

MODELISATION ET ANALYSE DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU AUTONOME

Ionel Vechiu

▶ **To cite this version:**

Ionel Vechiu. MODELISATION ET ANALYSE DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU AUTONOME. Energie électrique. Université du Havre, 2005. Français. NNT : . tel-00179164

HAL Id: tel-00179164
https://theses.hal.science/tel-00179164

Submitted on 15 Oct 2007

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

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

Année 2005

THESE

Présentée
pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DU HAVRE

Discipline : Electronique, Electrotechnique et Automatique
Spécialité : Génie Electrique

par

Ionel VECHIU

MODELISATION ET ANALYSE DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU AUTONOME

Soutenue le 15 décembre 2005 devant le jury composé de :

Shahrokh SAADATE	**Rapporteur et Président du Jury**
Stephan ASTIER	**Rapporteur**
Brayima DAKYO	**Examinateur**
Haritza CAMBLONG	**Examinateur**
Gerardo TAPIA-OTAEGUI	**Examinateur**
Cristian NICHITA	**Examinateur**
Nicolas FICHAUX	**Membre invité**
Itziar ZUBIA OLASKOAGA	**Membre invité**

Thèse préparée au sein du Laboratoire en Ingénierie des Processus et des Services Industriels de l'ESTIA, Bidart, dans le laboratoire du Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre de l'Université du Havre et dans le Département d'Ingénierie des Systèmes et Automatique de l'Université du Pays Basque de San Sebastian

Nataliei
si familiei mele

Happy is he who gets to
know the reasons for
things

(Virgil)

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au sein du Laboratoire en Ingénierie des Processus et des Services Industriels (LIPSI), dans le laboratoire Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre (GREAH) et dans le Département d'Ingénierie des Systèmes et Automatique de San Sebastian (Pays Basque espagnol). Il a été financé par la Communauté d'Agglomération de Bayonne, Anglet, Biarritz.

J'adresse mes vifs remerciements à mon directeur et mes co-encadrants de thèse Monsieur Brayima DAKYO, Professeur à l'Université du Havre, Haritza CAMBLONG, Enseignant-chercheur à l'ESTIA, et Gerardo TAPIA, Professeur associé à l'Université du Pays Basque (Sain Sebastian) pour l'appui scientifique et pour leur disponibilité durant ces trois années de thèse. Travailler à leur coté est un plaisir.

Je tiens à remercier tout particulièrement Monsieur Jean-Roch GUIRESSE, directeur de l'ESTIA, et Monsieur Pascal WEIL, le directeur du LIPSI, de m'avoir accueilli à l'ESTIA, au sein du laboratoire LIPSI.

Je remercie vivement Monsieur Shahrokh SAADATE, Université Henri Poincaré Nancy, et Monsieur Stephan ASTIER, Professeur ENSEEIHT Toulouse, d'avoir accepté de rapporter cette thèse.

Je tiens également à remercier Monsieur Cristian NICHITA, Maître de conférences à l'Université du Havre, Nicolas FICHAUX, Coordinateur R&D du Pôle éolien à l'ADEME et Itziar ZUBIA OLASKOAGA, Professeur associé, Université du Pays Basque (San Sebastian), qui nous ont fait l'honneur de participer au jury.

J'adresse aussi mes remerciements à mon ami Octavian CUREA, Enseignant-chercheur à l'ESTIA pour ses encouragements et son soutien durant ces années de thèse.

Il me serait impardonnable d'oublier de remercier à mes collègues du LIPSI pour leur soutien permanent, en particulier à David MARIN, Ludovic GARREAU, Raphaëlle DORE,

Jean TRUNZLER, Yoann VERNAT, Philippe ETCHART, Olivier ARRIJURIA, Théodore TOTOZAFINI, Guillaume POL, Guillaume TERRASSON, Olivier PIALOT.

Je tiens à adresser une mention particulière à tout le personnel de l’ESTIA pour l'aide constante qu'il m'a apportée tout au long de ces travaux.

Je finirai par les remerciements les plus importants qui vont à ma famille à qui je dois beaucoup et à ma copine Natalia (multumesc, Copile) pour leur amour et leur soutien permanent.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE 1

CHAP. I : SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE 9
I.1 Introduction 9
I.2 Définition et mission des SEH.....9
I.3 Etat de l'art 10
I.3.1 Principaux composants des SEH 13
I.3.1.1 Sources d'énergie renouvelable.....14
I.3.1.2 Autres sources d'énergie renouvelable.....20
I.3.1.3 Générateur diesel 21
I.3.1.4 Systèmes de stockage 22
I.3.1.5 Système de supervision 23
I.3.1.6 Convertisseurs 24
I.3.1.7 Charges 25
I.3.2 Configuration des SEH.....25
I.3.2.1 Architecture à bus à CC.....25
I.3.2.2 Architecture mixte à bus à CC/CA 26
I.3.3 Dimensionnement des SEH 27
I.3.4 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH 29
I.3.5 Commande des SEH.....32
I.3.5.1 Stratégie de fonctionnement 32
I.3.5.2 Qualité de l'énergie électrique produite par les SEH 35
I.4 Conclusions 37

CHAP. II : DIMENSIONNEMENT, MODELISATION ET COMMANDE DES COMPOSANTS DU SEH 41
II.1 Introduction 41
II.2 Dimensionnement du SEH.....41
II.3 Modélisation et commande des composants du SEH.....45
II.3.1 Système éolien.....46
II.3.1.1 Conversion aérodynamique.....47

II.3.1.2 Transmission 49
II.3.1.3 Machine asynchrone à cage d'écureuil 50
II.3.1.4 Courbe théorique de fonctionnement et structure de commande 53
II.3.1.5 Convertisseur triphasé à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) 55
II.3.1.6 Stratégie de commande 57
II.3.2 Système photovoltaïque 60
II.3.2.1 Cellule photovoltaïque 61
II.3.2.2 Panneau photovoltaïque 65
II.3.2.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV 68
II.3.2.4 Hacheur survolteur 71
II.3.3 Bus à courant continu 72
II.3.3.1 Batterie 72
II.3.3.2 Hacheur réversible en courant 76
II.3.4 Onduleur triphasé 77
II.3.4.1 Modélisation de la partie puissance de l'onduleur triphasé 77
II.3.4.2 Stratégies de commande de l'onduleur 79
II.3.5 Générateur diesel 82
II.3.5.1 Moteur diesel et régulateur de vitesse 82
II.3.5.2 Modèle simplifié de la machine synchrone 84
II.4 Conclusions 87

CHAP. III : SEH EN CONDITIONS DE DESEQUILIBRE 91
III.1 Introduction 91
III.2 Représentations des variables triphasées déséquilibrées 92
III.2.1 Composantes symétriques des systèmes triphasés 92
III.2.2 Transformation des systèmes triphasés déséquilibrés dans le référentiel tournant *dq0* 94
III.3 SEH avec charge déséquilibrée 97
III.3.1 Définition du déséquilibre de tensions 97
III.3.2 Topologies de SEH en conditions de déséquilibre 98
III.4 Convertisseur à quatre bras 99
III.4.1 Modélisation de la partie puissance du convertisseur 101
III.5 Stratégies de commande du convertisseur à quatre bras 102

III.5.1 Stratégie de commande-*dq0*.....103
III.5.2 Stratégies de commande-*dih*.....107
III.5.2.1 Décomposition de la tension triphasée en composantes symétriques.....107
III.5.2.2 Transformations appliquées à la tension de séquence directe.....110
III.5.2.3 Transformations appliquées à la tension de séquence inverse.....111
III.5.2.4 Transformations appliquées à la tension de séquence homopolaire.....112
III.5.2.5 Stratégie de commande complète.....116
III.6 Conclusions.....121

CHAP. IV : RESULTATS DE SIMULATION.....125
IV.1 Introduction.....125
IV.2 Analyse du comportement dynamique du SEH.....125
IV.2.1 Variations climatiques.....126
IV.2.1.1 Variation du vent.....126
IV.2.1.2 Variation d'éclairement.....128
IV.2.2 Variation de charge.....131
IV.2.2.1 Variation de charge résistive.....131
IV.2.2.1 Variation de charge RLE.....134
IV.3 Analyse du SEH en régime déséquilibré.....136
IV.3.1 Régime déséquilibré permanent.....137
IV.3.2 Régime transitoire.....145
IV.4 Conclusions.....152

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....155

ANNEXES

ANNEXE A.....171
ANNEXE B.....177
ANNEXE C.....181
ANNEXE D.....185
ANNEXE E.....189
ANNEXE F.....193

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le soleil, le vent, les chutes d'eau et la biomasse sont autant de ressources naturelles utilisables pour générer de l'énergie électrique, grâce aux différentes technologies que l'on peut regrouper par filières économiques en fonction de la ressource considérée. Disponibles en quantité supérieure aux besoins énergétiques actuels de l'humanité, les ressources d'énergie renouvelable n'augmentent pas la quantité de gaz à effet de serre de l'atmosphère lors de leur exploitation. Elles représentent par ailleurs une chance pour plus de deux milliards de personnes, habitant des régions isolées, d'accéder à l'électricité. Ces atouts, alliés à des filières de plus en plus performantes, favorisent le développement des énergies renouvelables.

Parmi les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables, il y a les Systèmes d'Energie Hybrides (SEH). Pour les régions isolées ou éloignées, le prix d'extension du réseau électrique s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Le terme « Système d'Energie Hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. Dans cette notion, on exclut les grands réseaux interconnectés dans lesquels les sources peuvent aussi être de plusieurs types. La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne, le photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels utilisés généralement pour la génération d'électricité dans les régions isolées. Les SEH sont généralement conçus pour répondre à un besoin énergétique allant du simple éclairage jusqu'à l'électrification complète de villages ou de petites îles.

Certaines filières des énergies renouvelables, déjà mûres, peuvent fournir des composants fiables et économiquement rentables pour l'intégration dans les systèmes d'énergie électrique. Cependant, des améliorations dans la conception et le fonctionnement des SEH sont toujours nécessaires pour rendre plus compétitives ces filières technologiques et permettre leur essor.

L'utilisation de plusieurs sources d'énergie dans un SEH doit avoir une incidence profitable sur la production d'énergie, en termes de coût et de disponibilité, étant entendu que le bilan « écologique » est supposé a priori favorable. Les moyens de production tels que

l'éolien, le photovoltaïque, le petit hydraulique etc. présentent des capacités de production incertaines et souvent fluctuantes, non corrélées à l'évolution de la charge. Le but premier d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de rendre maximale dans le bilan, la part d'énergie provenant des sources d'énergie renouvelable. Dans tous les cas, la bonne qualité de la puissance doit être garantie par rapport aux normes de sécurité des personnes et d'usage des équipements.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans un SEH.
Dans un premier temps, ce travail s'attache à la recherche de modèles de simulation pour des éléments constitutifs d'un SEH (sources d'énergie, éléments de stockage, systèmes de conversion d'énergie etc.).
Ces modèles de simulation peuvent être utilisés de manière modulaire pour étudier différentes configurations de compositions et de connexions des SEH, ainsi que différentes stratégies de commande. Cette démarche permet ainsi de créer des scénarios de conditions de fonctionnement pour le SEH et de faire varier par la simulation, les sources d'énergie et/ou le niveau et le type de charge. C'est ce qu'est fait dans un deuxième temps.

Les modèles de simulation sont développés sous l'environnement MATLAB/Simulink. Nous avons choisi d'étudier le comportement dynamique d'un SEH avec trois sources d'énergie Eolien/Photovoltaïque/Diesel et des batteries de stockage. Trois aspects sont traités dans l'étude :

- La configuration du SEH ;
- La maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables ;
- La qualité de l'énergie électrique.

La configuration du SEH

La configuration du SEH est le résultat d'une procédure de dimensionnement réalisée en fonction des ressources énergétiques disponibles, ainsi que des contraintes d'utilisation. Parmi les sources d'énergie renouvelable disponibles nous avons retenu le système l'éolien et le système photovoltaïque.

Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable.

Cette solution et un système de renfort diesel est retenu pour satisfaire la disponibilité de l'énergie pour la charge en dépit des fluctuations d'énergie renouvelable.

La maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables

La maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables suppose un degré plus élevé d'intégration des sources d'énergie renouvelable, une technologie complexe, des systèmes de commande perfectionnés et souvent un système de stockage. Les systèmes de commande doivent permettre une récupération maximale de l'énergie du vent et du rayonnement solaire, ainsi que la gestion du système de stockage.

L'énergie contenue dans le vent varie avec le cube de la vitesse du vent. Une maximisation de l'énergie récupérée dans le vent suppose une maximisation du rendement du capteur éolien. Pour récupérer un maximum d'énergie, un système de commande doit adapter la vitesse de rotation du rotor éolien à la vitesse du vent.

Les capteurs photovoltaïques convertissent directement le rayonnement solaire en électricité. Le rendement de conversion entre la puissance électrique et la puissance lumineuse est d'environ 11 à 15 % pour les cellules des panneaux actuellement disponibles sur le marché. Pour que les panneaux PV puissent délivrer le maximum de la puissance disponible, le système de commande doit permettre de varier le point statique de fonctionnement. Le point de puissance maximale, c'est-à-dire le point de fonctionnement pour lequel la puissance absorbée par une charge résistive est maximale, est obtenu en adaptant la tension aux bornes des panneaux photovoltaïques.

La qualité de l'énergie électrique

La notion de qualité du produit « électricité » est attachée au niveau de satisfaction de l'utilisateur. Les performances de ses équipements sont directement liées à la qualité de la tension d'alimentation. Les caractéristiques de la tension sont définies et décrites selon les aspects suivants :

- Fréquence,
- Amplitude,
- Symétrie du système triphasé,
- Distorsions harmoniques.

Le but du SEH étudié lors de ce travail est d'alimenter en énergie à la fois des charges triphasées et monophasées, à une tension sinusoïdale à amplitude et fréquence constantes. Une charge électrique triphasée non-équilibrée ou des charges monophasées alimentées par un SEH triphasé peuvent conduire à des déséquilibres de tension entre les phases. Pour résoudre ce problème, les mesures suivantes ont été prises :

- Un onduleur à quatre bras et une stratégie de commande spéciale sont utilisés pour équilibrer la tension en conditions de charge déséquilibrée ;
- Le bus à courant continu (l'entrée de l'onduleur) est régulé à une valeur constante pour assurer l'amplitude de la tension aux bornes de la charge et par conséquent, pour équilibrer les flux de puissance.

Le travail présenté dans cette thèse est organisé en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, après avoir présenté la définition et la mission des SEH, un état de l'art de ce système est réalisé. Notre travail portant sur un SEH Eolienne/Photovoltaïque/Diesel et batteries de stockage, une attention particulière a été consacrée à ces types de sources et de stockage. Ensuite, sont présentées les différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources renouvelables en site isolé, les moyens de dimensionnement, ainsi que les problèmes de fonctionnement du SEH et quelques stratégies de commande usuelles.

Le deuxième chapitre présente d'abord une étude de dimensionnement pour déterminer les capacités nominales des sources et du système de stockage utilisés dans la configuration du SEH étudié. Tous les composants du SEH sont ensuite modélisés dans le but d'analyser le comportement dynamique du système complet face aux variations climatiques et de charge. Chaque source d'énergie et le système de stockage disposent d'un système de commande pour une meilleure intégration dans le système hybride. Le SEH, tel qu'il est modélisé dans le deuxième chapitre, permet une analyse dynamique en régime de charge équilibrée.

Dans le troisième chapitre, les outils permettant une analyse dynamique du système en régime déséquilibré sont développés. Ce chapitre présente l'onduleur triphasé à quatre bras comme solution pour équilibrer la tension aux bornes de la charge en régime déséquilibré.

Deux stratégies de commande capables de traiter les déséquilibres de tension sont implémentées sur le modèle de l'onduleur à quatre bras.

Le quatrième chapitre est consacré aux résultats de simulation. Ce chapitre, structuré en deux parties, présente d'abord l'analyse du comportement dynamique du SEH, modélisé dans le deuxième chapitre, face aux variations climatiques et de charges triphasées équilibrées. Dans la deuxième partie, le SEH étudié, équipé de l'onduleur à quatre bras, est soumis aux déséquilibres de charge.

Enfin, les principaux résultats de ce travail de recherche et les perspectives qui en résultent sont donnés dans les conclusions générales.

CHAP. I : SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE

CHAP. I : SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE

I.1 Introduction

Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique est prohibitif et le prix du combustible augmente radicalement avec l'isolement. La baisse continue des prix des générateurs basés sur l'énergie renouvelable et la fiabilité croissante de ces systèmes ont mené à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées.

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée à la variabilité des ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. Pour les régions isolées, la solution à retenir est certainement le couplage entre plusieurs sources, par exemple des éoliennes, des panneaux photovoltaïque et des générateurs diesel.

Après avoir présenté la définition et la mission d'un SEH, nous nous intéressons dans ce chapitre à l'état de l'art, en particulier relatif aux sources d'énergie qui composent ces systèmes habituellement. Nous décrivons les différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources renouvelables en site isolé, ainsi que les moyens de dimensionnement du SEH. Quelques problèmes de fonctionnement et les stratégies de commande habituelles du SEH sont présentés à la fin de ce chapitre.

I.2 Définition et mission des SEH

Les systèmes d'énergie hybrides (SEH) associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable [1-4]. Les sources d'énergie renouvelable, comme l'éolienne et le photovoltaïque, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Le but d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie [1]. De plus, l'économie de carburant et la baisse de prix obtenues par la génération hybride doivent au moins couvrir l'investissement fait pour les générateurs d'énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

Du point de vue technologique, la fiabilité n'est pas seulement une question de respect des normes pour l'alimentation en électricité, mais aussi de maintenance, compte tenu des conditions particulières des régions isolées. Les systèmes isolés sont souvent caractérisés par une infrastructure (communication, services, etc.) pauvre, un accès difficile et un manque de personnel qualifié.

Les performances d'un SEH, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc, et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ses performances sont : l'économie de carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc.

La durée de vie des composants d'un SEH peut être beaucoup plus courte que la durée de vie normale des composants individuels (fonctionnement en connexion aux réseaux interconnectés) [1]. Les points les plus critiques sont en général la dégradation des batteries, l'endommagement des démarreurs diesel et du système mécanique de freinage des éoliennes et la carbonisation excessive des cylindres du moteur diesel.

I.3 Etat de l'art

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD) et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SEH peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un system de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la Figure I-1. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [2] : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution. Les

sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermède de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un SEH avec des batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelable et des diesels), celui-ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source.

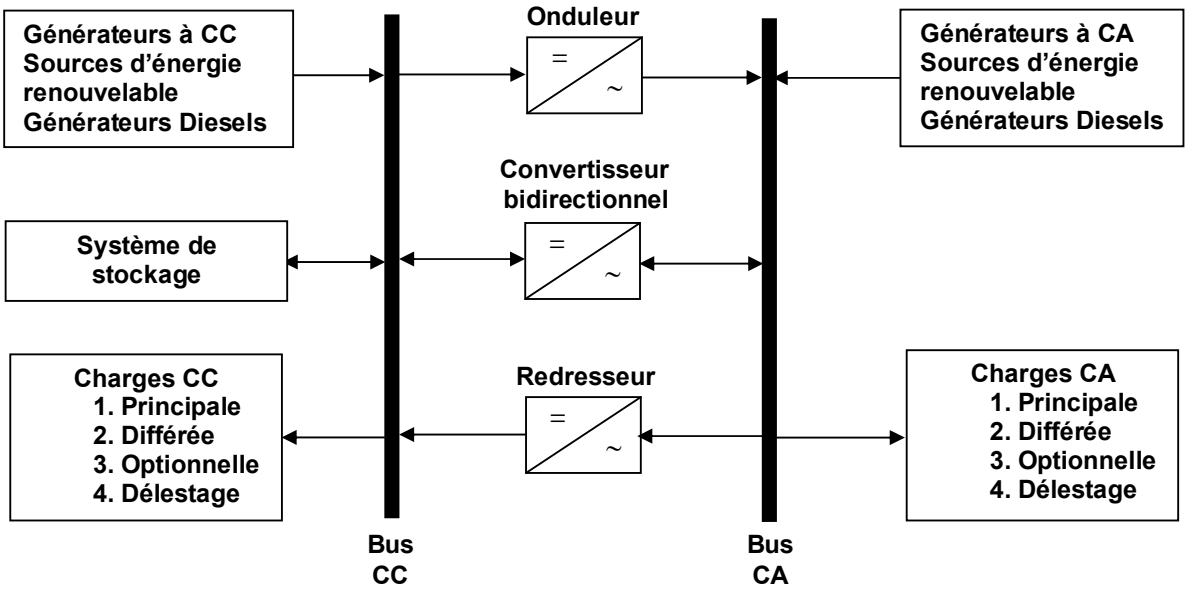


Figure I-1 : Architecture des SEH

La puissance délivrée par les SEH peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles [4]. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue [3] [5]. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de SEH utilise des petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à CC. Quand il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels. Une autre possibilité est de convertir la puissance

continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en-dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à CC [6].

Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux interconnectés [7]. Si ces systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage, ce qui est rare, c'est pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable.

Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau I-1). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

Tableau I-1 : Classification des SEH par gamme de puissance

PUISSANCE DU SEH [KW]	APPLICATION
Faible: < 5	Systèmes autonomes: stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolées
Moyenne: 10 - 250	Micro réseaux isolés: alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales…
Grande: > 500	Grands réseaux isolés (ex: réseaux insulaires)

Les grands SEH en site isolé peuvent être classifiés en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [4]. Les expressions qui permettent de calculer l'indice de pénétration sont :

$$I_{ins} = \frac{P_{rw}[kW]}{P_{ch}[kW]} \qquad \text{Eq. I-1}$$

et

$$I_{moy} = \frac{W_{rw}[kWh]}{W_{ch}[kWh]} \qquad \text{Eq. I-2}$$

I_{ins} est la pénétration instantanée. Elle représente la proportion de la puissance produite par les sources d'énergie renouvelable en instantané. P_{rw} représente la puissance renouvelable et P_{ch}, la puissance électrique de la charge (la charge principale, s'il y a plusieurs types de charges). I_{moy} est la pénétration moyenne (mesurée pendant des jours, des mois ou même des années).

W_{rw} représente l'énergie renouvelable et W_{ch} représente l'énergie consommée par la charge principale.

Une classification des grands systèmes éolien-diesel sur trois niveaux a été proposée en [4]. Cette classification sépare les systèmes en fonction du taux de pénétration de l'énergie éolienne et donne leurs caractéristiques de fonctionnement (Tableau I-2).

Tableau I-2 : Classification des systèmes éolien-diesel basée sur le taux de pénétration de l'énergie éolienne

NIVEAU DE PENETRATION	CARACTERISTIQUES DE FONCTIONNEMENT	PENETRATION	
		PIC INSTANTANE	MOYENNE ANNUELLE
FAIBLE	• GD fonctionne sans arrêt • La production renouvelable réduit la charge du diesel • Toute l'énergie renouvelable alimente la charge principale Il n'y a pas de système de supervision	< 50 %	< 20 %
MOYEN	• GD fonctionne sans arrêt • Commande relativement simple Pour des niveaux élevés d'énergie renouvelable, des charges secondaires sont réparties pour assurer une charge suffisante pour le diesel ou la production renouvelable est réduite	50 %- 100 %	20 % - 50 %
ELEVE	• GD peut être arrêté en fonction de la production d'énergie renouvelable • Systèmes auxiliaires pour contrôler la tension et la fréquence Commande complexe.	100 % - 400 %	50 % - 150 %

I.3.1 Principaux composants des SEH

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques (PV) et les générateurs diesels sont souvent utilisés dans les SEH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (piles à combustible). Les convertisseurs, les charges, les charges de délestage et une forme de gestion de l'énergie peuvent également faire partie d'un SEH. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (volant d'inertie) et le stockage d'hydrogène. Une description des composants habituels des SEH est donnée ci-après.

I.3.1.1 Sources d'énergie renouvelable

Eoliennes

L'éolienne, fiable et rentable, représente la source d'électricité idéale pour de nombreuses applications. Les éoliennes existent en plusieurs dimensions, des microsystèmes montés sur un mât aux turbines de 5 mégawatts alimentant le réseau électrique.

Les grands systèmes électriques de CA isolés peuvent utiliser les éoliennes du type connecté aux grands réseaux interconnectés [7][8]. La technologie largement dominante aujourd'hui est à axe horizontal, à turbine tripale, parfois bipale et à rotor face au vent. Ces éoliennes ont des puissances comprises entre 10 kW et 5 MW et peuvent fonctionner à vitesse fixe ou à vitesse variable [9]. Les deux types de machines électriques les plus utilisées pour ces éoliennes sont les machines asynchrones et les machines synchrones sous leurs diverses variantes.

La plupart des éoliennes de plus de 50 kW exploitées dans les SEH utilisent des générateurs asynchrones [9]. Le faible coût et la standardisation des machines asynchrones ont conduit à une large domination des générateurs asynchrones à cage. Leur puissance nominale peut aller au-delà du mégawatt. Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. En raison de la consommation de puissance réactive, elles ne peuvent pas fonctionner indépendamment d'une source qui leur fournisse la puissance réactive. En fonctionnement à vitesse fixe (vitesse liée à la fréquence du réseau à CA auquel elles sont connectées), elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur permettant de limiter le courant d'appel de la connexion au réseau (Figure I-2). Pour les réseaux en site isolé, les éoliennes à vitesse fixe avec générateurs asynchrones fonctionnent seulement quand au moins un générateur diesel fonctionne, sauf s'il y a d'autres options fournissant la puissance réactive et maintenant la fréquence.

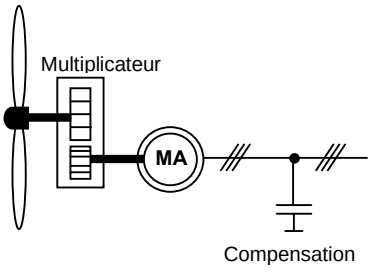


Figure I-2. Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe

D'autres éoliennes utilisent des générateurs synchrones. Les générateurs synchrones, de plus de 200 KW, sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille. La connexion directe du générateur synchrone au réseau n'est pas habituelle.

Si le générateur électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplé au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse du vent. Pour obtenir une vitesse variable, différentes méthodes ont été utilisées [10]. Bien que les possibilités soient nombreuses pour le fonctionnement en site isolé, on rencontre trois familles de systèmes : machines asynchrones à nombre de pôles variable pouvant fonctionner à deux vitesses, machines asynchrones à cage à variateur de fréquence et les machines synchrones également à variateur de fréquence.

Les générateurs asynchrones à nombre de pôles variable pouvant fonctionner à deux vitesses sont construits selon le principe de « deux en un », ce qui leur permet de fonctionner alternativement à deux vitesses différentes. Ces systèmes sont constitués d'un générateur de petite puissance pour des faibles vitesses du vent et un autre plus grand pour des vitesses du vent grandes (Figure I-3).

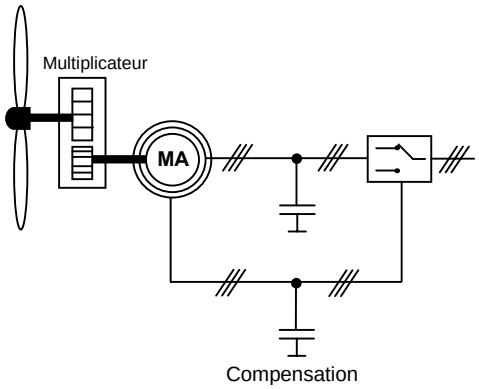


Figure I-3. Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage à deux vitesses

L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau (Figure I-4) permet de découpler la fréquence du réseau de la vitesse de rotation de la machine et ainsi, de faire fonctionner l'éolienne à vitesse variable. Avec un fonctionnement à vitesse variable, la vitesse de rotation peut augmenter et diminuer en fonction de la variation du vent pour optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne.

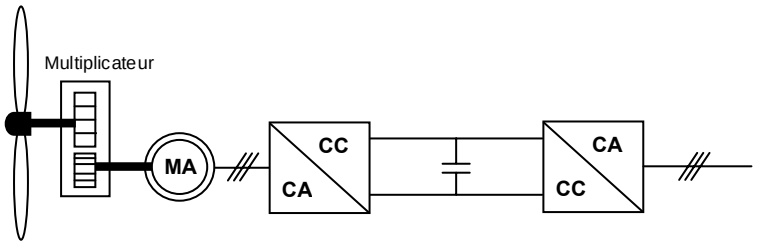


Figure I-4. Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage et convertisseurs de fréquence.

Les éoliennes à générateur asynchrone ont toutes un multiplicateur de vitesse mécanique pour adapter la vitesse de l'aéroturbine à la vitesse du générateur. Un raccordement direct à un réseau à CA à 50 Hz sans multiplicateur n'est possible qu'en imaginant une génératrice asynchrone à marche lente, munie d'une multitude de pôles. Mais cela serait très lourd et coûterait très cher.

Au contraire, les performances des machines synchrones multipolaires, notamment en termes de couple massique, sont très intéressantes. Leur vitesse de rotation étant différente de celle liée à la fréquence du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose. Ce type de générateur à inducteur bobiné nécessite un système de bagues et balais pour transmettre le courant continu (Figure I-5). Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur.

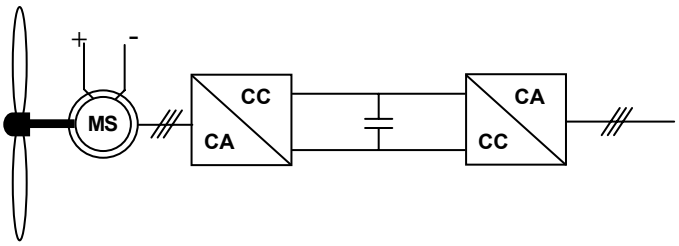


Figure I-5. Chaîne de conversion à générateur synchrone et convertisseurs de fréquence.

Pour limiter la puissance mécanique captée, les grandes éoliennes utilisent différents types de régulations. L'objectif de la régulation de puissance est d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts, en limitant la puissance mécanique transmise par l'aéroturbine pour éviter qu'elle dépasse la puissance nominale de la machine électrique.
La plupart des grandes éoliennes utilisent trois systèmes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance mécanique [9] :

- Système « pitch » ou « à angle de calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante.
- Système « stall » ou « à décrochage aérodynamique » ; il s'agit d'une solution passive, car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse du vent.
- Système « stall actif » ou « à décrochage aérodynamique actif » qui permet d'ajuster l'effet du décrochage en fonction de la vitesse et d'offrir un mode de régulation de la puissance relativement efficace et plus simple que le système « pitch », grâce à une très faible rotation de l'axe des pales.

Les éoliennes pour les petits systèmes électriques isolés utilisent des machines électriques ayant une petite taille (≤10 kW). Elles représentent une bonne solution pour générer de l'électricité à basse tension dans des endroits isolés. Les générateurs fonctionnant à l'énergie éolienne sont généralement utilisés pour des maisons, sur des bateaux à voiles ou pour les relais de télécommunication.

La conception des petits systèmes éoliens est considérablement différente de celle des éoliennes connectées aux grands réseaux. La plupart des petits systèmes éoliens utilisent les générateurs à aimants permanents et fonctionnent à vitesse variable, d'où la nécessité d'un onduleur pour obtenir une tension alternative à fréquence constante si nécessaire [11]. La Figure I-6 montre ce système de plus en plus employé par les fabricants.

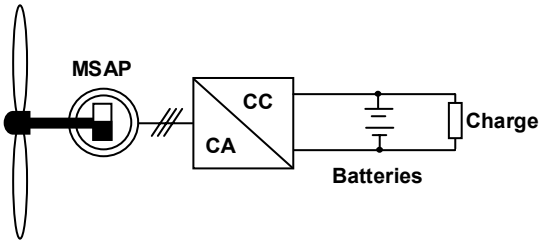


Figure I-6. Eolienne à aimants permanents débitant directement sur des batteries

En cas de surcharge de la batterie, un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée. Une telle configuration de l'éolienne n'exige aucun multiplicateur. Cette approche est appropriée pour les petites éoliennes, car elles fonctionnent à une vitesse de rotation beaucoup plus élevée que les grands systèmes éoliens. Cette approche est aussi considérée plus fiable et moins chère du point de vue de l'entretien [9].

Une autre différence entre les petites et les grandes éoliennes est le système de commande. Par exemple, les petites éoliennes peuvent avoir un système mécanique de modification de l'angle de calage des pales ou d'orientation face au vent, alors que les grandes éoliennes utilisent des systèmes de commande électroniques. Les différents types de protections utilisées par les petits systèmes éoliens sont :

- Basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal [5] ;
- Pas variable par pression du vent. Les pales en fibre se déforment et provoquent un décrochage ;
- Déviation par rapport à l'axe du vent. Le rotor se trouve légèrement décalé par rapport à l'axe de rotation et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique.

Du point de vue économique, l'énergie produite par les petites éoliennes est plus chère que celle des grandes éoliennes. Cependant, l'électricité produite ne rivalise pas avec l'électricité du réseau, mais avec celle produite par d'autres sources d'énergie pour les sites isolée, telles que les générateurs diesels ou les panneaux photovoltaïques.

Générateurs photovoltaïques

Un générateur photovoltaïque est constitué à la base par des cellules photovoltaïques. Elles produisent de l'électricité du moment où elles sont exposées au rayonnement solaire. Elles ne polluent pas, n'ont aucune pièce mobile, ne nécessitent pratiquement aucun entretien et ne produisent aucun bruit. La cellule photovoltaïque est donc un moyen sûr et écologique de produire de l'énergie. La plupart des cellules PV mesurent autour de 100 cm^2 et ne produisent qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt [12][13][14]. Pour constituer des générateurs fournissant un courant et une tension continus suffisants pour être utilisés, les cellules sont regroupées en panneaux (modules). Par exemple, un panneau produisant 12 volts peut regrouper entre 30 et 40 cellules selon le fabricant. L'association de ces panneaux en série et/ou parallèle constitue le générateur PV. Il est dimensionné selon la puissance nécessaire pour une installation donnée. Cependant, la constitution de ce générateur est, en soi, relativement délicate, car un mauvais choix de couplage peut entraîner une perte non négligeable de rendement.

Historiquement, les premiers systèmes d'électrification avec panneaux photovoltaïques ont été basés sur la technologie à CC [15]. Cette technologie a prouvé son succès dans l'approvisionnement des petits consommateurs isolés avec une puissance jusqu'à

100 W [16]. Cependant, dans beaucoup d'applications, la technologie à CA est nécessaire pour alimenter des moteurs standard et d'autres équipements industriels qui généralement sont disponibles seulement pour des CA.

Pour des applications autonomes, la plus simple chaîne de conversion qui puisse se concevoir est le pompage au fil du soleil car il n'y a pas de stockage électrique (le stockage est néanmoins présent sous la forme d'eau emmagasinée dans un réservoir). Un tel système est présenté dans la Figure I-7. Dans cette application, pour maximiser le rendement mais aussi la puissance exploitable en cas d'occultation partielle des cellules, la connexion de tous les panneaux en série est la solution la plus intéressante [14].

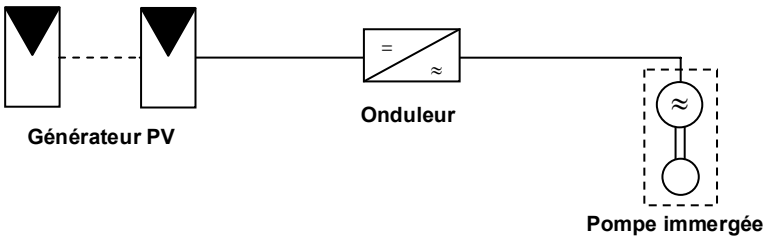


Figure I-7 : Pompage au fil du soleil de petite puissance

Dans le cas d'un système autonome semblable au précédent mais de plus forte puissance (quelques kW), une solution est la connexion de plusieurs panneaux en parallèle avec diodes série d'anti-retour. Une autre solution est d'équiper de hacheurs indépendants (MPPT, Maximum Power Point Tracker) chaque branche ne contenant que des panneaux connectés en série. Cette architecture permet de maximiser la puissance exploitable en cas d'occultation partielle des cellules (Figure I-8).

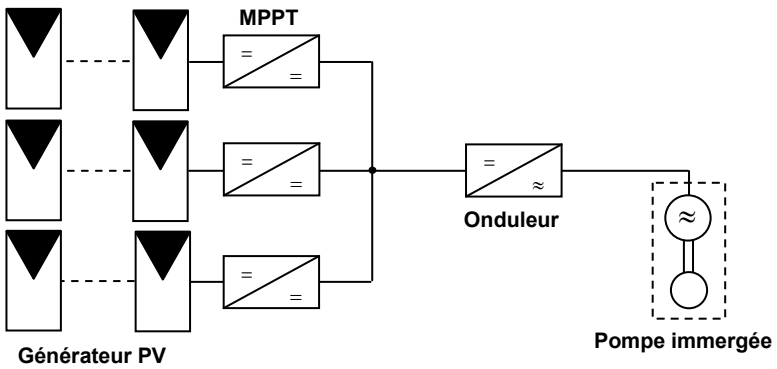


Figure I-8 : Pompage au fil du soleil de forte puissance

L'utilisation de MPPT permet de surveiller en continu le point de puissance maximale fournie par un panneau ou par un champ de panneaux photovoltaïques dans le but d'augmenter le rendement. Le point de puissance maximale, sur la courbe courant-tension (*I-V*) d'un système photovoltaïque, est celui où la puissance maximale est produite [14].

Pour alimenter en énergie électrique un petit site isolé, il est nécessaire d'inclure un système de stockage électrique par accumulateur électrochimique (Figure I-9). Souvent, pour ce type d'application, on utilise un ou deux panneaux, soit une puissance comprise entre 50 et 100 Wc, et l'accumulateur a une capacité de l'ordre de 50 à 100 Ah.

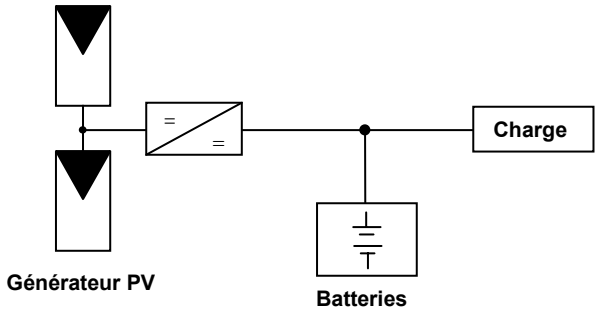


Figure I-9 : Petit site isolé

Pour les sites isolés de plus forte puissance (maison, village…), on retrouve une version évoluée de l'architecture précédente [15]. Plusieurs groupes de panneaux sont équipés de MPPT pour récupérer la puissance maximale possible et le système de stockage a une dimension plus importante. Un tel système peut aussi comporter une éolienne et/ou un générateur diesel. Ce type de système connecté à un onduleur peut fournir à l'utilisateur une tension alternative conventionnelle (230V).

I.3.1.2 Autres sources d'énergie renouvelable

Les centrales hydrauliques sont aujourd'hui les premières sources d'énergie renouvelable. La production mondiale de petites centrales hydrauliques, très attractives pour une production hybride, est estimée à $85*10^9$ kWh [14]. Les variations de débit des cours d'eau sur les rivières peuvent aussi être exploitées par les centrales au fil de l'eau.

Toutes les mers subissent deux flux et deux reflux quotidiens. Ces mouvements [12] (énergie potentielle) peuvent être exploités par les usines marémotrices équipées de turbines

spéciales tournant dans les deux sens. Les courants marins peuvent également être exploités par les hydroliennes (comme les éoliennes utilisent l'énergie cinétique de l'air), pour une production d'énergie locale. Les courants marins, contrairement aux vents, sont constants et prévisibles.

La pile à combustible, une technologie émergeante de la génération distribuée, est un appareil électrochimique qui fonctionne selon le procédé inverse de l'électrolyse [17]. Elle restitue de l'eau à partir d'hydrogène et d'oxygène de l'air, en produisant de l'électricité, au lieu de dissocier l'oxygène et l'hydrogène de l'eau en consommant de l'électricité.

La liste des sources d'énergie renouvelable pouvant exploiter les ressources locales peut être complétée par les centrales à biomasse, une véritable réserve d'énergie, captée à partir du soleil grâce à la photosynthèse et les centrales géothermiques qui captent la chaleur de la croûte terrestre pour produire de l'électricité.

I.3.1.3 Générateur diesel

Dans le cas d'un système d'énergie renouvelable, la production d'énergie électrique est réalisée en fonction des ressources (vent, soleil…) et non de la demande. Dans le cas des installations autonomes, il est donc nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (Figure I-10). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [18]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constantes. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

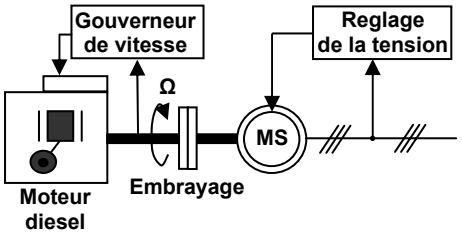


Figure I-10 : Configuration du générateur diesel

Les réseaux de courant alternatif avec diesel, tout comme ceux interconnectés fournissent pour leurs charges, deux formes d'énergie : active et réactive. Dans les processus industriels et domestiques utilisant l'énergie électrique, seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production, en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre, l'énergie réactive sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...). En fait, elle n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes dans le système. La puissance réactive dans un système de CA avec GD est produite par le générateur synchrone. Cela est fait conjointement avec le réglage de tension, en ajustant le courant d'excitation du générateur synchrone. Par conséquent, dans un système d'énergie à CA avec plusieurs GD, on doit avoir au moins un GD connecté au réseau, pour fixer la fréquence du réseau et fournir la puissance réactive. Il est possible de modifier le système pour que le GD ne soit pas toujours sollicité, mais dans ce cas d'autres composants doivent être ajoutés.

Quand plusieurs générateurs diesels fournissent de l'énergie au réseau, ceux-ci sont connectés généralement à un bus à CA. Dans ce cas, un système de commande doit être utilisé pour une distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels. Ce système de commande peut prendre une variété de formes, le plus répandu étant le système de commande numérique. Une approche est d'utiliser un seul générateur pour fixer la fréquence (générateur maître) du réseau et laisser les autres tourner à vitesse fixe (générateurs esclaves), donc fonctionner à un débit de carburant constant. Dans les systèmes traditionnels, le débit de carburant est fixé manuellement par un opérateur. Avec les commandes modernes, le débit peut être ajusté pour optimiser l'usage du carburant.

I.3.1.4 Systèmes de stockage

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [19].

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Les batteries sont, d'habitude, du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. Il y

a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène.

Dans le cas de stockage par pompage de l'eau, l'énergie produite sert à remplir un réservoir de stockage dont l'eau sera turbinée pour restituer l'énergie [19].

Le principe du volant d'inertie est simple. Il s'agit d'emmagasiner l'énergie en mettant en rotation une masse importante [20]. L'énergie cinétique obtenue peut être restituée à la demande sous forme d'énergie électrique, en utilisant une machine électrique en régime générateur.

L'hydrogène alimente les piles à combustible. Il possède un grand pouvoir énergétique gravimétrique (120 MJ/kg) en comparaison au pétrole (45 MJ/kg), au méthanol (20 MJ/kg) et au gaz naturel (50 MJ/kg). Cependant, il est aussi le gaz le plus léger. Ceci pose un véritable problème de stockage. La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène n'est intéressante qu'à l'état liquide ou comprimé (700 bars). Il existe de multiples modes de stockage de l'hydrogène : comprimé, liquéfié, hydrures métalliques, charbon actif, nanofibres et nanotubes en carbone etc. Si les deux premiers modes de stockage sont actuellement les plus utilisés, ils sont loin d'être satisfaisants.

I.3.1.5 Système de supervision

La plupart des systèmes hybrides comportent une certaine forme de commande. Les chargeurs des batteries, par exemple, incluent souvent un système de commande pour empêcher la surcharge des batteries ou que leur état de charge baisse trop. Les réseaux multi – diesel peuvent utiliser des méthodes relativement sophistiquées pour gérer les générateurs diesels et régler le flux de puissance.

Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Quelques exemples de commandes intégrées sont le gouverneur de vitesse sur le moteur diesel, le régulateur de tension sur le générateur synchrone du diesel ou la commande de l'éolienne.

Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants (Figure I-11). Ce système de surveillance est d'habitude automatique. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs

diesels, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges.

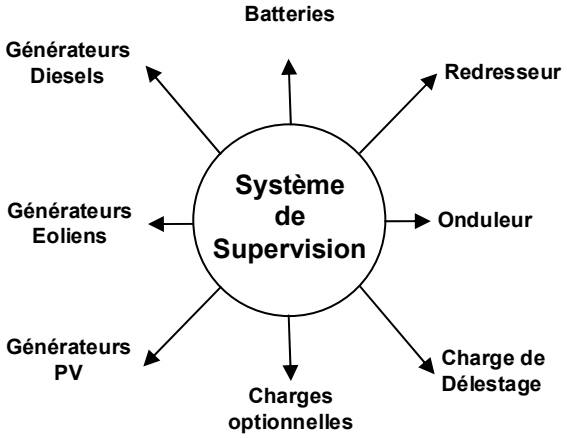


Figure I-11: Système de supervision

I.3.1.6 Convertisseurs

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le CC en CA et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement. Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA (voir sous-chapitre I.3.2.). Les onduleurs sont autonomes lorsqu' ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

I.3.1.7 Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

I.3.2 Configuration des SEH

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Deux configurations s'imposent parmi les systèmes d'énergie hybrides constitués par des sources d'énergie renouvelable, des batteries et des générateurs diesels : architecture à bus CC et architecture mixte à bus CC-CA [21].

I.3.2.1 Architecture à bus à CC

Dans le système hybride présenté dans la Figure I-12, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Le ou les générateur(s) diesel(s) sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA. Les générateurs diesels ne peuvent donc pas alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence [22]. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable. Les avantages et les désavantages d'un tel système sont présentés ci-après.

Avantages :

- La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande.

- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75-85 %.

Désavantages :

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

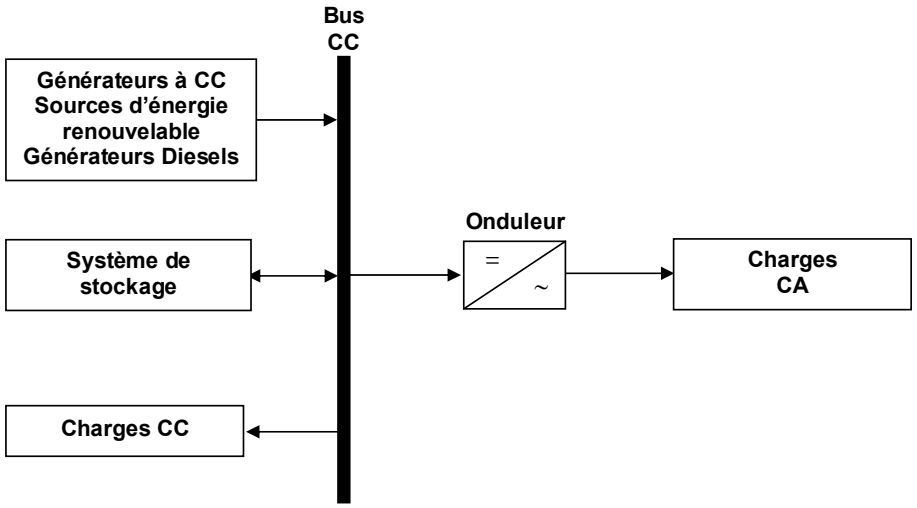


Figure I-12 : Configuration du SEH à bus CC

I.3.2.2 Architecture mixte à bus à CC/CA

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est présentée dans la Figure I-13. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur. Le ou les générateur(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [21][22]. Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé.

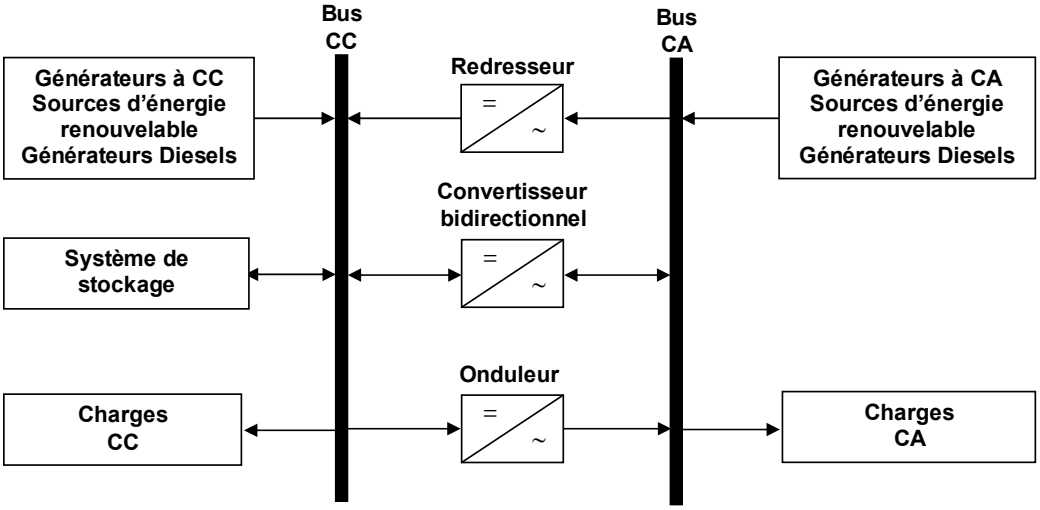


Figure I-13 : Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA

Avantages :

- Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge.
- La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système d'alimenter les pics de charge.

Désavantage :

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle (l'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en sortie avec les tensions en sortie du GD).

I.3.3 Dimensionnement des SEH

La conception des SEH exige la sélection et le dimensionnement de la combinaison la plus appropriée des sources d'énergie, des convertisseurs et du système de stockage, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace [23][25]. De plus, pour obtenir un taux de pénétration important des sources d'énergie renouvelable, sans la dégradation de la qualité de l'énergie fournie, une étude de dimensionnement du système hybride s'impose [24].

Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SEH. Les principaux facteurs du dimensionnement sont :

- Les conditions environnementales du site (vitesse du vent, éclairement énergétique, température, humidité) ;
- Le profil de charge ;
- Les préférences et les demandes du client ;
- Les ressources financières ;
- La disponibilité de la technologie et le support technique.

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des SEH [26][27] : HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL... Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, mais les stratégies d'optimisation sont différentes. Une brève description de chaque outil est donnée ci-après :

HOMER – c'est un outil développé par "National Renewable Energy Laboratory" (NREL), capable de dimensionner et d'optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro – hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. HOMER exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables. HOMER estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût de leurs cycles de vie.

SOMES – c'est un outil de simulation et d'optimisation des systèmes d'énergies renouvelables. SOMES est développé par la Utrecht University, au Pays Bas. Les composants disponibles sont : PV, éolienne, générateur diesel, réseau électrique, batteries de stockage et plusieurs types de convertisseurs. La simulation est réalisée sur une base de temps horaire. Le système optimal est trouvé en comparant les coûts de plusieurs systèmes, dans les limites définies par l'utilisateur.

