupe de panneaux. Puis, à partir de relevés expérimentaux, nous évaluerons la caractéristique des convertisseurs DC-DC à pilotage MPPT.

Nous souhaitons obtenir la puissance maximale que peuvent fournir chaque groupe de panneaux photovoltaïques pour un ensoleillement et une température donnés. Nous pouvons présenter deux modèles différents de panneaux photovoltaïques [GER-09]

3.3.1 Modèle une diode

C'est le modèle le plus répondu dans la littérature [ALA-83], [VIL-09], [FRA-90] et [HUA-08], il est composé d'un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, d'une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et de deux résistances (série et shunt) pour les pertes. Chaque groupe de panneaux est une association série/parallèle de $n_s.n_p$ cellules élémentaires, n_s étant le nombre de cellules en série sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèle. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le générateur photovoltaïque de la *Fig. 3-8*.

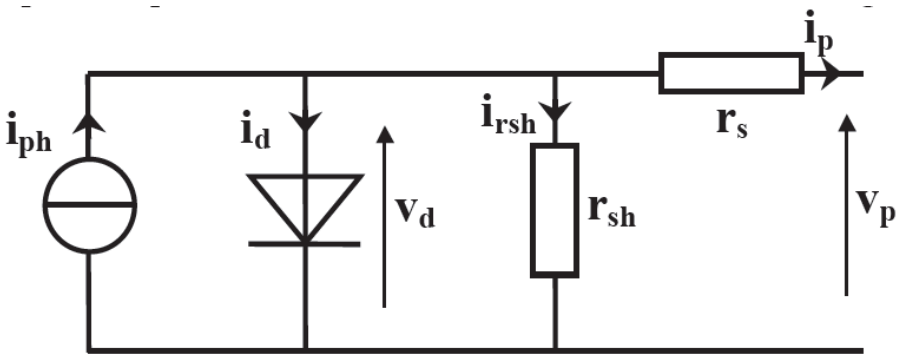


Fig. 3-8. Modèle une diode du PV

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

- Ensoleillement (λ) dans le plan des panneaux (W/m^2);
- Température (Tc) de jonction des cellules (^{0}C)

Les deux variables de sortie sont :

- Courant (Ipv) fourni par le groupe de panneaux (A) ;
- Tension (Vpv) aux bornes du groupe (V)

Nous obtenons une équation caractéristique pour un groupe de panneaux PV déduite du schéma électrique équivalent de la *Fig. 3-8*.

Nous utilisons dans ce qui suit les notations suivantes pour indiquer les paramètres dans chaque groupe de panneau:

- Courant photoélectrique $I_{PH} = n_p . i_{ph}$
- Courant en sortie du groupe $I_{PV} = n_p . i_p$
- Courant passant dans la diode (dans le modèle d'un groupe de panneaux) $I_d = n_p . i_d$
- Courant passant dans la résistance shunt $I_{SH} = n_p . i_{rsh}$
- Tension en sortie du groupe $V_{PV} = n_s . v_p$
- Résistance série du groupe $R_S = \frac{n_s}{n_p} . r_s$
- Résistance shunt du groupe $R_{SH} = \frac{n_s}{n_p} . r_{sh}$

$$I_{PV} = I_{PH} - I_S \left[exp\left(\frac{q(V_{PV} + I_{PV} R_S)}{kT_C A} \right) - 1 \right] - \frac{(V_{PV} + I_{PV} R_S)}{R_{SH}} \quad (3\text{-}1)$$

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

$$I_{PH} = \left[I_{SC} + K_I \left(T_C - T_{ref} \right) \right] \lambda \quad (3\text{-}2)$$

Où :

- I_{SC} courant de court-circuit à 25^0C et 1000 W/m^2 ;
- K_I coefficient de température de la cellule ;
- T_{ref} température de référence des panneaux

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

$$I_S = I_{RS} \left(\frac{T_C}{T_{ref}} \right)^3 exp\left[qE_G \frac{\left({}^1/_{T_{ref}} - {}^1/_{T_C} \right)}{kA} \right] \quad (3\text{-}3)$$

Où :

- I_{RS} : courant de saturation ;
- k : constante de Boltzmann (1,38.10-23 J/K) ;
- q :charge élémentaire (1,6.10-19 C) ;
- A : facteur d'idéalité de la jonction ;
- E_G : est l'énergie de gap

En réalité, le rendement du panneau est peu dépendant de R_{sh}. Nous pouvons donc négliger l'effet de la résistance avec l'hypothèse de valeur infinie de R_{sh}. Au contraire, une petite variation de R_s va impacter considérablement la puissance en sortie du panneau. Puis, nous pouvons récrire l'équation (1) suivante :

$$I_{PV} = I_{PH} - I_S \left[exp\left(\frac{q(V_{PV} + I_{PV} R_S)}{kT_C A} \right) - 1 \right] \quad (3\text{-}4)$$

Dans le cas de court-circuit du panneau avec l'hypothèse d'un courant de fuite négligeable qui passe de la résistance R_{sh} à la terre, le courant de court-circuit est approximativement égal au photo-courant I_{PH} :

$$I_{PH} = I_{SC} \tag{3-5}$$

D'autre côté, dans le cas d'un circuit ouvert, la valeur de la tension à vide du panneau est calculé. Dans la cellule photovoltaïque, il apparait un courant de polarisation de la jonction PN. En effet, il est équivalent au courant de saturation de diode présenté sur la *Fig. 3-8*. Ce courant est calculé à la température des panneaux de référence 25^0C et est exprimé par l'équation suivante :

$$I_S = I_{SC}\left[exp\left(\frac{qV_{OC}}{kT_CA}\right) - 1\right] \tag{3-6}$$

Nous remarquons que nous obtenons une fonction implicite de la forme :

$$I_{PV} = f(I_{PV}, V_{PV}, \lambda, T_C) \tag{3-7}$$

Avec les paramètres donnés par les producteurs de panneaux V_{OC}, I_{SC}, K_i, A et R_S.

3.3.2 Modèle deux diodes

D'après [SUT-13] et [ALT-07], les auteurs ont montré que, lorsque l'irradiation est faible, le modèle deux diodes est plus précis que le modèle une diode en termes de caractéristiques I(V) de la cellule (entre le résultat du modèle et la donnée des producteurs de panneaux). Dans cette partie, nous avons donc présenté le modèle deux diodes en prenant en compte la littérature [CHR-99], [SAM-10], [DAS-13] et [GER-09]. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans ce cas celui de la *Fig. 3-9*

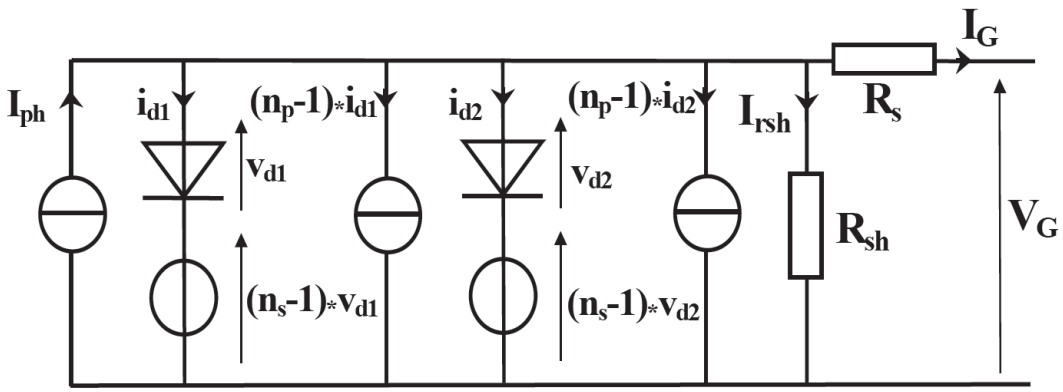


Fig. 3-9. Modèle deux diodes du PV.

Nous avons obtenu le courant sorti du panneau :

$$I_{PV} = I_{PH} - I_{S1} - I_{S2} - I_{SH} \tag{3-8}$$

Pour les courants de recombinaison qui représentent la polarisation de la jonction PN, nous avons :

$$I_{S1} = I_{RS1}\left[exp\left(\frac{q}{k.A.n_s.T_C}(V_{PV} + R_S.I_{PV})\right) - 1\right] \tag{3-9}$$

$$I_{S2} = I_{RS2}\left[exp\left(\frac{q}{2.k.A.n_s.T_C}(V_{PV} + R_S.I_{PV})\right) - 1\right] \tag{3-10}$$

Les courants de saturation sont :

$$I_{S1} = K_1.T_C^3.\left(exp\left(-\frac{E_G}{k.T_j}\right)\right) \tag{3-11}$$

$$I_{S2} = K_2.T_C^3.\left(exp\left(-\frac{E_G}{2.k.T_j}\right)\right) \tag{3-12}$$

A partir des équations (3-8), (3-9), (3-10), (3-11) et (3-12), nous pouvons alors écrire l'équation finale :

$$\begin{aligned} I_{PV} = {} & \left[I_{SC} + K_I\left(T_C - T_{ref}\right)\right]\lambda - I_{RS1}\left[exp\left(\frac{q}{k.A.n_s.T_C}(V_{PV} + R_S.I_{PV})\right) - 1\right] \\ & - I_{RS2}\left[exp\left(\frac{q}{2.k.A.n_s.T_C}(V_{PV} + R_S.I_{PV})\right) - 1\right] - \frac{(V_{PV} + R_S.I_{PV})}{R_{SH}} \end{aligned} \tag{3-13}$$

Avec les paramètres donnés par les producteurs de panneaux V_{OC}, I_{SC}, K_i, A et R_S.

3.4 Les topologies du système photovoltaïque

Dans cette partie, nous allons présenter les architectures de champs PV permettant la connexion au réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la fonction de base "conversion". Une grande diversité de topologies de champs PV est présentée dans la thèse de Vighetti [VIG-10]. L'auteur a aussi fait une étude à propos des avantages et des désavantages de chaque topologie. Parmi les topologies dans sa thèse, nous aurons choisi deux topologies afin de présenter dans les paragraphes suivants, car ils utilisent un seul onduleur entre les champs les PV et le réseau électrique. ;et ils nous permettent de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV.

3.4.1 Le hacheur associé en parallèle

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversion et simplifier la stratégie de contrôle l'interrupteur (voir un exemple de ce système dans la *Fig. 3-10*). Néanmoins, il faut bien dimensionner cet onduleur car il est très important dans la chaîne de la conversion et aussi du transfert de l'énergie des panneaux PV dans le réseau.

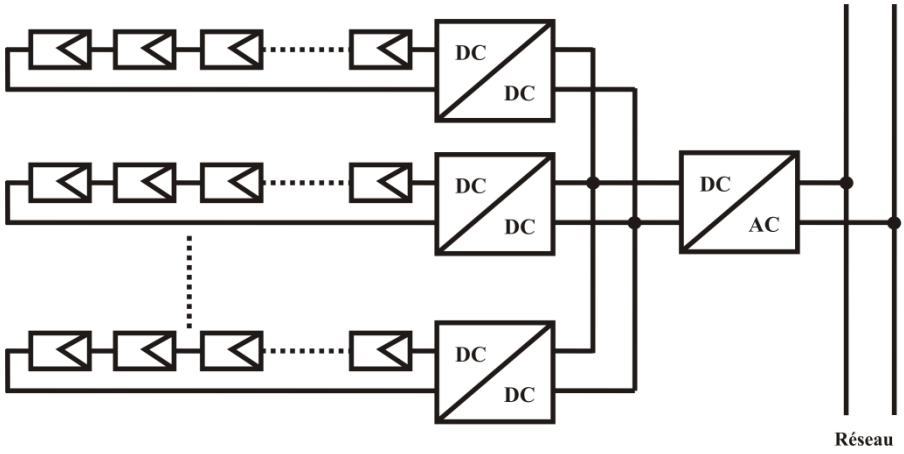


Fig. 3-10. Schéma d'un système PV avec hacheur rangé.

Cette topologie est choisie dans notre système étude pour injecter des chaînes du PV dans le réseau. Le MPPT se fait pour chaque chaîne. Il est indépendant l'un après l'autre. De plus, le bus continu à l'avantage d'intégrer facilement un système de stockage.

3.4.2 Le hacheur associé en série

Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs nécessaires à la topologie hacheur modulaire parallèle est de mettre la sortie des hacheurs en série. Ainsi le rapport d'élévation est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté. La *Fig. 3-11* montre le hacheur modulaire série.

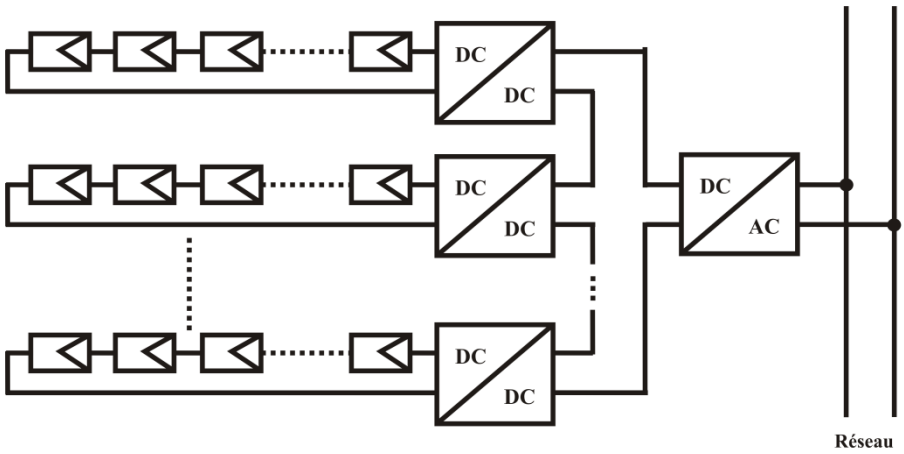


Fig. 3-11. Schéma d'un système PV avec hacheur série.

Cette topologie permet de diminuer le rapport d'élévation des hacheurs et ainsi d'augmenter le rendement. En revanche, la mise en série des hacheurs implique une dépendance des points de fonctionnement des uns par rapport aux autres et complexifie les lois de commandes et le dimensionnement de la structure.

3.5 Stratégie MPPT développée

Ils existent plusieurs méthodes pour chercher la puissance maximale convertie par le panneau photovoltaïque grâce au convertisseur DC/DC associé. Ce dernier, permet de régler la tension en sortie du panneau afin de suivre la puissance de sortie maximale produite par le générateur photovoltaïque. En sortie du convertisseur, une batterie est connectée. Nous faisons l'hypothèse que cela permet de conserver la tension en sortie du panneau photovoltaïque constante. Pour déterminer la puissance maximale en sortie du système (générateur PV, convertisseur DC/DC et batterie) il est possible de mesurer la valeur moyenne du courant en sortie du système. Par la suite, nous nous intéressons au courant passant par la diode du convertisseur DC/DC.

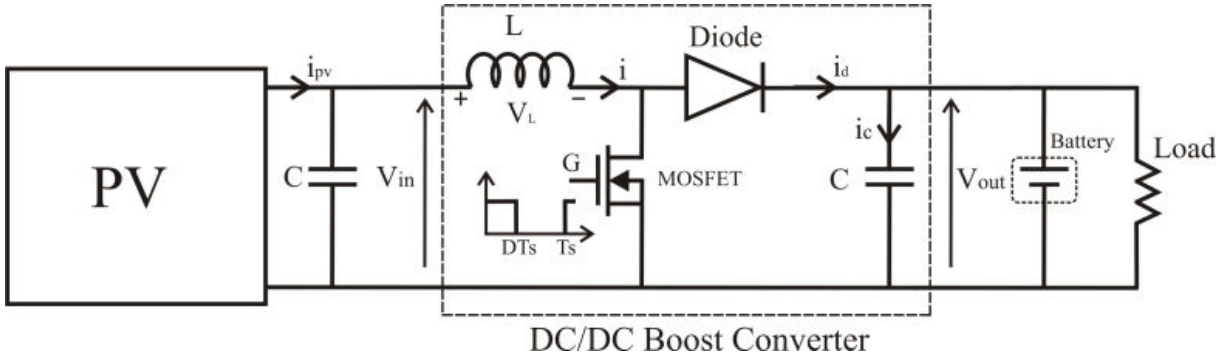


Fig. 3-12. Système PV détaillé avec PV + hacheur + batterie.

Sur la *Fig. 3-12*, le courant en passant diode peut exprimer par l'équation suivante :

$$i_D(t) = \begin{cases} i_{PV}(t) & lorsque\ le\ MOSFET\ est\ ouvert, l'état de\ "OFF" \\ 0 & lorsque\ le\ MOSFET\ est\ fermé, l'état de\ "ON" \end{cases} \quad (3\text{-}14)$$

Le courant moyen passant dans la diode peut être décrit par l'équation suivante :

$$\langle i_D \rangle = I_{PV}(1 - D) \quad (3\text{-}15)$$

Les équations (3-4) et (3-15) permettent d'en déduire que ce courant moyen est une fonction de la température et de l'ensoleillement :

$$\langle i_D \rangle = \left\{ I_{PH} - I_S \left[exp\left(\frac{q(V_{PV} + \langle i_D \rangle / (1 - D) . R_S)}{kT_C A} \right) - 1 \right] \right\} (1 - D) \quad (3\text{-}16)$$

Il y a aussi une autre relation entre la tension de sortie du panneau et la tension de sortie du convertisseur par l'équation ci-dessous :

$$V_{PV} = V_{Batt}(1 - D) \quad (3\text{-}17)$$

En remplaçant V_{PV} par V_{Batt}, le courant moyen est donné par (2.19)

$$\langle i_D \rangle = \left\{ I_{PH} - I_S \left[exp\left(\frac{q(V_{Batt}(1-D) + \langle i_D \rangle / (1-D) \,.\, R_S)}{kT_C A} \right) - 1 \right] \right\} (1-D) \qquad \text{(3-18)}$$

L'équation (3-18) montre que le courant moyen est une fonction du rapport cyclique liée à la température et à l'ensoleillement. Nous déterminons la valeur du rapport cyclique (entre 0 à 1) qui permet d'avoir le courant moyen de sortie maximal. Puis, cette valeur est conservée jusqu'à un changement de température ou d'ensoleillement ou bien des deux.

Nous utilisions MATLAB/Simulink pour créer un modèle qui s'appelle "Recherche et conservation de la valeur maximale (RCVM)". Ce modèle est présenté par la *Fig. 3-13*.

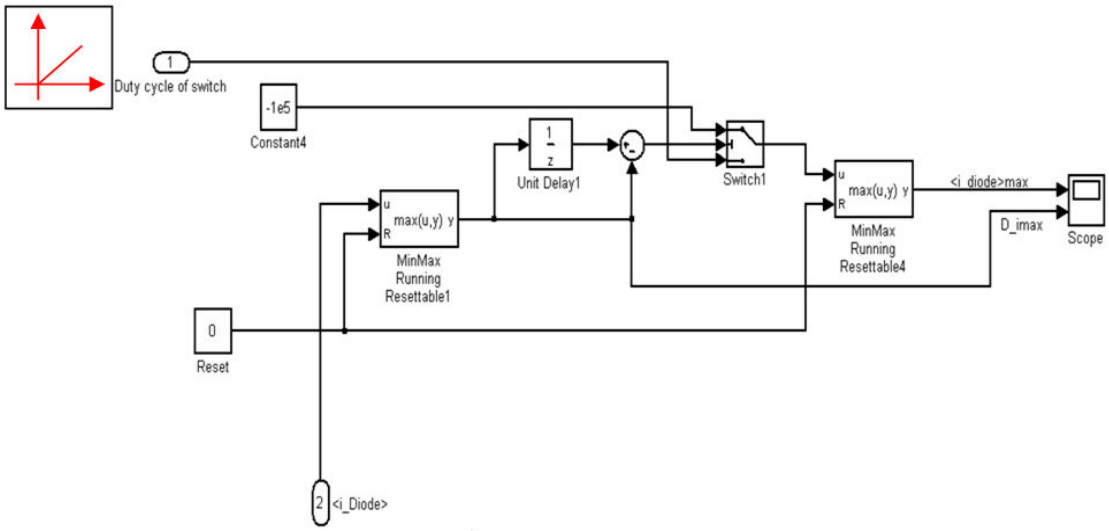


Fig. 3-13 . Modèle de Recherche et conversation de la valeur maximale.

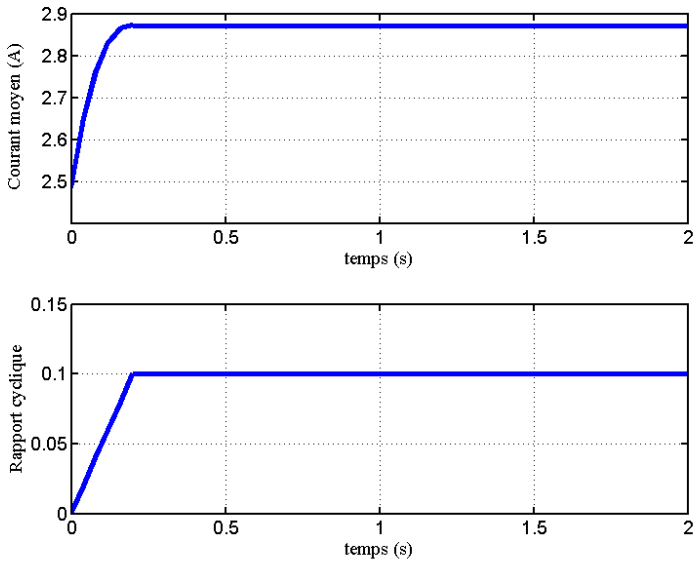


Fig. 3-14. Recherche et conservation du courant moyen maximal passant diode

La *Fig. 3-14* présente un résultat obtenu avec le modèle RCVM [DAN-121]pour une valeur d'ensoleillement et de température donnée. Nous pouvons déterminer la valeur du courant moyen maximal passant par la diode avec différentes conditions atmosphériques. A partir de cette valeur, nous déduirons la valeur de la puissance maximale produite par le panneau photovoltaïque.

Par la suite, nous avons établi un modèle de ce système PV dans MATLAB/Simulink présenté à la *Fig. 3-15* correspondant à l'association du groupe de panneau avec le modèle une diode :

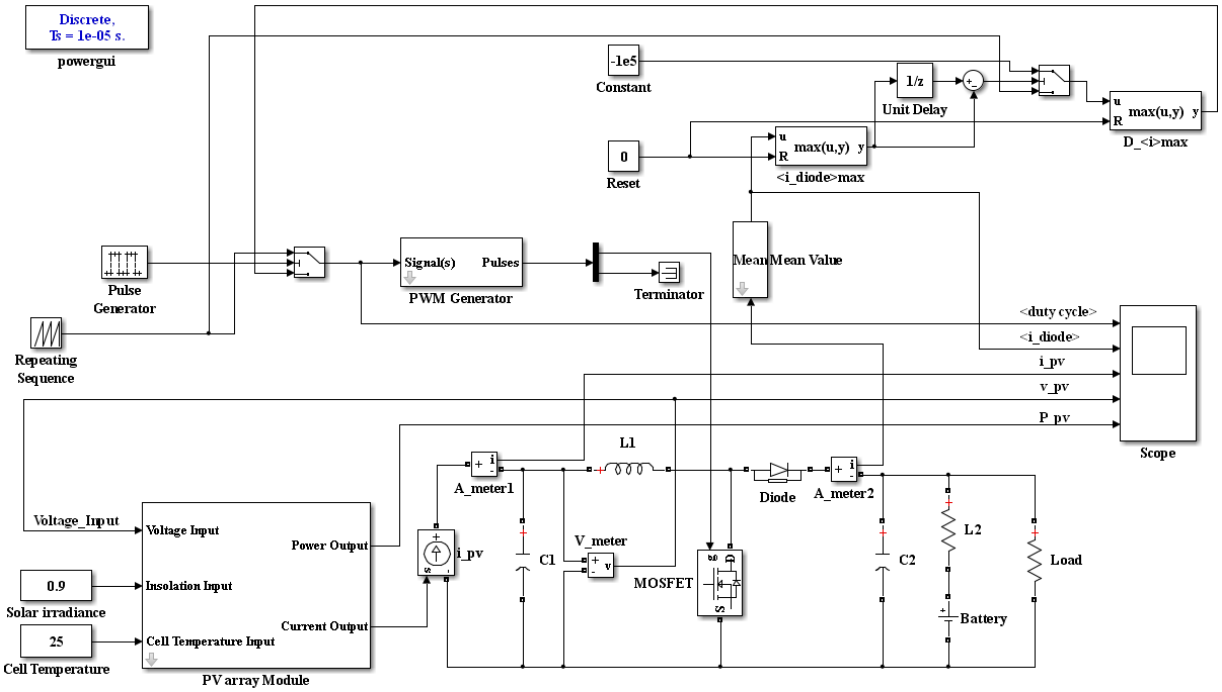


Fig. 3-15. Modèle du système PV avec RCVM dans MATLAB/Simulink.

Ce modèle se compose de trois parties principales: un modèle du panneau PV, un modèle du convertisseur DC/DC (avec des composants physiques présents à MATLAB/Simulink) et un modèle RCVM. Sur cette simulation, le courant de la diode du convertisseur est relié à un bloc qui s'appelle "Mean Value Block" dans Simulink afin d'obtenir la valeur moyenne du courant. Après, ce courant arrive au RCVM pour rechercher et conserver la valeur maximale correspondante à chaque température et niveau d'ensoleillement.

Nous avons imposé trois valeurs différentes pour l'ensoleillement (λ = 300 W/m^2 ; 600 W/m^2 et 900 W/m^2) et puis trois valeurs de températures (T_C = 15^{0}C ; 35^{0}C et 55^{0}C) dans notre simulation. Pour chaque changement d'ensoleillement, nous conservons la valeur de la température constante, ici nous choisissions la température de 15^{0}C. De la même manière pour le changement de température, nous sélectionnons un ensoleillement de 900 W/m^2.

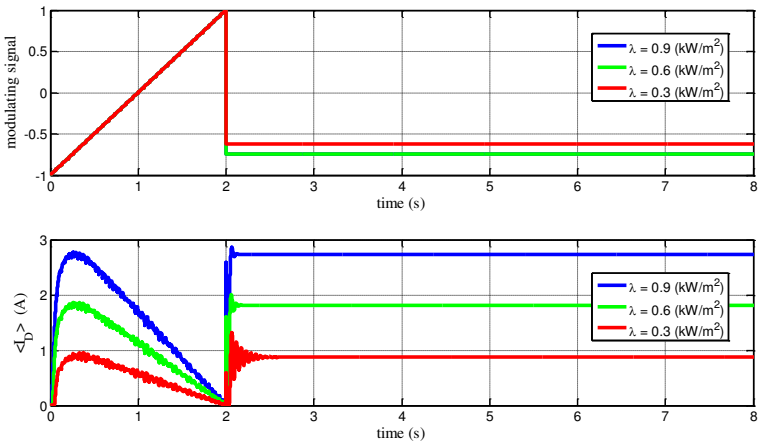


Fig. 3-16. Evolution du courant moyen de la diode avec différent valeur l'ensoleillement.

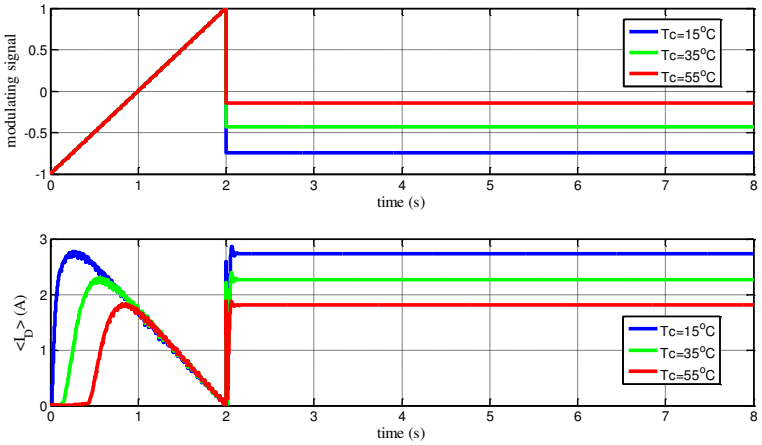


Fig. 3-17. Evolution du courant moyen de la diode avec différent valeur température.

Les *Fig. 3-16* et *Fig. 3-17* montrent le rapport cyclique de commande du transistor MOSFET et le courant moyen en sortie de la diode. Nous pouvons remarquer que ce courant a changé ainsi que le rapport cyclique correspondant; le courant moyen maximal est bien conservé après la période de recherche de 2 secondes.

Notons que le modèle du convertisseur DC/DC proposé dans MATLAB/Simulink avec des composants physiques est assez lent, ce qui reste problématique. C'est pourquoi nous nous intéressons par la suite à un modèle équivalent du convertisseur DC/DC. Dans ce modèle équivalent, il faut prendre en compte les pertes dans des composants électroniques comme les pertes cuivre dans l'inductance et les pertes par conduction. De plus, nous faisons l'hypothèse que les pertes par commutations peuvent être négligées, car le niveau de tension est de 24 V et la fréquence de couplage a une valeur maximale de 1 kHz (Dans la réalité, cette fréquence est de 100 kHz).

Pour estimer les pertes des composants du convertisseur DC/DC, nous insérons des résistances correspondantes avec les composants des convertisseurs. Pour l'inductance, elle a été remplacée par une résistance R_L avec une valeur que l'on a extraite des données

techniques du constructeur. La résistance interne de la diode a été exprimée par une résistance *Ron* qui est appliquée lorsque la diode conduit. La dernière résistance est la résistance de l'interrupteur (ici soit un MOSFET soit un IGBT), elle fonctionne quand l'interrupteur conduit un courant. Ces différentes valeurs de résistance peuvent être déduites des données techniques du constructeur. La *Fig. 3-19* présente un modèle moyen du convertisseur où sont remplacés tous les composants électroniques du modèle physique précédent :

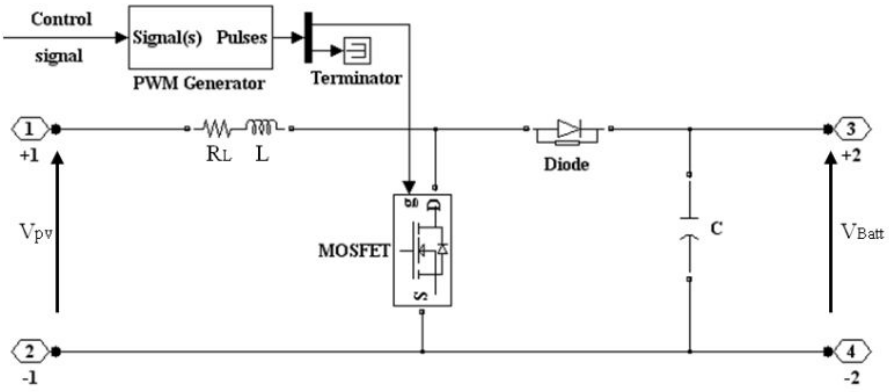


Fig. 3-18. Modèle du hacheur élévateur physique.

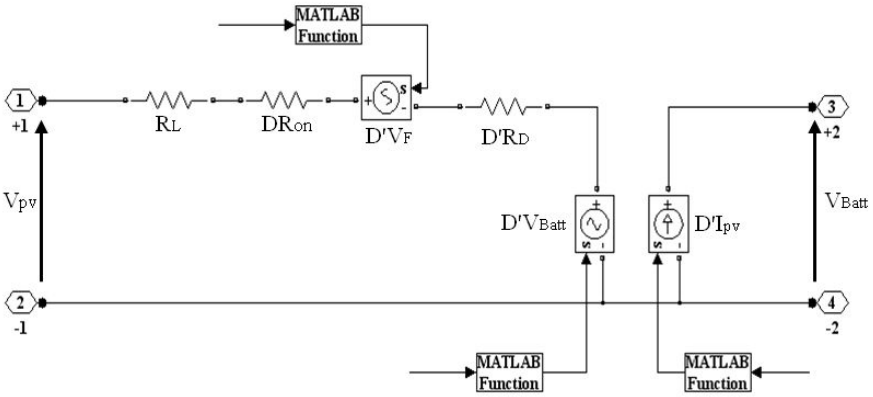


Fig. 3-19. Modèle du hacheur élévateur moyen.

Dans le modèle physique du hacheur élévateur, normalement, la fréquence de découpage de l'interrupteur est d'environ 20 kHz, le temps discrèt de ce modèle est inférieure à 5 µs. En conséquence, ce qui prend du temps de calcul, c'est la fréquence découpage dans le bloc de génératrice PWM. En effet, la fonction du bloc "***PWM generator***" est de générer un signal s'appelant rapport cyclique, afin de contrôler le temps de l'ouverture et la fermeture de l'interrupteur. Ainsi ce temps va impacter sur les pertes par commutation et aussi sur les pertes par conduction du hacheur. Bien évidemment, pour diminuer le temps de simulation, il faut chercher un moyen de remplacer ce bloc dans le modèle équivalent. Ils sont présentés dans le modèle équivalent (voir la *Fig. 3-19*). Dans ce modèle, les résistances internes de diode et d'IGBT produisant avec la valeur de rapport cyclique pour exprimer ces pertes. Le hacheur élévateur opère en mode de conduction continu, c'est-à-dire que le courant passant par l'inductance est toujours supérieur zéro. Donc il faut bien choisir une valeur l'inductance

permettant d'opérer toujours en mode de conduction continu. Selon [MAK-00], cette valeur minimale est déterminée comme :

$$L_{min} = \frac{V_{Batt}}{4f(\Delta i_L)_{max}} \quad (3\text{-}19)$$

où f est la fréquence découpage qui contrôle la fermeture et ouverture les interrupteurs $(\Delta i_L)_{max}$ est l'ondulation de courant maximale passant par l'inductance.

De plus, la valeur du condensateur est choisie afin de maintenir la tension de sortie dans une tolérance acceptable. Donc la valeur minimale de la capacité est donnée dans [MAK-00] par l'équation suivante :

$$C_{min} = \frac{V_{Batt}}{Rf(\Delta v)_{max}} \quad (3\text{-}20)$$

où $(\Delta v)_{max}$ est l'ondulation maximale de tension aux bornes du condensateur.

Le tableau représente des paramètres choisis pour chaque composant du hacheur élévateur :

Issue	Symbole	Paramètre	Valeur	Unité
MOSFET	V_{DSS}	Drain-to-Source voltage	100	V
	$R_{DS(on)}$	Static Drain-to-Source on-resistance	0,185	Ω
	I_D	Continuous drain current	10	A
Diode	I_{FAV}	Average forward rectified current	10	A
	V_{RRM}	Repetitive peak reverse voltage	100	V
	V_F	Forward voltage	0,66	V
Inductance	L	Ferrite inductor	30	mH
Condensateur	C	Power capacitor	2,5	mF
Panneau solaire	P_p	Typical peak power	60	W
	V_{pp}	Voltage at peak power	17,1	V
	I_{pp}	Current at peak power	3,5	A
	I_{SC}	Short-circuit current	3,8	A
	V_{OC}	Open-circuit voltage	21,1	V
	K_I	Temperature coefficient of short-circuit current	3	$mA/^0C$
	A	Ideal factor (Si-poly technology)	1,3	
	L×W	Dimensions	0,5173	m^2

TABLEAU 3-1. Paramètres des composants de système photovoltaïque

Pour comparer ces deux modèles, nous associons chaque modèle avec le système photovoltaïque. Dans un premier temps, le modèle physique du hacheur élévateur est utilisé et puis nous remplaçons ce modèle par le modèle moyen. L'objectif est de vérifier que le modèle

moyen peut remplacer modèle physique et aussi regarder la possibilité d'améliorer le temps calcul. En termes de comparaison, nous déterminons la puissance de sortie du système PV en relevant la valeur moyenne du courant passant par la diode ainsi que la tension de sortie du panneau solaire. Bien entendu il y a une relation entre les tensions entrée et sortie du hacheur élévateur ; et aussi le courant d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC.

Le rapport entre tension d'entrée et de sortie du hacheur varie avec le rapport cyclique dans le modèle moyen du convertisseur par l'équation suivante :

$$V_{PV} = V_{Batt}\left(D' + \frac{R_L}{RD'} + \frac{DR_{on}}{RD'} + \frac{R_D}{R}\right) + D'V_D \tag{3-21}$$

Avec

$$D + D' = 1 \tag{3-22}$$

La *Fig. 3-20* présente une comparaison entre le courant moyen passant par la diode obtenu avec les deux modèles. Hypothétiquement, la tension de sortie du hacheur élévateur est maintenue constante car la batterie est idéale dans notre simulation. Dans plusieurs études précédentes, pour déterminer la puissance de sortie maximale, il faut mesurer également la tension de sortie ainsi que le courant de sortie du panneau PV. Néanmoins, dans notre étude, nous ne mesurons que le courant moyen dans la diode.

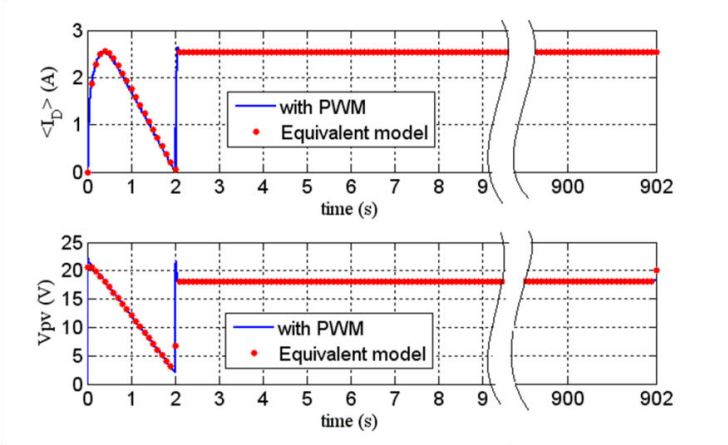


Fig. 3-20. Comparaison entre modèle convertisseur physique et celui moyen en terme du courant moyen de diode.

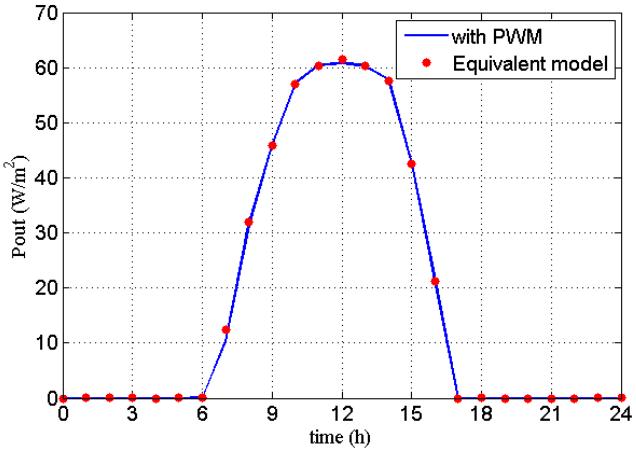


Fig. 3-21. Comparaison entre modèle convertisseur physique et celui de moyen en terme de la puissance sortie du PV.

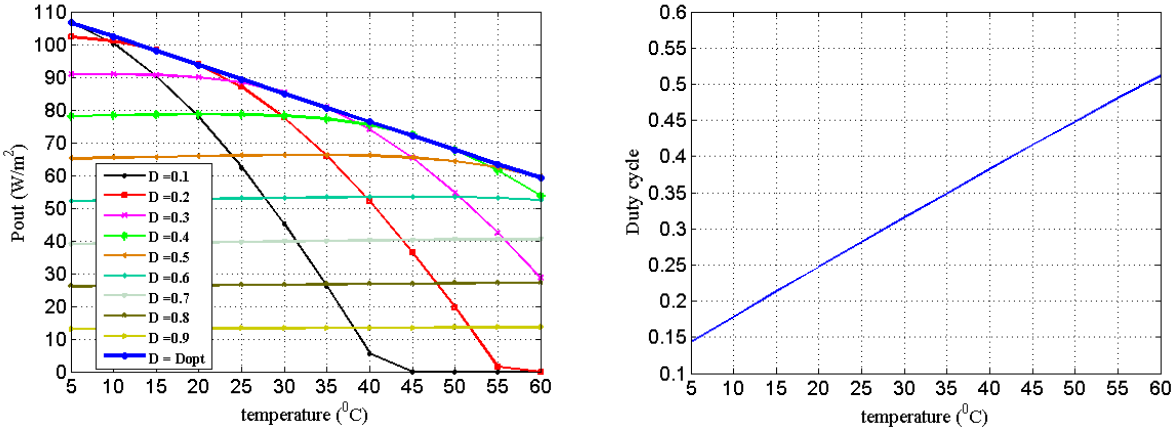
La *Fig. 3-21* représente aussi la comparaison de la puissance en sortie du système PV entre les deux modèles. Les deux puissances sont proches, car les pertes de commutation sont négligées dans les deux modèles. Ce résultat nous permet d'appliquer le modèle moyen du hacheur élévateur sur le long terme (une année voir plus). Par la suite, nous prenons le modèle moyen pour déterminer la production du système photovoltaïque avec des données atmosphériques dans la ville de Hanoï pendant une année. L'énergie extraite du système photovoltaïque est calculée avec différents scénarios avec : changement de l'ensoleillement, de la température et les deux paramètres en même temps

Nous voulons aussi étudier la production du système avec différentes valeurs du rapport cyclique, car cette valeur a un impact considérable sur l'énergie produite. La question ici est : doit-on maintenir la valeur du rapport cyclique constante pendant une année ou alors faut-il le réglé en fonction des conditions climatiques ? Autrement dit, est-il nécessaire de réaliser une commande MPPT et quel est son gain par rapport à une commande simple à tension constante ?

Dans le premier cas, l'ensoleillement est maintenu constant pendant une année à 0,9 kW/m2. Par contre, la température peut changer à chaque l'instant. L'énergie est calculée avec chaque valeur du rapport cyclique. La sortie ici est l'énergie produite annuellement pour chaque valeur du rapport cyclique de 0 à 1 ; pour extraire la puissance maximale en sortie du système photovoltaïque il faut chercher le point maximal pour chaque condition atmosphérique. C'est-à-dire que cette valeur va varier avec chaque valeur de radiation solaire et de température. C'est pourquoi nous voulons évaluer l'impact des conditions atmosphériques sur la production du système. Evidemment, lorsque la valeur du rapport cyclique est retenue constante, la valeur de la tension de sortie du panneau photovoltaïque est aussi constante. En se basant aux courbes caractéristiques du panneau photovoltaïque, nous pouvons observer que si l'ensoleillement est constant, la variation de la tension (où est trouvée la puissance sortie maximale) est légère, et inversement si la température est constante, la variation de la tension, pour une puissance maximale est considérable.

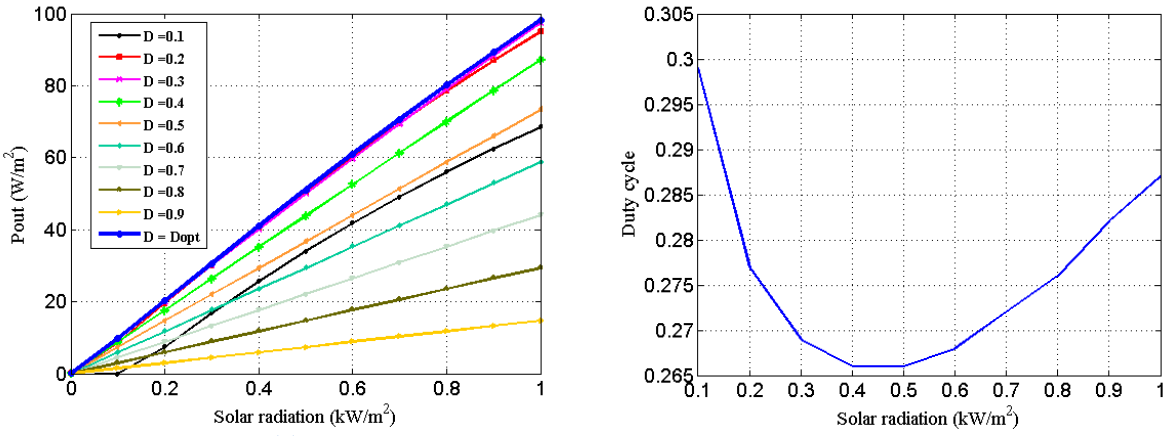
Effectivement, les jours où le changement de température est important, nous pourrions obtenir une puissance de sortie du système PV plus grande avec des rapports cycliques variables.

On peut remarquer que le rapport cyclique optimal change légèrement dans le deuxième scénario, car la tension de la puissance maximale varie elle aussi légèrement en suivant la courbe caractéristique du panneau photovoltaïque. Au contraire, dans le premier scénario, le rapport cyclique optimal change considérablement, car la tension évolue beaucoup.