RAPSIM – ce logiciel a été développé par la Murdoch University Energy Research Institute d'Australie. Il est conçu pour simuler des systèmes d'énergies alternatives tels que des générateurs PV, des éoliennes et des générateurs diesels. Un dimensionnement optimal est réalisé par tâtonnement. Les utilisateurs changent les paramètres du système (nombre de

batteries, d'éoliennes, puissance des générateurs diesels) et jugent le résultat pour choisir la meilleure solution répondant à leurs besoins.

SOLSIM – est développé au Fachhochschule Konstanz, en Allemagne. C'est un outil de simulation qui permet aux utilisateurs de concevoir, analyser et optimiser des systèmes connectés ou pas à un réseau et des SEH. Les sources d'énergie disponibles sont : des panneaux PV, des éoliennes, des installations de biogaz ou de biomasse, des batteries et des générateurs diesels. SOLSIM est un progiciel qui comporte des outils différents : un programme de simulation général appelé SOLSIM, une unité d'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV appelée SolOpti, une unité de calcul des coûts du cycle de vie appelée SolCal et l'unité simulant des générateurs éoliens appelée SolWind.

INSEL – est développé par la University of Oldenburg d'Allemagne. Il réalise la simulation des systèmes d'énergie renouvelable. C'est un logiciel de simulation basé sur des diagrammes blocs où chaque bloc représente un composant d'une puissance prédéterminée. Les utilisateurs doivent sélectionner des blocs à partir d'une bibliothèque et les interconnecter pour définir les systèmes d'énergie à étudier.

I.3.4 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH

Les systèmes d'énergie en site isolé rencontrent en général les mêmes problèmes que les réseaux faibles [28]. Ces difficultés, qui ne se présentent pas dans les grands réseaux interconnectés, sont en général causées par :

- Les variations de l'énergie d'origine renouvelable (indépendamment de la charge),
- Le manque de connaissances dans le domaine de la qualité de l'énergie en réseau faible.

Compte tenu de la nature stochastique des sources d'énergie renouvelable, la difficulté principale des SEH comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. Le moyen le plus simple d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge est de faire fonctionner les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels en parallèle, de façon continue (le générateur diesel fonctionne sans arrêt) [29]. Dans ce type de fonctionnement, les sources d'énergie renouvelable agissent comme une charge négative, en réduisant la charge moyenne des

générateurs diesels. Ceux derniers peuvent fonctionner à une puissance très basse (Figure I-14), mais l'économie de carburant est modeste à cause du rendement très faible (en fonctionnement à vide, la consommation de carburant s'estime à 25-30 % de la consommation à pleine charge) [30]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime de ralenti pour une demande de puissance nulle suppose une consumation de carburant non négligeable.

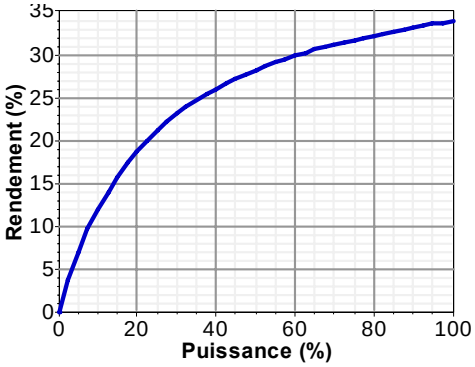


Figure I-14 : Courbe du rendement d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 75 KW

Si l'énergie renouvelable est suffisante pour alimenter la plupart de la charge, la quantité de carburant économisé peut alors être augmentée en faisant fonctionner les générateurs diesels par intermittence [3]. En fonctionnement intermittent, les générateurs diesels démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie renouvelable et de la charge. Le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels peut, par conséquent, être très élevé. Le problème dans ce cas est l'usure prématurée des GD et de leurs démarreurs [30] [21]. Un autre problème devant être pris en compte quand le générateur diesel fonctionne par intermittence est le temps nécessaire pour le démarrage et l'arrêt. Le système peut, par exemple, s'effondrer subitement pendant le démarrage du générateur diesel, si l'énergie renouvelable diminue plus vite que le temps nécessaire pour la phase de démarrage.

Il arrive parfois que la production d'énergie renouvelable soit plus importante que la consommation de la charge. Si l'excès d'énergie dans le réseau ne peut pas être éliminé, la production d'énergie renouvelable doit alors être limitée ou même arrêtée. En général, les systèmes sans stockage utilisent une charge de délestage pour maintenir l'équilibre énergétique et la stabilité de la fréquence. D'autres applications nécessitent des systèmes de commande supplémentaires pour maintenir la qualité de la tension. Tous ces dispositifs, tels que les charges de délestage et les systèmes de commande, augmentent le coût d'investissement qui peut ne pas être justifié par les avantages du système hybride. Seule une

stratégie de commande adéquate peut permettre d'intégrer de manière optimale différents composants et donc de rendre le système rentable.

La dynamique des générateurs d'énergie renouvelable peut aussi causer des problèmes dans le fonctionnement des SEH. Par exemple, le démarrage d'une éolienne quand la vitesse du vent est élevée. Dans ce cas, la puissance produite par l'éolienne atteint presque instantanément la puissance nominale du générateur. Ces changements rapides dans la production d'énergie peuvent générer des problèmes de qualité d'énergie (variation de tension et de fréquence) et même l'arrêt complet du système.

Les générateurs asynchrones, largement utilisés dans les éoliennes, ont besoin d'une quantité importante de puissance réactive, surtout pendant la phase d'excitation (démarrage). S'il n'y a pas assez de sources de puissance réactive dans les SEH et une ou plusieurs éoliennes démarrent, l'augmentation soudaine de la consommation de puissance réactive provoque des creux de tension et le système décroche. D'autres sources de perturbations pouvant générer des creux de tension sont les courts circuits [31]. Ceux-ci peuvent provoquer l'effondrement des SEH, mais aussi une phase de ré-excitation des générateurs asynchrones connectés au système.

Une autre perturbation qui peut poser des problèmes est la surtension. Une surtension peut être causée par un court circuit, l'arrêt d'une charge importante ou la connexion d'un banc de condensateurs.

Un inconvénient majeur dans un SEH connecté en réseau triphasé isolé est le déséquilibre de tension entre les phases. Un récepteur électrique triphasé déséquilibré ou des récepteurs monophasés déséquilibrés alimentés par un réseau isolé triphasé peuvent conduire à des déséquilibres de tension. Ces déséquilibres provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements supplémentaires dans les machines tournantes à CA.

Du point de vue de la continuité de la production et de la qualité de l'énergie, les facteurs pouvant affecter le fonctionnement d'un SEH sont résumés ci-après :

- Les variations de la charge à long terme : les régions isolées avec des petits réseaux électriques peuvent subir des changements rapides dans leurs besoins en électricité (généralement, la demande augmente).

- Les variations de la charge à court terme : en général, la demande en électricité varie beaucoup sur des intervalles de temps assez courts, de l'ordre de quelques minutes. Des valeurs minimales sont suivies par des pics.
- Les ressources d'énergie renouvelable : les ressources, comme le vent et le soleil, sont stochastiques par leur nature, ont des caractéristiques locales et sont très difficiles à prédire.
- Les perturbations du réseau : les défauts, tels que les court circuits, peuvent non seulement arrêter les systèmes, mais aussi, au pire des cas, détruire certains composants.

I.3.5 Commande des SEH

Le problème principal dans la commande de SEH est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables.

Deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la commande du SEH :

1. La stratégie de fonctionnement, qui implique des décisions liées au flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système,

2. La qualité de l'énergie, à l'échelle des secondes ou millisecondes. Cela concerne la stabilité de la fréquence et de la tension, les protections, etc.

I.3.5.1 Stratégie de fonctionnement

La stratégie de fonctionnement est un algorithme qui permet au système de supervision d'un SEH de décider combien et quels générateurs il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible [22][32].

Le fonctionnement d'un SEH dépend des paramètres suivants :

- Le profil de charge : les variations diurnes, les variations saisonnières, les pics et les creux, etc.

- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, l'écart type, la fréquence des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes et saisonnières, etc,.
- Les caractéristiques des générateurs classiques : le type de carburant, les limites de fonctionnement, etc.
- La configuration du système : le nombre et les types de composants (les sources d'énergie renouvelable, les sources classiques, les charges contrôlables, les types de stockage, les convertisseurs de puissance, etc.)
- Les normes de qualité de l'énergie : les exigences en ce qui concerne les variations de la fréquence et de la tension.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces dans des applications particulières, en fonction des objectifs du système et les caractéristiques présentées ci-dessus. Une brève description de quelques stratégies de fonctionnement est donnée ci-après :

Gestion du stockage

Deux types de stockage [34] sont utilisés dans les SEH : le stockage à court terme et le stockage à long terme.

La stratégie de stockage à court terme, « Peak Shaving Strategy », permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. Cette stratégie réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels, donc la consommation de carburant.

Le stockage à long terme, « Cycle Charge Strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue. Cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage/arrête des GD et donc, la consommation de carburant. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le GD redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite.

Gestion des charges

La stratégie de gestion des charges peut aussi être à court terme et à long terme [33]. Les deux types de stratégie utilisent les charges pour faire varier la demande d'énergie. Ainsi,

les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité (Figure I-15). Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différées de faible priorité en fonctionnement normal. Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées durant l'excédent d'énergie qui autrement serait dissipé.

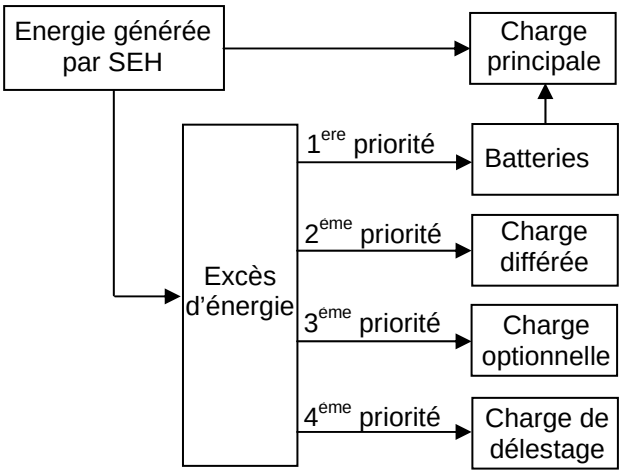


Figure I-15 : Diagramme des priorités des charges

La stratégie de contrôle à court terme connecte et déconnecte les charges du système en fonction du dépassement de certains seuils fixes pour la fréquence du bus à CA. Les charges sont connectées de manière progressive, selon les variations de la fréquence. La charge de délestage (dump load) est une charge spéciale dont la puissance peut être modifiée en fonction de la déviation de fréquence. Elle peut aider à régler la fréquence du réseau dans des conditions de surplus d'énergie.

La gestion à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau de l'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et elle doit démarrer. La stratégie de gestion des charges peut aussi être utilisée pour réduire les pertes énergétiques du GD.

Réserve tournante

La réserve tournante est définie en [35] comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs d'énergie renouvelable et par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante détermine la capacité instantanée de

réserve minimale du GD en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une réduction soudaine de la production d'énergie renouvelable.

Temps de fonctionnement minimal

Cette stratégie consiste à maintenir le GD en fonctionnement pour une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou de la variabilité de l'énergie renouvelable [34]. Celle-ci est utilisée pour réduire le nombre de démarrages/arrêts quand la puissance nette (la différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance renouvelable) varie beaucoup. La minimisation du nombre de démarrages/arrêts du GD peut permettre d'éviter l'usure des moteurs diesels et leurs démarreurs et en même temps réduire la consommation de carburant.

Hystérésis

Cette stratégie est souvent utilisée pour commander la déconnexion du générateur diesel [33]. Le GD est arrêté seulement si la puissance renouvelable est supérieure à la demande de la charge. Ce surplus minimal d'énergie (ou hystérésis) peut être mesuré à partir de la variation de fréquence du réseau quand cette fréquence est fixée par le GD utilisant un régulateur type proportionnel (P) et à partir de son niveau de charge quand il utilise un régulateur type proportionnel-integral (PI).

I.3.5.2 Qualité de l'énergie électrique produite par les SEH

Le terme « qualité de l'énergie électrique » fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence, dans le réseau électrique, de différents phénomènes électriques (comme, par exemple, le flicker ou des distorsions harmoniques). La figure I-16 montre une classification de ces perturbations en fonction de leurs caractéristiques [40].

Bien qu'il n y ait pas de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération en site isolé, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques des grands réseaux interconnectés. Les consommateurs qui sont connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés, utilisent

les mêmes appareils. Par, conséquent, les exigences de qualité de l'énergie sont généralement les mêmes.

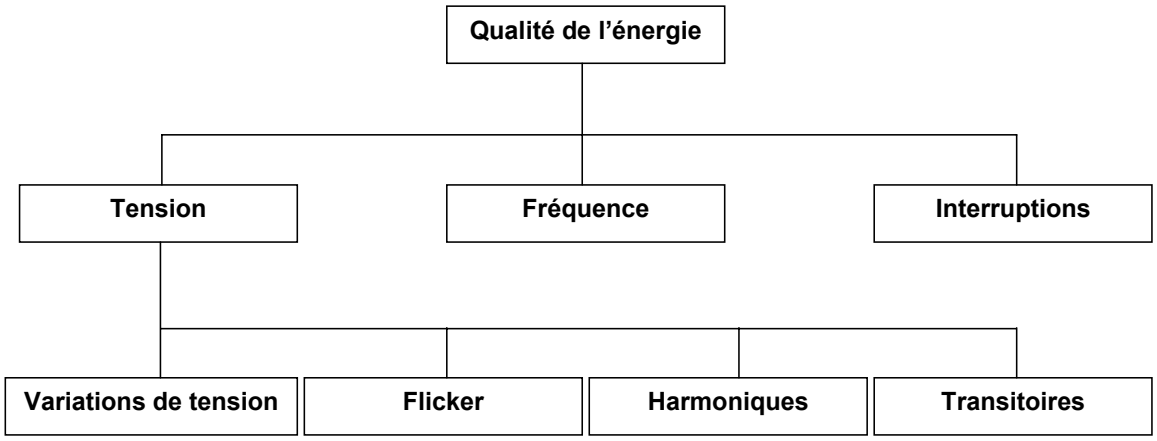


Figure I-16 : Classification des perturbations du point de vue qualité de l'énergie

La plupart des mesures et définitions utilisées dans les normes sont basées sur l'analyse de la fréquence et de la tension. La norme européenne EN50160 [36] inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés, c'est-à-dire des réseaux non reliés à un grand réseau interconnecté.

Plusieurs études ont été réalisées sur la qualité de l'énergie électrique des systèmes isolés comportant des sources d'énergie renouvelable. Larsson [37] présente des mesures expérimentales de la qualité de l'énergie électrique pour les systèmes éolien-diesel. La problématique des systèmes hybrides éolien-diesel est analysée aussi par Sharma en [39]. Mulijadi dans [38] réalise une analyse de la configuration éolien-diesel et des différents types de charges du point de vue de la qualité de l'énergie électrique. Dans [28] Dindner présente plusieurs stratégies de contrôle de la tension dans les réseaux faibles avec des systèmes éoliens.

I.4 Conclusions

Une brève description des SEH a été réalisée dans ce chapitre. Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les SEH ont été données. Notre travail portant sur un SEH composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et d'un générateur diesel et batteries de stockage, une attention particulière a été consacrée à ce type de sources et de stockage. Les différents types d'architectures existants, les outils de dimensionnement, ainsi que les problèmes et les stratégies de commande habituelles des SEH ont également été présentés.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes du SEH doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Dans ce but, les sources du SEH étudié sont dimensionnées puis modélisées dans le chapitre suivant.

CHAP. II : DIMENSIONNEMENT, MODELISATION ET COMMANDE DES COMPOSANTS DU SEH

CHAP. II : DIMENSIONNEMENT, MODELISATION ET COMMANDE DES COMPOSANTS DU SEH

II.1 Introduction

Les SEH utilisent différentes sources d'énergie comme l'éolien, le photovoltaïque et le générateur diesel. Ce type de systèmes peut représenter une solution pour les régions éloignées d'un grand réseau interconnecté. Dans ce contexte, un dimensionnement correct et rentable du SEH, ainsi que l'étude du comportement dynamique du système sont très importants.

Ce chapitre présente l'architecture du SEH, obtenue après une étude de dimensionnement. Cette architecture inclut une éolienne, des panneaux PV, un générateur diesel, un système de stockage et des convertisseurs pour interconnecter les sources. Le dimensionnement d'un tel système implique la détermination des caractéristiques nominales des sources et du système de stockage, pour des ressources énergétiques et des contraintes d'utilisation données. Nous avons développé un modèle et une stratégie de commande pour chaque source d'énergie du SEH. Tous les composants du système aussi que leurs sous-ensembles sont traités de manière modulaire pour une plus grande flexibilité. Les modèles développés doivent permettre une analyse dynamique détaillée sur des horizons allant de quelques millisecondes à plusieurs secondes.

II.2 Dimensionnement du SEH

Le logiciel HOMER [41], décrit dans la section I.3.3, à été utilisé pour dimensionner le SEH étudié dans le cadre de ce travail.

La configuration du SEH dépend évidemment des ressources énergétiques disponibles ainsi que des contraintes de l'utilisation. Ceci requiert une campagne de mesure et une analyse préalable des spécificités du site qui ne pouvaient pas faire l'objet d'une étude complète dans le cadre de cette thèse. Pour créer une base de référence pour notre étude nous avons choisi d'adopter des données disponibles et accessibles à tous.

Les ressources locales (vitesse du vent et éclairement) et le profil de charge sur une année utilisés pour réaliser le dimensionnement du SEH sont illustrés dans les Figures II-1, II-2 et II-3. Ces données sont disponibles dans la base de données fournie avec le logiciel [41].
Les Figures II-1 et II-2 présentent les profils de vent et d'éclairement avec une valeur moyenne de la vitesse du vent de 7 m/s et respectivement une valeur moyenne de 4.8 kWh/m^2/j pour l'éclairement. Le profil de charge à alimenter en électricité est illustré dans la Figure II-3. Il s'agit d'une charge avec une valeur moyenne annuelle de 575 kWh/j et un pic de puissance instantanée de 40,4 kW.

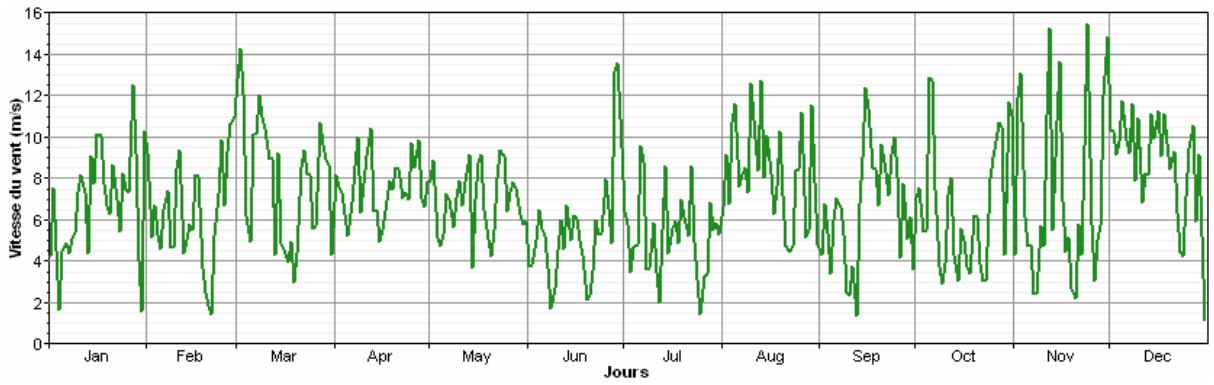


Figure II-1 : Profil du vent

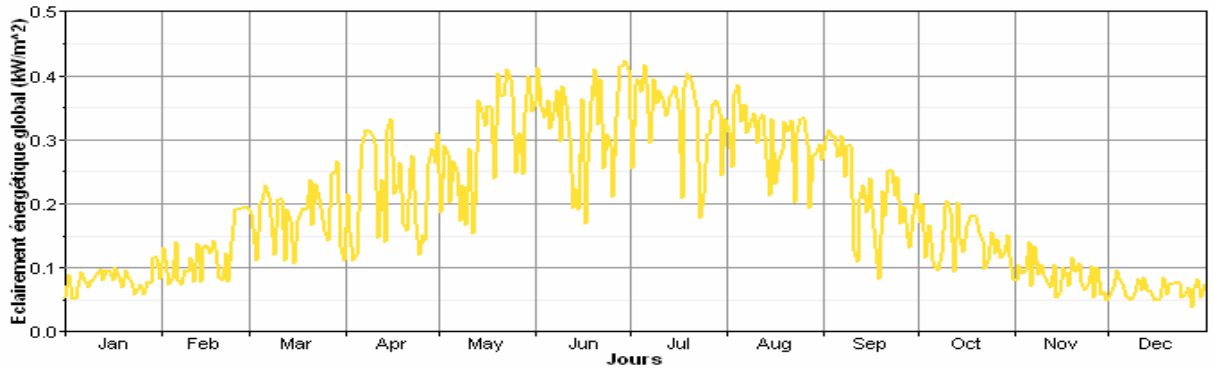


Figure II-2 : profil d'éclairement

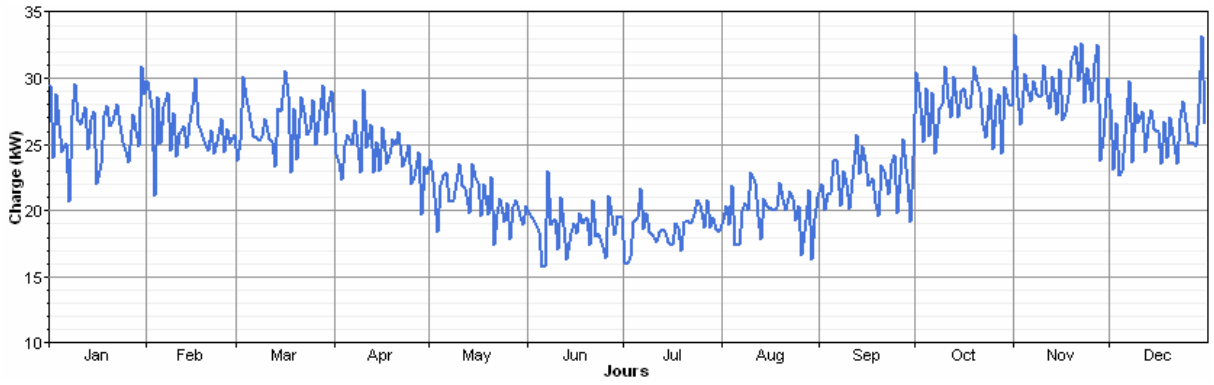


Figure II-3 : Profil de charge

Les options de disponibilité technologique retenues pour cette étude de dimensionnement sont présentées dans le Tableau II-1.

Tableau II-1 : Options technologiques

DISPONIBILITE TECHNOLOGIQUE	PUISSANCE [kW]	NOMBRE
Eolienne	10/22	0, 1, 2/0, 1
Surface PV	18/20	1
GD	30	0, 1
Onduleur/Redresseur	75, 90, 100	1/1
STOCKAGE	**CAPACITE**	
Batteries	230 Ah	20, 30, 40

Le fonctionnement du SEH est simulé à l'aide du logiciel HOMER qui réalise les calculs d'équilibre énergétique par heure, pour les 8760 heures d'une année. Heure après heure, la demande d'énergie que doit satisfaire le SEH est comparée à l'énergie potentiellement disponible et le flux d'énergie est ajusté pour chaque composant du système [41]. Ainsi, pour chaque heure, on peut suivre le fonctionnement du GD, ainsi que le cycle de charge et de décharge des batteries. Pour cette étude de dimensionnement, le GD est utilisé avec la stratégie de stockage à long terme, « Cycle Charge Strategy » (voir section I.3.5.1) [34].

Comme le modèle du SEH est introduit dans le logiciel avec les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources, HOMER utilise ces entrées pour simuler différentes combinaisons des composants. Les calculs d'équilibre énergétique sont exécutés pour chaque configuration du SEH considérée [48]. Les configurations obtenues sont sélectionnées en fonction de leur faisabilité, du coût d'installation. La rentabilité du fonctionnement est évaluée sur la vie du projet, estimée *a priori* à 25 ans. Les calculs du coût du SEH prennent en compte des coûts tels que le capital et l'intérêt, l'amortissement, les frais de fonctionnement, l'entretien et le carburant. Toutes ces estimations des coûts sont détaillées dans l'Annexe A.

Dans la Figure II-4, sont illustrés les résultats issus de l'étude de dimensionnement, après avoir simulé toutes les configurations possibles du SEH. La figure montre que dans les conditions de charge, coût des composants et disponibilité des ressources présentées antérieurement, le système optimal ou le moins cher inclut Eolienne, PV, GD et batteries quand le prix du carburant dépasse 0,7 $/l (l'éclairement est fixé à 4,8 kWh/m^2/j).

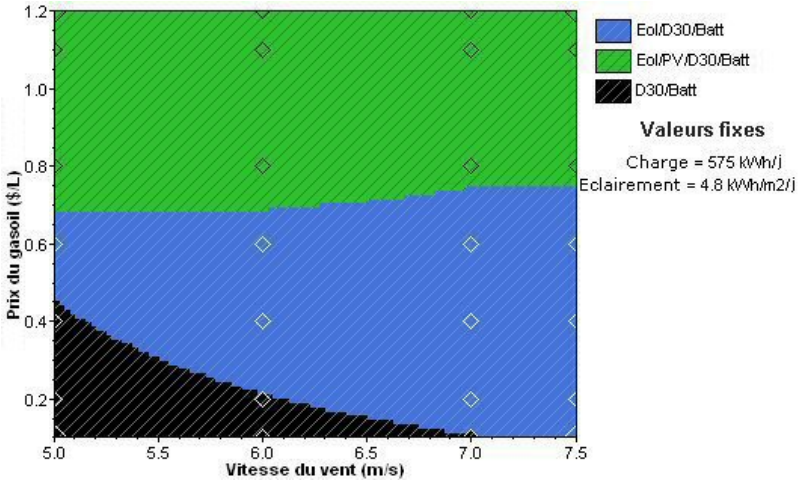


Figure II- 4: Composition optimale du SEH en fonction de la vitesse du vent et du prix du carburant

Les résultats de simulation sont fournis sous la forme d'une liste des configurations, classées par le coût net actuel (appelé le coût du cycle de vie). Ce coût permet de comparer les différentes options pour la conception du système. Les résultats fournissent aussi une évaluation du SEH du point de vue énergétique. La composition du système optimal (Figure II-5) dans les conditions spécifiées dans le Tableau I-1 est :

Surface PV: 18 kW

Eolienne: 1× 22kW

Diesel: 1×30 kW

Batteries: 40 (230 Ah)

Onduleur: 1×75 kW

Redresseur: 1×75 kW

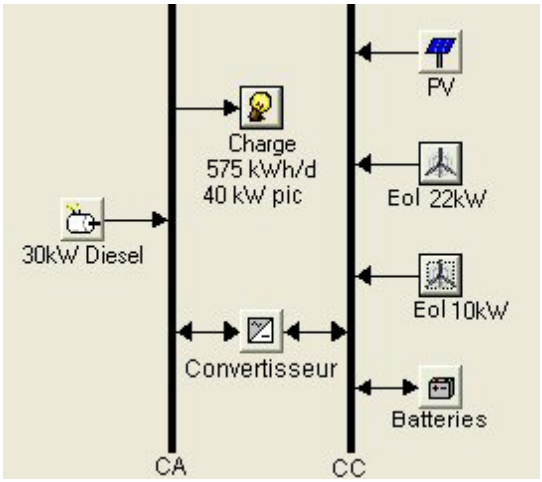


Figure II-5 : Architecture du SEH

La production et la consommation d'énergie sur une année sont détaillées dans le Tableau II-2 et II-3.

Tableau II-2 : Energie annuelle produite

SOURCE	PRODUCTION (kWh/an)	FRACTION
Eolienne	98,016	40%
Surface PV	30,991	12%
GD	119,040	48%
Total	248,046	100%

Tableau II-3 : Energie annuelle consommée

CHARGE	Consumation (kWh/an)	Fraction
Charge CA	209,871	100%
Total	209,871	100%
Variable		**Valeur**
Fraction renouvelable:		0.520
Excès d'énergie:		38.176 kWh/an
Charge non satisfaite		4 kWh/an

La puissance moyenne mensuelle produite par les sources du SEH est illustrée dans la Figure II-6.

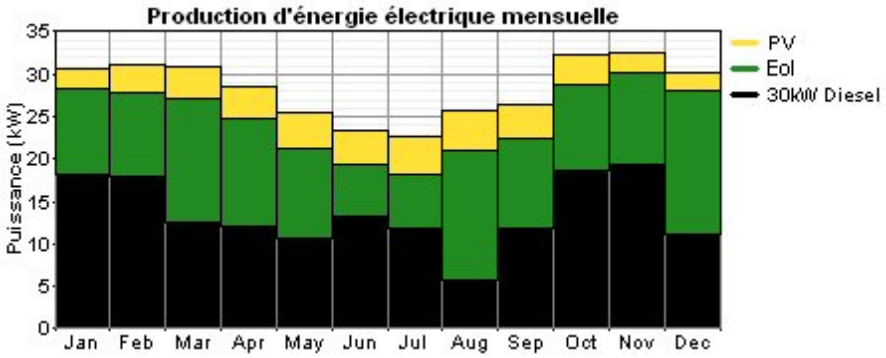


Figure II- 6: Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source

D'autres détails sur la production de chaque source du SEH sont donnés dans l'Annexe A.

II.3 Modélisation et commande des composants du SEH

L'architecture complète du SEH étudié dans le cadre de ce travail est illustrée dans la Figure II-7. Tous ses composants (les sources, les batteries et les convertisseurs) seront modélisés par la suite. Leurs paramètres sont donnés dans l'Annexe B.

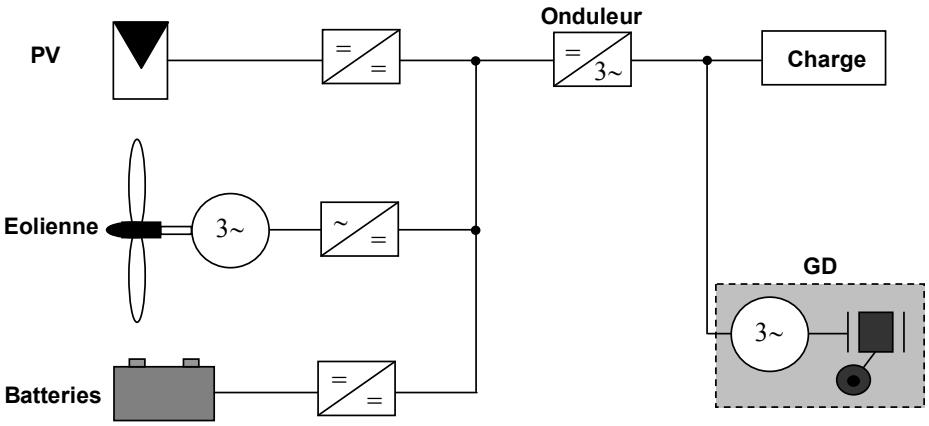


Figure II-7 : Schéma de principe du SEH

II.3.1 Système éolien

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité. Les pales du rotor éolien captent une partie de l'énergie contenue dans le vent et la transfèrent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur électrique. En général, la transmission de puissance entre le moyeu et le générateur électrique est réalisée à travers un multiplicateur de vitesse de rotation.

Le schéma-bloc de l'éolienne étudiée dans le cadre de ce travail est présenté dans la Figure II-8. Il s'agit d'une éolienne à axe horizontal, à trois pales et avec un générateur à cage d'écureuil à vitesse variable.

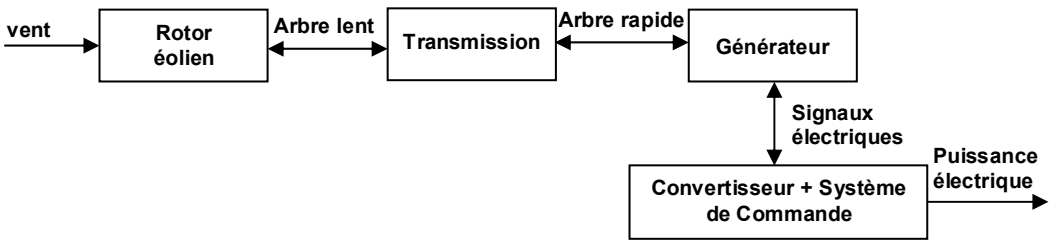


Figure II-8 : Structure du système éolien

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du système mécanique de transmission, du générateur électrique, du convertisseur de puissance et du système de commande.

Le vent est la variable d'entrée du système éolien. Sa mesure exacte à la hauteur du moyeu est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur stochastique définie par des paramètres statistiques. La modélisation du vent a déjà fait l'objet de nombreux travaux [42][43] et par conséquent, elle ne sera pas détaillée dans le cadre de ce travail.

II.3.1.1 Conversion aérodynamique

Le rotor éolien est un système de conversion d'énergie qui transforme l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement en énergie mécanique disponible sur l'arbre. Cette énergie cinétique est proportionnelle à la masse d'air qui se déplace à une vitesse donnée. L'extraction de l'énergie se fait donc par un ralentissement de l'air qui traverse le rotor, par un mécanisme de transformation des forces agissant sur les pales. Schématiquement, il en résulte que, selon les principes de la mécanique des fluides, la veine fluide traverse le moteur éolien en s'élargissant [44] (Figure II-9).

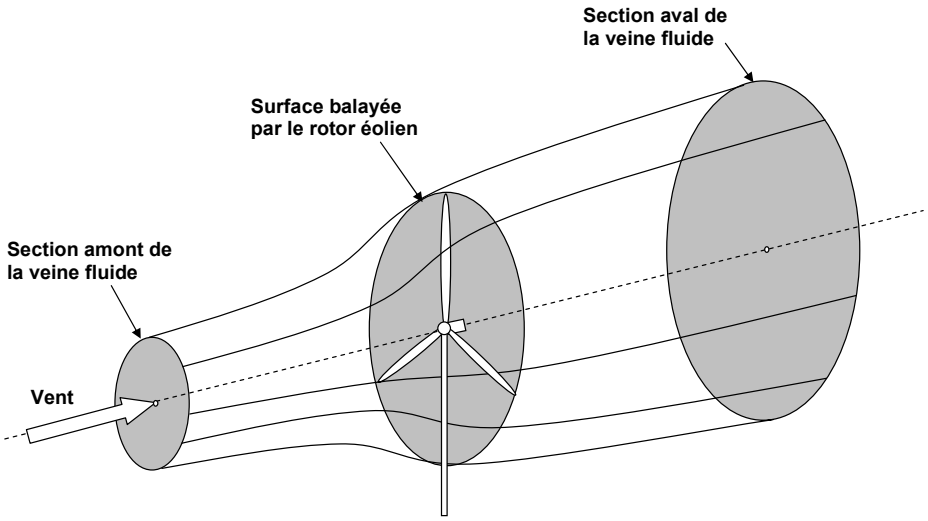


Figure II-9 : Veine fluide traversant le rotor éolien

Le comportement aérodynamique du rotor éolien peut être décrit par la théorie du disque actuateur [45][46], en considérant que l'air est incompressible, que le fluide s'écoule de manière continue et que les grandeurs étudiées ont la même valeur sur une section donnée du tube de courant d'air [47].

Pour capter l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement, les pales du rotor éolien se présentent obliquement au vent avec un angle appelé angle de calage, β, provoquant la

rotation par un effet de vis ou de tire-bouchon. La puissance qui peut être récupérée est décrite par l'équation :

$$P_t = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 V_v^3 C_p \qquad \text{Eq. II-1}$$

où ρ est la densité de l'air, R est le rayon du rotor éolien, V_v est la vitesse du vent et C_p est le coefficient de puissance (un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité du rotor éolien dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique). Ce coefficient est fonction de l'angle de calage β et de la vitesse spécifique λ, définie par :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v} \qquad \text{Eq. II-2}$$

où Ω_t est la vitesse de rotation du rotor éolien.

Le coefficient de puissance a une valeur théorique maximale donnée par la limite de Betz [1] : $C_{p,\max} = 0{,}593$

Pour l'éolienne étudiée dans le cadre de ce travail, l'angle de calage β est fixe et la grandeur de sortie du rotor éolien est le couple. Ce dernier peut être calculé à partir de la puissance captée et de la vitesse de rotation du rotor éolien :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2}\frac{\rho\pi R^2 V_v^3}{\Omega_t} C_p = \frac{1}{2}\frac{\rho\pi R^3 V_v^2}{\lambda} C_p = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 V_v^2 C_t \qquad \text{Eq. II-3}$$

où C_t est le coefficient de couple. Ce dernier et le coefficient de puissance sont liés par la relation :

$$C_t(\lambda) = \lambda\, C_p(\lambda) \qquad \text{Eq. II-4}$$

La modélisation du rotor éolien exige la connaissance de la caractéristique $C_t(\lambda)$ dépendant des caractéristiques géométriques et du profil des pales. Cette expression peut être obtenue à partir de mesures en soufflerie ou par calcul numérique en utilisant la théorie de l'élément de pale [44].

Pour l'éolienne modélisée dans le cadre de ce travail, la caractéristique du $C_t(\lambda)$ est obtenue à partir de la théorie de l'élément de pale [48]. Les détails de calcul sont donnés dans l'Annexe C.

La courbe $C_t(\lambda)$ obtenue par mesure ou par calcul peut être facilement approchée par régression polynomiale [49]. Les détails du bloc modélisant le couple développé par la turbine éolienne sont présentés dans la Figure II-10.

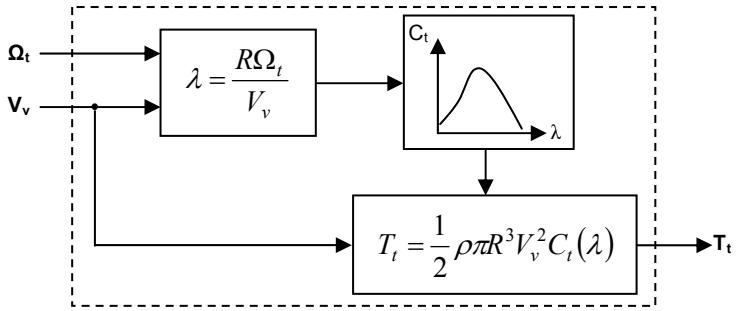


Figure II-10 : Modélisation du couple éolien

II.3.1.2 Transmission

Tous les éléments de la transmission, c'est-à-dire l'arbre lent côté rotor éolien, le multiplicateur et l'arbre rapide côté générateur, sont inclus dans le bloc « Transmission » (Figure II-8). Le multiplicateur transforme la vitesse lente de l'arbre du rotor éolien en une vitesse beaucoup plus élevée, compatible avec la plage de vitesse de fonctionnement du générateur électrique.

Le rotor éolien a un moment d'inertie beaucoup plus grand que celui du générateur électrique. Cette inertie agit lors des changements de vitesse en stockant l'énergie quand le rotor éolien accélère et en la restituant pendant la décélération. Ce phénomène s'oppose donc aux variations rapides de vitesse de rotation de l'arbre du rotor éolien. L'inertie agit ainsi comme un filtre passe-bas [50].

Certains travaux proposent des modèles complexes permettant de modéliser la dynamique des systèmes de transmission flexible. Un modèle à six masses a été proposé par [51][52]. Les six masses correspondent aux inerties des trois pales du rotor éolien et aux inerties du moyeu, du multiplicateur et du générateur.

D'autres auteurs proposent une simplification du modèle à six masses en réduisant leur nombre à deux. Une masse correspond à l'inertie du rotor éolien et l'autre, plus petite, correspond à l'inertie du générateur. Cette représentation permet de modéliser la première fréquence de résonance du train de puissance [43].

Le modèle retenu pour cette étude est le modèle rigide [53][54]. Celui-ci décrit la transmission à l'aide de l'inertie du rotor éolien, J_t, l'inertie du générateur, J_m, et d'un multiplicateur avec un rapport de multiplication N (Figure II-11).

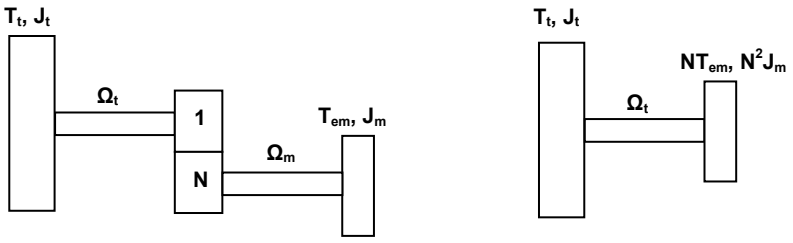


Figure II-11: Couplage mécanique

Tous les paramètres utilisés pour modéliser la transmission sont ramenés à l'axe lent. Ainsi, le couple sur l'arbre du rotor éolien T_t et le couple électromagnétique T_{em} sont liés par la relation :

$$J\frac{d\Omega_t}{dt} = T_t - N\,T_{em} - D\,\Omega_t \qquad \text{Eq. II-5}$$

avec :

$$J = J_t + N^2 J_m \qquad \text{Eq. II-6}$$

$$D = D_t + N^2 D_m \qquad \text{Eq. II-7}$$

$$N = \frac{\Omega_m}{\Omega_t} \qquad \text{Eq. II-8}$$

où D_t, D_m sont respectivement les coefficients de frottement côté rotor éolien et côté machine électrique ; J et D sont l'inertie et le coefficient de frottement équivalents totaux ramenés sur l'arbre lent.

II.3.1.3 Machine asynchrone à cage d'écureuil

Grâce aux nombreux avantages qu'elle a par rapport aux autres types de machines électriques (robustesse, maintenance, prix), la machine asynchrone à cage d'écureuil est intéressante pour l'utilisation comme génératrice couplée à une turbine éolienne [55].

La modélisation de la machine asynchrone à cage d'écureuil a déjà fait l'objet de nombreux travaux [56][57]. Le modèle le plus adéquat pour étudier le comportement dynamique de la machine et pour l'implémentation des lois de commande est le modèle basé sur la théorie des phaseurs spatiaux. La machine est modélisée à entrefer constant, le stator porte un enroulement triphasé symétrique et le rotor est en court-circuit. On fait les hypothèses suivantes :

- caractéristique magnétique linéaire,
- absence de pertes dans le circuit magnétique,
- absence d'effet pelliculaire,
- couple de pertes par frottement proportionnel à la vitesse.

La tension appliquée aux enroulements est égale à la somme de la chute de tension, aux bornes de la résistance de phase R et de la tension électromotrice induite à cause de la variation de flux ψ sur la phase en cause. Ainsi, en attribuant les indices s et r aux composants statoriques et rotoriques respectivement, les tensions peuvent s'exprimer par les équations suivantes [58] :

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + \frac{d}{dt}\bar{\psi}_s \qquad \text{Eq. II-9}$$

$$\bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + \frac{d}{dt}\bar{\psi}_r \qquad \text{Eq. II-10}$$

La tension rotorique v_r est nulle car le rotor est en court-circuit.

Par la suite, les grandeurs définies précédemment (tension, courant, flux) sont exprimées par la transformée de Park dq, dans un référentiel aligné sur le champ tournant (le flux rotorique Ψ_r). Les transformations permettant le changement de référentiel sont données dans l'Annexe D. La relation entre les composants du courant statorique aligné sur le champ tournant est présentée dans la Figure II-12.

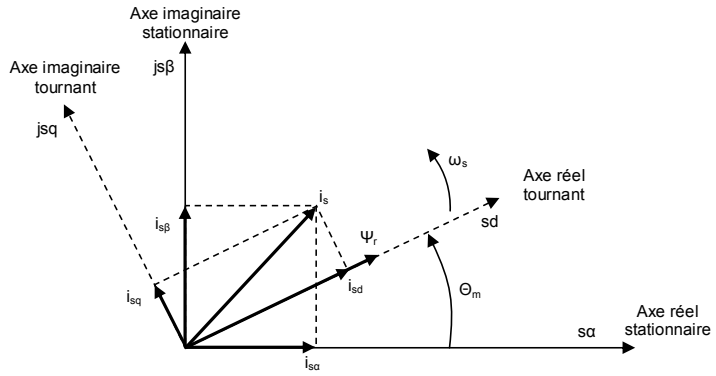


Figure II-12: Projection du vecteur courant sur le référentiel fixe et tournant

Ainsi, les équations II-9 et II-10 s'écrivent sous la forme suivante :

$$u_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d}{dt}\psi_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \qquad \text{Eq. II-11}$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d}{dt}\psi_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \qquad \text{Eq. II-12}$$

$$0 = R_r i_{rd} + \frac{d}{dt}\psi_{rd} - \omega_r \psi_{rq} \qquad \text{Eq. II-13}$$

$$0 = R_r i_{rq} + \frac{d}{dt}\psi_{rq} + \omega_r \psi_{rd} \qquad \text{Eq. II-14}$$

où ω_r est la pulsation au rotor et ω_s est la pulsation au stator.

Le rotor de la machine asynchrone à cage étant fermé sur lui même (court-circuité), on prend u_{dr} et u_{qr} égales à zéro. Les flux statoriques et rotoriques sont obtenus à partir des courants :

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \qquad \text{Eq. II-15}$$

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \qquad \text{Eq. II-16}$$

$$\psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \qquad \text{Eq. II-17}$$

$$\psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \qquad \text{Eq. II-18}$$

où L_s, L_r sont les inductances propres statoriques respectivement rotoriques et L_m, l'inductance mutuelle.

La pulsation rotorique et le couple électromagnétique sont exprimés par :

$$\omega_r = \omega_s - p\Omega_m \qquad \text{Eq. II-19}$$

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_r} \left(i_{sq} \psi_{rd} - i_{sd} \psi_{rq} \right) \qquad \text{Eq. II-20}$$

où

$$T_{em} = \frac{3}{2} p L_m \left(i_{sq} i_{rd} - i_{sd} i_{rq} \right) \qquad \text{Eq. II-21}$$

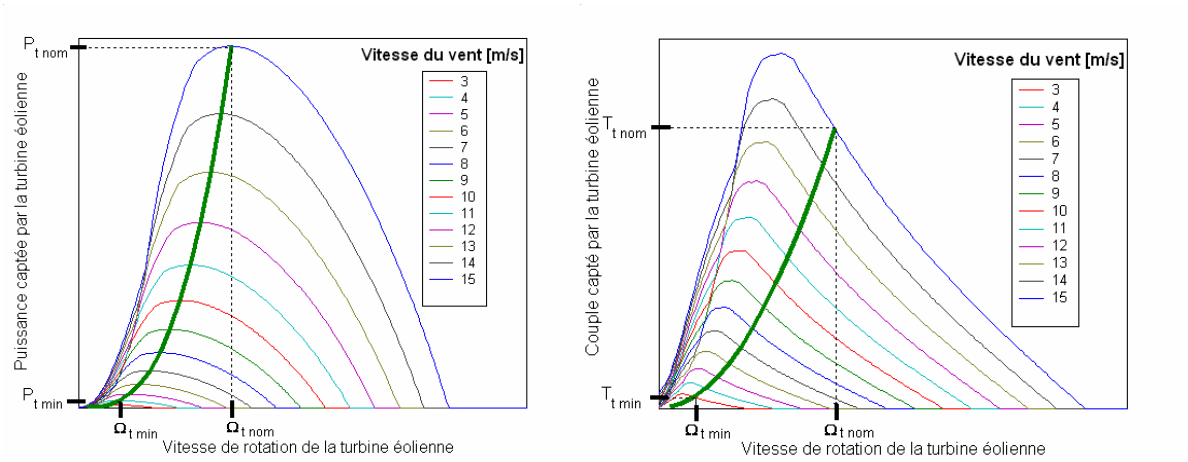
où Ω_m est la vitesse de rotation du rotor et p représente le nombre de paires de pôles.

Les équations présentées permettent d'étudier le comportement dynamique de la machine.

II.3.1.4 Courbe théorique de fonctionnement et structure de commande

L'objectif de la stratégie de commande est visualisé sur les caractéristiques statiques présentées dans la Figure II-13(a) et II-13(a) représentant la puissance et respectivement le couple développés par la turbine éolienne par rapport à la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent. La courbe de puissance maximale est représentée sur la Figure II-13(a), en reliant les points de puissance maximale pour chaque caractéristique statique. Le lieu des couples correspondants est représenté dans le plan Couple/Vitesse de rotation de la Figure II-13(b). Ainsi, l'objectif de la commande est de suivre la courbe de puissance maximale entre la vitesse de rotation minimale et la vitesse de rotation nominale. La vitesse minimale représente la vitesse à partir de laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie. A partir de cette vitesse et en suivant la courbe de puissance maximale, l'éolienne tourne à la vitesse de rotation liée à la vitesse spécifique optimale λ_{opt} pour laquelle le coefficient de puissance C_p est maximal.

Pour toutes les vitesses de vent supérieures à la vitesse de vent nominale (15ms sur la Figure II-13(a)) la puissance de l'éolienne doit être maintenue constante ($\Omega_{t\ nom}$)



(a) (b)

Figure II-13: Caractéristiques statiques : (a) puissance éolienne par rapport à la vitesse de rotation et la courbe de puissance maximale ; (b) couple éolienne par rapport à la vitesse de rotation et la courbe correspondant à la puissance maximale

Deux structures sont généralement utilisées pour réaliser la commande des éoliennes à vitesse variable : la Commande Directe de Vitesse (CDV) et la Commande Indirecte de Vitesse (CIV). Celles-ci ont été analysées et comparées en détails pour les éoliennes connectées aux grands réseaux interconnectés [59][54]. Même si les deux structures de commande conduisent à des résultats semblables, la CIV, par sa dynamique, adoucit les variations de puissance et minimise les efforts dans la chaîne de puissance. C'est ce type de commande que nous avons choisi pour la commande de l'éolienne étudiée et sa stratégie sera détaillée par la suite.

La variable d'action de la Commande Indirecte de Vitesse est le couple électromagnétique T_{em}. Sa consigne est déduite à partir de l'expression des équations aérodynamiques et mécaniques de la turbine éolienne sur le point de fonctionnement lié à C_p maximum. Ainsi, lorsque la turbine éolienne fonctionne sur le point de fonctionnement optimal, on a :

$$\lambda_{opt} = \frac{R\Omega_t}{V_v},\ C_{t_opt} = \lambda_{opt} C_{p_\max} \qquad \text{Eq. II-22}$$

Le couple capté par la turbine est donc donné par :

$$T_t = \frac{1}{2}\rho\pi\frac{R^5}{\lambda_{opt}^3}C_{p_\max}\Omega_t^2 = k_{opt_t}\Omega_t^2 \text{ avec } k_{opt_t} = \frac{1}{2}\rho\pi\frac{R^5}{\lambda_{opt}^3}C_{p_\max} \qquad \text{Eq. II-23}$$

En remplaçant le couple capté par la turbine dans l'équation II-5, en régime permanent, on a :

$$0 = k_{opt_t}\Omega_t^2 - NT_{em} - D\Omega_t \qquad \text{Eq. II-24}$$

soit :

$$T_{em} = \frac{k_{opt_t}}{N}\Omega_t^2 - \frac{D}{N}\Omega_t \qquad \text{Eq. II-25}$$

Cette dernière expression donne le couple électromagnétique de référence qui permet de suivre la courbe de puissance maximale :

$$T_{em} = k_{opt}\Omega_m^2 - D_{eq}\Omega_m \qquad \text{Eq. II-26}$$

où : $k_{opt} = \frac{k_{opt_t}}{N^3}$, $\Omega_m = N\Omega_t$ et $D_{eq} = \frac{D}{N^2}$

II.3.1.5 Convertisseur triphasé à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI)

Le convertisseur auquel est connectée la machine asynchrone (Figure II-14) est modélisé sous les hypothèses suivantes :

- Les interrupteurs sont idéaux ;
- Les commutations se réalisent instantanément ;
- Les deux interrupteurs situés sur le même bras sont en état de conduction complémentaire.