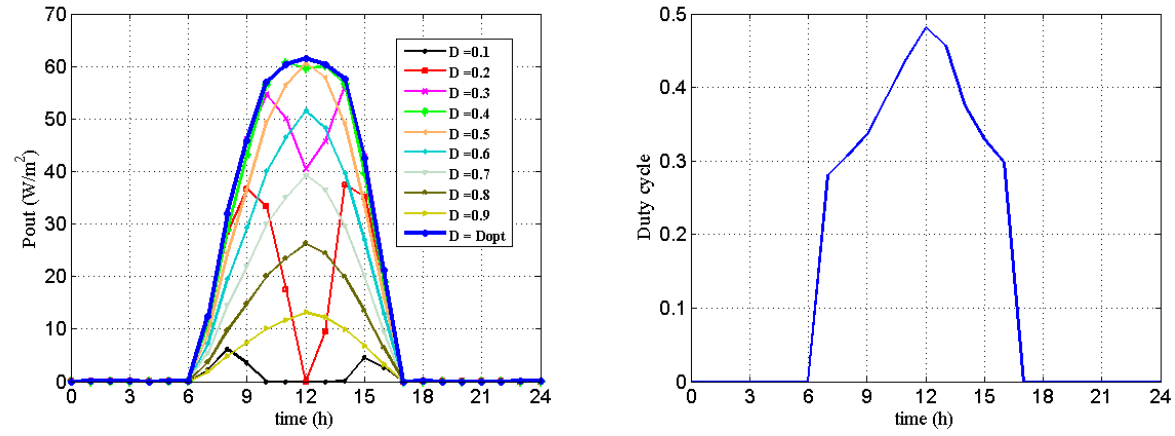
(a) *(b)*

Fig. 3-22. Premier scénario : ensoleillement constant et température variable
(a) puissance sortie du PV (b) rapport cyclique optimal



(a) *(b)*

Fig. 3-23. Deuxième scénario: ensoleillement variable et température constante
(a) puissance sortie du PV (b) rapport cyclique optimal



(a) *(b)*

Fig. 3-24. Troisième scénario: l'ensoleillement varié et température variée pendant une journée
(a) puissance sortie du PV rapport cyclique optimal (b) rapport cyclique optimal

Nous calculons maintenant la production d'énergie du système photovoltaïque sur année en appliquant le rapport cyclique optimal. La *Fig. 3-25* montre que la production avec un rapport cyclique optimal est supérieure que lorsque les valeurs du rapport cyclique sont fixées.

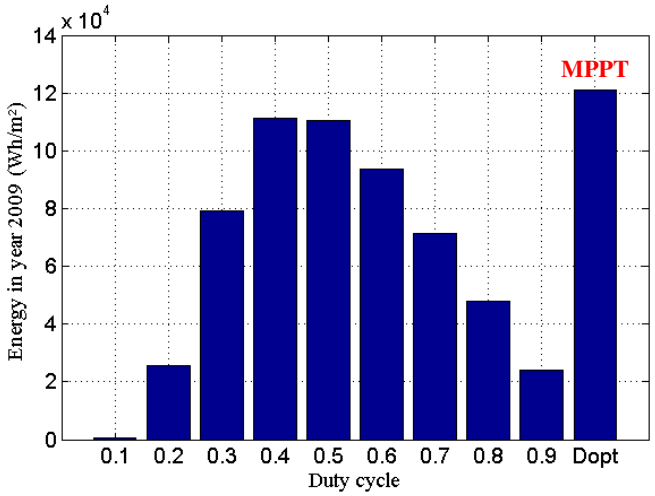


Fig. 3-25. Energie produit par un système PV pendant une année avec différents valeurs du rapport cyclique.

Dans les conditions atmosphériques réelles (*documentation en annexe*), les deux paramètres d'ensoleillement et de température changent. C'est pourquoi la forme du rapport cyclique dans la *Fig. 3-24* est la combinaison des deux cas précédents. Il y des moments où la température varie plus fortement que l'éclairement, et d'autres fois où l'ensoleillement change plus rapidement que la température (journées nuageuses par exemple). La température ici a été mesurée sur des panneaux photovoltaïques. Cette température est différente de la température de l'air car il y a un échauffement des panneaux PV à cause du soleil. En conséquence, la température sur des panneaux est plus haute que celle de l'air. Cela va avoir à diminuer le rendement du panneau. Dans ce cas-là, l'utilisation des valeurs du rapport cyclique optimal permet de produire plus efficacement qu'avec des rapports cycliques constants [DAN-122].

3.6 Modélisation des éléments du système de stockage

La production d'énergie par les systèmes photovoltaïques est très variable à cause des conditions atmosphériques. C'est pourquoi il faut étudier un système de stockage associé. Dans notre étude, nous avons choisi un stockage électrochimique de type Plomb-Acide. Bien que la tenue au cyclage de ces dernières ne soit pas importante par rapport à d'autres technologies telles que le Lithium, mais elles présentent l'avantage d'un coût à l'investissement et à la maintenance beaucoup plus faible, paramètre important dans le contexte de notre étude : développement des EnR dans les pays émergeants.

Pour les batteries PbA, nous utilisons, dans notre étude du modèle dit de CIEMAT [ISA-03]. Ce modèle est montré sur la *Fig. 3-26*, la batterie comprend deux éléments : une source de tension et sa résistance interne.

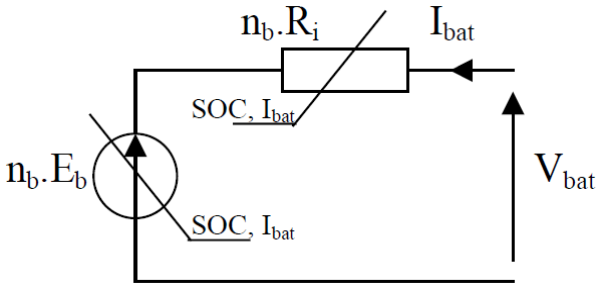


Fig. 3-26. Schéma électrique de la batterie dans modèle CIEMAT **[GER-09]**

Pour n_b cellules en séries, nous pouvons exprimer la tension aux bornes du système de stockage :

$$V_b = n_b.E_b + n_b.R_i.I_{bat} \tag{3-23}$$

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

Dans notre modèle, nous choisissons la batterie dans l'intervalle de 2 Ah jusqu'à 450 Ah. Pour décrire les caractéristiques de la batterie, trois équations de tension dans trois régimes différents de charge (indice "c"), surcharge (indice "oc") et décharge (indice "d") sont présentées en prenant en compte dans la littérature [MAR-03], [GER-09] et [THI-10]. Avant tout, l'expression normalisée de la capacité, C_{bat}, de la batterie est présenté dans le paragraphe suivant. Car les caractéristiques de batterie ainsi que l'état de charge de la batterie sont relié avec la capacité temporelle de batterie dans le régime de charge ou de décharge.

3.6.1 Equation de la capacité temporelle de batterie CIEMAT

Dans sa thèse [GER-09], Oliver Gergaud a proposé un modèle dans lequel la capacité batterie varie en fonction du courant moyen de décharge ($\overline{I_{bat}(t)}$), le courant I_{10} (c'est le courant de décharge de batterie pendant une période de 10 heures), de l'échauffement de la batterie ΔT et enfin de la capacité nominale C_{10}

$$\frac{C_{bat}(t)}{C_{10}} = \frac{1{,}7889}{1 + 0{,}6694\left(\frac{\overline{I_{bat}(t)}}{I_{10}}\right)^{0{,}9}}.(1 + 0{,}005.\Delta T) \tag{3-24}$$

En se basant sur cette capacité temporelle de batterie, l'état de charge (SOC) temporelle de la batterie est déterminé par l'équation suivante :

$$SOC(t) = 1 - \frac{Q_d(t)}{C_{bat}(t)} \tag{3-25}$$

Avec $Q_d(t)$:la quantité manquant à la batterie
La variation de $Q_d(t)$ dépend du mode de fonctionnement de la batterie, (Q_d croit en décharge et décroît en charge)

$$Q_d(t) = \int_0^t I_{bat}(\tau)d\tau \tag{3-26}$$

Et à partir de l'état de charge de la batterie, la profondeur de charge de la batterie (DOD) peut être déterminée par l'équation suivante :

$$DOD(t) = 1 - SOC(t) \tag{3-27}$$

La profondeur de charge de la batterie sert à déterminer le vieillissement de la batterie, le nombre de remplacement de l'accumulateur. Dans le but de prévenir les décharges profondes et de limiter les phénomènes de gassing, l'état de charge de la batterie est généralement maintenu dans une certaine plage :

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \tag{3-28}$$

3.6.2 Equations des tensions de la batterie

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

$$\begin{cases} V_{bat_d}(t) = n_b.[1{,}965 + 0{,}12.SOC(t)] - n_b.\dfrac{|I_{bat}(t)|}{C_{10}}\left(\dfrac{4}{1+|I_{bat}(t)|^{1,3}} + \dfrac{0{,}27}{SOC(t)^{1,5}} + 0{,}02\right).(1 - 0{,}007.\Delta T) \\ V_{bat_c}(t) = n_b.[2 + 0{,}16.SOC(t)] - n_b.\dfrac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\left(\dfrac{6}{1+I_{bat}(t)^{0,86}} + \dfrac{0{,}48}{\left(1-SOC(t)\right)^{1,2}} + 0{,}036\right).(1 - 0{,}025.\Delta T) \\ V_{bat_{oc}}(t) = n_b.V_g(t) - n_b.\left(V_{ec}(t) - V_g(t)\right)\left[1 - exp\left(\dfrac{t-t_g}{\tau_g}\right)\right] \end{cases} \tag{3-29}$$

Pendant la période de charge de la batterie, lorsque la tension aux bornes s'élève à la tension de gassing (V_g), l'évolution de la tension présente une brusque augmentation, elle est approximée par une loi exponentielle. La tension de batterie à partir de cet instant t_g (où $V_{bat_c}(t_g) = V_g(t_g)$) est changé de $V_{bat_c}(t)$ à $V_{bat_{oc}}(t)$ dans l'équation (3-29).

D'après [MAR-03], les valeurs des tensions de gassing, V_g, et de fin de charge, V_{ec}, ainsi que celle de la constante de temps, τ_g sont présentées par la suite:

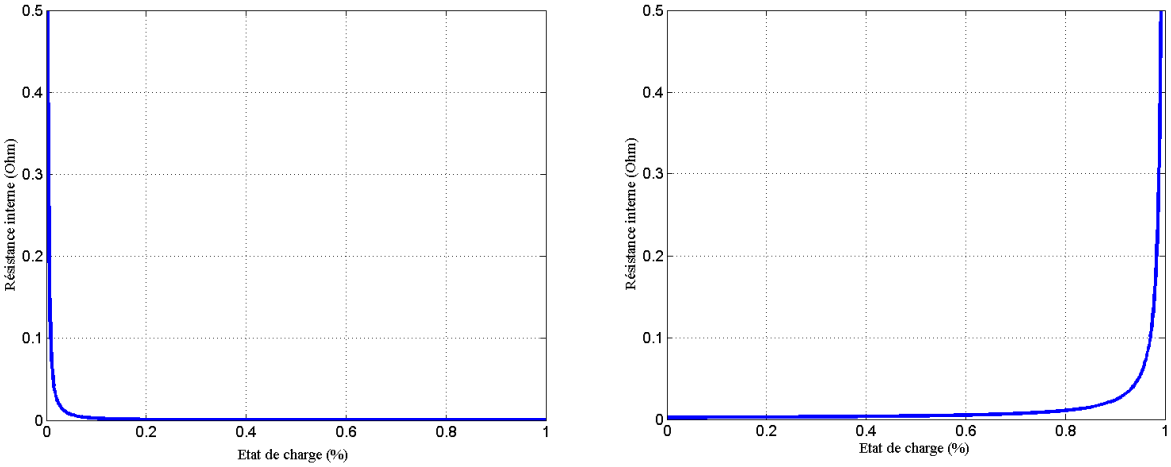
$$\begin{cases} V_{ec}(t) = \left[2{,}45 + 2{,}011.ln\left(1 + \dfrac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\right)\right].(1 - 0{,}002.\Delta T) \\ V_g(t) = \left[2{,}24 + 1{,}97.ln\left(1 + \dfrac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\right)\right].(1 - 0{,}002.\Delta T) \\ \tau_g = \dfrac{17{,}3}{1+852.\left(\frac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\right)^{1,67}} \end{cases} \tag{3-30}$$

3.6.3 Rendements de la batterie

Dans le modèle CIEMAT, nous souhaitons déterminer la résistance interne de l'accumulateur dans la période de charge et celle-là de décharge. La résistance peut être déduite à partir l'équation (3-23) et (3-29) par les équations suivantes :

$$\begin{cases} R_{i_{bat_d}}(t) = \dfrac{1}{C_{10}}\left(\dfrac{4}{1+|I_{bat}(t)|^{1,3}} + \dfrac{0,27}{EDC(t)^{1,5}} + 0,02\right).(1-0,007.\Delta T) \\ R_{i_{bat_c}}(t) = \dfrac{1}{C_{10}}\left(\dfrac{6}{1+I_{bat}(t)^{0,86}} + \dfrac{0,48}{\left(1-EDC(t)\right)^{1,2}} + 0,036\right).(1-0,025.\Delta T) \end{cases} \quad (3\text{-}31)$$

La température dans la batterie plomb est négligée dans notre étude. La température est constante dans toutes les simulations. La *Fig. 3-27* montre l'évolution de la résistance interne de la batterie par rapport d'état de charge de la batterie dans la période de charge et de décharge.



(a) *(b)*

Fig. 3-27. Résistance interne de l'accumulateur pendant: (a) la charge et (b) la décharge

Le rendement correspond à la différence entre l'énergie reçue par la batterie pendant la charge, et celle qui est restituée à la charge. Les réactions chimiques qui se produisent dans la batterie provoquent des pertes, notamment sous forme de chaleur. Les rendements globaux de la batterie comprennent des rendements coulombiens et des pertes Joule.

Le rendement coulombien en décharge est supposé être de 100%. Lorsqu'elle est en charge, le rendement dépend la grandeur de la charge, c'est-à-dire il dépend l'état de charge de la batterie et nous avons l'expression :

$$n_{cb_c}(t) = 1 - exp\left[\frac{20{,}73}{\frac{I_{bat}(t)}{I_{10}} + 0{,}55}.(EDC(t) - 1)\right] \quad (3\text{-}32)$$

Donc nous déduirons ici la formule pour déterminer la charge de la batterie dans le régime de charge et de décharge :

$$Q_{bat}(t) = \begin{cases} Q_{bat}|_{t=0} + \eta_{cb_c}(t).Q_{ech}(t) & if\ I_{bat}(t) > 0 \\ Q_{bat}|_{t=0} + Q_{ech}(t) & if\ I_{bat}(t) < 0 \end{cases} \quad (3\text{-}33)$$

Où la quantité de charge échangée est :

$$Q_{ech}(t) = \int_0^t I_{bat}(t')\,dt' \quad (3\text{-}34)$$

3.6.4 Vieillissement de batterie au plomb

Plusieurs processus de dégradations peuvent conduire au vieillissement de la batterie comme la stratification de l'acide, la sulfatation dure, le dégagement gazeux et le dessèchement des électrodes. Pour le fonctionnement en cyclage, les fabricants présentent la durée de vie de leurs accumulateurs sous la forme de courbes du nombre de cycles (charge/décharge) réalisables en fonction de la profondeur de décharge atteinte au cours de ces cycles (voir la *Fig. 3-28)*. Il s'agit d'une courbe caractéristique présentant la tenue en cyclage en fonction la profondeur en décharge en se basant sur des données de constructeur dans l'annexe de thèse d'Oliver Gergaud [GER-09].

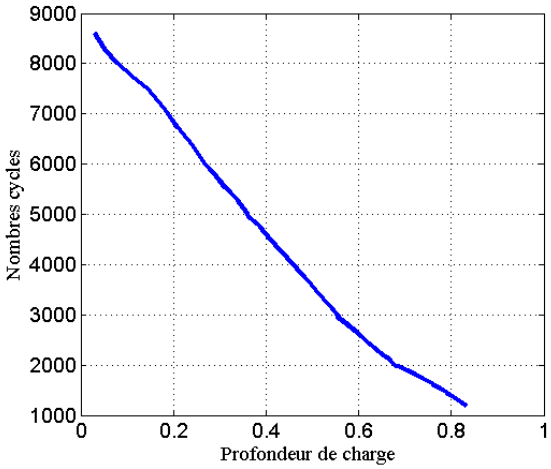


Fig. 3-28. Fonctionnement en cycle charge/décharge

Nous présentons ici deux méthodes permettant d'estimer le cyclage particulier d'une batterie utilisée dans une application PV système. La première méthode considère que l'énergie

échangée par l'accumulateur sur l'ensemble de sa durée de vie est constante, quelque soient les caractéristiques de ses cycles. La deuxième méthode prend en compte l'impact de chaque charge ou décharge partielle sur le vieillissement des accumulateurs.

Détermination du vieillissement avec une hypothèse d'énergie échangeable constante durant la vie de l'accumulateur

Prenant la courbe du nombre de cycle du constructeur, il est possible d'estimer l'énergie cumulée ayant transité dans la batterie tout au long de sa vie en supposant que l'état de charge moyen n'a pas changé énormément. L'énergie échangeable par Wh de la batterie peut être calculée par l'équation suivante :

$$W_{exch} = 2 * \overline{PDD} * N_{cyc} \quad \textbf{(3-35)}$$

Où

PDC : profondeur de charge de la batterie

Nous utilisons cette méthode dans notre étude car elle peut être acceptée pour la technologie plomb-acide sans commettre trop d'erreur [THI-10]. Pour une batterie au plomb de capacité nominale C_{nom} (ici, elle est également C_{10}), l'énergie maximale échangeable est déterminée par une expression suivante :

$$W_{tot_vie} = 2 * \overline{PDD} * N_{cyc} * C_{nom} \quad \textbf{(3-36)}$$

Le nombre de remplacement pour la batterie au plomb durant la vie du projet du système est déterminé :

$$n_{rempl} = \frac{\int_0^{t_{vie_proj}} |Q_{bat}(t)|.dt}{W_{tot_vie}} \quad \textbf{(3-37)}$$

Détermination du vieillissement en prenant en compte l'impact de charge et de décharge de la batterie durant toute la vie du projet

L'hypothèse principale de cette méthode est que le vieillissement dépend majoritairement de l'amplitude de ce cycle et non de sa valeur moyenne. Le nombre de cycles possibles est fonction de l'amplitude de ce cycle et non de la profondeur de décharge.

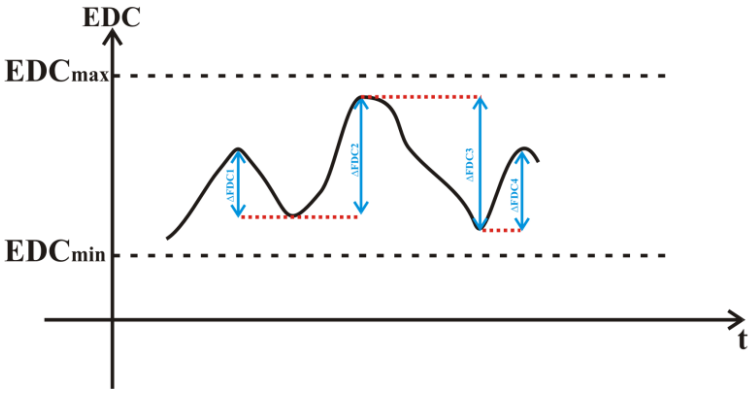


Fig. 3-29. Exemple d'évolution de charge/décharge et définition des cycles partiels

La *Fig. 3-29* présente un cycle partiel défini entre deux extrema d'évolution d'état de charge. Puis, il est possible de déterminer le vieillissement des accumulateurs par l'équation suivante :

$$n_{rempl} = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{n}\frac{1}{N_{cyc_i}} \tag{3-38}$$

Nous utilisons la formulation (3-39) afin de déterminer le nombre de cycles avec différentes amplitudes de cycle de la batterie durant son service du PV système :

$$N_{cyc_i} = \frac{1}{a_{batt_plomb} + b_{batt_plomb} \times \Delta FDC_i + c_{batt_plomb} \times \Delta FDC_i{}^2} \tag{3-39}$$

Notons qu'en toute rigueur la capacité nominale et la résistance interne de la batterie varient avec son état de vieillissement. Par simplification, cet aspect ne sera pas considéré dans nos études ni de gestion (chapitre 4) ni de dimensionnement/gestion (chapitre 5). Ces deux paramètres seront donc supposés indépendants du vieillissement.

3.6.5 Modélisation des convertisseurs de puissance pour évaluer des pertes

Dans cette partie, nous étudions les modèles analytiques de pertes dans le hacheur et l'onduleur monophasé. L'objectif ici est de trouver des modèles qui expriment les pertes instantanées générées par le transfert d'énergie entre les panneaux photovoltaïques et le réseau de distribution.

3.6.5.1 Pertes dans l'onduleur monophasé

Pertes par conduction dans l'onduleur

L'onduleur monophasé permet de régler à volonté l'amplitude de la tension délivrée. Le transistor supérieur du bras considéré est conducteur périodiquement (à la fréquence de découpage) avec un rapport cyclique *D* variable, uniquement lorsque le courant i est positif. La diode inférieure du même bras est conductrice avec un rapport cyclique *1 – D*, uniquement

lorsque le courant *I*est négatif. Les expressions (4-5) et (4-6) des pertes par conductions sont proposées par Bierhoff et Fuchs [BIE-04]

$$P_T = \frac{V_T I_m}{2\pi}\left(1 + \frac{\pi}{4} M cos\varphi\right) + \frac{r_T I_m^2}{2\pi}\left(\frac{\pi}{4} + \frac{2M}{3} cos\varphi\right) \quad (3\text{-}40)$$

$$P_D = \frac{V_D I_m}{2\pi}\left(1 - \frac{\pi}{4} M cos\varphi\right) + \frac{r_D I_m^2}{2\pi}\left(\frac{\pi}{4} - \frac{2M}{3} cos\varphi\right) \quad (3\text{-}41)$$

$$P_{pertes_cond} = 4(P_T + P_D) \quad (3\text{-}42)$$

Pertes par commutation dans l'onduleur

Les pertes par commutation (switching losses) se produisent pendant que les semi-conducteurs de puissance passent de l'état de conduction (ON) à celui de blocage (OFF) et inversement. Les pertes par commutation sont évaluées à l'aide des notices techniques du constructeur, par extrapolation des courbes d'énergies à l'amorçage Won(Ic) et au blocage Woff(Ic) des interrupteurs (IGBT ou MOSFET). Ainsi, les pertes par commutation s'expriment par :

$$P_{pertes_com} = 4 \times \frac{V_m}{V_{test}} \times f_s \times \left(W_{on} + W_{off}\right) \quad (3\text{-}43)$$

$$\text{Avec} \begin{cases} W_{on} = a_{on} I_m^2 + b_{on} I_m + c_{on} \\ W_{off} = a_{off} I_m^2 + b_{off} I_m + c_{off} \end{cases}$$

Les pertes par commutation sont proportionnelles à la fréquence de découpage. Par ailleurs, la fréquence de découpage d'un convertisseur doit être choisie suffisamment élevée pour que les composants passifs soient moins coûteux et moins volumineux : Le choix de la fréquence de découpage résulte donc d'un compromis entre les pertes par commutation et l'encombrement des éléments passifs associés au convertisseur.

3.6.5.2 Pertes dans le hacheur

Pertes par conduction dans le hacheur

L'analyse qui suit porte sur les pertes par conduction dans un convertisseur DC/DC de type hacheur comportant notamment un transistor, sa diode de roue libre et une inductance (L) de lissage en sortie. Le fonctionnement est supposé être en mode de conduction continue. Durant le temps de conduction t_{ON}, le transistor est parcouru par le courant i_L; durant le temps de blocage t_{OFF} c'est la diode qui conduit. Le rapport cyclique est noté *D*. La *Fig. 3-30* montre la composition du courant i_L : le courant i_T dans le transistor et le courant i_D dans la diode.

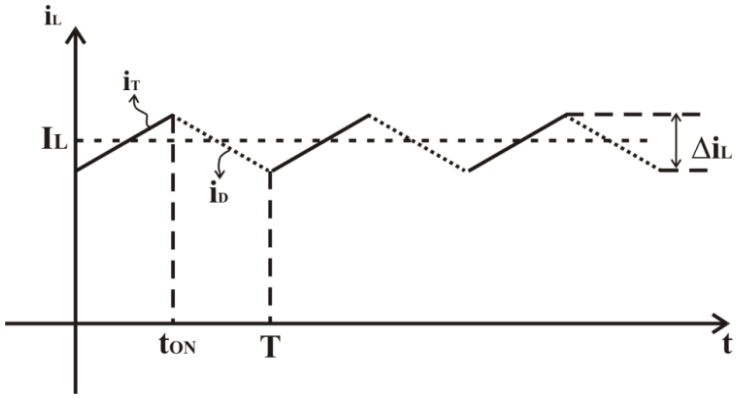


Fig. 3-30. L'évolution courant en passant l'inductance: courant i_T durant la fermeture de l'interrupteur et courant iD durant l'ouverture de l'interrupteur

Les pertes par conduction ont lieu dans le transistor durant t_{ON} et dans la diode durant t_{OFF}. L'équation (3-44) décrit des pertes conduction globales en fonction du courant efficace i_L, RMS et l'équation (3-45) qui exprime de les pertes globales, fait intervenir la valeur efficace i_L, RMS du courant dans l'inductance, laquelle est forcément supérieure à la valeur moyenne I_L à cause de l'ondulation de ce courant.

Afin de simplifier l'utilisation de nos modèles en limitant le nombre de paramètres au strict minimum, nous appliquons l'équation (3-45), laquelle correspond à des pertes globales maximales dans le cadre de la conduction continue : l'ondulation crête à crête du courant dans l'inductance est supposée le double de la valeur moyenne (cela correspond à la limite entre conduction continue et conduction discontinue).

$$P_{loss_hach} = \left(D.V_{ce} + (1-D).V_f\right).I_L + \left(D.r_T + (1-D).r_D\right).I_{L,RMS}^2 \quad \text{(3-44)}$$

$$P_{loss_hach} = \left(D.V_{ce} + (1-D).V_f\right).I_L + 4/3\,\left(D.r_T + (1-D).r_D\right).I_L^2 \quad \text{(3-45)}$$

Pertes par commutation dans le hacheur

Avant tout, il faut préciser la technologie : compte tenu de la tension visée, de l'ordre de quelques centaines de volts, le choix du transistor doit se porter sur un IGBT et une diode de roue libre. Donc la méthode d'estimation des pertes par commutation ressemble à celle des pertes par commutation dans l'onduleur :

$$P_{pertes_com} = \frac{V_m}{V_{test}} \times f_s \times \left(W_{on} + W_{off}\right) \quad \text{(3-46)}$$

$$\text{Avec} \begin{cases} W_{on} = a_{on}I_m^2 + b_{on}I_m + c_{on} \\ W_{off} = a_{off}I_m^2 + b_{off}I_m + c_{off} \end{cases}$$

3.6.5.3 Elaboration des modèles des convertisseurs à partir de données constructeurs

Nous avons récupéré les données des composants électroniques de puissances (diode et IGBT) sur le site de SEMIKRON et le modèle choisie s'appelle SKiiP [DAT-web]. Nous choisissons une échelle du courant calibre des composants de 6 A à 400 A et le calibre tension fixe de 600 V. Nous appliquons la méthode d'interpolation afin de déterminer les paramètres de la diode et l'IGBT avec un courant calibre connu.

- ***Détermination des résistances internes :*** Nous remarquons que plus le courant calibre est important, moins la résistance est grande. En effet, le calibre impose directement la surface silicium, la résistance à l'état passant étant inversement proportionnelle à cette surface. Pour notre cas, nous utilisons une fonction exponentielle pour décrire la variation de ces résistances en fonction du calibre courant. L'expression de ces fonctions est décrite par les équations suivantes :

Résistance interne de la diode

$$r_D = a_D \times \exp(I_c \times b_D) \quad (3\text{-}47)$$

Résistance interne d'IGBT

$$r_T = a_T \times \exp(I_c \times b_T) \quad (3\text{-}48)$$

Les valeurs des différents coefficients des résistances sont représentées ci-après :

Coefficient	Valeur
a_D	397,1257
b_D	-0,9582
a_T	549,2937
b_T	-0,9747

TABLEAU 3-2. Coefficients des résistances de diode et d'IGBT dans le hacheur et de l'onduleur

Sur les *Fig. 3-31* et *Fig. 3-32*, nous présentons une interpolation les valeurs récupérés en utilisant des équations (3-47) et (3-48)

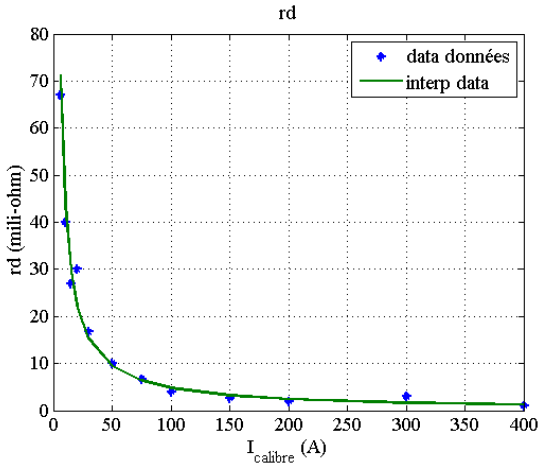


Fig. 3-31. Résistance interne de la diode en fonction du courant calibre

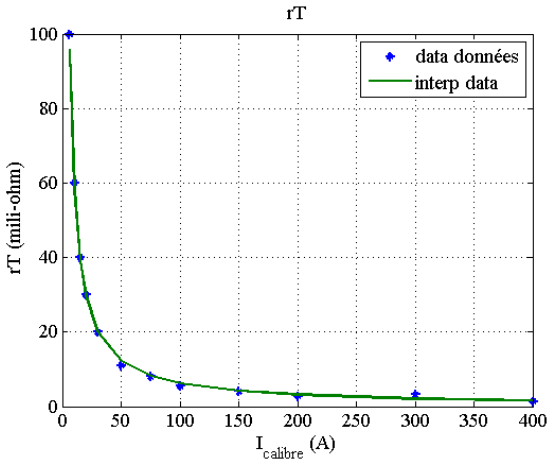


Fig. 3-32. Résistance interne d'IGBT en fonction du courant calibre

Nous remarquons que le modèle exponentielle de résistance est assez proche des données techniques. A partir de ce modèle approché, les pertes par conduction de l'IGBT peuvent être évaluées.

- ***Détermination des coefficients de pertes par commutation :*** De la même manière, nous déterminons les coefficients afin de déterminer les pertes par commutations dans la phase de montée du courant dans l'IGBT (Won) ainsi que dans la phase de décroissance du courant (Woff). A partir les données constructeur, nous avons identifié les paramètre pour un des coefficients de Aon et Aoff. Pour le reste des coefficients, le modèle linéaire est appliqué. Ils sont présentés ci-dessous :

Le coefficient de A_{on}

$$A_{on} = a_{Aon} \times \exp(I_c \times b_{Aon}) \quad (3\text{-}49)$$

Le coefficient de B_{on}

$$B_{on} = a_{Bon} \times I_c + b_{Bon} \quad (3\text{-}50)$$

Le coefficient de C_{on}:

$$C_{on} = a_{Con} \times I_c^2 + b_{Con} \times I_c + c_{Con} \quad (3\text{-}51)$$

Le coefficient de A_{off}:

$$A_{off} = a_{Aoff} \times \exp(I_c \times b_{Aoff}) \quad (3\text{-}52)$$

Le coefficient de B_{off}:

$$B_{off} = a_{Boff} \times I_c + b_{Boff} \quad (3\text{-}53)$$

Le coefficient de C_{off}:

$$C_{off} = a_{Coff} \times I_c^2 + b_{Coff} \times I_c + c_{Coff} \quad (3\text{-}54)$$

Les valeurs des coefficients sont exprimées dans le tableau ci-dessous :

Coefficient	Valeur	Coefficient	Valeur
a_{Aon}	0,0252	a_{Aoff}	-0,0022
b_{Aon}	-1,1115	b_{Aoff}	-0,9399
a_{Bon}	$7{,}0419\times10^{-5}$	a_{Boff}	$5{,}0459\times10^{-6}$
b_{Bon}	0,0053	b_{Boff}	0,0292
a_{Con}	$-5{,}5604\times10^{-5}$	a_{Coff}	$1{,}4242\times10^{-5}$
b_{Con}	0,0245	b_{Coff}	$3{,}6865\times10^{-5}$
c_{Con}	-0,4460	c_{Coff}	0,1981

TABLEAU 3-3 Coefficients pour calculer les pertes par commutation dans le hacheur et de l'onduleur

Sur les *Fig. 3-33* et *Fig. 3-34*, nous présentons une interpolation les valeurs récupérés données techniques de diode et d'IGBT en utilisant des équations de (3-49) à (3-54).

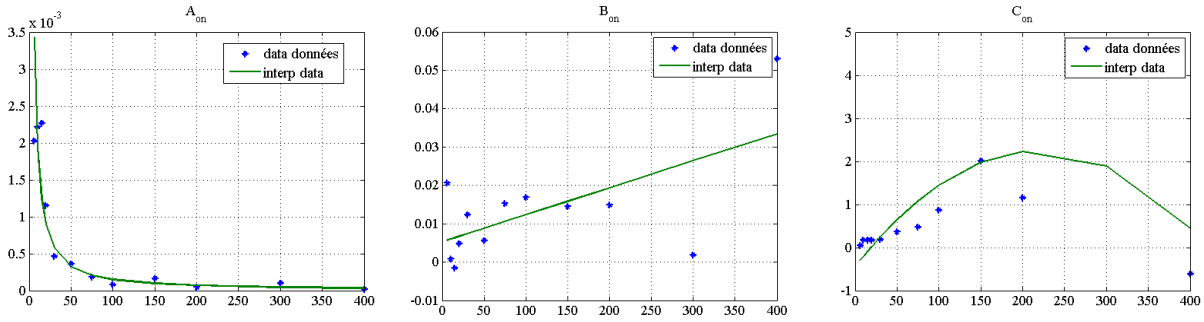


Fig. 3-33. Coefficients pour calculer les pertes, le courant dans l'IGBT croissant

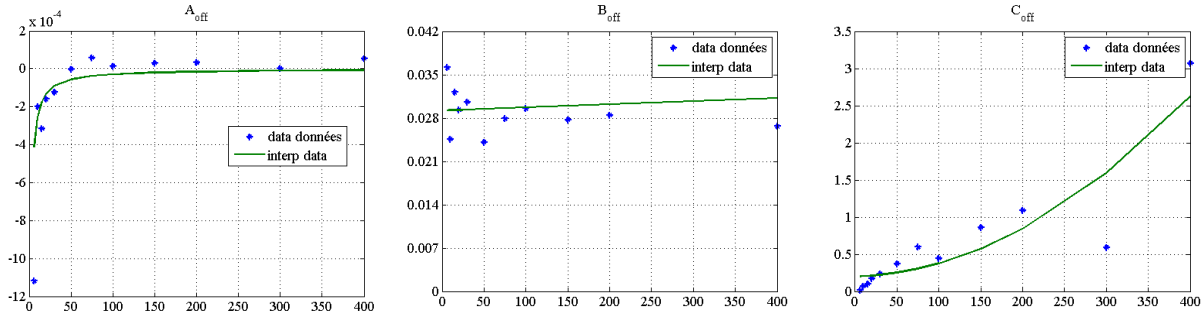


Fig. 3-34. Coefficients pour calculer les pertes, le courant dans l'IGBT décroissant

Là aussi, nous remarquons que le modèle approché analytique des coefficients exprime convenablement l'évolution des coefficients par rapport aux données constructeurs. En se basant sur les coefficients extraits de ce modèle, les pertes par commutation peuvent être déduites pour tout calibre courant des interrupteurs de puissance.

3.6.6 Injection d'une puissance active et réactive dans un réseau monophasé

Il s'agit ici d'étudier la possibilité d'injecter de la puissance réactive à partir d'un système PV/Stockage. Cette injection permettrait, compte tenue de l'impédance des lignes du réseau de distribution considéré, de satisfaire les contraintes du plan de tension. Pour cette analyse, nous considérons un onduleur monophasé inséré entre une source de tension continue (ie. élément de stockage) et le réseau. Un schéma est présenté à la suivante :

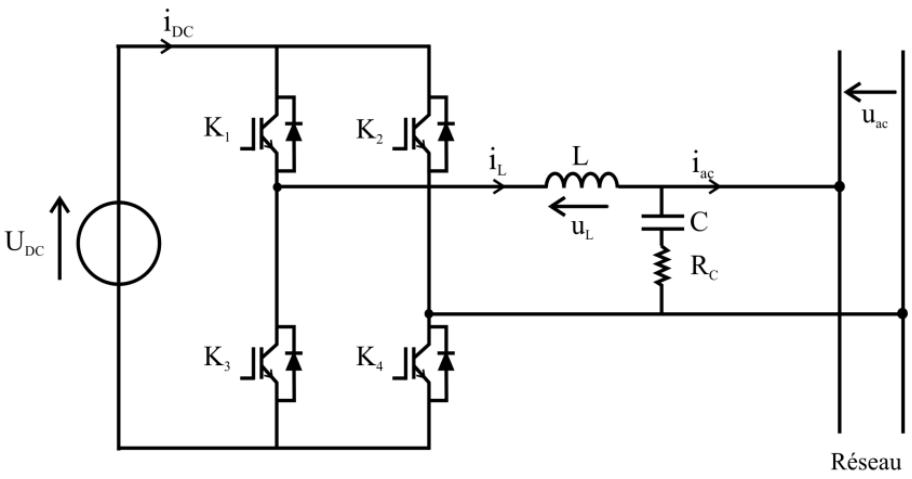


Fig. 3-35. Schéma un onduleur monophasé

Dans notre étude, une batterie au plomb est utilisée pour alimenter des consommateurs qui consomment une puissance active et réactive. Le courant côté réseau est directement fonction de la puissance consommée (paramètre connu). C'est pourquoi nous avons imposé un courant consigne instantané en se basant sur la puissance consommé active et réactive à chaque l'instant, $P_G^*(t)$ et $Q_G^*(t)$. Il est exprimé par l'équation suivante :

$$i_{cons} = i_{ac}(t) = \frac{2 \times P_G^*(t)}{U_M}.cos(\omega t) - \frac{2 \times Q_G^*(t)}{U_M}.sin(\omega t) = I_M \sin(2\pi \times f_{rés} \times t - \varphi) \quad (3\text{-}55)$$

Ici, la signe "- φ" signifie que la charge de l'onduleur est une charge réactive. Nous avons élaboré un modèle du système dans Simulink/MATLAB représenté sur la *Fig. 3-36*.

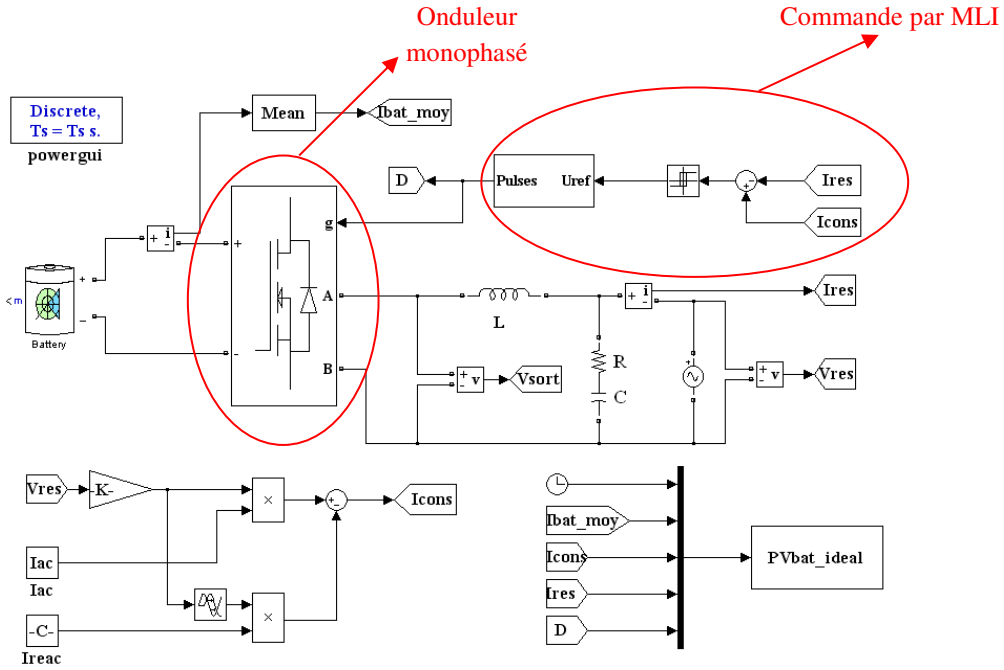


Fig. 3-36. Modèle de l'onduleur monophasé dans MATLAB/Simulink

Le courant dans le filtre est aussi le courant dans le réseau :

$$i_L(t) = i_{ac}(t) \tag{3-56}$$

La tension de sortie de l'onduleur peut s'exprimer par l'équation suivante :

$$u'_{ond}(t) = u_{ac}(t) + u_L(t) = U_M \sin(2\pi \times f_{rés} \times t) + I_M.\omega L.\sin(2\pi \times f_{rés} \times t - \varphi) \tag{3-57}$$

Ou

$$\begin{aligned} u'_{ond}(t) = (U_M + I_M.\omega L.\sin\varphi) \times \sin(2\pi \times f_{rés} \times t) \\ + I_M.\omega L.\cos\varphi.cos(2\pi \times f_{rés} \times t) \end{aligned} \tag{3-58}$$

La profondeur de modulation est notée *M*. En appelant *D* le rapport cyclique imposé au transistor supérieur d'un bras de pont, K_1 (ou celui en bas, K'_2), celui-ci évolue au cours du temps et dépend de la profondeur M de modulation par la relation suivante :

$$D(t)_{K1} = \frac{1}{2} + \frac{M}{2}\sin(2\pi \times f_{rés} \times t + \theta) \tag{3-59}$$

La relation entre la tension aux bornes de la batterie et la tension du réseau monophasé est exprimée par l'équation ci-dessous :

$$u'_{ond}(t) = U_{dc} \times \left(D(t)_{K_1} - D(t)_{K'_1}\right) = U_{dc} \times M \times \sin(2\pi \times f_{rés} \times t + \theta) \tag{3-60}$$

Seule la composante alternative est utile à la charge de l'onduleur.

De (3-58) à (3-60), la profondeur de modulation peut être déduite :

$$M = \frac{\sqrt{((U_M + I_M.\omega L.\sin\varphi)^2 + (I_M.\omega L.\cos\varphi)^2)}}{U_{dc}} \tag{3-61}$$

$$cos\theta = \frac{U_M + I_M.\omega L.\sin\varphi}{\sqrt{((U_M + I_M.\omega L.\sin\varphi)^2 + (I_M.\omega L.\cos\varphi)^2)}} \tag{3-62}$$

A titre d'illustration, nous choisissons les paramètres numériques suivants du système :

- Réseau : U_M = 230 (V)
- Batterie : U_{DC} = 500 (V)
- Consommation : P_{Gi} = 10 (kW)
- La filtre : L = 1 mH ; C = 1 µF

Nous construirons un modèle sous MATLAB/Simulink et testons ce modèle dans deux cas :

- Consommation de puissance active (cosφ = 1)

  + Courant du réseau : I_M = 87 (A)

  + Courant moyen de la batterie : $\overline{I_{bat}} = 19{,}5\ (A)$

  + Rapport cyclique : M = 0,46 ; $cos\theta$ = 0,9903.

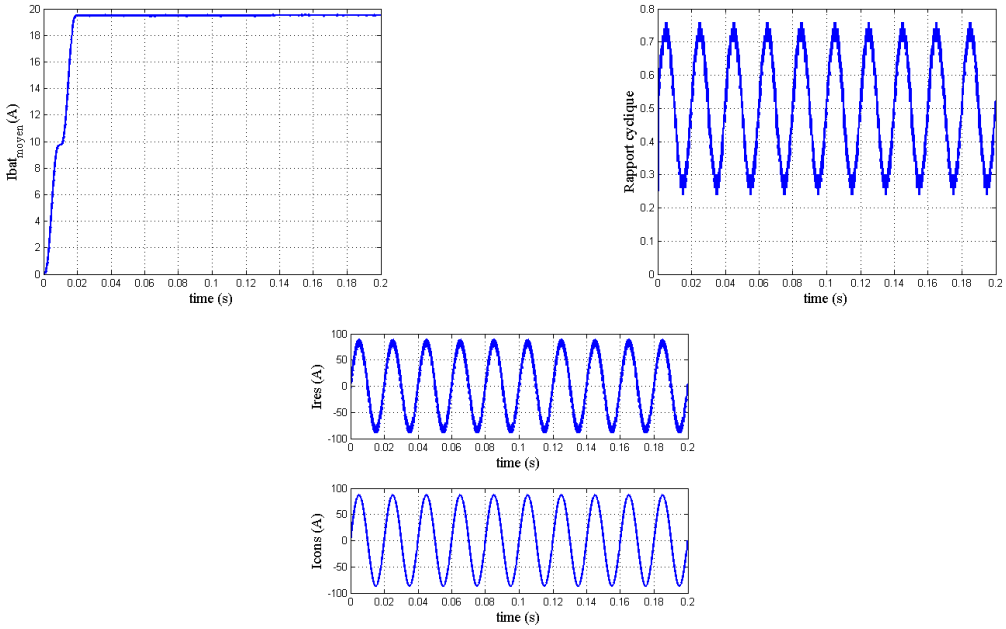


Fig. 3-37. Impact de consommation sur le courant moyen de la batterie et le rapport cyclique dans le cas cosφ = 1

- Consommation de puissance active et réactive (cosφ = 0,2)

  + Courant du réseau : I_M = 435 (A)

  + Courant moyen de la batterie : $\overline{I_{bat}} = 19{,}36\ (A)$

  + Rapport cyclique : M = 0,73 ; cosθ = 0,9972

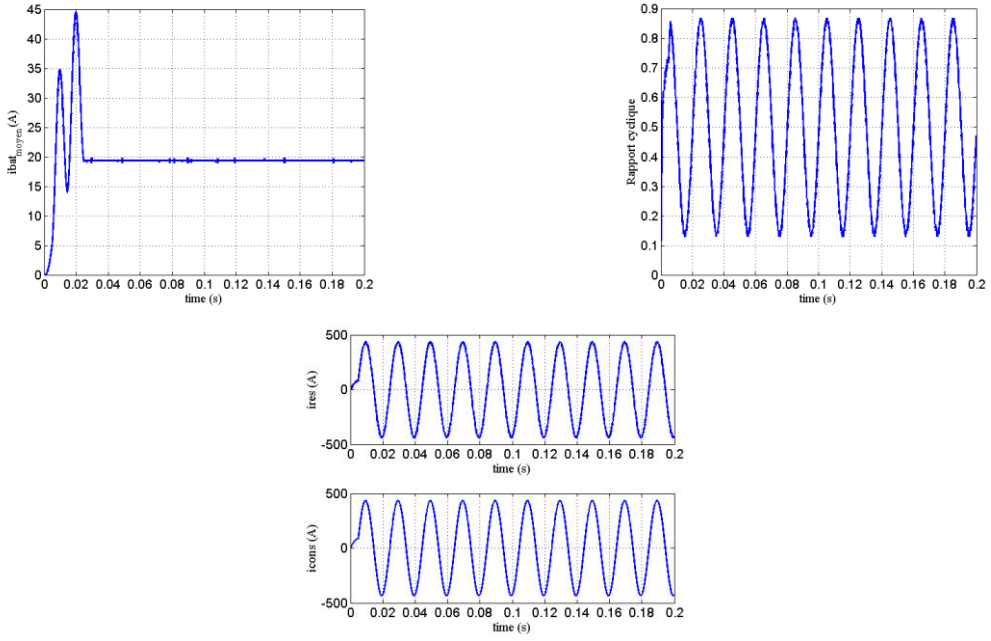


Fig. 3-38. Impact de consommation sur le courant moyen de la batterie et le rapport cyclique dans le cas cosφ = 0,2

Cette étude nous permet de déterminer que nous pouvons injecter une puissance réactive avec une source PV/Stockage. Les sources d'énergie renouvelable installées dans le réseau d'un quartier, peuvent ainsi, en plus de la puissance active, fournir une puissance réactive afin de compenser la chute de tension aux nœuds et réduire les pertes dans les lignes.

Cependant, cette possibilité et ce degré de liberté a un prix. L'injection d'une puissance réactive, en supplément de la puissance active engendre nécessairement un sur dimensionnement du convertisseur de puissance et des pertes supplémentaires dans ce dernier.

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié les composants d'un système photovoltaïque hybride. Les pertes dans les divers composants sont prises en compte dans les modèles développés. Pour le système du stockage, en plus du modèle électrique et énergétique, nous avons également pris en compte le phénomène du vieillissement en cyclage de l'accumulateur, car son impact est important sur son coût de fonctionnement lorsque nous souhaitons étudier sur toute la vie du système (considérée ici égale à 15 ans). Par ailleurs, l'étude de la possibilité d'une injection de puissance réactive a été menée. Nous avons montré que cette possibilité est intéressante pour réduire les pertes de ligne et résoudre la contrainte de plan de tension mais, bien évidemment, au détriment d'un sur-dimensionnement conséquent de l'onduleur côté réseau et d'une augmentation des pertes dans le système.

La combinaison des modèles présentés dans les chapitres 2 et 3 et leur utilisation pour la construction d'une plateforme de simulation du système complet PV-Stockage-Réseau sera décrite dans le prochain chapitre. Ce quatrième chapitre s'intéressera ainsi essentiellement à l'exploitation de ces modèles dans le cadre de l'élaboration de stratégies d'injection optimale d'énergie.

Chapitre 4

Optimisation des profils d'injection et des stratégies de gestion de l'énergie

Sommaire

4.1 Introduction 107
4.2 Choix d'une configuration d'un réseau de distribution 107
4.3 Stratégies optimales de gestion de l'énergie dans le système PV/Stockage 113
4.4 Cas d'une injection directe de PV (sans stockage) 141
4.5 Cas d'un système avec stockage sans PV 142
4.6 Conclusion 147

4.1 Introduction

Pour étudier l'optimisation du dimensionnement des générateurs hybrides (PV + stockage) intégrés à un réseau de distribution, nous considérons un réseau très simplifié à 5 nœuds extrait du véritable réseau de distribution d'un quartier de la ville de Hanoï. L'objectif ici est d'élaborer des méthodes d'optimisation des profils d'injection des puissances produites par le générateur hybride et des stratégies de gestion de l'énergie, relatives à la production PV et au stockage. Les critères adoptés sont la maximisation de l'énergie renouvelable injectée sous les contraintes dictées par le réseau de distribution associé. Il sera également question de l'optimisation de l'emplacement et du nombre des points d'injection.

Dans ce chapitre, le dimensionnement du générateur hybride (surface PV, capacité de stockage, puissance apparente des convertisseurs associés) sera considéré fixe. En effet, cette question de l'optimisation du dimensionnement sera traitée dans le chapitre 5.

4.2 Choix d'une configuration d'un réseau de distribution

Dans ce modèle du réseau, premièrement nous choisissons une capacité pour le transformateur HTA/BT basée sur le profil de charge donné. La gamme de puissance des

transformateurs HTA/BT s'étend de 250 kVA à 1000 kVA pour des postes urbains raccordés en souterrain. Ces transformateurs ont plusieurs prises de réglage à vide (0%, ±2,5% et ±5%). Pour maintenir la tension au secondaire du transformateur HTA/BT dans la tolérance autorisée (entre 0,9 et 1,1de la tension nominale du réseau), plusieurs solutions ont déjà été citées [PRA-94], l'une d'entre elles est de modifier le rapport de transformation du changeur de prises lié au transformateur de puissance.

La charge d'un réseau n'est pas constante en fonction du temps, ces variations influent notamment sur la tension du réseau. Cependant, la chute de tension aux nœuds peut encore exister même si la valeur de la prise de réglage du transformateur a atteint sa valeur maximale. Nous remarquons que la chute de tension entre deux nœuds peut s'exprimer par l'équation suivante :

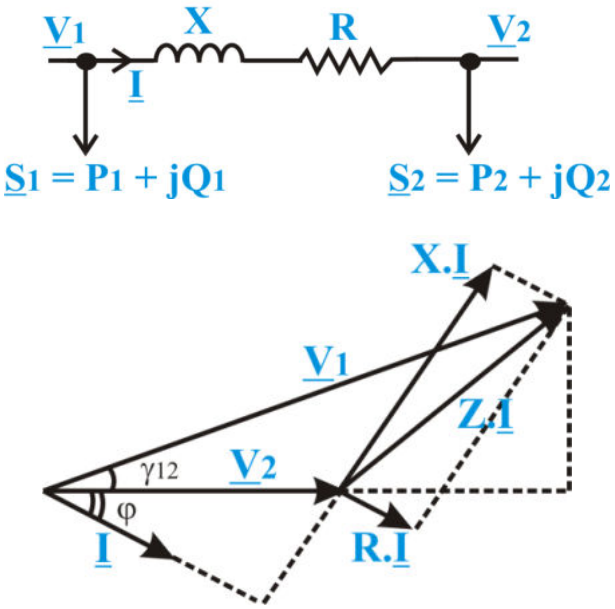


Fig. 4-1. Vecteur de tension entre deux nœuds

La chute de tension est exprimée par l'équation ci-dessus :

$$\Delta u = |\underline{V_1}| - |\underline{V_2}| \tag{4-1}$$

A partir de la *Fig. 4-1*, nous avons :

$$V_1^2 = (V_2 + RI.cos\varphi + XI.sin\varphi)^2 + (XI.cos\varphi - RI.sin\varphi)^2 \tag{4-2}$$

Nous obtenons une relation entre la tension V_1 et la tension V_2 :

$$V_1^2 - V_2^2 = 2.(R.P_{mono} + X.Q_{mono}) + X^2I^2 + R^2I^2 \tag{4-3}$$

Où :

P_{mono} puissance active mono-phase au nœud 2
Q_{mono} puissance réactive mono-phase au nœud 2

Ainsi, la chute de tension dépend du flux d'énergie échangé entre deux nœuds ainsi que de l'impédance de la ligne électrique. Evidemment, pour réduire la chute de tension, soit la ligne électrique est remplacée par une section de ligne/câble plus grande, soit le flux d'énergie échangé passant par la ligne est réduit. C'est pourquoi nous proposons d'installer des sources supplémentaires aux divers nœuds comme un système hybride comprenant des panneaux photovoltaïques et des batteries.

Nous avons présenté le réseau d'un quartier de la ville de Hanoï dans le chapitre 2. Celui-ci est repris sur la *Fig. 4-2* ci-dessous. Cependant, nous souhaitons simplifier ce réseau, afin de réduire les temps de calcul et d'optimisation sans pour autant remettre en cause les méthodes et approches développées.

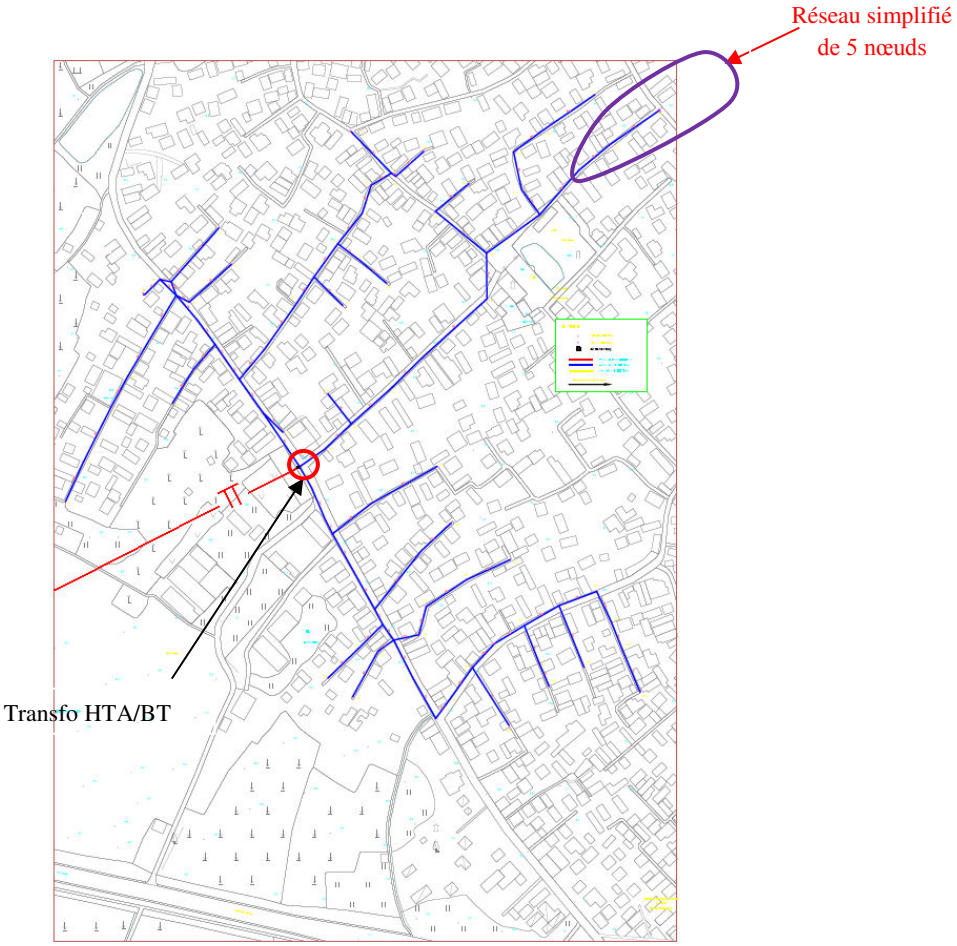


Fig. 4-2. Choix un réseau simplifié de 5 nœuds

L'une des questions posée dans cette partie est : l'injection PV peut-elle améliorer la qualité du réseau de distribution ? Si oui, quels sont les critères d'amélioration et quelles sont les variables d'optimisation ? Deux aspects sous-tendent ces questions : le premier concerne la modélisation du réseau et des générateurs actifs PV, la seconde est relative au mode de gestion de ce générateur. Afin donc, de répondre à ces interrogations, plusieurs étapes ont été nécessaires. Un réseau simplifié a été adopté afin d'expliciter la méthode générale d'étude.

Le modèle simplifié à 5 nœuds adopté est donné par la figure ci-dessous :

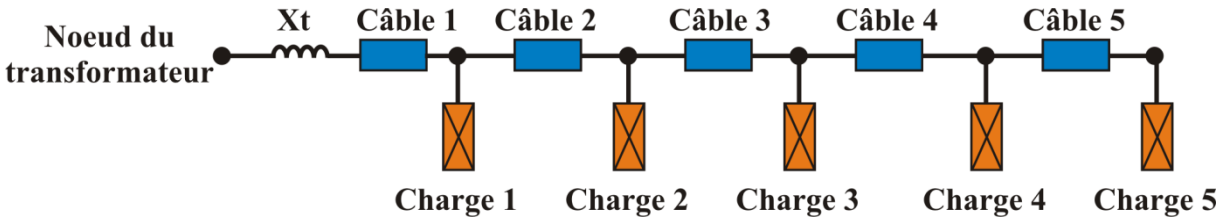


Fig. 4-3. Schéma du réseau simplifié considéré

Les données techniques des composants du réseau basse-tension Unom = 0,4 kV sont les suivantes :

- Câble XLPE/Al avec Unom = 0,4 kV et la longueur du câble l_{cab} = 100 m
  - Câble 1 et 2: S = 240 mm^2 ; I_{max} = 485 (A); r_d = 0,125 Ω/km; x_d = 0,1 Ω/km
  - Câble 3,4 et 5: S = 150 mm^2 ; I_{max} = 375 (A); r_d = 0,21 Ω/km; x_d = 0,1 Ω/km

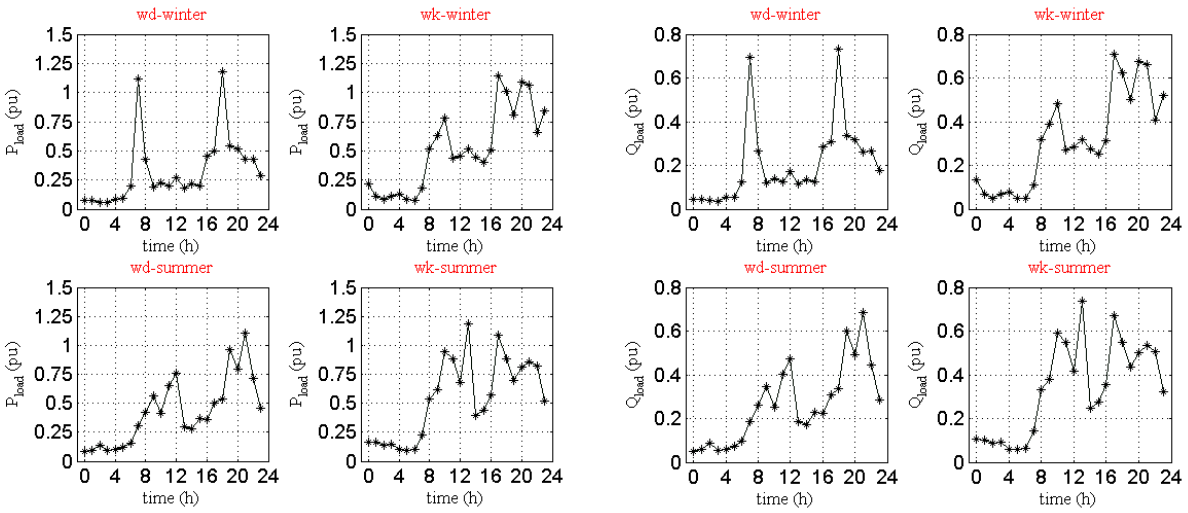
- Charge aux nœuds: Nous utilisons le modèle "Domestic Electricity Demand Model" de Ian Richardson et de Murray Thomson (Centre for Renewable Energy System Technology, Departement of Electronic and Electrical Engineering Loughborough University, Leicestershire, UK) [IAN-10] afin de calculer les profils de charges. Ce modèle nous permet d'obtenir un profil de charge pour une maison comprenant quatre personnes, représentant des jours caractéristiques de la saison hiver et été.

Les manœuvres des changeurs de prises ou de la tension sont effectuées transformateur hors tension, et hors charge. En fonctionnement (en charge), ce réglage est maintenu fixe.

En se basant sur le modèle de consommation domestique, nous avons extrait un profil de charge sur chaque nœud pendant quatre jours typiques. Nous appliquons le même profil pour tous les nœuds. Ils sont regroupés en deux saisons particulières : l'été et l'hiver.

Pour chaque saison, nous avons choisi un jour dans la semaine, un autre jour d'un weekend, car le besoin d'électricité domestique est le reflet des activités des personnes. Pour obtenir la puissance réactive de consommation, nous avons pris hypothétiquement un facteur de puissance de 0,85 ($cos\varphi = 0{,}85$). Ce facteur est déduit en se basant sur une liste des appareils électriques utilisés dans les foyers.

En réalité, ce facteur est variable dans le temps correspondant à la variation des types d'appareils électriques utilisés et leur charge. A partir de ce facteur, nous avons calculé la puissance réactive ($Q_{charge} = P_{charge} \times tg\varphi$). Les profils de consommation adoptés sont illustrés par les figures ci-dessous.



(a) Consommation exprimée en puissance active

(b) Consommation exprimée en puissance réactive

Fig. 4-4. Profil de charge tous les nœuds

A partir de la *Fig. 4-4*, nous pouvons observer la différence de consommation domestique entre un jour dans la semaine et un jour dans le weekend. Le pic de consommation est souvent atteint avant et après le travail (par exemple, dans le premier graphique de la *Fig. 4-4 (a),* les pics sont atteints à 7h00 et 18h00). Et la consommation estivale d'un jour dans le week-end est plus importante que les autres jours de la semaine (été comme hiver)

Le tableau ci-dessous montre les puissances crêtes consommées pour chaque nœud du réseau considéré :

Nœud	$P_{crête}$		$Q_{crête}$	
	pu	kW	pu	kVAr
1	0,31	31	0,19	19
2	0,25	25	0,15	15
3	0,25	25	0,15	15
4	0,21	21	0,13	13
5	0,16	16	0,10	10

TABLEAU 4-1. Puissance consommée normalisée crête sur les noeuds

Dans notre étude, nous nous intéressons aussi à l'impact de la puissance active sur la chute de tension, car le rapport entre la résistance et l'inductance du câble n'est pas négligeable ($R/X = \frac{0,21}{0,1} = 2,1$).

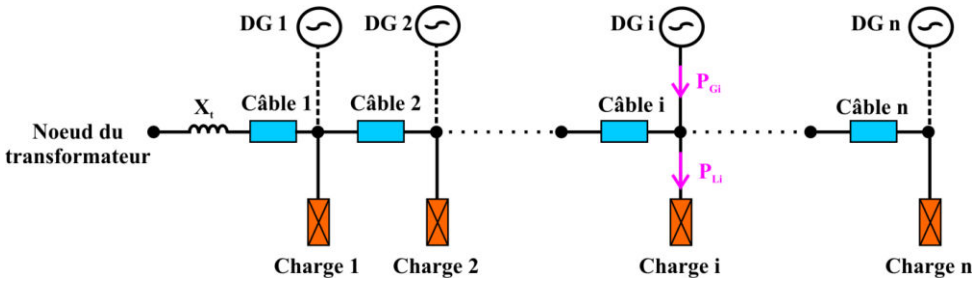


Fig. 4-5. Puissance injectée des sources renouvelables dans le réseau

Les injections de puissances active et réactive P_i et Q_i au nœud « i » (voir la *Fig. 4-5*) peuvent être obtenues selon les équations suivantes :

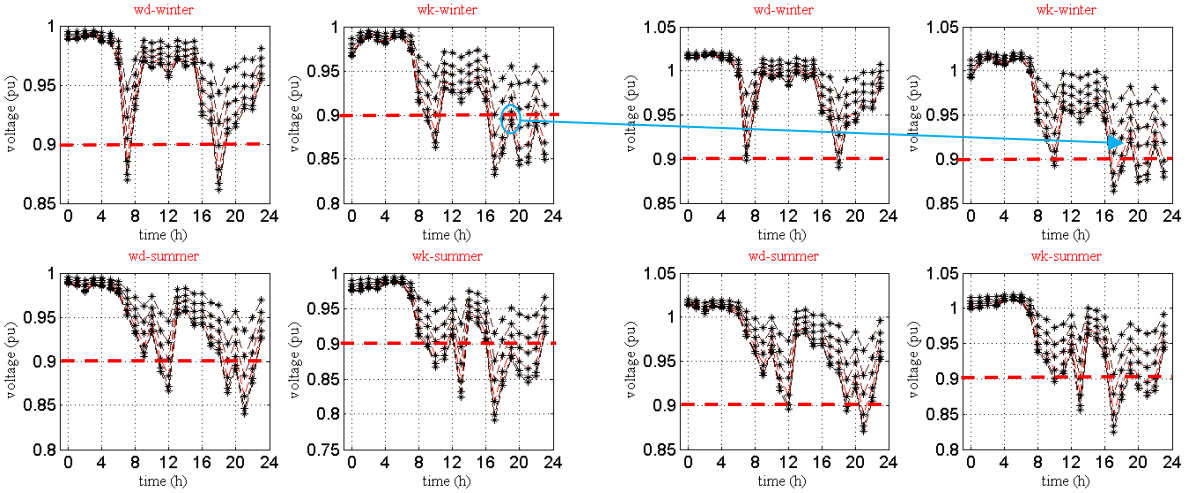
$$\underline{S_i^*} = P_i - j.Q_i = \underline{V_i^*}.\underline{I_j} = \underline{V_i^*}.\sum_{k=1}^{n} \underline{Y_{ik}}\underline{V_k}$$

$$\rightarrow \begin{cases} P_i = \sum_{k=1}^{n} |Y_{ik}|.|V_k|.|V_i|.cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ Q_i = -\sum_{k=1}^{n} |Y_{ik}|.|V_k|.|V_i|.sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \end{cases} \quad (4\text{-}4)$$

Si P_{Gi} et Q_{Gi} sont respectivement les puissances active et réactive produites, P_{Li} et Q_{Li} respectivement les puissances active et réactive consommées, $P_{i,inj}$ et $Q_{i,inj}$ respectivement les puissances active et réactive injectées dans le nœud i est donc :

$$\begin{aligned} P_{i,inj} &= P_{Gi} - P_{Li} \rightarrow P_{Gi} = P_{i,inj} + P_{Li} \\ Q_{i,inj} &= Q_{Gi} - Q_{Li} \rightarrow Q_{Gi} = Q_{i,inj} + Q_{Li} \end{aligned} \quad (4\text{-}5)$$

Premièrement, nous avons élaboré un modèle dénommé "*Puiss_réseau*" pour calculer la tension à chaque nœud dans le cas sans injection de puissance ($P_{i,inj} = 0$; $Q_{i,inj} = 0$). Nous obtenons l'évolution de la tension instantanée pendant quatre jours typiques:



(a) sans l'utilisation du changeur de prise *(b) avec l'utilisation du changeur de prise*

Fig. 4-6. Evolution de la tension sur chaque nœud pendant quatre jours typiques

Evidemment, l'utilisation du changeur de prise peut améliorer le plan de tension à tous les nœuds. Malgré tout, comme le montre la *Fig. 4-6 (b)* la chute de tension est encore importante pour des nœuds loin de sources d'alimentation. Grâce à la flexibilité d'implantation des sources renouvelables, les systèmes hybrides peuvent constituer une alternative intéressante. Or, la question qui est posée ici est : A quel nœud doit-on et peut-on injecter de la puissance supplémentaire et quelle est la capacité installée de ces sources ? Pour répondre à ces questions, dans un premier temps, nous avons étudié l'intégration d'un système PV au nœud 5 afin d'analyser l'impact de ce système sur le profil de tension à tous les nœuds du réseau. Ensuite, nous avons proposé des méthodes pour optimiser la puissance du système PV.

4.3 Stratégies optimales de gestion de l'énergie dans le système PV/Stockage

Cette étude devra permettre de conclure sur :

- L'intérêt d'un système de stockage ;
- La faisabilité d'une gestion de la batterie.

Cette étude s'effectuera en considérant les puissances active et réactive ($P_{Gi}^{*}(t)$ et $Q_{Gi}^{*}(t)$) optimisées précédemment. La structure choisie est celle où la batterie est en floating. L'onduleur monophasé est piloté pour injecter dans le réseau un courant associé aux $P_{Gi}^{*}(t)$ et $Q_{Gi}^{*}(t)$ optimaux. Le hacheur MPPT est piloté pour imposer le *SOC* de la batterie égal au SOC_{max}. Nous étudions un système comprenant des panneaux PV et du stockage. Le principe d'opération du système proposé ici peut se résumer par la figure suivante :

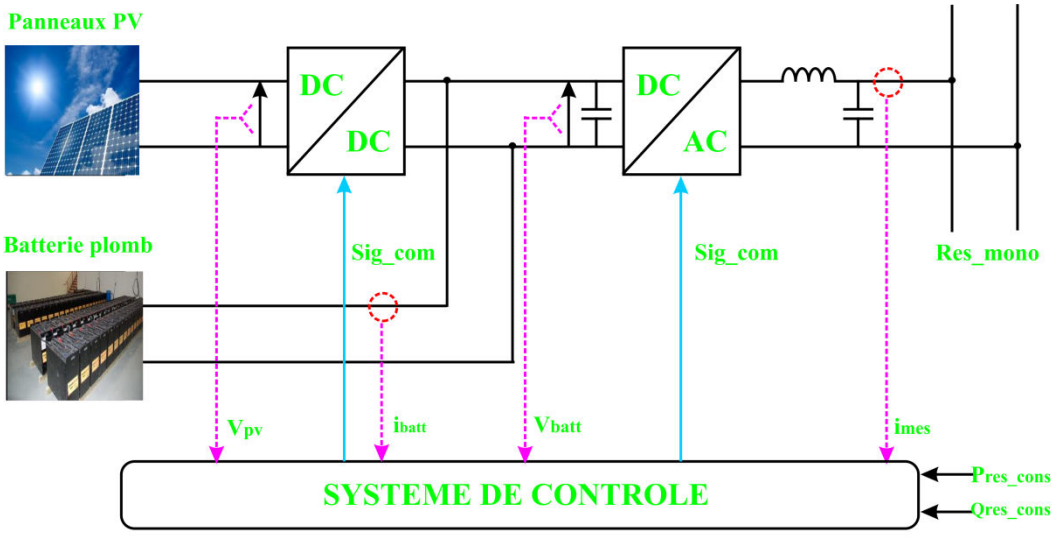


Fig. 4-7. Générateur actif PV + Stockage

D'un point de vue pratique, le rôle du système de stockage est de compenser la différence entre la puissance produite par les panneaux et la consommation demandée. Elle peut s'exprimée par l'équation suivante :

$$P_{Bat}(t) = P_{pv}(t) - P_{Load}(t) \quad (4\text{-}6)$$

Où :

$P_{Bat}(t)$ puissance fournie par des batteries plombs ;
$P_{pv}(t)$ puissance produite par des panneaux PV ;
$P_{Load}(t)$ consommation du réseau.

Nous prendrons, par définition, les conventions de signe suivantes :

- $\boldsymbol{P_{Bat}(t) < 0}$ lorsque la batterie fournit de l'énergie (mode décharge). Dans les périodes où les PV ne peuvent pas générer une puissance nécessaire dans le réseau, la batterie se décharge pour maintenir la tension dans tous les nœuds dans l'intervalle autorisé.
- $\boldsymbol{P_{Bat}(t) > 0}$ lorsque l'accumulateur reçoit de l'énergie (mode charge). Dans les périodes où les PV produisent beaucoup à la fois pour les consommateurs et pour recharger la batterie. Ainsi, une question s'est posée : comment pourrions-nous délivrer une puissance maximale possible qui respecte le plan de tension (tolérance autorisée entre 0,9 et 1,1 de l'amplitude de la tension nominale) et, en même temps, assure l'état de charge de la batterie (elle est normalement maintenue entre 0,3 et 0,9 [GER-09]) ?

La *Fig. 4-8* nous montre l'échange d'énergie entre le système PV (P_{PV} et P_{bat}) et les charges connectées au réseau (P_{Load}). On notera que la batterie est uniquement chargée par les PV et ne peut pas l'être par le réseau. Le flux de puissance entre le système hybride PV/Stockage et le réseau est ici considéré unidirectionnel.

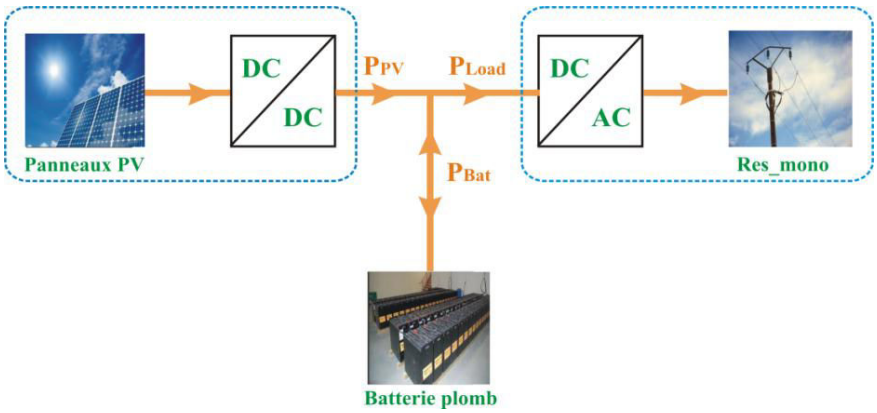


Fig. 4-8. Flux de puissance

En se basant sur des études précédentes liées aux systèmes de stockage, nous appliquons l'état de charge optimal de la batterie pour opérer le plus efficacement possible. Selon [GER-09], l'état de charge de la batterie est contrôlé entre 0,3 (EDC_{min}) et 0,9 (EDC_{max}). A partir de ces valeurs limites de EDC, nous proposons un synoptique pour régler l'état de charge de la

batterie en produisant une puissance optimale par les panneaux photovoltaïques (voir la figure ci-dessous) :

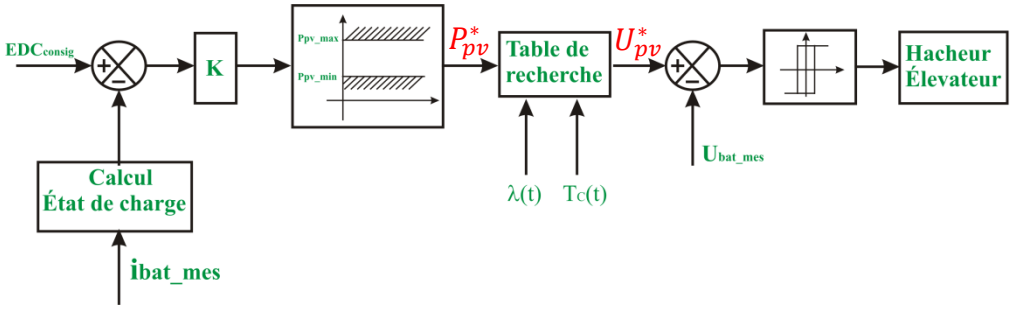


Fig. 4-9. Synoptique de gestion du stockage

Du côté réseau, l'onduleur monophasé permet de gérer entièrement la transmission d'énergie du bus continu vers ce réseau. Pour la gestion de l'énergie de l'onduleur, nous proposons ainsi le synoptique suivant pour le calcul du courant de consigne afin de satisfaire les consommations :

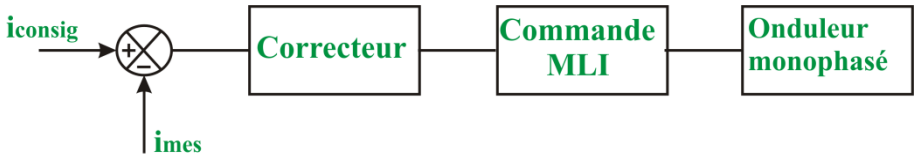


Fig. 4-10. Synoptique de régulation du courant côté réseau

Nous imposons le courant de consigne en se basant sur la puissance installée optimale qui a été déterminée par une formule du coût de l'installation et des pertes, $P_G^*(t)$ et $Q_G^*(t)$. Il s'exprime par l'équation suivante :

$$i_{consig} = \frac{2 \times P_G^*(t)}{V_M}.cos(\omega t) - \frac{2 \times Q_G^*(t)}{V_M}.sin(\omega t) \quad (4\text{-}7)$$

Le contrôle du courant dans le réseau permet aussi de maintenir la tension du bus continu constant. Dans cette partie, il s'agira d'optimiser la surface PV et la capacité de la batterie suivant la même formulation de la fonction objectif que précédemment.

Pour maintenir le plan de tension dans la tolérance autorisée, l'énergie du système PV/Stockage est injectée dans le réseau. Cependant, la difficulté est d'injecter une puissance raisonnable dans ce réseau, car la puissance produite par le PV est dépendante des conditions météorologiques alors que la demande des consommateurs est variable. Par conséquence, une stratégie de gestion optimale de l'énergie du système PV/Stockage est nécessaire. Nous avons élaboré deux plateformes pour simuler la procédure de récupération de cette énergie (voir la *Fig. 4-11* et *Fig. 4-12*). Elles sont détaillées ci-après:

- Modèle de "*Puiss_réseau*" : Le modèle est construit en considérant des données techniques du réseau (des câbles et la prise de réglage). Ce programme nous permet de chercher un profil de production des sources supplémentaires (P_{Gi}) afin de respecter le plan de tension sur tous les nœuds dans ce réseau. Grâce à fonction "***fmincon***" dans MATLAB, nous pouvons imposer des contraintes du côté du réseau (le plan tension et le courant maximal passant dans les câbles) et l'autre côté du système PV (la puissance produite maximale par les PV et l'état de charge de la batterie entre EDC_{min} *et* EDC_{max}).

- Modèle de "*PVbat_sim*" : Le modèle se compose d'un modèle des panneaux PV, d'un modèle du hacheur, d'un modèle de la batterie au plomb et d'un modèle de l'onduleur monophasé. Tous les modèles sont les modèles analytiques. Le but ici est de calculer le flux d'énergie entrant dans le système PV et dans le réseau (l'onduleur monophasé connectant le système PV et le réseau). Les pertes dans les composants du système PV et le vieillissement de la batterie sont aussi pris en compte. Les paramètres du modèle sont la surface du PV (nombre de panneaux en série et en parallèle, n_{seri_PV} et n_{para_PV} respectivement), la capacité installée de la batterie (nombre d'éléments de la batterie en série et en parallèle, n_{seri_bat} et n_{para_bat} respectivement) et le calibre en courant du hacheur (I_{c_hach}) et celui de l'onduleur monophasé (I_{c_ond}).

Par la suite, les modèles sont couplés afin d'établir une plateforme d'un système électrique général (génération + distribution + consommation). Néanmoins, les paramètres du système PV/Stockage sont imposés dans cette étape. En effet, nous voulons premièrement étudier une stratégie pour récupérer l'énergie optimale du système PV/Stockage pour le cas de l'injection sur un seul nœud et puis sur deux nœuds à la fois. Nous présentons ici une procédure pour expliquer cette gestion de l'énergie :

Etape 1 : Nous choisissons d'injecter sur le nœud 5 pour analyser l'impact des sources supplémentaires sur l'évolution de la tension sur tous les nœuds du réseau. Nous imposons ici trois critères pour optimiser la puissance :

- Minimiser la puissance **apparente** injectée sous contrainte de respect du plan tension sur tous les nœuds ;
- Injecter que la puissance **active** mais aussi satisfaire la tension dans la tolérance autorisée ;
- Minimiser les **pertes** dans des lignes du réseau pour maintenir la tension aux nœuds dans la tolérance autorisée.

Etape 2 : Dans l'étape suivante, nous utilisons le profil de puissance injectée optimisé dans l'étape précédente et nous l'intégrons dans le modèle "*PVbat_sim*". Avec un ensemble connu de paramètres des sources d'énergie renouvelable (ici le panneau PV et la batterie plomb) et des composants (des convertisseurs DC/DC et DC/AC), nous analysons l'échange d'énergie entre les sources supplémentaires et le réseau de distribution, ainsi que l'évolution des pertes dans les convertisseurs et dans les lignes.

4.3.1 Méthode générale d'élaboration des stratégies de gestion optimale de l'énergie

Après avoir décrit la procédure de gestion de l'énergie, nous présentons ici une méthode d'élaboration des stratégies de gestion optimale de l'énergie du système PV/Stockage (voir la *Fig. 4-11*) :

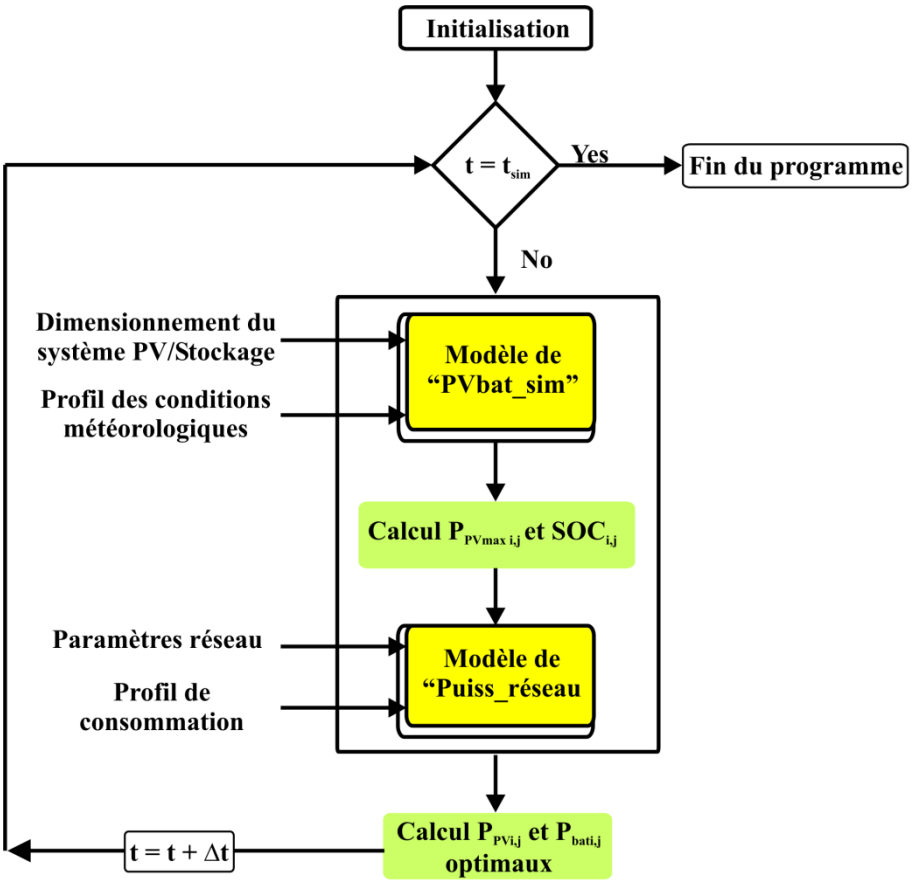


Fig. 4-11. Méthode de couplage pour la stratégie de gestion optimale de l'énergie avec une injection multi-nœuds

Cette méthode est utilisée pour calculer de l'énergie échangée entre les systèmes PV/Stockage et le réseau dans le cas d'une injection multi-nœuds. On parle aussi de la méthode de couplée, c'est-à-dire que la puissance injectable limite (qui est calculée par le modèle "*Puiss_réseau*") est basée sur l'état de charge de l'accumulateur et par la puissance maximale du PV (qui sont déterminés par le modèle "*PVbat_sim*").

En utilisant cette méthode pour un dimensionnement fixe du système PV/Stockage, le temps de simulation est d'environ 10 secondes dans le cas d'une injection sur un seul nœud ou deux nœuds à la fois. Cependant, dans le chapitre 5 de la thèse, nous souhaitons étudier l'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage pour le cas d'un seul nœud ainsi que multi-nœud avec 10^5 dimensionnements différents (nous choisissons le nombre de générations 500 et le nombre d'individus 200). Cela nécessite environ 11 jours de calcul, vu que le temps de calcul a un rôle très important pour l'étude d'optimisation du dimensionnement. Pour le cas d'une injection sur un seul nœud, nous cherchons une autre

méthode pour réduire le temps de calcul. La nouvelle méthode s'appelle la méthode découplée (voir la *Fig. 4-12*). En utilisant cette méthode, le temps de calcul est réduit d'environ 3 secondes pour un dimensionnement fixe. Cela prend donc 3 jours de calcul pour l'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'un seul nœud.

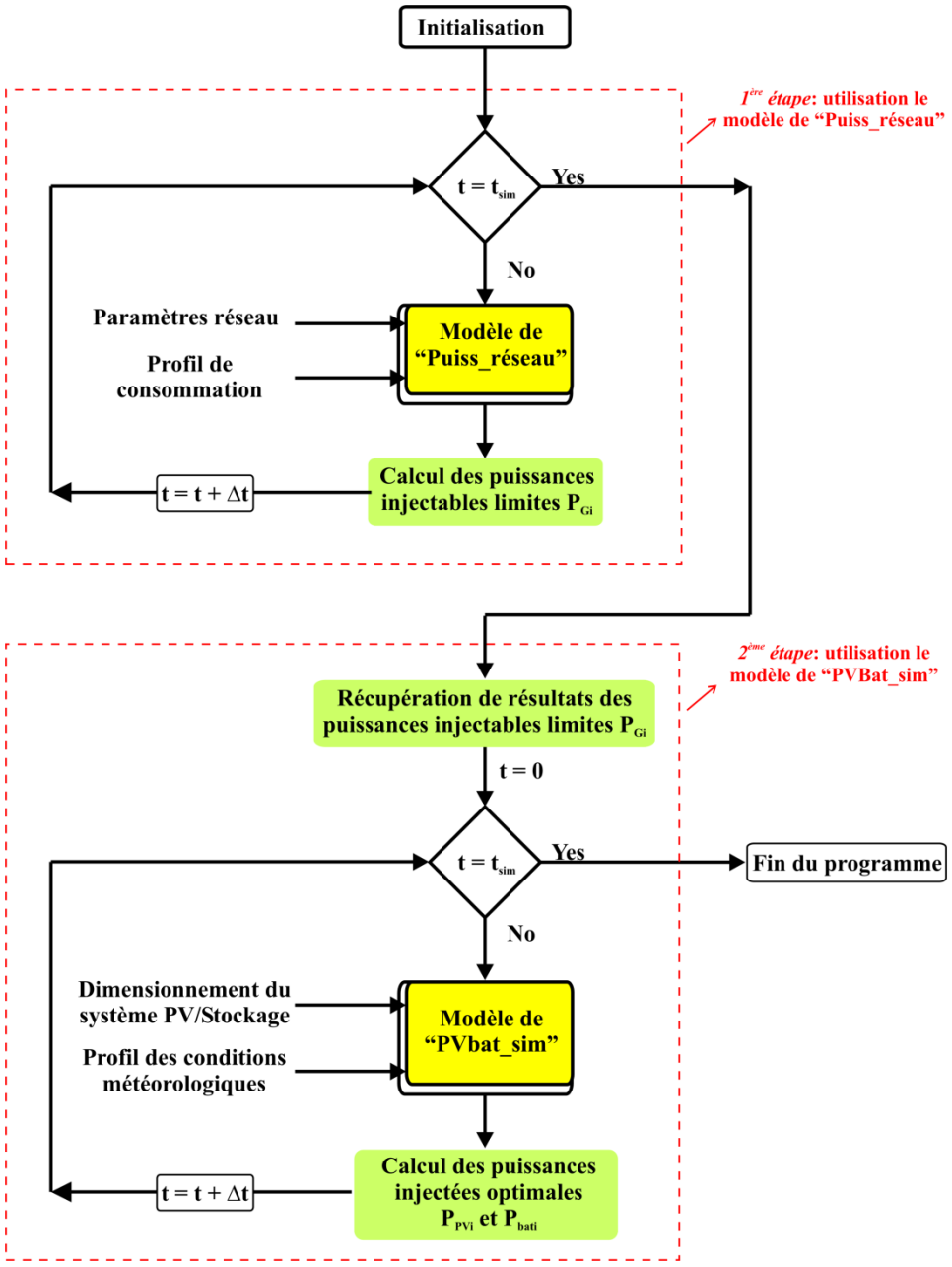


Fig. 4-12. Méthode découplée pour la stratégie de gestion optimale de l'énergie avec une injection sur un seul nœud

4.3.2 Recherche mono-critère de puissances injectables optimales

Dans la partie précédente, le modèle "*Puiss_réseau*" nous permet de déterminer un profil de tension sans les sources d'énergie renouvelable. Dans cette partie, ce modèle est utilisé pour extraire une puissance injectée supplémentaire avec des contraintes. Lors du premier essai, nous choisissons le nœud 5 pour installer les sources supplémentaires. En effet, le nœud N°5

est le plus loin du transformateur, la chute de la tension sur ce nœud est donc plus grande que sur les autres nœuds.

De plus, nous nous intéressons également aux courants dans les câbles. Le courant passant dans le câble doit être inférieur à la valeur maximale admissible (limite thermique). Nous déterminons ces courants à partir de la loi d'Ohm :

$$\left|I_{branche_{ij}}\right| = |Y_{ij}|.\sqrt{\left(|V_i|.cos(\theta_{ij}+\delta_i) - |V_j|.cos(\theta_{ij}+\delta_j)\right)^2 + \left(|V_i|.sin(\theta_{ij}+\delta_i) - |V_j|.sin(\theta_{ij}+\delta_j)\right)^2} \quad (4\text{-}8)$$

Où

Y_{ij} admittance de la ligne entre deux nœuds i et j ;
θ_{ij} argument de l'admittance de la ligne entre deux nœuds i et j ;
$|V_i|, |V_j|$ amplitude de la tension aux nœuds i et j ;
δ_i, δ_j angle du vecteur de tension aux nœuds i et j.