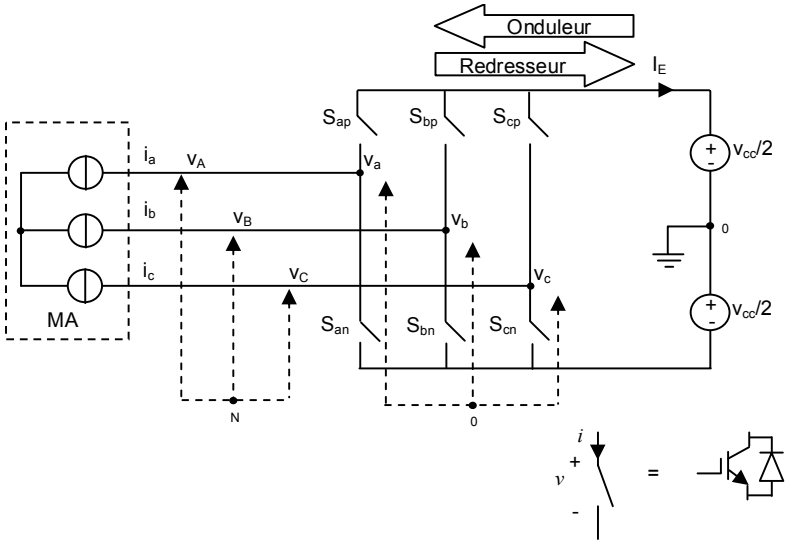


Figure II-15 : Convertisseur MLI triphasé

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs sont réalisées à l'aide de la commande classique MLI qui consiste à comparer le signal sinusoïdal de commande à un signal triangulaire à fréquence élevée [60].

Le signal MLI commande l'ouverture et la fermeture des interrupteurs et introduit des discontinuités dans le système. Par conséquent, le modèle mathématique qui permet de représenter cette dynamique nécessite des équations différentielles qui doivent être résolues par intervalles à cause des discontinuités. Ainsi, en considérant le point médian *0* de la source continue V_{cc} comme point de référence, les tensions v_{k0} (k=a, b, c) prennent la valeur $V_{cc}/2$ quand un interrupteur supérieur situé sur un bras est en conduction et respectivement - $V_{cc}/2$ quand le interrupteur inférieur situé sur le même bras est en conduction :

$$v_{k0} = \frac{S_k V_{CC}}{2} \qquad \text{Eq. II-27}$$

où $S_k = \pm 1$ représente l'état des interrupteurs.

Parce que les commutations nécessitent un temps de simulation important et que l'effet des harmoniques introduites par la modulation n'est pas l'objet de cette étude, le modèle du convertisseur a été simplifié à l'aide du théorème des valeurs moyennes (Averaging Theory) [61]. Ainsi, en considérant la fréquence du signal triangulaire (porteuse) beaucoup plus élevée que la fréquence du signal modulant, la fonction de commutation S_k peut être approximée par sa valeur en moyenne temporelle d_k (les rapports cycliques obtenus à partir de la stratégie de commande) [62]. Le circuit équivalent est présenté dans la Figure II-15 :

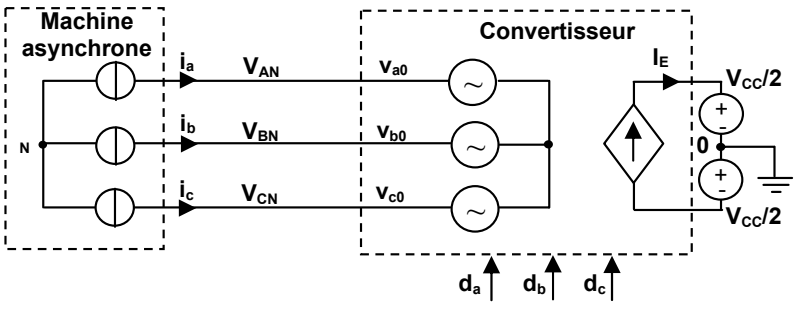


Figure II-15 : Modèle équivalent du convertisseur connecté au générateur asynchrone en valeurs moyennes

En reliant les tensions de phase relatives à la référence de la machine et celles relatives au point milieu du bus à CC, on a :

$$v_{AN} - v_{BN} = v_{a0} - v_{b0} \qquad \text{Eq. II-28}$$

$$v_{AN} - v_{CN} = v_{a0} - v_{c0} \qquad \text{Eq. II-29}$$

Les tensions de phase rapportées au point *N,* peuvent être exprimées par la relation Eq. II-30 en considérant le système équilibré (v_{AN}+ v_{BN}+ v_{CN}=0) :

$$\begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} = \frac{V_{cc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. II-30}$$

Le courant dans la partie continue peut être obtenu à partir de la loi de conservation de la puissance :

$$V_{CC} I_E = v_{a0} i_a + v_{b0} i_b + v_{c0} i_c \qquad \text{Eq. II-31}$$

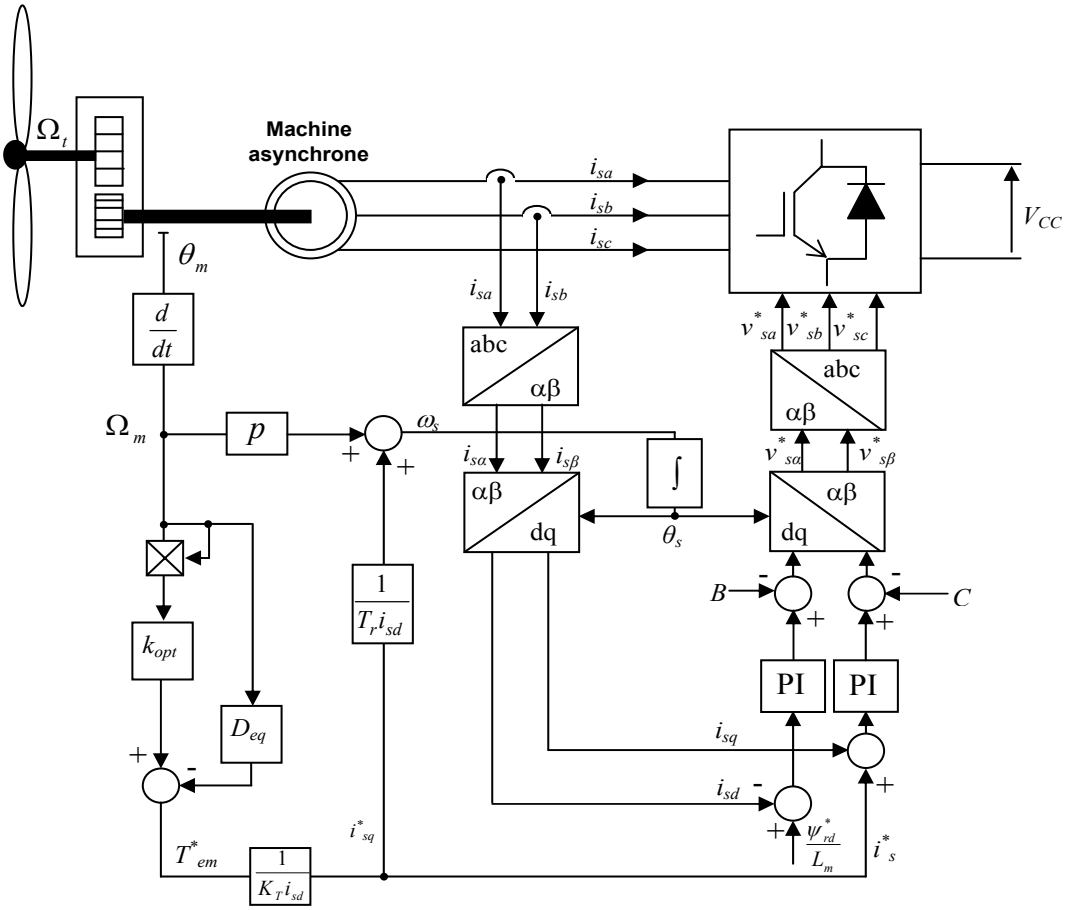
Ainsi, en remplaçant les tensions v_{a0}, v_{a0} et v_{a0} par leurs expressions en valeurs moyennes, I_E s'exprime :

$$I_E = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} d_a & d_b & d_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix}^T \qquad \text{Eq. II-32}$$

II.3.1.6 Stratégie de commande

La stratégie de commande permettant de récupérer un maximum d'énergie est montrée dans la Figure II-16. Il s'agit d'une commande vectorielle à flux rotorique orienté [63][64][56]. Les courants de la machine asynchrone à cage d'écureuil sont régulés dans un référentiel tournant *dq*, où l'axe *d* est confondu avec la direction de flux ψ_r (Figure II-12). Dans ce mode de fonctionnement, le contrôle du flux et du couple est découplé. La composante i_{sd}^* fixe le flux de la machine et la composante i_{sq}^* contrôle le couple.

Le flux ψ_r étant orienté sur l'axe *d*, ψ_{rq}=0 (ψ_{rd}≅ct.), la composante du courant rotorique i_{rd} est égale à *0* (Eq. II-13). Dans ces conditions, à partir de l'Eq. II-17 on obtient l'expression de i_{sd} permettant de fixer le flux ψ_{rd} :



$$B = -\omega_s L_s i_{sq}\sigma + \frac{L_m}{L_r} s\psi_{rd}\,,\quad C = \omega_s L_s i_{sd}\sigma + \omega_s \frac{L_m}{L_r}\psi_{rd}$$

Figure II-16 : Stratégie de commande de la machine asynchrone à cage d'écureuil

$$\psi^*_{rd} = L_m i^*_{sd} \qquad \text{Eq. II-33}$$

La consigne du courant statorique $i_{sq}{}^*$ est calculée à partir de l'Eq. II-21 :

$$i^*_{sq} = \frac{T^*_{em}}{k_T i^*_{sd}} \qquad \text{Eq. II-34}$$

où $k_T = \frac{3}{2}\frac{pL_m^2}{L_r}$.

Comme il a été montré précédemment, la consigne du couple électromagnétique $T_{em}{}^*$ est générée pour suivre la courbe de puissance maximale montrée dans la Figure II-13(a):

$$T^*_{em} = k_{opt}\Omega_m^2 - D_{eq}\Omega_m \qquad \text{Eq. II-35}$$

Les grandeurs rotoriques doivent être estimées à partir des grandeurs statoriques qui sont les seules accessibles. Ainsi, à partir des équations II-13 et II-17, on peut estimer le flux ψ_{rd} :

$$\psi_{rd} = \frac{L_m i_{sd}}{T_r s + 1} \qquad \text{Eq. II-36}$$

où T_r est la constante de temps rotorique et s est l'opérateur de Laplace.

La position θ_s de l'axe d par rapport au stator est obtenue par l'intégration de la pulsation statorique ω_s qui peut être exprimée à partir des expressions II-14, II-18, II-19 et II-36:

$$\omega_s = p\Omega_m + \frac{L_m i_{sq}}{T_r \psi_{rd}} \qquad \text{Eq. II-37}$$

L'onduleur auquel est connectée la machine électrique étant un onduleur de tension et la variable de contrôle étant le courant statorique, on exprime la relation liant le courant et la tension :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_s \sigma \frac{di_{sd}}{dt} + \frac{L_m}{L_r} \frac{d\Psi_{rd}}{dt} - \omega_s \sigma L_s i_{sq} \qquad \text{Eq. II-38}$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_s \sigma \frac{di_{sq}}{dt} + \frac{L_m}{L_r} \omega_s \psi_{rd} + \omega_s \sigma L_s i_{sd} \qquad \text{Eq. II-39}$$

où : $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s}$ est le facteur de dispersion.

Ces relations expriment les tensions au stator de la machine sur les axes d et q. On y remarque le couplage entre l'axe d et l'axe q. Le découplage est possible en considérant les termes de couplage comme des perturbations (Figure II-17).

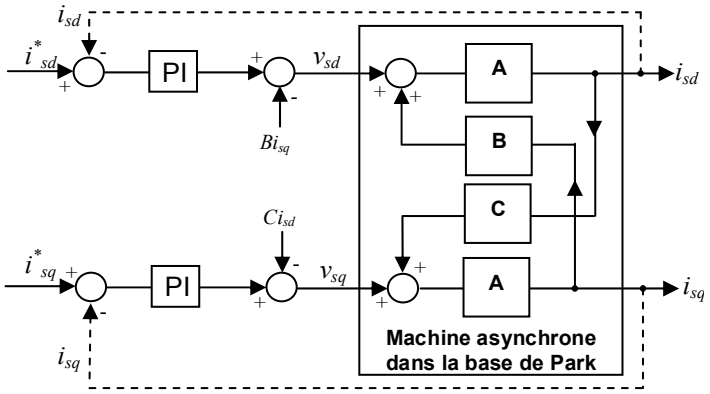


Figure II-17: Découplage des axes *d* et *q* dans la structure de commande de la machine

Le schéma qui se trouve à l'intérieur du bloc « machine asynchrone dans la base de Park » résume les deux équations précédentes qui ont été mises sous la forme :

$$i_{sd} = A\left(v_{sd} + B\right) \qquad \text{Eq. II-40}$$

$$i_{sq} = A\left(v_{sq} + C\right) \qquad \text{Eq. II-41}$$

où $A = \dfrac{1}{R_s + L_s \sigma s}$, $B = -\omega_s L_s i_{sq} \sigma + \dfrac{L_m}{L_r} s \psi_{rd}$, $C = \omega_s L_s i_{sd} \sigma + \omega_s \dfrac{L_m}{L_r} \psi_{rd}$

Les paramètres des régulateurs PI sont donnés dans l'Annexe E.

II.3.2 Système photovoltaïque

Le but de cette section est de décrire les modèles mathématiques des composants du système de conversion photovoltaïque. Comme la chaîne de conversion éolienne, le système de conversion photovoltaïque est basé sur des blocs modulaires, comme présenté dans la Figure II-18 :

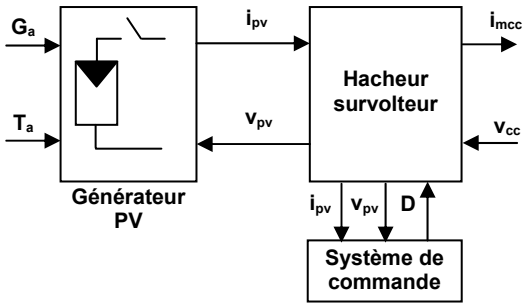


Figure II-18 : Système de conversion photovoltaïque

Ainsi, la modélisation du système de conversion photovoltaïque suppose la modélisation du générateur photovoltaïque (la cellule PV, les panneaux et leurs connections) et de l'ensemble hacheur système de commande, permettant d'extraire la puissance maximale. L'éclairement utilisé dans la simulation du système PV est obtenu à partir de mesures.

II.3.2.1 Cellule photovoltaïque

La conversion photovoltaïque consiste en la transformation directe de la lumière en énergie électrique (courant continu ; effet voltaïque découvert en 1839 par Edmond Becquerel), au moyen de dispositifs semi-conducteurs, communément appelés « cellules photovoltaïques » [12]. Les cellules PV sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, d'habitude du silicium (Figure II-19). Il s'agit d'une structure en quatre couches : une grille conductrice, une couche de silicium dopée *n*, une couche dopée *p* et une grille.

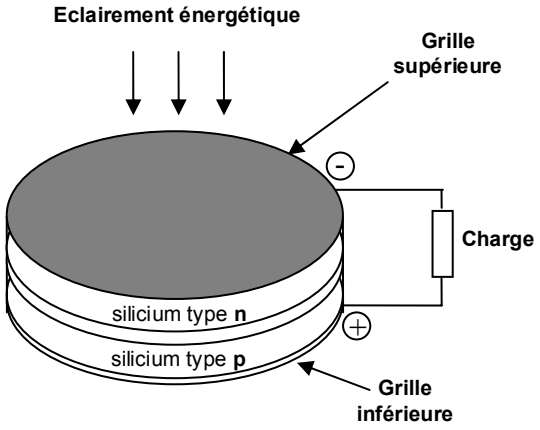


Figure II-19 : Cellule photovoltaïque

Lorsqu'un photon ayant suffisamment d'énergie est absorbé par le semi-conducteur, il produit la rupture d'une liaison de valence et libère ainsi un électron, ce qui crée un « trou » positif [65]. Ces charges sont ensuite séparées par le champ électrique au niveau de la jonction *np*, puis se dirigent vers les contacts électriques correspondants. En reliant les deux couches, à travers un circuit électrique, on obtient un mouvement des électrons qui passent d'une couche à l'autre et créent ainsi un courant électrique.

Dans l'obscurité, la cellule PV fonctionne comme une diode. Elle ne produit pas du courant. Cependant, si elle est connectée à une source externe de tension, il circulera un courant I_D [66].

Quand la cellule PV est éclairée, elle produit un courant approximativement proportionnel à l'éclairement. Une cellule est souvent modélisée par le schéma électrique illustré dans la Figure II-20 [66] [67] :

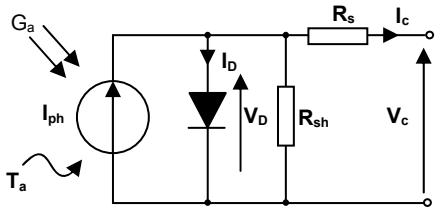


Figure II-20 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque, modèle à une diode

Dans la Figure II-20, la source de courant génère un courant I_{ph}, proportionnel à l'éclairement G_a [W/m^2]. Le fonctionnement de la diode est modélisé par l'équation de la diode [28]. La résistance shunt R_{sh} caractérise le courant de fuite au niveau de la jonction et la résistance R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion.

Le courant I_c fourni par la cellule (Figure II-20) est la différence entre le courant I_{ph} et le courant direct de la diode I_D :

$$I_c = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0\left\{\exp\left[\frac{e\left(V_c + I_c R_s\right)}{mKT_c}\right] - 1\right\} - \frac{V_c}{R_{sh}} \qquad \text{Eq. II-42}$$

où :

m - constante de qualité de la diode ;

K - constante de Boltzmann ;

T_c - température absolue de la cellule ;

e - charge de l'électron ;

V_c - la tension aux bornes de la cellule ;

I_0 - le courant de saturation de la jonction non éclairée ;

$I_0 \cdot \left\{\exp\left(\frac{eV_D}{mKT_c}\right) - 1\right\}$ - le courant direct de la diode [65] [66] ;

$$I_0 = 1{,}5 \cdot 10^5 \exp\left(\frac{-E_g}{K \cdot T_c}\right) \qquad \text{Eq. II-43}$$

où, E_g est dite « l'énergie de la bande interdite ». Pour un matériau semi-conducteur donné, E_g est presque constante et I_0 est donc une fonction de la température.

Le dernier terme de l'équation II-42, V_c/R_{sh}, est beaucoup plus petit par rapport aux deux premiers termes et il peut par conséquent être négligé.

La Figure II-21 montre la caractéristique courant-tension (I_c-V_c) pour une cellule photovoltaïque. Ainsi, si une résistance variable *R* est connectée aux bornes de la cellule PV, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de la caractéristique I_c-V_c de la cellule avec la courbe de la charge. Pour une charge résistive, la courbe de charge est une droite avec la pente *1/R*. Par conséquent, si la résistance *R* est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région *AB* de la courbe. Le courant I_c varie peu en fonction de la tension (il est presque égal au courant de court-circuit). La cellule se comporte comme un générateur de courant. D'autre part, si la résistance *R* est grande, la cellule fonctionne dans la région *CD*. Dans cette zone, la tension de la cellule varie peu en fonction du courant I_c : la cellule se comporte comme une source de tension qui est presque égale à la tension de fonctionnement à vide. Dans la région *BC* sur la courbe, la cellule PV ne peut être caractérisée ni par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point pour lequel la puissance fournie est maximale dans des conditions fixées d'éclairement et de température.

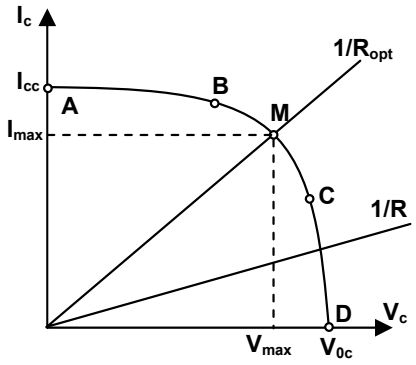


Figure II-21 : Caractéristique $I_c(V_c)$ d'une cellule photovoltaïque

Une cellule réelle peut être caractérisée par les paramètres principaux, présentés aussi dans la Figure II-21 :

- **Le courant de court circuit,** $I_{cc} = I_{ph}$, est proportionnel à l'éclairement et représente le courant maximal généré par la cellule. Il est produit dans des conditions de court circuit ($V_c=0$).
- **La tension à vide** correspond à la chute de tension sur la diode, quand elle est traversée par le photocourant I_{ph} ($I_D= I_{ph}$), $I_c=0$. Cette tension peut être exprimée mathématiquement par:

$$V_{tv} = \frac{mKT_c}{e}\ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) = V_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \qquad \text{Eq. II-44}$$

où $V_t = \frac{mKT_c}{e}$ est la tension thermique et T_c est la température absolue de la cellule.

- **Le Point de Puissance Maximale** est le point de fonctionnement $M(V_{max}, I_{max})$ dans la Figure II-21, pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale.
- **Le rendement maximal** est le rapport entre la puissance maximale et la puissance incidente :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{I_{\max}V_{\max}}{AG_a} \qquad \text{Eq. II-45}$$

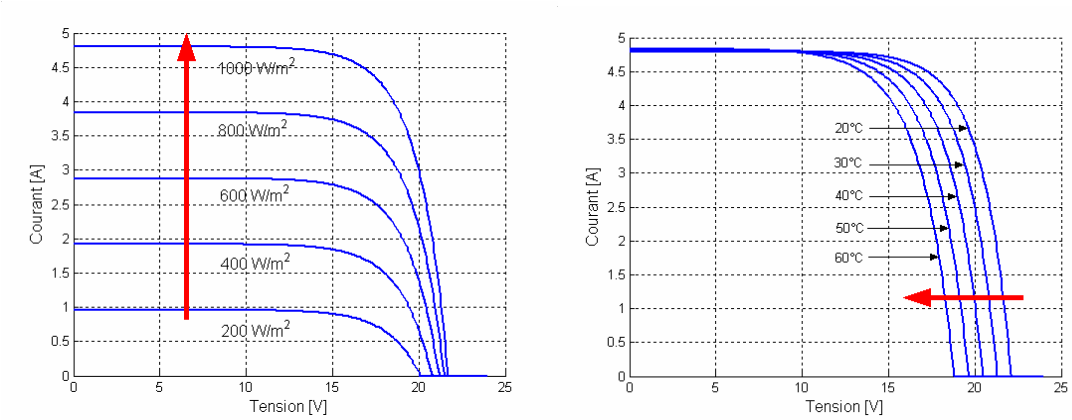
où P_{in} est la puissance incidente, G_a est l'éclairement et A est la surface de la cellule.

- **Le facteur de forme** est le rapport entre la puissance délivrée à la charge et le produit de I_{cc} et V_{tv} :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{tv}I_{CC}} = \frac{V_{\max}I_{\max}}{V_{tv}I_{cc}} \qquad \text{Eq. II-46}$$

Le facteur de forme pour une cellule de bonne qualité est supérieur à 0,7. Il diminue avec l'augmentation de la température de la cellule.

Dans la Figure II-22, est présentée l'influence de l'éclairement énergétique G_a et de la température T_c de la cellule sur la caractéristique I_c-V_c de la cellule PV.



(a) (b)

Figure II-22 : Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque

La Figure II-22(a) montre l'augmentation logarithmique de la tension de fonctionnement à vide avec l'éclairement, pendant que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement. L'influence de la température de la cellule sur les caractéristiques I_c-V_c est illustrée dans la Figure II-22(b). L'effet prédominant avec l'augmentation de la température de la cellule est la diminution de la tension de fonctionnement à vide ; la cellule est ainsi moins efficace. Le courant de court-circuit augmente légèrement avec la température de la cellule.

II.3.2.2 Panneau photovoltaïque

Plusieurs cellules PV sont groupées pour constituer des modules ou des panneaux PV. Ceux-ci contiennent N_p branches en parallèle, chacune avec N_s cellules connectées en série, Figure II-23.

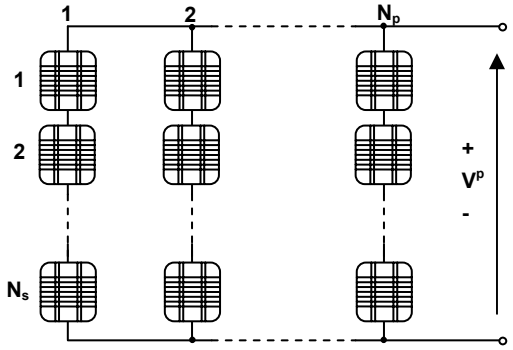


Figure II-23 : Panneau photovoltaïque constitué par N_p branches en parallèle chacune avec N_s cellules en série

Le modèle du panneau photovoltaïque est obtenu en remplaçant chaque cellule dans la Figure II-23 par le schéma équivalent présenté dans la Figure II-20 (en considérant le même éclairement et la même température pour toutes les cellules). Dans le modèle mathématique du panneau PV, qui sera présenté par la suite, les paramètres du panneau ont été référencés par la lettre *P* et les paramètres de la cellule PV ont été référencés par la lettre *C*. Ainsi, le courant I^p, généré par le panneau PV, dans des conditions de fonctionnement arbitraires, peut être décrit par:

$$I^P = I_{cc}^P \left[1 - \exp\left(\frac{V^p - V_{tv}^p + R_S^p \cdot I^p}{N_s V_t^c} \right) \right] \qquad \text{Eq. II-47}$$

Dans cette expression le courant généré dépend :

- Du courant de court circuit du panneau : $I_{cc}^{p}=N_p I_{cc}^{c}$
- De la tension de fonctionnement à vide du panneau : $V_{tv}^{p}=N_s V_{0c}^{c}$
- De la résistance série équivalente du panneau PV : $R_s^{p}=(N_s/N_p)R_s^{c}$, où R_S^c est la résistance interne de chaque cellule et la résistance de la connexion entre les cellules.
- La tension thermique du semi-conducteur d'une cellule PV : $V_t^c = \dfrac{mKT^c}{e}$

Sachant qu'en pratique, le rendement d'un panneau PV est déterminé dans des conditions environnementales connues, tous les paramètres énumérés précédemment doivent être déterminés à partir des données fournies par les catalogues des constructeurs. Ces paramètres sont donnés dans des conditions standards ou nominales, (Tableau II-4).

Tableau II-4 : Conditions nominales et standard

CONDITIONS NOMINALES	CONDITIONS STANDARD
Eclairement $G_{a,ref}$=800 W/m^2	Eclairement G_{as}=1000 W/m^2
Température ambiante $T_{a,ref}$=20°C	Température de la cellule T_s^c=25°C
Température de la cellule T_{ref}^{C}	Courant court-circuit du panneau $I_{cc,s}^{c}$
Vitesse du vent : 1m/s	Tension à vide du panneau $V_{tv,s}^{p}$
	Puissance maximale du panneau $P_{max,s}^{p}$

Le courant de court-circuit de la cellule I_{cc}^{C} varie linéairement avec l'éclairement :

$$I_{cc}^{c} = C_1 \, G_a \qquad \text{Eq. II-48}$$

où la constante C_1 s'exprime :

$$C_1 = \frac{I_{cc,0}^{c}}{G_{a,0}} \qquad \text{Eq. II-49}$$

La température de fonctionnement de la cellule T^c dépend de l'éclairement G_a et de la température ambiante T_a, selon l'équation empirique suivante [66] :

$$T^c = T_a + C_2 \, G_a \qquad \text{Eq. II-50}$$

où la constante C_2 s'exprime par la relation suivante :

$$C_2 = \frac{T_{ref}^c - T_{a,ref}}{G_{a,ref}} \qquad \text{Eq. II-51}$$

La dépendance de la tension à vide avec la température de la cellule, l'éclairement et le courant de court-circuit est exprimée à l'aide de l'expression suivante :

$$V_{tv}^c = V_{tv,s}^c + C_3\left(T^c - T_s^c\right) + \frac{K\left(273 + T_s^c\right)}{e\log\left(\frac{G_a}{G_{a,s}}\right)} - R_s^c\left(I_{cc}^c - I_{cc,s}^c\right) \qquad \text{Eq. II-52}$$

A partir des paramètres standards de la cellule, il est possible de retrouver aussi une expression pour la résistance interne d'une cellule [66][68] :

$$R_s^c = r_s \frac{V_{tv,s}^c}{I_{cc}^c} \qquad \text{Eq. II-53}$$

avec :

$$r_s = 1 - \frac{FF}{FF_v} \qquad \text{Eq. II-54}$$

où :

$$FF = \left(\frac{\frac{V_{tv,s}^c}{V_{t,0}^C} - \ln\left(\frac{V_{tv,s}^c}{V_{t,0}^C} + 0.72\right)}{\frac{V_{tv,s}^c}{V_{t,0}^c} + 1} \right) \qquad \text{Eq. II-55}$$

Pour délivrer des courants et des tensions adaptés aux applications courantes, plusieurs panneaux PV sont connectés en série et/ou en parallèle (Figure II-24).

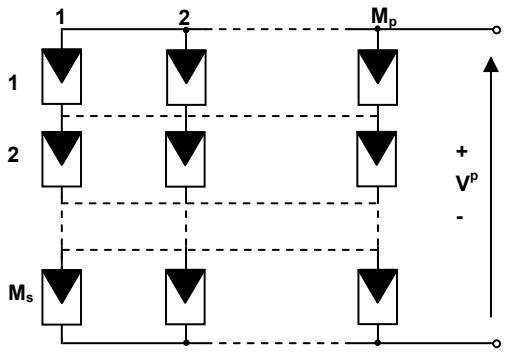


Figure II-25 : Connexion de plusieurs panneaux

Le courant total généré par la configuration montrée dans la Figure II-24 est donné par l'expression suivante :

$$I = \sum_{i=1}^{M_p} I_i \qquad \text{Eq. II-56}$$

Si on considère les panneaux PV identiques et le même éclairement pour tous, alors le courant total est défini par :

$$I = M_p \cdot I^P \qquad \text{Eq. II-57}$$

II.3.2.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV

Comme il est montré dans la Figure II-25, il existe un seul point sur la caractéristique *I-V* d'un panneau photovoltaïque pour lequel la puissance maximale est produite. Quand un panneau est connecté directement sur une batterie (couplage direct), en général le point de fonctionnement n'est pas le Point de Puissance Maximale (MPP maximum power point) (Figure II-25).

La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes [67]. Ainsi, dans un système à couplage direct, le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge.

Pour optimiser le rendement énergétique du système PV, une solution est l'utilisation d'un MPPT (Maximum Power Point Tracker). Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge [69].

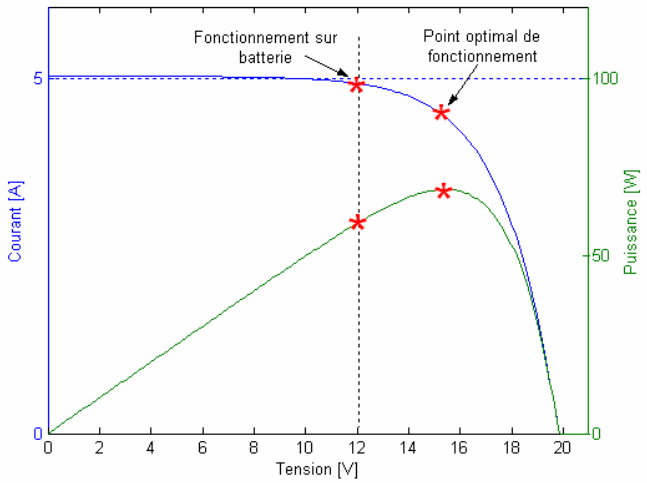


Figure II-25 : Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau PV

Cependant, l'emplacement du PPM sur les courbes *P–V* n'est pas connu à priori. Il doit être localisé par une méthode de calcul ou par un algorithme de recherche. La situation est compliquée par le fait qu'entre le PPM, l'éclairement et la température, il existe une dépendance non-linéaire, (Figure II-26) :

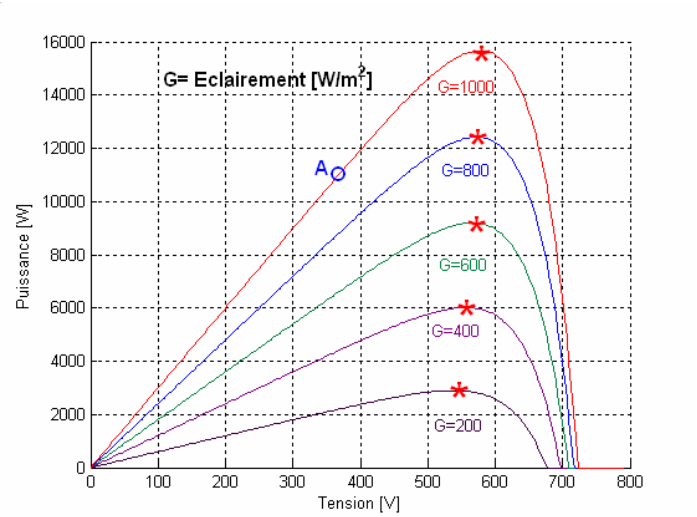


Figure II-26 : Caractéristiques puissance-tension d'un générateur PV

Plusieurs algorithmes ont été proposés pour la réalisation du MPPT [69] [70]. De bons résultats sont obtenus avec l'algorithme « incrémentation de la conductance » (« incremental conductance »). L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement [69]. C'est cet algorithme qui a été choisi pour la commande du MPPT étudié dans le cadre de ce travail et sa description sera présentée par la suite.

La puissance produite par le générateur PV peut être exprimée par :

$$P_{pv} = I_{pv} V_{pv} \qquad \text{Eq. II-58}$$

La conductance et l'incrémentation de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'Eq. II-58 par rapport à la tension V_{pv} :

$$\frac{1}{V_{pv}} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \qquad \text{Eq. II-59}$$

Ainsi, on a noté avec G la conductance et avec ΔG l'incrément de la conductance :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \qquad \text{Eq. II-60}$$

$$\Delta G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \qquad \text{Eq. II-61}$$

Comme il est montré dans la Figure II-27, l'algorithme cherche le point pour lequel la conductance est égale à la conductance incrémentée.

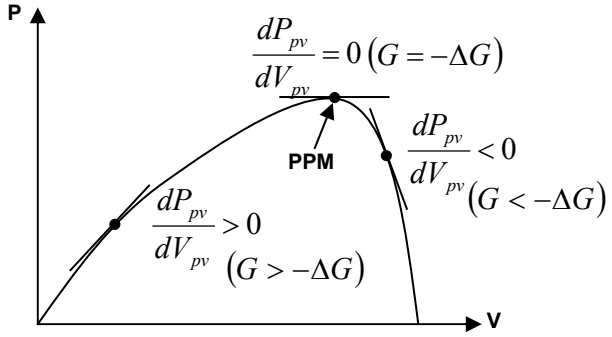


Figure II-27 : Recherche du PPM par la méthode de l'incrémentation de la conductance

L'algorithme, basé sur la surveillance de la tension et du courant, est illustré dans le diagramme-bloc présenté dans la Figure II-28.

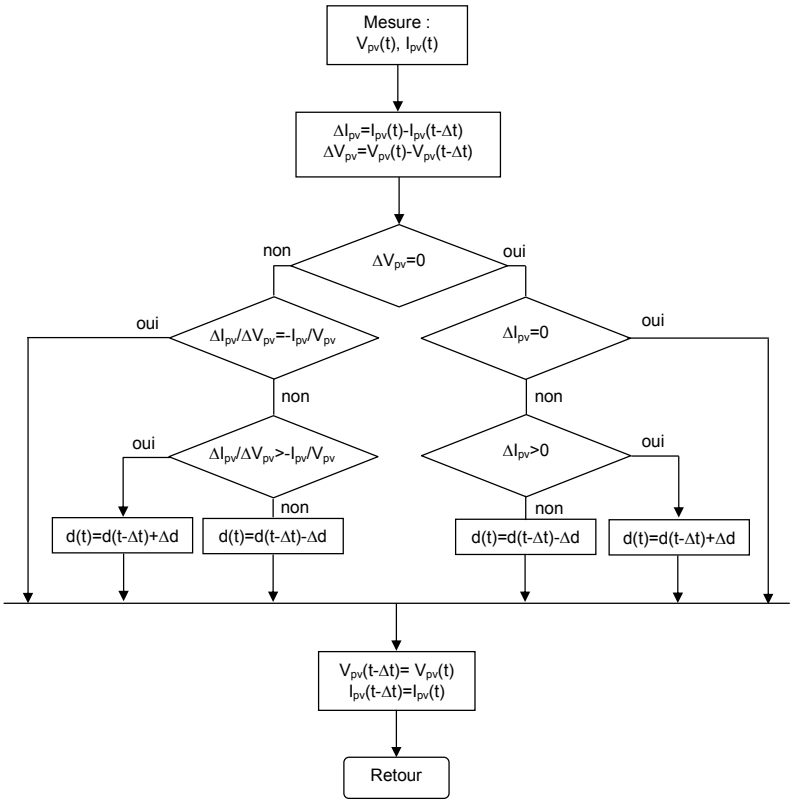


Figure II-28 : Bloc-diagramme de l'algorithme « Incrémentation de la conductance »

Les calculs sont faits avec le pas Δt, $d(t)$ étant le rapport cyclique au pas actuel, $d(t-\Delta t)$ étant le rapport cyclique au pas antérieur et Δd (Annexe E) étant le rapport cyclique incrémenté [69][71].

II.3.2.4 Hacheur survolteur

L'adaptation de la tension aux bornes du panneau PV à partir de la stratégie de commande présentée dans la section antérieure est illustrée dans la Figure II-29. Le convertisseur CC/CC est un hacheur survolteur. Comme pour le convertisseur du système éolien, le model du hacheur a été simplifié en utilisant le théorème des valeurs moyennes [61] (Figure II-30).

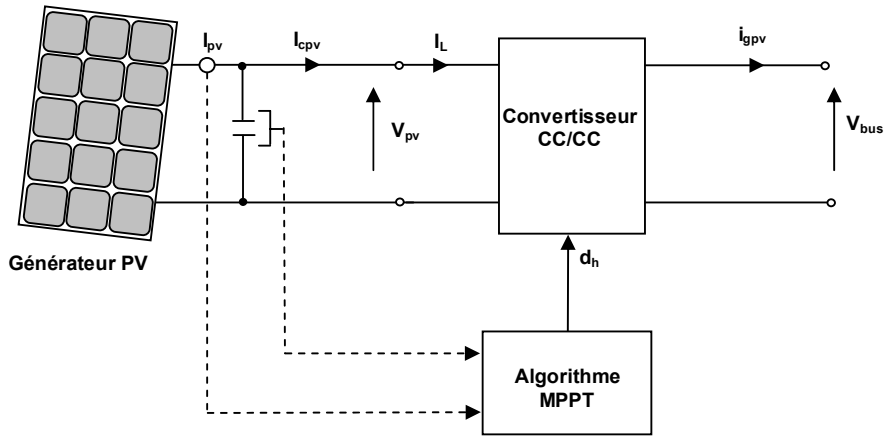


Figure II-29 : Schéma détaillé du système de conversion PV

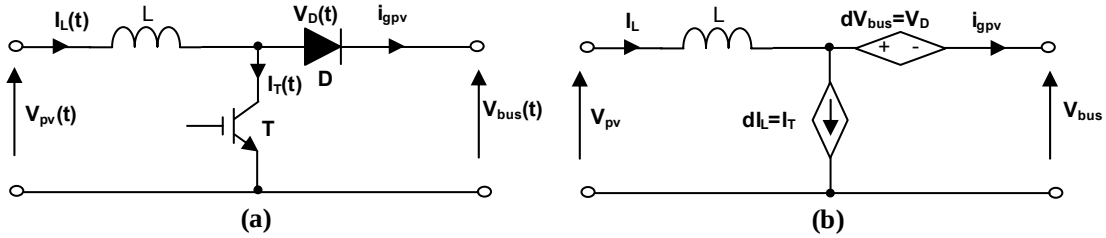


Figure II-30 : (a) Hacheur survolteur à commutation, (b) Hacheur survolteur à valeurs moyennes

Ainsi, les équations modélisant le hacheur sont :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}\left[-(1+d)V_{bus} + V_{pv}\right] \qquad \text{Eq. II-62}$$

$$\frac{dV_{pv}}{dt} = \frac{1}{C_{pv}}\left(I_{pv} - I_L\right) \qquad \text{Eq. II-63}$$

En appliquant la loi de conservation de puissance, le courant généré par le générateur PV dans le bus à CC peut être exprimé par la relation :

$$I_{gpv} = (1-d)I_L \qquad \text{Eq. II-64}$$

où d est le rapport cyclique.

II.3.3 Bus à courant continu

L'éolienne et les panneaux PV présentés dans les sections II.3 et II.4 sont connectés à un bus à courant continu. Pour un fonctionnement optimal, ceux-ci ont besoin d'une tension constante sur ce bus.

La régulation de la tension continue V_{cc} sur le bus à CC est mise en œuvre par un hacheur réversible en courant, connecté à un banc de batteries. Ainsi, le bus à CC est régulé à une valeur de tension constante en contrôlant le flux d'énergie entre les batteries et le bus. Quand l'énergie fournie par les sources d'énergie renouvelable est insuffisante pour faire face à une augmentation soudaine de la charge, la tension du bus à CC devient inférieure à la valeur de référence. Dans ce cas, l'énergie manquante est obtenue à partir des batteries. Quand il existe un excès d'énergie, il est utilisé pour recharger les batteries. L'architecture de ce système est présentée dans la Figure II-31. Les composants présentés sur la figure seront détaillés par la suite.

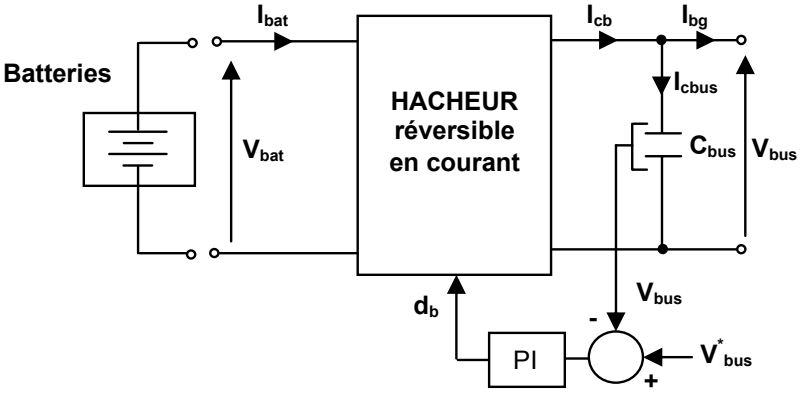


Figure II-31 : Architecture du bus à CC avec batteries de stockage

II.3.3.1 Batterie

L'énergie électrique est une énergie qui ne peut être stockée qu'en faibles quantités. Dans les systèmes isolés, des batteries sont souvent utilisées pour garantir l'équilibre production/consommation et pour lisser les variations de puissance.
Avant de passer à la description "modélisation de la batterie", il est utile de définir certaines notions sur les batteries.

Concepts

Toute batterie est un ensemble de cellules électrochimiques capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique, puis de la restituer partiellement par la suite, grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions [72] au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie (Figure II-32).
La capacité énergétique de la batterie (exprimée en wattheures, Wh) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule.

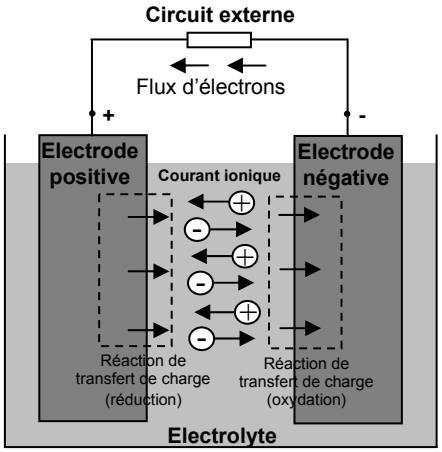


Figure II-32 : Cellule électrochimique de base

L'anode est l'électrode à laquelle l'oxydation (perte d'un ou plusieurs électrons) se produit et à partir de laquelle les électrons vont alimenter le circuit extérieur (la charge). La cathode est l'électrode à laquelle se produit la réduction (gain d'un ou plusieurs électrons); les électrons revenant de la charge arrivent sur cette électrode. En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie et la cathode la borne positive. Par contre, en charge, l'électrode négative est la cathode et l'électrode positive est l'anode, les électrons circulant alors dans l'autre sens.

Les paramètres électriques suivants sont généralement employés pour caractériser une batterie:

- **La capacité nominale** q_{max} est le nombre maximal d'ampères-heures (Ah) qui peut être extrait de la batterie, dans des conditions de décharge prédéterminées.
- **L'état de charge SOC** (State of charge) est le rapport entre la capacité présente et la capacité nominale q_{max} : SOC = q/q_{max} ($0 \leq$ SOC ≤ 1). Si SOC = 1, la batterie est totalement chargée si SOC = 0, la batterie est totalement déchargée.
- **Le régime de charge (ou décharge)** est le paramètre qui reflète le rapport entre la capacité nominale d'une batterie et le courant auquel celle-ci est chargée (ou déchargée). Il est exprimé en heures. Par exemple, pour une batterie de 150 Ah déchargée à 5 A, le régime de décharge est 30 h.
- **La durée de vie** est le nombre de cycles charge/décharge que la batterie peut soutenir avant de perdre 20% de sa capacité nominale.

Modélisation de la batterie

Il existe dans la littérature une large variété de modèles de batterie [73][74][75]. Le plus souvent, ces modèles représentent la batterie par un circuit électrique équivalent, composé de résistances, de capacités et autres éléments de valeur fixe ou variant avec des paramètres tels que l'état de charge ou la température. Ces modèles sont utilisés pour déterminer l'état de charge ou pour prédire la durée de vie des batteries. La plupart des modèles sont constitués de deux parties, l'une décrivant le model de capacité et l'autre, le model de tension de la batterie [66].

La capacité est une des caractéristiques les plus importantes d'une batterie. Cette capacité représente la quantité de courant qui peut être extraite d'une électrode via les "masses actives", c'est-à-dire l'électrolyte et les matériaux actifs des électrodes, sur une décharge. Cette capacité s'exprime en ampères-heures, Ah (1 Ah = 3600 coulombs). En pratique, cette capacité dépend du courant, ainsi que de la température [66][73].

Le modèle de la tension fournit l'amplitude de la tension aux bornes de la batterie. Cette tension est influencée par la profondeur de la charge et de la décharge. Le modèle de la tension doit être capable de prévoir que la tension de la batterie baisse lentement (linéairement) pendant la première partie de décharge et rapidement à la fin, quand la batterie

est presque vide (Figure II-33). Dans le cas de la recharge, la tension augmente linéairement pendant la première partie et plus rapidement vers la fin de la charge.

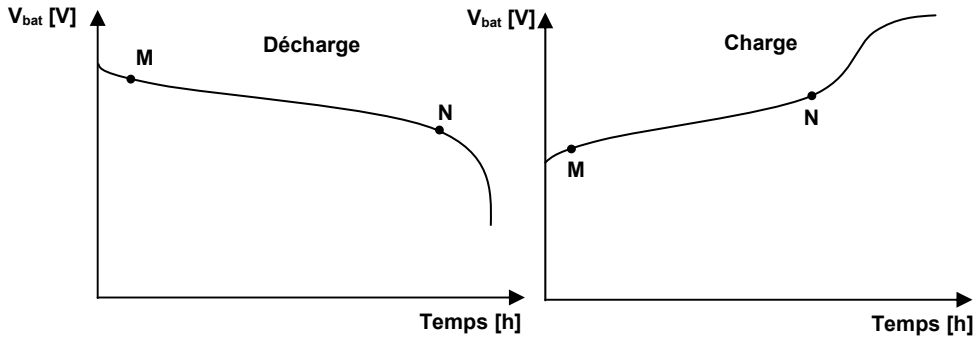


Figure II-33 : Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge

Les modèles de tension sont généralement basés sur des équations qui relient la tension au courant et à l'état de charge [66][73].

Les différents modèles existant dans la littérature pour les batteries sont d'une mise en oeuvre difficile notamment à cause du nombre élevé de paramètres à déterminer. Ces paramètres sont nécessaires pour modéliser l'évolution dans le temps de la tension aux bornes de la batterie, sur toute la phase de charge et de décharge (Figure II-33). Par conséquent, ces types de modèles sont adéquats pour des simulations à long terme. Sachant que dans la présente étude, le modèle de la batterie servira à modéliser les courbes de charge et décharge dans la partie linéaire (entre les points M-N sur les courbes présentées dans la Figure II-33) et que l'analyse en simulation sera effectuée sur des intervalles de temps assez courts, il est plus approprié d'utiliser un modèle simplifié. Le schéma électrique d'un tel modèle est présenté dans la Figure II-34. Il s'agit d'une source idéale de tension en série, avec une résistance et une capacité.

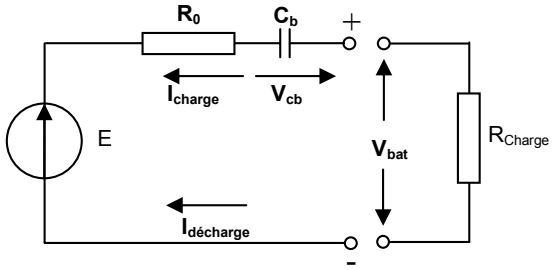


Figure II-34 : Modèle électrique simplifié

Par convention, la batterie est vue comme un générateur. Le courant de charge est négatif et celui de décharge est positif. Pour ce modèle, l'influence de la température est négligée, le modèle de la capacité est approché par le condensateur C_b et le modèle de tension est obtenu en appliquant la loi des mailles :

$$V_{bat} = E - R_0 I_{bat} + V_{Cb} \qquad \text{Eq. II-65}$$

La résistance R_0, supposée constante, modélise la résistance interne de la batterie, tandis que la source idéale de tension E en série avec la capacité C_b modélise la partie linéaire sur les courbes de charge et de décharge.

Les valeurs des éléments constituant le modèle sont alors déterminées par des essais de charge et de décharge dans le but d'approcher les courbes de fonctionnement de la batterie. Plusieurs batteries sont assemblées en série lorsque l'on désire disposer d'une tension plus grande que celle d'une seule batterie, et en parallèle, lorsque le courant requis dépasse la capacité d'une seule batterie.