En se basant sur l'équation ci-dessus, nous déduisons les pertes entre deux nœuds, qui s'expriment par l'équation suivante :

$$P_{pert_{ij}} = R_{ij}.|Y_{ij}|^2.\left(|V_i|.cos(\theta_{ij}+\delta_i) - |V_j|.cos(\theta_{ij}+\delta_j)\right)^2 + \left(|V_i|.sin(\theta_{ij}+\delta_i) - |V_j|.sin(\theta_{ij}+\delta_j)\right)^2 \quad (4\text{-}9)$$

Dans ce qui suit, nous analysons l'impact des sources supplémentaires sur les contraintes réseau. Dans cet objectif, nous résolvons trois problèmes d'optimisation différents correspondants à trois cas d'étude :

- Problème P1 : Puissances **apparentes minimale ou maximale** produites par les sources supplémentaires sur le nœud 5 pour satisfaire la tension sur les nœuds dans l'intervalle autorisée (voir la *Fig. 4-13*);

$$f = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^{5}|Y_{5k}|.|V_k|.|V_5|.cos(\theta_{5k}+\delta_k-\delta_5)\right)^2 + \left(\sum_{k=1}^{5}|Y_{5k}|.|V_k|.|V_5|.sin(\theta_{5k}+\delta_k-\delta_5)\right)^2} = S_5 \rightarrow min/max$$

- Problème P2 : Puissances **actives minimale et maximale** produites par les sources supplémentaires sur le nœud 5 pour respecter le plan de tension des nœuds (voir la *Fig. 4-14*);

$$f = \sum_{k=1}^{5}|Y_{5k}|.|V_k|.|V_5|.cos(\theta_{5k}+\delta_k-\delta_5) \rightarrow min/max$$

- Problème P3 : **Pertes Joule dans les lignes** minimales et aussi respect du plan tension des nœuds (voir la *Fig. 4-15*).

$$f = \sum_{i,j=1}^{5} R_{ij}.|Y_{ij}|^2.\left(|V_i|.cos(\theta_{ij}+\delta_i)-|V_j|.cos(\theta_{ij}+\delta_j)\right)^2+\left(|V_i|.sin(\theta_{ij}+\delta_i)-|V_j|.sin(\theta_{ij}+\delta_j)\right)^2 \rightarrow min/max$$

Les contraintes d'égalités et d'inégalités dans tous les cas sont :

$$\begin{cases} Q_{i,inj} + Q_{Li} = 0 \; avec \; i = [1:4] \\ 0{,}9 \leq |V_i| \leq 1{,}1 \\ -\pi \leq \delta_i \leq \pi \\ \left|I_{branche_{ij}}\right| \leq \left|I_{branche_{max,ij}}\right| \end{cases} \quad (4\text{-}10)$$

La résolution de ces problèmes d'optimisation s'effectue en utilisant la fonction ***fmincon*** de Matlab.

Pour le deuxième cas, il faut ajouter la contrainte égalité de puissance réactive du nœud 5, donc les contraintes égalités dans ce cas sont : $Q_{i,inj} + Q_{Li} = 0 \; avec \; i = [1:5]$

Les résultats obtenus sont indiqués sur les figures suivantes pour chaque cas :

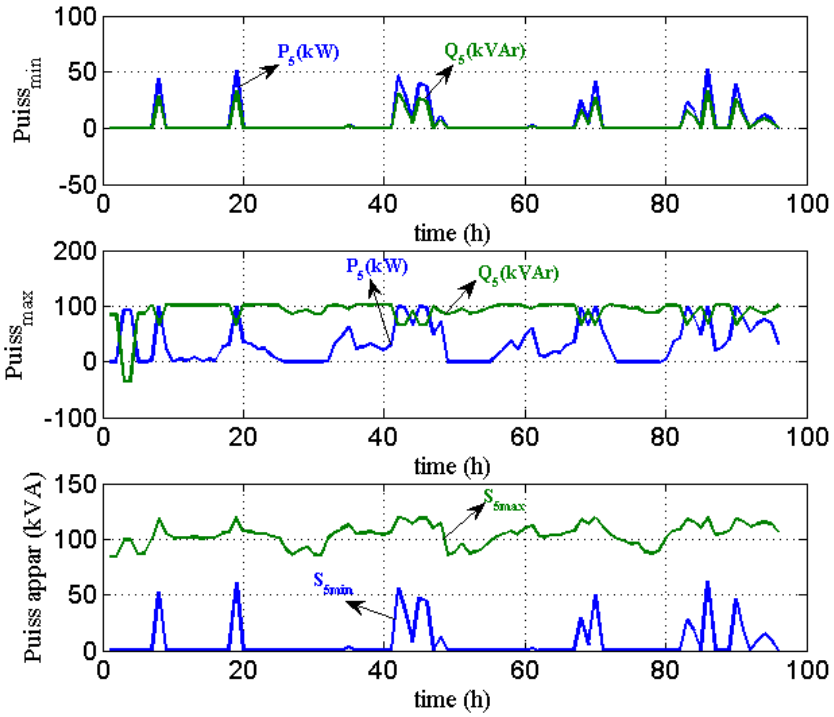


Fig. 4-13. Problème P1 : Cas de puissance apparente injectable minimale et maximale au nœud 5pendant quatre jours

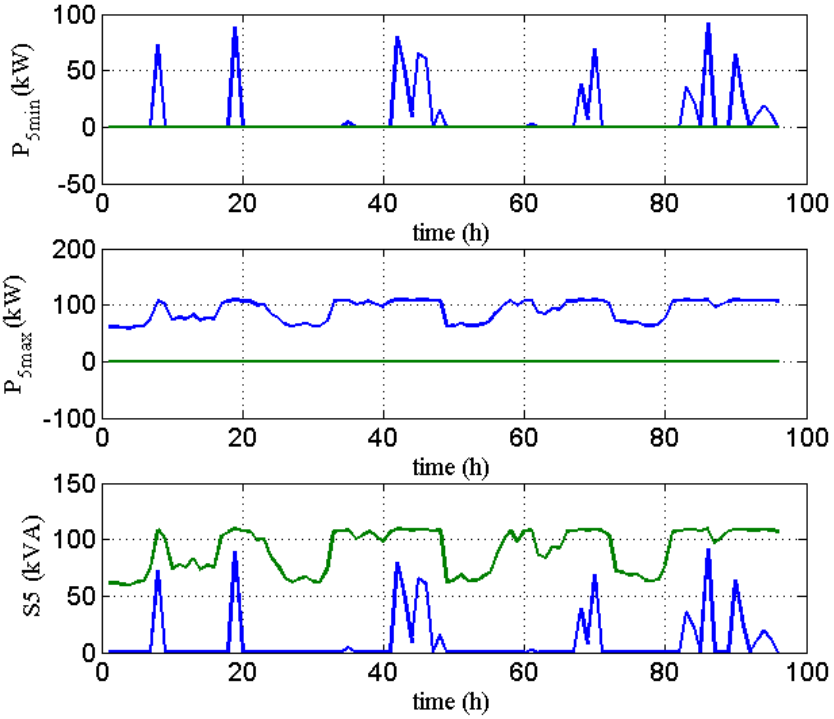


Fig. 4-14. Problème P2 : Cas de puissance active injectable minimale et maximale au nœud 5 pendant quatre jours

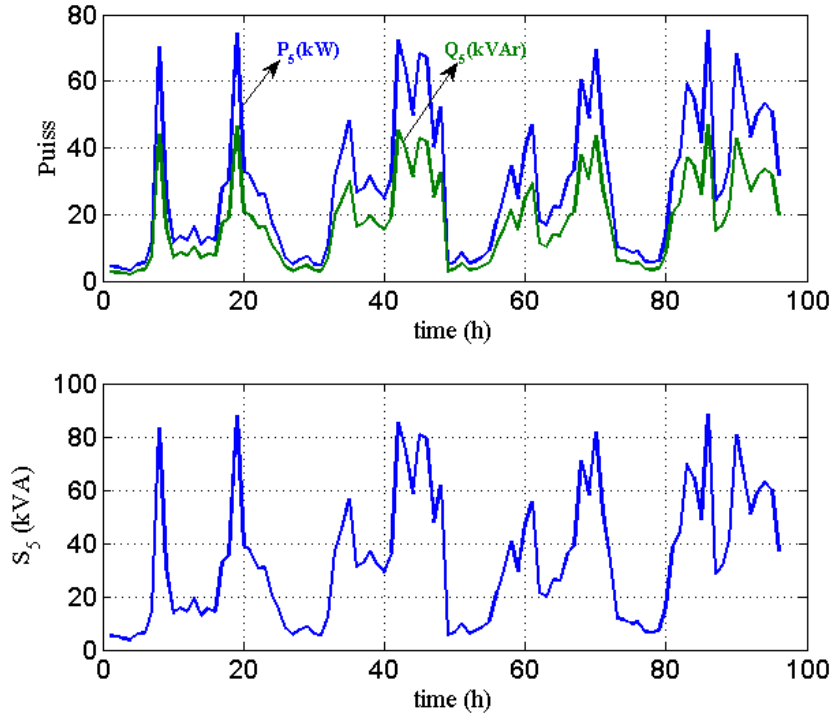


Fig. 4-15. Problème P3 : Cas de pertes minimales dans le réseau pendant quatre jours

Bien entendu, les puissances injectées active et réactive optimales sont positives dans tous les cas. En effet, le réseau considéré comporte uniquement des charges consommatrices, ce qui engendre uniquement des contraintes de sous-tension (sur-consommation de P et Q) et non de sur-tension (charges productives).

Par ailleurs, nous constatons qu'en imposant la puissance apparente minimale, le système génère moins de puissance active par rapport aux deux autres cas.

4.3.3 Recherche bi-critères de puissances injectables optimales

Après avoir fait une étude sur l'injection d'une puissance (active, apparente) de ces sources renouvelables dans le réseau, la prochaine étape est de nous permettre de conclure sur :

- L'intérêt d'une optimisation du profil de la puissance injectée ;
- Le nombre de nœuds et la position du point d'injection ;
- L'impact de l'injection d'une puissance réactive sur la qualité de l'électricité.

Les deux critères à minimiser sont :

- La puissance totale installée ($\sum S_{Gi}$) ;
- Les pertes en lignes ($\sum$pertes) (Ces pertes correspondent aux valeurs moyennes des pertes $\langle \boldsymbol{P_{loss}} \rangle$ et seront exprimées en kWh/h).

Notons que la fonction objectif de la partie précédente est une fonction mono-objectif (soit minimiser/maximiser la puissance injectée soit minimiser les pertes). Cependant, la fonction objectif dans cette partie est basée sur deux objectifs (bi-objectifs) : minimisation de la puissance injectée et minimisation des pertes en lignes. Ces deux objectifs peuvent êtres agrégés en un seul critère en utilisant un facteur de pondération variable :

$$f = \alpha \times \sum_{i=1}^{n} P_{G_i} + (1-\alpha) \times \sum_{i=1}^{n} P_{pert_i} \quad \textbf{(4-11)}$$

Les contraintes d'égalités et d'inégalités sont les suivantes :

$$\begin{cases} Q_{i,inj} + Q_{Li} = 0 \; avec \; i = [1:5] \\ 0{,}9 \leq |V_i| \leq 1{,}1 \\ -\pi \leq \delta_i \leq \pi \\ \left|I_{branche_{ij}}\right| \leq \left|I_{branche_{max,ij}}\right| \end{cases}$$

Nous imposons une valeur de α comprise entre [0; 1].

Lorsque l'injection de Q est admise, nous avons :

$$f = \alpha \times \sum_{i=1}^{n} S_{G_i} + (1-\alpha) \times \sum_{i=1}^{n} P_{pert_i}$$

Avec les contraintes d'égalités et d'inégalités suivantes :

$$\begin{cases} 0{,}9 \le |V_i| \le 1{,}1 \\ -\pi \le \delta_i \le \pi \\ \left|I_{branche_{ij}}\right| \le \left|I_{branche_{max,ij}}\right| \end{cases} \quad (4\text{-}12)$$

La *Fig. 4-16* schématise la démarche d'optimisation en utilisant là aussi la fonction Matlab "***fmincon***" (voir la *Fig. 4-16*). Dans cette fonction, l'amplitude de la tension ($|V_i|$) et l'angle du vecteur de tension (δ_i) sont les variables. Grâce à cette fonction, plusieurs cas sont traités.

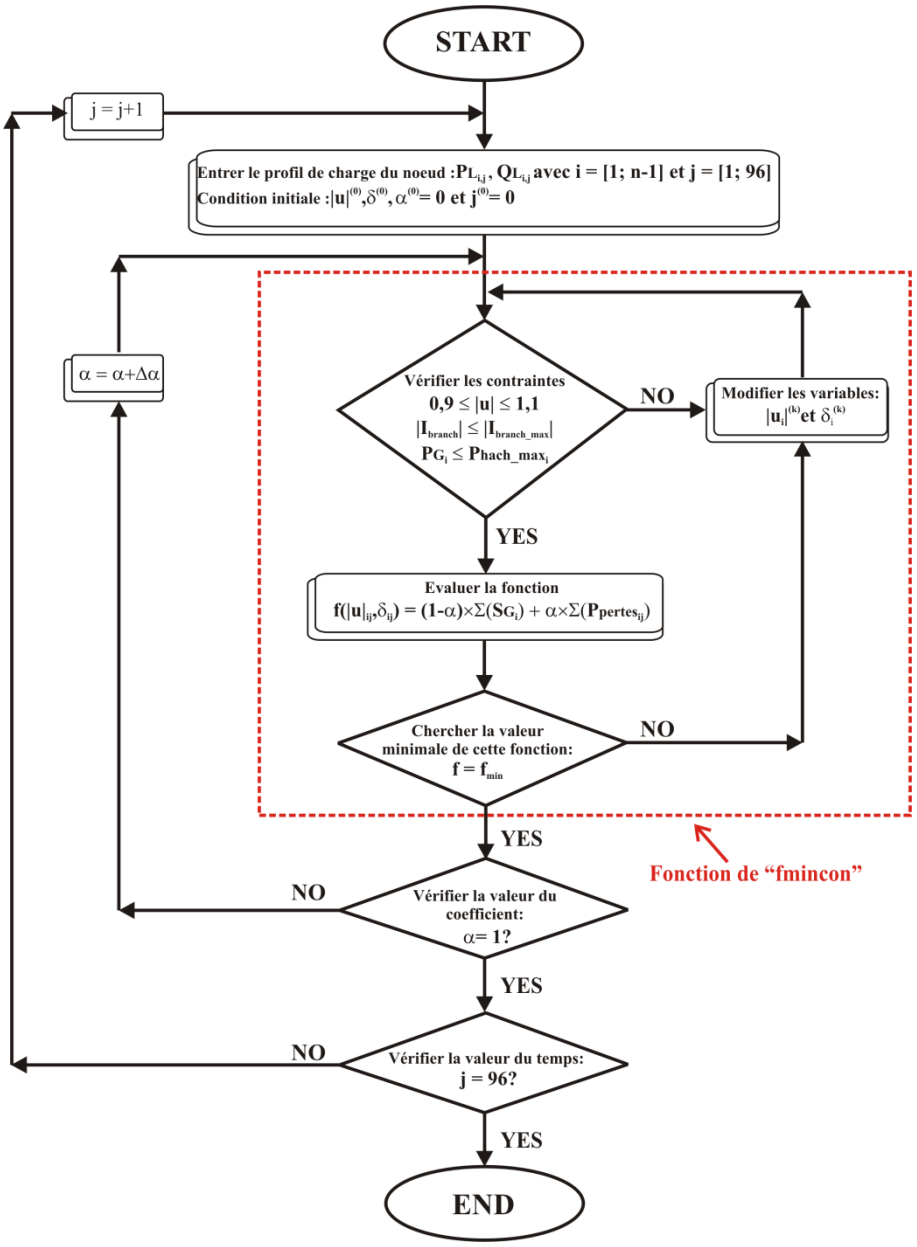


Fig. 4-16. Algorithme d'optimisation bi-critères (Puissance injectée minimale et pertes de lignes minimales)

Nous appliquons cet algorithme d'optimisation à deux cas distincts :

- On ne considère que l'instant le plus critique en termes de plan de tension
- On considère tout le profil temporel.

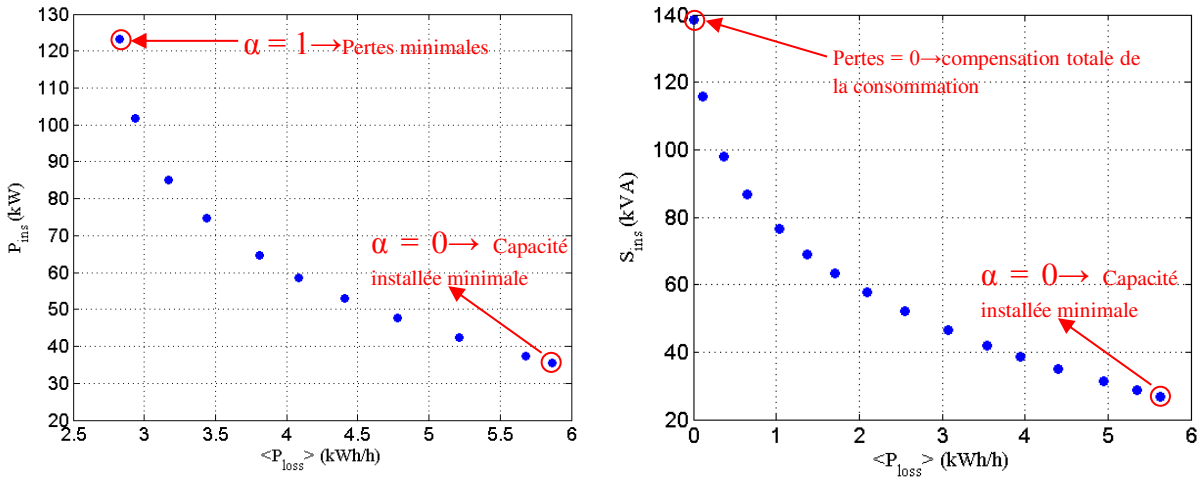
4.3.3.1 Cas où un seul instant considéré : instant critique

Nous déterminons la puissance injectée en chaque nœud afin de minimiser la somme des puissances, ainsi que la somme des pertes totales à un instant donné. Nous choisissons l'instant où la chute de la tension est maximale (dans le cas traité : à 13h00 lors d'un weekend estival). Ce cas représente le cas d'une forte consommation. Si nous pouvons résoudre le problème de la chute de tension avec des sources installées pour le pire des cas, on est assuré de compenser toujours la chute de tension pour les autres instants.

Les résultats sont donnés sur les figures ci-dessous sous la forme d'un front de Pareto. Sur la figure à gauche, on représente le cas où l'on injecte uniquement de la puissance active ($Q_{Gi} = 0$). Sur la figure de droite, on injecte de la puissance réactive.

Les points extrêmes du front de Pareto correspondent aux cas où $\alpha = 1$ (seules les pertes sont minimisés) et $\alpha = 0$ (seule la puissance est minimisée).

Notons de plus que pour le cas d'une injection d'une puissance active et réactive, la puissance minimisée est une puissance apparente.



(a) le cas de l'injection de puissance active

(b) le cas de l'injection de puissances active et réactive

Fig. 4-17. Front de Pareto de la puissance injectée en fonction des pertes dans les lignes à un instant où la chute de tension est maximale

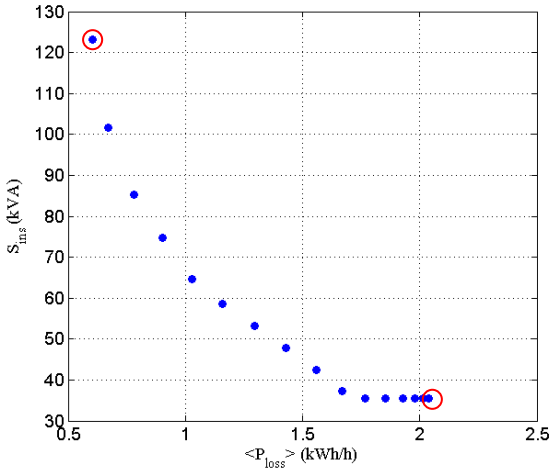
Ces résultats montrent que les deux objectifs considérés sont contradictoires. Pour la configuration à pertes nulles, la puissance apparente à injecter existe et vaut dans le cas traité 140 kVA. Cette puissance correspond à une compensation exacte de la consommation. Ainsi, avec des consommations de puissance réactive, il est intéressant d'injecter du P et du Q. Dans le cas contraire, une injection de puissance active suffit mais cela ne permet pas d'annuler les pertes de ligne mais simplement de les réduire. Le détail des résultats obtenus pour les deux solutions extrêmes $\alpha = 1$ et $\alpha = 0$ est précisé dans le tableau suivant.

Paramètres	Symbole	$\left(\sum_{i=1}^{n} P_{Gi}\right)_{min}$	$\left(\sum_{i=1}^{n} P_{perts}\right)_{min}$ (injecter juste P)	$\left(\sum_{i=1}^{n} S_{Gi}\right)_{min}$	$\left(\sum_{i=1}^{n} P_{perts}\right)_{min}$ (injecter P et Q)
Capacité		35,53 (kW)	123,27 (kW)	27,78 (kVA)	139,77 (kVA)
Puissance	P_{g1}	0	33,3	0	36,76
	P_{g2}	0	26,33	0,02	29,45
	P_{g3}	0	25,83	0,07	29,33
	P_{g4}	19,2	21,52	8,35	25,01
	P_{g5}	16,33	16,29	19,34	19,23
Tension (pu)	$\|V_1\|$	0,9663	0,9882	0,9711	1,025
	$\|V_2\|$	0,9433	0,9786	0,9483	1,025
	$\|V_3\|$	0,9247	0,9716	0,9279	1,025
	$\|V_4\|$	0,9193	0,9674	0,9205	1,025
	$\|V_5\|$	0,9174	0,9655	0,9207	1,025
Angle (rad)	δ_1	-0,0259	0,0179	-0,0349	0
	δ_1	-0,0229	0,0308	-0,0377	0
	δ_1	-0,0118	0,0462	-0,0354	0
	δ_1	-0,0019	0,0556	-0,0345	0
	δ_1	-0,0026	0,0596	-0,0345	0
Courant (A)	$\|I_{cab1}\|$	500	319,06	499,99	0
	$\|I_{cab2}\|$	342,43	236,03	340,03	0
	$\|I_{cab3}\|$	216,99	169,03	209,07	0
	$\|I_{cab4}\|$	107,33	101,61	75,44	0
	$\|I_{cab5}\|$	46,39	44,07	0,98	0

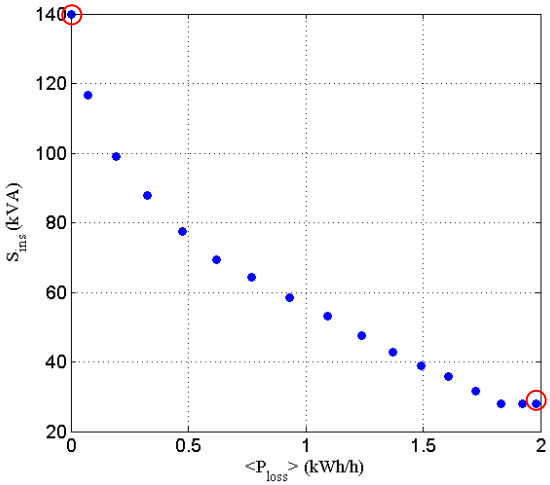
TABLEAU 4-2. Résultats des puissances injectables optimales

4.3.3.2 Cas où tous les instants sont considérés (4 jours = 96 heures)

Suite au cas précédent, dans cette étude, nous optimisons les puissances à injecter en chaque nœud pour toutes les heures. La démarche est identique à la précédente. Les résultats obtenus sont donnés sur les *Fig. 4-18 (a) et (b)* ci-dessous.



(a) le cas de l'injection puissance active sur des nœuds



(b) le cas de l'injection puissance active et réactive

Fig. 4-18. Front de Pareto de la puissance injectée en fonction des pertes dans les lignes pendant quatre jours typiques

Le calcul sur 4 jours donne sensiblement les mêmes résultats que le calcul sur les instants les plus critiques mais avec une durée de simulation nettement supérieure : 30 secondes contre 2 heures. Par conséquent, nous pouvons déterminer la capacité installée à partir uniquement de l'instant le plus critique (instant de plus forte de consommation).

4.3.4 Stratégie de gestion optimale de l'énergie

4.3.4.1 Traitement des données du réseau et de la condition météorologique

Dans le modèle de "*PVbat_sim*", un des paramètres d'entrée est la condition atmosphérique (ensoleillement et température). Grâce au modèle "Domestic Electricity Demand Model" d'Ian Richardson et de Murray Thomson [IAN-10], nous récupérons l'ensoleillement pour une journée typique d'hiver. Pour simplifier le reste des données météorologiques, la température pendant une journée est considérée constante. Les profils temporels (échelle : la minute) du flux solaire ainsi que la température introduite dans le modèle de "*PVbat_sim*" sont présentés sur la figure suivante :

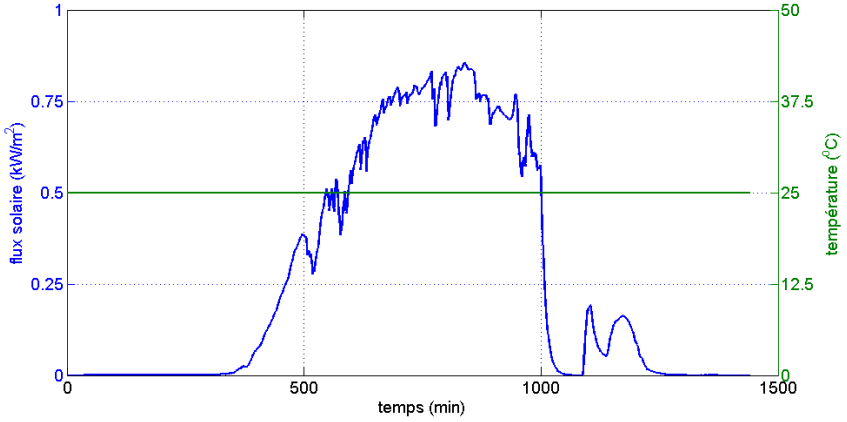
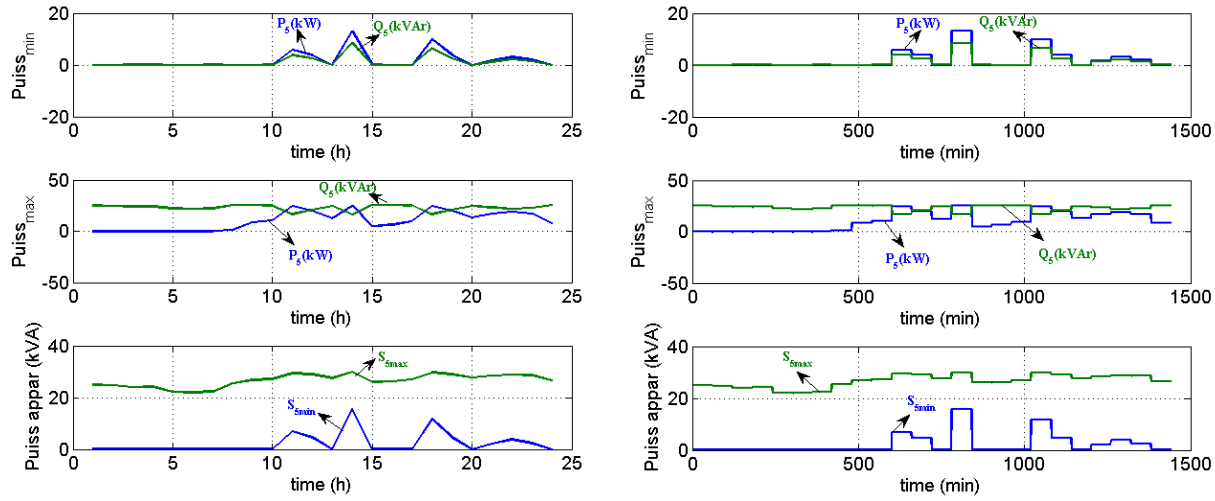


Fig. 4-19. Ensoleillement et température pendant une journée

Par la suite, le profil de puissance est récupéré en utilisant le modèle "*Puiss_réseau*". Premièrement, nous utilisons le modèle de consommation pour extraire un profil de charge pour chaque nœud pendant quatre jours typiques. Ils sont regroupés en deux saisons : l'été et l'hiver. Car la demande des consommateurs est plus importante pendant ces deux saisons.

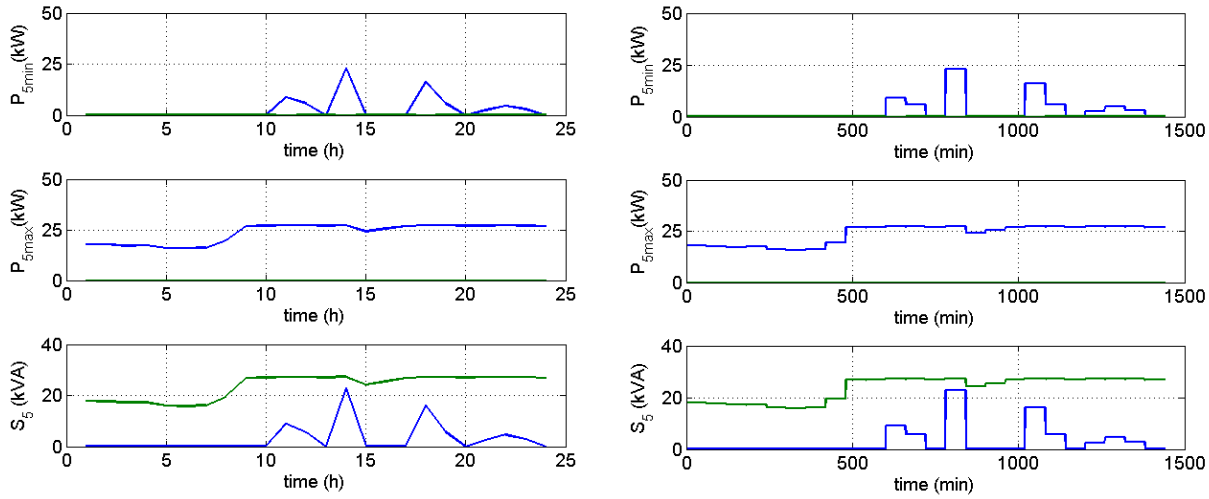
Pour chaque saison, nous avons choisi un jour de semaine et un autre jour de week-end. Cela permet de refléter les besoins électriques domestiques. Les gens notamment travaillent la semaine ou les enfants sont à l'école. En conséquence, la demande d'électricité domestique dans la journée est moins importante par rapport au soir lorsqu'ils rentrent chez eux. On observe logiquement l'inverse le week-end. La demande électrique devient normalement plus forte le weekend que la semaine.

Comme indiqué, le profil de l'ensoleillement est extrait pour chaque minute. Par contre, nous avons calculé le profil de la tension en se basant sur le profil de charge avec un pas discrétisation horaire (voir la *Fig. 4-4*). C'est pourquoi nous devons discrétiser le profil de charge à la minute afin de synthétiser les deux profils dans la même unité de temps. Les deux profils sont montrés ci-après:



(a) *(b)*

Fig. 4-20. Puissance apparente injectée minimale et maximale au nœud 5pendant une journée (a) chaque heure (b) discrétisation chaque minute



(a) *(b)*

Fig. 4-21. Puissance active injectée minimale et maximale au nœud 5 pendant une journée (a) chaque heure (b) discrétisation chaque minute

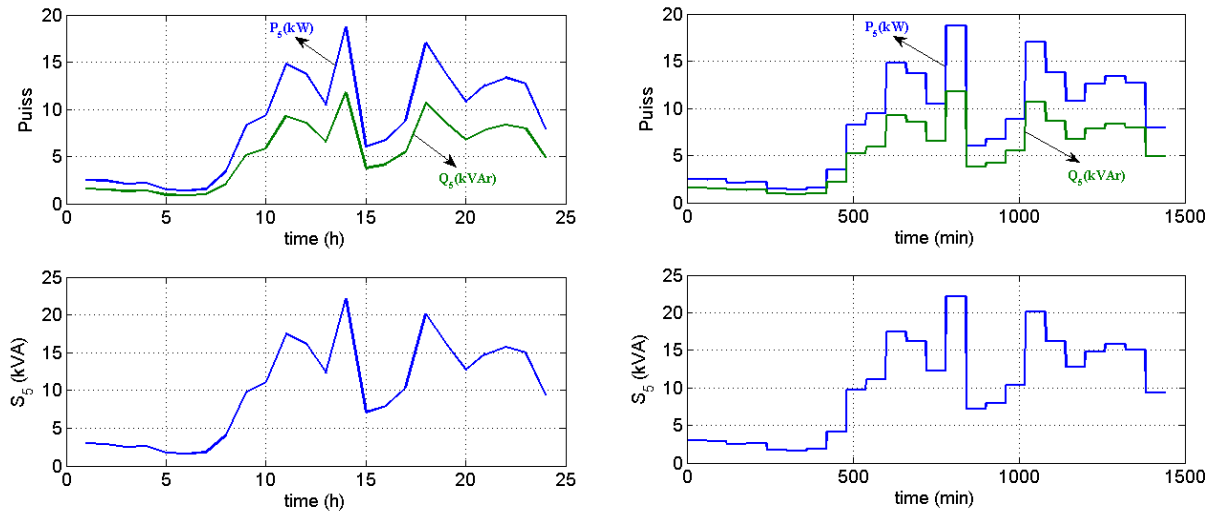


Fig. 4-22. Puissance apparent injectée au nœud 5 afin de minimiser les pertes dans ce réseau pendant une journée (a) chaque heure (b) discrétisation chaque minute

Les puissances discrétisées, sont utilisées comme données d'entrée dans le modèle "*PVbat_sim*". Ce modèle est utilisé pour analyser l'échange du flux d'énergie entre le système PV et le réseau. En connaissant le besoin instantané du réseau (comme le profil dans les figures ci-dessus en respectant le plan tension et les contraintes sur les courants de lignes), nous pouvons alors calculer des puissances fournisse par le système PV en considérant les pertes dans les sources et les appareils associés (ici le hacheur et l'onduleur monophasé).

4.3.4.2 Optimisation de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques dans le cas d'une injection dans un seul nœud

Dans cette partie, nous étudions l'échange de l'énergie entre le réseau simplifié et les sources PV + batterie installés au nœud N°5. Normalement, la tension des nœuds augmente en

ajoutant les sources d'énergies renouvelables (EnRs). La variation de la tension aux nœuds doit rester dans l'intervalle autorisé compris entre 0,9 et 1,1 de la tension nominale.

Pour estimer l'évolution de la tension aux nœuds lorsqu'il y a une installation de sources renouvelables dans le réseau, nous utilisons la fonction "***fmincon***" dans MATLAB avec ses contraintes linéaires et non linéaires dans le modèle de "*Puiss_réseau*". Grâce à cette fonction, nous pouvons aussi calculer les puissances injectées limites au nœud N°5 (voir de la *Fig. 4-14*) en respectant les contraintes réseau (plan tension, capacité câbles).

Une fonction objectif est introduite afin de minimiser ou maximiser un critère, ici la puissance injectable limite dans le nœud. Les contraintes concernent le plan de tension pour tous les nœuds, ainsi que les courants efficaces dans les branches de ce réseau.

En se basant sur les puissances injectables maximales (S_{DGmax}) et minimales (S_{DGmin}), elles sont déterminées en appliquant le modèle "*Puiss_réseau*", nous proposons une stratégie d'optimisation de l'énergie produite par les panneaux PV (voir la *Fig. 4-23*).

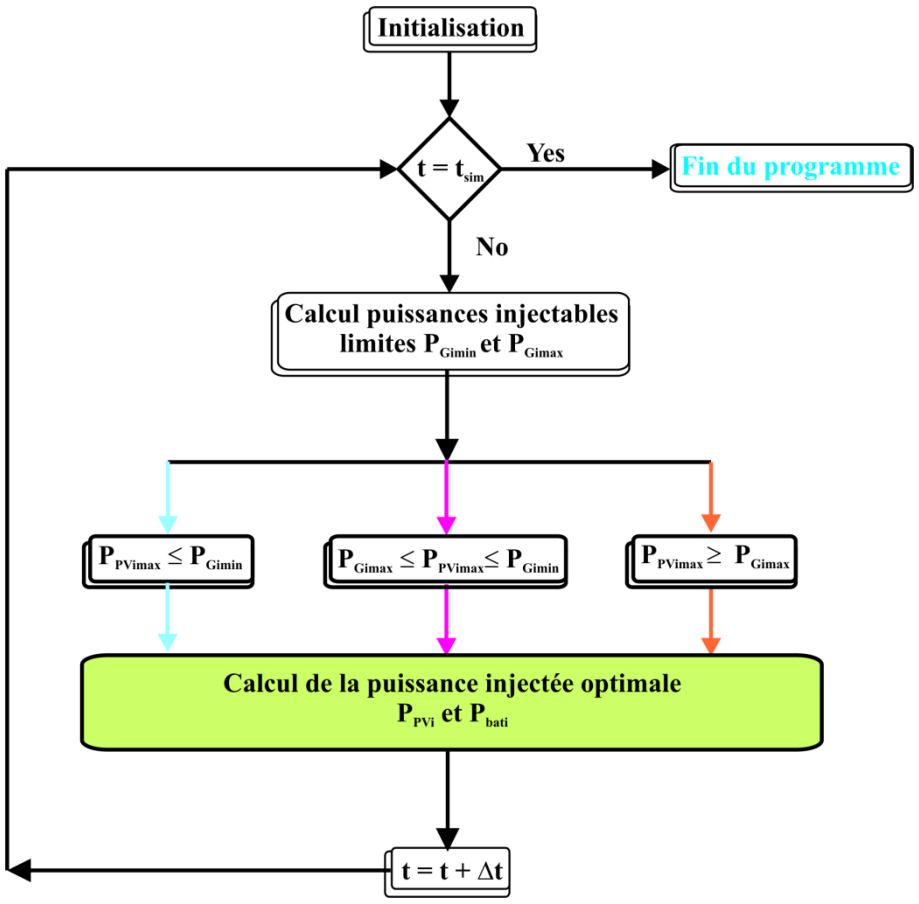


Fig. 4-23. Algorithme d'optimisation de la puissance injectée par système PV/Stockage dans le cas un seul nœud

Ci-après, les différents scénarii adoptés:

1. *Puissance produite par le PV est inférieure à la puissance injectée minimale :*

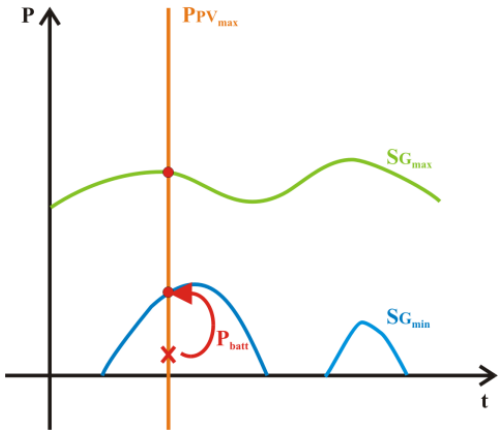


Fig. 4-24. Puissance fournie par PV est inférieure la puissance minimale

La *Fig. 4-24* montre le système PV dans le cas où les panneaux ne peuvent pas fournir une puissance nécessaire pour compenser la chute de tension dans tous les nœuds. Dans ce cas-là, il faut décharger la batterie pour atteindre la puissance injectée minimale (respectant la contrainte en tension). Cela se produit généralement quand le soleil est faible et que la demande des consommateurs est importante.

2. *Puissance produite par le PV se situe dans l'intervalle [S_{DGmax}, S_{DGmin}]:*

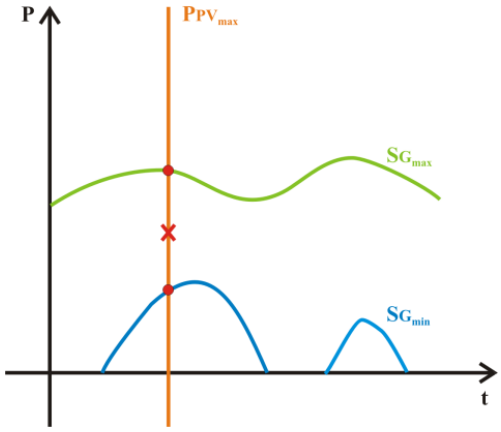


Fig. 4-25. Puissance produite par le PV se situe dans l'intervalle [S_{DGmax}, S_{DGmin}]

La *Fig. 4-25* montre ici que le système PV génère une puissance comprise entre la puissance injectable minimale et maximale. A cet instant, les panneaux produisent leur puissance maximale dans ce nœud. Si la batterie n'est pas pleine et que la demande des consommateurs n'est pas aussi importante, cette puissance pourrait être utilisée pour charger la batterie tout en veillant à bien respecter le plan de tension. Ce cas peut se rencontrer dans des instants de la journée où le soleil est assez fort (production PV élevée).

3. *Puissance produite par le PV est supérieure à la puissance injectée maximale:*

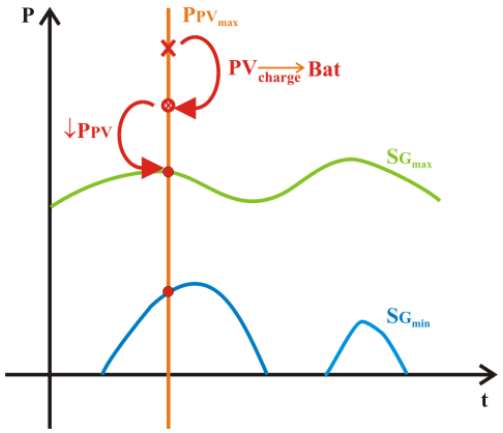


Fig. 4-26. Le PV produit une puissance qui est supérieure la puissance injectée maximale

La *Fig. 4-26* montre le système PV générant une puissance supérieure à la puissance injectée maximale sur le nœud 5. Premièrement, l'énergie produite par les panneaux est utilisé pour charger l'accumulateur si celui-ci n'est pas plein. Lorsque l'accumulateur est plein, si cette puissance est encore supérieure à la puissance injectable maximale S_{DGmax}, les panneaux sont délestés jusqu'à la valeur de S_{DGmax}. Là encore, nous pouvons trouver ce cas de figure lors de journée de fort ensoleillement.

Le but de cette stratégie est de récupérer le maximum d'énergie possible du système PV et d'éviter le délestage du PV. Nous définissons le rapport entre l'énergie maximale que les panneaux PV peuvent produire à chaque instant et l'énergie réellement produite aussi par ces panneaux. Ce rapport, dénommé facteur de délestage PV, permettra de déterminer le point de fonctionnement optimal entre le système PV et la batterie.

4.3.4.3 Facteur de délestage PV de la source énergétique solaire

Pour un dimensionnement fixe du système PV, le PV ne peut pas à certains instants délivrer toute l'énergie renouvelable productible au risque de violer les contraintes du réseau (plan de tension et capacité câble) et du stockage (saturation). La production doit alors être délestée. Nous parlons d'énergie improductive du PV. Le facteur de délestage PV est défini comme suite.

$$r_{imp} = \frac{E_{imp_PV}}{E_{\max_PV}}$$

Avec E_{imp_PV} l'énergie improductive des PV.
$E_{\max_PV}$ l'énergie maximale produite par les PV.

Ce facteur indique l'efficacité d'une stratégie d'exploitation des panneaux PV dans le réseau en respectant les contraintes du réseau et celle du stockage. Plus ce ratio est faible, plus la stratégie est efficace.

4.3.4.4 Stratégie d'optimisation de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques dans le cas d'une injection multi-nœuds

Après avoir étudié l'impact de l'injection des sources d'énergie renouvelables sur un seul nœud, nous nous intéressons maintenant à l'injection des sources d'énergie renouvelables sur plusieurs nœuds à la fois. La question qui se pose ici : l'injection multi-nœud nous permet-elle d'utiliser la même stratégie que dans le cas de l'injection sur un seul nœud? Si non, quelle stratégie doit-on adopter pour déterminer la puissance optimale des systèmes PV sur les nœuds ? Nous pourrions prendre un exemple avec une injection de puissance sur deux nœuds à la fois. Nous choisissons ici d'intégrer les sources EnRs dans les ***nœuds N°3 et N°4***. Le système EnR en chaque nœud est identique en termes de dimensionnement (surface PV, capacité installée de batterie et les calibres en courant des convertisseurs).

Vu que la tension aux nœuds se modifie lorsqu'il y a une puissance injectée sur un nœud donné, nous ne pouvons pas utiliser la stratégie précédente en l'appliquant simplement sur chaque nœud car les nœuds sont électriquement couplés. Injecter une puissance à un nœud « i » modifie le profil de la puissance à injecter au nœud « j » et vis-et-versa. Il faut penser donc à une nouvelle stratégie permettant d'optimiser la puissance générée par le système PV installé sur deux nœuds. Dans tous les cas, nous devons toujours respecter les contraintes définies par le plan tension pour chaque nœud ainsi que le courant maximal admissible dans chaque branche.

Par ailleurs, nous rajoutons une contrainte sur le système de stockage. C'est-à-dire que l'état de charge (SOC) de l'accumulateur doit respecter une tolérance afin que la batterie opère avec efficacité. Autrement dit, le SOC à chaque instant doit toujours rester entre deux bornes SOC_{min} et SOC_{max}.

Nous scindons le fonctionnement du système PV en deux périodes pendant la journée: période avec le soleil ($\lambda > 0$) et celle sans soleil ($\lambda = 0$). Cette nouvelle stratégie consiste à optimiser la production PV (avec délestage possible) et la puissance de charge/décharge de la batterie en chaque nœud de ce réseau. Elle dépend de la valeur de l'état de charge de la batterie à chaque instant. Ici nous présentons quelques scénarii en fonction de la valeur de l'état de charge de la batterie à l'instant t. D'après la thèse de Yaël Thiaux, la batterie opère dans de bonnes conditions si elle reste dans un état de charge compris entre 0,3 (SOC_{min}) et 0,9 (SOC_{max}). On suppose que la batterie est pleine lorsque la valeur du SOC est de 0,9 et qu'elle est vide pour un SOC de 0,3.

Dans la partie précédente, les deux modèles *Puiss_réseau* et *PVbat_sim* sont séparés. Le modèle *Puiss_réseau* est appliqué pour calculer une puissance injectée maximale et minimale acceptable en respectant les contraintes du réseau. Après, ces puissances sont utilisées comme

les contraintes utilisant pour des puissances produites par le système PV dans le modèle *PVbat_sim*. Cependant, dans cette partie, les deux modèles *Puiss_réseau* et *PVbat_sim* sont couplés. Ca veut dire qu'un modèle dépend de l'autre. Le modèle *Puiss_réseau* nous permet de calculer les puissances nécessaires en respectant les contraintes du réseau. Ces puissances sont ensuite entrées dans le modèle *PVbat_sim* pour calculer le profil de puissance produit par le système PV.

La fonction dans le modèle *Puiss_réseau* est modifiée en fonction de l'état de charge de la batterie. Cette fonction permet de :

- Calculer une puissance injectée maximale fournie par tous les systèmes PV connectés au réseau (« n » est nombre de nœuds ou injectent les sources renouvelables)

$$f = \sum_{i=1}^{n} P_{G_i} \rightarrow max \tag{4-13}$$

- Calculer une puissance injectable minimale produite par tous les systèmes PV ;

$$f = \sum_{i=1}^{n} P_{G_i} \rightarrow min \tag{4-14}$$

- Calculer une puissance injectable maximale fournie par une partie des systèmes PV dans le réseau (« m » est nombre de nœuds parmi « n » nœuds)

$$f = \sum_{i=1}^{m} P_{G_i} \rightarrow min\ (m < n) \tag{4-15}$$

Par ailleurs, les contraintes entrées dans le modèle *Puiss_réseau* sont aussi dépendantes de l'état de charge de la batterie. Elles sont exprimées comme suit :

- Contraintes du réseau :

$$\begin{cases} 0{,}9 \leq |V_i| \leq 1{,}1 \\ -\pi \leq \delta_i \leq \pi \\ \left|I_{branche_{ij}}\right| \leq \left|I_{branche_{max,ij}}\right| \end{cases} \tag{4-16}$$

- Contraintes du réseau et des sources d'énergie renouvelables :

$$\begin{cases} 0{,}9 \leq |V_i| \leq 1{,}1 \\ -\pi \leq \delta_i \leq \pi \\ \left|I_{branche_{ij}}\right| \leq \left|I_{branche_{max,ij}}\right| \\ P_{G_i} \leq P_{hach_max_i} \end{cases} \tag{4-17}$$

La figure présente la stratégie d'optimisation de la puissance délivrée par le système PV dans le cas de l'injection des sources d'énergie renouvelables sur multi-nœuds. Dans notre étude, nous avons choisi d'injecter le système PV dans des nœuds 3 et 4 ($i = 3\ et\ j = 4$).

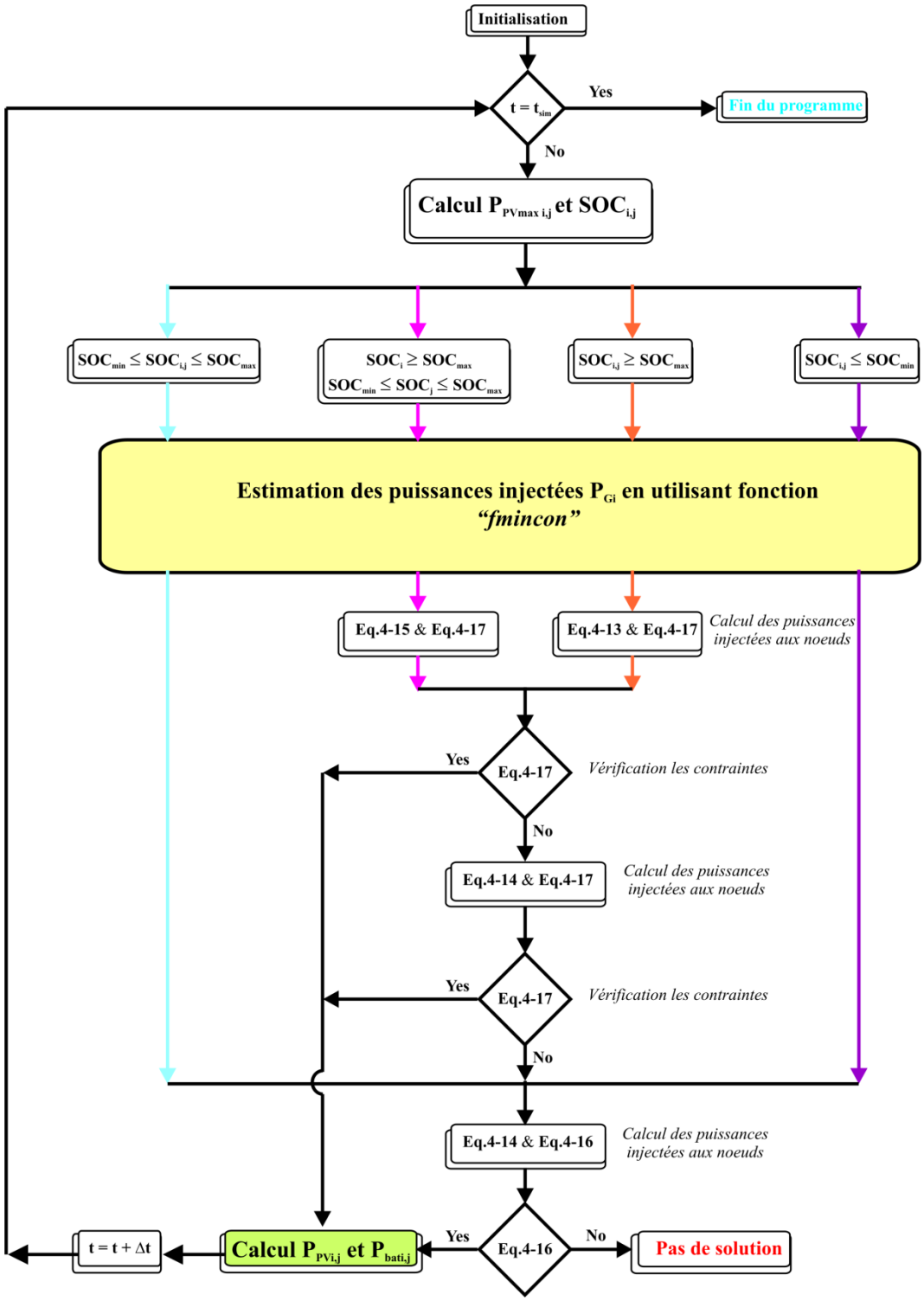


Fig. 4-27. Algorithme d'optimisation de la puissance injectée par système PV dans le cas multi-nœuds

1. *Toutes les batteries sont pleines avec du soleil (voir la ligne jaune sur la Fig. 4-27) comme par exemple SOC_temps(t) = [0,9 0,9].*

Lorsque la batterie est pleine, elle ne peut plus se charger. A cet instant, avec un ensoleillement important, la puissance injectée totale est maximisée en respectant les contraintes dans le réseau; et la puissance injectée sur chaque nœud doit être inférieure à la puissance produite maximale par les panneaux PVs après le hacheur (P_{hach_max}). En appliquant la fonction *"**fmincon**"* de MATLAB, nous définissons une fonction objectif (voir l'équation (4-13)) sous les contraintes du réseau et du système PV représentée par l'équation (4-17). Si la puissance injectée P_{Gi} est inférieure à la puissance maximale du PV, la puissance délivrée par le PV et celle délivrée par la batterie peuvent se calculer à partir des expressions suivantes :

$$\begin{cases} P_{PV_{3,4}} = P_{G_{3,4}} + P_{pertes_ond\ 3,4} \\ P_{bat_{3,4}} = 0 \end{cases} \quad (4\text{-}18)$$

Si on ne peut pas satisfaire les contraintes exprimées par l'équation (4-17), cela peut signifier que l'éclairement est faible et que la demande des consommateurs est importante. La fonction objectif est alors modifiée pour minimiser la puissance injectée totale sur les nœuds au lieu de la maximiser (voir l'équation (4-14)). De la même manière que précédemment, le plan de tension et le courant de ligne sont vérifiés, et la puissance injectée réelle dans chaque nœud doit être inférieure à la puissance maximale du PV ($P_{hach_max_i}$) (représenté par l'équation (4-17)). Puisque la puissance P_{Gi} est inférieure à la puissance PV maximale, les puissances délivrées par le PV et par la batterie sont calculés par l'équation (4-18).

Si on ne peut toujours pas satisfaire le plan tension ou le courant de ligne ou la puissance injectée dans chaque nœud, la puissance produite par les panneaux PVs n'est pas suffisante pour compenser la chute de tension. C'est-à-dire que la batterie doit se décharger dans le réseau avec les panneaux afin de satisfaire les contraintes de tolérance autorisée de tension et le courant maximal de ligne. Ici nous ne mettons pas de contraintes sur la puissance injectée dans les nœuds sélectionnés car la puissance injectée peut-être la somme de puissance produite par les PVs et de la puissance de la batterie. Les puissances fournies par le PV et par la batterie sont exprimées dans l'équation ci-dessous :

$$\begin{cases} P_{PV_{3,4}} = P_{G_{3,4}} + P_{pertes_{ond_{3,4}}} \\ P_{bat_{3,4}} = 0 \end{cases} \quad si\ \ P_{hach_max_{3,4}} \geq P_{G_{3,4}} + P_{pertes_{on}}$$

$$ou \quad (4\text{-}19)$$

$$\begin{cases} P_{PV_{3,4}} = P_{hach_max_{3,4}} \\ P_{bat_{3,4}} = P_{hach_max_{3,4}} - \left(P_{G_{3,4}} + P_{pertes_{ond_{3,4}}}\right) \end{cases} \quad si\ \ P_{hach_max_{3,4}} \leq P_{G_{3,4}} + P_{pertes_{on}}$$

2. *Une des batteries est pleine avec du soleil (voir la ligne rose sur la Fig. 4-27 comme par exemple SOC_temps(t) = [0,5 0,9].*

Dans ce cas, il y a une des batteries qui est pleine (ici la batterie du nœud 4), la fonction objectif reste de minimiser la puissance injectée sur le nœud quand la batterie n'est pas pleine

(minimiser la puissance injectée du système PV + batterie sur le nœud 3). Dans le cas où l'on considère deux nœuds, P_{G3} est minimisée avec des contraintes sur le plan de tension, sur le courant de ligne et sur la puissance injectée de chaque nœud sélectionné.

L'optimisation ici est de générer une puissance injectée maximale au nœud 4 (où la batterie est pleine) et de minimiser la puissance injectée au nœud 3 (où la batterie n'est pas pleine) (voir l'équation (4-15)). La différence entre la puissance injectée et la puissance produite maximale du nœud 3 est utilisée pour charger la batterie. Les puissances produites par les panneaux PVs sont maximisés à cet instant. Lorsque la puissance produite par le système PV + batterie sur le nœud 4 a été générée, elle va permettre de réduire la puissance injectée sur le nœud 3 dans le réseau. Quand nous imposons des contraintes sur les puissances injectées limites pour chaque nœud (équation (4-17)), la fonction objectif va renvoyer la puissance injectée maximale sur le nœud 4 afin de minimiser la puissance injectée sur le nœud 3. Les puissances fournies par le PV et par la batterie sur chaque nœud sont exprimées dans l'équation ci-dessous :

$$\begin{cases} P_{PV_3} = P_{hach_max_3} \\ P_{bat_3} = P_{hach_max_3} - \left(P_{G_3} + P_{pertes_ond_3}\right) \\ P_{PV_4} = P_{G_4} + P_{pertes_ond_4} \\ P_{bat_4} = 0 \end{cases} \quad (4\text{-}20)$$

Si elle ne peut pas satisfaire ces contraintes, la fonction objectif est modifiée afin de minimiser la puissance injectée totale des nœuds au lieu de minimiser la puissance injectée sur le nœud où la batterie n'est pas pleine. Le plan de tension et le courant passant dans les branches sont vérifiés et la puissance injectée réelle dans chaque nœud doit être inférieure à la puissance P_{hach_max}. Puisque la puissance P_{Gi} est inférieure à la puissance maximale du PV, les puissances délivrées par le PV et par la batterie sont calculées à partir de l'équation (4-20).

Si on ne peut toujours pas satisfaire le plan de tension ou le courant passant dans les branches ou la puissance injectée dans chaque nœud, la puissance produite par les panneaux PVs ne suffit pas pour compenser la chute de tension. C'est-à-dire que la batterie doit se décharger dans le réseau avec les panneaux afin de satisfaire les contraintes de tolérance autorisée de tension ainsi que le courant maximal passant dans les branches. Ici nous ne mettons pas de contraintes sur la puissance injectée dans les nœuds sélectionnés car la puissance injectée peut être la somme de la puissance produite par les PVs et de la puissance de la batterie. Les puissances fournies par le PV et par la batterie sont exprimées dans l'équation ci-dessous :

- Nœud 3 :

$$\begin{cases} P_{PV_3} = P_{hach_max_3} \\ P_{bat_3} = P_{hach_max_3} - \left(P_{G_3} + P_{pertes_ond_3}\right) \end{cases} \quad (4\text{-}21)$$

- Nœud 4 :

$$\begin{cases} P_{PV_4} = P_{G_4} + P_{pertes_ond_4} \\ P_{bat_4} = 0 \end{cases} \quad si \;\; P_{hach_max_4} \geq P_{G_4} + P_{pertes_{ond_4}}$$

$$ou$$

$$\begin{cases} P_{PV_4} = P_{hach_max_4} \\ P_{bat_4} = P_{hach_max_4} - \left(P_{G_4} + P_{pertes_{ond_4}}\right) \end{cases} \quad si \;\; P_{hach_max_4} \leq P_{G_4} + P_{pertes_{ond_4}} \qquad (4\text{-}22)$$

3. *Toutes les batteries sont soit ni pleines ni vides (la ligne verte sur la Fig. 4-27 comme par exemple SOC_temps(t) = [0,6 0,7]) soit inférieure à l'état de charge minimal, SOC_{min} (la ligne violet sur la Fig. 4-27 comme par exemple SOC_temps(t) = [0,28 0,27]) avec ou sans soleil :*

A cet instant, toutes les batteries sont dans un état de charge intermédiaire ($SOC_{min} < SOC(t) < SOC_{max}$). L'objectif est de satisfaire les contraintes de chute de tension et le courant dans les branches, et de charger les batteries si c'est possible. Ainsi la fonction objectif est de minimiser la puissance injectée dans les nœuds. Et les panneaux PV vont générer des puissances maximales en considérant la fonction (4-14) avec les contraintes (4-16). Elles permettent de compenser la chute de tension et aussi de recharger la batterie. Les puissances fournies par le PV et par la batterie sont exprimées ci-dessous :

$$\begin{cases} P_{PV_{3,4}} = P_{hach_max_{3,4}} \\ P_{bat_{3,4}} = P_{hach_max_{3,4}} - \left(P_{G_{3,4}} + P_{pertes_ond_{3,4}}\right) \end{cases} \qquad (4\text{-}23)$$

S'il n'y a pas le soleil ($P_{hach_max_{3,4}} = 0$), la stratégie est de générer une puissance injectée totale minimale comme dans le cas précédant (le SOC entre le SOC_{max} et le SOC_{min}). Car cette puissance est fournie par les batteries. Dans notre étude, les batteries sont utilisées lorsque le soleil est faible ou nul. C'est pourquoi lorsque l'optimisation, l'objectif est de minimiser la puissance déchargée par les batteries et de maximiser la puissance chargée (toujours par les batteries). Avec les panneaux PVs, s'il y a le soleil, la puissance générée est toujours maximale.

4.3.5 Exemple d'application les gestions optimales

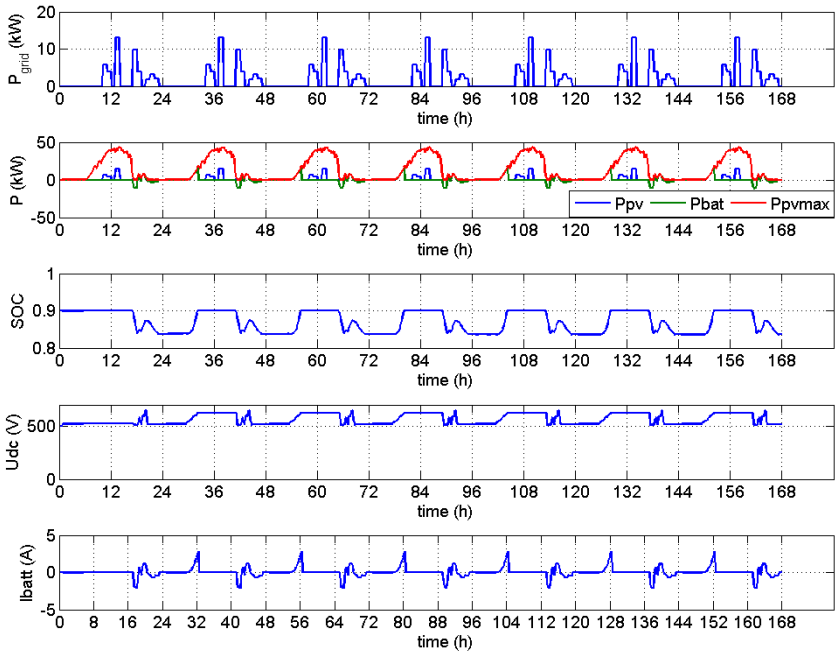
Après avoir étudié différentes stratégies pour les différents états de charge de la batterie, nous imposons ici le dimensionnement du système PV + batterie. La tension du bus continu est supposé constante 500V. Les paramètres du système sont rappelés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur	Unité
Surface PV (S_{PV})	208	m^2
Capacité de la batterie (C_{bat})	60	kWh
Calibre en courant du hacheur (Ic_hach)	80	A
Calibre en courant de l'onduleur (Ic_ond)	100	A

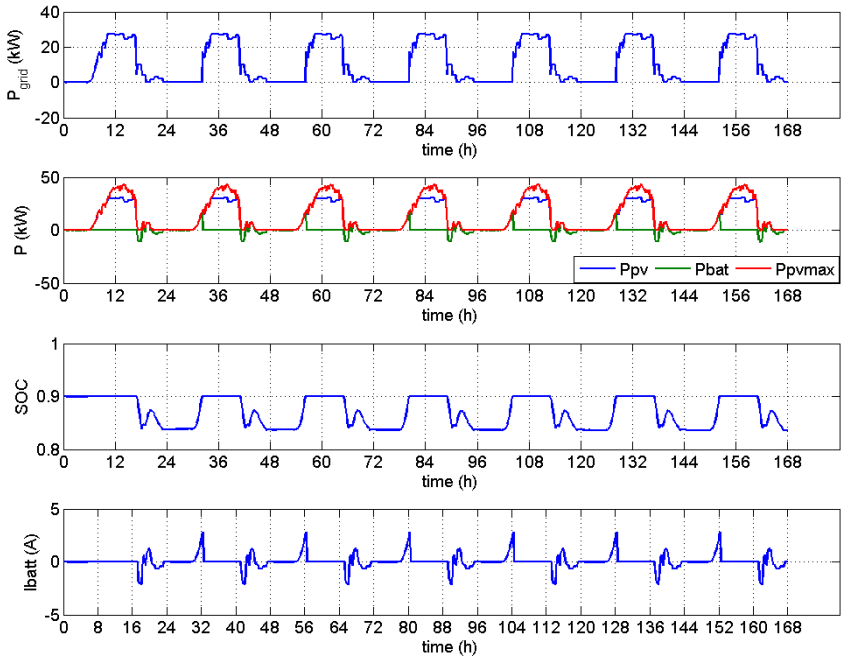
TABLEAU 4-3. Dimensionnement du système PV/Stockage

4.3.5.1 Cas d'une injection dans un seul nœud

Nous avons choisi d'installer un système PV sur le nœud N°5 qui est le plus loin du transformateur. En utilisant la stratégie présentée dans la partie *4.3.1.2*, nous avons obtenu les résultats présentés sur la *Fig. 4-28*.



(a) Sans stratégie d'optimisation de l'énergie produite par le système PV + batterie



(b) Avec stratégie d'optimisation de l'énergie produite par le système PV + batterie

Fig. 4-28. Profil de puissance injectée, puissance produite par le PV + batterie et l'évolution de batterie

Bien évidemment, le rendement des panneaux PV est amélioré avec cette stratégie. En plus de maintenir la tension des nœuds du réseau, le système PV permet aussi d'alimenter une partie des charges locales sur le nœud où est installé le générateur hybride. En outre, il permet de diminuer les pertes dans les câbles, et de réduire la puissance fournie par le transformateur BT/HTA. Dans notre étude, le rôle de l'accumulateur est de compenser un manque de puissance dans les instants sans soleil, ou à faible ensoleillement, lorsque la consommation est élevée. Nous pouvons remarquer sur les *Fig. 4-28 (a) et (b)* avec un dimensionnement fixe, que la batterie est déchargée dans le cas sans soleil et les panneaux PV ne peuvent pas satisfaire la demande du réseau pour compenser la chute de tension dans des nœuds.

4.3.5.2 Cas d'une injection multi-nœuds

Dans le cas d'injection du système PV sur plusieurs nœuds, nous choisissons les nœuds 3 et 4. Nous avons obtenu des résultats suivants :

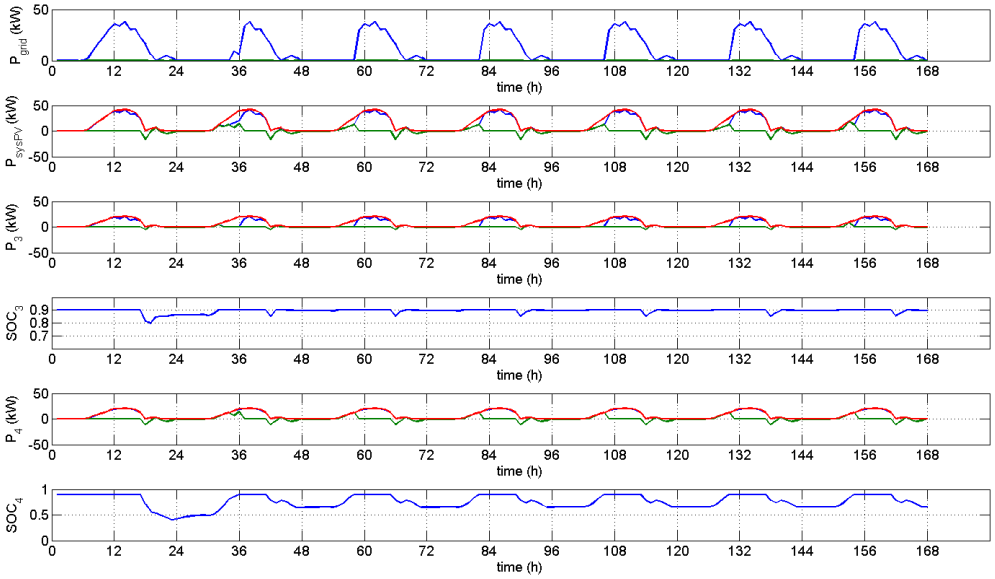


Fig. 4-29. Profil de production par les systèmes PV + batterie des nœuds dans les nœuds 3 et 4

La *Fig. 4-29* montre ici la production du système PV + batterie dans le réseau. Sur la *Fig. 4-29*, le graphique numéro 1 représente la puissance injectée totale des systèmes PV/Stockage sur les nœuds 3 et 4. Le graphique N° 2 représente la puissance produite totale par les panneaux PVs et par les batteries sur les nœuds 3 et 4. Les graphiques 3, 4, 5 et 6 montrent la puissance produite par le PV et la batterie à chaque heure pendant une semaine, et l'état de charge de la batterie dans des nœuds 3 et 4. On peut remarquer que le PV génère une puissance dans le réseau qui est presque maximale à tous les instants quand il y a du soleil. Le nœud 4 est plus loin que le nœud 3, la chute de tension sur le nœud 4 est donc plus importante que le nœud 3. Par conséquent, il est nécessaire d'injecter plus de puissance sur les nœuds 4 et 5. Il est plus efficace d'injecter directement dans les nœuds qui présentent la chute de tension la plus sévère.

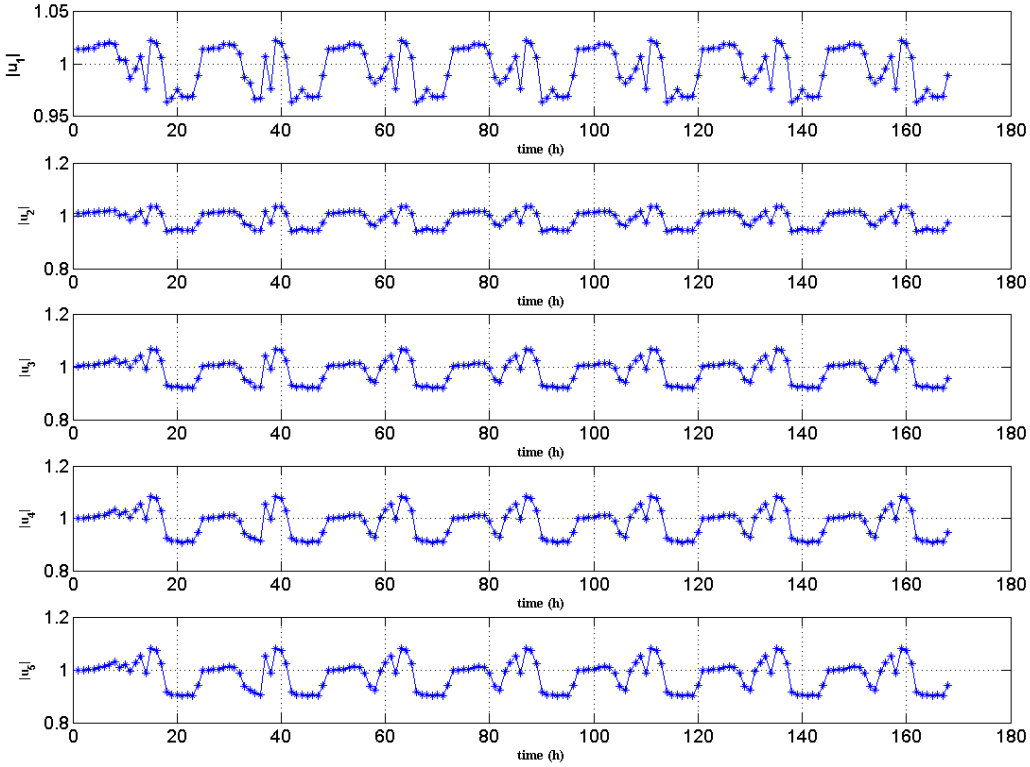


Fig. 4-30. Profil de tension des nœuds dans ce réseau

Nous pouvons vérifier si la contrainte dans le plan de tension est satisfaite à partir de la *Fig. 4-30*. La tension des nœuds est toujours dans l'intervalle autorisée. De plus, les *Fig. 4-31* et *Fig. 4-32* montrent en détail la puissance produite par le système PV aux nœuds 3 et 4.

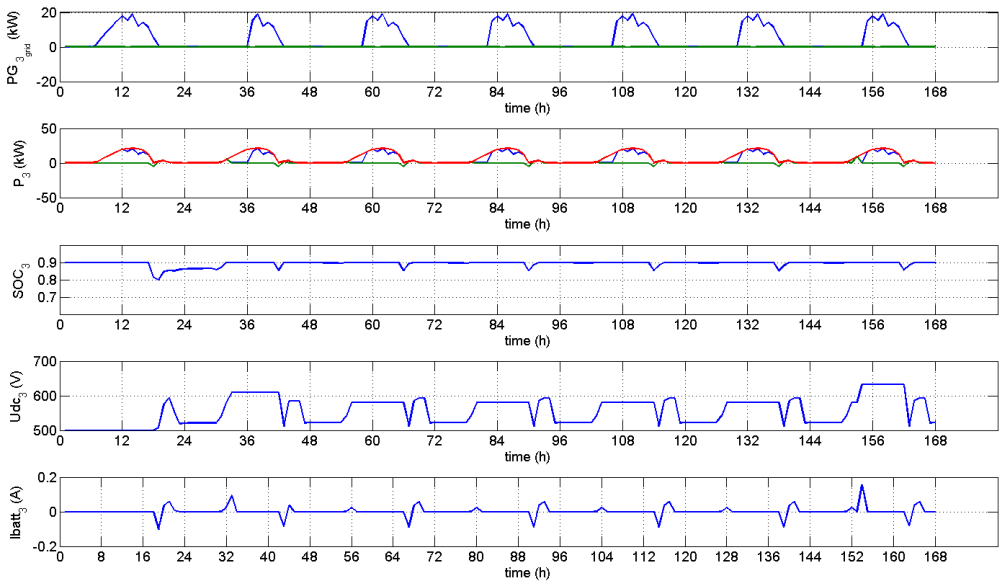


Fig. 4-31. Profil de production par le système PV + batterie du nœud 3 dans ce réseau

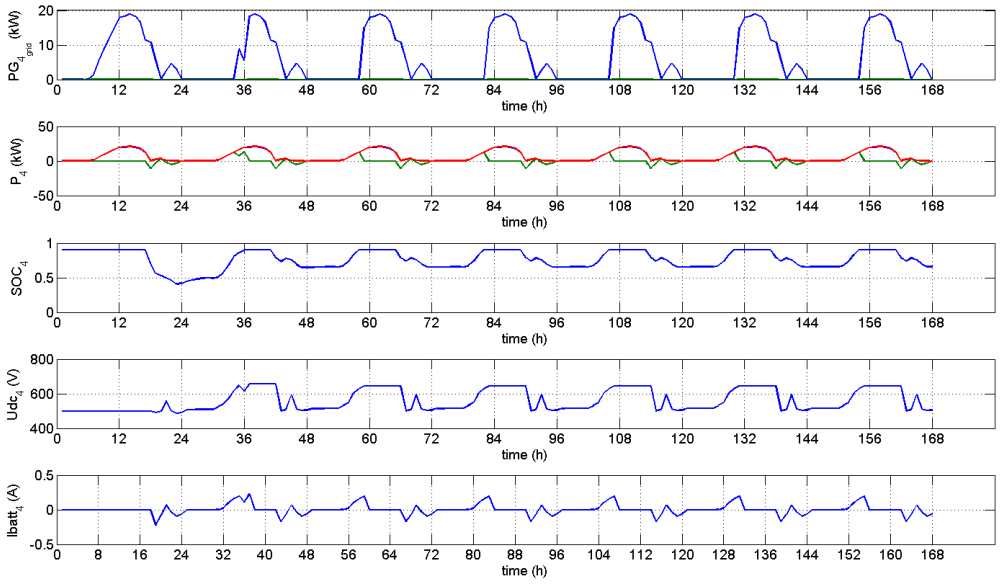
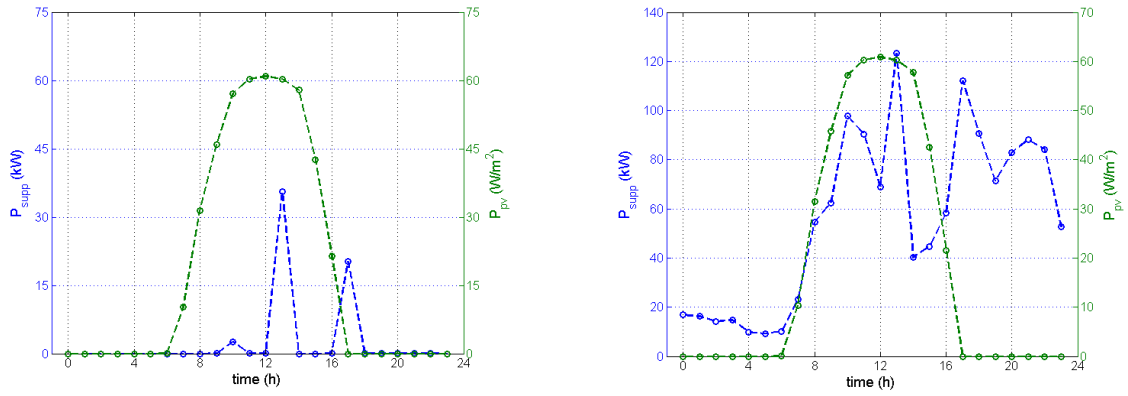


Fig. 4-32. Profil de production par le système PV + batterie du nœud 4 dans ce réseau

En comparaison du rôle de fournir de l'énergie du système PV dans le cas de l'injection multi-nœuds, le système PV/Stockage du nœud plus loin du transformateur est le plus productif que celui du nœud plus proche du transformateur. C'est une remarque importante pour la prochaine étape, afin de dimensionner des systèmes PV avec différentes configurations pour chaque système PV dans les nœuds.

4.4 Cas d'une injection directe de PV (sans stockage)

Cette étude devra permettre de conclure sur la possibilité d'injecter directement du PV en cas d'une journée ensoleillée sans stockage. Les inconvénients de cette solution (notamment en termes de surtension) sont aussi mis en évidence. Pour traiter ce cas, nous reprenons les valeurs de puissance injectée optimale obtenues précédemment sur une journée et nous superposons le profil typique de production PV.



(a) Capacités installées minimales

(b) Les pertes minimales dans des lignes

Fig. 4-33. Puissance installée dans des nœuds et puissance produite par les PV

A la *Fig. 4-33*, la courbe verte montre la puissance produite par des panneaux photovoltaïques pendant une journée estivale et la courbe bleue montre la puissance nécessaire afin de compenser la chute de tension au niveau sur le nœud N°5 dans le réseau. Bien entendu, nous ne pouvons pas résoudre le problème de chute de tension aux instants où il n'y a pas de production de PV (ici après 17h00). Un système PV seul ne peut donc pas résoudre toute la problématique du plan de tension.

A l'inverse, le contrôle de l'injection PV (écrêtage, voire délestage de la production) permet de ne pas générer des sur-tensions. Dans ce cas, il existe une perte de productible plus au moins importante. Un stockage permet dans cette situation de réduire, voire annuler cette perte de productible. Reste à définir le ratio entre ce gain et le coût du système de stockage. C'est ce que nous étudierons au chapitre 5.

Notons enfin que la production PV seule, bien qu'insuffisante concernant le plan de tension, reste bénéfique pour le réseau au travers de la diminution des pertes de ligne et la réduction des problèmes de congestion du réseau.

4.5 Cas d'un système avec stockage sans PV

Dans cette partie, nous étudions un système dans lequel l'accumulateur a pour rôle de compenser la chute de tension au nœud. Celui-ci est chargé par le réseau (il n'y a pas ici de système de production PV). Un onduleur monophasé est utilisé pour transférer de l'énergie entre l'accumulateur et le réseau de distribution. Nous avons choisi de disposer ce système sur le nœud N°5. Une stratégie de gestion de l'énergie de la batterie est présentée. En se basant sur le principe de la gestion de l'énergie du système PV/Stockage sur un seul nœud, nous avons d'abord utilisé le modèle "*Puiss_réseau*" pour calculer un profil de puissance injectée en respectant les contraintes du réseau (plan de tension et courants limites des lignes).

Par contre, dans ce cas-ci, l'accumulateur est chargé par le réseau de distribution au lieu de PV. La stratégie de gestion de l'énergie est basée sur l'état de charge de la batterie. Les pertes dans l'onduleur (son expression est présentée dans la partie 3.6.5.1) et dans la batterie sont prises en compte. Sur la *Fig. 4-34*, nous présentons la stratégie d'échange de l'énergie entre l'accumulateur et le réseau.

1. De t_0 à t_1 : *La batterie est pleine, pas de problème de chute de tension*

Dans cet intervalle de temps, il n'y a pas d'échange d'énergie entre l'accumulateur et le réseau.

2. De t_1 à t_2 : *La batterie est pleine à l'instant t_1 et il y a un problème de chute de tension au nœud.*

La batterie se décharge avec une puissance équivalente à la puissance injectable minimale ($P_{G5_{min}}$) et des pertes de l'onduleur ($P_{pertes_{ond}}$), tout en respectant les contraintes du réseau de distribution. Cette puissance est exprimée par l'équation suivante :

$$P_{bat_d}(t) = P_{G5_{min}}(t) + P_{pertes_{ond}}(t) \quad (4\text{-}24)$$

Dès que la batterie se décharge, l'état de charge de l'accumulateur diminue à partir de l'état de charge maximal jusqu'à la fin de cet intervalle t_2.

3. De t_2 à t_3 : *Il n'y a pas de problème de chute de tension au nœud. L'accumulateur se charge avec l'énergie du réseau de distribution.*

Dans cet intervalle de temps, il y a peut-être deux périodes de charge de la batterie. En effet, cela dépend l'état de charge de la batterie à l'instant t_2 ainsi que l'énergie fournie maximale par le réseau :

- Si la batterie n'est pas trop chargée pendant l'intervalle de temps précédent et l'énergie fournie maximale par le réseau est suffisante, la batterie est peut-être rechargée jusqu'à son état de charge maximale (SOC_{max}) à l'instant t_{2f} présenté sur la *Fig. 4-34 (c)*. A partir à l'instant t_{2f} jusqu'à la fin t_3, l'énergie fournie par le réseau est égale à zéro (voir la ligne rouge sur la *Fig. 4-34 (b)*).

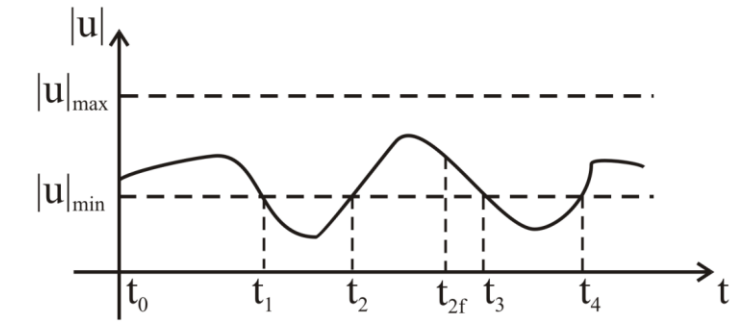
- Si la batterie est trop chargée pendant l'intervalle de temps précédent et l'énergie fournie maximale par le réseau n'est pas suffisante, la batterie est rechargée jusqu'à a la fin de cet intervalle de temps t_3 (voir la ligne bleue sur la *Fig. 4-34 (b)*)

La puissance rechargée de la batterie est décrite par l'équation suivante :

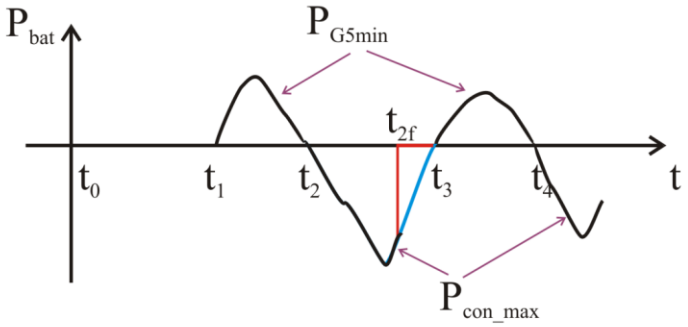
$$P_{bat_c}(t) = P_{con_{max}}(t) - P_{pertes_{ond}}(t) \quad (4\text{-}25)$$

Où $P_{con_{max}}(t)$ puissance fournie maximale par le réseau en respectant les contraintes du réseau de distribution.

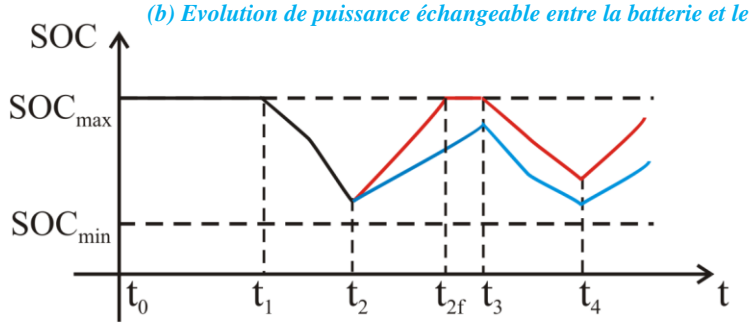
4. A partir de l'instant t_3 jusqu'à la fin d'une journée (ou d'une période étude), la même stratégie de la gestion de l'énergie est mise en œuvre.



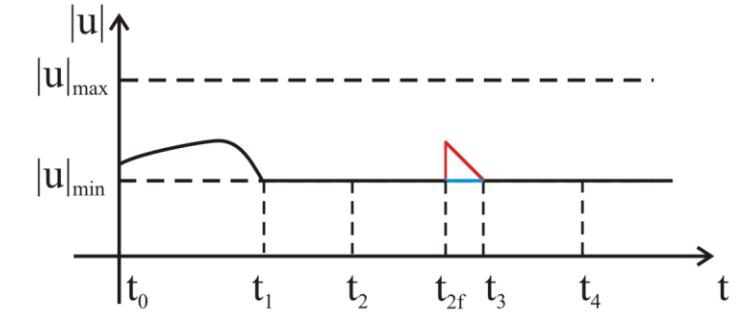
(a) Profil de tension au nœud N°5 avant d'injecter la batterie



(b) Evolution de puissance échangeable entre la batterie et le réseau



(c) Evolution de l'état de charge de la batterie



(d) Profil de tension après l'injection de la batterie

Fig. 4-34. Stratégie de la gestion de l'énergie échangeable entre l'accumulateur et le réseau

Nous avons pris le même profil de charge que le cas d'injection du système PV/Stockage dans un seul nœud (la durée est une semaine). A partir de ce profil, nous avons calculé un profil de tension sans l'injection du système Stockage/Onduleur. La *Fig. 4-35* montre l'évolution de tension sur les nœuds. Bien entendu, nous observons que le plan de tension n'est pas respecté, en particulier au nœud N°5 qui est aussi le plus éloigné du transformateur HTA/BT.

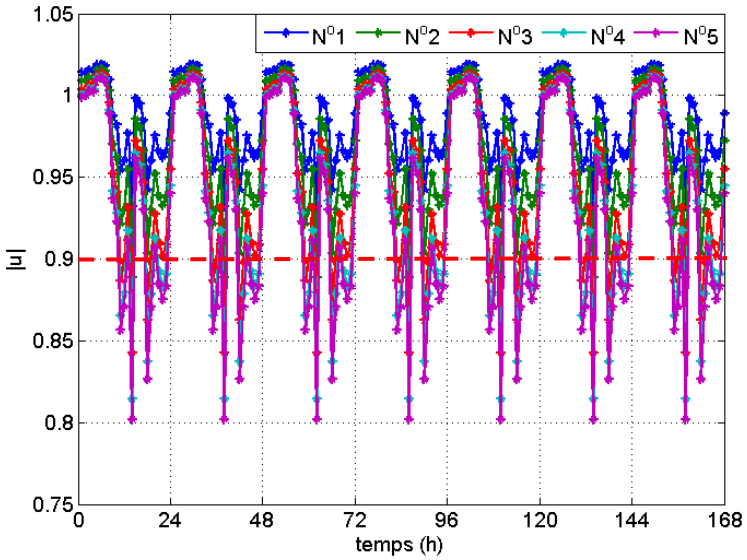


Fig. 4-35. Evolution de tension des nœuds sans l'injection le système Stockage/Onduleur

Pour résoudre le problème de plan de tension, nous avons sélectionné un système Stockage/Onduleur disposé au nœud N°5. Les paramètres du système Stockage/Onduleur sont rappelés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur	Unité
Capacité de la batterie (C_{bat})	120	kWh
Calibre en courant de l'onduleur (Ic_ond)	150	A

TABLEAU 4-4. Paramètre du système Stockage/Onduleur

A partir du profil de charge, en utilisant le modèle "*Puiss_réseau*", nous avons calculé la puissance injectée minimale (fournie par la batterie) dans le réseau ainsi que la puissance de recharge maximale (fournie par le réseau), tout en respectant les contraintes du réseau (voir la *Fig. 4-36*).