II.3.3.2 Hacheur réversible en courant

Dans le cas du hacheur utilisé pour adapter la tension aux bornes du générateur PV, le transfert d'énergie s'effectue dans un seul sens, de la source (générateur PV) vers le bus à CC. Dans le cas du Hacheur utilisé par la charge/décharge des batteries, le courant électrique doit être réversible. Ainsi, pour réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur survolteur et un hacheur dévolteur ont été associés [75] comme l'indique la Figure II-35.

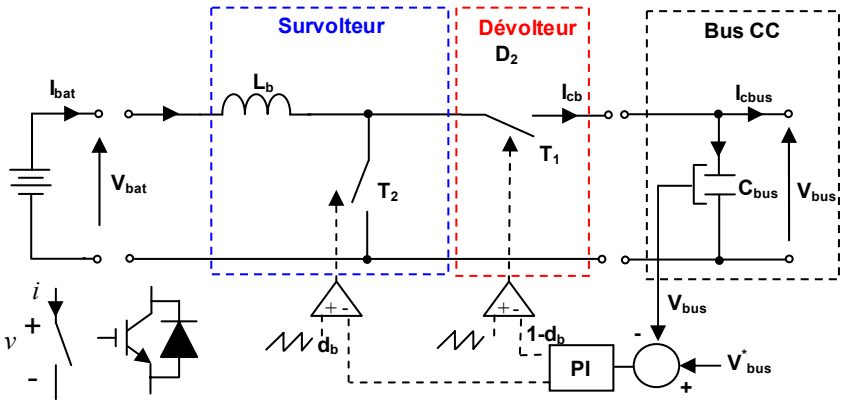


Figure II-35 : Hacheur réversible en courant

Les équations différentielles définissant le fonctionnement des deux hacheurs réunis sur la structure présentée dans la Figure II-35 ont été résolues en utilisant un modèle en valeurs moyennes [61]. Sachant que la commande des interrupteurs T_1 et T_2 est simultanée avec des rapports cycliques d_b et $1\text{-}d_b$ complémentaires, le fonctionnement du hacheur réversible en courant est décrit par :

$$\frac{di_{bat}}{dt} = \frac{1}{L}\left(d_b V_{bus} - V_{bat}\right) \qquad \text{Eq. II-66}$$

En appliquant la loi de conservation de la puissance, le courant injecté ou absorbé du bus à CC s'exprime :

$$i_{cb} = d_b i_{bat} \qquad \text{Eq. II-67}$$

Le rapport cyclique d_b est obtenu à partir d'un régulateur PI (Annexe E) ayant comme entrée l'erreur de tension sur le bus à CC.

II.3.4 Onduleur triphasé

La connexion entre le bus à CC et le bus à CA est réalisée à l'aide d'un onduleur triphasé bidirectionnel. Cette section présente le modèle de la partie puissance et la stratégie de commande choisie pour l'onduleur.

II.3.4.1 Modélisation de la partie puissance de l'onduleur triphasé

Le schéma électrique de l'onduleur dans l'environnement système hybride est donné dans la Figure II-36. Il s'agit d'un onduleur triphasé bidirectionnel basé sur un pont de transistors IGBT.

Pour ce type de convertisseurs, les stratégies de commutation souvent utilisées sont à PWM (Pulse Width Modulation en anglais ou MLI, Modulation de Largeur d'Impulsions, en français) ou SVM (Space Vector Modulation en anglais où MVS, Modulation du Vecteur d'Espace en français). La stratégie de commutation SVM a plusieurs avantages par rapport à la stratégie de commutation PWM classique, à cause d'une meilleure utilisation du bus à CC, moins d'harmoniques sur les courants et les tensions et moins de pertes dues aux commutations [76].

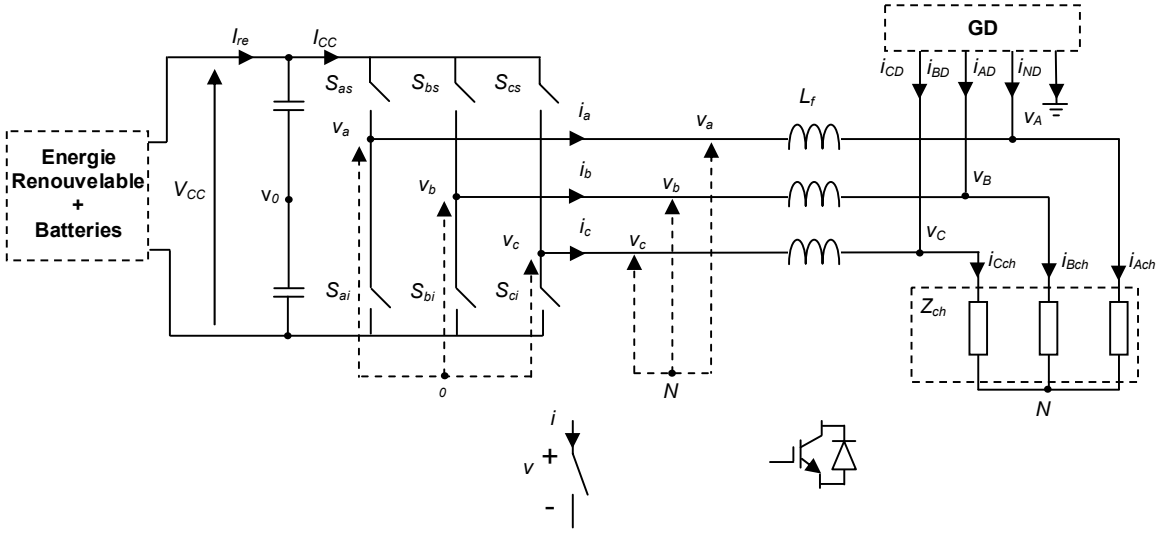


Figure II-36 : Schéma électrique de l'onduleur triphasé

Parce que la stratégie de commutation ne fait pas l'objet de notre étude, la modélisation du convertisseur est réalisée avec les hypothèses énumérées dans la section II.3.1.5**.** En considérant la charge triphasée équilibrée et le point médian *0* de la source d'alimentation comme point de référence, les tensions v_{a0}, v_{b0} ou v_{c0} prennent la valeur $V_d/2$ quand l'interrupteur supérieur d'un bras (ex. S_{as}) est en conduction et respectivement $-V_d/2$ quand l'interrupteur inférieur du même bras (S_{ai}) est en conduction. Dans la Figure II-36, les interrupteurs ont été désignés par *S* et leur état peut être ±1. En appliquant le théorème des valeurs moyennes, les interrupteurs peuvent être remplacés par les rapports cycliques [61] obtenus à la sortie de la commande de l'onduleur (Figure II-37).

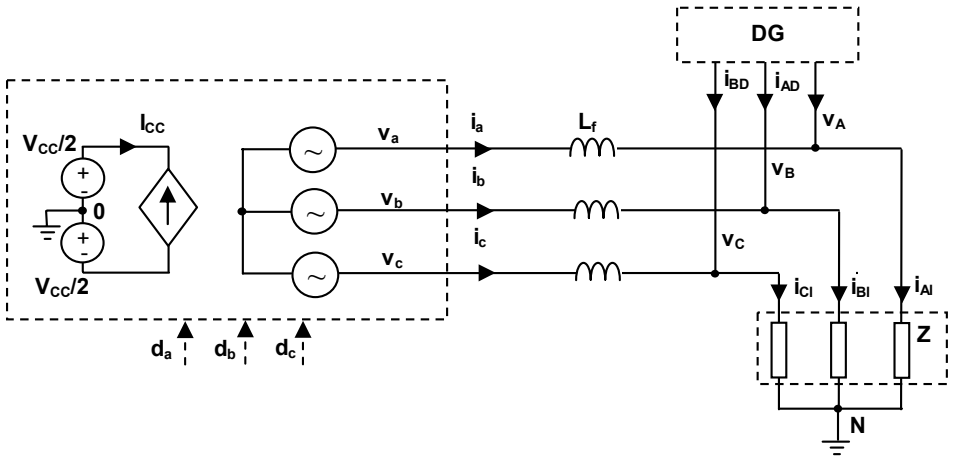


Figure II-37 : Schéma équivalent de l'onduleur triphasé en valeurs moyennes

Ainsi, en supposant que la tension sur le bus à CC est fixe, les tensions de phase à l'entrée du filtre rapportées au point de neutre sont :

$$\begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} = \frac{v_{cc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} \quad \text{Eq. II-68}$$

où V_{cc} est la tension provenant de la source à courant continu et d_a, d_b, d_c sont les rapports cycliques. Les équations différentielles permettant de modéliser les tensions et les courants dans l'onduleur sont :

$$\begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} - R_f \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \text{Eq. II-69}$$

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad \text{Eq. II-70}$$

où v_{AN}, v_{BN} et v_{CN} sont les tensions triphasées à la sortie du filtre et i_a, i_b et i_c sont les courants triphasés à la sortie dans l'onduleur. Le courant dans la partie continue peut être obtenu à partir de la loi de conservation de la puissance :

$$V_{CC} i_{CC} = v_{a0} i_a + v_{b0} i_b + v_{c0} i_c \quad \text{Eq. II-71}$$

Ainsi, en remplaçant les tensions par leur expression ($v_{k0} = \frac{S_{kj} V_{CC}}{2}$; $k = a, b, c$; $j = s, i$), i_{cc} s'exprime :

$$i_{CC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} d_a & d_b & d_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix}^T \quad \text{Eq. II-72}$$

II.3.4.2 Stratégies de commande de l'onduleur

La solution la plus simple pour la commande de l'onduleur est la commande à hystérésis qui fournit une réponse dynamique rapide, une bonne précision, une robustesse élevée et il n'y a pas de compensation en CC. Cependant, le problème majeur de la commande à hystérésis est que sa fréquence moyenne de commutation varie avec le courant de charge, entraînant un comportement irrégulier et aléatoire des interrupteurs [76]. Ce

comportement a comme conséquence une fatigue supplémentaire des interrupteurs et rend difficile le dimensionnement du filtre.

Le principe de commande étant fixé, plusieurs stratégies de commande sont envisageables pour le contrôle des grandeurs électriques [60][76][78][79]. Parmi celles-ci, la stratégie de commande basée sur la régulation du courant (tension) en coordonnées continues *dq* est largement utilisée. Les boucles fermées de régulation utilisées par ces commandes assurent une réponse rapide en régime transitoire et une performance élevée en régime stationnaire [60].

Ce type de commande a été choisi pour le convertisseur bidirectionnel illustré dans la Figure II-36. Le schéma de la commande est présenté dans la Figure II-38 :

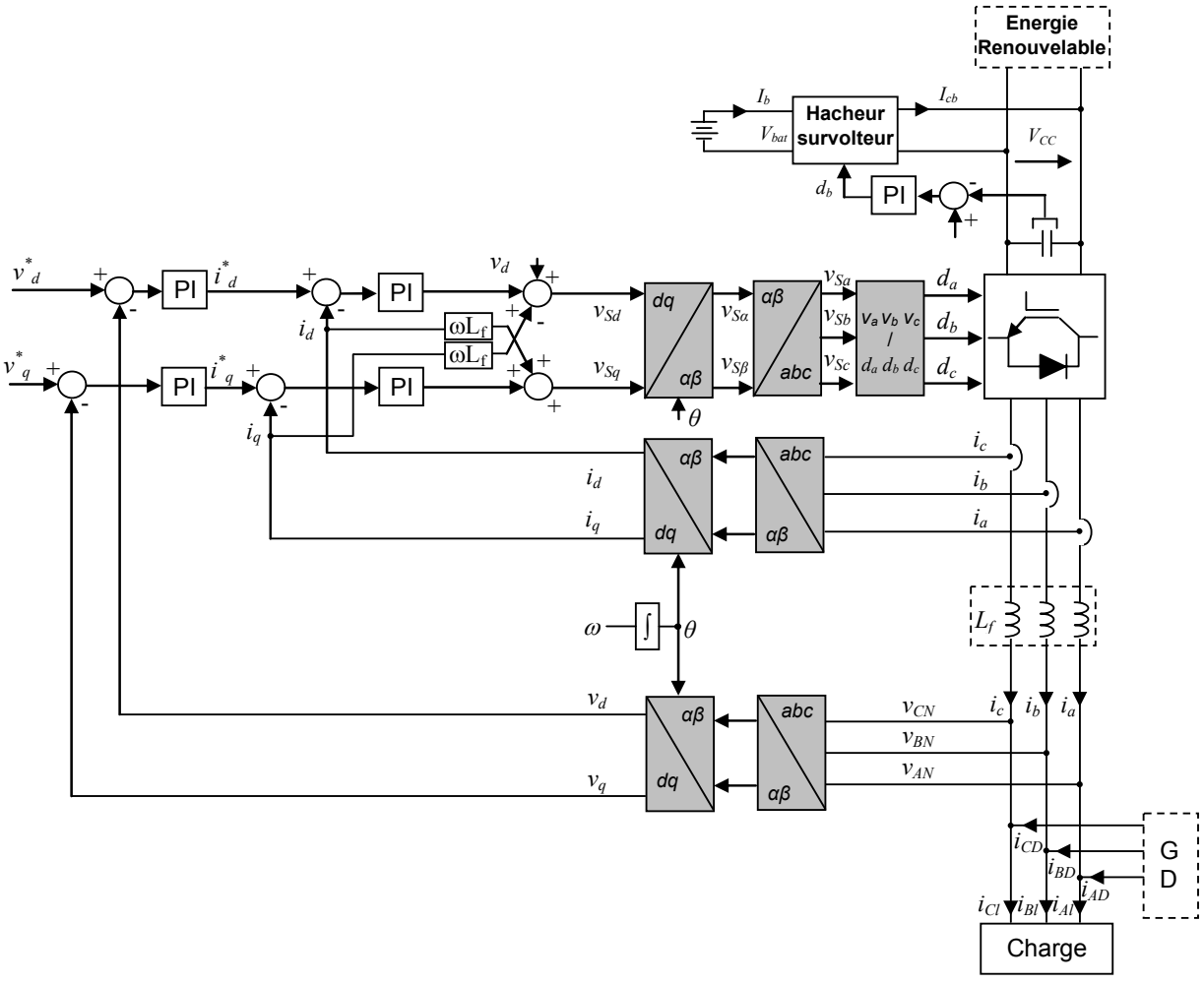


Figure II-38 : Stratégie de commande du convertisseur bidirectionnel en coordonnées *dq*

Il s'agit d'une stratégie de commande permettant à l'onduleur de contrôler de manière autonome en fréquence et en amplitude la tension délivrée à une charge. Cette stratégie

contient deux boucles de régulation : une boucle interne pour la régulation du courant et une boucle externe pour la régulation de la tension [78] [79]. Le contrôle de ces grandeurs est réalisé dans un référentiel tournant *dq* (Figure II-39).

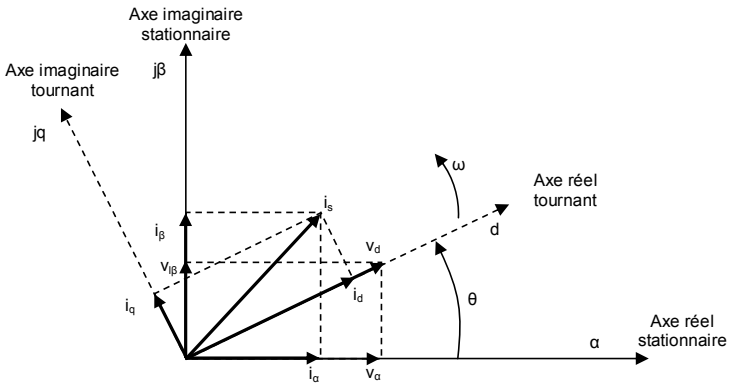


Figure II-39 : Projections des différentes composantes des vecteurs courant et tension dans un référentiel tournant

La régulation de la composante i_d du courant permet d'agir sur le flux de puissance active, alors que la régulation de la composante i_q du courant agit sur le flux de puissance réactive. En exprimant l'équations II-69 dans un système de référence tournant lié à la tension aux bornes de la charge, on a :

$$v_d = v_{Sd} - R_f i_d - L_f \frac{di_d}{dt} + \omega L_f i_q \qquad \text{Eq. II-73}$$

$$0 = v_{Sq} - R_f i_q - L_f \frac{di_q}{dt} - \omega L_f i_d \qquad \text{Eq. II-74}$$

Deux régulateurs PI (Annexe E) sont utilisés pour contrôler les courants i_d et i_q. Cependant, pour le système décrit par les équations II-73, II-74, les performances des régulateurs ne sont pas satisfaisantes à cause du couplage existant entre l'axe *d* et l'axe *q* [76]. Le découplage est possible en considérant les termes de couplage comme des termes de perturbation (Figure II-40).

Les signaux de commande sont obtenus à partir des Eq. II-73 et II-74 :

$$v_{Sd} = v_d + (PI)\left(i_d^* - i_d\right) - \omega L_f i_q \qquad \text{Eq. II-75}$$

$$v_{Sq} = (PI)\left(i_q^* - i_q\right) + \omega L_f i_d \qquad \text{Eq. II-76}$$

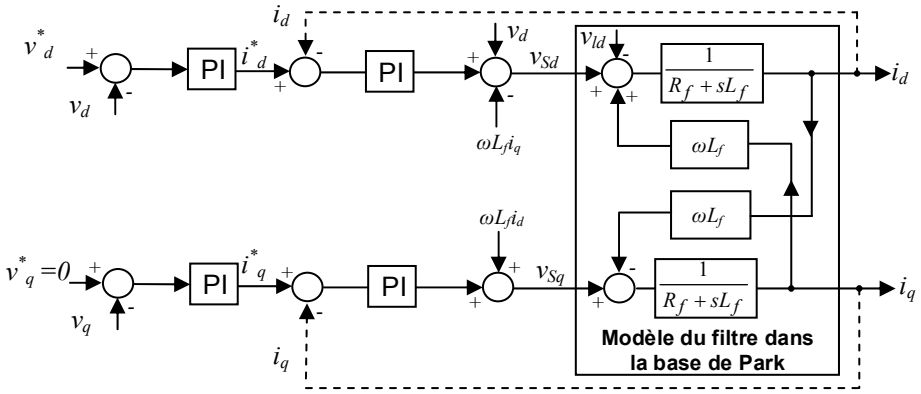


Figure II-40 : Découplage des axes *d* et *q*

Les consignes i_d^* et i_q^* sont les sorties des PI utilisés dans la boucle externe de régulation des tensions v_{ld} et v_{lq}. Cette boucle de régulation permet de fixer l'amplitude de la tension sur le bus CA (v^*_{ld}=ct) et d'annuler v_{lq}.

$$i_d^* = (PI)(v_d^* - v_d) \qquad \text{Eq. II-77}$$

$$i_q^* = (PI)(v_q^* - v_q) \qquad \text{Eq. II-78}$$

Les signaux de commande v_{Sd} et v_{Sq} sont ramenés dans la base de départ (transformations inverses de Clarke et Park) pour servir de signaux de commande (calculer les rapports cycliques). L'angle θ utilisé dans les transformations de Park est obtenu en intégrant la vitesse angulaire ω ($\omega=2\pi f$, f – la fréquence des grandeurs alternatives).

II.3.5 Générateur diesel

Comme indiqué dans la section 1.3.1.3., le générateur diesel est en général constitué d'un moteur diesel et d'un générateur synchrone. Le modèle dynamique complet du groupe électrogène diesel suppose la modélisation du moteur diesel avec la boucle de réglage de la vitesse et du générateur synchrone avec le système de réglage de la tension.

II.3.5.1 Moteur diesel et régulateur de vitesse

Les moteurs diesels sont les moteurs à combustion interne les plus efficaces [80]. La vitesse de rotation d'un tel moteur dépend de la quantité de carburant injecté et de la charge appliquée au vilebrequin du moteur. Le moteur diesel est un système non linéaire. Il présente des temps morts et des retards, ce qui rend difficile son contrôle. Les moteurs diesels sont munis d'un régulateur de vitesse : mécanique, électromécanique ou électronique. Celui-ci

réalise le contrôle automatique de la vitesse du moteur diesel, en réglant l'injection de carburant en fonction de la charge. Il agit sur le mécanisme d'accélération, en fournissant le carburant sans variations abruptes et répond en finesse aux variations de charge.

De nombreux ouvrages proposent des modèles plus ou moins complexes du moteur diesel, en fonction de la disponibilité des données constructeurs [18][6][81]. Cependant, l'expérience et les mesures en exploitation ont montré que pour étudier la réponse du système face aux perturbations rapides de vitesse, il peut suffire d'utiliser un modèle simple [6][82]. Le diagramme bloc d'un moteur diesel simplifié et celui du régulateur de vitesse respectivement sont illustrés dans la Figure II-41.

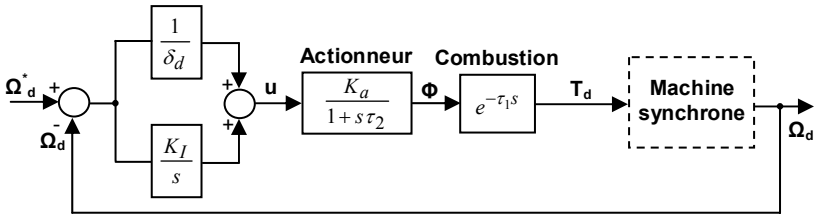


Figure II-41 : Bloc-diagramme d'un moteur diesel simplifié et du régulateur de vitesse

L'entrée du régulateur de vitesse est l'erreur de vitesse de rotation et la sortie est le signal de commande de l'actionneur. Les paramètres du régulateur de vitesse sont le statisme δ_d et le facteur intégrateur K_I. L'objectif de l'intégrateur est d'éliminer l'erreur statique de la vitesse. La dynamique de fonctionnement de l'actionneur est approchée par un modèle du premier ordre avec le gain K_a, qui adapte la relation entre le couple et la consommation de carburant et une constante de temps τ_2. Cette constante de temps dépend de la température du carburant. Les deux paramètres, K_a et τ_2, sont variables, mais leur variation est négligeable pour des intervalles de temps courts [80][83].

Le bloc combustion inclut un retard qui représente le temps nécessaire pour que le moteur diesel réponde à une demande de modification du taux d'injection de carburant. Ce temps mort τ_1 est le résultat de plusieurs cylindres qui ne sont pas tous dans la position permettant d'accepter plus de carburant à un instant donné. Le délai peut être exprimé comme étant le temps réel entre les arrivées consécutives des pistons au point d'injection plus approximativement un quart de tour du vilebrequin. Ainsi, le délai peut être approché par :

$$\tau_1 = \frac{60h}{2n_c\Omega_d} + \frac{60}{4\Omega_d} \qquad \text{Eq. II-79}$$

où h=2 ou 4 pour des moteurs à deux ou quatre-temps ; n_c est le nombre de cylindres et Ω_d est la vitesse de rotation en tours par minute.
Le couple produit par le moteur diesel, T_d, est une fonction du débit de carburant Φ.

Dans le cas d'un réseau isolé ayant comme source principale le générateur diesel, celui-ci est chargé de fixer la fréquence du réseau et de garder l'amplitude de la tension constante. Pour le SEH étudié dans cette thèse, la fréquence et l'amplitude de la tension sont fixées par l'onduleur, ce qui permet au GD de fonctionner à puissance constante et d'être arrêté si nécessaire. Par conséquent, le modèle du moteur diesel se réduit à une constante qui fixe la puissance de la machine synchrone.

II.3.5.2 Modèle simplifié de la machine synchrone

La puissance mécanique fournie en sortie du bloc « moteur diesel » est convertie en puissance électrique par un modèle simplifié [84] de la machine synchrone. Les parties mécanique et électrique de la machine sont modélisées dans le même bloc.
Le rotor de la machine synchrone est constitué d'un enroulement parcouru par un courant d'excitation I_e continu créant un champ magnétique $2p$ polaire. Il possède donc p paires de pôles. Le même nombre de pôles se retrouve dans le stator. Ses enroulements sont le siège de courants alternatifs triphasés. La liaison entre la pulsation ω_g du champ magnétique tournant et la vitesse de rotation est :

$$\Omega_s = \frac{\omega_g}{p} \qquad \text{Eq. II-80}$$

avec $\omega_g = 2\pi f$,où f est la fréquence des courants alternatifs en Hz.

Un enroulement de l'induit (stator) soumis au champ magnétique tournant de l'entrefer est le siège d'une force électromotrice $e(t)$ de valeur efficace E :

$$E = KN\Phi f = KN\Phi p n_s = K'\Phi n_s \qquad \text{Eq. II-81}$$

où :

K : coefficient de Kapp (caractéristique de la machine)

N : nombre de conducteurs d'une phase de la machine (1 spire = 2 conducteurs)

Φ : flux maximum à travers un enroulement [Wb]

n_s : vitesse de rotation [rpm]

$K' = KNp$: constante globale (caractéristique de la machine)

Le modèle équivalent d'un enroulement du générateur synchrone est montré dans la Figure II-42 :

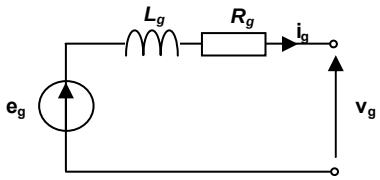


Figure II-42 : Modèle équivalent d'un enroulement

e_g : f.é.m. à vide [V]

V : tension aux bornes d'un enroulement de la machine [V]

R_g : résistance de l'enroulement [Ω]

L_g : inductance synchrone [H]

La loi des mailles pour le schéma présenté dans la Figure II-42 avec les grandeurs instantanées est :

$$e_g = v_g + L_g \frac{di_g}{dt} + R_g i_g \qquad \text{Eq. II-82}$$

En triphasé, le stator comporte trois enroulements et donc trois forces électromotrices $e_{g1}(t)$, $e_{g2}(t)$ et $e_{g3}(t)$ de même valeur efficace E et déphasées de $2\pi/3$.

Dans le modèle simplifié de la machine synchrone, la partie mécanique sans frottement est décrite par l'équation :

$$J_{ds} \frac{d\Omega_s}{dt} = T_d - T_{em_g} \qquad \text{Eq. II-83}$$

où :

J_{ds} est l'inertie totale de l'ensemble moteur diesel générateur synchrone ;

Ω_s est la vitesse de rotation ;

T_d est le couple mécanique sur l'arbre ;

T_{em_g} est le couple électromagnétique.

II.4 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons dimensionné et modélisé un SEH constitué par une éolienne, des panneaux PV, un générateur diesel et un système de stockage. Les sources d'énergie renouvelable sont connectées sur un bus à CC. L'interconnexion entre le bus à CC et le bus à CA sur lequel est connecté le générateur diesel est réalisée à travers un convertisseur CC/CA. Nous avons conçu sous l'environnement MATLAB/Simulink les modèles, de tous les éléments du SEH, permettant une simulation du comportement du système complet. La simulation est utilisable pour une analyse dynamique du SEH allant de quelques millisecondes jusqu'à plusieurs secondes.

Les modèles présentés dans ce chapitre permettent d'étudier le comportement du SEH en régime de charge équilibré. Dans le chapitre suivant, nous modélisons le SEH pour une analyse en régime de charge déséquilibrée. Nous proposons aussi une solution qui permet d'équilibrer la tension aux bornes de la charge dans de conditions de déséquilibre.

CHAP. III : SEH EN CONDITIONS DE DESEQUILIBRE

CHAP. III : SEH EN CONDITIONS DE DESEQUILIBRE

III.1 Introduction

Parmi les problèmes rencontrés dans la mise en œuvre d'un SEH, lorsque la distribution est faite en triphasé, le déséquilibre de tension tient une place importante. Le plus souvent, ce déséquilibre est causé par des charges monophasées qui ne sont pas distribuées uniformément sur les trois phases du système triphasé.

Pour modéliser l'état de déséquilibre et aussi simplifier l'analyse en vue d'une solution, la décomposition d'une grandeur triphasée quelconque en trois systèmes de variables triphasées selon le théorème de Fortescue peut être utilisée. Cette approche dont le fondement est mathématique permet une interprétation « physique » pour les conditions du déséquilibre et permet d'envisager un principe de correction.

Pour contrôler les séquences inverse et homopolaire qui apparaissent en conditions de charges déséquilibrées, plusieurs solutions passives et actives sont disponibles. Il existe trois solutions actives pour corriger la séquence inverse : les filtre passifs [79], l'asservissement [85] ou la régulation avec action prévisionnelle [86]. Il est possible d'éliminer la séquence inverse de la tension avec un convertisseur utilisant trois bras et une stratégie de commande ou des combinaisons des stratégies de commande énumérées plus haut. Ce convertisseur qui règle les trois niveaux de tension n'est cependant pas capable de traiter simultanément la séquence homopolaire. Nous proposons une démarche originale pour atteindre l'objectif d'un réseau équilibré en tension, sous le contrôle d'un onduleur à quatre bras. Le quatrième bras contrôle l'évolution du potentiel du fil de neutre.

Ce chapitre présente d'abord la représentation d'un système de grandeurs triphasées déséquilibrées en composantes symétriques, puis dans un référentiel tournant de coordonnées *dq0* lié à la pulsation des grandeurs. Ensuite, sont présentés la définition du déséquilibre, le modèle du convertisseur à quatre bras et deux stratégies de commande capables de traiter les perturbations entraînées par les séquences directe et inverse. La première stratégie de commande assure la régulation de la tension et du courant mesurés à la sortie du convertisseur en coordonnées *dq0*. La deuxième décompose les courants et les tensions de charge en composantes symétriques, puis régule les projections de chacune d'elles dans un référentiel tournant lié à la pulsation respective.

III.2 Représentations des variables triphasées déséquilibrées

III.2.1 Composantes symétriques des systèmes triphasés

Selon le théorème de Fortescue [87], un système triphasé de vecteurs déséquilibrés peut se décomposer en trois systèmes de trois vecteurs symétriques (Annexe F), selon les modèles suivants (Figure III-1) :

1. Un système triphasé équilibré, nommé système de séquence directe, formé de trois vecteurs égaux en amplitude, de séquence normale *ABC,* tel que deux vecteurs consécutifs soient déphasés de 120°;
2. Un système triphasé équilibré, nommé système de séquence inverse, formé de trois vecteurs égaux en amplitude, de séquence inverse par rapport à celle du système précédent, c'est-à-dire *CBA*, tel que deux vecteurs consécutifs soient déphasés de 120°;
3. Un système formé de trois vecteurs égaux en amplitude et ayant tous les trois la même orientation, nommé système de séquence homopolaire.

Il est important de noter que les trois systèmes de vecteurs équilibrés sont indépendants les uns des autres du point de vue de l'amplitude et du déphasage par rapport à une référence, mais ils tournent tous les trois à la même vitesse ω et dans le même sens : le sens antihoraire (Figure III-1). Le terme séquence inverse signifie que les vecteurs, aux yeux d'un observateur immobile qui les regarde tourner, apparaissent dans un ordre inverse par rapport à celui du système direct. Les vecteurs homopolaires tournent dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système originel.

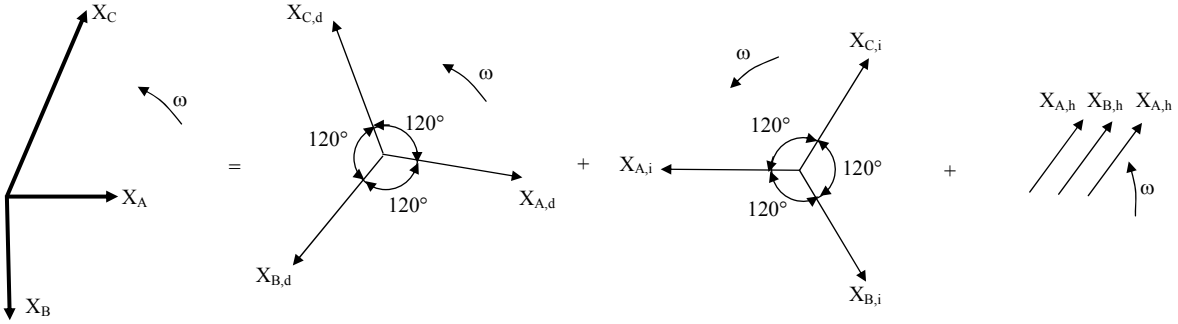


Figure III-1 : Système de vecteurs déséquilibrés, décomposé en trois systèmes triphasés symétriques différents et indépendants

Un système triphasé de grandeurs déséquilibrées en représentation phasorielle peut être exprimé par :

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_A \\ \bar{x}_B \\ \bar{x}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_A e^{j(\omega t+\varphi_A)} \\ X_B e^{j\left(\omega t+\frac{2}{3}\pi+\varphi_B\right)} \\ X_C e^{j(\omega t-\frac{2}{3}\pi+\varphi_C)} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-1}$$

où X_A, X_B et X_C sont les amplitudes des trois phases.

Selon le théorème de Fortescue, en utilisant une représentation phasorielle et les matrices de transformation présentées dans l'Annexe F, le système triphasé (Eq. III-1) devient :

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_A \\ \bar{x}_B \\ \bar{x}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{x}_{A,d} \\ \bar{x}_{B,d} \\ \bar{x}_{C,d} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{x}_{A,i} \\ \bar{x}_{B,i} \\ \bar{x}_{C,i} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{x}_{A,h} \\ \bar{x}_{B,h} \\ \bar{x}_{C,h} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-2}$$

où les membres droits de l'équation III-2 sont les vecteurs de séquence directe, de séquence inverse et de séquence homopolaire exprimés par les relations suivantes :

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_{A,d} \\ \bar{x}_{B,d} \\ \bar{x}_{C,d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_d e^{j(\omega t+\varphi_d)} \\ X_d e^{j\left(\omega t+\frac{2}{3}\pi+\varphi_d\right)} \\ X_d e^{j(\omega t-\frac{2}{3}\pi+\varphi_d)} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-3}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_{A,i} \\ \bar{x}_{B,i} \\ \bar{x}_{C,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_i e^{j(\omega t+\varphi_i)} \\ X_i e^{j\left(\omega t-\frac{2}{3}\pi+\varphi_i\right)} \\ X_i e^{j(\omega t+\frac{2}{3}\pi+\varphi_i)} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-4}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_{A,h} \\ \bar{x}_{B,h} \\ \bar{x}_{C,h} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_h e^{j(\omega t+\varphi_h)} \\ X_h e^{j(\omega t+\varphi_h)} \\ X_h e^{j(\omega t+\varphi_h)} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-5}$$

La partie réelle d'un système de grandeurs triphasées déséquilibrées, décomposé utilisant les composantes symétriques, est illustrée dans la Figure III-2 :

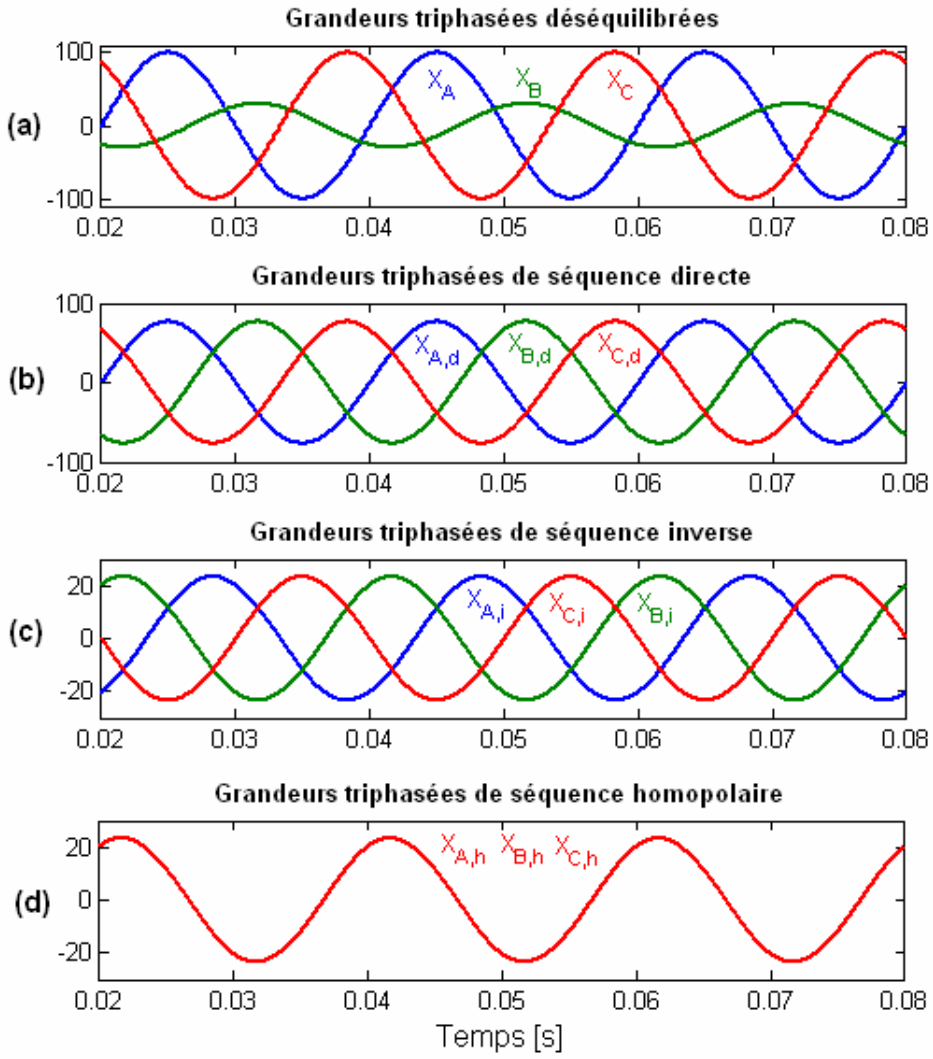


Figure III-2 : Composantes symétriques d'un système de grandeurs triphasées : (a) système déséquilibré, (b) système de séquence directe, (c) système de séquence inverse, (d) système de séquence homopolaire

III.2.2 Transformation des systèmes triphasés déséquilibrés dans le référentiel tournant *dq0*

La somme des grandeurs d'un système triphasé équilibré est nulle. En appliquant la transformée de Park (Annexe D), le système triphasé devient biphasé en coordonnées *dq*, la composante *0* étant nulle. Un exemple de système triphasé équilibré transformé en coordonnées *dq0* est illustré dans la Figure III-3 (jusqu'à l'instant t=0,04 s). Le nouveau système de référence est choisi tel que, à l'instant t = 0, l'axe *d* coïncide avec l'axe α du référentiel $\alpha\beta 0$ (Annexe D). Dans le cas d'un système triphasé déséquilibré, la somme des

grandeurs n'est plus nulle et la transformation du système triphasé en coordonnées de Park donne trois composantes *dq0* non nulles (Figure III-3, après l'instant t=0,04 s).

Comme illustré dans la Figure III-3, un système triphasé déséquilibré présente, dans le référentiel tournant *dq0*, des oscillations à la pulsation 2ω ($\omega=2\pi f$, où f est la fréquence des grandeurs alternatives, f=50 Hz), sur les composantes *d* et *q* (Figure III-3(b)(c)), et à ω, sur la composante *0* (Figure III-3(d)).

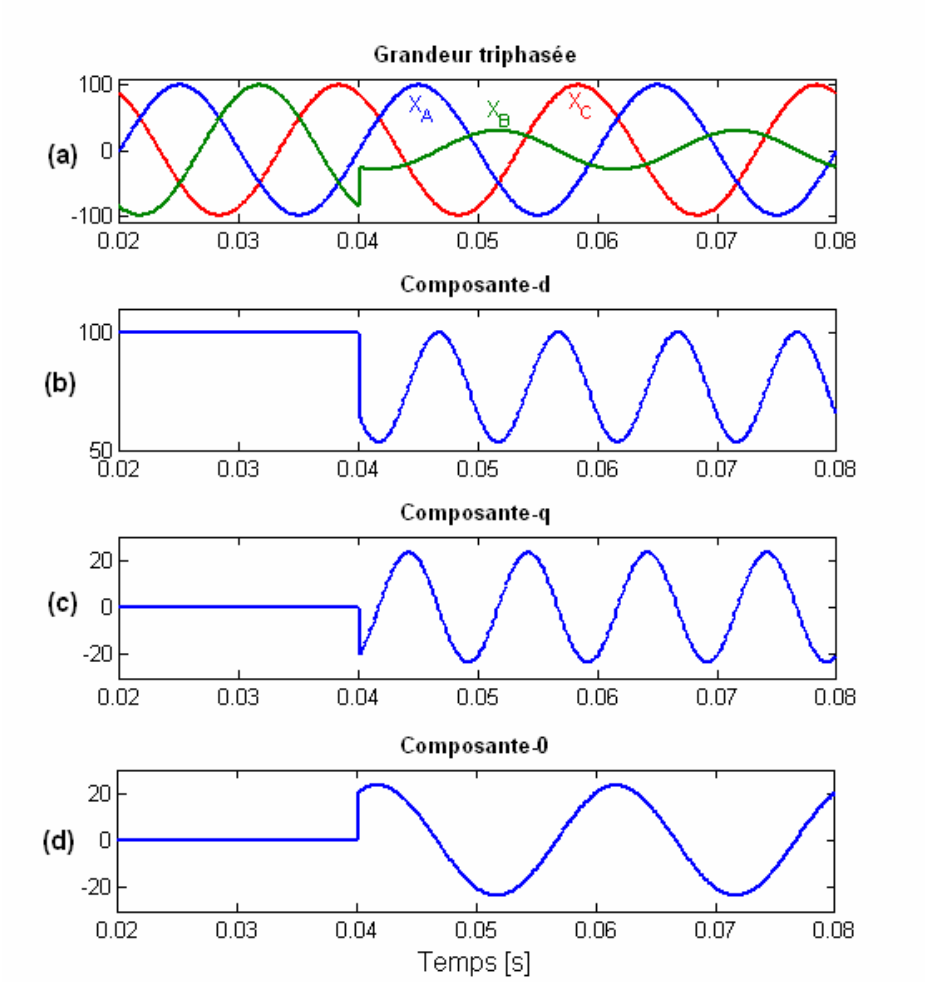


Figure III-3 : Système triphasé équilibré/déséquilibré et sa transformation dans le référentiel tournant *dq0* : (a) système fondamental, (b) composante-*d*, (c) composante-*q*, (d) composante-*0*.

Nous nous proposons de trouver la source des oscillations superposées sur les composantes *dq0*. Dans ce but, les composantes symétriques du système triphasé déséquilibré, illustrées dans la Figure III-3(a) sur l'intervalle 0,04-0,08 s, ont été transformées en coordonnées *dq0*. Le référentiel utilisé tourne dans le même sens (antihoraire) pour toutes les séquences. Mathématiquement, en appliquant la transformé de Park à la partie réelle du système (Eq. III-2), on a :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{d,d} \\ X_{q,d} \\ X_{0,d} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_{d,i} \\ X_{q,i} \\ X_{0,i} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_{d,h} \\ X_{q,h} \\ X_{0,h} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-6}$$

Comme illustré dans la Figure III-4, la seule séquence qui oscille à la pulsation 2ω en coordonnées *dq0* est la séquence inverse (Figure III-4(c)). Ces oscillations apparaissent parce que le système de référence *dq0* choisi tourne dans le sens antihoraire, à la vitesse ω, alors que la perturbation introduite par la séquence inverse tourne à la vitesse ω, dans le sens contraire. La grandeur de séquence homopolaire dans le référentiel tournant *dq0* présente des oscillations de la composante *0*, à la pulsation ω (Figure III-4(d)).

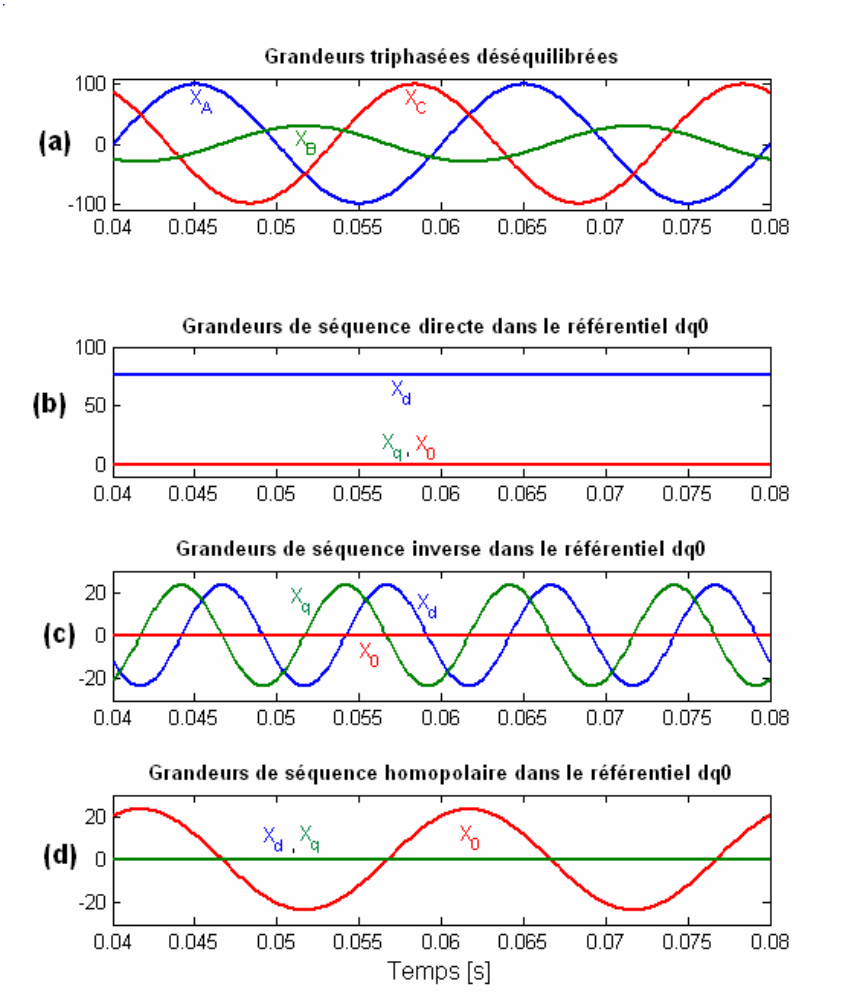


Figure III-4 : Système triphasé déséquilibré et ses composantes symétriques dans le référentiel tournant *dq0* : (a) système triphasé déséquilibré, (b) système de séquence directe, (c) système de séquence inverse, (d) système de séquence homopolaire

Par conséquent, dans un système déséquilibré en coordonnées *dq0*, l'existence de la séquence inverse entraîne les oscillations à la pulsation 2ω sur les composantes *d* et *q* et la

présence de la séquence homopolaire entraîne l'oscillation à la pulsation ω sur la composante *0*.

III.3 SEH avec charge déséquilibrée

Les conditions de déséquilibre dans un SEH peuvent apparaître pour plusieurs raisons. La plupart de charges domestiques sont monophasées. Quand un SEH triphasé alimente des charges triphasées et monophasées, la puissance demandée par chaque charge peut créer des déséquilibres dans le système. Pour les grands systèmes de distribution, la présence de charges déséquilibrées ne conduit pas à une tension fortement déséquilibrée. Cependant, les SEH isolés, avec impédances non nulles pour les lignes de transmission, sont soumis à des distorsions de tension en rapport avec le niveau de puissance, les dissymétries et la qualité des charges.

III.3.1 Définition du déséquilibre de tensions

Le déséquilibre d'un système triphasé s'observe lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou déphasées de 120° les unes par rapport aux autres. La quantification du phénomène fait appel à la décomposition de la composante fondamentale selon les composantes symétriques de Fortescue. La norme EN50160 [36] définit un degré de déséquilibre inverse et un degré de déséquilibre homopolaire :

- le degré de déséquilibre inverse est le rapport entre la composante inverse du fondamental de la tension et sa composante directe :

$$Dés_i[\%] = \frac{|séquence\ inverse|}{|séquence\ directe|} 100 \qquad \text{Eq. II-7}$$

- le degré de déséquilibre homopolaire est le rapport entre la composante homopolaire du fondamental de la tension et sa composante directe :

$$Dés_h[\%] = \frac{|séquence\ \text{hom}opolaire|}{|séquence\ directe|} 100 \qquad \text{Eq. II-8}$$

La norme EN50160 fixe le taux de déséquilibre inverse admissible à 2 % sur les valeurs efficaces calculées sur 10 minutes pour 95 % du temps d'une semaine.

Le déséquilibre du système triphasé de tension est essentiellement dû aux charges monophasées ou triphasées déséquilibrées raccordées sur le réseau. Les conséquences sont l'augmentation de l'échauffement des machines asynchrones et l'existence de couple inverse et conduisent à la dégradation prématurée des machines.

III.3.2 Topologies de SEH en conditions de déséquilibre

Pour un SEH ayant pour but d'alimenter des charges triphasées et monophasées, un quatrième fil connecté à un point de neutre doit être fourni. Si la charge totale est équilibrée, le fil de neutre ne sera pas sollicité en courant. Cependant, si la charge est déséquilibrée un point de neutre flottant entraînerait une tension triphasée déséquilibrée.

Un moyen simple de générer le point de neutre est d'utiliser deux condensateurs pour diviser en deux le bus à CC et connecter le fil de neutre au point milieu entre les deux condensateurs (Figure III-5).

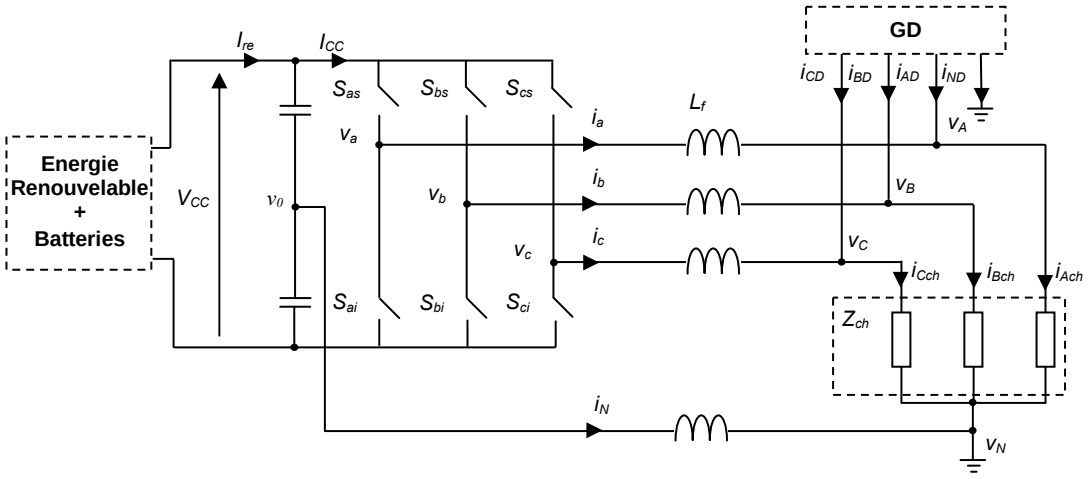


Figure III-5 : Convertisseur à bus à CC divisé par deux condensateurs pour la connexion du fil de neutre

En conditions de charge déséquilibrée, le courant de neutre est partagé entre les deux condensateurs (Figure III-5) entraînant une oscillation de la tension aux bornes des condensateurs [88]. Cette variation est causée non seulement par les oscillations à la pulsation ω introduites par la séquence homopolaire, mais aussi par les oscillations à la fréquence 2ω introduites par la séquence inverse. L'amplitude des oscillations de la tension aux bornes des condensateurs dépend surtout du courant de neutre et de la valeur des capacités des condensateurs. Pour minimiser ces oscillations, il est nécessaire d'utiliser une très grande capacité pour les condensateurs [89].