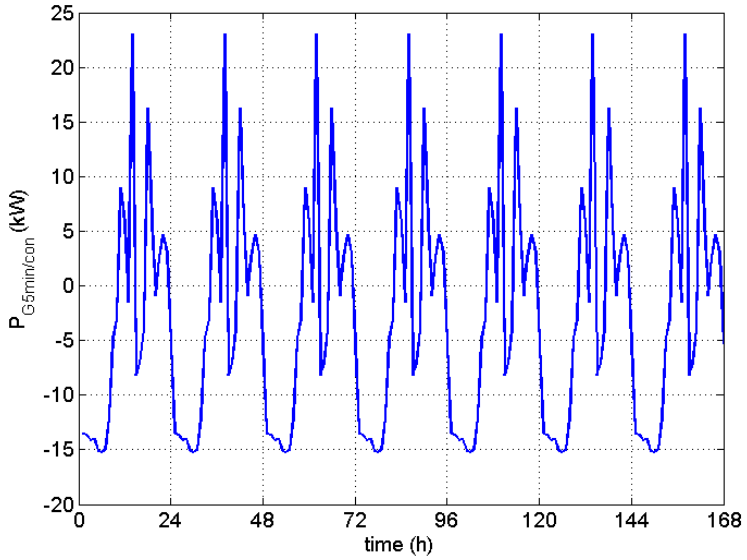


Fig. 4-36. Puissance échangeable entre la batterie et le réseau

(décharge (P_{G5min})/recharge (P_{con_max}) de la batterie)

Le plan de tension aux nœuds est présenté sur la *Fig. 4-37*. Le profil de la puissance échangeable (charge/décharge de la batterie) respectant les contraintes du réseau est présenté à la *Fig. 4-36*.

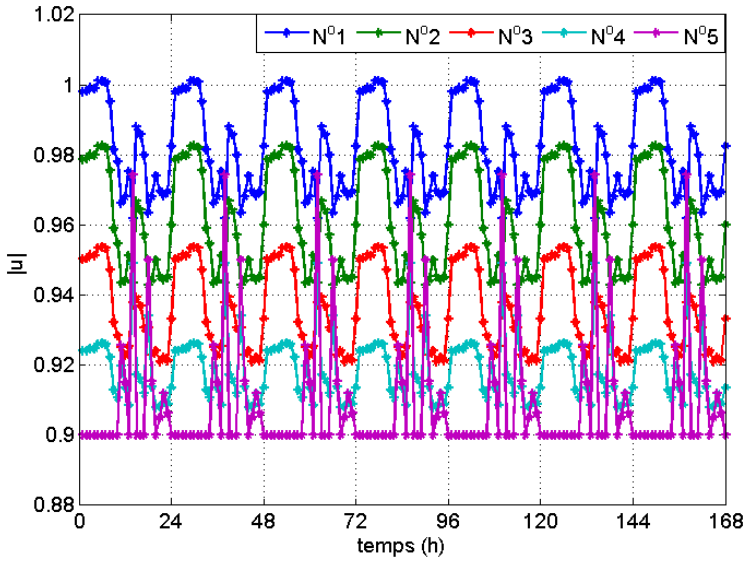


Fig. 4-37. Evolution de tension des nœuds avec l'injection le système Stockage/Onduleur

En se basant sur le profil de puissance de charge/décharge de la batterie, nous avons calculé la puissance échangée réelle entre la batterie et le réseau en utilisant le modèle "*Sys_Bat_sans PV*". Sur la *Fig. 4-38*, nous avons obtenu que la puissance échangée a suivi la puissance de charge/décharge de la batterie. Dans la période de charge de la batterie, elle suit la puissance de charge/décharge jusqu'à la batterie pleine. Pour le reste pendant cette période, il n'y a pas d'échange d'énergie entre la batterie et le réseau.

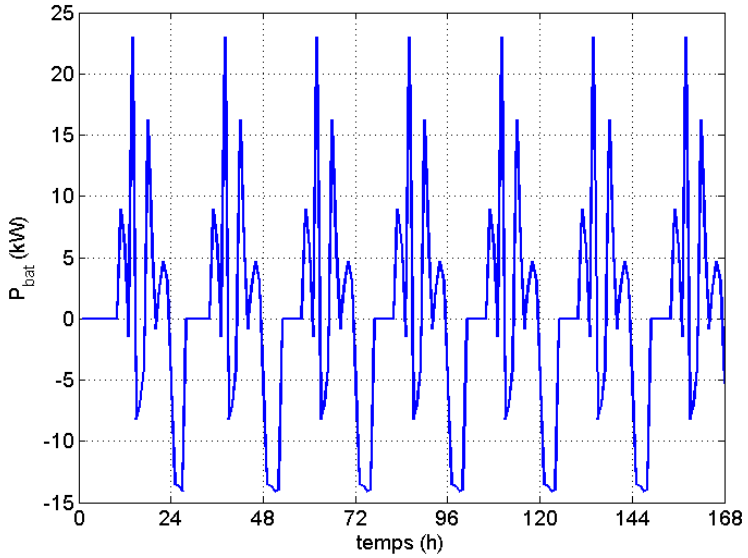


Fig. 4-38. Puissance échangée entre la batterie et le réseau

L'évolution de l'état de charge de l'accumulateur est présentée dans la *Fig. 4-39*.

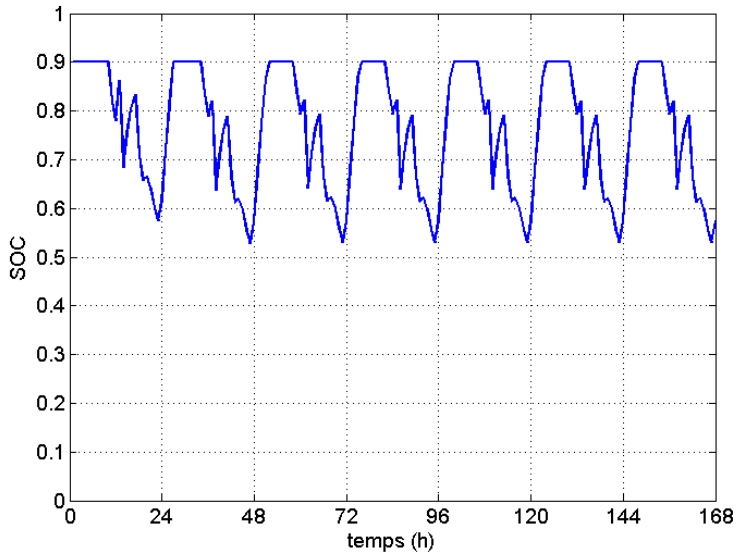


Fig. 4-39. Etat de charge de la batterie

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, tout d'abord, nous avons tenté de répondre à la question de l'optimisation de l'injection des sources renouvelables (en termes de capacité et de localisation) dans un réseau de distribution. Pour une configuration fixe du système PV/Stockage (c'est-à-dire pour surface de PV, une capacité nominale de l'accumulateur et des courants de calibre des convertisseurs fixes), la gestion de l'énergie du système PV/Stockage est ensuite présentée en se basant sur les contraintes du réseau ainsi que sur l'état de charge de la batterie. Nous avons considéré l'injection de la production du système PV dans un seul nœud et dans deux nœuds à la fois.

Dans le cas d'un seul nœud, nous avons montré que la stratégie est basée sur la limite de l'injection d'une puissance sur un nœud sélectionné, tout en respectant le plan de tension et courant maximal de ligne. Cependant, cette stratégie ne peut pas s'appliquer pour le cas de l'injection sur deux nœuds. Car l'injection sur un nœud va impacter sur la tension des autres nœuds de ce réseau, la somme des puissances injectables de chaque nœud n'est pas la même que la puissance limite injectée sur deux nœuds :

$$\left(P_{G_4}\right)_{min,max} + \left(P_{G_5}\right)_{min,max} \neq \left(P_{G_4} + P_{G_5}\right)_{min,max}$$

Nous avons donc proposé une autre stratégie de gestion de l'énergie pour ce cas-là. En se basant sur l'état de charge de l'accumulateur sur chaque nœud sélectionné, nous avons déterminé la puissance injectée optimale sur chaque nœud tout en respectant les contraintes de ce réseau.

Dans la dernière partie, une stratégie de gestion de l'énergie d'un système de stockage a été présentée. Elle s'est basée sur la puissance injectée minimale par l'accumulateur dans le réseau, ainsi que la puissance maximale stockée dans la batterie (fournie par le réseau). Avec un système de stockage identique (capacité installée de l'accumulateur, calibre en courant de l'onduleur monophasé), nous avons déterminé la puissance échangée entre ce système et le réseau. L'évolution de l'état de charge de cette batterie est aussi étudiée.

Le prochain chapitre est consacré à l'optimisation du dimensionnement afin de déterminer des configurations optimales de ce système PV/Stockage.

Chapitre 5

Méthodologie de co-optimisation du système PV/Stockage dans un réseau de distribution simplifié

Sommaire

5.1 Introduction 149

5.2 Dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'injection à un seul nœud 150

5.3 Dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'injection simultanée sur plusieurs nœuds 162

5.4 Dimensionnement du système Stockage/Onduleur (sans PV) avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur 165

5.5 Application à un réseau de distribution réel 167

5.6 Conclusion 168

5.1 Introduction

Après avoir étudié les stratégies de gestion de l'énergie d'un système PV/Stockage de dimensionnement fixe, dans ce chapitre, nous proposons une méthodologie de co-optimisation de dimensionnement du système PV/Stockage. Le but ici est d'optimiser les paramètres du système (surface de photovoltaïque, capacité nominale de l'accumulateur et calibre des courants de convertisseurs) en intégrant la stratégie de gestion d'énergie mentionnée dans le chapitre précédent. Dans un premier temps, nous nous intéressons à l'injection en un seul nœud avec et sans prise en compte du vieillissement de l'accumulateur. Nous avons choisi le nœud le plus éloigné du transformateur (nœud N°5) pour dimensionner ce système PV/Stockage. De plus, une étude de sensibilité d'optimisation du dimensionnement est présentée en prenant en compte la variation des coûts unitaires (PV, batterie et convertisseurs).

Dans un deuxième temps, nous présentons la méthode et les résultats obtenus pour une injection en deux nœuds du réseau, cas rendu complexe par le couplage électrique des nœuds. La stratégie de gestion adoptée pour un nœud « k » dépend de celle adoptée au nœud « m ». Pour décrire la méthode développée, nous nous intéressons aux nœuds **N°4** et **N°5**. Une comparaison au niveau du coût et de la capacité installée totale du système PV/stockage sera présentée.

Enfin, nous présentons une synthèse de l'injection des sources d'énergie renouvelable dans un réseau réel. Sans traiter numériquement ce cas, nous présentons les étapes indispensables ainsi que les données techniques nécessaires à cette étude (paramètres du réseau, conditions climatiques et données statistiques du comportement des consommateurs).

5.2 Dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'injection à un seul nœud

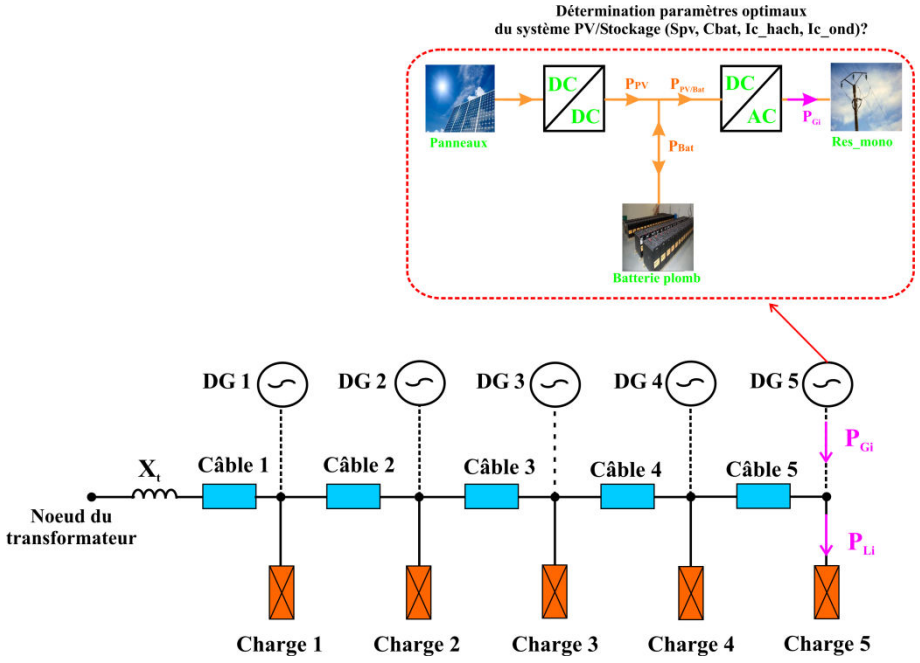


Fig. 5-1. Dimensionnement optimal du système PV/Stockage

5.2.1 Sans prise en compte du vieillissement de l'accumulateur

Nous proposons deux fonctions objectif à minimiser, à savoir la surface des panneaux PV et la capacité de stockage installée. Le but ici est de minimiser la surface des panneaux et la capacité installée. Le prix d'investissement pour le PV peut-être trouvé sur le site [COU-web]. Nous imposons deux fonctions objectifs :

- Minimiser le coût investissement du système PV + des convertisseurs :

$$f_1 = \xi_{pv} * P_{ins} + \xi_{hach} * I_{nom_hach} * U_{nom_hach} + \xi_{ond} * I_{nom_ond} * U_{nom_ond} \quad (5\text{-}1)$$

Où

$$\xi_{PV} = \begin{cases} 3{,}25\ €/W_c & si\ C_{pv} \leq 3\ kW_c \\ 3\ €/W_c & si\ 3 < C_{pv} < 36\ kW_c \\ 2{,}64\ €/W_c & si\ C_{pv} \geq 36\ kW_c \end{cases} \quad (5\text{-}2)$$

$$\xi_{hach} = 0{,}5\ (€/VA)$$

$$\xi_{ond} = 0{,}5\ (€/W)$$

(Dans la thèse de Yaël Thiaux [THI-10], un même coût énergétique est obtenu pour le hacheur et pour l'onduleur monophasé)

- Minimiser la capacité installée de la batterie :

$$f_2 = C_{Batt} \quad (5\text{-}3)$$

Les contraintes de ce problème d'optimisation bi-objectif sont :

$$\begin{cases} 0{,}9 \leq |u_i| \leq 1{,}1 \\ |I_{branch}| \leq |I_{branch_max}| \\ \langle P_{bat} \rangle \geq 0 \end{cases} \quad (5\text{-}4)$$

Dans le cas sans vieillissement de l'accumulateur, son coût d'investissement est proportionnel à sa capacité nominale. C'est pourquoi le coût d'investissement n'intervient pas dans les fonctions objectifs. Pour l'optimisation du dimensionnement de ce système, la gestion de l'énergie pour un seul nœud présenté dans la partie 4.3.1.2 a été appliquée. L'onduleur est dimensionné sur la base de la puissance maximale transférée par le système PV/Stockage, le hacheur est dimensionné pour la puissance crête des panneaux PV à chaque chaîne. Chaque configuration du système est simulée avec un pas de temps d'un quart d'heure sur une durée de 15 ans.

D'autre part, à partir (5-4), une contrainte sur la puissance moyenne de batterie a été ajoutée. Car la vie du système PV/Stockage durera 15 ans, l'accumulateur ne peut pas se décharger tout le temps. Parmi des configurations du système PV/Stockage, l'algorithme génétique NSGA-II (Nondominated Sorting Genetic Algorithm - II) choisira celles qui ont une capacité de l'accumulateur suffisante pour maintenir l'état de charge (SOC) entre SOC_{min} et SOC_{max} pendant tout le temps de simulation.

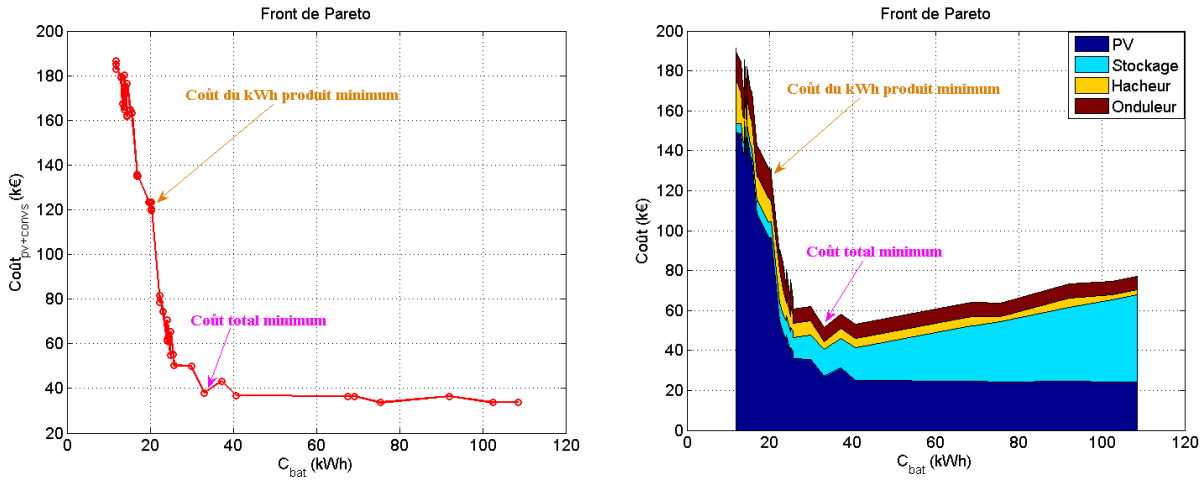
Si les paramètres de l'optimisation sont bien imposés dans les deux fonctions objectifs ci-dessus, la dernière génération va présenter l'ensemble des optimums de l'optimisation. En appliquant l'algorithme génétique NSGA-II, l'ensemble des meilleures solutions représentées dans le plan de deux objectifs, prend une forme de front de Pareto.

La *Fig. 5-2 (a)* montre ici une contradiction entre la capacité installée de stockage et le coût d'investissement des panneaux PV et des convertisseurs. Plus la capacité de la batterie est élevée, plus le coût investissement du PV et des convertisseurs est faible. A partir du front Pareto, nous avons tracé le coût total du système PV/Stockage en fonction de la capacité de la batterie présentée sur la *Fig. 5-2 (b)*. Bien entendu, nous pouvons déterminer la solution qui minimise le coût total du système PV/Stockage.

Sur le front de Pareto présenté à la *Fig. 5-2 (a),* nous pouvons trouver deux points extremum : le point correspondant au coût minimal de PV + convertisseurs et l'autre correspondant au coût minimal de l'accumulateur. Le premier point est présenté pour un système avec une surface minimale de PV. Le deuxième point correspond à un système avec une capacité installée minimale de l'accumulateur. Nous avons observé que les deux points ne sont pas sur les axes pour respecter les contraintes dans des fonctions objectifs. Ces deux points dépendent du nombre de générations et de l'espace des variables d'optimisations en utilisant l'algorithme NSGA-II pour le dimensionnement optimal du système PV/Stockage. Nous pouvons également trouver les deux points dans la *Fig. 5-4*. Les valeurs des paramètres du dimensionnement correspondant aux deux points sont détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Solution à coût total minimum		**Solution à coût du kWh produit minimum**	
Paramètres	**Valeur**	**Coût (k€)**	**Valeur**	**Coût (k€)**
Panneau PV	79 (m^2)	28	316 (m^2)	96
Batterie au plomb	34 (kWh)	13	21 (kWh)	8
Hacheur (calibre en courant)	16 (A)	4	40 (A)	10
Onduleur (calibre en courant)	28 (A)	7	54 (A)	14
Coût total		**52**		**128**
Coût du kWh produit minimum (c€/kWh)	**19,16**		**12,1**	
Energie produite pendant 15 ans (GWh)	**0,27**		**1,055**	
Puissance produite moyenne (kW)	**2,04**		**8,05**	

TABLEAU 5-1 Résultats d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage pour les deux solutions particulières (sans vieillissement)



(a) Coût PV + convertisseurs et capacité de batterie *(b) Coût total du sytème PV/Stockage et cacpacité de la batterie*

Fig. 5-2. Résultats d'optimisation sur la base du critère du coût PV + convertisseurs et capacité de batterie

En se basant sur les résultats d'optimisation, nous avons obtenu les configurations optimales du système PV/Stockage. A partir des configurations, nous avons ensuite calculé l'énergie produite par ce système durant 15 ans. La *Fig. 5-3* présente l'énergie injectée totale dans le réseau pendant 15 ans ainsi que le coût du kWh produit correspondant à chaque configuration.

Sur cette figure, deux configurations du système PV/Stockage sont plus intéressantes : (1) un système avec un coût total minimum et (2) un système avec un coût du kWh produit minimum. Au point de vue de la rentabilité du capital investi de sources renouvelables, le système *(2)* est plus intéressant. Ainsi, dans l'exemple traité, en doublant environ le coût d'investissement, on quadruple l'énergie produite.

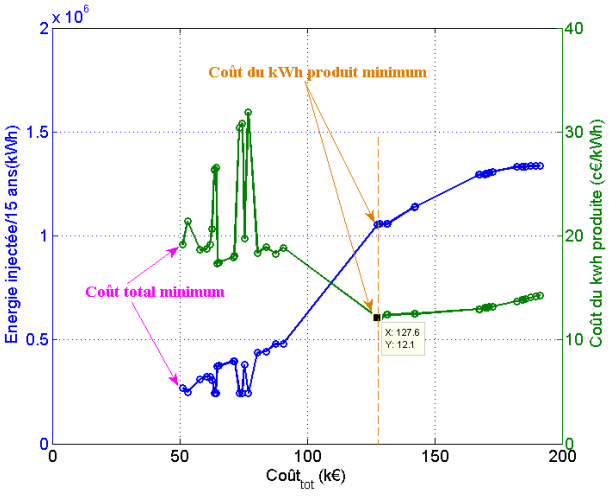


Fig. 5-3. Energie injectée durant 15 ans et coût du kWh produit par le système PV/Stockage

Nous présentons sur la *Fig. 5-4* la surface de PV par rapport à la capacité nominale de l'accumulateur. En ce qui concerne le système PV/Stockage avec une surface minimale de PV, le dimensionnement optimal obtenu correspond au dimensionnement maximal possible de la capacité de l'accumulateur. Concernant le système PV/Stockage avec une capacité

installée minimale de l'accumulateur, le dimensionnement optimal est égal logiquement au dimensionnement maximal possible de la surface de PV.

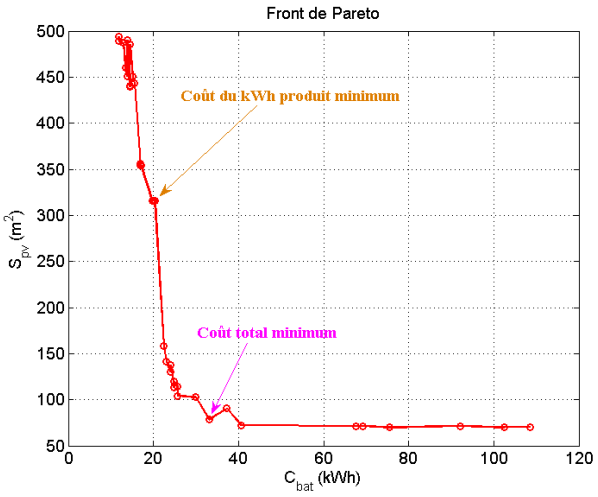


Fig. 5-4. Surface de PV par rapport capacité installée de batterie

5.2.2 Avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur

Le système PV/Stockage fonctionnant pendant 15 ans, il est nécessaire de prendre en compte son vieillissement. La durée de vie d'un accumulateur est principalement liée à ses conditions d'utilisation. Elle dépend essentiellement du nombre de cycles charge-décharge. C'est nécessaire de distinguer entre le vieillissement calendaire et le vieillissement en cyclage. Dans notre étude, le vieillissement calendaire est négligé.

Le vieillissement des batteries au plomb dans les systèmes PV dépend de :

- La corrosion de la plaque positive où est la réaction de transformation du plomb métallique Pb en oxyde de plomb PbO_x.
- La dégradation de la matière active de la plaque positive causée par la déformation de l'oxyde de plomb PbO_2 en sulfate de plomb $PbSO_4$ durant les cycles de charge et de décharge.
- La sulfatation – recristallisation du PbSO4 durant les longues périodes en sous-charge ou l'état de charge est faible.

Nous faisons l'hypothèse que l'énergie échangée est constante sur la durée de vie de l'accumulateur, ce qui signifie que le produit du nombre de cycles par la profondeur de décharge est supposé constant [THI-10], ce qui simplifie grandement le calcul du nombre de remplacements de l'accumulateur :

$$k_{Sto} = PDD.N_{cyc}$$

où PDC : Profondeur de décharge de la batterie

Le paramètre k_{Sto} varie pour chaque type d'accumulateur au plomb. Dans notre étude, nous imposons une valeur constante k_{Sto} de 1400. Nous minimisons ici : (1) le coût d'investissement du PV et des convertisseurs ; et (2) le coût d'investissement batterie et celui de fonctionnement de la batterie. Les fonctions objectives sont les suivantes :

- Minimiser le coût d'investissement du système PV + convertisseurs

$$f_1 = \xi_{pv} * P_{ins} + \xi_{hach} * I_{nom_hach} * U_{nom_hach} + \xi_{ond} * I_{nom_ond} * U_{nom_ond} \quad (5\text{-}5)$$

- Minimiser le coût d'investissement (Co_{invbat}) et le coût de fonctionnement ($Co_{foncbat}$)du système de stockage. Pour l'accumulateur, nous nous intéressons aussi à l'impact de son vieillissement de la batterie pour une durée de vie de 15 ans (dernier terme de l'équation (5-6):

$$f_2 = Co_{inv_bat} + Co_{fonc_bat} = \xi_{bat} * C_{Bat} * U_{nom_bat} + \xi_{bat} * \frac{W_{exch}}{2 * k_{Sto}} \quad (5\text{-}6)$$

Où

$$\xi_{bat} = 0{,}4\ (€/Wh)$$

W_{exch} est l'énergie échangée par l'accumulateur pendant sa vie. Son expression est donnée au chapitre 3.

En utilisant le même algorithme génétique NSGA-II, nous présentons ci-dessous les résultats sous forme d'un front de Pareto.

A partir de la *Fig. 5-5*, pour les capacités faibles, le vieillissement entraine un sur dimensionnement de la surface PV ou encore à même surface PV, le vieillissement engendre un sur dimensionnement de la capacité de l'accumulateur. Pour les capacités importantes, le vieillissement est moins impactant sur le dimensionnement du PV.

En effet, dans un système PV/Stockage où la surface du PV est importante et la capacité de l'accumulateur faible, en fonctionnement, l'accumulateur va se charger et se décharger régulièrement (l'énergie échangée est plus importante). En conséquence, le nombre de remplacements augmente, ce qui augmente son coût de fonctionnement. Le principe de l'algorithme NSGA-II est de présenter les meilleures solutions à la dernière génération, il va donc éliminer cette solution vu que le coût de PV/convertisseurs et de l'accumulateur augmente simultanément.

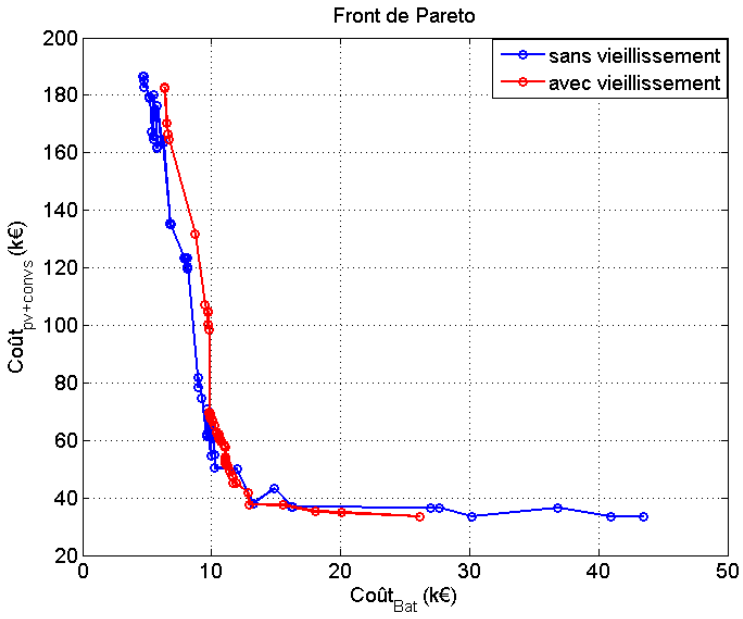
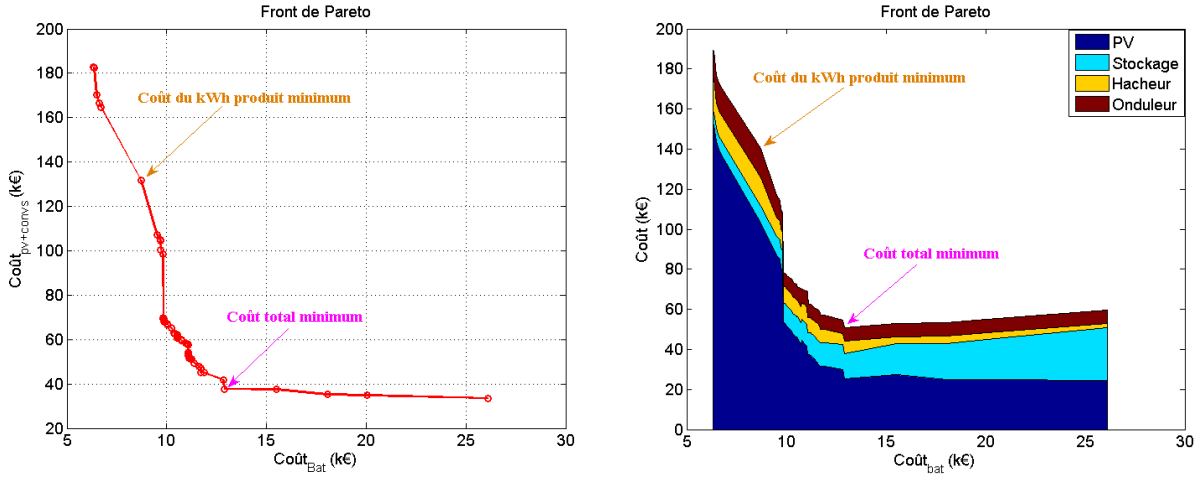


Fig. 5-5. Comparaison d'optimisation du système PV/Stockage sans et avec le vieillissement de l'accumulateur

Les caractéristiques des deux solutions particulières sur le front de Pareto pour le cas avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur sont données dans le tableau ci-dessous :

	Solution à coût total minimum			**Solution à coût du kWh produit minimum**		
Paramètres	**Valeur**	**Coût (k€)**		**Valeur**	**Coût (k€)**	
Panneau PV	73 (m^2)	25		338 (m^2)	103	
Batterie au plomb	30 (kWh)	Co_{invbat} 12	$Co_{foncbat}$ 1	19 (kWh)	Co_{invbat} 7,6	$Co_{foncbat}$ 1,4
Hacheur (calibre en courant)	24 (A)	6		56 (A)	13	
Onduleur (calibre en courant)	27 (A)	7		58 (A)	15	
Coût total		**51**			**140**	
Coût du kWh produit minimum (c€/kWh)	**20,65**			**12,52**		
Energie produite pendant 15 ans (GWh)	**0,25**			**1,212**		
Puissance produite moyenne (kW)	**1,87**			**8,55**		

TABLEAU 5-2 Résultat d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage pour les deux solutions particulières (avec vieillissement)



(a) Coût PV + convertisseurs et coût de la batterie *(b) Coût total du sytème PV/Stockage et coût de la batterie*

Fig. 5-6. Résultats d'optimisation sur la base du critère de coût PV + convertisseurs et coût de l'accumulateur

Du point de vue du coût kWh produit minimum, à partir de la *Fig. 5-3* et *Fig. 5-7*, le système PV avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur est plus élevé par rapport à celui sans vieillissement (140 k€ au lieu de 128 k€). Le coût du kWh est également naturellement plus élevé avec prise en compte du vieillissement compte tenu du coût de remplacement des accumulateurs. En effet, le coût de fonctionnement de la batterie au plomb est de 1 k€ alors que ce coût est nul dans le cas sans vieillissement.

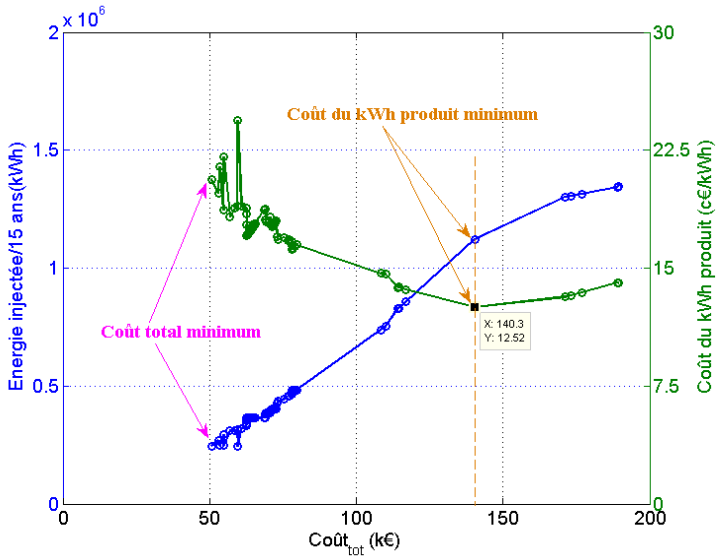


Fig. 5-7. Energie injectée durant 15 ans et coût du kWh produit par le système PV/Stockage

De la même façon, nous avons présenté sur la *Fig. 5-8* la surface de PV par rapport la capacité nominale de l'accumulateur. Par rapport au système PV/Stockage sans prise en compte du vieillissement, celui avec vieillissement a un coût de la batterie plus élevé lorsque la capacité de la batterie est faible. Car plus la capacité installée de l'accumulateur est faible, plus son coût de fonctionnement est élevé (vieillissement).

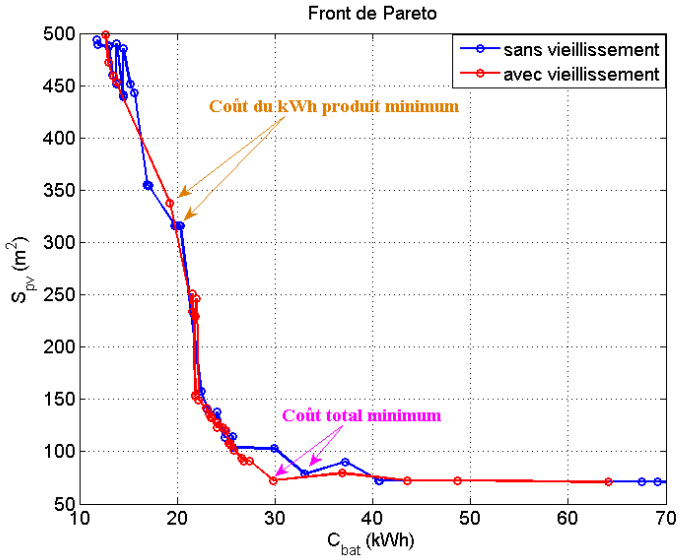


Fig. 5-8. Surface du PV par rapport capacité installée de batterie

Nous avons ici présenté le profil de production du système PV/Stockage au nœud 5 et le profil de tension de tous les nœuds pour les deux configurations caractéristiques : configuration à coût total minimum (voir la *Fig. 5-9* et *Fig. 5-10*) et configuration à coût du kWh minimum (voir la *Fig. 5-11* et *Fig. 5-12*). Pour la seconde configuration, la puissance PV produite et celle injectée au réseau est importante d'où le dimensionnement plus conséquent des convertisseurs. On vérifie également que la contrainte de plan de tension est parfaitement respectée pour tous les nœuds.

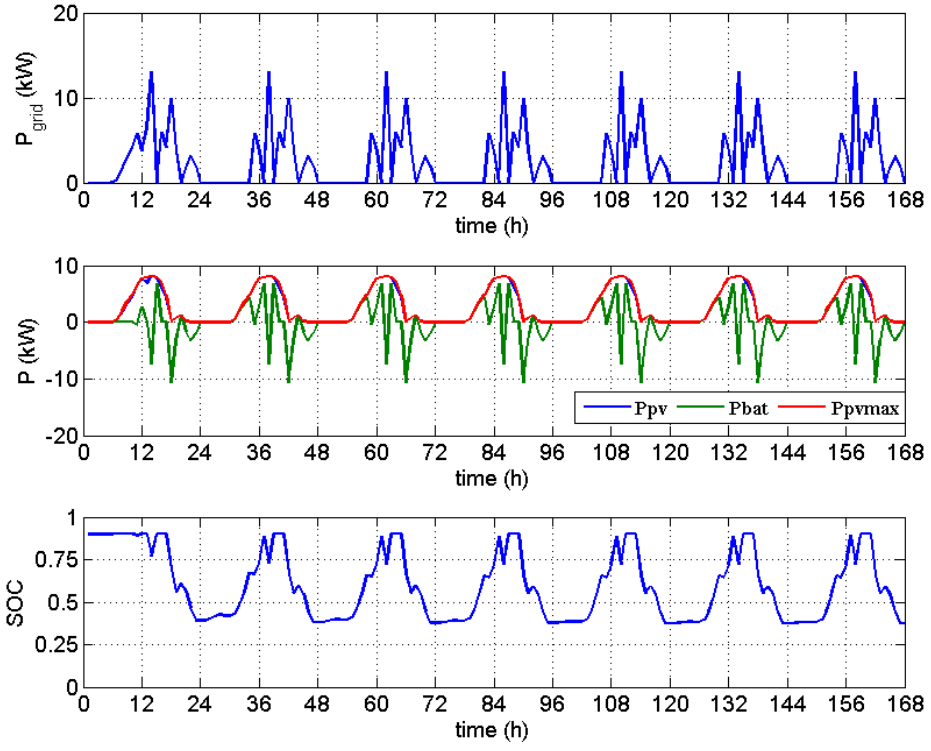


Fig. 5-9. Profil de production par le système PV/Stockage dans le nœud N°5 pour la configuration à coût total minimum

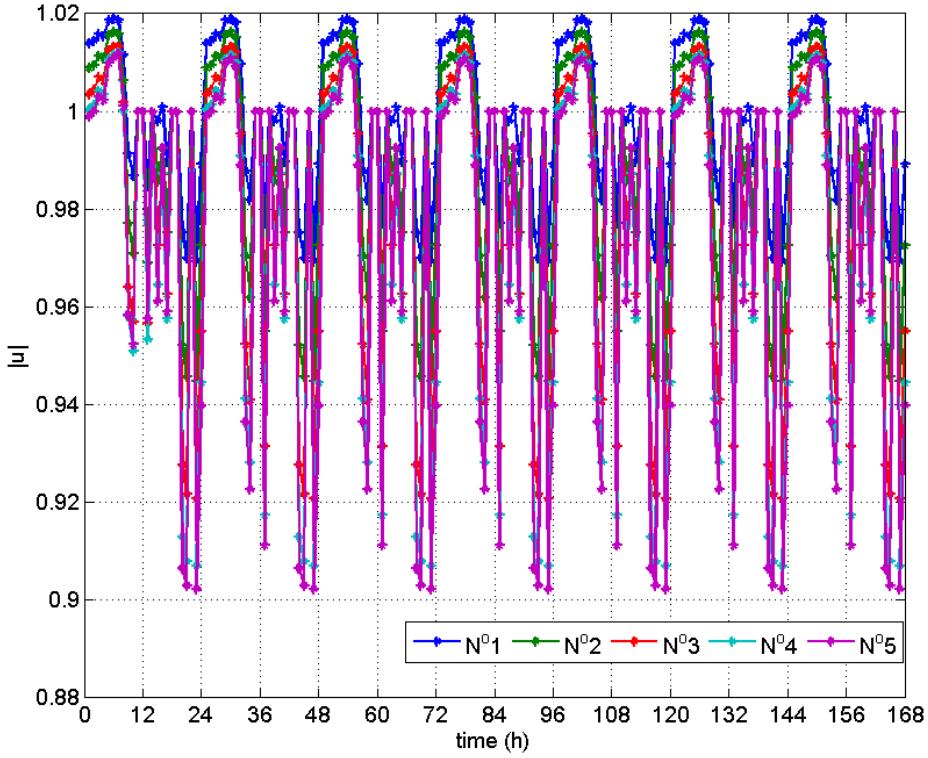


Fig. 5-10. Profil de tension des nœuds pour la configuration à coût total minimum

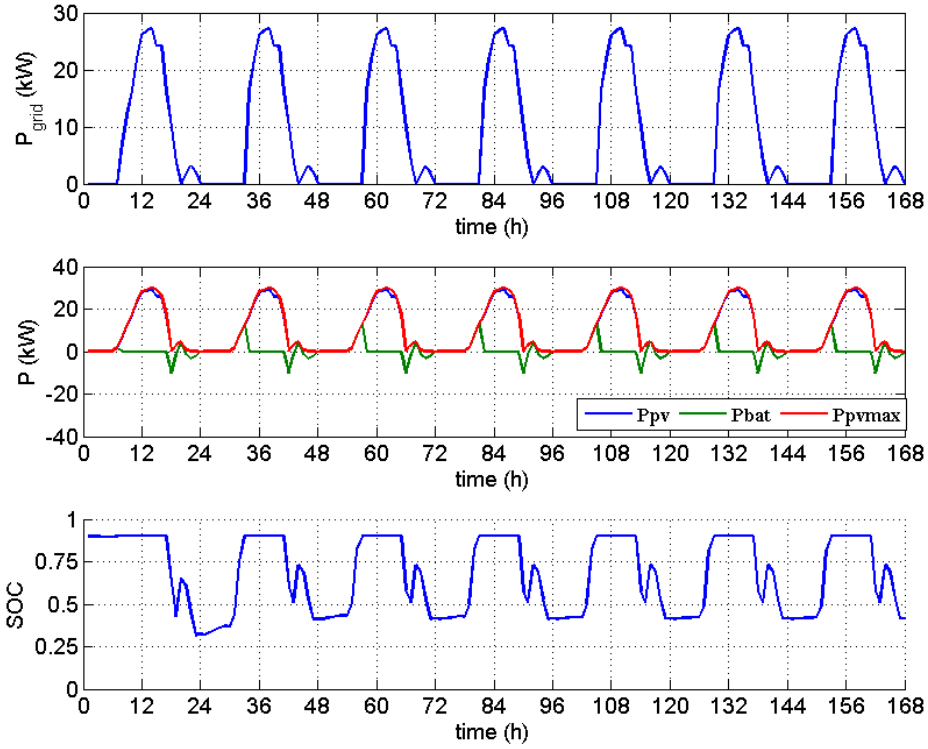


Fig. 5-11. Profil de production du système PV/Stockage dans le nœud N°5 pour la configuration à coût du kWh minimum

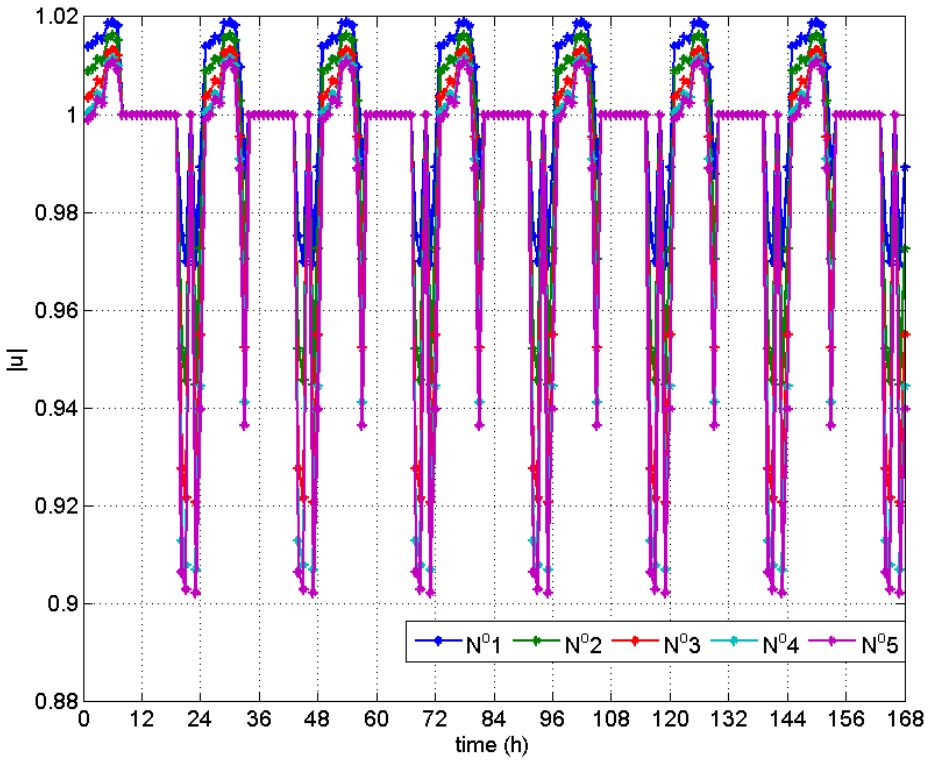


Fig. 5-12. Profil de tension des nœuds pour la configuration à coût du kWh minimum

5.2.3 Etude de sensibilité sur le dimensionnement optimal du système PV/stockage

Dans cette partie, nous étudions la sensibilité des résultats d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage avec variations de certains paramètres tels que le coût économique unitaire des composants.