Une autre possibilité qui peut résoudre en partie les inconvénients de la structure antérieure est illustrée dans la Figure III-6. Dans cette topologie, chaque condensateur est connecté sur un hacheur [89].

Avec cette topologie, les effets négatifs introduits par le courant de neutre peuvent être compensés par une commande individuelle de chaque hacheur.

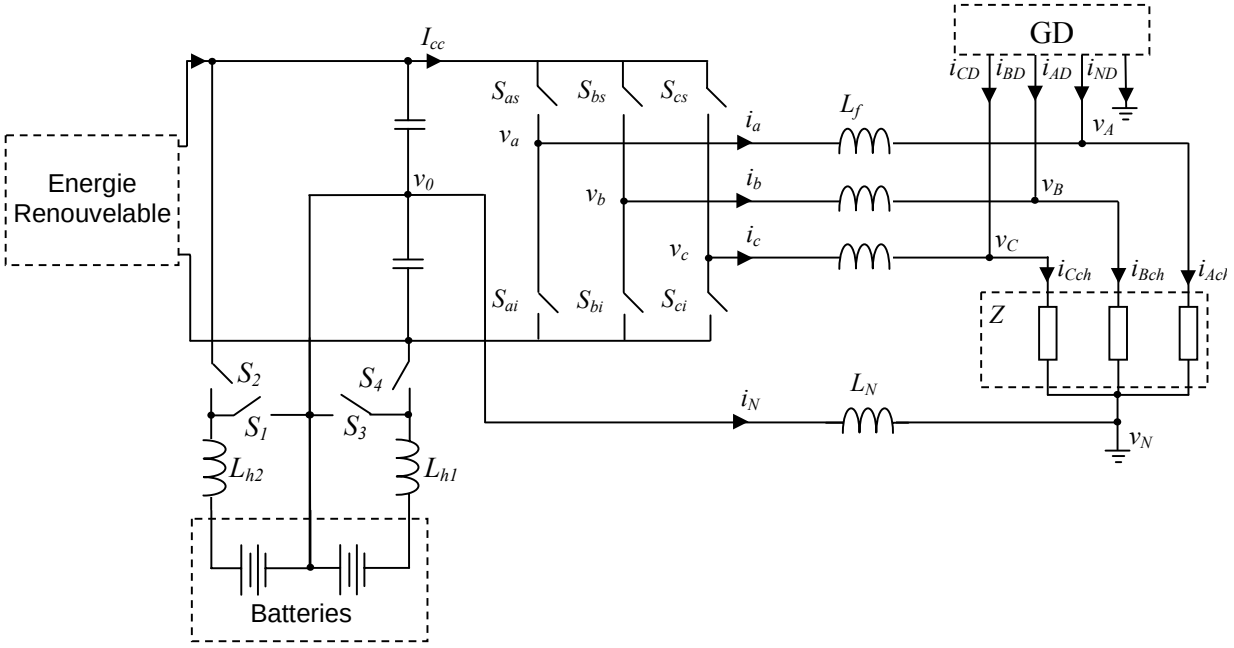


Figure III-6 : Convertisseur triphasé à deux hacheurs

Le grand désavantage du circuit présenté dans la Figure III-6 est que les deux bancs de batteries peuvent se décharger avec des courants asymétriques. Cette décharge asymétrique des batteries peut être évitée en utilisant un système complexe de mesure et de commande.

En conséquence, la présence d'une charge déséquilibrée dans un SEH isolé demande une autre approche pour l'onduleur chargé de fixer l'amplitude et la phase de la tension, différente de celle présentée dans la section II.3.4.

III.4 Convertisseur à quatre bras

Une autre possibilité pour la connexion du fil de neutre est présentée dans la Figure III-7. Il s'agit d'un convertisseur à quatre bras [89][92], où le fil de neutre est connecté au milieu du quatrième bras. La connexion du point de neutre au milieu du quatrième bras permet de traiter le courant de neutre causé par les charges déséquilibrées. Une bonne

régulation du courant de neutre permettra d'avoir des tensions bien équilibrées, à la sortie du filtre du convertisseur.

Ce type de convertisseur que nous proposons sera étudié par la suite pour équilibrer la tension triphasée en sortie.

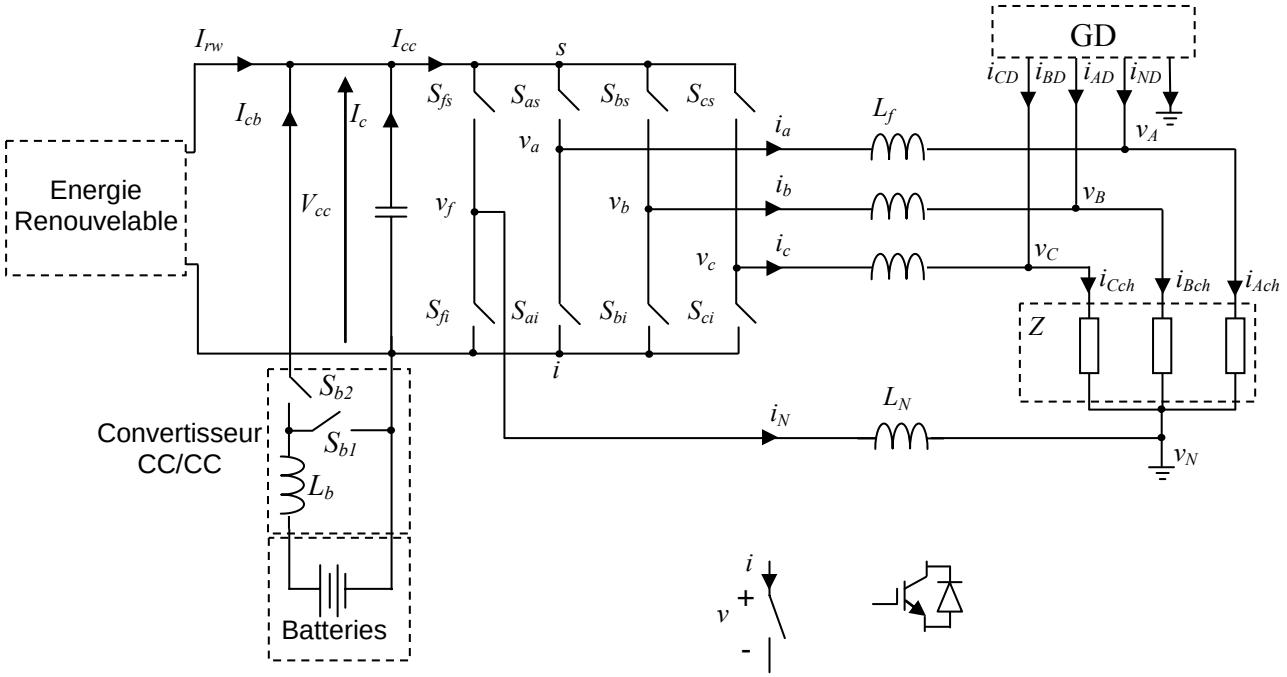


Figure III-7 : Convertisseur utilisant quatre bras

Pour les convertisseurs classiques utilisant une stratégie de commutation SVM, où la charge est considérée comme étant toujours équilibrée, le vecteur spatial est en deux dimensions et la stratégie de commutation est par conséquent réalisée en deux dimensions. Dans ce cas, il existe huit combinaisons de commutations possibles pour le vecteur spatial. Pour le convertisseur utilisant quatre bras, le nombre total de combinaisons de commutations s'élève à seize. Une version évoluée de la stratégie de commutation SVM en deux dimensions, la SVM en trois dimensions, capable de fournir les séquences de commutation pour les huit commutateurs est présentée en [88][90].

Parce que la stratégie de commutation ne fait pas l'objet de cette thèse, dans un premier temps, le fonctionnement du convertisseur à quatre bras est défini par une fonction de commutations (Eq. III-7), qui servira ensuite à modéliser le convertisseur en valeurs moyennées.

$$S_{jf} = \begin{cases} 1, & Si\ S_{js}\ et\ S_{fi}\ sont\ fermé \\ 0, & Si\ S_{js}\ et\ S_{fs}\ ou\ S_{ji}\ et\ S_{fi}\ sont\ fermé \\ -1, & Si\ S_{ji}\ et\ S_{fs}\ sont\ fermé \end{cases} \qquad j=\{a,b,c\} \qquad \text{Eq. III-9}$$

Ainsi, les tensions à la sortie du convertisseur sont :

$$\begin{bmatrix} v_{af} \\ v_{bf} \\ v_{cf} \end{bmatrix} = V_{CC} \begin{bmatrix} S_{af} \\ S_{bf} \\ S_{cf} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-10}$$

Le courant dans la partie continue peut être exprimé par :

$$I_{cc} = \begin{bmatrix} S_{af} & S_{bf} & S_{cf} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix}^T \qquad \text{Eq. III-11}$$

Les tensions de phase rapportées au point de neutre, v_{af}, v_{bf} et v_{cf}, sont des tensions obtenues avec une période de commutation constante T_s. Les tensions moyennes sur chaque période de commutation peuvent être obtenues en utilisant le théorème des valeurs moyennes [61].

III.4.1 Modélisation de la partie puissance du convertisseur

En négligeant les pertes et en supposant que la fréquence de commutation est de 10 à 20 fois plus grande que la fréquence fondamentale, le convertisseur peut être modélisé en valeurs moyennes, comme illustré dans la Figure III-8 :

En supposant que la tension sur le bus à CC, V_{cc}, est maintenue à sa valeur de référence grâce au système de régulation utilisant l'énergie des batteries (condition nécessaire pour assurer l'amplitude de la tension à la sortie du convertisseur), les tensions v_{af}, v_{bf}, v_{cf} peuvent être exprimées par :

$$\begin{bmatrix} v_{af} \\ v_{bf} \\ v_{cf} \end{bmatrix} = V_{cc} \begin{bmatrix} d_{af} \\ d_{bf} \\ d_{cf} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-12}$$

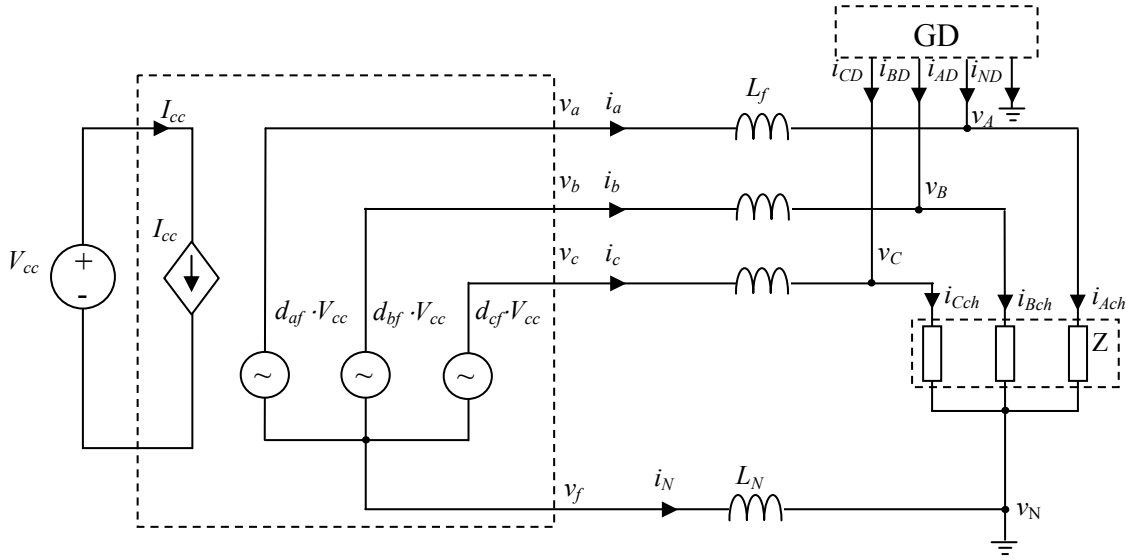


Figure III-8 : Modèle en valeurs moyennes du convertisseur

où d_{af}, d_{bf} et d_{cf} sont les rapports cycliques. Les tensions et les courants dans le convertisseur sont exprimés par les équations III-13 et III-14.

$$\begin{bmatrix} v_{af} \\ v_{bf} \\ v_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} + R_f \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - R_N \begin{bmatrix} i_N \\ i_N \\ i_N \end{bmatrix} - L_N \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_N \\ i_N \\ i_N \end{bmatrix} \quad \text{Eq. III-13}$$

$$i_a + i_b + i_c + i_N = 0 \quad \text{Eq. III-14}$$

où v_{AN}, v_{BN} et v_{CN} sont les tensions rapportées au point de neutre à la sortie du filtre, i_a, i_b et i_c sont les courants triphasés à la sortie de l'onduleur et i_N est le courant de neutre. Le courant dans la partie continue peut être obtenu à partir de la loi de conservation de la puissance (voir section II.3.4.1) :

$$i_{cc} = \begin{bmatrix} d_{af} & d_{bf} & d_{cf} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix}^T \quad \text{Eq. III-15}$$

Le modèle en valeurs moyennes illustré dans la Figure III-8 est utilisé pour développer les stratégies de commande présentées par la suite.

III.5 Stratégies de commande du convertisseur à quatre bras

Dans un SEH triphasé, les courants déséquilibrés générés par des charges inégalement distribuées sur les trois phases peuvent entraîner un courant de neutre et un déséquilibre de la tension triphasée (voir section III.3).

Dans cette section, sont présentées deux stratégies de commande visant l'équilibrage de la tension au point de couplage entre l'onduleur, le générateur diesel et la charge. Les deux stratégies de commande sont développées sur la même structure que celle présentée dans la section II.3.4.2, c'est-à-dire avec deux boucles de régulation.

La première stratégie de commande assure la régulation du courant et de la tension en utilisant un référentiel tournant *dq0* (commande-*dq0*). La seconde stratégie décompose les courants et les tensions en composantes symétriques, puis ces dernières sont régulées dans un référentiel tournant *dq* (commande-*dih*).

III.5.1 Stratégie de commande-*dq0*

La stratégie de commande dans le référentiel *dq0* est illustrée dans la Figure III-9. Il s'agit d'une stratégie de commande à deux boucles de régulation, une boucle interne pour la régulation du courant et une boucle externe pour la régulation de la tension. Les boucles de régulation du courant et de la tension incluent trois paires de régulateurs de type « Proportionnel-Intégral » (PI), une pour chaque canal, *d*, *q* et *0* (Annexe E).

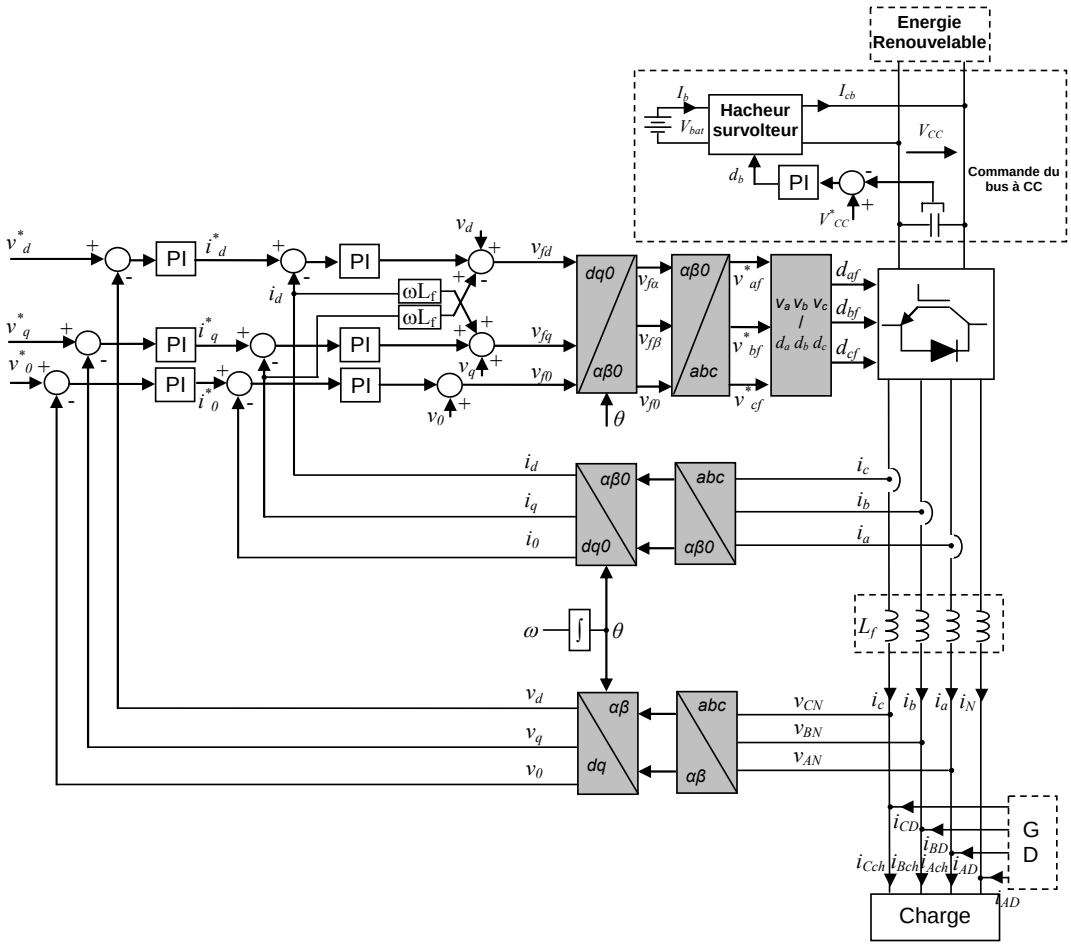


Figure III-9 : Stratégies de commande-*dq0*

La relation entre les différents référentiels utilisés dans la stratégie de commande est illustrée dans la Figure III-10 :

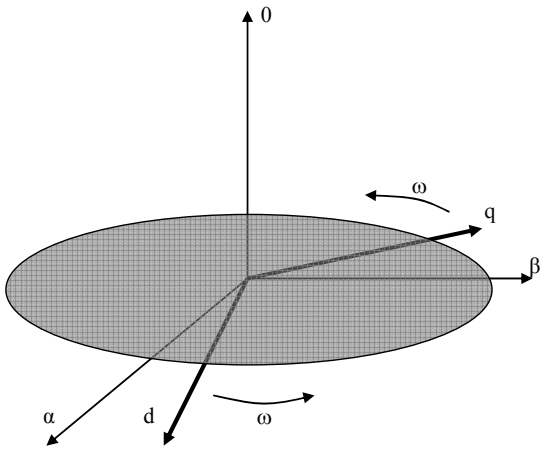


Figure III-10 : Relation entre les référentiels *αβ0* et *dq0*

La stratégie de commande en coordonnées *dq0* peut être obtenue à partir de l'équation. III-13 en appliquant la transformé de Park (matrice T_p Annexe D) aux systèmes triphasés :

- La tension à la sortie de l'onduleur en coordonnées *dq0*

$$T_P \begin{bmatrix} v_{af} \\ v_{bf} \\ v_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{fd} \\ v_{fq} \\ v_{f0} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-16}$$

- La tension à la sortie du filtre en coordonnées *dq0*

$$T_P \begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-17}$$

- Le courant dans l'onduleur en coordonnées *dq0*

$$T_P \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-18}$$

- Les courants de neutre en coordonnées *dq0* (en appliquant la transformé de Park à un système triphasé de signaux identiques, les composantes *dq* sont nulles)

$$T_P \begin{bmatrix} I_N \\ I_N \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -3i_0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-19}$$

La transformée de Park appliquée à la dérivée d'un système triphasé peut être exprimée par :

$$T_P \frac{dX_{abc}}{dt} = T_P \frac{dT_P^{-1}}{dt} X_{dq0} + \frac{dX_{dq0}}{dt} \qquad \text{Eq. III-20}$$

avec

$$T_P \frac{dT_P^{-1}}{dt} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-21}$$

En remplaçant les équations III-16 - III-19 dans l'équation III-13 et en tenant compte des équations III-20 et III-21, nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} v_{fd} \\ v_{fq} \\ v_{f0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} + R_f \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + L_f \omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \\ 0 \end{bmatrix} - R_N \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -3i_0 \end{bmatrix} - L_N \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -3i_0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-22}$$

Ainsi, les signaux de commande sont :

$$v_{fd} = v_d + R_f i_d + L_f \frac{di_d}{dt} - \omega L_f i_q \qquad \text{Eq. III-23}$$

$$v_{fq} = v_q + R_f i_q + L_f \frac{di_q}{dt} + \omega L_f i_d \qquad \text{Eq. III-24}$$

$$v_{f0} = v_0 + R_f i_0 + L_f \frac{di_0}{dt} + 3R_N i_0 + 3L_N \frac{di_0}{dt} \qquad \text{Eq. III-25}$$

Le couplage existant entre les axes *dq* peut être éliminé en insérant les termes $-\omega L_f i_q$ et $\omega L_f i_d$ (Figure III-11).

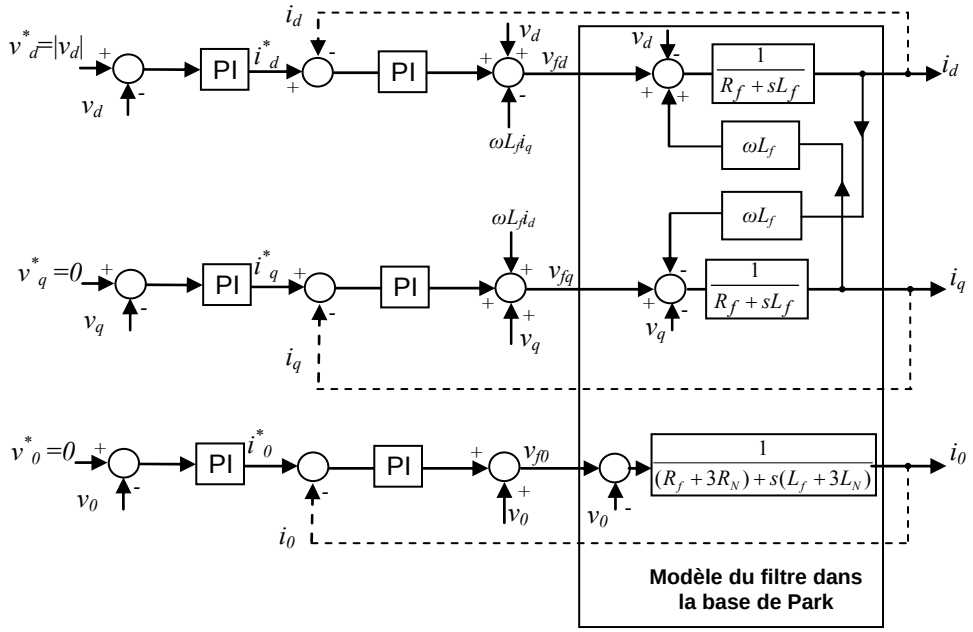


Figure III-11 : Découplage des axes *d* et *q*

Boucle externe de régulation de la tension :

Les consignes de la boucle interne de régulation, i^*_d, i^*_q et i^*_0, sont fournies par la boucle externe de régulation de la tension.

$$i_d^* = (PI)(v_d^* - v_d) \qquad \text{Eq. III-26}$$

$$i_q^* = (PI)(v_q^* - v_q) \qquad \text{Eq. III-27}$$

$$i_q^* = (PI)(v_0^* - v_0) \qquad \text{Eq. III-28}$$

L'amplitude de la tension à la sortie du filtre est imposée par la référence v^*_d. Les consignes v^*_q et v^*_0 sont fixées à zéro.

Boucle interne de régulation du courant :

Les signaux v_{fd}, v_{fq} et v_{f0} peuvent être obtenus à partir des équations III-23 - III-25:

$$v_{fd} = v_d + (PI)(i_d^* - i_d) - \omega L_f i_q \qquad \text{Eq. III-29}$$

$$v_{fq} = v_q + (PI)(i_d^* - i_d) + \omega L_f i_d \qquad \text{Eq. III-30}$$

$$v_{f0} = v_0 + (PI)(i_d^* - i_d) \qquad \text{Eq. III-31}$$

Les signaux de commande v^*_{af}, v^*_{bf} et v^*_{cf} sont obtenus en appliquant la transformée de Park inverse (Annexe D). Les rapports cycliques sont liés à ces signaux par la relation III-32.

$$\begin{bmatrix} d_{af} \\ d_{bf} \\ d_{cf} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{CC}} \begin{bmatrix} v_{af}^{*} \\ v_{bf}^{*} \\ v_{cf}^{*} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-32}$$

III.5.2 Stratégies de commande-*dih*

Comme montré dans la section III.2.2, la tension ou le courant triphasé déséquilibré transformé en coordonnées *dq* présente des oscillations à la pulsation 2ω. La composante *0* est similairement affectée par les déséquilibres, mais à la pulsation ω. Cette section présente une stratégie de commande en boucle fermée, basée sur les composantes symétriques. Cette stratégie de commande permet la régulation du courant et de la tension en coordonnées *dq* continues (sans oscillations), même quand la charge est déséquilibrée.

Dans un premier temps, le courant et la tension triphasés sont décomposés en composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire), en utilisant la représentation phasorielle. Puis, les trois systèmes triphasés de tensions et courants instantanés sont contrôlés séparément en utilisant des régulateurs PI dans différents référentiels tournants. Ainsi, la séquence directe est régulée dans un référentiel positif, c'est-à-dire qui tourne dans le sens antihoraire et les séquences inverse et homopolaire sont régulées dans un référentiel négatif, c'est-à-dire qui tourne dans le sens horaire.

III.5.2.1 Décomposition de la tension triphasée en composantes symétriques

Soit la tension triphasée (équilibrée ou déséquilibrée) mesurée à la sortie du filtre (Eq. III-33).

$$\begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{AN}\cos(\omega t + \varphi_A) \\ V_{BN}\cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi + \varphi_B) \\ V_{CN}\cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi + \varphi_C) \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-33}$$

où V_{AN}, V_{BN} et V_{CN} sont les amplitudes des trois phases.
Pour pouvoir décomposer l'équation III-33 en ses composantes symétriques, il faut d'abord trouver son expression phasorielle (Eq. III-34).

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{AN} \\ \bar{v}_{BN} \\ \bar{v}_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{AN}\cos(\omega t+\varphi_A)+jV_{AN}\sin(\omega t+\varphi_A) \\ V_{BN}\cos(\omega t-\frac{2}{3}\pi+\varphi_B)+jV_{BN}\sin(\omega t-\frac{2}{3}\pi+\varphi_B) \\ V_{CN}\cos(\omega t+\frac{2}{3}\pi+\varphi_C)+jV_{CN}\sin(\omega t+\frac{2}{3}\pi+\varphi_C) \end{bmatrix} \quad \text{Eq. III-34}$$

Un moyen simple d'obtenir la partie imaginaire de l'expression phasorielle de la tension décrite par l'équation III-33 est de retarder la tension réelle mesurée, d'un quart de période ($T/4=1/(4f)$, f=50 Hz), comme illustré dans la Figure III-12. La somme du signal réel mesuré et du signal retardé multiplié par j ($j=\sqrt{-1}$) permet de retrouver l'expression phasorielle du système $\bar{v}_{abc}$. Ce dernier multiplié par les matrices de transformation [F_d], [F_i] et [F_h] (Annexe F) donne les trois systèmes de tension de séquence directe, inverse et homopolaire (Eq. III-35 – III-37).

$$\left[\bar{v}_{abc,d}\right]=\left[F_d\right]\left[\bar{v}_{abc}\right] \quad \text{Eq. III-35}$$

$$\left[\bar{v}_{abc,i}\right]=\left[F_i\right]\left[\bar{v}_{abc}\right] \quad \text{Eq. III-36}$$

$$\left[\bar{v}_{abc,h}\right]=\left[F_h\right]\left[\bar{v}_{abc}\right] \quad \text{Eq. III-37}$$

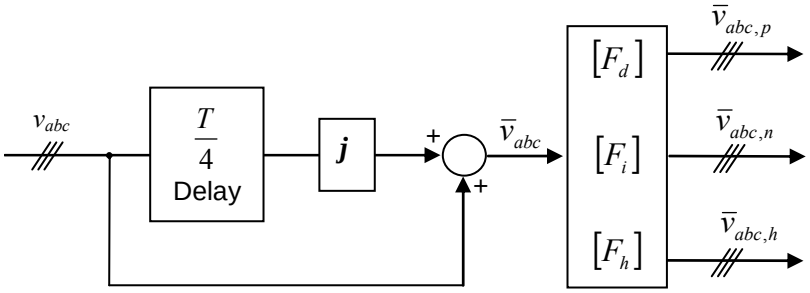


Figure III-12 : Méthode de décomposition de la tension en composantes symétriques

Les parties réelles des systèmes directe, inverse et homopolaire obtenues après la décomposition sont exprimées par les relations III-38, III-39 et III-40 :

$$\begin{bmatrix} v_{AN,d} \\ v_{BN,d} \\ v_{CN,d} \end{bmatrix} = V_d \begin{bmatrix} \cos(\omega t+\varphi_d) \\ \cos(\omega t-\frac{2}{3}\pi+\varphi_d) \\ \cos(\omega t+\frac{2}{3}\pi+\varphi_d) \end{bmatrix} \quad \text{Eq. III-38}$$

$$\begin{bmatrix} v_{AN,i} \\ v_{BN,i} \\ v_{CN,i} \end{bmatrix} = V_i \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_i) \\ \cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi + \varphi_i) \\ \cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi + \varphi_i) \end{bmatrix} \quad \text{Eq. III-39}$$

$$\begin{bmatrix} v_{AN,h} \\ v_{BN,h} \\ v_{CN,h} \end{bmatrix} = V_h \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_h) \\ \cos(\omega t + \varphi_h) \\ \cos(\omega t + \varphi_h) \end{bmatrix} \quad \text{Eq. III-40}$$

où V_d, V_q et V_0 sont les amplitudes des systèmes de séquence directe, de séquence inverse et séquence homopolaire respectivement.

La méthode de décomposition présentée dans la Figure III-12 a été testée dynamiquement sur une source idéale de tension, pour laquelle l'amplitude de la phase *A*, à l'instant t=0,04 passe de la valeur nominale de $230\sqrt{2}$ V à 100 V et le résultat est illustré dans la Figure III-13.

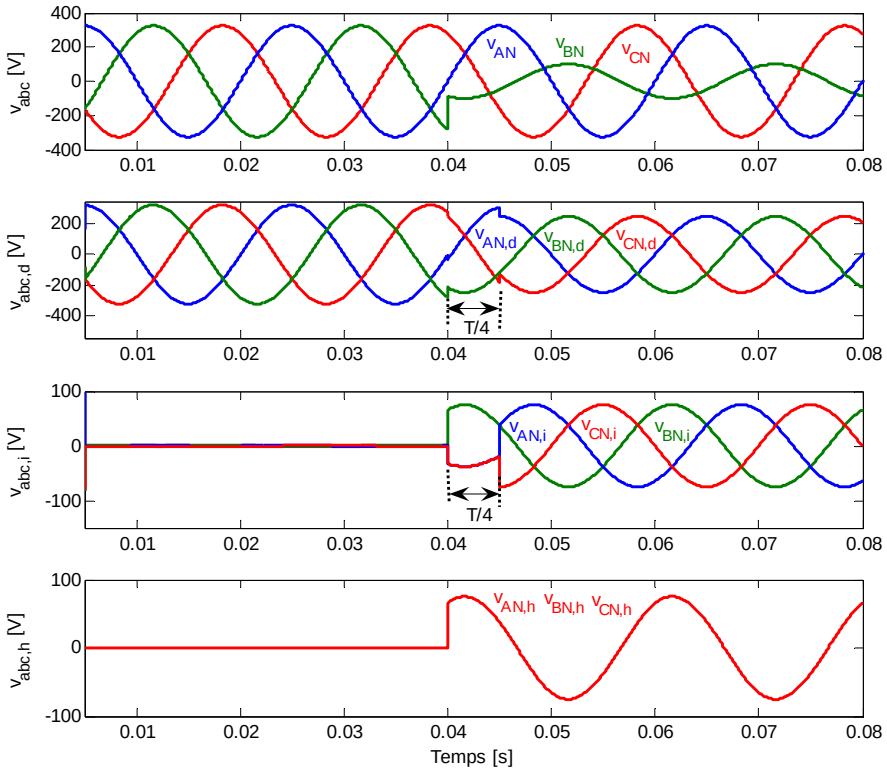


Figure III-13 : Effet du retard sur les composantes symétriques de la tension

Jusqu'à l'instant t=0,04 s, la tension triphasée v_{abc} est équilibrée et par conséquent, la tension de séquence inverse $v_{abc,i}$ et la tension de séquence homopolaire $v_{abc,h}$ sont nulles. Après l'instant t=0,04 s, la tension v_{abc} dévient déséquilibrée, ce qui fait apparaître les séquences inverse et homopolaire. Comme montré dans la Figure III-13, les vraies amplitudes pour les trois systèmes de séquence directe, inverse et homopolaire sont obtenues après $T/4$, la durée du retard introduit pour l'obtention de la partie imaginaire de l'équations III-31.

La même méthode de décomposition est appliquée aussi au courant triphasé mesuré.

III.5.2.2 Transformations appliquées à la tension de séquence directe

Comme montré dans la section III.2.1, la séquence directe a une succession de phases normales *ABC*. Ainsi, en exprimant le système triphasé de séquence directe (Eq. III-38), dans un référentiel *dq0* qui tourne dans le sens antihoraire, nous avons :

$$\begin{bmatrix} v_{d,d} \\ v_{q,d} \\ v_{0,d} \end{bmatrix} = V_d \begin{bmatrix} \cos(\varphi_d) \\ \sin(\varphi_d) \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-41}$$

La Figure III-14 présente graphiquement la transformation de la tension triphasée de séquence directe en tensions continues $v_{d,d}$ et $v_{d,q}$, en utilisant un référentiel tournant dans le sens antihoraire. La somme des trois tensions de séquence directe étant nulle, la composante *0* de la tension ne va pas être prise en compte.

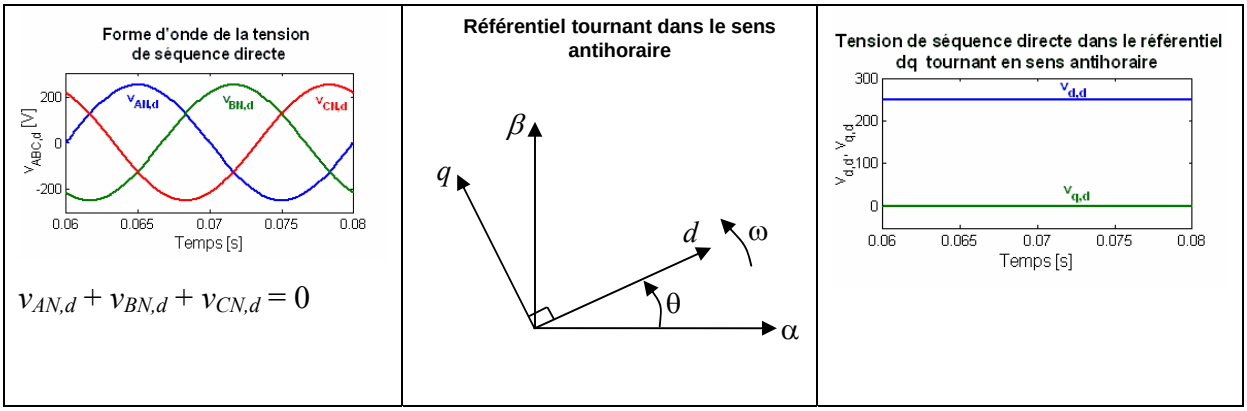


Figure III-14 : Transformation de la tension triphasée de séquence directe en signaux continus

Après avoir transformé la tension de séquence directe en grandeurs continues *dq*, ces dernières peuvent être facilement traitées par des régulateurs PI.

L'obtention de la tension de séquence directe, sa transformation en coordonnées continues *dq*, mais aussi les autres transformations appliquées pour obtenir les signaux de commande sont illustrées dans la Figure III-15 :

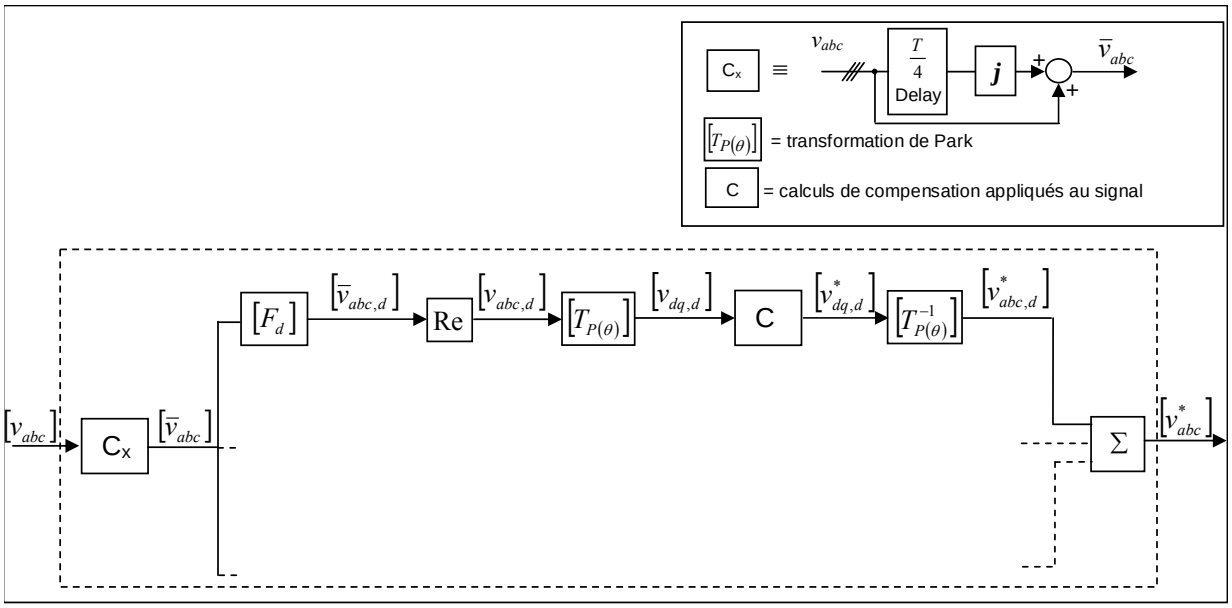


Figure III-15 : Transformations appliquées à la tension de séquence directe

III.5.2.3 Transformations appliquées à la tension de séquence inverse

La succession des phases pour le système de séquence inverse (Eq. III-39) est inversée par rapport à la séquence directe. Par conséquent, pour transformer la tension de séquence inverse en grandeurs continues, il faut utiliser un référentiel qui tourne en sens horaire, à la fréquence fondamentale. Ainsi, en multipliant le système triphasé (Eq. III-39) par la matrice de Park, pour laquelle ω devient -ω, nous retrouvons des grandeurs continues (Eq. III-40).

$$\begin{bmatrix} v_{d,i} \\ v_{q,i} \\ v_{0,i} \end{bmatrix} = V_i \begin{bmatrix} \cos(\varphi_i) \\ -\sin(\varphi_i) \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-42}$$

Ce changement de base est aussi illustré dans la Figure III-16 :

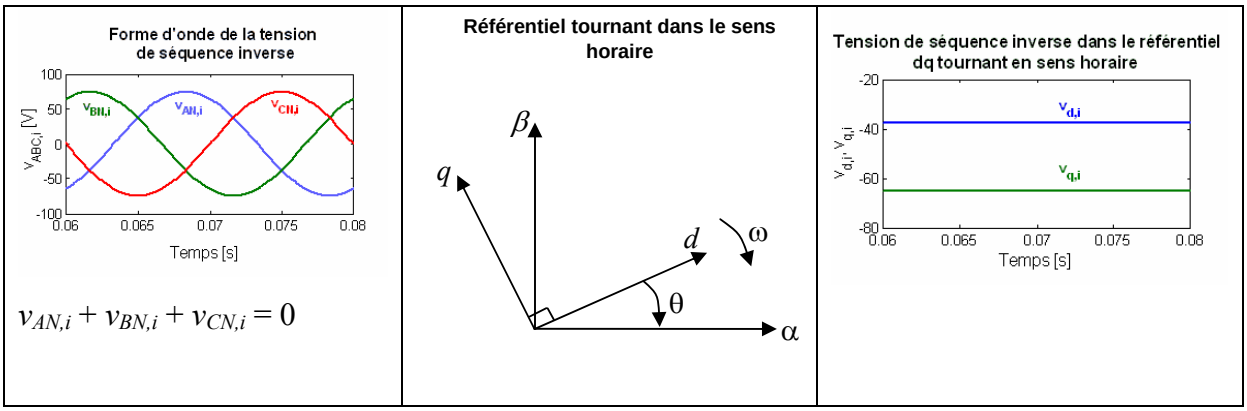


Figure III-16 : Transformation de la tension triphasée de séquence inverse en signaux continus

Les transformations présentées dans la Figure III-15 sont complétées par les transformations appliquées à la tension de séquence inverse (Figure III-17).

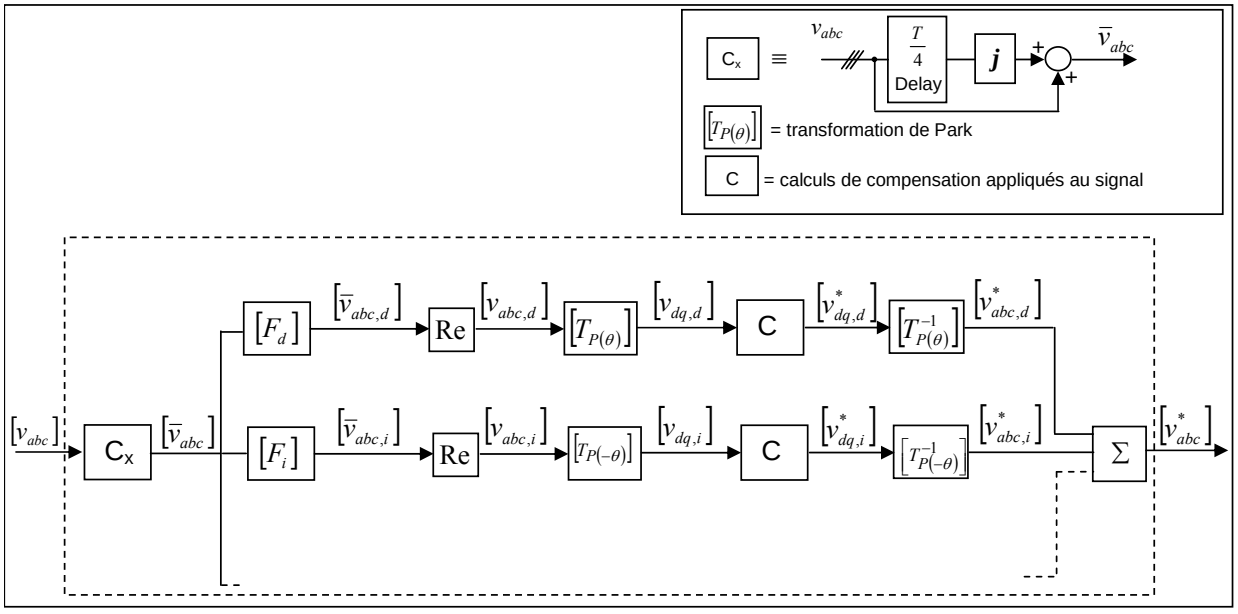


Figure III-17 : Transformations appliquées à la tension de séquence inverse

III.5.2.4 Transformations appliquées à la tension de séquence homopolaire

Le but de la stratégie de commande basée sur les composantes symétriques est d'éliminer les séquences inverse et homopolaire de la tension en régime déséquilibré. Comme montré dans la section précédente, la séquence inverse peut être transformée en composantes continues et donc, peut être facilement traitée en utilisant des régulateurs PI. Au contraire, la séquence homopolaire de la tension dans un référentiel *dq0* apparaît comme une perturbation

sur la composante *0*. En effet, en appliquant la transformée de Park au système décrit par Eq. III-40 nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} v_{d,h} \\ v_{q,h} \\ v_{0,h} \end{bmatrix} = V_h \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cos(\omega t + \varphi_h) \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-43}$$

Il existe deux possibilités d'éliminer la séquence homopolaire. La première suppose l'utilisation d'un régulateur classique en parallèle avec un filtre passe-bande à la fréquence de résonance ω [91]. Le désavantage de cette méthode est qu'en régime transitoire, le régulateur a besoin de plusieurs périodes pour éliminer l'erreur statique.
La deuxième possibilité suppose la compensation de la valeur efficace de la perturbation homopolaire. Parce que la séquence homopolaire comporte trois tensions superposées, sa valeur efficace ne peut pas être accessible qu'avec un retard d'approximativement une période (20 ms). Ce retard est beaucoup trop long pour envisager cette solution dans la stratégie de commande.

Une autre solution qui permet de transformer la séquence homopolaire en composantes continues sera présentée par la suite.
Comme précisé dans la section III.2.1, les vecteurs d'un système triphasé de séquence homopolaire sont en phase et égaux en amplitude. Ils sont également indépendants du point de vue de l'amplitude par rapport aux systèmes de séquence directe et homopolaire. Rappelons aussi que le système des phaseurs de tension de séquence homopolaire obtenu avec la méthode illustrée dans la Figure III-12 est le résultat du produit entre les phaseurs de tensions déséquilibrées et la matrice homopolaire [F_h]. Cette représentation phasorielle permet la localisation des vecteurs de tension dans l'espace et par conséquent, pour la séquence homopolaire, il est possible de déphaser les vecteurs de tension de 120°, sans affecter l'amplitude. Ainsi, si au départ la matrice homopolaire avait l'expression III-40, elle devient celle de III-45 [93][94].

$$[F_h] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-44}$$

$$\left[F_h^*\right]=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ a & a & a\\ a^2 & a^2 & a^2\end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-45}$$

où $a=\cos\left(\frac{2\pi}{3}\right)+j\sin\left(\frac{2\pi}{3}\right)$

Le nouveau système triphasé de séquence homopolaire devient :

$$\left[\overline{v}_{abc,h^*}\right]=\left[F_h^*\right]\left[\overline{v}_{abc}\right] \qquad \text{Eq. III-46}$$

Graphiquement, les vecteurs $v_{BN,h}$ et $v_{CN,h}$ du système triphasé de séquence homopolaire, initialement ayant la même orientation que le vecteur $v_{AN,h}$, sont déphasés à 120° et respectivement 240° par rapport à ce dernier (Figure III-18).

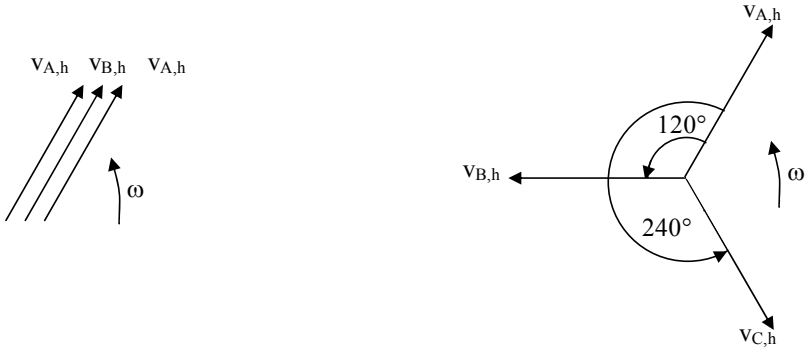


Figure III-18 : Déphasage des vecteurs du système homopolaire

Il est important de ne pas perdre de vue que le but des transformations appliquées à la séquence homopolaire est de pouvoir la transformer en coordonnées continues *dq* tout en gardant l'amplitude du système originel. La conservation de l'amplitude est importante, car le but de la stratégie de commande est de compenser la séquence homopolaire.

Après ces transformations de phase, le système de séquence homopolaire (Eq. III-44) (la partie réelle) devient :

$$\begin{bmatrix}v_{AN,h}^*\\ v_{BN,h}^*\\ v_{CN,h}^*\end{bmatrix}=V_h\begin{bmatrix}\cos(\omega t+\varphi_h)\\ \cos(\omega t+\frac{2\pi}{3}+\varphi_h)\\ \cos(\omega t-\frac{2\pi}{3}+\varphi_h)\end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-47}$$

Ainsi, la tension de séquence homopolaire devient un système triphasé équilibré à succession de phases *ACB*. Il peut donc être décomposé en coordonnées continues *dq* en utilisant un référentiel tournant en sens horaire. Une fois transformée en coordonnées continues *dq*, nous pouvons appliquer facilement les calculs de compensation de la séquence homopolaire en utilisant des régulateurs PI. Après ces calculs de compensation, nous avons appliqué les transformations inverses pour obtenir les signaux de commande. Toutes les transformations appliquées au signal de séquence homopolaire sont illustrées dans la Figure III-19. Pour démontrer que la séquence homopolaire n'est pas affectée par les transformations appliquées, nous avons montré dans la Figure III-19, que, pour chaque transformation directe, il existe une transformation inverse. La transformation inverse en grandeurs phasorielles n'est pas nécessaire car les signaux de commande sont des grandeurs réelles. De plus, les calculs de compensation effectués pour la séquence homopolaire en coordonnées *dq* (aditions et multiplications) sont les mêmes que si on réalisait la compensation directe de la composante *0* (voir section III-5.1).

La transformation inverse des grandeurs homopolaires déphasées en trois grandeurs superposées est donnée par l'équation III-48.

$$\left[v^{*}_{abc,h}\right] = \left[F^{*}_{h}\right]^{-1}\left[v^{*}_{abc,h^{*}}\right] \qquad \text{Eq. III-48}$$

$$\text{où } \left[F^{*}_{h}\right]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

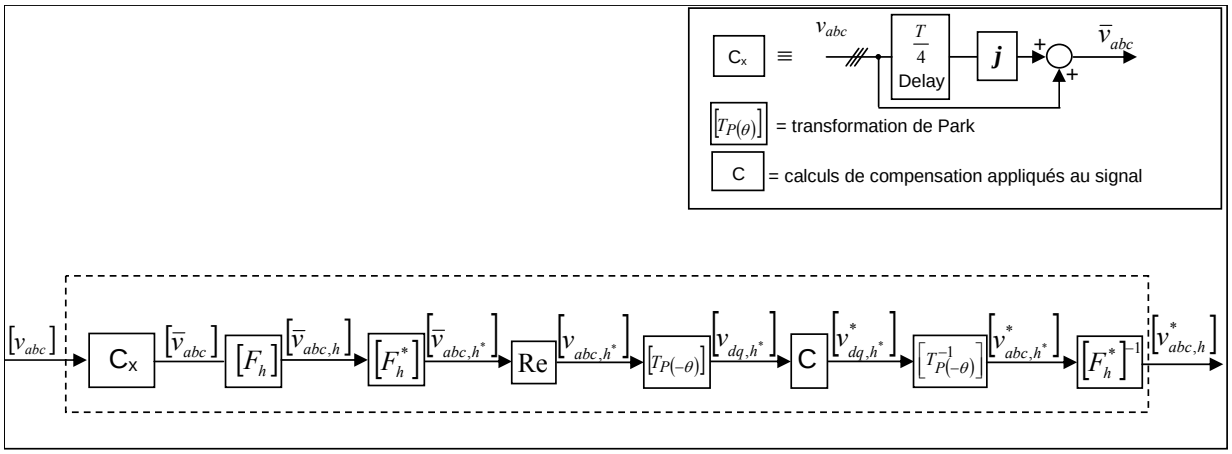


Figure III-19 : Transformations appliquée à la tension de séquence homopolaire

Après les calculs de compensation de toutes les séquences, les signaux obtenus seront ramenés dans la base de départ (*ABC*) et additionnés phase par phase pour obtenir ensuite les

signaux de commande. La chaîne complète de transformations utilisées dans la stratégie de commande pour traiter le signal de tension est illustrée dans la Figure III-20.

Toutes les transformations utilisées pour la tension triphasée sont appliquées également au courant triphasé mesuré et traité dans la stratégie de commande.

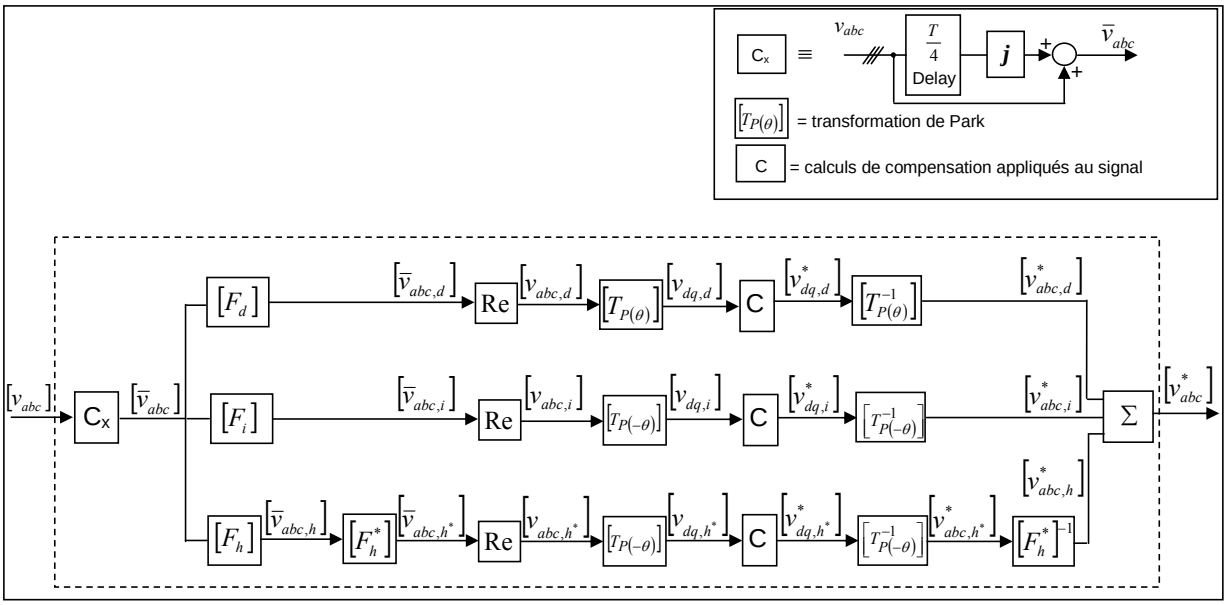


Figure III-20 : Transformation complète appliquées à la composante fondamentale de la tension

III.5.2.5 Stratégie de commande complète

La structure complète de la commande-*dih* basée sur les composantes symétriques de la tension et du courant est illustrée dans la Figure III-21. Elle est constituée par deux boucles de régulation [95], une boucle interne de courant et un boucle externe de tension sur trois voix. Les courants et les tensions mesurés à la sortie du filtre sont d'abord décomposés en les trois systèmes de séquence directe, inverse et homopolaire. Puis, ces systèmes triphasés sont transformés en grandeurs continues en utilisant différents référentiels tournants comme décrit dans la section précédente. Les trois séquences de tensions et courants en coordonnées *dq* sont traitées indépendamment par trois voix de régulation. La séquence directe de la tension et du courant est régulée par des régulateurs PI, dans un référentiel positif, et les séquences inverse et homopolaire sont régulées par des régulateurs PI, dans un référentiel négatif.

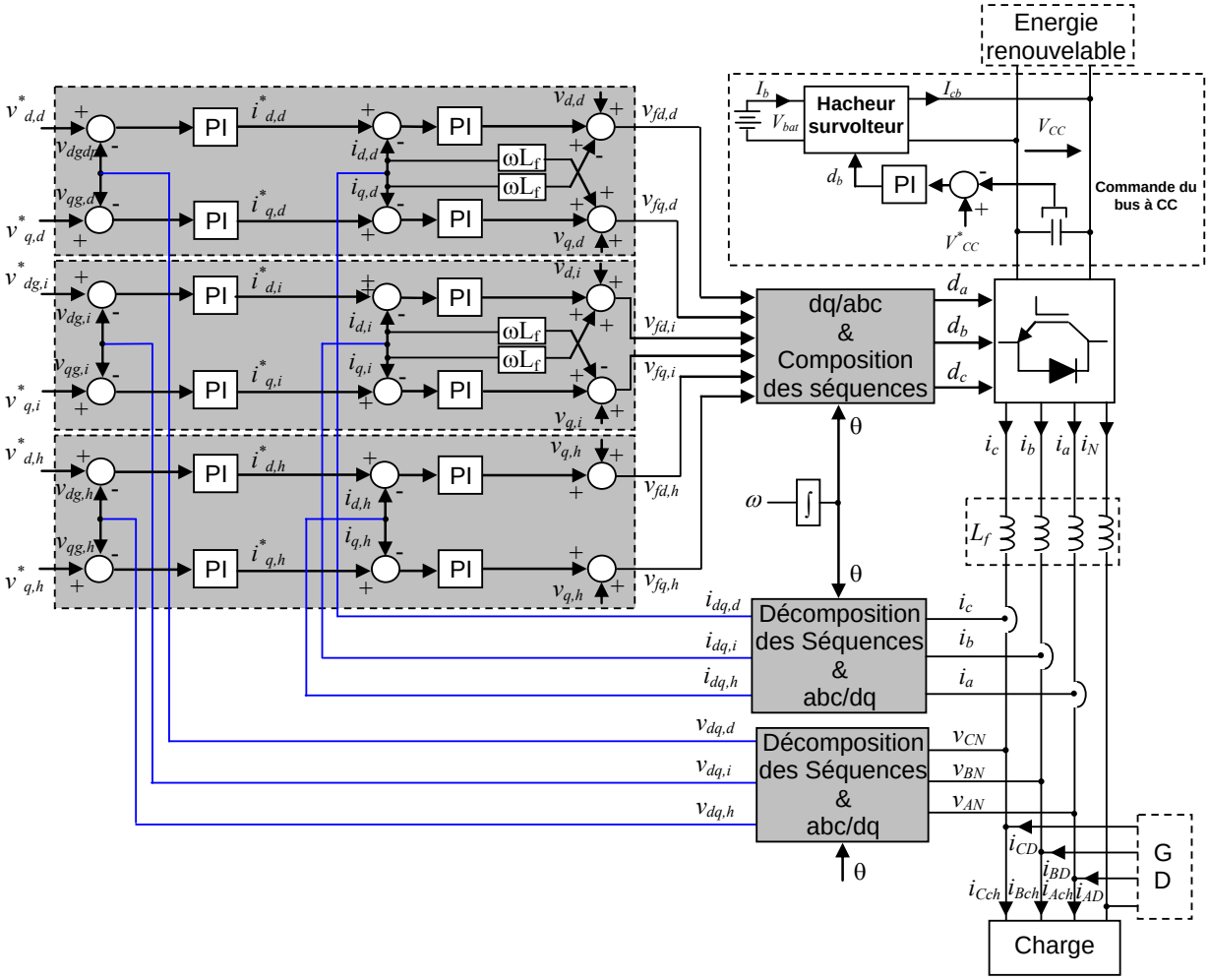


Figure III-21 : Stratégie de commande-*dih*

La stratégie présentée dans la Figure III-21 permet la compensation des perturbations entraînées par les séquences inverse et homopolaire. Ainsi, la tension en sortie du filtre, dans le point commun de couplage, devient bien équilibrée.

Dans la Figure III-21, les termes $-\omega L_f i_{q,d}$, $\omega L_f i_{d,d}$, $\omega L_f i_{q,i}$, $-\omega L_f i_{d,i}$, sont insérés pour découpler la dynamique des axes *dq*. Ils ont été calculés en utilisant le même raisonnement que dans le cas de la stratégie de commande-*dq0*.

Soit la tension à la sortie et à l'entrée du filtre et le courant sous la forme compacte décrite par les équations III-49 – III-51 :

$$\left[v_f\right] = \left[v_{af} \quad v_{bf} \quad v_{cf}\right]^T \qquad \text{Eq. III-49}$$

$$\left[v\right] = \left[v_{AN} \quad v_{BN} \quad v_{CN}\right]^T \qquad \text{Eq. III-50}$$

$$\left[i\right] = \left[i_a \quad i_b \quad i_c\right]^T \qquad \text{Eq. III-51}$$

Chaque système décrit par les équations III-49 – III-51 peut être décomposé en utilisant les composantes symétriques, en :

$$[v_f] = [v_{f,d}] + [v_{f,i}] + [v_{f,h}] \quad \text{Eq. III-52}$$

$$[v] = [v_d] + [v_i] + [v_h] \quad \text{Eq. III-53}$$

$$[i] = [i_d] + [i_i] + [i_h] \quad \text{Eq. III-54}$$

où :

$[v_{f,d}] = [v_{af,d} \quad v_{bf,d} \quad v_{cf,d}]^T$, $[v_{f,i}] = [v_{af,i} \quad v_{bf,i} \quad v_{cf,i}]^T$, $[v_{f,h}] = [v_{af,h} \quad v_{bf,h} \quad v_{cf,h}]^T$ sont les tensions de séquence directe, inverse et homopolaire à l'entrée du filtre ;

$[v_d] = [v_{AN,d} \quad v_{BN,d} \quad v_{CN,d}]^T$, $[v_i] = [v_{AN,i} \quad v_{BN,i} \quad v_{CN,i}]^T$, $[v_h] = [v_{AN,h} \quad v_{BN,h} \quad v_{CN,h}]^T$ sont les tensions de séquence directe, inverse et homopolaire à la sortie du filtre ;

$[i_d] = [i_{a,d} \quad i_{b,d} \quad i_{c,d}]^T$, $[i_i] = [i_{a,i} \quad i_{b,i} \quad i_{c,i}]^T$, $[i_h] = [i_{a,h} \quad i_{b,h} \quad i_{c,h}]^T$ sont les courants de séquence directe, inverse et homopolaire dans l'onduleur. Par la suite, le premier indice avant la virgule, pour les grandeurs présentées, est lié aux référentiels et l'indice après la virgule est lié à la séquence directe, inverse ou homopolaire.

Boucle externe de régulation de la tension :

La boucle externe de régulation donne les consignes des courants $\{i^*_{d,d}, i^*_{q,d}, i^*_{d,i}, i^*_{q,i}, i^*_{d,h}, i^*_{q,h}\}$, en fixant les séquences directe, inverse et homopolaire de la tension en coordonnées dq. La séquence directe de la tension $v_{d,d}$ est comparée à l'amplitude de la tension désirée et l'erreur est traitée par un régulateur PI. Toutes les autres tensions $\{v_{q,d}, v_{d,i}, v_{q,i}, v_{d,h}, v_{q,h}\}$ sont fixées à 0 en utilisant la même procédure.

Boucle interne de régulation du courant :

Le courant de séquence directe, dans la première voix de régulation de la stratégie de commande présentée dans la Figure III-21, est régulé dans un référentiel positif et les tensions de séquence directe $v_{fd,d}$, $v_{fq,d}$ ont les expressions :

$$v_{fd,d} = v_{d,d} + (PI)\left(i^*_{d,d} - i_{d,d}\right) - \omega L_f i_{q,p} \quad \text{Eq. III-55}$$

$$v_{fq,d} = v_{q,d} + (PI)\left(i^*_{q,d} - i_{q,d}\right) + \omega L_f i_{q,d} \quad \text{Eq. III-56}$$

Le courant de séquence inverse, dans la deuxième voix de régulation de la stratégie de commande, est régulé dans un référentiel négatif et les tensions de séquence inverse $v_{fd,i}$, $v_{fq,i}$ ont les expressions :

$$v_{fd,i} = v_{d,i} + (PI)\left(i^*_{d,i} - i_{d,i}\right) + \omega L_f i_{q,i} \qquad \text{Eq. III-57}$$

$$v_{fq,i} = v_{q,i} + (PI)\left(i^*_{q,i} - i_{q,i}\right) - \omega L_f i_{q,i} \qquad \text{Eq. III-58}$$

Le courant de séquence homopolaire, dans la troisième voix de régulation de la stratégie de commande est régulé dans un référentiel négatif et les tensions de séquence homopolaire $v_{fd,h}$, $v_{fq,h}$ ont les expressions :

$$v_{fd,h} = v_{d,h} + (PI)\left(i^*_{d,h} - i_{d,h}\right) \qquad \text{Eq. III-59}$$

$$v_{fq,h} = v_{q,h} + (PI)\left(i^*_{q,h} - i_{q,h}\right) \qquad \text{Eq. III-60}$$

La synthèse des régulateurs PI utilisés dans les boucles de régulation a été réalisée par la méthode de placement de pôles. Les paramètres des régulateurs sont présentés dans l'Annexe E.

Les signaux de commande $[d_{af}\ \ d_{bf}\ \ d_{cf}\ ]^T$ (les rapports cycliques) sont obtenus en appliquant d'abord la transformation inverse Park et Clarke (Annexe D) aux signaux $\{v_{fd,d}, v_{fq,d}, v_{fd,i}, v_{fq,i}, v_{fd,h}, v_{fq,h}\}$. Ensuite, résultat de cette transformation, les composantes symétriques en référentiel *abc* (Figure III-22) sont composées phase par phase.

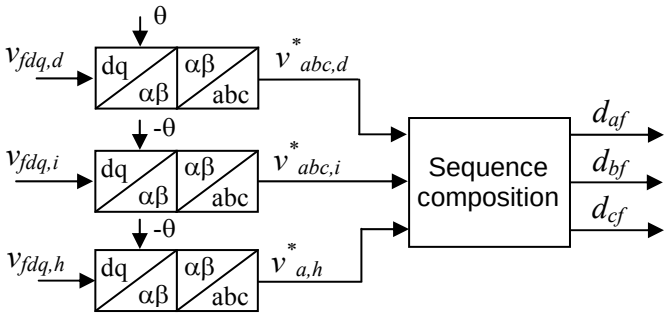


Figure III-22 : Transformation *dq-abc* et composition des séquences

Il est important de rappeler que la composition des séquences utilise trois phases homopolaires identiques (voir section III.2.1). Parce que, actuellement, la séquence homopolaire $v^*_{abc,h}$ comporte trois signaux avec la même amplitude et déphasés tel que deux

phases consécutives sont déphasé à 120°, seule la phase *A* est utilisée pour obtenir les rapports cycliques (Eq. III-58).

$$\begin{bmatrix} d_{af} \\ d_{bf} \\ d_{cf} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{CC}} \begin{bmatrix} v_{a,d}^{*} + v_{a,i}^{*} + v_{a,h}^{*} \\ v_{b,d}^{*} + v_{b,i}^{*} + v_{a,h}^{*} \\ v_{c,d}^{*} + v_{c,i}^{*} + v_{a,h}^{*} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. III-61}$$

III.6 Conclusions

Dans ce chapitre, deux stratégies de commande ont été développées à partir du modèle du convertisseur à quatre bras.

La première stratégie utilise deux boucles de régulation pour réguler la tension et le courant déséquilibrés à la sortie du convertisseur en coordonnées *dq0*. Si les axes *d* et *q* sont couplés, l'axe *0* est indépendant. Lorsque la charge est déséquilibrée, l'existence de la séquence inverse entraîne des oscillations à la pulsation 2ω des composantes *dq* et l'existence de la séquence homopolaire entraîne des oscillations à la pulsation ω de la composante *0*.

La deuxième stratégie est basée sur la décomposition des systèmes triphasés de tension et de courant déséquilibrés instantanés en coordonnées symétriques directe, inverse et homopolaire. La méthode de décomposition utilise la représentation phasorielle. Elle est réalisée avec un retardement des signaux mesurés d'un quart de période de la fréquence fondamentale et elle applique un déphasage de 120° entre les vecteurs homopolaires initialement superposés. Les séquences directe, inverse et homopolaire sont des composantes continues dans leur propre référentiel tournant *dq* ; chacune d'elles est efficacement régulée par des régulateurs PI. Les signaux de commande sont obtenus en appliquant les transformées inverses de Park et de Clarke et en additionnant phase par phase les trois systèmes triphasés de séquence directe, inverse et trois fois la phase *A* homopolaire.

Les performances des stratégies de commande présentées dans ce chapitre sont analysées dans le chapitre suivant.

CHAP. IV : RESULTATS DE SIMULATION

CHAP. IV : RESULTATS DE SIMULATION

IV.1 Introduction

Dans les deux chapitres précédents, nous avons présenté les bases qui ont permis de développer sous l'environnement MATLAB/Simulink, les modèles de simulation de tous les composants du SEH illustré dans la Figure II-7. Ces modèles de simulation peuvent être utilisés de manière modulaire, ce qui permet d'adapter le modèle aux objectifs des simulations. Les paramètres des composants du SEH sont donnés dans l'Annexe B.

Dans ce chapitre, structuré en deux parties, les simulations font appel à des situations variées et représentatives des difficultés potentielles rencontrées par les SEH. Ainsi, dans la première partie, l'attention est focalisée sur le comportement du SEH face aux variations climatiques et de charge triphasées équilibrées. Nous analysons l'efficacité des systèmes de commande des sources d'énergie renouvelable et la stabilité des bus à CC et à CA. Pour cette partie, le modèle de simulation du SEH est celui présenté dans le Chapitre II.
Dans la deuxième partie, le SEH est analysé en régime de charge déséquilibrée. Les outils de simulation utilisés sont basés sur les modèles développés dans le Chapitre III. Pour élargir le champ d'investigation et illustrer la capacité de la stratégie de commande-*dih* par rapport à la stratégie de commande-*dq0*, nous avons testé le SEH équipé de l'onduleur à quatre bras avec différents types de déséquilibre. Un premier test est réalisé en régime de déséquilibre permanent avec des charges monophasées de valeurs différentes, distribuées sur les trois phases du SEH. Dans un deuxième test réalisé en condition de déséquilibre transitoire, seule la phase *A* du SEH est chargée différemment.

IV.2 Analyse du comportement dynamique du SEH

Dans cette section, nous allons analyser d'abord le comportement dynamique du SEH soumis à des variations climatiques (vent et éclairement), dans le but d'étudier l'efficacité des stratégies de commande permettant aux sources d'énergie renouvelable d'optimiser le rendement énergétique. La stabilité du bus à CC est également analysée du point de vue de la

régulation de la tension. Nous examinons ensuite le comportement de la tension sur le bus à CA et le bus à CC face aux variations rapides de charge à CA.

IV.2.1 Variations climatiques

IV.2.1.1 Variation du vent

Une première simulation est réalisée pour tester l'efficacité de la stratégie de commande permettant à l'éolienne de poursuivre le point de puissance maximale. Le profil de vent utilisé [43] pour cette simulation est présenté dans la Figure IV-1.

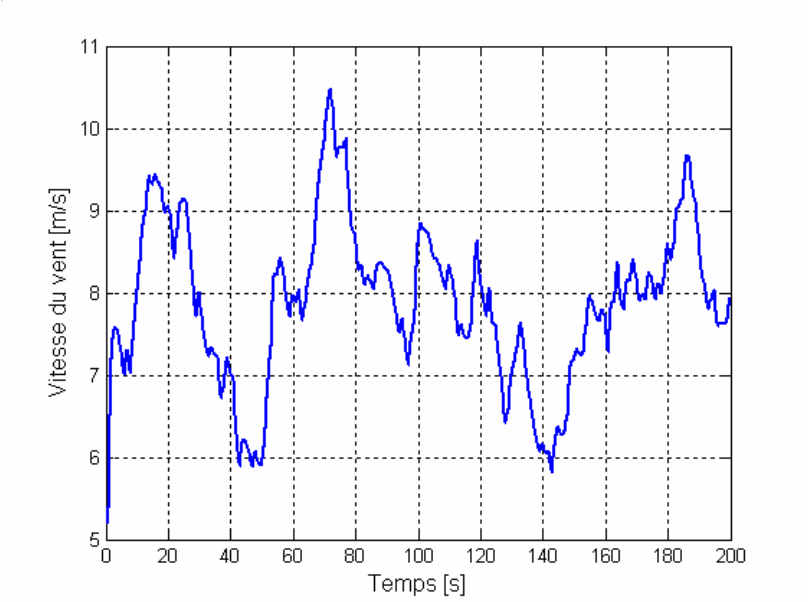


Figure IV-1 : Vitesse du vent

Durant cette simulation, seule la puissance délivrée par l'éolienne varie. La puissance demandée par la charge est constante.

La Figure IV-2 présente l'efficacité avec laquelle le générateur asynchrone de l'éolienne poursuit la vitesse optimale. Cette dernière, en pointillé sur la figure, est liée à la vitesse instantanée du vent par la vitesse spécifique optimale λ_{opt}. Nous constatons que la vitesse de la machine électrique suit bien la vitesse optimale. L'écart existant entre les deux courbes est causé par l'inertie du système éolien.

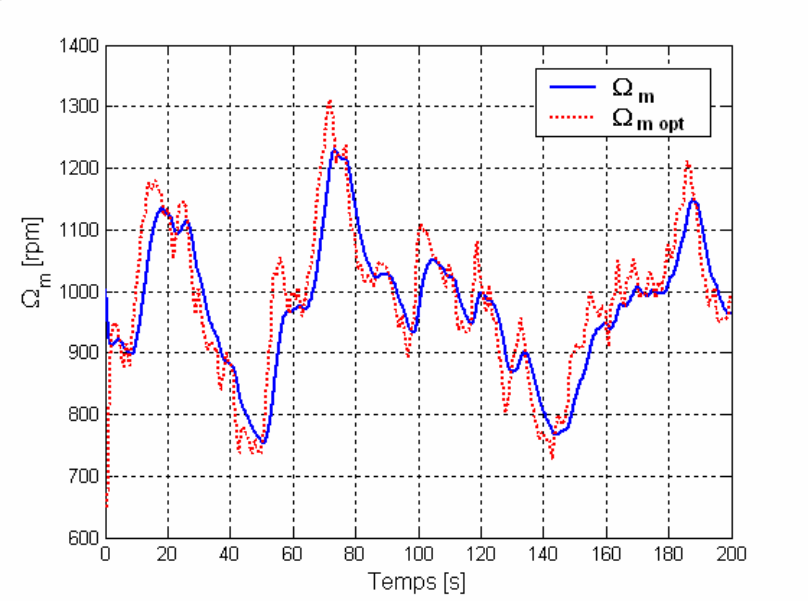


Figure IV-2 : Performance de la commande de poursuite de la vitesse de rotation optimale

Dans une deuxième simulation, un échelon de vitesse du vent est utilisé pour illustrer la réponse du système de poursuite du point de puissance maximale (voir section II.3.1.6) et pour analyser l'évolution de la tension sur le bus à CC.

Pour cet essai, la vitesse du vent varie de 5 m/s à 9 m/s puis à nouveau à 5 m/s. Cette variation correspond à une vitesse optimale à l'arbre d'environ 600 et 1100 rpm respectivement (Figure IV-3). L'évolution des composantes i_{sd} du courant statorique liée au flux de la machine électrique et i_{sq} liée au couple de la même machine (voir section II.3.1.6) est aussi présentée dans la Figure IV-3.

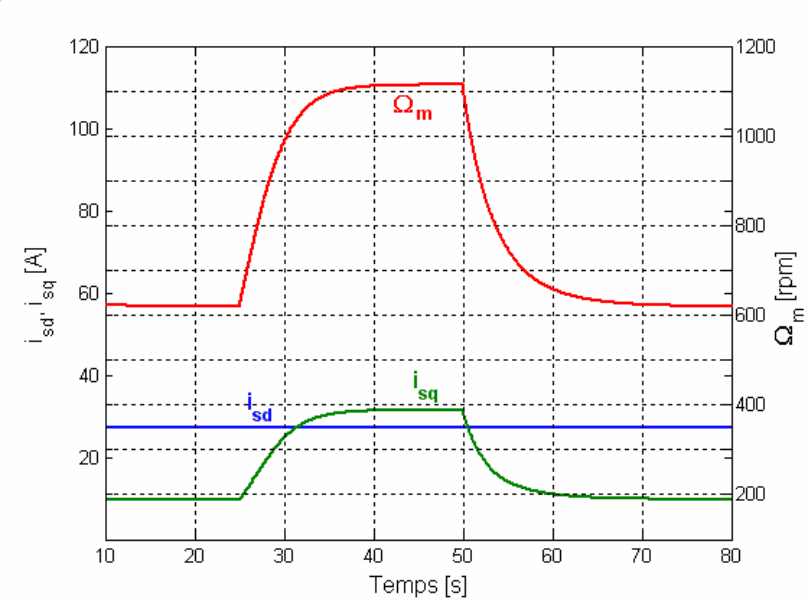


Figure IV-3 : Performances de la stratégie de commande pour une variation du vent de type échelon

Nous remarquons que la vitesse de la machine électrique suit les variations de la composante i_{sq} du courant statorique, associée au couple optimal, pendant que la composante i_{sd} reste constante.

Comme montré dans le chapitre II, la liaison entre les sources d'énergie renouvelable et l'onduleur est réalisée par le biais d'un bus à CC. La régulation de la tension continue V_{cc} sur ce bus est mise en œuvre par un hacheur réversible en courant, connecté à un banc de batteries. La dynamique de V_{cc} pour le même échelon de vitesse est présentée dans la Figure IV-4. Nous constatons qu'à l'instant t=10 s, le hacheur fournit un courant i_{cch} positif sur le bus à CC. Cela signifie que les batteries assurent une partie de l'énergie demandée par la charge. A l'instant où la vitesse du vent change, le surplus d'énergie produit par l'éolienne est envoyé dans le banc de batteries (t=27 s). Au moment t=53 s, la vitesse du vent a de nouveau la valeur initiale et les batteries se déchargent pour assurer l'énergie demandée par la charge. Durant cet essai, la tension V_{cc} reste constante, ce qui montre un excellent comportement du système de régulation de la tension.

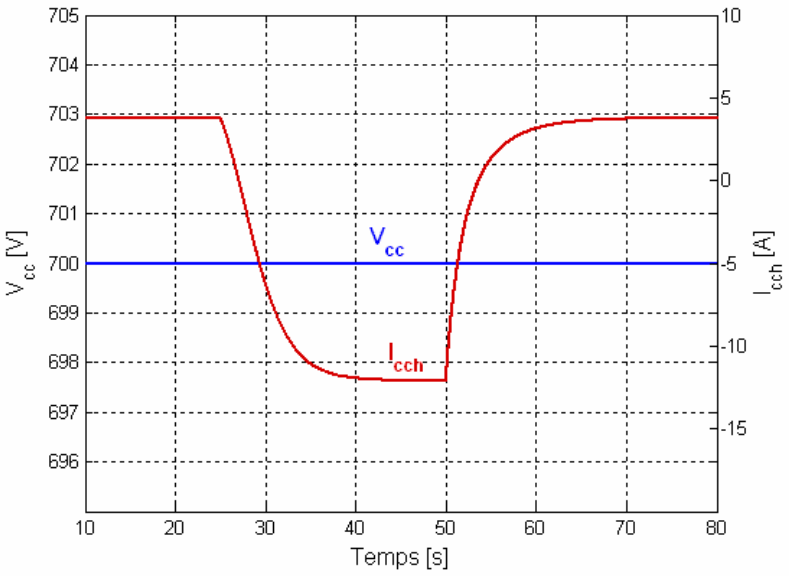


Figure IV-4 : Dynamique du bus à CC pour un échelon de vent

IV.2.1.2 Variation d'éclairement

Pour tester l'efficacité de l'algorithme MPPT utilisé dans le système de conversion photovoltaïque, nous avons utilisé un profil d'éclairement réel. Il s'agit de l'éclairement énergétique global sur une surface horizontale obtenue à partir de mesures réalisées à côté du

Havre, lors d'une journée avec des variations d'éclairement importantes, dues aux passages fréquents des nuages. Son profil est présenté dans la Figure IV-5.

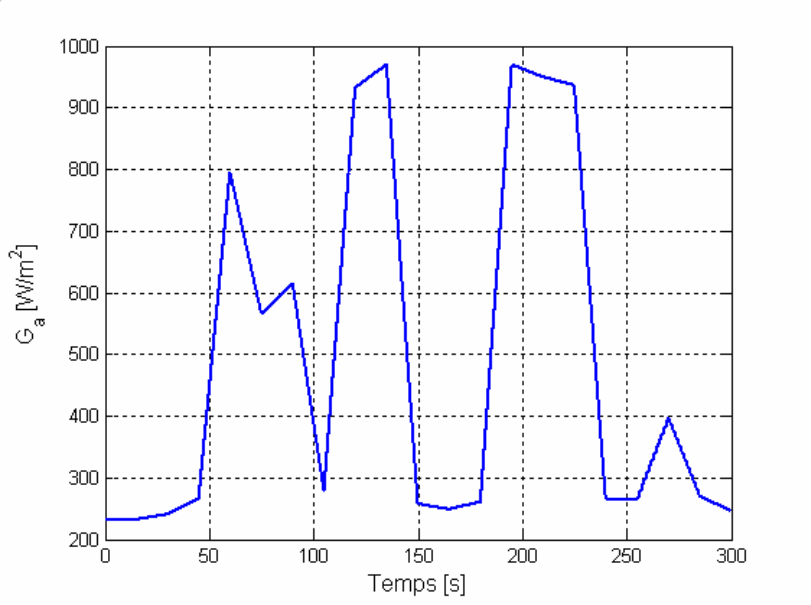


Figure IV-5 : Eclairement énergétique global sur une surface horizontale lors d'une journée à éclairement variable

Pour cet essai, la température est gardée constante à 25°C et seule la puissance fournie par le système photovoltaïque varie. La puissance photovoltaïque récupérée P_{pv} et la puissance incidente maximale $P_{pv,in}$, qui peut être récupérée avec la surface des panneaux exploitée, sont illustrées dans la Figure IV-6. La puissance incidente maximale est le produit entre l'éclairement, la surface des panneaux exploitée et le rendement du système PV.

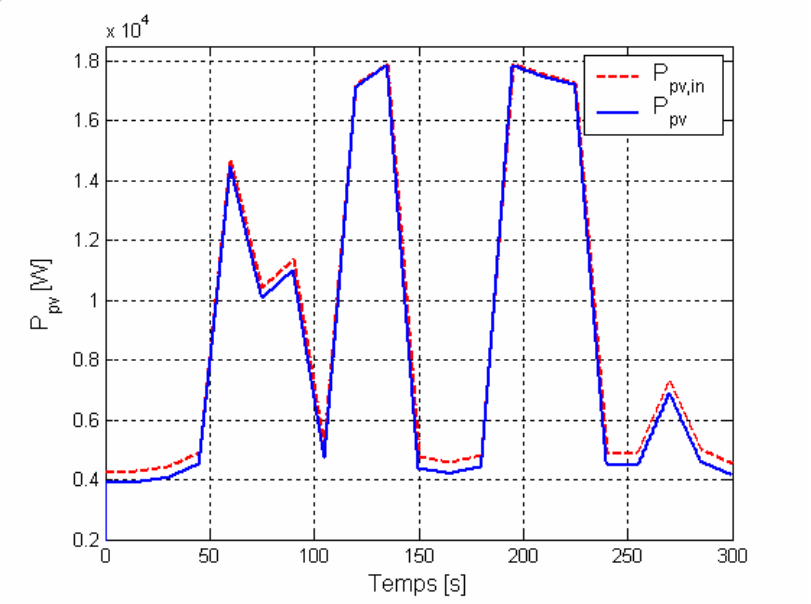


Figure IV-6 : Puissance PV incidente sur la surface des panneaux et puissance PV récupérée

Nous constatons une bonne réponse du système de poursuite du point de puissance maximale. La variabilité du rendement du système PV avec l'éclairement énergétique est la cause des pertes enregistrées pour des valeurs d'éclairement faibles.

Une deuxième simulation a été réalisée pour analyser l'évolution de la tension dans le bus à CC face à un échelon d'éclairement. Celui-ci varie de 400 à 800 W/m^2. Pendant ce test, les autres sources du SEH fournissent une puissance constante et il n'y a pas de variations de charge. Les résultats de cet essai de simulation sont illustrés dans la Figure IV-8.

Comme nous pouvons le constater, jusqu'au moment t=15s, une partie de la puissance demandée par la charge est fournie par les batteries (le courant I_{cch} est positif). Au moment t=15s, le surplus de puissance fournie par le système photovoltaïque va dans le banc de batteries et le courant I_{cch} devient négatif. A t=30 s, l'éclairement énergétique reprend la valeur initiale et le courant qui traverse le hacheur redevient positif (les batteries se déchargent).

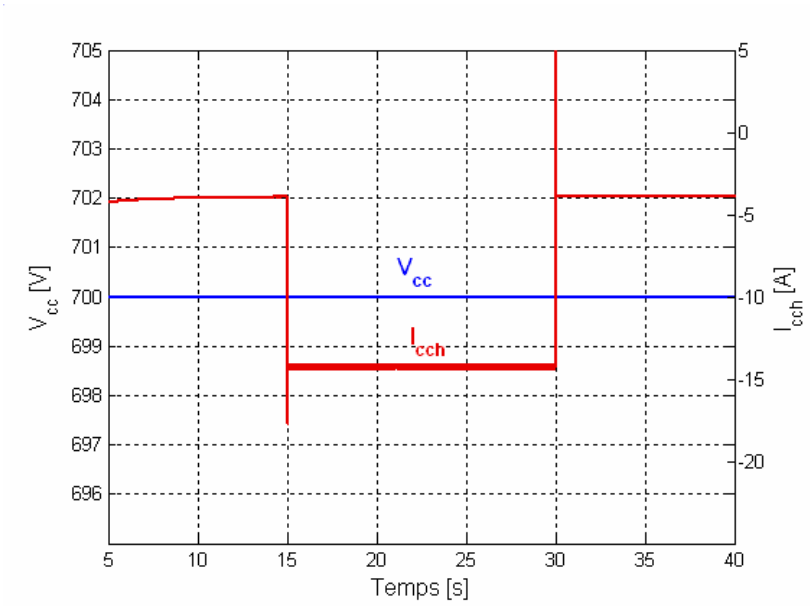


Figure IV-8 : Dynamique du bus à CC pour un échelon d'éclairement

La dynamique rapide du régulateur de la tension V_{cc} permet de la maintenir constante à sa valeur de référence.

IV.2.2 Variation de charge

IV.2.2.1 Variation de charge résistive

Dans cette section, le SEH est soumis à des variations de charge pour analyser l'évolution du bus à CA et du bus à CC.

Une première simulation est réalisée en faisant varier une charge résistive triphasée équilibrée de 30 KW à 50 KW, puis à nouveau à 30 KW. Les deux échelons ont lieu à un intervalle de 0,13 s. Pour cette simulation, le SEH est équipé de l'onduleur modélisé dans le Chapitre II, basé sur une configuration à trois bras et de la stratégie de commande classique à décomposition *dq* (voir section II.3.4). Le bilan des puissances en SEH avant et après le premier échelon de puissance de la charge résistive est illustré dans la Figure IV-9.

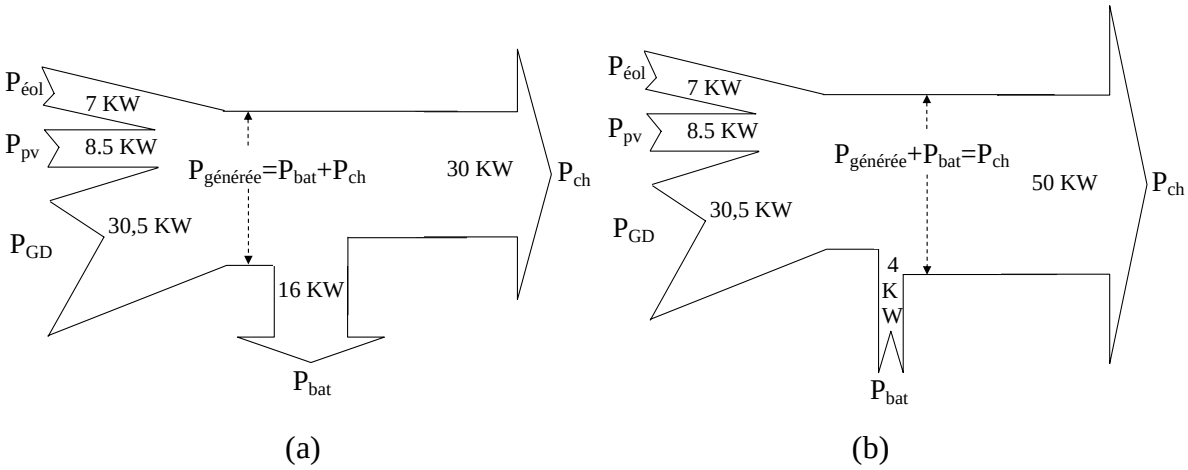


Figure IV-9 : Bilan des puissances en SEH (a) avant la variation de charge, (b) après le premier échelon

Dans la Figure IV-9(a), jusqu'au début de la variation de la charge résistive, la puissance demandée par celle-ci est assurée par le générateur diesel. Le surplus de puissance générée par ce dernier et la puissance générée par les sources d'énergie renouvelable va dans les batteries. Rappelons que le GD et la charge résistive sont tous les deux du coté du bus à CA. Après son augmentation, la charge absorbe la totalité de la puissance générée par les sources et le reste est fourni par les batteries (Figure IV-9(b)).

La dynamique du bus à CA pendant les variations de charge est illustrée dans les Figures IV-10 et IV-11. Sachant que nous avons choisi une charge purement résistive, le déphasage entre le courant dans une phase et la tension simple correspondante est zéro. Par

conséquent, les courants de charge seront utilisés pour mesurer les facteurs de puissance (le facteur de puissance est donné par le déphasage entre le courant et la tension). Ainsi, dans la Figure IV-10, jusqu'à l'instant t=1 s, le déphasage entre le courant i_{on} dans l'onduleur et la tension est de 105°, ce qui correspond à une puissance active transférée vers les batteries (l'onduleur charge les batteries). Après l'instant t=1 s, la puissance demandée par la charge augmente. Cette variation est suivie par un régime transitoire durant lequel les courants du générateur diesel sont déséquilibrés. Jusqu'à l'instant t=1,13 s (retour aux conditions initiales), le déphasage entre le courant dans l'onduleur et la tension est de 10°, ce qui correspond à une puissance active transférée vers la charge. Comme nous pouvons le constater, la commande de l'onduleur réagit vite à la variation de charge, mais le déséquilibre existant sur les courants du générateur diesel pendant le régime transitoire entraîne un faible déséquilibre sur les courants de la charge. A l'instant t=1,13 s, la charge revient à la valeur initiale 30 kW et entraîne un nouveau transitoire accompagné par des déséquilibres sur les courants du générateur diesel et un changement de phase pour le courant triphasé dans l'onduleur.

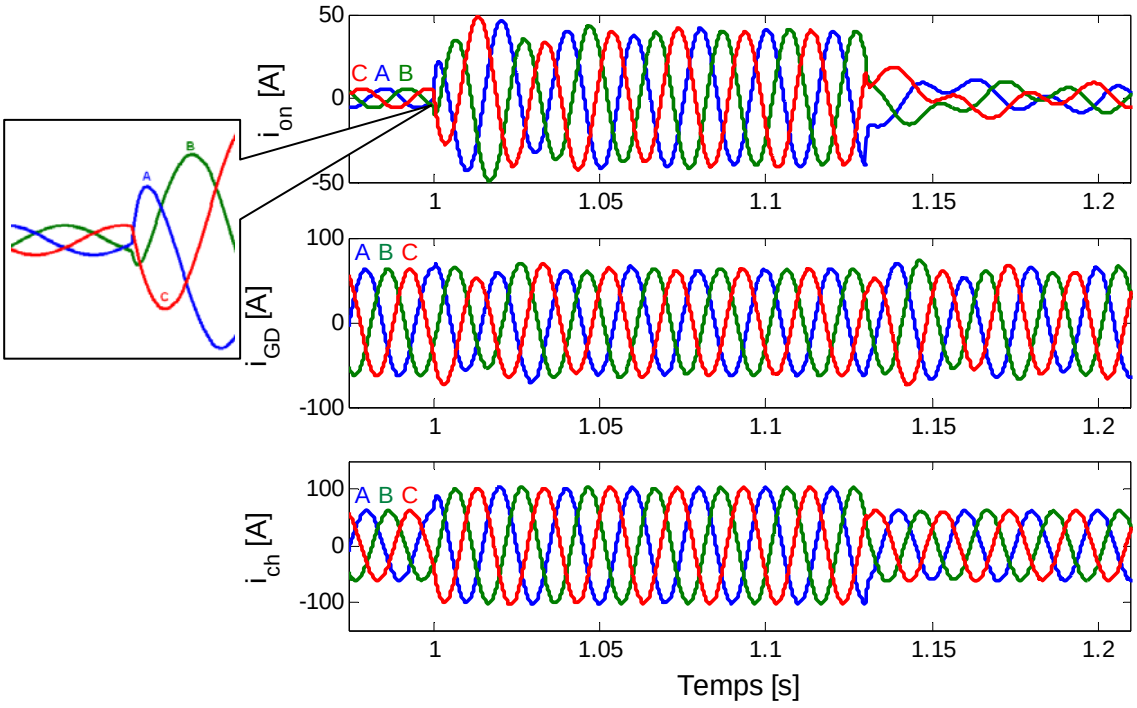


Figure IV-10 : Courants des sources triphasées et courant de la charge pendant les variations de charge

La Figure IV-11 présente l'évolution de la tension sur le bus à CA pendant les variations de charge. La commande de l'onduleur est affectée par le comportement du

générateur diesel, ce qui entraîne un faible déséquilibre sur la tension pendant les régimes transitoires. Nous remarquons également sur la tension, la présence des surtensions transitoires générées par le filtre RL à la sortie de l'onduleur.

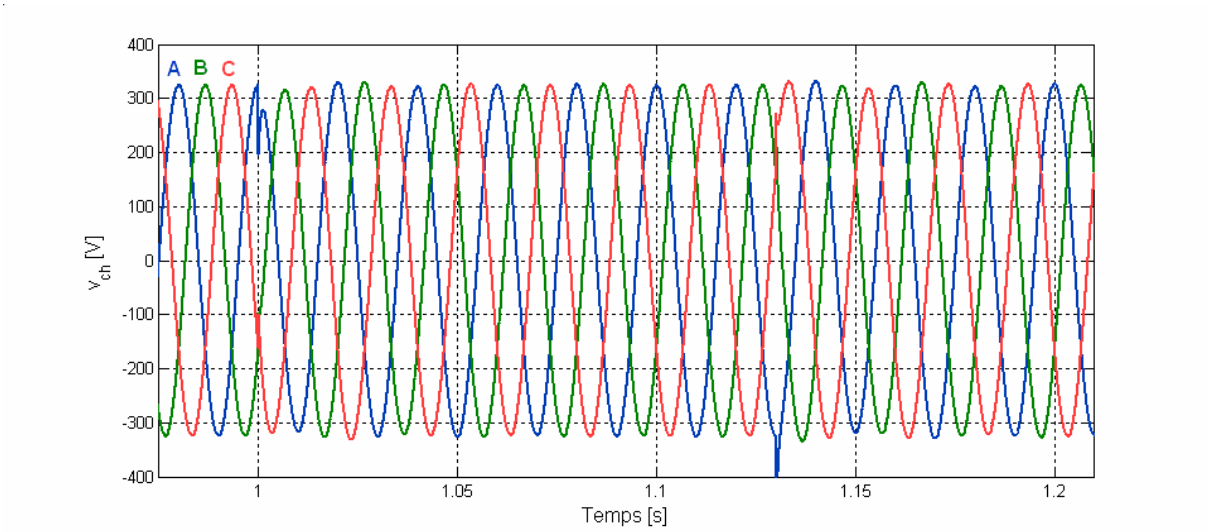


Figure IV-11 : Evolution de la tension face aux variations de charge

La Figure IV-12 illustre la dynamique du bus à CC pour le même échelon de charge. Comme nous pouvons le remarquer, pour une variation de l'amplitude du courant de charge $I_{ch\ am}$, d'environ 40 A, la tension V_{cc} oscille légèrement, mais retrouve sa valeur de référence en moins de 50 ms.

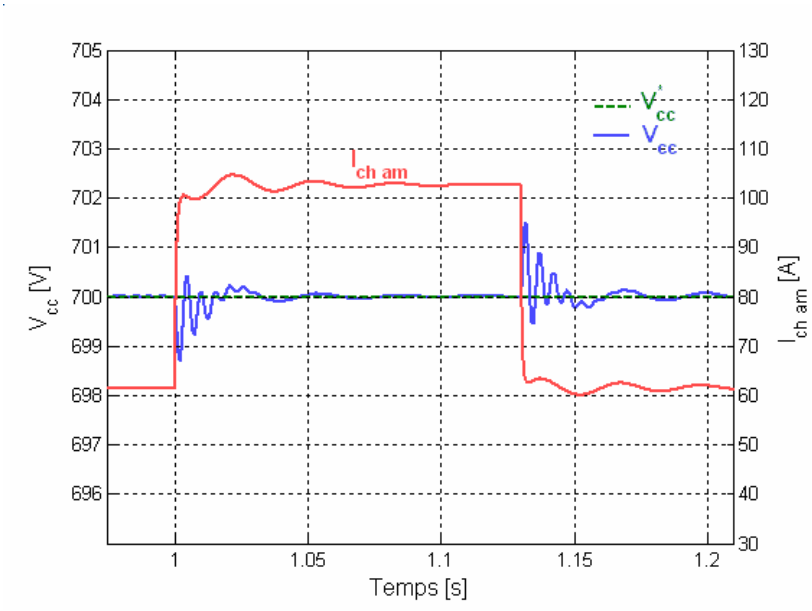
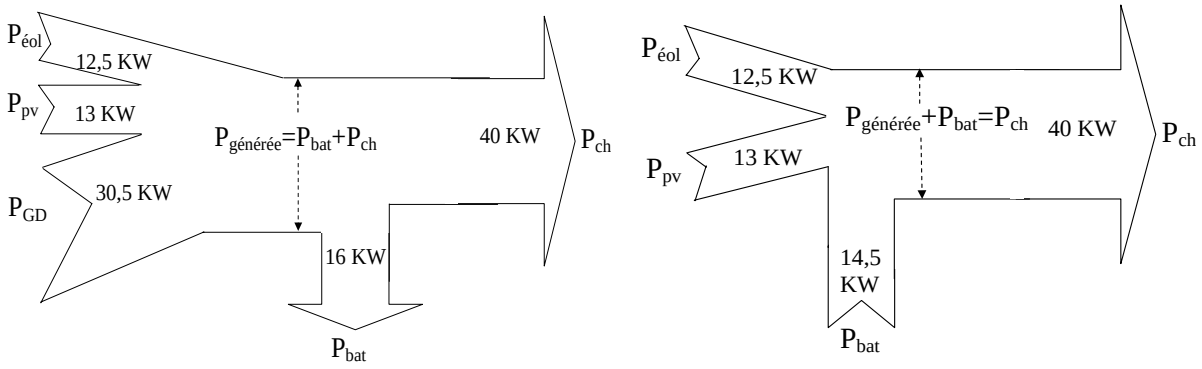


Figure IV-12 : Dynamique du bus à CC pendant les variations de charge

IV.2.2.1 Variation de charge RLE

La dynamique du bus à CA et du bus à CC a été également analysée pour une variation de charge RLE et les résultats de cette analyse sont présentés dans cette section. Pour cette simulation, le générateur diesel est considéré comme une charge négative. Pour étudier les effets entraînés par une variation de charge RLE, nous avons déconnecté le générateur diesel en pleine charge. La reconnexion du générateur diesel dans le SEH ne fait pas l'objet de cette analyse. Cette reconnexion exige la mise en place d'un processus de synchronisation des sources. Ce processus n'a pas été étudié dans cette thèse.

La configuration du SEH pour cette simulation est la même que celle utilisée pour le test de variation de charge résistive. Le bilan des puissances en SEH, avant et après la déconnexion du générateur diesel, est illustré dans la Figure IV-13.



(a) (b)

Figure IV-13 : Bilan des puissances en SEH (a) avant la déconnexion du GD, (b) après la déconnexion du GD

La Figure IV-13(a) illustre le bilan des puissances du SEH avant la déconnexion du générateur diesel. La puissance demandée par la charge est assurée en grande partie par le générateur diesel avant qu'il soit déconnecté. Le surplus de puissance fournie par les sources d'énergie renouvelable est absorbé par les batteries. Après la déconnexion du générateur diesel (Figure IV-13(b)), la puissance demandée par la charge est fournie par les sources d'énergie renouvelable et la différence est assurée par les batteries.

Dans les Figures IV-14 et IV-15, nous avons présenté l'évolution des grandeurs électriques du bus à CA avant, après et pendant la déconnexion du générateur diesel. Comme

nous pouvons le remarquer dans la Figure IV-14, avant l'instant t=1 s, le générateur diesel fournit la plupart du courant absorbé par la charge et l'onduleur fournit la différence.

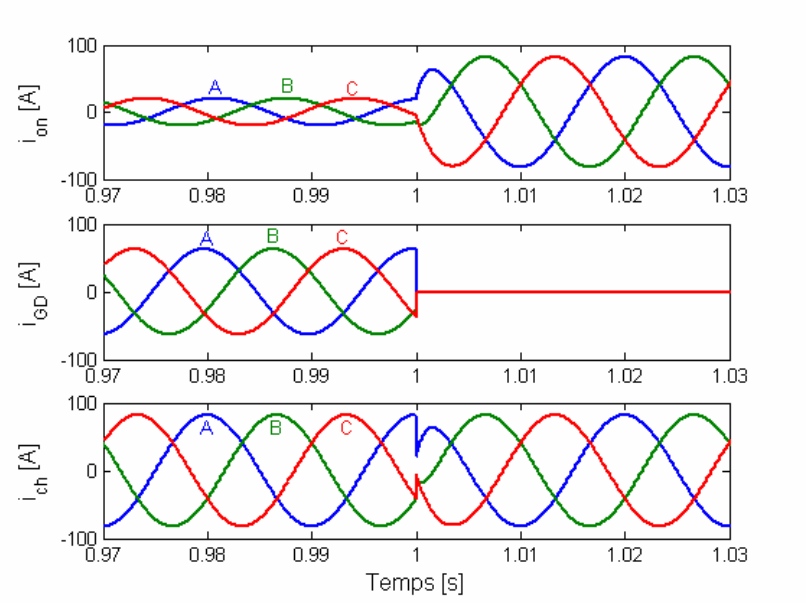


Figure IV-14 : Courants des sources triphasées et courant de la charge avant et après la déconnexion du GD

Après l'instant t=1 s (déconnexion du générateur diesel), le courant absorbé par la charge est assuré en totalité par l'onduleur. Nous constatons que ce dernier réagit très vite, ce qui rend possible une bonne continuité dans l'alimentation de la charge.