Les coûts du panneau PV et celui de la batterie sont plus importants que les coûts de convertisseurs du système PV/Stockage. En espérant une diminution du coût fabriqué de panneau PV et de la batterie au plomb, nous avons retenu un prix de moins 10 pourcent par rapport au prix original dans la partie 5.2.2 précédent. A partir l'équation (5-2), le prix du PV est présenté ainsi :

$$\xi_{PV} = \begin{cases} 2{,}925\ €/W_c & si\ C_{pv} \leq 3\ kW_c \\ 2{,}7\ €/W_c & si\ 3 < C_{pv} < 36\ kW_c \\ 2{,}376\ €/W_c & si\ C_{pv} \geq 36\ kW_c \end{cases} \quad (5\text{-}7)$$

Et puis, dans un autre sens, le prix de composants élevé de 10% est sélectionné. Le prix du PV est exprimé en se basant sur l'équation (5-2) :

$$\xi_{PV} = \begin{cases} 3{,}575\ €/W_c & si\ C_{pv} \leq 3\ kW_c \\ 3{,}3\ €/W_c & si\ 3 < C_{pv} < 36\ kW_c \\ 2{,}904\ €/W_c & si\ C_{pv} \geq 36\ kW_c \end{cases} \quad (5\text{-}8)$$

De la même manière, nous avons analysé l'influence du coût unitaire du stockage sur le dimensionnement optimal :

- Pour un coût moins élevé : $\xi_{bat} = 0{,}36\ (€/Wh)$
- Pour un coût plus élevé : $\xi_{bat} = 0{,}44\ (€/Wh)$

Nous avons obtenu les résultats du dimensionnement du système PV présentés ci-après :

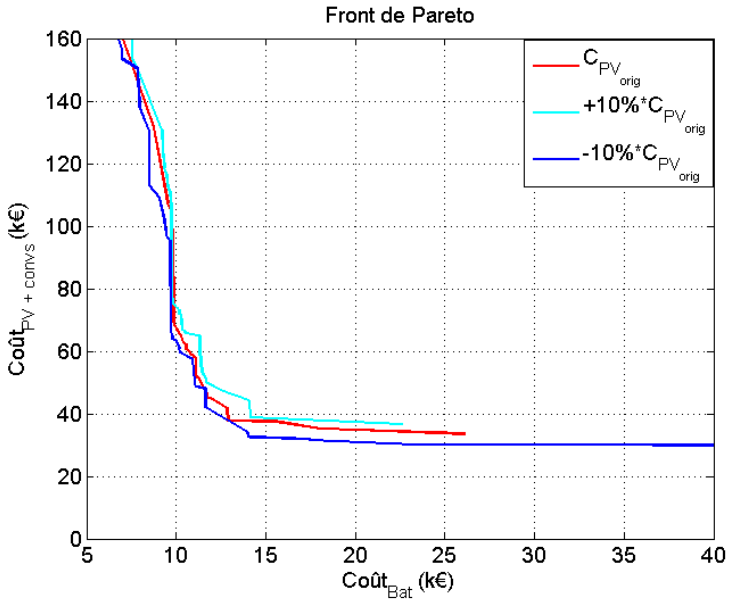


Fig. 5-13. Etude de sensibilité considérant le changement de coût PV

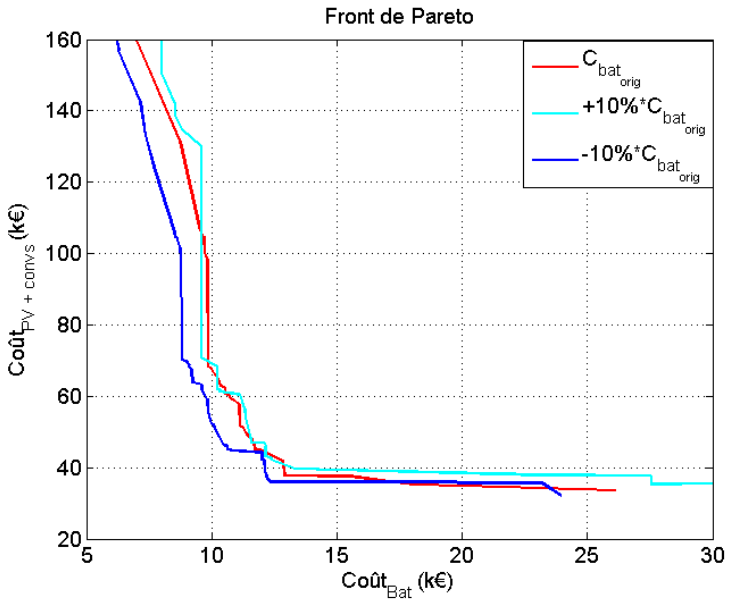


Fig. 5-14. Etude de sensibilité considérant le changement de coût de l'accumulateur

Ainsi, dans le cas de la variation du coût unitaire du PV (voir la *Fig. 5-13*), nous observons naturellement que l'écart est plus sensible vers les configurations à faible surface PV. Pour les configurations minimisant le coût du stockage, cet écart est moindre.

Par symétrie, dans le cas d'une variation du coût unitaire du stockage (voir la *Fig. 5-14*), l'incidence sur les solutions optimales est plus importante pour celles minimisant la capacité de capacité batterie.

En effet, le front de Pareto obtenu peut être très schématiquement représenté par une forme en « L » où la limite verticale correspond à la capacité minimale de la batterie nécessaire pour satisfaire les contraintes réseau. La limite horizontale correspond à la surface PV minimale permettant de produire l'énergie suffisante pour le stockage afin de respecter le plan de tension.
Ainsi, la variation du coût unitaire du PV n'a une incidence significative que sur la limite horizontale (surface PV minimale). A l'inverse, la variation du coût unitaire du stockage n'a une incidence que sur la limite verticale (capacité minimale).

5.3 Dimensionnement du système PV/Stockage dans le cas d'injection simultanée sur plusieurs nœuds

Dans cette partie, nous étendons le principe de l'optimisation du dimensionnement au cas où l'injection s'effectue sur plusieurs nœuds du réseau de distribution. Ce cas est rendu complexe par le couplage électrique des nœuds : l'injection au nœud *n* a une incidence sur l'injection au nœud *m* et vis-et-versa.

Pour décrire le principe de la démarche de la gestion et du dimensionnement couplés, nous étudions le cas de deux nœuds d'injection (Nœud ***N°4*** et ***N°5*** par exemple). La stratégie de gestion a été décrite dans le chapitre précédent.

5.3.1 Système à dimensionnement identique

Dans un premier cas d'étude, nous imposons le même dimensionnement (surface du panneau PV, capacité nominale d'accumulateur, calibre en courant des convertisseurs) aux deux systèmes PV/Stockage associés aux deux nœuds considérés.

En se basant sur les équations (5-5) et (5-6), les fonctions objectifs considérées sont :

$$f_1 = 2 * \left(\xi_{pv} * P_{ins_5} + \xi_{hach} * I_{nom_hach_5} * U_{nom_hach} + \xi_{ond} * I_{nom_ond_5} * U_{nom_ond}\right) \quad \textbf{(5-9)}$$

$$f_2 = 2 * \xi_{bat} * C_{Bat_5} * U_{nom_bat} + \xi_{bat} * \frac{\sum_{i=4}^{5} W_{exch_i}}{2 * k_{Sto}} \quad \textbf{(5-10)}$$

Avec les contraintes :

$$\begin{cases} 0{,}9 \leq |u_i| \leq 1{,}1 \\ |I_{branch}| \leq |I_{branch_max}| \\ \langle P_{bat_{4,5}} \rangle \geq 0 \end{cases} \quad \textbf{(5-11)}$$

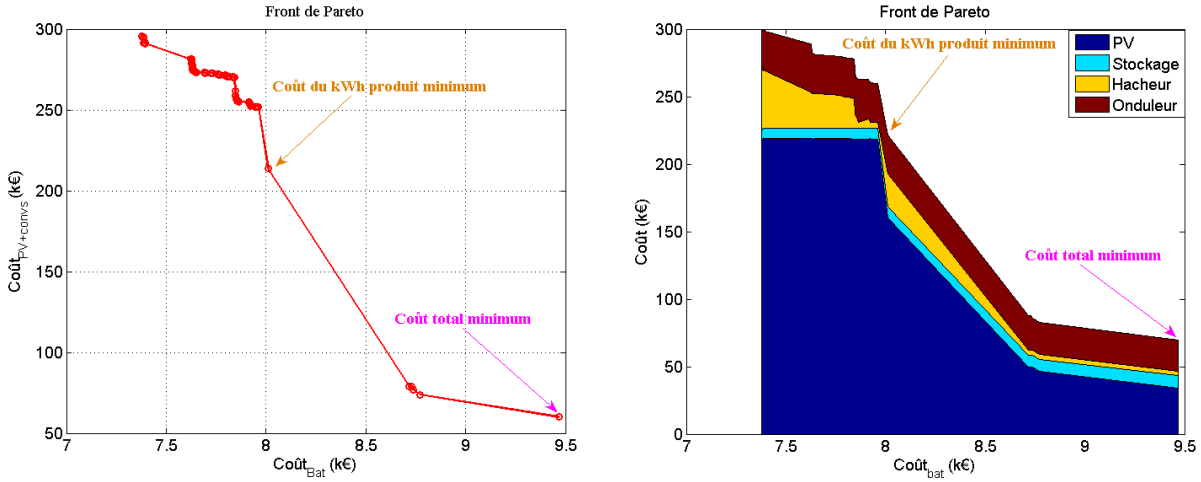
La *Fig. 5-15* présente les résultats d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage sur les deux nœuds. Nous observons que la capacité totale de l'accumulateur

dans le cas de deux nœuds (dimensionnement identique) est moins élevée que pour un seul nœud. Inversement, la surface du PV pour deux nœuds est plus élevée que pour un seul nœud (voir le tableau *TABLEAU 5-2* et *TABLEAU 5-3*). En conséquence, le coût total du système PV/stockage ainsi que le coût du kWh produit dans le cas deux nœuds est plus élevé.

De même, nous présentons l'énergie produite par les systèmes PV/Stockage pendant 15 ans ainsi que son coût kWh produit sur la *Fig. 5-16* ; et la surface de PV par rapport à la capacité installée de l'accumulateur à chaque nœud sur la *Fig. 5-17*.

	Coût total minimum		**Coût du kWh produit minimum**	
Paramètres	**Valeur**	**Coût (k€)**	**Valeur**	**Coût (k€)**
Panneau PV	49 m^2	17	232	80
Batterie au plomb	4 kWh	4	3	4
Hacheur (calibre en courant (A))	6 A	2	48	12
Onduleur (calibre en courant (A))	46 A	12	58	14
Coût total		**34**		**110**

TABLEAU 5-3 Résultat d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage aux deux cas extrêmes pour chaque nœud



(a) Coût PV + convertisseurs et coût de la batterie *(b) Coût total du système PV/Stockage et coût de la batterie*

Fig. 5-15. Résultats d'optimisation sur la base du critère du coût PV + convertisseurs et du coût de l'accumulateur (les coûts correspondent à la somme des coûts liés à chaque noeud)

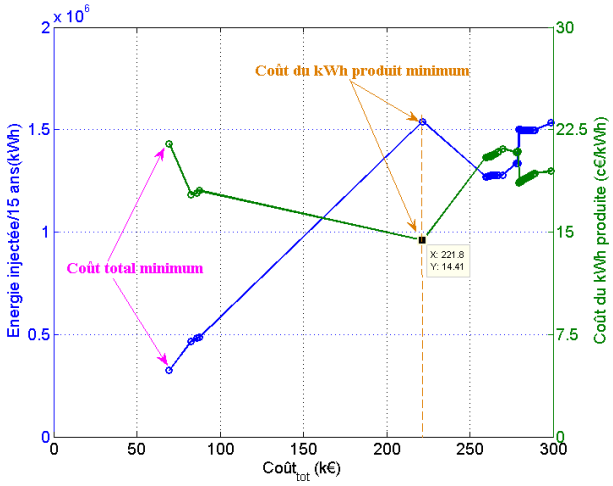


Fig. 5-16. Energie injectée durant 15 ans et coût du kWh produit par le système PV/Stockage

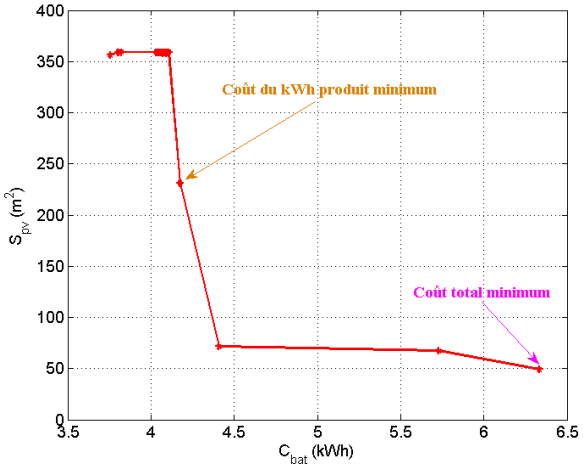


Fig. 5-17. Surface du PV par rapport capacité installée de batterie chaque système PV/Stockage

5.3.2 Système à dimensionnement différentié

Dans un second cas, le dimensionnement des deux systèmes PV/Stockage n'est pas identique, chaque système devant être optimisé. Le problème d'optimisation est posé comme suit :

$$f_1 = \sum_{i=4}^{5} \left(\xi_{pv} * P_{ins_i} + \xi_{hach} * I_{nom_hach_i} * U_{nom_hach} + \xi_{ond} * I_{nom_ond_i} * U_{nom_ond} \right) \quad (5\text{-}12)$$

$$f_2 = \sum_{i=4}^{5} \left(\xi_{bat} * C_{Bat_i} * U_{nom_bat} + \xi_{bat} * \frac{W_{exch_i}}{2 * k_{Sto}} \right) \quad (5\text{-}13)$$

Avec les contraintes :

$$\begin{cases} 0{,}9 \leq |u_i| \leq 1{,}1 \\ |I_{branch}| \leq |I_{branch_max}| \\ \langle P_{bat_{4,5}} \rangle \geq 0 \end{cases} \quad (5\text{-}14)$$

La *Fig. 5-18* présente les résultats de l'optimisation du dimensionnement des systèmes lorsque la configuration du système PV/Stockage en chaque nœud est différente. Du point de vue du coût des composants du système PV/Stockage, le cas du dimensionnement identique a un coût total moins élevé par rapport à celui du dimensionnement différent.

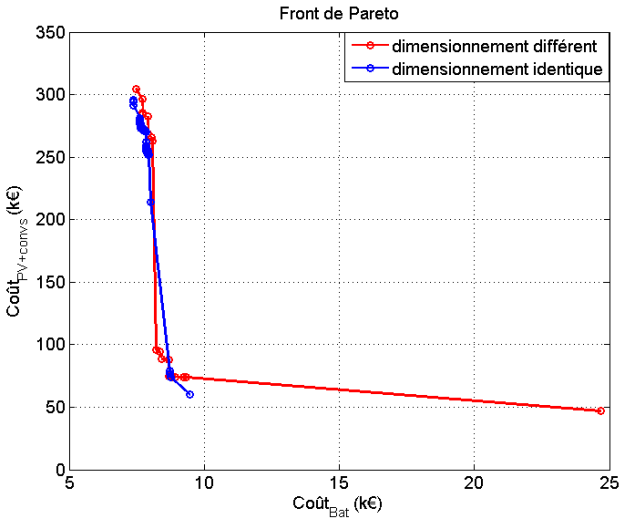


Fig. 5-18. Résultats d'optimisation du dimensionnement du système PV sur les nœuds N°4 et N°5 avec le cas du dimensionnement fixe et celui différent

5.4 Dimensionnement du système Stockage/Onduleur (sans PV) avec prise en compte du vieillissement de l'accumulateur

A partir de la figure la *Fig. 5-7*, nous remarquons qu'il n'y pas d'intersection entre la courbe d'énergie injectée du système PV/Stockage et l'abscisse. En effet, avec le système PV/Stockage, le PV est utilisé pour charger la batterie non pas avec le réseau de distribution. Lorsque le système est sans PV, l'énergie chargée par la batterie et celle rechargée par le réseau électrique sont approximativement les mêmes. En conséquence, la somme de ces deux énergies est faible (il est équivalent au point où l'énergie injectée égale zéro sur la *Fig. 5-7*). Nous allons donc étudier l'optimisation du dimensionnement du système Stockage/Onduleur (voir la *Fig. 5-19*).

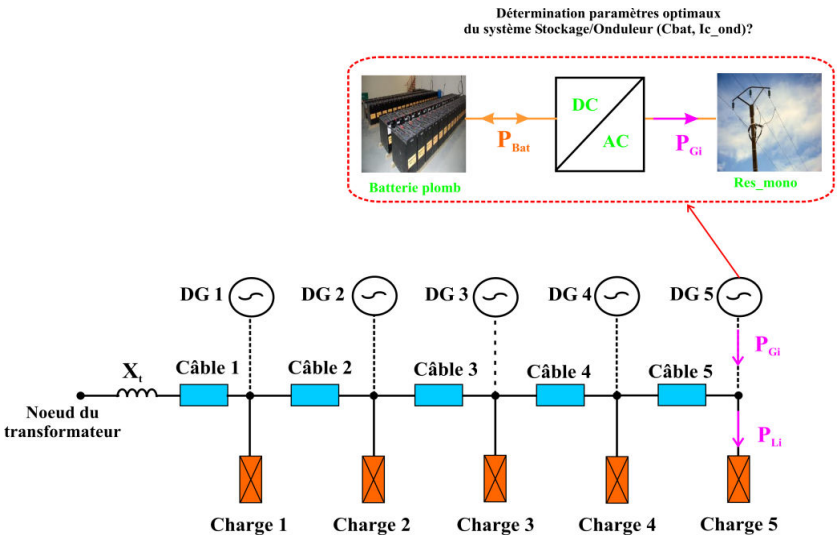


Fig. 5-19. Dimensionnement optimal du système Stockage/Onduleur

La fonction objectif ici est de minimiser le coût total de l'accumulateur et l'onduleur monophasé :

$$f = \xi_{ond} * I_{nom_ond} * U_{nom_ond} + \xi_{bat} * C_{Bat} * U_{nom_bat} + \xi_{bat} * \frac{W_{exch}}{k_{Sto}} \quad (5\text{-}15)$$

Avec le même prix unitaire des composants (ξ_{ond} et ξ_{bat}) que dans la partie précédente.

Les contraintes de ce problème d'optimisation sont :

$$\begin{cases} 0{,}9 \leq |u_i| \leq 1{,}1 \\ |I_{branch}| \leq |I_{branch_max}| \\ \langle P_{bat} \rangle \geq 0 \end{cases} \quad (5\text{-}16)$$

Nous avons obtenu les résultats du dimensionnement du système Stockage/Onduleur dans la table ci-dessous :

Paramètres	Valeur	Unité
Capacité de la batterie (C_{bat})	86	kWh
Calibre en courant de l'onduleur (I_{c_ond})	48	A
Coût de l'accumulateur	34	k€
Coût de l'onduleur	12	k€
Coût total	**46**	k€

TABLEAU 5-4 Résultat d'optimisation du dimensionnement du système Stockage/Onduleur

Les figures ci-dessous montrent l'évolution de la puissance échangée entre le réseau et l'accumulateur et l'état de charge de l'accumulateur, pour un dimensionnement optimal du système Stockage/Onduleur minimisant le coût total du système

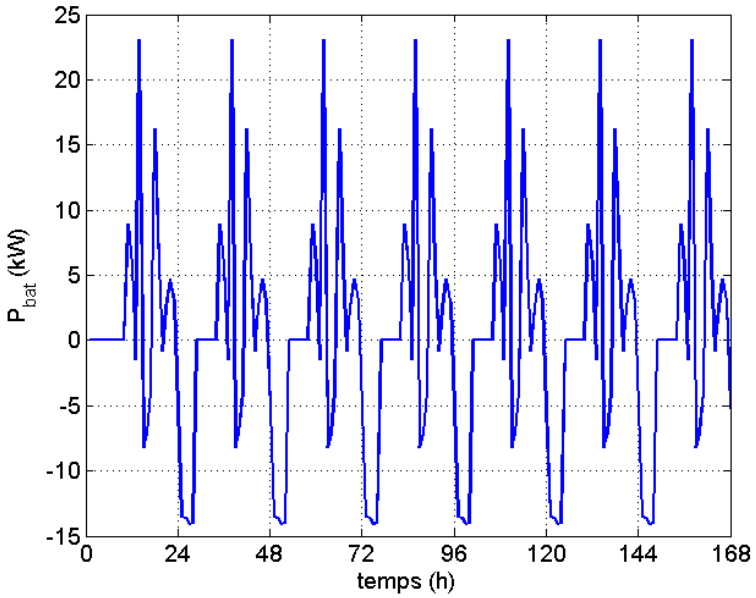


Fig. 5-20. Puissance échangée entre le réseau et l'accumulateur

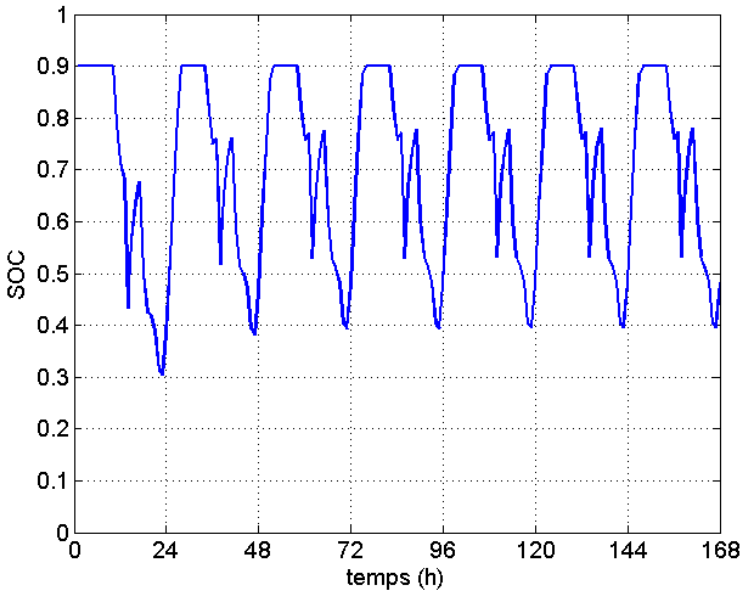


Fig. 5-21. Etat de charge de l'accumulateur

5.5 Application à un réseau de distribution réel

Après avoir présenté sur les modèles des sous-systèmes (réseau, consommation électrique, composants du système PV/Stockage), les stratégies de gestion d'énergies et la méthodologie d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage appliqué sur le réseau simplifié, nous allons ici décrire une synthèse sur l'étude de l'injection des sources d'énergie renouvelable dans un réseau réel. Les étapes d'une telle étude sont :

- ***Etape 1 :*** Traitement des données techniques. Cela concerne les paramètres du réseau électrique (structure, câble et longueur), des données climatiques (flux solaire et température) et des données statistiques des consommateurs (appareils d'un foyer, leur capacité nominale et nombre d'habitant par foyer).

- ***Etape 2 :*** Construction des modèles

  - Modèle de consommation électrique en concernant la partie 2.2
  - Modèle du réseau électrique en appliquant la partie 2.3
  - Modèle des composants du système PV/Stockage
    - Photovoltaïque en référence à la partie 3.3.1
    - Batterie au plomb en référence à la partie de 3.6.1 à 3.6.4
    - Convertisseurs en prenant en compte les pertes en référence à la partie 3.6.5

- ***Etape 3 :*** Optimisation en termes de capacité installée totale du système PV/Stockage et localisation de ces sources dans le réseau en référence à la partie 4.2.1 et cela de 4.2.2

- ***Etape 4 :*** Co-optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie du système PV + stockage

  - Gestion d'énergie du système PV/Stockage en référence à la partie 4.3
  - Dimensionnement de ce système en référence à la partie 5.2 pour un seul nœud ou cela de 5.3 pour plusieurs nœuds

5.6 Conclusion

Une méthodologie d'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage et de la gestion a été présentée dans ce chapitre. Les deux critères choisis sont coût économique du système PV et des convertisseurs statiques associés et le coût du stockage. Les contraintes de ce problème de co-optimisation sont liées au réseau de distribution (plan de tension, capacité des lignes). L'impact de l'injection des sources renouvelables dans le réseau au niveau de nombre de nœuds est aussi considéré dans ce chapitre. D'autre part, vu le temps du calcul important de l'optimisation (un quart d'heure pour chaque configuration du système PV/Stockage), nous avons continué à travailler sur le réseau simplifié à 5 nœuds, modèle issu du véritable réseau de distribution de la ville de Hanoï.

Nous avons analysé les résultats d'optimisation obtenus du dimensionnement pour le système PV/Stockage avec et sans prise en compte le vieillissement de l'accumulateur. Nous avons trouvé que le vieillissement de l'accumulateur impacte sur le dimensionnement du système PV/Stockage, car les résultats optimaux dans le cas avec et sans vieillissement ne sont pas la même. A partir de ces résultats optimaux, nous avons détaillé deux solutions particulières en termes de coût total minimum et coût du kWh produit minimum.

D’autre part, nous avons mené des études de sensibilité du dimensionnement vis-à-vis de la variation du coût unitaire des composants (coût unitaire de PV et coût unitaire de l’accumulateur). L’ensemble des résultats est montré l’importance des études d’analyse sur les coûts investissements ainsi que le coût de fonctionnement de l’accumulateur durant la vie du système PV/Stockage. Par ailleurs, ces coûts unitaires sont des données déterministes d’entrée dans ce système, mais la méthodologie permet de s’adapter aux coûts unitaires de fabrication réelle.

Dans le cas de l’injection sur deux nœuds à la fois, une comparaison de l’optimisation du dimensionnement entre la même configuration des deux nœuds et la configuration différente de ces nœuds est menée. Le résultat nous a permis de conclure que la configuration où les unités de production PV/Stockage à dimensionnement différentié est plus optimale que celle imposant un dimensionnement identique à touts les unités.

Conclusion générale et perspectives

Les travaux présentés dans cette thèse s'intéressent aux systèmes PV/Stockage intégrés à un réseau basse-tension fragile. La question principale que ces travaux tentent d'apporter est : "*Comment intégrer et exploiter de petites unités distribuées de production d'électricité d'origine renouvelable afin de renforcer un réseau de distribution en état de surcharge* ?". Afin de répondre à cette question, plusieurs étapes ont été nécessaires.

Dans un premier temps, une description du réseau de distribution étudié et du modèle simplifié extrait de ce réseau est effectuée. Ensuite, les modèles utilisés des éléments du générateur hybride sont détaillés. Par ailleurs, nous avons décrit les stratégies de gestion d'énergie élaborées optimisant l'impact de l'injection de ces productions sur un réseau fragile. Enfin, une méthodologie de co-optimisation dimensionnement-gestion des unités de production est proposée et les résultats obtenus analysés.

Dans le **premier chapitre**, nous avons décrit le contexte énergétique du Vietnam en termes de moyens de production actuels et futurs ainsi qu'en termes de limite. Nous avons également donné des exemples d'intégration de systèmes appelés « Smart Grid » et de travaux menés dans ce domaine tout en précisant les apports et la problématique de nos travaux.

Dans le **deuxième chapitre**, les premières briques de la plateforme de simulation ont été posées. Il s'agit en premier lieu du modèle du réseau de distribution considéré. A partir du véritable réseau de la ville de Hanoï, issu de données fournies par l'entreprise NPTV, nous avons extrait une fraction de ce réseau (monophasé) et établi un schéma simplifié à 5 nœuds de celui-ci. En appliquant des méthodes classiques (Gauss-Seidel et Newton-Raphson), un modèle de résolution des équations électriques est proposé, permettant pour des profils de charges donnés, de calculer les variations des courants de ligne et des tensions à chaque nœud. Les profils de consommation domestique sont les autres paramètres essentiels à l'étude des systèmes PV/Stockage car intervenant directement sur les contraintes d'un réseau fragile, à savoir la qualité de la tension, les capacités et les pertes Joule de distribution. A défaut de disposer de relevés in situ, nous avons adapté un modèle de la littérature pour construire des profils de consommation conformes aux caractéristiques locales. Ces profils temporels sont supposés déterministes.
Dans une dernière partie du chapitre, nous nous sommes intéressés au déséquilibre du transformateur HTA/BT engendré par la connexion de charges monophasées. Divers systèmes de correction du déséquilibre basés sur l'emploi de convertisseurs électroniques de puissance sont proposés et étudiés. Nous avons ainsi montré la pertinence de cette solution et que son dimensionnement est directement proportionnel au courant inverse absorbé par les charges déséquilibrées.

Le **troisième chapitre** a été consacré à la présentation des modèles des composants du générateur hybride. Ce générateur est composé d'un système PV, d'un convertisseur à commande MPPT, d'un stockage au Plomb en floating et enfin d'un onduleur monophasé

connecté à un nœud du réseau BT. Concernant le système PV, une nouvelle approche de commande MPPT est développée en considérant le courant moyen passant dans la diode du hacheur. Un modèle aux valeurs moyennes, plus rapide, tenant compte des pertes sur cycle du hacheur est développé et confronté, avec succès, au modèle fin (à l'échelle du découpage). Notons à ce niveau que la gestion d'énergie du système globale PV/Stockage n'impose pas nécessairement un fonctionnement MPPT mais le délestage progressif du productible (ie. Dégradation du MPPT) est autorisé. La fonction de délestage sera issue du mode de gestion optimal étudié dans le chapitre 3.
Concernant le stockage au Plomb, le modèle de CIEMAT est utilisé, celui-ci nous a permis de mieux analyser les caractéristiques de l'accumulateur, en particulier l'évolution de la tension et de l'état de charge pour différents régimes (charge, décharge et peut-être surcharge). Par ailleurs, un modèle de vieillissement de la batterie basé sur l'énergie échangée est utilisé permettant, en fonction du mode de sollicitations et de la capacité de la batterie d'estimer le nombre de remplacement de celle-ci.
A la fin de ce chapitre, pour évaluer le rendement, les pertes par conduction et par commutation des convertisseurs sont calculées en se basant sur les données constructeurs des composants (IGBT et diode). Les modèles présentés nous permettent d'estimer les pertes en considérant l'échange d'énergie entre le système PV/Stockage et le réseau. Enfin, une étude générale sur l'impact d'injection de puissance active et réactive sur le réseau a été menée. Cela a permis de montrer l'intérêt d'une « double » injection actif/réactif via le système PV/Stockage mais au détriment d'un sur-dimensionnement du générateur hybride et d'une augmentation des pertes.

A cause de la complexité du réseau réel, un réseau simplifié à 5 nœuds issu du véritable réseau a été adopté pour l'élaboration de stratégie de dimensionnement et de gestion des unités de production connectées. Ce réseau ainsi que les modèles des sous-systèmes élaborés dans les chapitres 2 à 3 sont intégrés dans une plateforme de simulation et d'analyse sous Matlab/Simulink. Cette plateforme constitue la brique principale nécessaire aux études menées aux chapitres suivants 4 et 5.

Dans **le chapitre 4**, nous avons élaboré les modes optimaux de gestion énergétique du système PV/Stockage/Réseau. Nous nous sommes intéressés à différents cas de figure, suivant le nombre de nœuds où les sources d'énergie renouvelable sont disposées :

- Cas d'une injection à un seul nœud : La puissance injectée de ces sources est bornée entre la puissance injectable maximale et minimale. Les deux puissances sont déterminées lorsque le réseau de distribution a atteint ses limites (soit au niveau de plan de tension ou du courant maximal de ligne).
  En utilisant la méthode découplée, nous avons réduit le temps calcul. L'idée de cette méthode est de séparer deux problèmes pour : (1) définir des puissances injectables maximale et minimale en respectant les contraintes du réseau. Ce calcul est réalisé à partir du modèle du réseau (*Puiss_réseau*), et (2) optimiser la gestion d'énergie sans contrainte du réseau en intégrant les profils extrêmes que nous avons calculé dans l'étape précédente.

Nous avons ainsi étudié deux modes de gestions de l'énergie avec un dimensionnement fixe du système PV/Stockage. Le premier mode très simplifié est de compenser exactement la chute de tension aux nœuds en minimisant la puissance injectée dans le réseau. Le second mode de gestion est d'optimiser la puissance injectée dans le réseau en utilisant la méthode découplée. Ces résultats ont montré que l'utilisation de la stratégie de gestion optimale permet de moins délester le productible PV et donc de mieux optimiser le fonctionnement de ce dernier en maximisant l'injection d'une énergie renouvelable dans le réseau

Nous avons également traité le cas académique d'un système PV seul (sans stockage). L'analyse a montré que sans stockage, ce système ne peut résoudre entièrement le problème du plan de tension et engendre un délestage du productible plus élevé.

Un troisième cas dual au précédent a été également analysé consistant en un système de Stockage sans PV réparti aux divers nœuds du réseau. La charge du stockage s'effectue avec le réseau pendant les instants propices. Cette étude a montré que ce système permettant donc le décalage optimal de la courbe de charge répond parfaitement à l'objectif d'améliorer le plan de tension mais cette solution nécessite une capacité installée de l'accumulateur plus grande que celle du système PV/Stockage (les résultats sont présentés dans le chapitre 5) ainsi que des pertes Joule liées aux transferts bidirectionnels d'énergie plus importantes.

- Cas d'une injection à deux nœuds à la fois : le couplage électrique des nœuds se traduit par le fait que l'injection d'un nœud impacte nécessairement la tension aux autres nœuds du réseau, cela interdit donc dans des lois de gestion calculée dans le premier cas découplé. Le problème multi-nœuds a donc nécessité la résolution d'un problème d'optimisation des lois de gestion sous contraintes du réseau. En pratique, cela a imposé la simulation simultanée du système PV/Stockage et du réseau. Une combinaison entre état de charge instantané de l'accumulateur et optimisation de la puissance injectée instantanée a été étudiée. A chaque instant, la puissance injectée en chaque nœud est basée sur l'état de charge des accumulateurs de tous les nœuds. Les résultats obtenus nous permettent de maximiser l'énergie produite par les systèmes PV/Stockage tout en améliorant la qualité du réseau.

Dans **le dernier chapitre (Chapitre 5)**, nous avons abordé la question de l'optimisation du dimensionnement du système PV/Stockage en intégrant les modes de gestion développés au chapitre 4. Le dimensionnement est basé sur un critère économique qui repose sur le coût d'investissement des composants du système PV/Stockage. Pour l'accumulateur, le nombre de remplacements sur la durée de fonctionnement considéré a été pris en compte dans la fonction objectif. Par ailleurs, nous avons comparé le dimensionnement optimal obtenu dans le cas d'une injection sur un seul nœud (avec et sans vieillissement de l'accumulateur) et celui sur deux nœuds à la fois (dimensionnement identique et celui à différentié). Pour le cas d'une injection sur un seul nœud, le vieillissement de l'accumulateur impacte sur les configurations optimales à faible capacité de stockage. Pour le cas d'une injection sur deux nœuds

simultanés, les résultats nous montrent que le coût total des systèmes PV/Stockage à dimensionnement identique est moins élevé qu'avec le dimensionnement différentié.
Egalement, nous avons étudié la sensibilité du coût unitaire des panneaux PV et de l'accumulateur sur le dimensionnement optimal du système PV/Stockage. Les résultats de cette étude nous montrent l'impact du coût unitaire du PV n'a une incidence significative que sur les configurations minimisant la surface PV correspondant à l'énergie minimale que devra produire le système pour satisfaire, via le stockage, la contrainte tension. A l'inverse, la variation du coût unitaire du stockage n'a une incidence que sur la limite verticale (capacité minimale). Par symétrie, le coût unitaire du stockage impacte uniquement la valeur de la capacité minimale nécessaire pour satisfaire les contraintes réseau.
A partir des résultats du dimensionnement optimal, nous avons analysé deux solutions particulières en termes de coût total minimum (mais de production également minimale) et de coût du kWh produit minimum (ratio "énergie produite sur coût du système" maximal). Nous avons ainsi pu montrer qu'une solution hybride consistant en l'adjonction d'une fonction de stockage au PV est nécessaire. Ceci pour accroitre la qualité du réseau (plan de tension, disponibilité et pertes Joule de lignes) et d'obtenir un coût du kWh minimal de l'ordre d'une dizaine de centimes d'euros/kWh sur la base d'une durée de fonctionnement de 15 ans et en tenant compte du vieillissement de la batterie. Notons enfin, que cette solution peut éviter la congestion du réseau amont, voire retarder son renforcement à court-terme.
De plus, nous avons comparé une approche de dimensionnement à minimum de variables où tous les générateurs hybrides sont identiques à une approche où chaque générateur est optimisé. Les résultats ont montré que l'approche simplifiée était trop restrictive et ne permettait pas un dimensionnement optimal global. L'approche à dimensionnement différentié, bien que nécessitant plus de temps de calcul, permet d'obtenir des systèmes PV/Stockage plus réduits. Enfin, nous avons montré que l'injection d'une production PV est plus efficace aux nœuds les plus éloignés du transformateur HTA/BT, donc présentant une qualité de tension médiocre.

Conscient que les travaux que nous avons développés dans cette thèse ne répondent que partiellement à la question générale posée : impact de petites unités de production sur un réseau de distribution fragile. Mais, nous avons établi les modèles et les méthodologies nécessaires à cette étude en les appliquant au cas académique d'un réseau simplifié. Des études complémentaires sont bien évidemment nécessaires pour aborder dans ses multiples aspects la question précitée. Ainsi, à l'issu de ces travaux, nous pouvons mentionner quelques perspectives et pistes d'études futures :

- Application des méthodologies développées au cas du véritable réseau de la ville de Hanoï avec les différents postes de transformateurs ;

- Réalisation d'une campagne de mesure in-situ et d'analyse des comportements des consommateurs électriques au Vietnam afin d'établir un modèle de profils temporels de charge plus précis et le confronter au modèle décrit au chapitre 2 de ce manuscrit ;

- Nous avons considéré des profils d'éclairement solaire et de consommation déterministes. Il est bien évident que c'est une hypothèse forte compte tenu de caractère aléatoire de ces deux profils. L'introduction de ce caractère dans la méthode de gestion et du dimensionnement serait intéressante. Actuellement, des travaux sur cet aspect sont menés par Pierre Haessig au laboratoire SATIE ;

- Les pertes dans les sous-systèmes sont prises en compte indirectement dans les fonctions d'optimisation par le sur-dimensionnement de ces composants. L'analyse du manque à gagner relatif à ces pertes dans la fonction économique d'optimisation serait intéressante ;

- Etude de la mise en œuvre pratique des unités de production PV/Stockage dans un réseau de distribution réel et les modes de leur gestion temps réel.

Table des figures

Fig. 1-1. Répartition de la consommation d'électricité par secteur au Vietnam en 2010[Sources : MCIV] 6
Fig. 1-2. Centrales électriques au Vietnam en 2010 8
Fig. 1-3. Carte de densité de population du Vietnam (hab./km^2) [KHA-072] 8
Fig. 1-4. Plan du développement la capacité installée [Sources : MCIV] 9
Fig. 1-5. Carte du vent du Vietnam [KHA-071] 10
Fig. 1-6. Carte de l'ensoleillement du Vietnam [KHA-071] 12
Fig. 1-7. Système photovoltaïque autonome [SYS-web1] 13
Fig. 1-8. Schéma principale un système hybride avec éolien [KAA-11] 14
Fig. 1-9. Schéma principale un système hybride avec groupe électrogène [SYS-web2] 15
Fig. 1-10. Système photovoltaïque connecté au réseau [PRI-web] 16
Fig. 1-11. Système complet trois types d'énergie renouvelable [DIL-10] 16
Fig. 1-12. Architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride [THI-10] 17
Fig. 1-13. Configuration d'un mini-réseau [THI-10] 18
Fig. 1-14. Le mécanisme de pilotage du projet Kombikraftwerk [KOM-web] 19
Fig. 1-15. Schéma principale du projet SOLEDO [THI-10] 20
Fig. 1-16. Architecture verticale du réseau [WEN-06] 21
Fig. 1-17. Plan du réseau transport à très haute tension au Vietnam [Source : NPTV] 22
Fig. 1-18. Plan du réseau transmission du Vietnam [Source : NPTV] 23
Fig. 1-19. Profil de charge du Vietnam d'un jour typique en l'hiver et en l'été de 2010 [Source : NPT] 24
Fig. 1-20. Flux solaire et température dans la ville de Hanoï en l'hiver et en l'été [Source : MCIV] .. 24
Fig. 1-21. Un pylône déraciné dans une tempête au centre du Vietnam en octobre 2013 [RUP-web1] 25
Fig. 1-22. Architecture horizontale du réseau [WEN-06] 26
Fig. 1-23. Impact du GED au niveau la tension sur un nœud du réseau 27
Fig. 1-24. Connexion du transformateur du réseau avec GED [WEN-06] 28
Fig. 1-25. Carte de la ville de Hanoï [CAR-web] 30
Fig. 1-26. Structure du système d'énergie renouvelable étudié (PV + Stockage) 30
Fig. 1-27. Carte d'arrondissement de Tay Ho [CAR-web] 30
Fig. 1-28. Carte du réseau d'un quartier de l'arrondissement de Tay Ho [Source : NPTV] 31
Fig. 2-1. Profil de charge donné de ville de Hanoï correspond aux quatre jours sélectionnés en 2010 34
Fig. 2-2. Nombre d'habitant occupé par "l'activité cuisine" 36
Fig. 2-3. Consommation en minute de l'activité cuisine 37
Fig. 2-4. Modèle de consommation domestique 37
Fig. 2-5. Algorithme de probabilité de démarrage d'un appareil électrique 38
Fig. 2-6. Modèle de consommation domestique [IAN-10] 39
Fig. 2-7. Schéma d'un réseau de trois nœuds 40
Fig. 2-8. Algorithme de la méthode de Gauss-Seidel 45
Fig. 2-9. Algorithme de la méthode de Newton-Raphson 46
Fig. 2-10. Carte du réseau de basse-tension pour la phase B [Source : NPTV] 47
Fig. 2-11. Diagramme du réseau de basse-tension de phase B 47
Fig. 2-12. Modèle du réseau de basse-tension de phase B dans MATLAB/Simulink 48

Fig. 2-13. Evolution de la tension sur les 17 nœuds sans l'ajout du système PV pour quatre jours particuliers 49
Fig. 2-14. Schéma équivalent simplifié d'un réseau à neutre isolé 52
Fig. 2-15. Diagramme vectoriel du courant triphasé et courant du neutre 52
Fig. 2-16. Schéma d'un onduleur triphasé 53
Fig. 2-17. Schéma équivalent d'un onduleur triphasé 54
Fig. 2-18. Schéma équivalent d'un onduleur triphasé dans le domaine fréquentiel 57
Fig. 2-19. Schéma d'un compensateur statique quatre bras utilisé dans un réseau à neutre isolé 58
Fig. 2-20. Schéma équivalent du compensateur statique et du réseau à neutre isolé 58
Fig. 2-21. Puissance instantanées des trois charges déséquilibrées 62
Fig. 2-22. Modèle de l'équilibreuse quatre bras et le réseau à neutre isolé dans MATLAB/Simulink . 64
Fig. 2-23. Les courants des charges, des interrupteurs et aux secondaire du transformateur 65
Fig. 2-24. Rapport cycliques, tension et courant au secondaire du transformateur et courant du neutre 65
Fig. 2-25. Puissance instantanée des charges, de l'onduleur et du réseau 66
Fig. 2-26 Schéma des trois onduleurs monophasés dans un réseau à neutre isolé 67
Fig. 2-27 Schéma équivalent des trois onduleurs monophasés dans le réseau à neutre isolé 67
Fig. 2-28 Modèle des trois onduleurs dans le réseau à neutre isolé dans MATLAB/Simulink 68
Fig. 2-29 Les courants des charges, des interrupteurs et aux secondaire du transformateur 68
Fig. 2-30 Rapport cycliques, tension et courant au secondaire du transformateur et courant du neutre 69
Fig. 3-1. Schéma d'un système photovoltaïque hybride [SCH-web] 72
Fig. 3-2. L'effet photovoltaïque dans une cellule PV [EFF-web] 73
Fig. 3-3. Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque [VIG-10] 74
Fig. 3-4. Caractéristique I-V d'une cellule de Solarex avec différents éclairements. 74
Fig. 3-5. Caractéristique I-V d'une cellule PV de Solarex avec différents températures. 75
Fig. 3-6 . Type de cellule (a) monocristalline; (b) poly-cristalline; et (c)amorphes [FAB-web] 75
Fig. 3-7. Schéma du système photovoltaïque 76
Fig. 3-8. Modèle une diode du PV 77
Fig. 3-9. Modèle deux diodes du PV. 79
Fig. 3-10. Schéma d'un système PV avec hacheur rangé. 81
Fig. 3-11. Schéma d'un système PV avec hacheur série. 81
Fig. 3-12. Système PV détaillé avec PV + hacheur + batterie. 82
Fig. 3-13 . Modèle de Recherche et conversation de la valeur maximale. 83
Fig. 3-14. Recherche et conservation du courant moyen maximal passant diode 83
Fig. 3-15. Modèle du système PV avec RCVM dans MATLAB/Simulink. 84
Fig. 3-16. Evolution du courant moyen de la diode avec différent valeur l'ensoleillement. 85
Fig. 3-17. Evolution du courant moyen de la diode avec différent valeur température. 85
Fig. 3-18. Modèle du hacheur élévateur physique. 86
Fig. 3-19. Modèle du hacheur élévateur moyen. 86
Fig. 3-20. Comparaison entre modèle convertisseur physique et celui moyen en terme du courant moyen de diode. 88
Fig. 3-21. Comparaison entre modèle convertisseur physique et celui de moyen en terme de la puissance sortie du PV. 88
Fig. 3-22. Premier scénario : ensoleillement constant et température variable 90
Fig. 3-23. Deuxième scénario: ensoleillement variable et température constante 90
Fig. 3-24. Troisième scénario: l'ensoleillement varié et température variée pendant une journée 90