La Figure IV-15 illustre l'évolution de la tension sur le bus à CA, au moment de la déconnexion du générateur diesel.

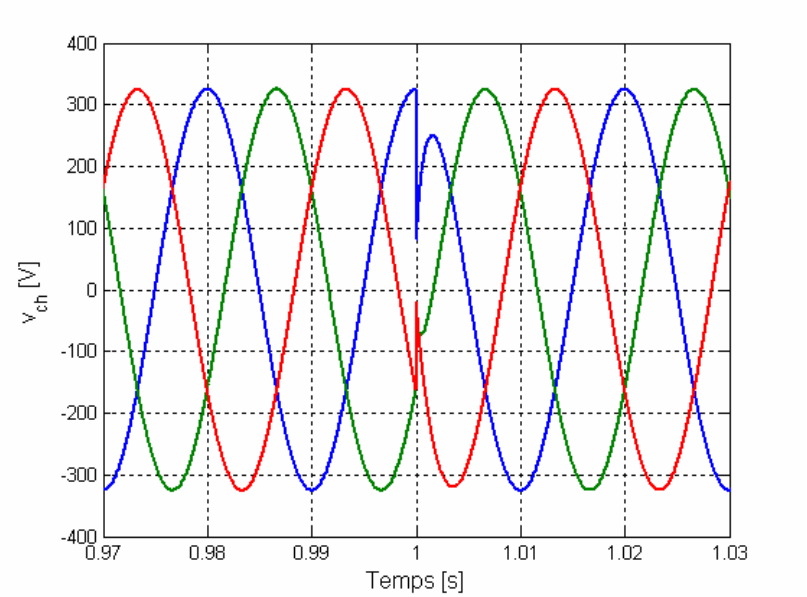


Figure IV-15 : Tension sur le bus à CA au moment de la déconnexion du GD

A part quelques faibles surtensions transitoires au moment de la déconnexion du générateur diesel, la tension sur le bus à CA reste équilibrée et bien sinusoïdale.

L'évolution du bus à CC au moment de la déconnexion du générateur diesel est présentée dans la Figure IV-16. Nous constatons qu'au moment de la déconnexion, le courant dans le bus à CC passe de 14 A à environ 60 A. Malgré cette variation, l'amplitude des oscillations de la tension autour de sa référence n'est pas très importante. Ces oscillations sont de plus amorties, comme pour la perturbation précédente, en moins de 50 ms.

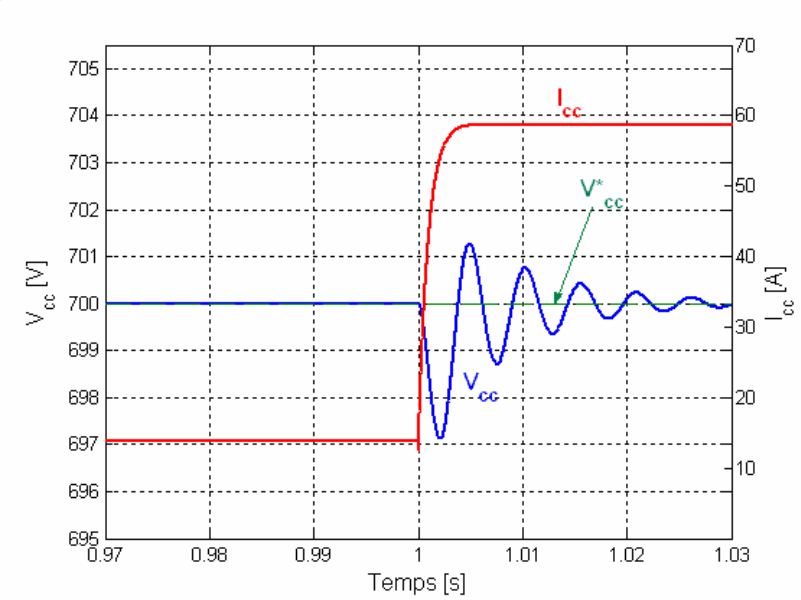


Figure IV-16 : Evolution du bus à CC avant, après et au moment de la déconnexion du GD

L'étude du comportement dynamique de la tension du bus à CC face à toutes ces perturbations a permis de constater que la régulation de la tension V_{cc} compense ces perturbations. On a notamment remarqué que les transitoires faits suite à ces perturbations sont courts et que l'amplitude des oscillations ayant lieu dans ces transitoires est très faible (0,3 % de V^*_{cc}). Par conséquent, ces simulations démontrent que la partie à CC et celle à CA du SEH peuvent être étudiées séparément.

IV.3 Analyse du SEH en régime déséquilibré

Les différentes sources utilisées dans un SEH sont en général étudiées en supposant un fonctionnement équilibré. Le fonctionnement déséquilibré est considéré comme étant un fonctionnement anormal. En réalité, les déséquilibres sont très répandus, surtout dans un SEH isolé (autonome).

Dans cette section, le SEH est analysé dans des conditions de charge déséquilibrée. Le SEH est équipé d'un onduleur autonome à deux stratégies de commande différentes. Les deux stratégies utilisées ont été présentées dans le chapitre précédent.

L'analyse réalisée dans la section précédente a révélé un comportement bien stable du bus à CC. Ainsi, la suite des simulations, qui ne concernent que le bus à CA et qui sont assez courtes, peuvent être réalisées en simplifiant le modèle de simulation du SEH présenté au Chapitre II, en ne modélisant ni les sources d'énergie renouvelable, ni les batteries, ni les systèmes de commande correspondants.

Dans cette section, le comportement du SEH est analysé en régime de déséquilibre permanent et transitoire.

IV.3.1 Régime déséquilibré permanent

Pour cette simulation, le SEH alimente en énergie une charge résistive fortement déséquilibrée. La phase *A* est chargée à 21 KW, la phase *B*, à 2,6 KW et la phase *C*, à 8,8 KW. La puissance fournie par le système hybride durant cette simulation provient des sources d'énergie renouvelable, du générateur diesel et des batteries. Ainsi, les sources d'énergie renouvelable produisent 35 KW, le générateur diesel, 30,5 KW et le banc de batteries a une capacité nominale de 230Ah. Le modèle de l'onduleur utilisé dans le SEH est basé sur une structure à quatre bras et deux stratégies de commande sont prises en compte, tel que nous avons indiqué dans le Chapitre III.
Les deux stratégies de commande utilisent deux boucles de régulation : une boucle externe pour le régulation de la tension en sortie du filtre RL et une boucle interne pour la régulation du courant circulant dans ce filtre. La régulation est réalisée en utilisant un référentiel tournant *dq0* pour la première stratégie et en utilisant les composantes symétriques dans des référentiels tournants *dq* pour la deuxième stratégie.
Par la suite, le comportement du SEH sera analysé pour ces deux stratégies de commande.

Quelques grandeurs d'intérêt sont présentées dans les Figures VI-17 et IV-18. Dans le cas du SEH basé sur un onduleur à commande-*dq0*, nous constatons que la charge triphasée déséquilibrée entraîne un courant triphasé déséquilibré i_{ch}, mais aussi des déséquilibres sur le courant généré par le générateur diesel i_{GD} et sur le courant i_{on} qui traverse l'onduleur (Figure

IV-17). De plus, ce dernier est non-sinusoïdal. Une légère déformation de la forme d'onde peut être remarquée aussi pour les courants du générateur diesel et pour les courants absorbés par la charge. Un courant de charge déséquilibrée entraîne également un courant i_N dans le fil de neutre non nul.

La Figure IV-18 présente les mêmes variables pour le SEH utilisant le deuxième type de stratégie de commande (commande-*dih*). Nous constatons que pour les mêmes conditions de déséquilibre, les formes d'onde des courants sont bien sinusoïdales. Pour le GD, le courant est même équilibré.

En comparant les courants de neutre dans les Figures IV-17 et IV-18, nous constatons que l'amplitude du courant de neutre dans le cas de la commande-*dq0* est inférieure à l'amplitude du courant de neutre dans le système utilisant la commande-*dih*. Pour le système utilisant la commande-*dq0*, le déséquilibre de courant du GD entraîne une diminution des amplitudes des courants dans l'onduleur, ce qui explique la différence entre les amplitudes des courants de neutre (le courant de neutre est la somme des courants de phase dans l'onduleur, voir section III.4.1).

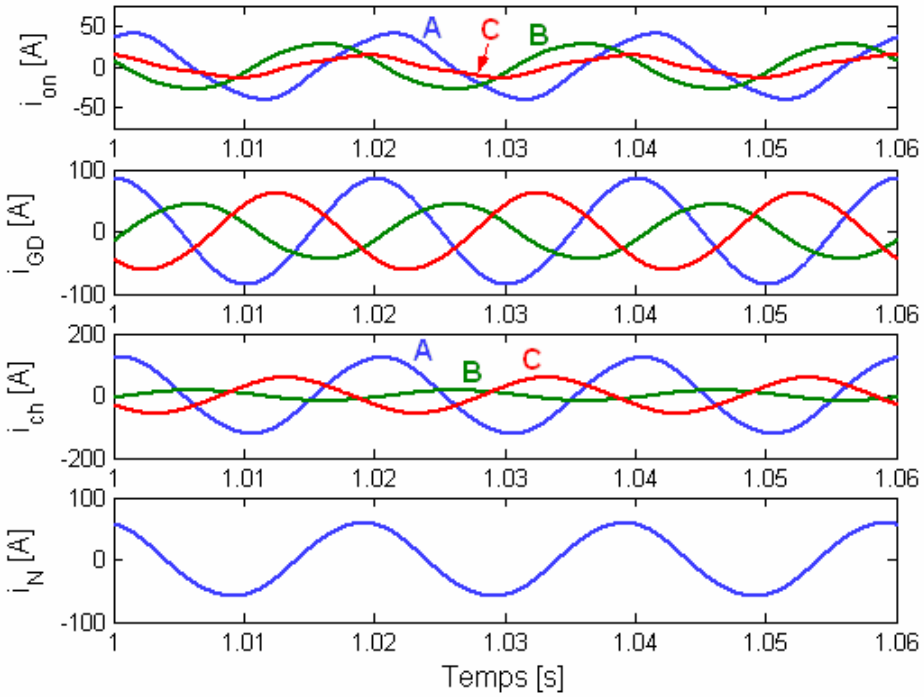


Figure IV-17 : Courants générés par les sources, courants de charge et courant de neutre pour le système utilisant la commande-*dq0*

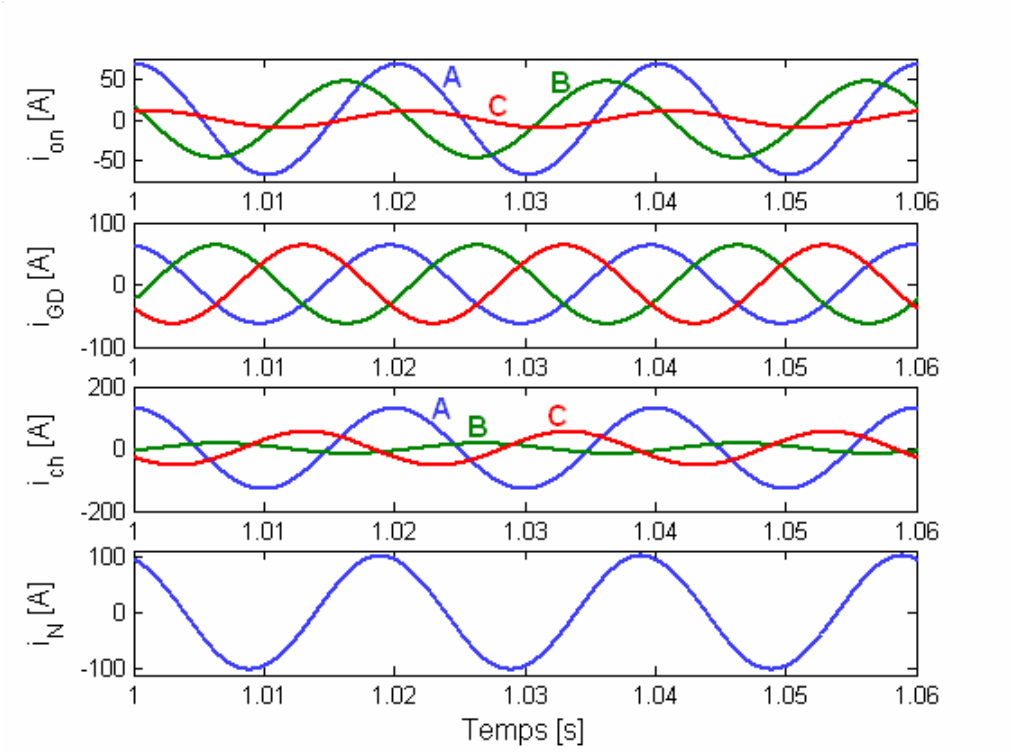


Figure IV-18 : Courants générés par les sources, courants de charge et courant de neutre pour le système utilisant la commande-*dih*

Dans le cas du SEH avec onduleur à commande-*dih*, l'amplitude du courant de neutre durant le déséquilibre a été comparée à l'amplitude du courant de neutre obtenu dans les mêmes conditions de charge, mais avec une source de tension idéale. Les résultats de simulation sont similaires montrant l'efficacité de la commande-*dih.*

Dans les deux cas, la réversibilité de l'onduleur permet de stocker le surplus d'énergie produit par le GD dans les batteries. Cela explique l'opposition de phase entre les courants générés par le générateur diesel et les courants qui traversent l'onduleur sur les phases moins chargées, *B* et *C*.

Pour la commande-*dq0*, le déséquilibre des courants en sortie du générateur diesel peut être expliqué en analysant l'évolution temporelle de la tension triphasée sur le bus à CA (Figure IV-19). En effet, dans cette figure, nous constatons que la charge triphasée déséquilibrée entraîne une tension triphasée déséquilibrée. En comparant cette tension à celle obtenue avec la commande-*dih* (Figure IV-20), nous remarquons aussi un léger déphasage.

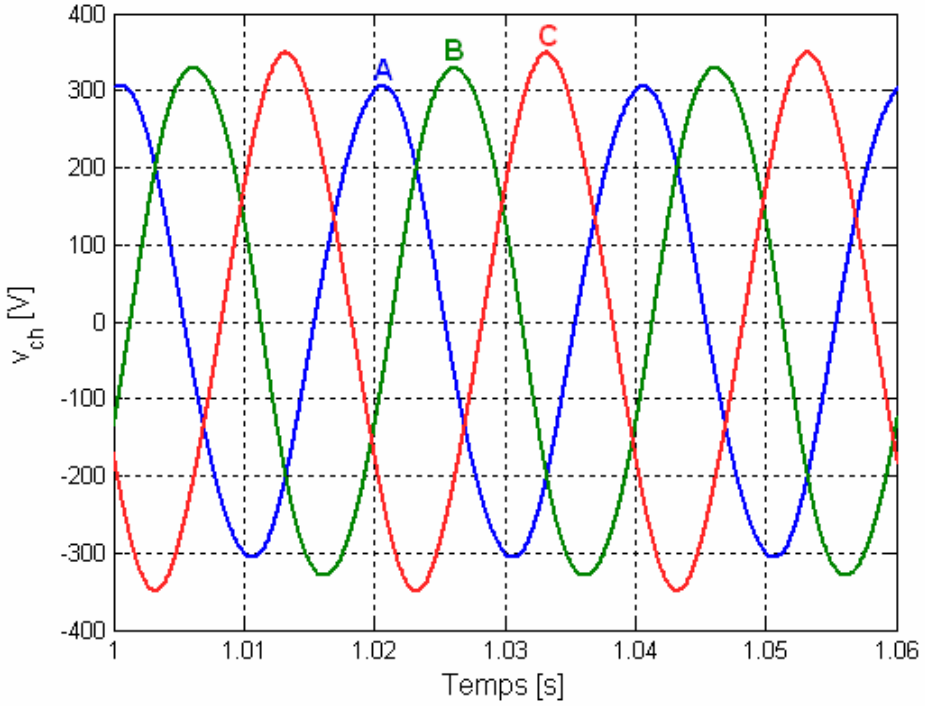


Figure IV-19 : Tension triphasée sur le bus à CA pour le système utilisant la commande-*dq0*

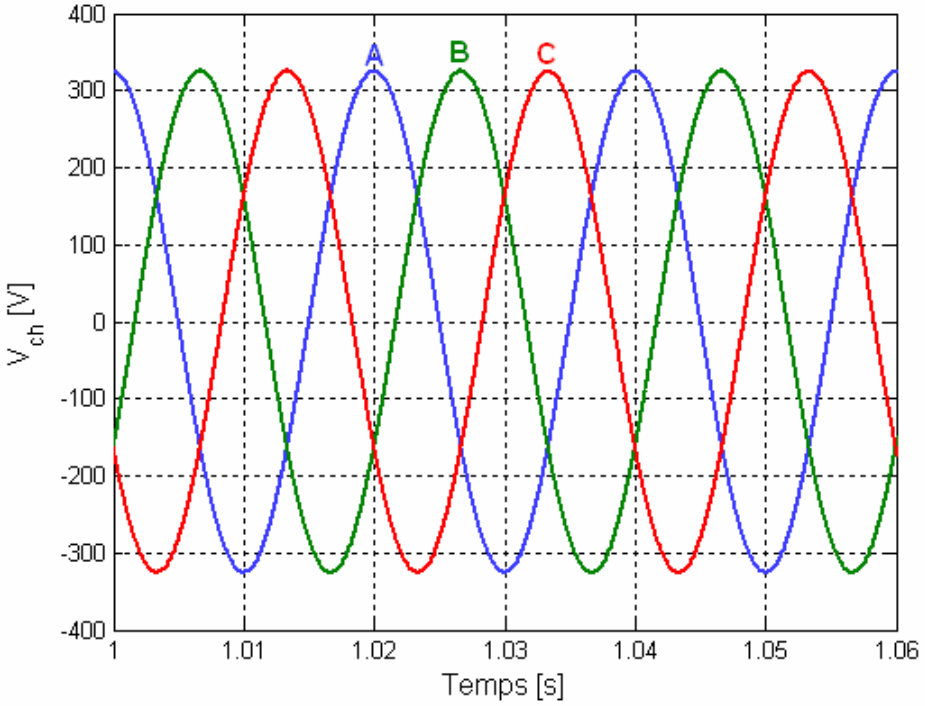


Figure IV-20 : Tension triphasée sur le bus à CA pour le système utilisant la commande-*dih*

Nous faisons appel à la décomposition de la tension selon les composantes symétriques de Fortescue pour quantifier le phénomène de déséquilibre (voir section III.3.1). Ainsi, le degré de déséquilibre inverse a une valeur d'environ 11% dans le cas du système

utilisant la commande-*dq0* et il est inférieur à 1% dans le cas du système utilisant la commande-*dih*.

Rappelons qu'il est généralement convenu que pour un déséquilibre inférieur à 2%, aucun problème ne doit survenir.

Comme nous avons précisé dans le Chapitre I, les conséquences des déséquilibres sont l'augmentation de l'échauffement des machines tournantes à CA, l'existence de couple inverse et conduisent à la dégradation prématurée des machines. Par exemple, une variation de 10 % de l'amplitude de la tension se traduira par une perte de couple de 19 % pour une machine asynchrone [36].

Les Figures IV-21 et IV-22 présentent quelques « grandeurs internes » de la commande-*dq0* et -*dih* respectivement. Le but est d'analyser et d'expliquer pourquoi la commande-*dq0* n'arrive pas à garder équilibrée la tension à la sortie du filtre, en présence d'une charge déséquilibrée, et de bien expliquer le fonctionnement de la commande basée sur les composantes symétriques.

Rappelons que les tensions ou les courants de phase déséquilibrés peuvent être décomposés en utilisant les composants symétriques dans trois systèmes de séquence directe, inverse et homopolaire. Dans le référentiel fixe *ABC*, les systèmes de séquence inverse et homopolaire sont des perturbations superposées sur le système fondamental. En transformant le système fondamental déséquilibré *ABC* en coordonnées *dq0*, la séquence inverse se retrouve sur les coordonnées *dq* à une fréquence 2ω ($\omega=2\pi f$, f est la fréquence du réseau). Ceci s'explique par le fait que le système de référence *dq* de la séquence inverse tourne dans le sens contraire au système de référence *dq* de la séquence directe. La perturbation introduite par la séquence homopolaire apparaît dans la variable *0* à la fréquence ω, parce que l'axe-*0* est stationnaire.

La boucle externe de régulation de la tension V_{ch} a pour but de fixer l'amplitude et la phase de la tension à la sortie du filtre. Les sorties de ces régulateurs sont les références de courant pour la boucle de régulation interne (voir section III.5.1).

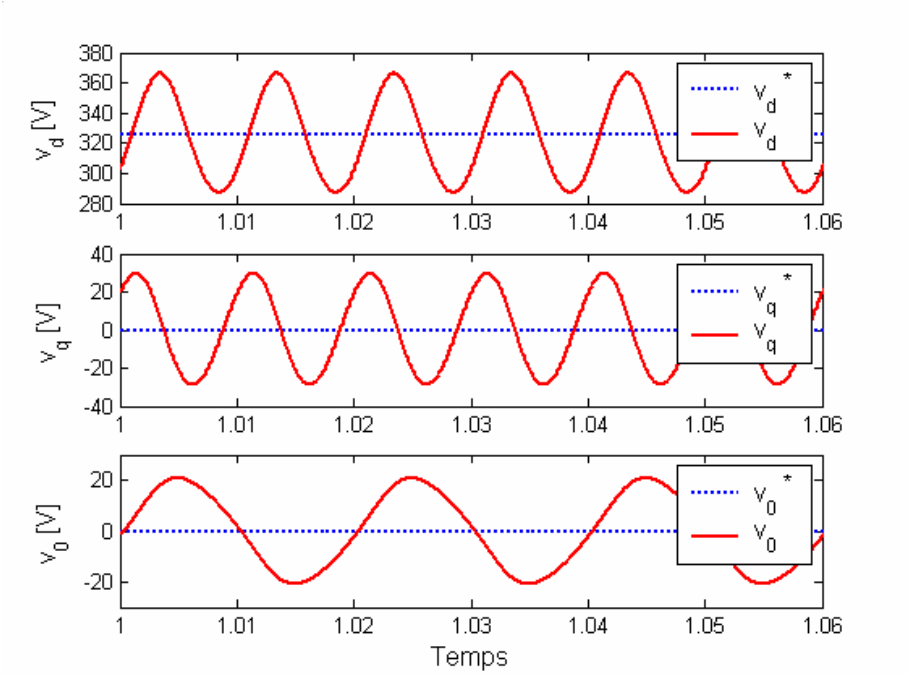
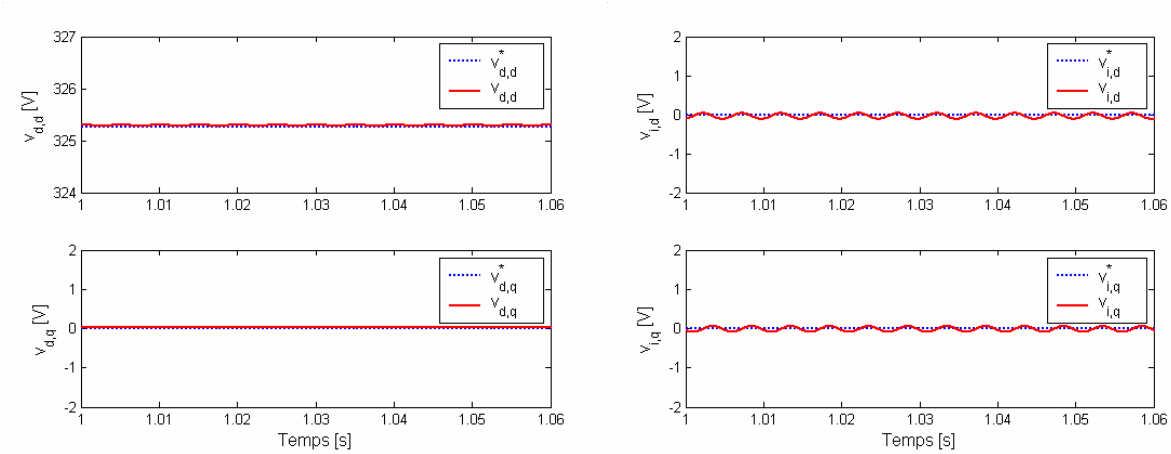
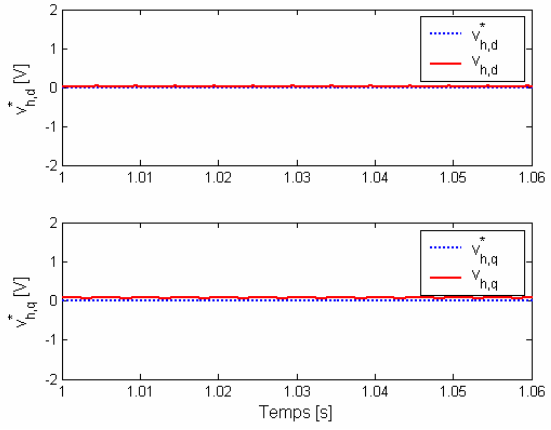


Figure IV-21 : Composantes de la tension de sortie du filtre V_{ch} dans le référentiel tournant *dq0*.



(a) (b)



(c)

Figure IV-22 : Composantes symétriques de la tension V_{ch} dans le référentiel tournant *dq*.
(a) séquence directe, (b) séquence inverse, (c) séquence homopolaire

Dans le cas de la commande-*dq0*, Figure IV-21, nous remarquons la présence d'oscillations à la fréquence 2ω pour les composantes *d* et *q* de la tension et à la fréquence ω pour la composante *0*. Ces oscillations sont causées par la présence de la séquence inverse superposée sur le signal d'origine (voir section III.2.2). Leurs amplitudes sont de quelques dizaines de volts.

La Figure IV-22 illustre quelques « grandeurs internes » de la stratégie de commande *dih*. Comme montré dans le Chapitre III, cette stratégie de commande est basée sur la décomposition en composantes symétriques de la tension et du courant triphasés. Le grand avantage de cette commande est sa capacité de contrôler séparément la séquence directe, la séquence inverse et la séquence homopolaire. Ces affirmations sont confirmées par les résultats présentés dans la Figure IV-22. Nous constatons que la tension de séquence directe peut être transformée en grandeurs continues $v_{d,d}$ et $v_{d,q}$, en utilisant un référentiel tournant dans le sens anti-horaire. Ces grandeurs sont ensuite contrôlées par des régulateurs PI. De la même façon, la tension de séquence inverse, qui n'est pas nulle à cause de la charge déséquilibrée, est transformée en grandeurs continues $v_{i,d}$ et $v_{i,q}$, par une projection à un référentiel tournant dans la direction opposée (sens horaire). Deux régulateurs PI sont utilisés pour contrôler les composantes continues de la tension inverse.
Le même changement de référentiel et la même régulation sont appliqués à la tension de séquence homopolaire, mais cette fois, après avoir déphasé les trois vecteurs superposés à l'origine (voir sous-chapitre III.5.2.4). Comme le montre la Figure IV-22, les composantes symétriques de la tension en coordonnées *dq* suivent fidèlement les références fixées.

Les Figures IV-23 et IV-24, présentent les grandeurs contrôlées par la boucle de réglage interne.

Pour le cas de la commande-*dq0* (Figure IV-23), nous constatons que les composantes *d* et *q* du courant i_{on} dans la boucle interne de régulation suivent les consignes données par la boucle externe de régulation de la tension avec un léger retard (Figure IV-21). Les consignes oscillent à la fréquence 2ω. L'erreur statique existante entraîne aussi un déphasage entre la consigne et le signal réel. La Figure IV-23 montre aussi le courant i_0 et sa consigne. Ils oscillent à la fréquence ω et l'erreur statique est presque nulle.

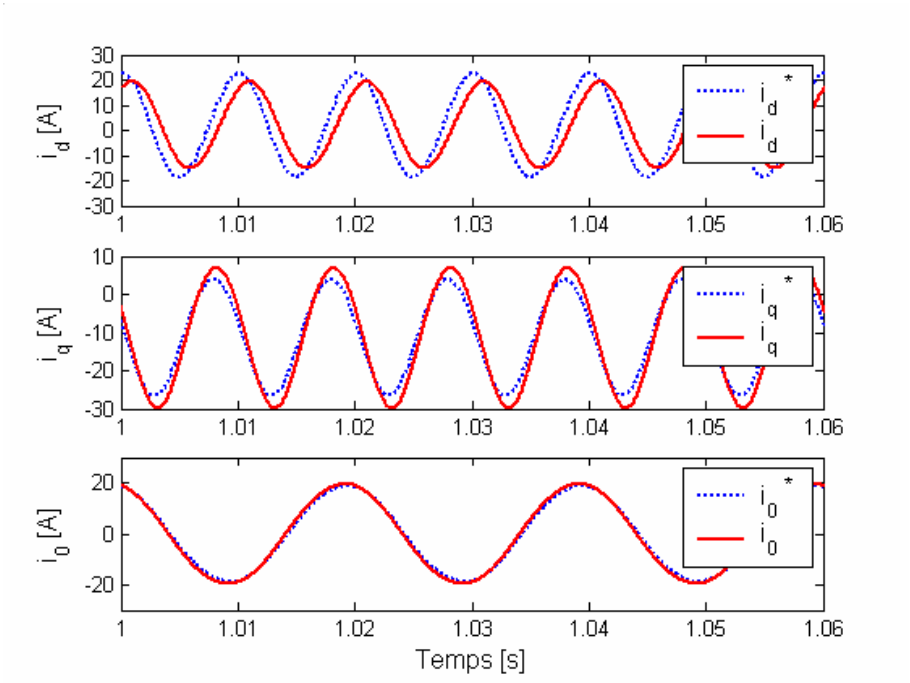


Figure IV- 23: Courants dans l'onduleur dans le référentiel *dq0*

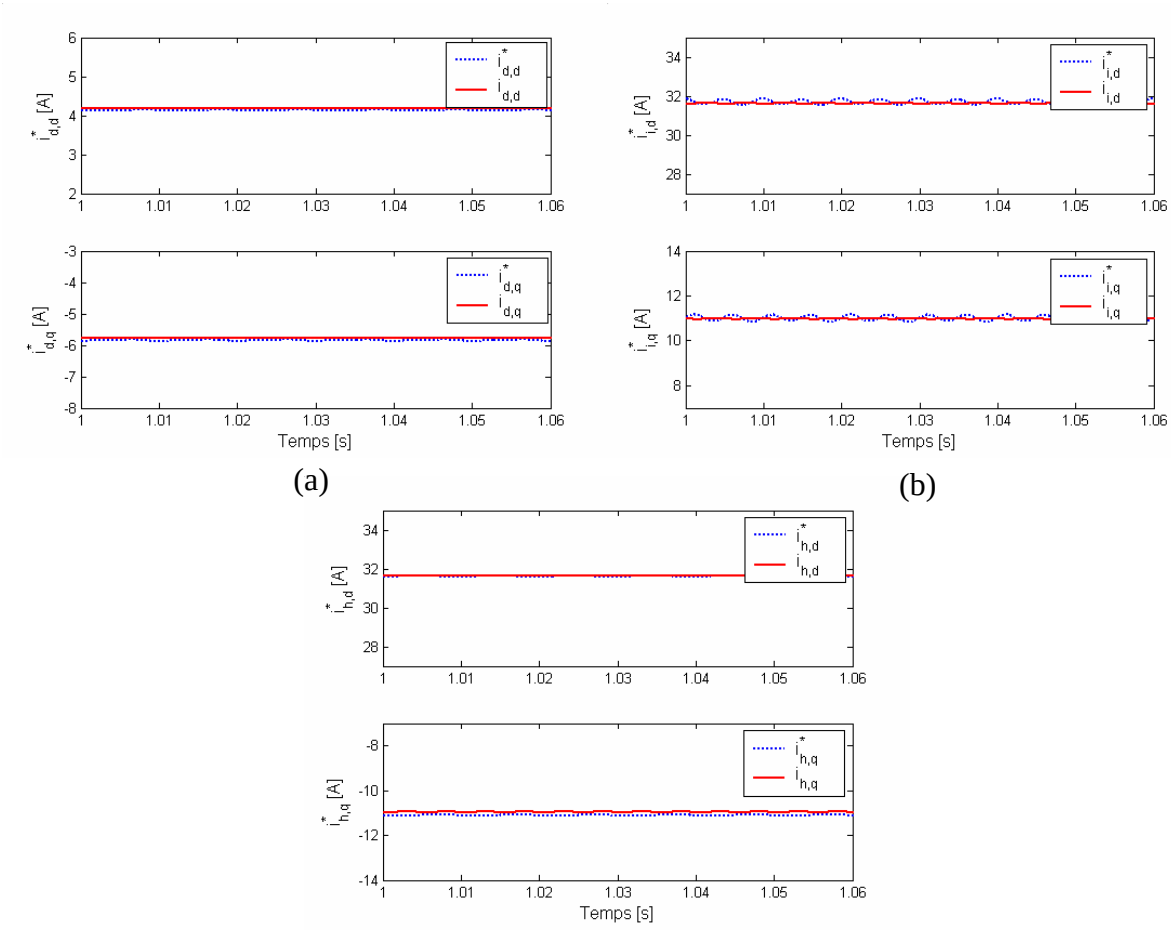
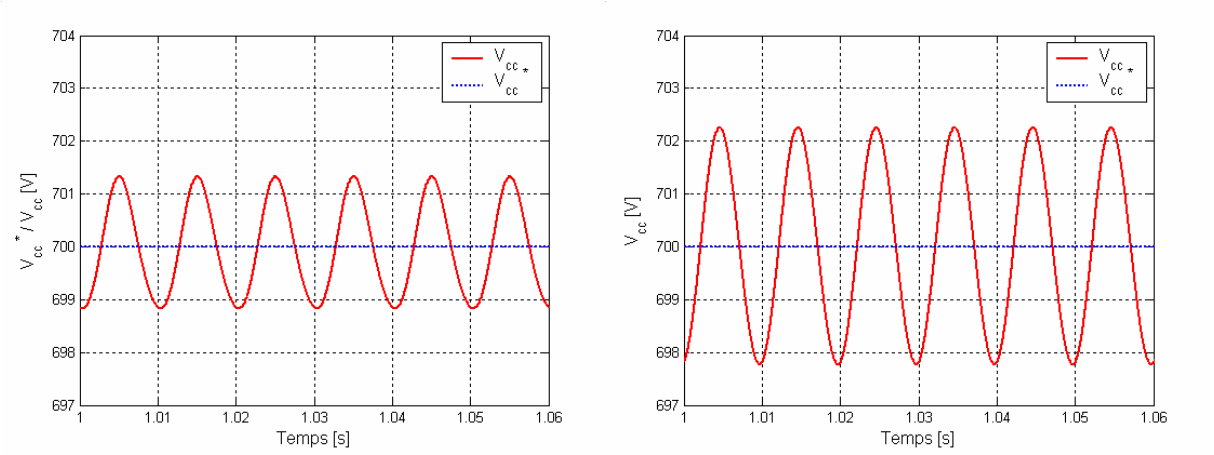


Figure IV-24 : Composantes symétriques du courants dans l'onduleur dans le référentiel *dq*.
(a) séquence directe, (b) séquence inverse, (c) séquence homopolaire

Dans le cas de la commande-*dih*, de même que la boucle externe, la boucle interne utilise les composantes symétriques pour réaliser la régulation du courant à la sortie de l'onduleur (Figure IV-24). En effet, les mêmes changements de référentiel sont appliqués pour transformer les séquences directe, inverse et homopolaire en coordonnées *dq*. Une fois ces grandeurs transformées en grandeurs continues, ces dernières sont contrôlées par des PI pour les composantes *d* et *q* de chaque séquence. Comme nous pouvons le remarquer dans la Figure IV- 24, le courant dans l'onduleur mesuré dans le référentiel *dq* suit bien les références, en pointillées, pour les trois séquences.

Pour vérifier la stabilité du bus à CC, juste pour cette simulation, nous avons reconnecté le système de stockage et le système de régulation de la tension sur le bus à CC. Les Figures VI-25(a)(b) comparent le comportement de la tension dans le bus à CC pour les deux commandes. Nous remarquons dans les deux cas, la présence d'oscillations à la fréquence 2ω autour de la tension de référence en pointillé. La cause de ces oscillations est l'influence du courant de neutre sur le bus à CC (voir section III. 4.1). La différence d'amplitude entre les oscillations est d'environ 1 V, ce qui est logique, vu la différence d'amplitude entre les courants de neutre.



(a) (b)

Figure IV-25 : Tension du bus à CC en régime déséquilibré. (a) commnde-*dq0*, (b) commande-*dih*

IV.3.2 Régime transitoire

Une deuxième simulation est réalisée pour étudier l'effet des déséquilibres transitoires. Pour cet essai, la phase *A* de la charge triphasée résistive, initialement équilibrée, passe d'une valeur de puissance de 17,6 KW à 2,6 KW et vice-versa en 100 ms.

Les Figures IV-26 et IV-27 illustrent les variations de l'amplitude des courants générés par l'onduleur et le générateur diesel, du courant consommé par la charge et du courant de neutre.

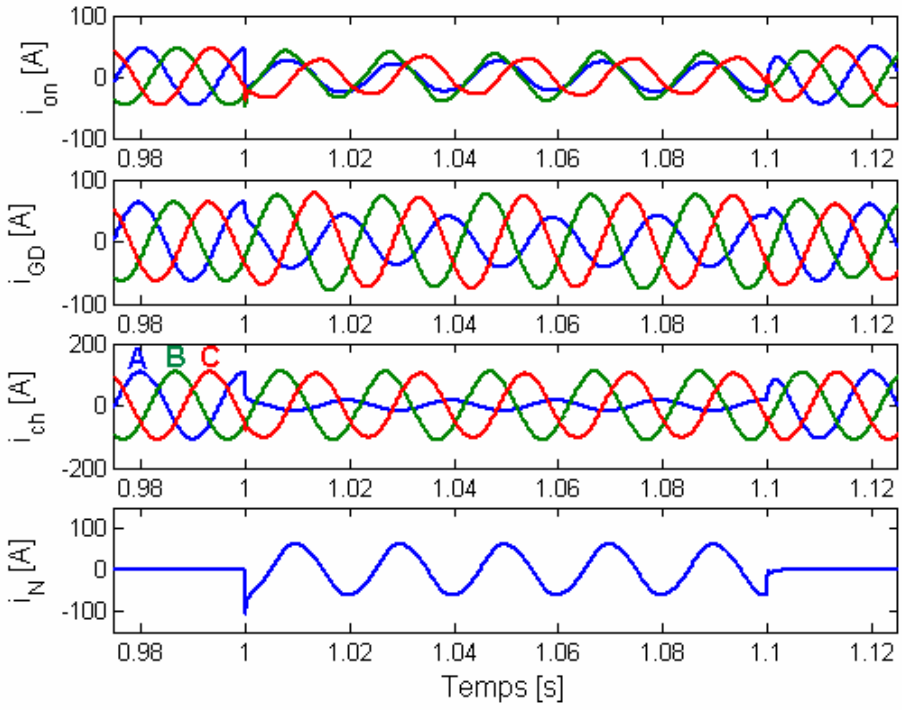


Figure IV-26 : Courants générés par les sources, courants de charge et courant de neutre durant un déséquilibre transitoire (commande-*dq0*)

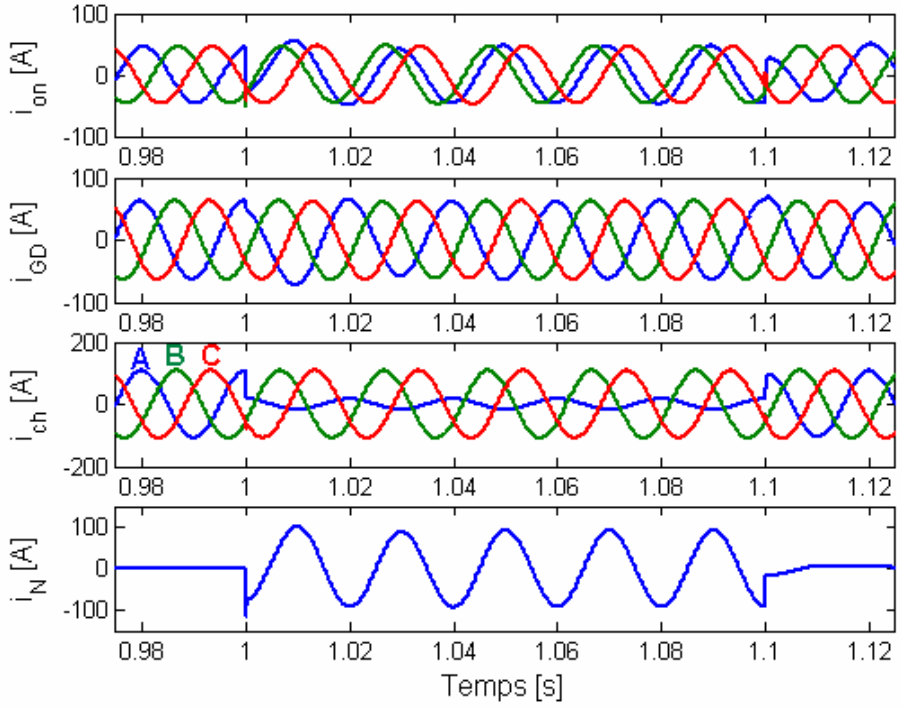


Figure IV-27 : Courants générés par les sources, courants de charge et courant de neutre durant un déséquilibre transitoire (commande-*dih*)

Toutes les sources génèrent un courant triphasé bien équilibré, jusqu'au moment où la puissance consommée par la phase *A* de la charge résistive chute à 2,6 KW, en t=1 s. Ce courant est absorbé en totalité par la charge et le courant de neutre est nul. Dans le cas de la commande-*dq0* (Figure IV-26), les courants générés par le générateur diesel, par l'onduleur et les courants absorbés par la charge triphasée deviennent déséquilibrés à partir de t=1 s. Pendant la durée du déséquilibre, il existe aussi un courant non nul dans le fil de neutre, qui relie la charge au milieu du quatrième bras du convertisseur.

Les mêmes signaux ont été analysés pour le cas de la commande-*dih* (Figure IV-27). Nous constatons que les courants absorbés sur les phases ayant la même charge sont équilibrés. A chaque changement de régime de fonctionnement, un léger déséquilibre peut tout de même être observé sur les courants du générateur diesel et de l'onduleur.

Dans la Figure IV-27 nous remarquons également que l'amplitude du courant dans le fil de neutre est plus importante que dans le cas de la commande-*dq0.*

Les Figures IV-28 et IV-29 présentent une comparaison des tensions obtenues avec les deux types de commande, dans le point de couplage entre la charge, l'onduleur et le générateur diesel.

Dans le cas de la commande-*dq0* (Figure IV-27), nous constatons que le déséquilibre introduit par la phase moins chargée entraîne un déséquilibre de tension sur toutes les phases. Au contraire, la commande-*dih* arrive à bien contrôler la tension dans ce même point.

Les différences entre les deux systèmes de commande sont analysées en observant les réponses de la boucle externe de régulation de la tension et celles de la boucle interne de régulation du courant.

Les Figures IV-30 – IV-31 montrent les variations des composantes *dq0* de la tension et, respectivement, des composantes symétriques de la tension dans le référentiel *dq*, pendant les périodes transitoires. Nous remarquons, pour tous les signaux de tension, la présence de surtensions transitoires à chaque changement de régime. Ces surtensions transitoires apparaissent suite aux variations soudaines de la charge de la phase *A* correspondante à une puissance de 15 kW.

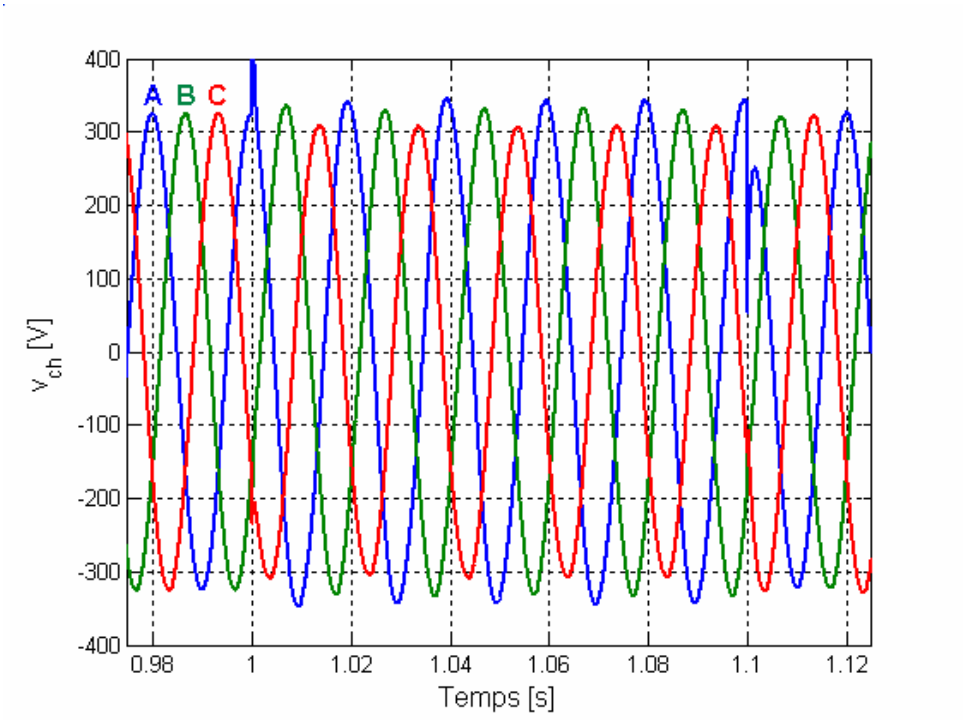


Figure IV-28 : Tension triphasée sur le bus à CA durant un déséquilibre transitoire (commande-*dq0*)

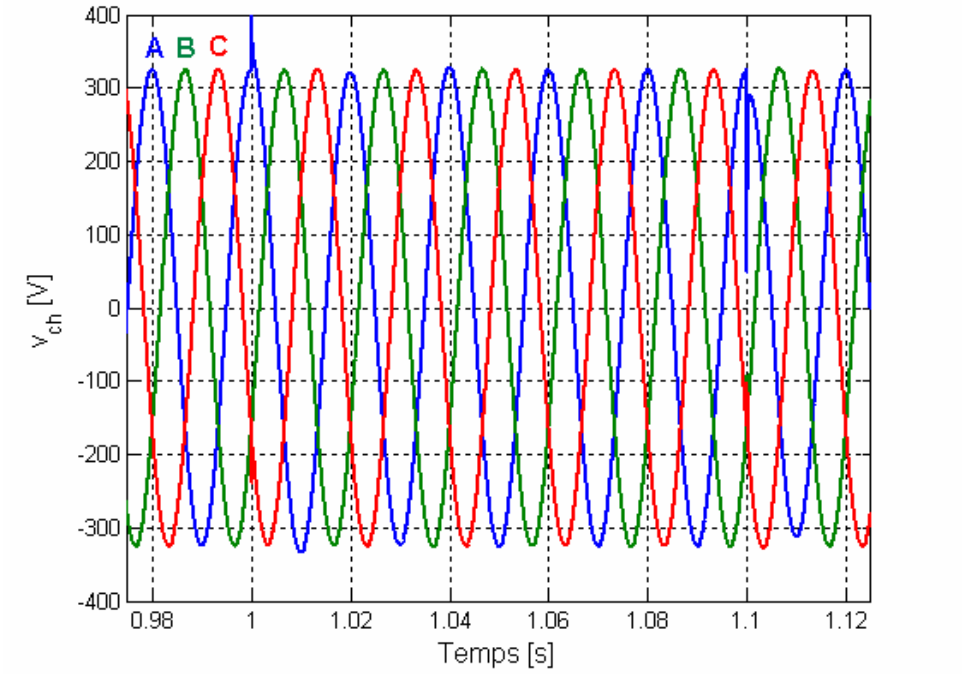


Figure IV-29 : Tension triphasée sur le bus à CA durant un déséquilibre transitoire (commande-*dih*)

Dans le cas de la commande-*dih,* nous remarquons la présence de deux surtensions transitoires (Figure IV-31) pour chaque changement de régime. La cause de ces surtensions transitoires est le retard utilisé dans le système de commande pour la décomposition du système triphasé d'origine en composantes symétriques (voir section III.5.2.1).

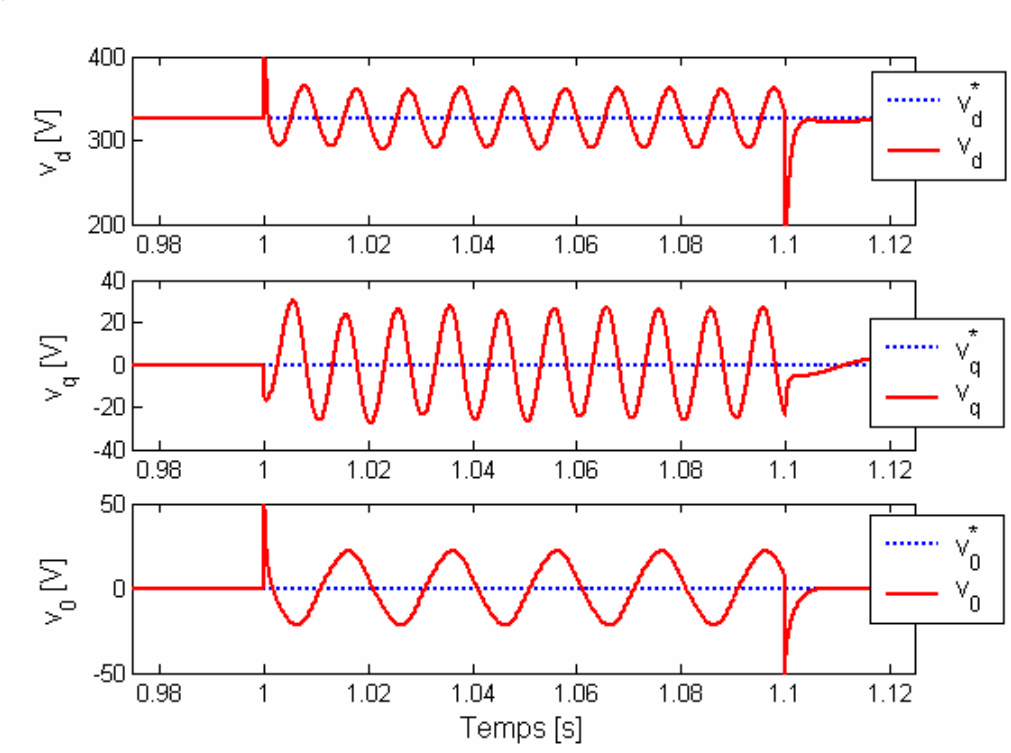
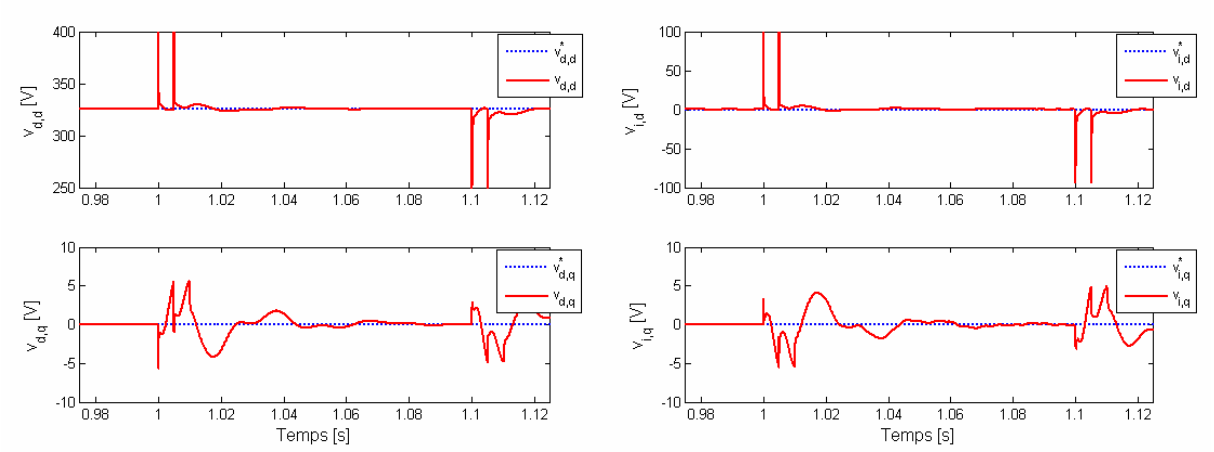
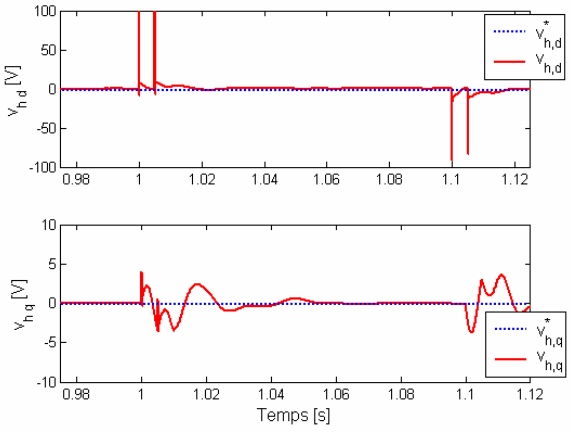


Figure IV-30 : Tension dans le référentiel tournants *dq0*



(a) (b)



(c)

Figure IV-31 : Composantes symétriques de la tension en référentiel tournant *dq*.
(a) séquence directe, (b) séquence inverse, (c) séquence homopolaire

Le comportement du générateur diesel durant le régime transitoire est plus visible sur les séquences symétriques de la tension en coordonnées *dq*. Comme nous pouvons le constater dans la Figure IV-31, les transitoires qui apparaissent lors du changement de régime de fonctionnement sont accompagnés de faibles oscillations qui rallongent le régime transitoire. En regardant attentivement, nous remarquons que la boucle externe de la commande-*dq0* a besoin du même délai pour arriver au régime permanent (Figure IV-30).