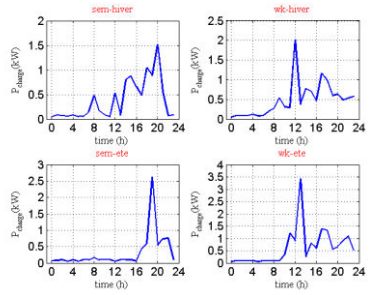
Fig. 3-25. Energie produit par un système PV pendant une année avec différents valeurs du rapport cyclique. ... 91
Fig. 3-26. Schéma électrique de la batterie dans modèle CIEMAT [GER-09] ... 92
Fig. 3-27. Résistance interne de l'accumulateur pendant: (a) la charge et (b) la décharge ... 94
Fig. 3-28. Fonctionnement en cycle charge/décharge ... 95
Fig. 3-29. Exemple d'évolution de charge/décharge et définition des cycles partiels ... 97
Fig. 3-30. L'évolution courant en passant l'inductance: courant i_T durant la fermeture ... 99
Fig. 3-31. Résistance interne de la diode ... 100
Fig. 3-32. Résistance interne d'IGBT ... 100
Fig. 3-33. Coefficients pour calculer les pertes, le courant dans l'IGBT croissant ... 102
Fig. 3-34. Coefficients pour calculer les pertes, le courant dans l'IGBT décroissant ... 102
Fig. 3-35. Schéma un onduleur monophasé ... 103
Fig. 3-36. Modèle de l'onduleur monophasé dans MATLAB/Simulink ... 103
Fig. 3-37. Impact de consommation sur le courant moyen de la batterie ... 105
Fig. 3-38. Impact de consommation sur le courant moyen de la batterie ... 105
Fig. 4-1. Vecteur de tension entre deux nœuds ... 108
Fig. 4-2. Choix un réseau simplifié de 5 nœuds ... 109
Fig. 4-3. Schéma du réseau simplifié considéré ... 110
Fig. 4-4. Profil de charge tous les nœuds ... 111
Fig. 4-5. Puissance injectée des sources renouvelables dans le réseau ... 112
Fig. 4-6. Evolution de la tension sur chaque nœud pendant quatre jours typiques ... 112
Fig. 4-7. Générateur actif PV + Stockage ... 113
Fig. 4-8. Flux de puissance ... 114
Fig. 4-9. Synoptique de gestion du stockage ... 115
Fig. 4-10. Synoptique de régulation du courant côté réseau ... 115
Fig. 4-11. Méthode de couplage pour la stratégie de gestion optimale de l'énergie avec une injection multi-nœuds ... 117
Fig. 4-12. Méthode découplée pour la stratégie de gestion optimale de l'énergie avec une injection sur un seul nœud ... 118
Fig. 4-13. Problème P1 : Cas de puissance apparente injectable minimale et maximale au nœud 5pendant quatre jours ... 120
Fig. 4-14. Problème P2 : Cas de puissance active injectable minimale et maximale au nœud 5 pendant quatre jours ... 121
Fig. 4-15. Problème P3 : Cas de pertes minimales dans le réseau pendant quatre jours ... 121
Fig. 4-16. Algorithme d'optimisation bi-critères (Puissance injectée minimale et pertes de lignes minimales) ... 123
Fig. 4-17. Front de Pareto de la puissance injectée en fonction des pertes dans les lignes ... 124
Fig. 4-18. Front de Pareto de la puissance injectée en fonction des pertes dans les lignes ... 126
Fig. 4-19. Ensoleillement et température pendant une journée ... 126
Fig. 4-20. Puissance apparente injectée minimale et maximale au nœud 5pendant une journée ... 127
Fig. 4-21. Puissance active injectée minimale et maximale au nœud 5 pendant une journée ... 128
Fig. 4-22. Puissance apparent injectée au nœud 5 afin de minimiser les pertes dans ce réseau pendant une journée ... 128
Fig. 4-23. Algorithme d'optimisation de la puissance injectée par système PV/Stockage dans le cas un seul nœud ... 129
Fig. 4-24. Puissance fournie par PV est inférieure la puissance minimale ... 130
Fig. 4-25. Puissance produite par le PV se situe dans l'intervalle [S_{DGmax}, S_{DGmin}] ... 130
Fig. 4-26. Le PV produit une puissance qui est supérieure la puissance injectée maximale ... 131

Fig. 4-27. Algorithme d'optimisation de la puissance injectée par système PV dans le cas multi-nœuds 134
Fig. 4-28. Profil de puissance injectée, puissance produite par le PV + batterie et l'évolution de batterie 138
Fig. 4-29. Profil de production par les systèmes PV + batterie des nœuds dans les nœuds 3 et 4 139
Fig. 4-30. Profil de tension des nœuds dans ce réseau 140
Fig. 4-31. Profil de production par le système PV + batterie du nœud 3 dans ce réseau 140
Fig. 4-32. Profil de production par le système PV + batterie du nœud 4 dans ce réseau 141
Fig. 4-33. Puissance installée dans des nœuds et puissance produite par les PV 141
Fig. 4-34. Stratégie de la gestion de l'énergie échangeable entre l'accumulateur et le réseau 144
Fig. 4-35. Evolution de tension des nœuds sans l'injection le système Stockage/Onduleur 145
Fig. 4-36. Puissance échangeable entre la batterie et le réseau 145
Fig. 4-37. Evolution de tension des nœuds avec l'injection le système Stockage/Onduleur 146
Fig. 4-38. Puissance échangée entre la batterie et le réseau 146
Fig. 4-39. Etat de charge de la batterie 147
Fig. 5-1. Dimensionnement optimal du système PV/Stockage 150
Fig. 5-2. Résultats d'optimisation sur la base du critère du coût PV + convertisseurs et capacité de batterie 153
Fig. 5-3. Energie injectée durant 15 ans et coût du kWh produit par le système PV/Stockage 153
Fig. 5-4. Surface de PV par rapport capacité installée de batterie 154
Fig. 5-5. Comparaison d'optimisation du système PV/Stockage sans et avec le vieillissement de l'accumulateur 156
Fig. 5-6. Résultats d'optimisation sur la base du critère de coût PV + convertisseurs et coût de l'accumulateur 157
Fig. 5-7. Energie injectée durant 15 ans et coût du kWh produit par le système PV/Stockage 157
Fig. 5-8. Surface du PV par rapport capacité installée de batterie 158
Fig. 5-9. Profil de production par le système PV/Stockage dans le nœud N°5 pour la configuration à coût total minimum 158
Fig. 5-10. Profil de tension des nœuds pour la configuration à coût total minimum 159
Fig. 5-11. Profil de production du système PV/Stockage dans le nœud N°5 pour la configuration à coût du kWh minimum 159
Fig. 5-12. Profil de tension des nœuds pour la configuration à coût du kWh minimum 160
Fig. 5-13. Etude de sensibilité considérant le changement de coût PV 161
Fig. 5-14. Etude de sensibilité considérant le changement de coût de l'accumulateur 161
Fig. 5-15. Résultats d'optimisation sur la base du critère du coût PV + convertisseurs et du coût de l'accumulateur (les coûts correspondent à la somme des coûts liés à chaque noeud) 163
Fig. 5-16. Energie injectée durant 15 ans et coût du kWh produit par le système PV/Stockage 164
Fig. 5-17. Surface du PV par rapport capacité installée de batterie chaque système PV/Stockage 164
Fig. 5-18. Résultats d'optimisation du dimensionnement du système PV sur les nœuds N°4 et N°5 165
Fig. 5-19. Dimensionnement optimal du système Stockage/Onduleur 166
Fig. 5-20. Puissance échangée entre le réseau et l'accumulateur 167
Fig. 5-21. Etat de charge de l'accumulateur 167

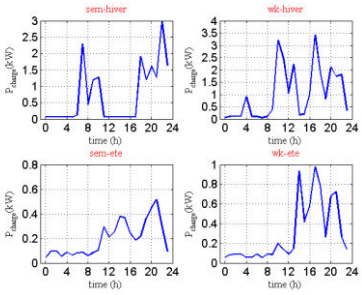
Annexes

Documentation du profil de charges au nœud

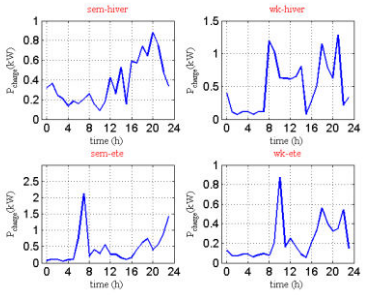
En utilisant le modèle de consommation d'Ian Richardson et Murray Thomson [IAN-10], nous avons généré ici les profils de charge aux 17 nœuds du réseau basse-tension de la phase B (partie 2.3.2 du chapitre 2).



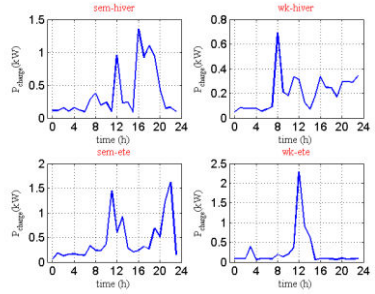
(1) Nœud N°1



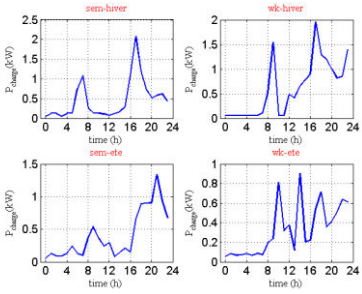
(2) Nœud N°2



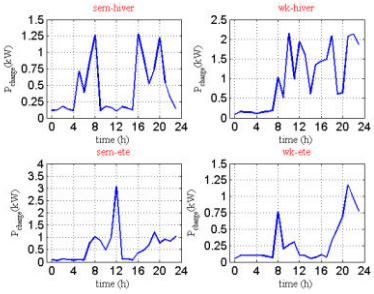
(3) Nœud N°3



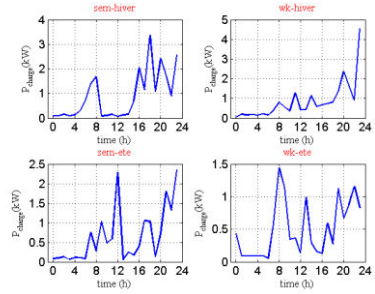
(4) Nœud N°4



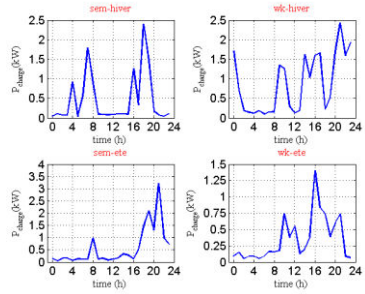
(5) Nœud N°5



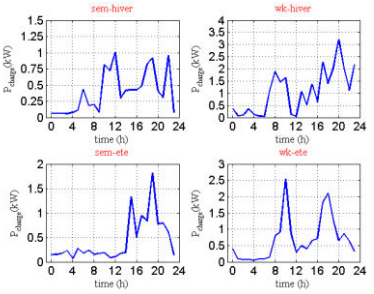
(6) Nœud N°6



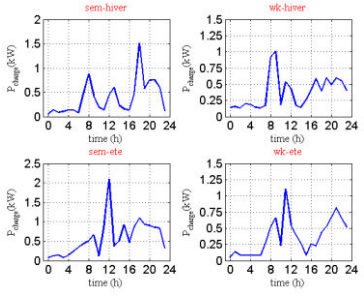
(7) Nœud N°7



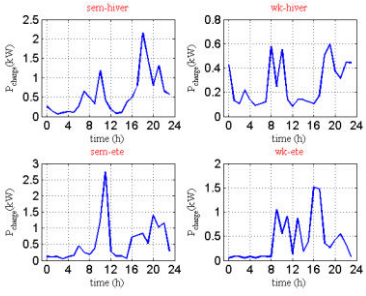
(8) Nœud N°8



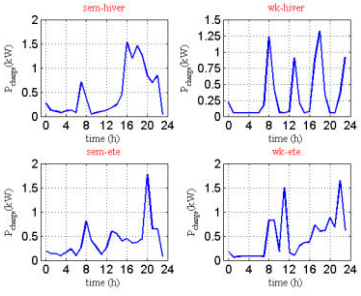
(9) Nœud N°9



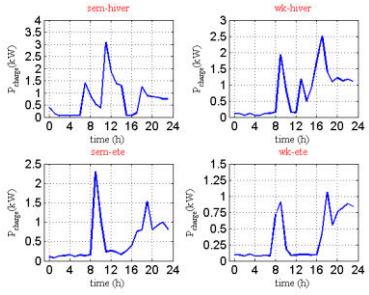
(10) Nœud N°10



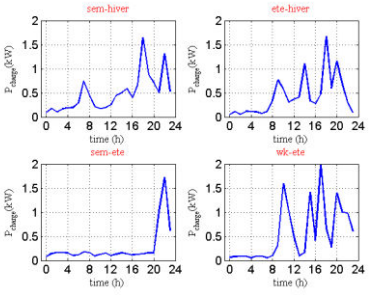
(11) Nœud N°11



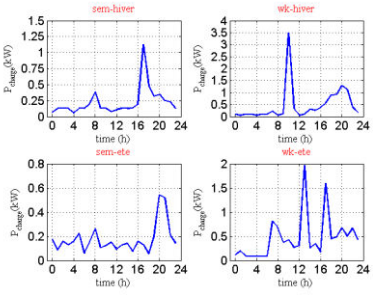
(12) Nœud N°12



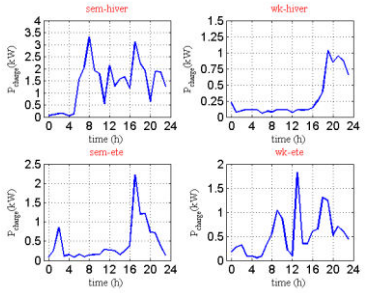
(13) Nœud N°13



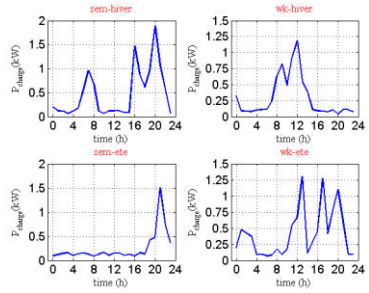
(14) Nœud N°14



(15) Nœud N°15



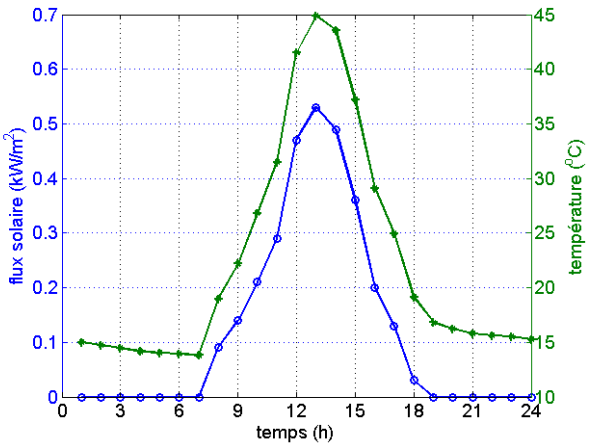
(16) Nœud N°16



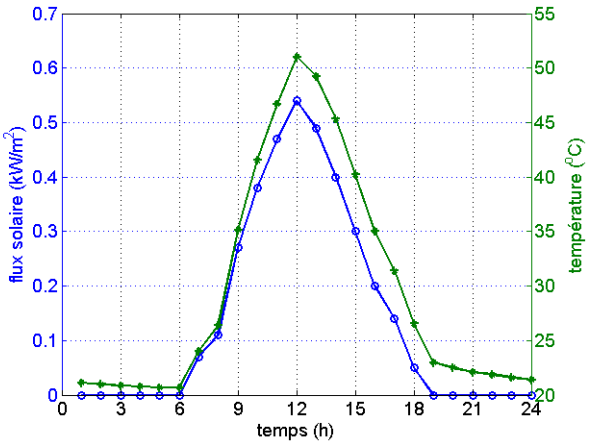
(17) Nœud N°17

Documentation des données météorologiques de la ville de Hanoï en 2010

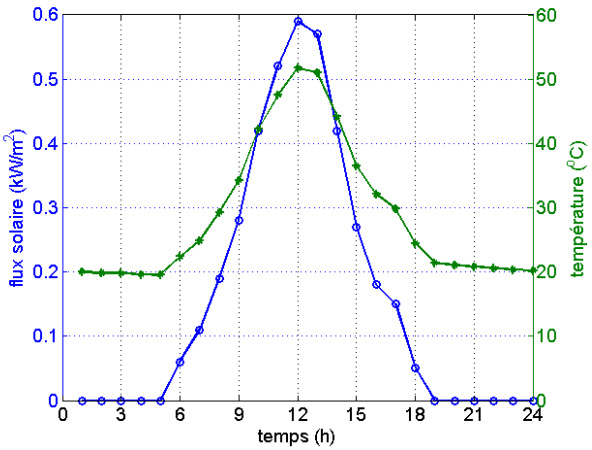
Pour calculer l'énergie produite par le système PV pendant une année (partie 3.5 du chapitre 3), nous présentons ici des données du flux solaire et de la température de la ville de Hanoï en 2010. Nous avons choisi un jour typique pour chaque mois.



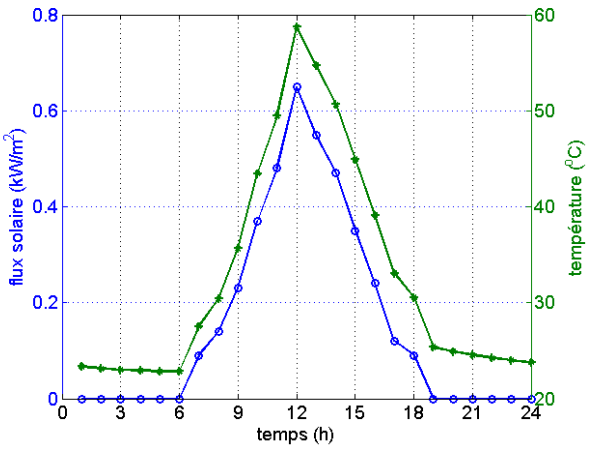
(1) Janvier



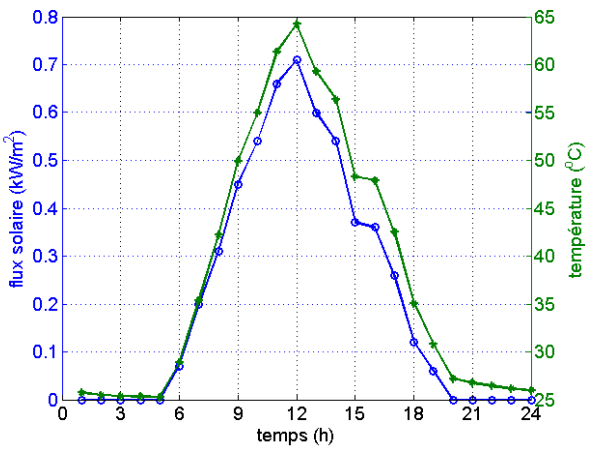
(2) Février



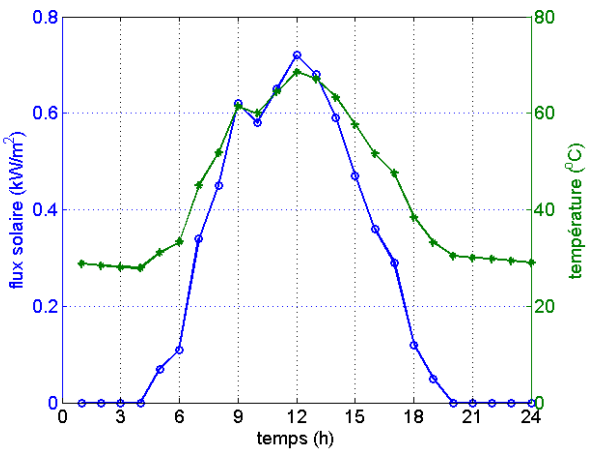
(3) Mars



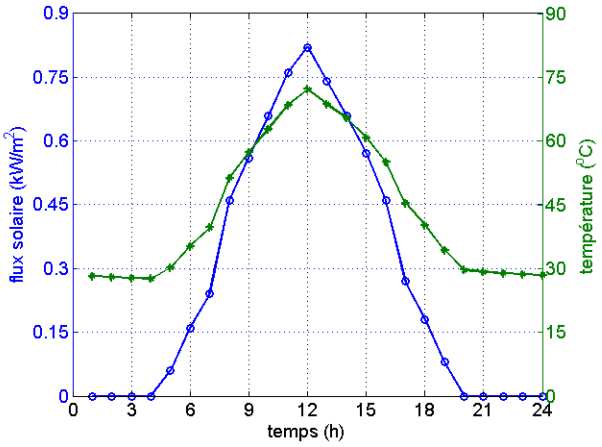
(4) Avril



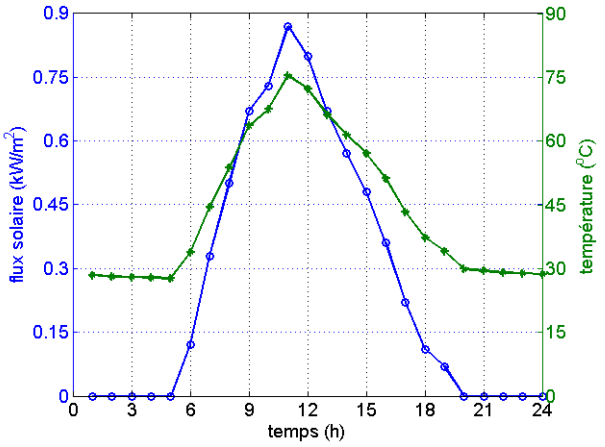
(5) Mai



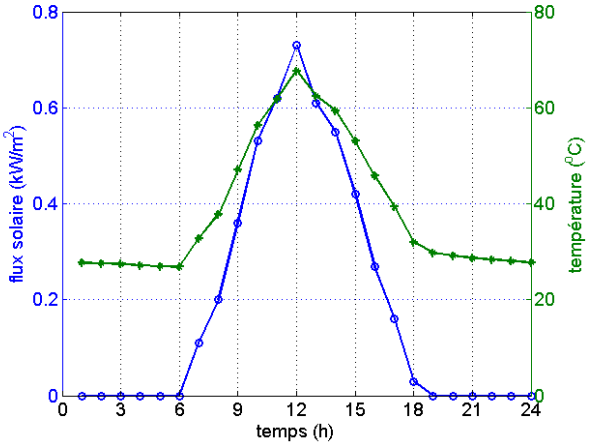
(6) Juin



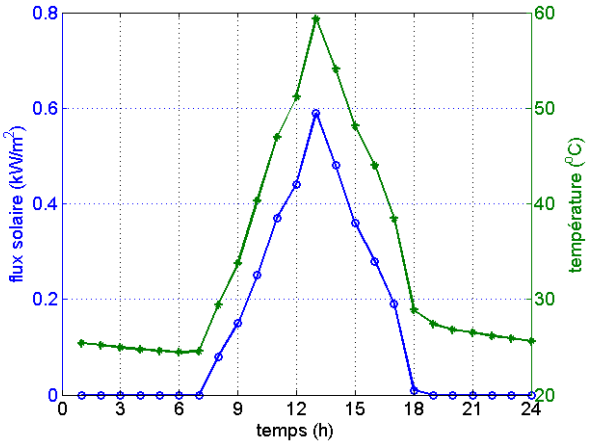
(7) Juillet



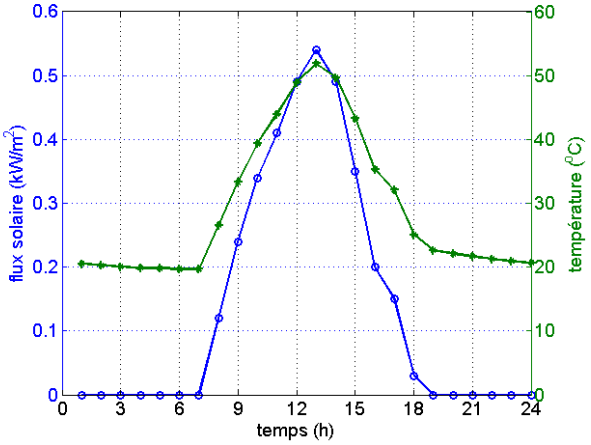
(8) Août



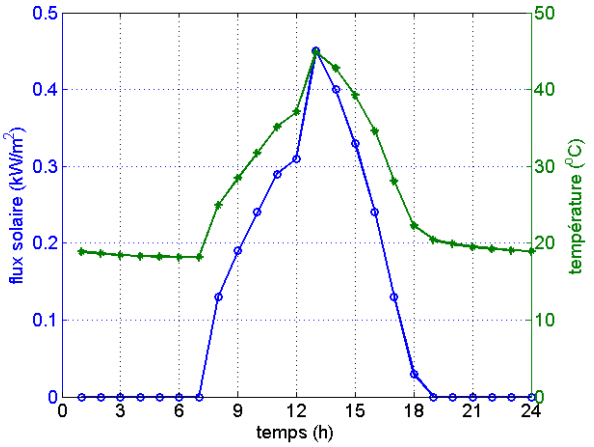
(9) Septembre



(10) Octobre



(11) Novembre



(12) Décembre

Documentation du panneau photovoltaïque

Safety Approved

MSX-60 and 64 modules are listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating), certified by TUV Rheinland as Class II equipment, and approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Group C & D hazardous locations.

Quality Certified

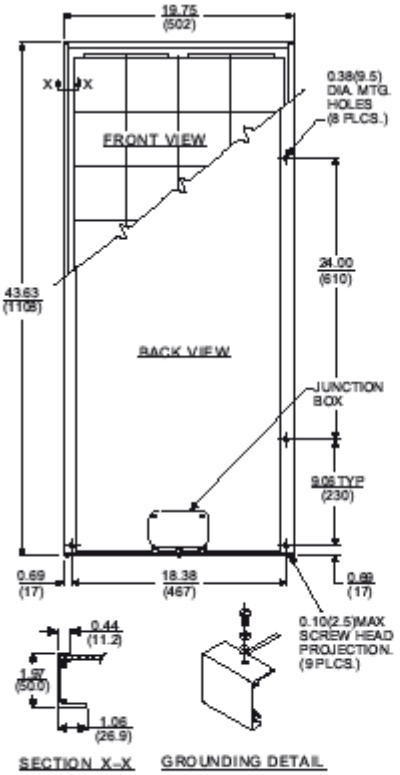
These modules are manufactured in our ISO 9001-certified factories to demanding specifications, and comply with IEC 1215, IEEE 1262 and CEC 503 test requirements, including:

- repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
- simulated impact of one-inch (25mm) hail at terminal velocity;
- 2700 VDC frame/cell string isolation test;
- a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;
- a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
- simulated wind loading of 125 mph (200 kph).

Mechanical Characteristics

Weight: 15.9 pounds (7.2kg)

Dimensions: Dimensions in brackets are in millimeters
Unbracketed dimensions are in inches
Overall tolerances ±1/8" (3mm)



Typical Electrical Characteristics[1]

	MSX-64	MSX-60
Maximum power (P_{max})	64W	60W
Voltage @ P_{max} (V_{mp})	17.5V	17.1V
Current @ P_{max} (I_{mp})	3.66A	3.5A
Guaranteed minimum P_{max}	62W	58W
Short-circuit current (I_{sc})	4.0A	3.8A
Open-circuit voltage (V_{oc})	21.3V	21.1V
Temperature coefficient of open-circuit voltage	..... –(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of short-circuit current	....(0.065±0.015)%/°C..	
Temperature coefficient of power	..... –(0.5±0.05)%/°C ...	
NOCT[2]	..... 47±2°C	

NOTES:

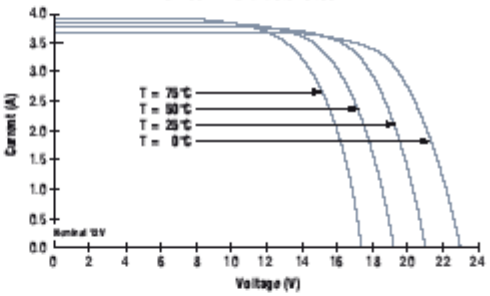
(1) These modules are tested, labeled and shipped in 12V configuration. These data represent the performance of typical 12V modules as measured at their output terminals, and do not include the effect of such additional equipment as diodes and cabling. The data are based on measurements made in a solar simulator at Standard Test Conditions (STC), which are:

- illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5;
- cell temperature of 25°C or as otherwise specified (on curves).

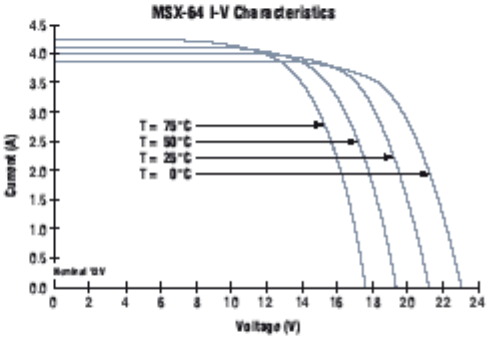
Operating characteristics in sunlight may differ slightly. To determine the characteristics of modules in 6V configuration, divide the 12V voltage characteristics by 2 and multiply current characteristics by 2. Power values are unchanged.

(2) Under most climatic conditions, the cells in a module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m², and wind speed of 1 m/s.

MSX-60 I-V Characteristics



MSX-64 I-V Characteristics



For more information, contact:

©1998 Solarex

SPECIFICATIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

6059-9 11/98
Printed on Recycled Paper

VARIABLES AFFECTING PERFORMANCE

The performance of typical MEGA SX-64 and -60 modules is described by the I-V curves and electrical characteristics table on the next page. Each module's actual, tested output characteristics are printed on its label.

The current and power output of photovoltaic modules are approximately proportional to illumination intensity. At a given intensity, a module's output current and operating voltage are determined by the characteristics of the load. If that load is a battery, the battery's internal impedance will dictate the module's operating voltage. An I-V curve is simply all of a module's possible operating points (voltage/current combinations) at a given cell temperature and light intensity. Increases in cell temperature increase current but decrease voltage.

TYPICAL ELECTRICAL CHARACTERISTICS[1]

	12 VOLT CONFIGURATION[2] MSX-64	MSX-60
Typical peak power (P_p)	64W	60W
Voltage @ peak power (V_{pp})	17.5V	17.1V
Current @ peak power (I_{pp})	3.66A	3.5A
Guaranteed minimum peak power	62W	58W
Short-circuit current (I_{sc})	4.0A	3.8A
Open-circuit voltage (V_{oc})	21.3V	21.1V
Temperature coefficient of open-circuit voltage	..... –(80±10) mV/°C	
Temperature coefficient of short-circuit current	....(0.065±0.015) %/°C...	
Approximate effect of temperature on power	.....–(0.5±0.05) %/°C....	
NOCT[3]	..... 49°C	

Notes:

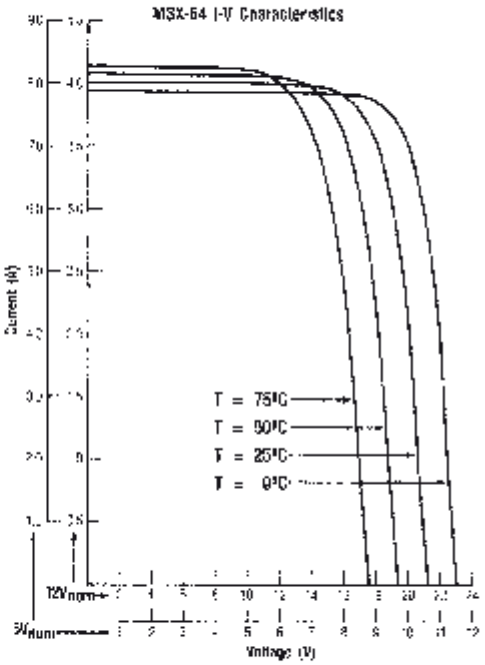
(1) These data represent the performance of typical modules as measured at their output terminals, and do not include the effect of such additional equipment as diodes and cabling. The data are based on measurements made at Standard Test Conditions (STC), which are:

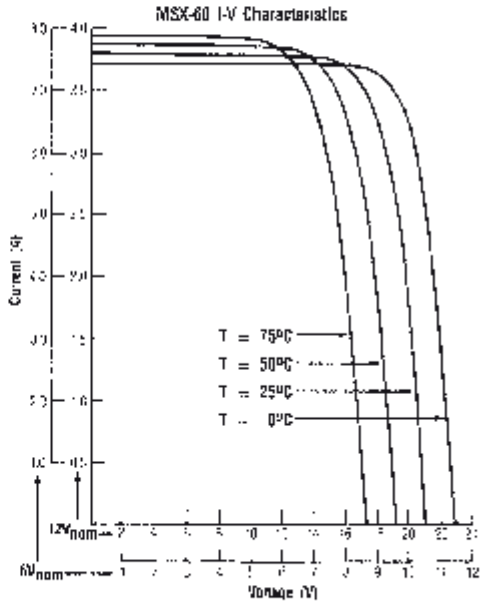
- Illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5
- Cell temperature of 25°C or as otherwise specified (on curves).

(2) Electrical characteristics of modules wired in the nominal 6V configuration may be found by using the 6V scales on the I-V curves. For more exact values, divide the 12V voltage characteristics in the table by 2 and multiply the 12V current characteristics by 2. Power values are unchanged.

(3) Under nearly all climatic conditions, the solar cells in an operating module are hotter than the ambient temperature, a fact which must be considered when reading module data. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indication of this temperature rise, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m², and average wind speed of 1 m/s.

I-V CHARACTERISTICS





Bibliographie

[ACC-web] Accident sur ligne haute tension http://www.thanhnien.com.vn/pages/20130522/nguyen-nhan-mat-dien-toan-mien-nam-la-do-xe-cau.aspx.

[AKA-84] H. Akagi, Yoshihira Kanazawa, and A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. IA-20, no. 3, pp. 625-630, May 1984.

[ALA-83] Alan L Fahrenbruch and Richard H Bube, *Fundamentals of solar cells: photovoltaic solar energy conversion*.: Academic Press New York, 1983.

[ALT-07] I.H. Altas and A.M. Sharaf, "A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment," in *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*, May 2007, pp. 341-345.

[BHI-98] Bhim Singh, Anuradha, D. P. Kothari, and A. Chandra, "Variable structure control of four pole voltage source inverter for active filtering of nonlinear loads in 3-phase 4-wire systems," in *Power Quality '98*, Jun 1998, pp. 89-94.

[BIE-04] M.H. Bierhoff and F.W. Fuchs, "Semiconductor losses in voltage source and current source IGBT converters based on analytical derivation," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, vol. 4, 2004, pp. 2836-2842 Vol.4.

[BLA-04] F. Blaabjerg, Zhe Chen, and S.B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 5, pp. 1184-1194, 2004.

[CAP-94] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, and A. Prudenzi, "A bottom-up approach to residential load modeling," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, no. 2, pp. 957-964, May 1994.

[CAR-web] Carte de Hanoi, http://www.english.hanoi.gov.vn/web/guest/homepage.

[CHI-98] Chihchiang Hua and Chihming Shen, "Study of maximum power tracking techniques and control of DC/DC converters for photovoltaic power system," in *Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE*, vol. 1, 1998, pp. 86-93 vol.1.

[CHR-99] Christian Dumbs, "Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque-diesel," Ph.D. dissertation 1999.

[COU-web] Coût d'investissement du photovoltaïque, http://www.photovoltaique.info/Couts-d-investissement.html.

[DAN-121] X. L. Dang, E. Hoang, H. Ben Ahmed, M. Petit, and H. T. Pham, "An optimization power method for Photovoltaic array by tracking Maximum Average Current through Diode of Boost Converter," in *International Conference on Renewables Energies and Power Quality (ICREPQ'12)*, Mar 2012, p. 433.

[DAN-122] X. L. Dang, E. Hoang, H. Ben Ahmed, M. Petit, and H. T. Pham, "Optimization of Photovoltaic energy system: A case study of Hanoi city," in *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Oct 2012, pp. 1120-1125.

[DAR-11] C.Darras, "Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène: Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du

projet PEPITE," Université de Corse, Génie Electrique 6 May 2011.

[DAS-13] N. Das, H. Wongsodihardjo, and S. Islam, "Photovoltaic cell modeling for maximum power point tracking using MATLAB/Simulink to improve the conversion efficiency," in *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, July 2013, pp. 1-5.

[DAT-web] Datasheet, http://www.semikron.com/skcompub/en/skiip_ipm-89.htm.

[DIL-10] Di LU, "Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré. Application à l'agrégation de producteurs et consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain," Ecole centrale de Lille, Génie électrique 16 Décembre 2010.

[EFF-08] EF Fuchs HA Fuchs, "Power quality of electric machines and power systems," in *Proceedings of the Eighth IASTED International Conference*, vol. 608, 2008, p. 35.

[EFF-web] Effet Photovoltaïque, http://www.sanelec-groupe.com/pv.xhtml.

[ENE-web] Energie solaire: En Europe et dans le monde, http://www.prosun.org/fr/energie-solaire-europeenne-durable/energie-solaire--en-europe-et-dans-le-monde.html.

[FAB-web] Fabrication d'une cellule photovoltaïque, http://www.solorea.com/le-blog-solaire-de-solorea/item/142-fabrication-cellule-photovoltaique.

[FEM-05] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 20, no. 4, pp. 963-973, 2005.

[FRA-90] France Lasnier, *Photovoltaic engineering handbook.*: Institute of Physics Publishing (GB), 1990.

[GER-09] O.Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," Ecole Normale Supérieur de Cachan, Electrotechnique 5 Décembre 2009.

[GUL-08] R. Gules, J. De Pellegrin Pacheco, H.L. Hey, and J. Imhoff, "A Maximum Power Point Tracking System With Parallel Connection for PV Stand-Alone Applications," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, no. 7, pp. 2674-2683, 2008.

[HER-09] R.S. Herrera and P. Salmeron, "Instantaneous Reactive Power Theory: A Reference in the Nonlinear Loads Compensation," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 6, pp. 2015-2022, June 2009.

[HUA-08] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, "Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK," in *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*, 2008, pp. 846-851.

[IAN-08] Ian Richardson, Murray Thomson, and David Infield, "A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations ," *Energy and Buildings*, vol. 40, no. 8, pp. 1560-1566, 2008.
[Online]. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778808000467

[IAN-09] Ian Richardson, Murray Thomson, David Infield, and Alice Delahunty, "Domestic lighting: A high-resolution energy demand model ," *Energy and Buildings* , vol. 41, no. 7, pp. 781-789, 2009.
[Online]. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778809000449

[IAN-10] Ian Richardson, Murray Thomson, David Infield, and Conor Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model ," *Energy and Buildings* , vol. 42, no. 10, pp. 1878-1887, 2010.
[Online] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778810001854

[ISA-03] MJ. Isabelle, "Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production d'électricité en sites isolés," Université des Antilles et de la Guyane, Sciences Physiques Février 2003.

[JAI-04] S. Jain and V. Agarwal, "A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems," *Power Electronics Letters, IEEE*, vol. 2, no. 1, pp. 16-19, 2004.

[JEA-10] F. Jean-Luc and H. Jean-Paul, "Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - Aspects techniques," Techniques de l'Ingénieur, Tech. rep. 2010.

[JOH-02] Dr. Johan Driesen and Dr. Thierry Van Craenenbroeck, "Perturbations de Tensions_Introduction au déséquilibre," European Copper Institute, Tech. rep. Mai 2002.

[JUK-06] Jukka V. Paatero and Peter D. Lund, "A model for generating household electricity load profiles," *International Journal of Energy Research*, vol. 30, no. 5, pp. 273-290, 2006. [Online]. http://dx.doi.org/10.1002/er.1136

[KAA-11] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtiouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system," *Energy* , vol. 36, no. 2, pp. 1214-1222, 2011.

[KHA-071] Khanh Q. Nguyen, "Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam," *Energy Policy* , vol. 35, no. 4, pp. 2579-2589, 2007.

[KHA-072] Khanh Q. Nguyen, "Wind energy in Vietnam: Resource assessment, development status and future implications," *Energy Policy* , vol. 35, no. 2, pp. 1405-1413, 2007.

[KOM-web] Kombikraftwerk http://smartgrids.wordpress.com/2010/03/12/kombikraftwerk-kesako/.

[KOU-01] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N.C. Voulgaris, "Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 1, pp. 46-54, 2001.

[LAG-11] J.Lagorse, "Modélisation, Dimensionnement et Optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - Application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie," Univeristé de Technologie de Belfort - Montbéliard, Génie Electrique et Systèmes de Commande 6 Juin 2011.

[LAU-08] BM. Laurence, Christian de Gromard, Alain Henry, Nguyen Dinh and Mohanty, Brahmanand Hiep, and Sophie Salomon, "Les politiques d'éfficacité énergétique au Vietnam," in *Les politiques d'éfficacité énergétique au Vietnam*, Avril 2008.

[MAK-00] D.Maksimovic R.W.Erickson, *Fundamental of Power Electronic*.: Kluwer Academic, 2000.

[MAL-10] Malte Hof, "Validity of RMS Modelling in concept studies," University of Karlsruhe, Germany, Master's thesis 2010.

[MAR-00] T.Markvart, *Solar Electricity*. Chichester, England: John Willy \& Sons, 2000.

[MAR-03] I.Marie-Joseph, "Méthodologie de diagnostic appliqué à la maintenance préventive d'unités de production d'électricité en sites isolés," Université des antilles et de la Guyane, Sciences Physiques Février 2003 2003.

[MIC-07] Michael Graetzel, "Les nouvelles cellules solaires nanocristallines," *Actualite chimique*,

no. 308, pp. 57-60, 2007.

[MOR-95] L. Moran, P. Werlinger, J. Dixon, and R. Wallace, "A series active power filter which compensates current harmonics and voltage unbalance simultaneously," in *Power Electronics Specialists Conference, 1995. PESC '95 Record., 26th Annual IEEE*, vol. 1, Jun 1995, pp. 222-227 vol.1.

[PRA-94] Prabha Kundur, *Power system stability and control*.: Tata McGraw-Hill Education, 1994.

[PRI-web] Principe du photovoltaïque, http://www.monabee.fr/blog/principe-photovoltaique.

[PRO-web] Projet de développement des énergies renouvelables du Vietnam http://www.riaed.net/?Vietnam-projet-de-developpement.

[QIA-11] Qiang Mei, Mingwei Shan, Liying Liu, and J.M. Guerrero, "A Novel Improved Variable Step-Size Incremental-Resistance MPPT Method for PV Systems," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 6, pp. 2427-2434, 2011.

[RAN-09] M. Ranjbar, M. A S Masoum, and A. Jalilian, "Comparison of compensation strategies for shunt active power filter control in unbalanced tree-phase four-wire systems," in *Electrical and Computer Engineering, 2009. CCECE '09. Canadian Conference on*, May 2009, pp. 1061-1066.

[RUN-05] Runming Yao and Koen Steemers, "A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK," *Energy and Buildings*, vol. 37, no. 6, pp. 663-671, 2005. [Online]. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877880400307X

[RUP-web1] Rupture a cause de tempete, http://megafun.vn/tin-tuc/xa-hoi/201310/duong-day-500kv-bi-su-co-mat-dien-dien-rong-vi-bao-294192/.

[RUP-web2] Rupture electrique au Vietnam, http://binhphuoc.org/kinh-te-xa-hoi-binh-phuoc/tai-sao-viet-nam-thieu-dien-.html.

[SAM-10] M. Sams, C. Lackner, and T. Ostermann, "Area dependent simulation model for the double exponential effect in I(V)-characteristics of solar cells," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, June 2010, pp. 2740-2744.

[SCH-web] Schéma de système photovoltaïque http://envirostewards.rutgers.edu/Lecture%20Resource%20Pages/Energy%20resources/PhotoVoltaics/Photovoltaics%20-%20PV%20Basics.htm.

[SUT-13] M. Suthar, G.K. Singh, and R.P. Saini, "Comparison of mathematical models of photo-voltaic (PV) module and effect of various parameters on its performance," in *Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on*, April 2013, pp. 1354-1359.

[SYS-web1] Système photovoltaïque en autoconsommation, http://www.imex-cgi.fr/solaire-photovoltaique/systeme-photovoltaique-en-autoconsommation.

[SYS-web2] Système autonomes (autarciques) http://www.solartec.lu/fr/systemes_autarciques.php.

[THI-10] Y.Thiaux, "Optimisation des profils de consommation pour minimer les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides. Evaluation du potentiel de la technologie Li-ion," Ecole Normale Supérieure de Cachan, Electronique - Electrotechnique - Automatique 8 Juillet 2010.

[VEE-02] M. Veerachary, T. Senjyu, and K. Uezato, "Voltage-based maximum power point tracking control of PV system," *Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions*

on, vol. 38, no. 1, pp. 262-270, 2002.

[VIG-10] S.Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimmensionnement des étages de conversion," Université de Grenoble, Génie Electrique 11 Octobre 2010.

[VIL-09] M.G. Villalva, J.R. Gazoli, and E.R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, May 2009.

[WAS-83] O. Wasynezuk, "Dynamic Behavior of a Class of Photovoltaic Power Systems," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-102, no. 9, pp. 3031-3037, 1983.

[WEN-06] Wendy Carolina BRICENO VICENTE, "Modélisation des réseau de distribution sous incertitudes," Université de Grenoble, Génie électrique 7 août 2006.

[YAO-04] Yaow-Ming Chen, Yuan-Chuan Liu, and Feng-Yu Wu, "Multiinput converter with power factor correction, maximum power point tracking, and ripple-free input currents," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 3, pp. 631-639, 2004.

[YEO-01] Yeong-Chan Kuo, Tsorng-Juu Liang, and Jiann-Fuh Chen, "Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 48, no. 3, pp. 594-601, 2001.

[ZHI-10] Zhijun Qian, O. Abdel-Rahman, and I. Batarseh, "An Integrated Four-Port DC/DC Converter for Renewable Energy Applications," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 7, pp. 1877-1887, 2010.

[ZIM-11] R.D. Zimmerman, C.E. Murillo-Sa?nchez, and R.J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb 2011.