Les signaux contrôlés par la boucle de régulation interne sont représentés dans les Figures VI-32 et IV-33. Dans le cas de la commande utilisant les composantes symétriques, nous retrouvons les effets causés par le retard utilisé dans la transformation phasorielle. En effet, pendant un quart de période (5 ms), les références de la boucle interne sont celles calculées au pas antérieur, ce qui explique leurs variations. Une fois ce quart de période passé, le courant est à nouveau facilement régulé.

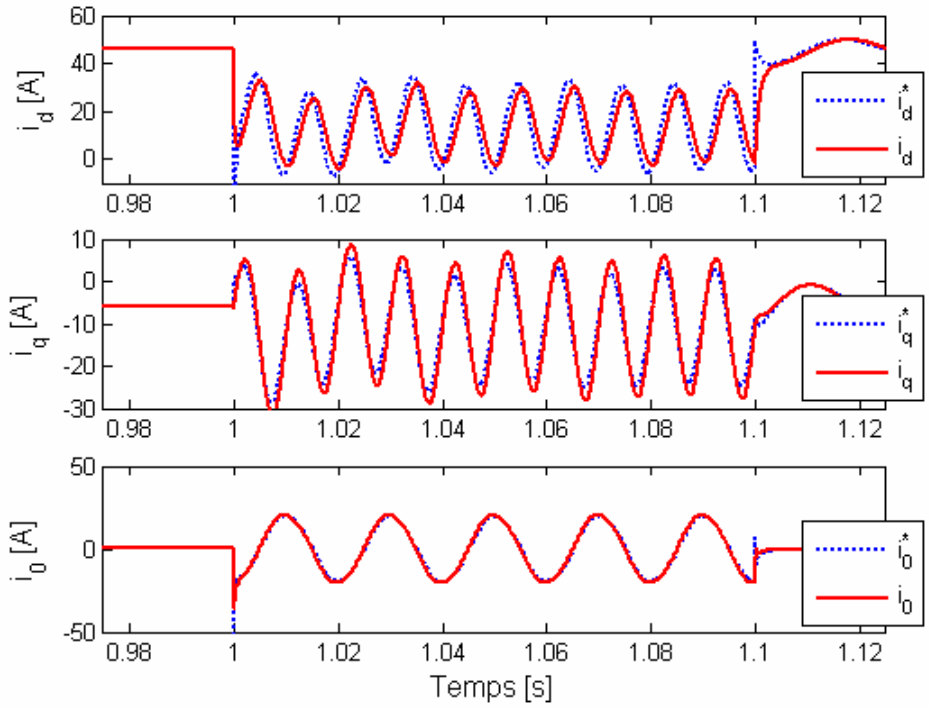


Figure IV- 32: Courants dans le référentiel *dq0*

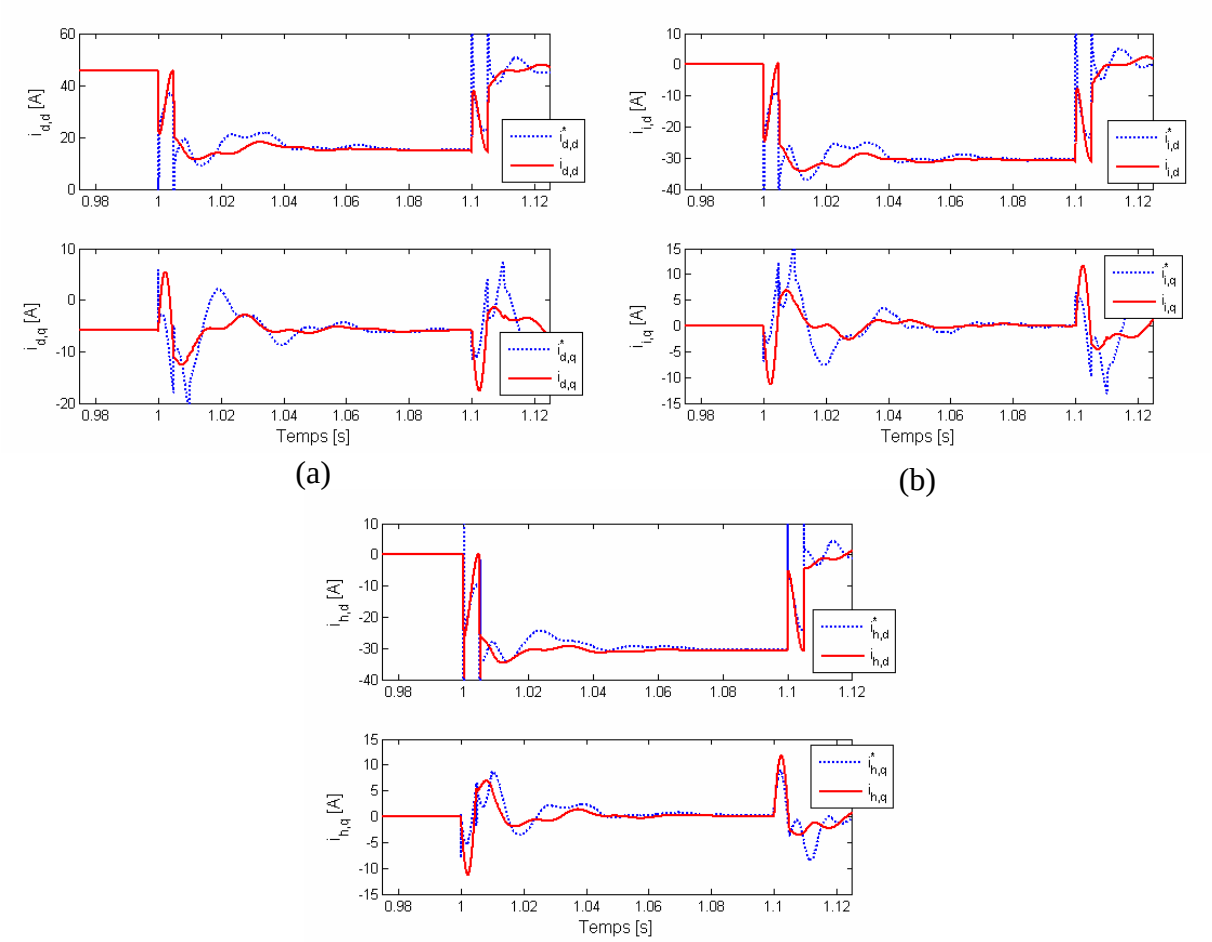


Figure IV-33 : Composantes symétriques du courants dans le référentiel *dq*.
(a) séquence directe, (b) séquence inverse, (c) séquence homopolaire

IV.4 Conclusions

La première partie de ce chapitre a révélé un bon comportement du SEH face aux variations climatiques. Les systèmes de poursuite du point de puissance maximale utilisés par les sources d'énergie renouvelable se sont montrés très efficaces pendant les variations du vent et de l'éclairement. Les mêmes variations climatiques ont permis de mettre en évidence un excellent comportement du système de régulation de la tension du bus à CC.
La dynamique du bus à CC et du bus à CA a été analysée aussi par rapport aux variations de charge triphasée de type R et RLE. Ces simulations ont montré que les transitoires entraînés par les variations de charge sont courts et que l'amplitude des fluctuations ayant lieu durant ces transitoires est très faible. Ces observations ont permis de séparer la partie à CC et celle à CA du SEH.

Dans la deuxième partie, nous avons mis en évidence le comportement du SEH en régime déséquilibré permanent et transitoire. Les simulations ont été réalisées en exploitant le modèle du SEH équipé de l'onduleur à quatre bras sur lequel nous avons implémenté deux stratégies de commande. La première stratégie de commande, la commande-*dq0*, régule la tension et le courant à la sortie du filtre du convertisseur en coordonnées *dq0*, pendant que la deuxième, la commande-*dih*, régule les composantes symétriques de la tension et du courant en coordonnées continues *dq*. La comparaison des résultats de simulation montre que dans les mêmes conditions de déséquilibre, les performances de la commande-*dih* sont nettement supérieures aux performances de la commande-*dq0*.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Des améliorations dans la conception et le fonctionnement des SEH sont toujours nécessaires pour rendre plus compétitive l'intégration des sources d'énergies alternatives dans le bilan des systèmes globaux de production d'énergie. Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution à l'analyse du comportement et à la maîtrise des performances d'un SEH constitué par une éolienne, des panneaux photovoltaïques et batteries de stockage.

Dans cette thèse, notre démarche a été développée en trois étapes pour atteindre ces objectifs:

- Une investigation sur le dimensionnement du SEH ;
- L'étude des moyens de maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables ;
- Une stratégie d'amélioration de la qualité de l'énergie électrique générée.

Après un rappel sur les SEH en général, leurs architectures et les outils de dimensionnement, nous nous sommes intéressés au SEH du type Eolien/Photovoltaïque/Diesel et Batteries de stockage. Pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables, le dimensionnement et le choix du fonctionnement des composants ont été réalisés en tenant compte de la charge et de la disponibilité des ressources renouvelables. Ensuite, les modèles de simulation pour les sources du SEH, les éléments d'interconnexion et le système de stockage ont été développés et réunis dans une bibliothèque de modèles paramétriques sous l'environnement MATLAB/Simulink.
Chaque composant du SEH étudié inclut une stratégie de commande, dans le but soit de satisfaire un critère énergétique, soit de permettre de reproduire un comportement dynamique réaliste.

Le module « générateur éolien » a été modélisé en tenant compte de tous ses éléments : rotor éolien, transmission, générateur et convertisseur de puissance.
Pour maximiser la récupération de l'énergie contenue dans le vent, la commande adoptée pour la chaîne de production éolienne a été la Commande Indirecte de Vitesse. Cette commande génère une référence de couple électromagnétique liée à la courbe de puissance maximale. La consigne de couple ainsi obtenue permet d'adapter la vitesse de rotation du rotor éolien à la

vitesse du vent, par le biais d'un convertisseur à commande vectorielle connecté au stator de la machine asynchrone.

Concernant le module « générateur photovoltaïque », le modèle polynomial prenant en compte les variations de l'éclairement et de la température permet de retrouver avec fidélité les caractéristiques courant-tension données par les constructeurs de panneaux photovoltaïques.
Le générateur photovoltaique a été équipé d'un système MPPT qui permet de varier le point statique de fonctionnement pour que les capteurs photovoltaïques puissent délivrer le maximum de puissance. L'algorithme utilisé pour la recherche du point de puissance maximale consiste en « l'incrémentation de la conductance ». Cet algorithme commande un hacheur survolteur qui adapte la tension aux bornes des panneaux photovoltaïques en fonction des changements d'éclairement.

La modélisation des composants du système de stockage d'énergie a aussi été réalisée. Un modèle « batterie » simplifié relatif au système de stockage électrochimique (batteries plomb-acide) a été adopté. Le modèle, bien que simple, permet d'analyser l'évolution du courant dans la batterie, à condition cependant de fonctionner sur la zone linéaire de la courbe de charge et de décharge. Plusieurs modules « batterie » ont été connectés ensemble pour refléter la réalité du couplage de plusieurs unités dans un système SEH. La charge et la décharge des batteries sont contrôlées à travers un hacheur réversible en courant, commandé pour fixer la tension sur le bus à CC, bus sur lequel sont connectés les sources d'énergie renouvelable et l'onduleur qui permet le couplage aux charges à courants alternatifs.

Bien qu'il fonctionne à puissance constante dans notre étude, le générateur diesel a été modélisé en tenant compte de tous ses éléments (le moteur diesel et son gouverneur de vitesse, la machine synchrone et le régulateur de tension), dans la perspective de pouvoir analyser différentes configurations du SEH.

Comme précisé précédemment, un des objectifs de la thèse a été que le SEH génère une énergie électrique de qualité. Parmi les perturbations auxquelles sont sujets les systèmes tels que celui que nous avons étudié, nous avons choisi de traiter les déséquilibres de tension.
Nous nous sommes particulièrement intéressés aux déséquilibres de tension car ils tiennent une place importante parmi les problèmes rencontrés dans la mise en œuvre d'un SEH

triphasé (puissance de court-circuit, faible répartition non homogène des charges par phase). En vue de pouvoir analyser et améliorer la qualité de la tension, nous avons développé des modèles capables de rendre compte et de traiter les déséquilibres. Un convertisseur bidirectionnel à quatre bras a été proposé comme solution pour équilibrer la tension générée par le SEH en conditions de charge déséquilibrée. Le quatrième bras permet de traiter le courant de neutre causé par le déséquilibre.

Des commandes spéciales associées à cette structure ont été proposées pour améliorer la qualité de la tension au point de couplage. Deux stratégies de commande ont ainsi été implémentées sur le modèle de simulation de l'onduleur à quatre bras. La première stratégie de commande (commande-*dq0*) assure la régulation de la tension et du courant mesurés à la sortie du convertisseur dans un référentiel tournant *dq0*. Ce référentiel est lié à la tension aux bornes de la charge. La deuxième stratégie (commande-*dih*) est basée sur la décomposition des systèmes triphasés de tension et de courant mesurés à la sortie du convertisseur en composantes symétriques directe, inverse et homopolaire. Avec cette stratégie, nous proposons une démarche originale permettant d'atteindre l'objectif d'équilibrer la tension aux bornes de la charge. La commande-*dih* suppose d'abord la représentation phasorielle de chaque grandeur individuelle mesurée. Cette représentation a permis la décomposition du système triphasé d'origine en trois systèmes de séquence directe, inverse et homopolaire. Parce que les séquences directe et inverse apparaissent comme des composantes continues dans leur propre référentiel tournant, chacune d'entre elles est régulée indépendamment par des régulateurs PI. Pour pouvoir traiter la séquence homopolaire, une solution non conventionnelle a été proposée. Les vecteurs homopolaires initialement superposés ont été déphasés de 120°. Dans une approche spécifique, la séquence homopolaire a pu ainsi subir les mêmes transformations et a été additionnée aux autres séquences pour obtenir les signaux de commande nécessaires à la compensation.

Les différents modèles développés pour chaque constituant du système ont été ensuite interconnectés afin d'analyser le comportement dynamique du SEH complet. La structure modulaire du SEH permet l'intégration de divers composants en fonction de l'objectif de la simulation.

Des simulations ont permis de tester les performances des stratégies de poursuite du point de puissance maximale utilisées. Elles ont aussi mis en évidence un comportement bien stable des bus à CC et à CA, en présence des variations des sources et des charges triphasées

équilibrées (*R* et *RLE*) auxquelles le SEH a été soumis. Le SEH équipé de l'onduleur à quatre bras a également été testé en conditions de charge déséquilibrée. Les tests ont été réalisés en régime de déséquilibre permanent et transitoire. Les résultats comparatifs ont prouvé que dans les mêmes conditions de déséquilibre, les performances de la commande-*dih* sont nettement supérieures aux performances de la commande-*dq0*.

Les résultats du travail de recherche présenté dans cette thèse permettent de dégager des perspectives immédiates et plus lointaines:

- Un premier travail conduisant à l'expérimentation consistera en l'implémentation par des techniques numériques des commandes étudiées. Dans l'implémentation physique, toutes les stratégies de commande seront implémentées dans des processeurs de signal. La qualité du résultat de mise en œuvre sera dépendante de l'efficacité des algorithmes et des performances en temps réel du système de commande. Un travail est déjà initié dans ce sens et les premiers résultats sont prometteurs [90][96].
- Intégration d'un système de supervision. Le SEH étudié présente une structure complexe et pour une meilleure intégration de toutes les sources interconnectées, il faut non seulement des systèmes de commande individuels, mais aussi un système global de supervision.
- Tests sur un système réel. Il sera intéressant de tester les performances dynamiques de toutes les stratégies de commande sur un système réel. Dans ce but, le SEH étudié dans cette thèse est en train d'être construit à l'échelle de 1 :100.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheimer, "Wind hybrid systems technology characterization", West Texas AM University – AEI, New Mexico State University – SWTDI, USDA – ARS Bushland, Vista University, May 2002.

[2] J. G. McGowan, J.F. Manwell, "Hybrid/PV/Diesel system experiences", Renewable Energy, 16, 928-933, 1999.

[3] S. Ruin, O. Carlson, "Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link" Wind Power for the 21 Century, Kassel, Germany, 25-27 September 2000.

[4] E. Ian Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager, "Worldwide status of wind-diesel applications", Pre-Workshop Wind-Diesel 101, 2004, Anchorage, Alaska.

[5] P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, "Isolated systems with wind power", Risø-R-1256(EN), 2001.

[6] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, "A hybrid PV-Wind generator system using a maximum power point tracking technique", Renewable energies for islands, Chania, Crete Greece, 2001.

[7] T. L. Jensen, "Renewable Energy on Small Islands", Forum for Energy and development (FED), Second Edition Denmark August 2000.

[8] N. Clausen, H. Bindner, S. Frandsen, J. C. Hansen, L. H. Hansen, P. Lundsager, "Isolated systems with wind power, an implementation guideline", Riso National Laboratory, Roskilde, 2001.

[9] T. Ackermann, L. Söder, "An overview of wind energy-status 2002", Renewable and Sustainable Energy Reviews 6 (2002) 67–128, Elsevier Science 2003.

[10] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nilsen, P. Soresen, B. Bak-Jensen, P. Lundsager, "Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines", Riso National Laboratory, Roskilde, 2001.

[11] J. T. G. Pierik, R. W. Dunlop, W. K. Lee, J. Gabriel, "Performance evaluation methods for autonomous, applications oriented wind turbine systems", Technical Report ECN-C—01-090, 2001.

[12] M. Huart, "Guide des énergies renouvelables", Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.

[13] J. Muller, R. Desserrières, "Conversion photovoltaïque", Publié par: Club CRIN, 2002.

[14] C. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu, S. Astier, J. Bonal, A. H. Ben, C. Combes, F. Costa, B. Dakyo, R. Desserrières, J. Fonio, O. Gergaud, C. Glazie, J-C. Muller, B. Multon, C. Nichita, X. Roboam, P. Rossetti, "L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables", ECRIN, ISBN : 2-912154-08-1, Paris, 2002.

[15] J. Schmid, F. Raptis, P. Zacharias, "PV Hybrid Plants. State of the Art and Future Tends", V-Hybrid Power Systems 2000, Aix-en-Provence, Frankreich, 2000.

[16] P. Boulanger, D. Desmettre, "Les systèmes photovoltaïques", Clefs CEA – N° 44, 2000-2001.

[17] T. Alleau, I. Dumas, "La pile à combustible une réponse aux préoccupations énergétiques et environnementales", Clefs CEA – N° 44, 2000-2001.

[18] I. Kamwa, B. Saulier, "Modélisation, simulation et régulation d'un réseau éolien/diesel autonome", Raport N°IREQ4340, Varennes, Canada, 1989.

[19] I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas, R. P. Fiffe, "Assessment of different energy storage systems for wind energy integration", European Wind Energy Conference 2001.

[20] F. Faure, "Suspension magnétique pour volant d'inertie", Thèse soutenue à l'Institut National Polytechnique de Grenoble le 20 juin 2003.

[21] B. Wichert, "PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209–228, Elsevier Science 1997.

[22] M.Ashari, C. V. Nayar, "An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system", Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1–9, Elsevier Science 1999.

[23] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, "Parametric study of hybrid (wind + solar +diesel) power generating systems", Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 129–139, Elsevier Science 2000.

[24] W. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataramanan, V. Gerez, "Optimal unit sizing for a hybrid wind/photovoltaic generating system", Electric Power Systems Research, Vol. 39, No. 1, pp. 35-38, 1996

[25] M. Muselli, G. Notton, A. Louche, "Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management", Solar Energy, Vol. 65, No. 3, pp. 143–157, Elsevier Science 1999.

[26] L. H. Hansen, P. Lundsager, "Review of relevant studies of isolated systems", Risø-R-1109(EN) 2000.

[27] D. Turcotte, M. Ross, F. Sheriff, "Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs", PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.

[28] H. Bindner, "Power control for wind turbines in weak grids: concepts development", Risø-R-1118(EN) 1999.

[29] S. Drouilhet, M. Shirazi, "Wales, Alaska high-penetration wind-diesel hybrid power system. Theory of operation", NREL/TP-50031755, mai 2002.

[30] H. G. Beyer, T. Degner, "Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems", Solar Energy, Vol. 61, No. 1, pp. 5–10, Elsevier Science 1997.

[31] G. Szccomado, J. Svensson, "Transient operation of grid-connected voltage source converter under unbalanced voltage conditions", IEEE Industry Applications Conference, 36th IAS Annual Meeting, Chicago, 2001.

[32] C. D. Barley and C. B. Winn, "Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems", Solar Energy Vol. 58, No. 4-6, pp. 165-179, 1996

[33] A.Pereira, "Modular supervisory controller for hybrid power systems", Risø-R-1202(EN) 2000.

[34] M. Pipattanasomporn, "A study of remote area internet access with embedded power generation", Etd-12272004-141318, Virginia Polytechnic Institute, 2004.

[35] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan, "Hybrid2- A hybrid system simulation model. Theory manual", NREL Subcontract XL-11126-1-1, 1998.

[36] EN 50160, "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems", CENELEC, Belgium, 1999.

[37] A. Larsson, "Voltage and frequency variation in autonomous grids: a comparison of two different wind-diesel systems", Proc. of the European Union Wind Energy Conference, pp. 317-320, Sweden, 1996.

[38] E. Muljadi, McKenna, "Power quality issues in a hybrid power system", NREL/CP-500-30412, 2001.

[39] H. Sharma, S. Islam, T. Pryor, C. V. Nayar, "Power quality issues in a wind turbine driven induction generator and diesel hybrid autonomous grid", Proc. AUPEC 2000.

[40] A. Larsson, "The power quality of wind turbines", Thesis, CHALMERS, ISBN91-7197-970-0, Sweden 2000.

[41] HOMER home page : http://www.nrel.gov/homer/, 2005.

[42] Nichita C., Luca D., Dakyo B., Ceanga E., "Large Band Simulation of the Wind Speed for Real-Time Wind Turbine Simulators", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17(4), pp. 523- 529, 2002.

[43] H. Camblong, "Minimisation de l'Impact des Perturbations d'Origine Eolienne dans la Génération d'Electricité par des Aérogénérateurs à Vitesse Variable", Thèse de doctorat, ENSAM Bordeaux, 2003.

[44] Désiré Le Gourières, "Energie Eolienne. Théorie, conception et calcul pratique des installations", deuxième édition, EYROLLES Paris 1982.

[45] D. Spera, editor, "Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Technology", ASME Press, New York, 1998.

[46] J. Ercolino, "Modélisation en régime nominal et partiel de l'écoulement méridien dans les turbomachines axiales et hélicocentrifuges", Thèse Mécanique, Laboratoire d'Energétique et Mécanique des Fluides Internes, Arts et Métiers, ENSAM 2002.

[47] S. Heier ; translated by R. Waddington "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", John Wiley & Sons LTD, 3rd edition 1998.

[48] A. D. Diop, "Contribution au Développement d'un Simulateur Electromécanique d'Aérogénérateurs : Simulation et Commande en Temps Réel d'une Turbine de Puissance Moyenne à Angle de Calage Variable", Thèse de Doctorat, Université du Havre, 1998.

[49] I. Vechiu, "L'optimisation de la récupération de l'énergie éolienne. Simulation en temps réel d'une turbine éolienne sous l'environnement Matlab", DEA d'Electronique, Université du Havre, 2002.

[50] T. Petru, "Modelling of Wind Turbines for Power System Studies",Technical report Chalmers University of Technology, No. 391L, 2001.

[51] S. A. Papathanassiou, N. G. Boulaxis, M. P. Papadopoulos, "A Simulation Code for Power Systems with High Wind Penetration", European Wind Energy Conference Proceedings, Copenhagen, 2001.

[52] I. Martí, T. S. Nilsen, H. Madsen, A. Roldán, S. Pérez, "Improving Prediction Models in Complex Terrain", Global Windpower Conference Proceedings, Paris, 2002.

[53] Y. D. Song, B. Dhinakaran, X. Y. Bao, "Variable Speed Control of Wind Turbine Using Nonlinear and Adaptative Algorithms", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, pp. 293-308, 2000.

[54] V. Rogez, "Modélisation Simplifiée de Sources de Production Décentralisée pour des Etudes de Dynamique des Réseaux. Application à l'Intégration d'une Production Eolienne dans un Réseau de Distribution Insulaire", Thèse de doctorat, Ecole Doctorale d'Arras, Lille, 2004.

[55] R. Peña. R. Cardenas, R. Blasco, G. Asher, J. Claire, "A Cage Induction Generator Using Back to Back PWM Converters for Variable Speed Grid Connected Wind Energy System", Industrial Electronics Society. IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE Volume 2, 29 Nov.-2 Dec. 2001 Page(s):1376 - 1381 vol.2, 2001.

[56] A. Kelemen, M. Imecs, "Sisteme de Reglare cu Orientare dupa Câmp ale Maşinilor de Curent Alternativ", Editura Academiei, Roumanie, Bucarest, 1989.

[57] T. L. Skvarenina, "The Power Electronics Handbook", ISBN:0-6493-7336-0, CRC Press LLC, Boca Raton, Florida, USA, 2002.

[58] C. M. Ong, "Dynamic Simulation of Electric Machinery Using Matlab/Simulink", Upper Saddle River, Prentice Hall, 1998

[59] H. Camblong, I. M. Alegria, G. Abad, M. Rodriguez, "Experimental Trials of Different Maximum Power Point Tracking Control Strategies of a Variable Speed Wind Turbine", EPE – PEMC 2004 Conference Proceedings, Riga, 2004.

[60] Camblong H., Santos M., Rodriguez M., Logiciel de Simulation d'Eoliennes à Vitesse Variable, rapport de SIMEOLE, Fonds Communs de Coopération Aquitaine-Euskadi, 2002.

[61] J. Sun and H. Grotstollen, "Averaged modelling of switching power converters: Reformulation and theoretical basis", IEEE PESC'92, 1166–1172, 1992.

[62] B. Robyns, Y. Pankow, L. Leclercq, B. François, "Equivalent Continuous Dynamic Model of Renewable Energy Systems", ELECTRIMACS 2002, Montreal, Canada, CD-ROM, 2002.

[63] R. S. Pena, R. J. Cardenas, G. M. Asher, J. C. Claire, "Vector Controlled Induction Machines for Stand-Alone Wind Energy Applications", Proceedings of the IEEE Industry Application Annual Meeting, IAS-2000, Rome, 2000.

[64] I. Vechiu, H. Camblong, G. Tapia, B. Dakyo, C. Nichita, "Dynamic Simulation Model of a Hybrid Power System: Performance Analysis", Wind Energy Conference, London, England, 2004.

[65] A. Hoque, K. A. Wahid, "New Mathematical Model of a Photovoltaic Generator", Journal of Electrical Engineering, vol. EE 28, No. 1, June 2000.

[66] A. D. Hansen. P. Sørensen, L. H. Hansen, H. Bindner, "Models for Stand-Alone PV System", Risø-R-1219(EN)/SEC-R-12, 2000.

[67] G. Walker, "Evaluating MPPT Converter Topologies Using a Matlab PV Model", Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, IEAust, vol.21, No. 1, pp.49-56, 2001.

[68] A. WAGNER, "Peak-Power and Internal Series Resistance Measurement under Natural Ambient Conditions", Proceedings EuroSun 2000, Copenhagen 2000.

[69] D. P. Hohm, M. E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms", Progress in Photovoltaics, vol 11, p. 47-62, January 2003.

[70] G. J. Yu, Y. S. Jung, J. Y. Choi, G. S. Kim, "A Novel two-mode MPPT Control Algorithm Based on Comparative study of existing algorithms", Solar Energy, Volume 76, Issue 4, Pages 455-463, Avril 2004.

[71] F. M. Ishengoma, L. E. Norum, "Implementation of a Digitally Controlled Stand-Alone Photovoltaic Power Supply", NORPPIE 2002, Nordic Workshop on Power and Idustrial Electronics, 2002.

[72] D. Devilliers, E. Mahé, "Cellules électrochimiques: aspects thermodynamiques et cinétiques", L'actualité chimique, janvier 2003.

[73] F. Delfosse, "Détermination de l'Etat de Charge des Batteries d'un Véhicule Electrique", Travail de fin d'études, Université de Liège, 1998.

[74] M. Thele, S. Buller, D. U. Sauer, R. W. De Donkcker, E. Karden, "Hybrid Modelling of Lead-Acid Batteries in Frequency and Time Domain", Journal of Power Sources, Vol. 144, Pages 461-466, 2005.

[75] A. Jossen, J. Garche, H. Doering, M. Goetz, W. Knaupp, L. Joerissen, "Hybrid systems with lead–acid battery and proton-exchange membrane fuel cell", Journal of Power Sources, Vol. 144, pp. 395-401, 2005.

[75] M. Lavabre, "Electronique de Puissance Conversion de l'Energie", Edition Casteilla, 1998.

[76] M. S. M. Malinowski, "Sensorless Control Strategies for Three- Phase PWM Rectifiers", Ph. D. Thesis, Warsaw University of Technology, 2001.

[78] M. P. Kazmierkowski, R. Krishnan, F. Blaabjerg, "Control in Power Electronics Selected Problems", Elsevier Science, 2002.

[79] H. Song, K. Nam, "Dual Current Control Scheme for PWM Converter under Unbalanced Input Voltage Condition", IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 46, No. 5, 1999.

[80] V. M. Pereira, J. A. P. Pomilio, P. A. V. Ferreira, "Experimental Setup for Autonomous Induction Induction Generator System with Voltage and Frequency Regulation Studies", Conference on the Computation of Electromagnetic Fields - COMPUMAG2003, CD-ROM, New York USA, 2003.

[81] S. A. Papathanassiou, M. P. Papadopoulos, "Dynamics Characteristics of Autonomous Wind-Diesel Systems", Renewable Energy, Vol. 23, Pag. 293-311, 2001.

[82] F. Jurado, J. R. Saenz, "Neuro-Fuzzy Control for Autonomous Wind-Diesel Systems Using Biomass", Renewable Energy, Vol. 27, pp 39-56, 2002.

[83] T. Tuken, R. R. Fullmer, J. VanGerpen, "Modelling, Identification, and Torque Control of a Diesel Engine for Transient Test Cycles", SAE SP, no.819, Detroit, 1990.

[84] MATLAB/Simulink.www.mathworks.com/access/helpdesk/help/toolbox/physmod/powersys/simplifiedsynchronousmachine.html, 2005.

[85] G. Saccomando, J. Svensson, "Transient Operation of Grid-connected Voltage Source Converter Under Unbalanced Voltage Conditions", IEEE Industry Applications Conference, 36th IAS Annual Meeting, Chicago, Il. USA, 2001.

[86] S. El-Barbari, W. Hofmann, "Disturbance Observer and State Predictor Based Digital Control of a Three Phase 4 Wire PWM Inverter for PV Application", PCIM POWER CONVERSION '99 Nürnberg, proceedings pp. 593-598, 1999.

[87] C.L. Fortescue, "Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks", A.I.E.E. Transactions, V.37 Part II, pp. 1027-1140, 1918.

[88] R. Zhang, "High Performance Power Converter Systems for Nonlinear and Unbalanced Load/Source", Dissertation, Virginia Polytechnic Institute and State University, 1998.

[89] S. El-Barbari, W. Hofmann, "Digital Control of Four Leg Inverter for Standalone Photovoltaic Systems with Unbalanced Load", Industrial Electronics Society, 2000. IECON 2000. 26th Annual Confjerence of the IEEE Volume 1, 22-28 Oct. 2000 Page(s):729 - 734 vol.1

[90] O. Curea, I. Vechiu, H. Camblong, B. Dakyo, "Implementation of a DSP Controlled for a Hybrid Power System (accepted for publication)," PELINCEC 2005 Conference, Poland, 2005.

[91] R. A. Gannett, "Control Strategies for High Power Four-Leg Voltage Source Inverters" Master's Thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, etd-07302001-133659, 2001.

[92] M.C. Benhabib, S. Saadate, "New Control Approach for Four-Wire Active Power Filter Based an the Use of Synchronous Reference Frame" Electric Power Systems Research, Volume 73, Issue 3, Pages 353-362 March, 2005.

[93] I. Vechiu, H. Camblong, Member, IEEE, O. Curea, B. Dakyo, G. Tapia "Performance Analysis of Four-Leg VSC under Unbalanced Load Conditions for Hybrid Power System Application" PELINCEC Conference, Warsaw, 2005.

[94] I. Vechiu, H. Camblong, G. Tapia, B. Dakyo, O. Curea, "Modelling and Control of Four-Wire Voltage Source Inverter Under Unbalanced Voltage Condition for Hybrid Power System Applications" EPE Conference, CD-ROM, Dresden, 2005.

[95] F. Botterón, H. Pinheiro, H. A. Gründling, J. R. Pinheiro, H. L. HeyDigital, "Voltage and Current Controllers for Three-Phase PWM Inverter for UPS Applications", Industry Applications Conference, vol. 4, pp:2667 – 2674, 2001.

[96] O. Curea, I. Vechiu, D. Marin, H. Camblong, B. Dakyo. "Small-Scale Test Bench of a Hybrid Power System", EPE 2005, CD-ROM, Dresden, Germany, 2005.

ANNEXES

ANNEXE A. Rapport de dimensionnement du SEH

Configurations du SEH en fonction du coût net actuel

Sensitivity Results | Optimization Results

Sensitivity variables

Primary Load (kWh/d) 575 | Global Solar (kWh/m2/d) 4.8 | Wind Speed (m/s) 7 | 33KW Diesel Price ($/L) 0.8

Double click on a system below for simulation results.

PV (kW)	G22	G10	D30 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE ($/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	3KW Diese (L)	D30 (hrs)
18	1		30	40	75	$ 241,700	$ 768,716	0.287	0.52	0.00	35,712	3,968
30	1		30	40	75	$ 307,700	$ 769,425	0.287	0.59	0.00	30,717	3,413
	1		30	40	75	$ 142,700	$ 774,515	0.289	0.40	0.00	44,073	4,897
18	1		30	40	90	$ 255,200	$ 786,801	0.293	0.52	0.00	35,712	3,968
30	1		30	40	90	$ 321,200	$ 787,509	0.294	0.59	0.00	30,717	3,413
	1		30	40	90	$ 156,200	$ 792,599	0.296	0.40	0.00	44,073	4,897
18	1		30	40	100	$ 264,200	$ 798,857	0.298	0.52	0.00	35,712	3,968
30	1		30	40	100	$ 330,200	$ 799,566	0.298	0.59	0.00	30,717	3,413
	1		30	40	100	$ 165,200	$ 804,656	0.300	0.40	0.00	44,073	4,897
30	1		30	30	75	$ 306,400	$ 831,314	0.310	0.54	0.00	37,503	4,167
18	1		30	30	75	$ 240,400	$ 836,797	0.312	0.47	0.00	43,182	4,798
	1		30	30	75	$ 141,400	$ 849,291	0.317	0.36	0.00	52,353	5,817
30	1		30	30	90	$ 319,900	$ 849,399	0.317	0.54	0.00	37,503	4,167
18	1		30	30	90	$ 253,900	$ 854,882	0.319	0.47	0.00	43,182	4,798

Cas d'étude

Charge, valeur moyenne:	575 kWh/d
Eclairement, valeur moyenne:	4,8 kWh/m2/d
Vitesse du vent, valeur moyenne:	7 m/s
30kW Diesel Prix du carburant:	0,8 $/L

Architecture du système

PV:	18 kW
Eolienne:	1 *G 22kW
30kW Diesel:	30 kW
Batteries:	40 Trojan T-105
Onduleur:	75 kW
Redresseur:	75 kW
Stratégie de fonctionnement:	Cycle Charging

Bilan de coût

Coût net actuel: 768.716 $

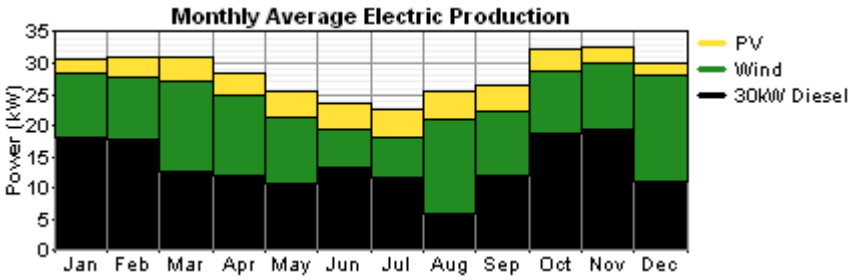
Coût moyen unitaire annuel: 0,287 $/kWh

Ventilation des frais

Composant	Capital Initial	Capital Annualisé	Coût de remplacement annuel	Fonctionnement & maintenance annuelle	Consommation de carburant annuelle	Coût total annualisé
	($)	($/an)	($/an)	($/an)	($/an)	($/an)
18kW PV	99.000	7.744	0	0	0	7.744
G 22kW	55.000	4.302	0	1.500	0	5.802
30kW Diesel	15.000	1.173	1.576	3.968	28.570	35.287
Batteries	5.200	407	3.660	160	0	4.226
Convertisseur	67.500	5.280	1.793	0	0	7.073
Total	241.700	18.907	7.029	5.628	28.570	60.134

Production d'énergie électrique annuelle

Composant	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Surface PV	30.991	12%
Eolienne	98.016	40%
30kW Diesel	119.040	48%
Total	248.046	100%



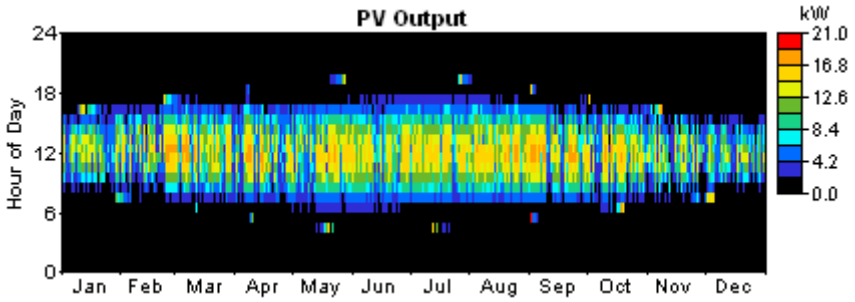
Consommation d'énergie électrique annuelle

Charge	Consumation	Fraction
	(kWh/yr)	
Charge à CA	209.871	100%
Total	209.871	100%

Variable	Valeur	Unité
Fraction Renouvelable:	0,520	
Excès d'énergie:	38,176	kWh/an
Charge non satisfait.	4	kWh/an

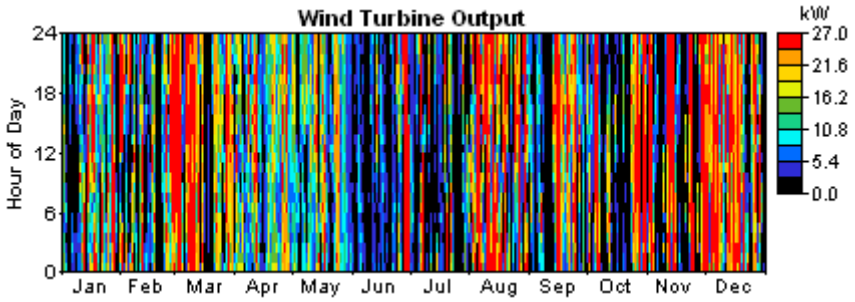
PV

Variable	Valeur	Unité
Puissance moyenne:	84,9	kWh/j
Puissance minimale:	0,0001936	kW
Puissance maximale:	20,5	kW
Pénétration PV:	14,77	%
Facteur de capacité:	19,65	%
Heures de fonctionnement:	4,732	h/an



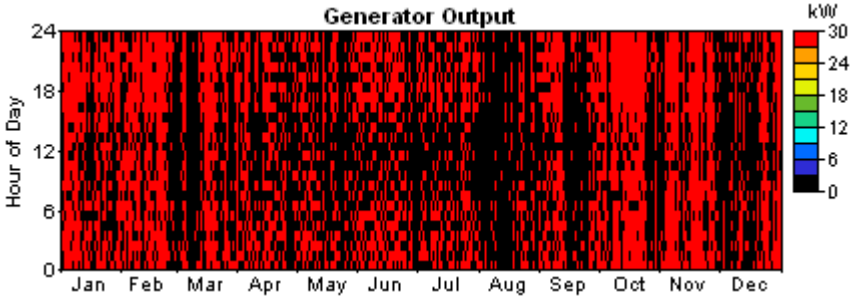
Eolienne: G 22kW

Variable	Valeur	Unité
Capacité totale:	25,0	kW
Puissance moyenne:	11,19	kW
Puissance minimale:	0,0573	kW
Puissance maximale:	25,0	kW
Pénétration éolienne:	46,7	%
Facteur de capacité:	44,8	%
Heures de fonctionnement:	8,760	h/an



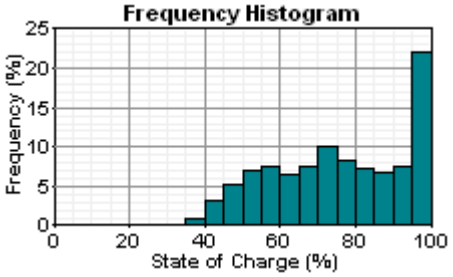
30kW Diesel

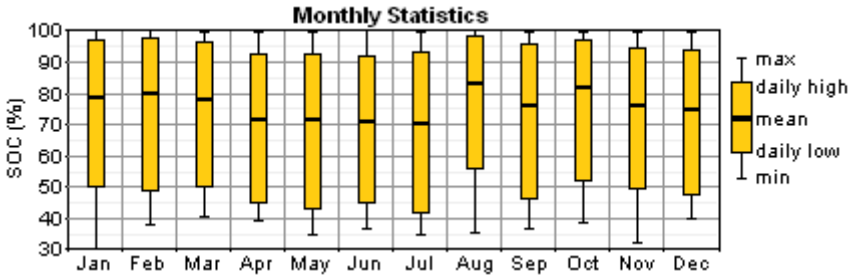
Variable	Valeur	Unité
Heures de fonctionnement:	3.968	h/an
Nombre de démarrages:	1.590	démarrages/h
Durée de vie:	5,04	h
Puissance moyenne:	30,0	kW
Puissance minimale:	30,0	kW
Puissance maximale:	30,0	kW
Carburant utilisé annuellement:	35.712	L/an
Utilisation spécifique du carburant:	0,300	L/kWh
Rendement électrique moyen:	33,9	%

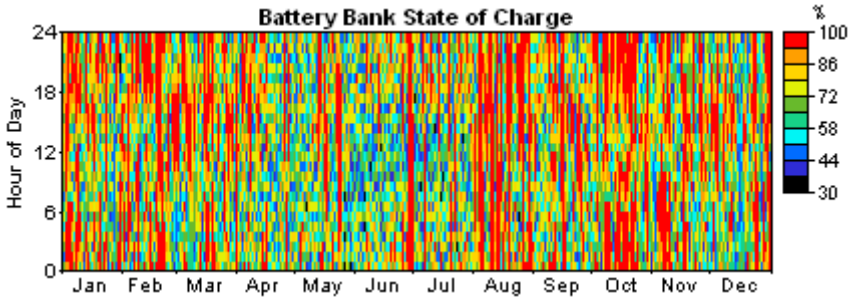


Batteries

Variable	Valeur	Unité
Capacité totale des batteries	27.236	kWh/an
Durée de vie des batteries	1,241	an
Autonomie des batteries	1,578	heures







Emissions

Polluant	Emissions (kg/an)
Dioxyde de carbone:	94.041
Monoxyde de carbone:	232
Hydrocarbure non brûlé:	25,7
Particule:	17,5
Dioxyde soufre:	188,9
Oxydes de Nitrogène:	2.071

ANNEXE B. Paramètres des composants du SEH

B.1 Eolienne de 22 kW

Paramètres du rotor éolien

Valeurs Nominales		Valeur	Unité
Puissance	P_n	22	kW
Rayon	R	4,54	m
Vitesse de rotation	N_t	138,65	rpm
Rapport de multiplication	N	10,38	
Rendement de la conversion	η	1	

Valeurs nominales de la machine asynchrone

Valeurs Nominales		Valeur	Unité
Tension (Y)	V_n	380	V
Courant	I_n	44	A
Frequence	f_n	50	Hz
Vitesse de rotation	N_n	1440	rpm
Puissance	P_n	22	kW
Couple	T_n	145	Nm
Facteur de puissance		0,89	

Paramètres de la machine asynchrone

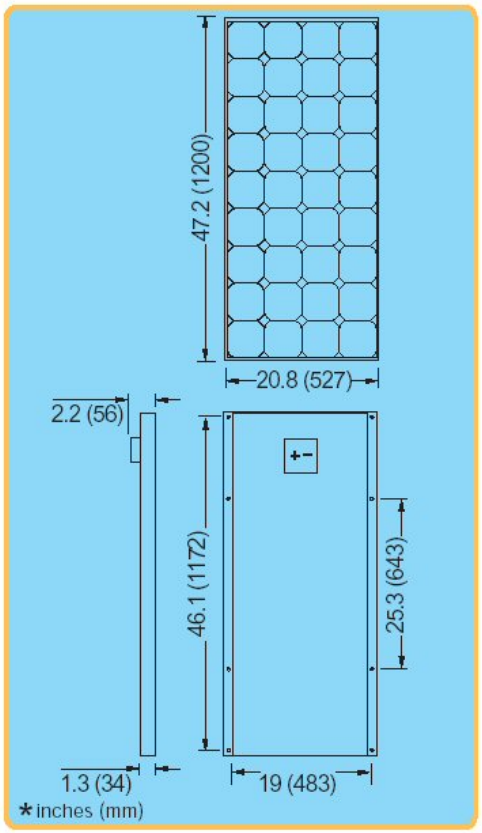
Paramètre		Valeur	Unité
Résistance du stator	R_s	0,115	Ω
Résistance du rotor	R_r	0,184	Ω
inductance de fuite du stator	$L_{s\lambda}$	1,65	mH
Inductance de fuite du rotor	$L_{r\lambda}$	1,68	mH
Resistence de magnetissation	R_m	224	Ω
Inductance de magnetisation	L_m	46,6	mH
Inertie	J	0,334	kgm^2

B.2 Panneau PV (Shell SQ75)

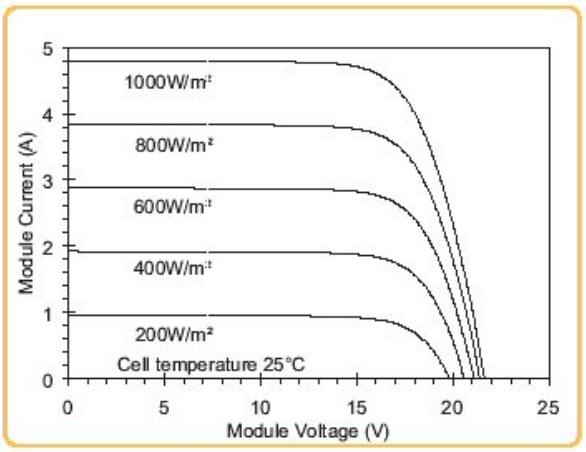
Caractéristiques électriques en conditions standard de test (Eclairement 1000 W/m^2 et température de la cellule 25°C)

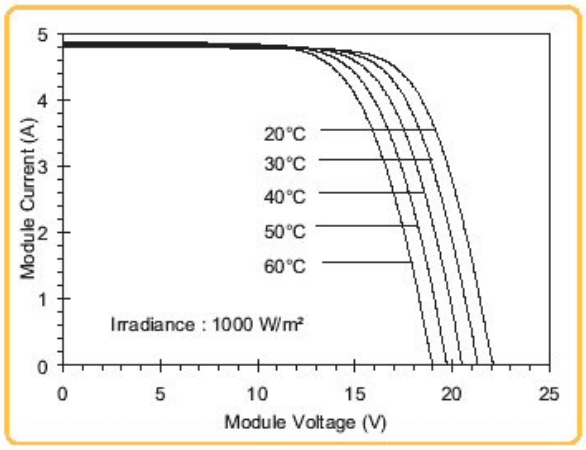
Paramètre		Valeur	Unité
Puissance nominale	P_n	75	W
Puissance nominale MPPT	P_{mppt}	75	W
Tension à vide	V_{tv}	21.7	V
Courant de court circuit	I_{tv}	4.8	A

Spécifications mécaniques du panneau PV



Caractéristiques *I-V* de la cellule





B.3 Générateur diesel 30 Kw

Valeurs nominales de la machine synchrone

Valeurs Nominales		Valeur	Unité
Puissance	S_n	33	kWA
Tension (Y)	V_n	380	V
Courant	I_n	50	A
Frequence	f_n	50	Hz
Vitesse de rotation	N_n	1500	rpm
cosφ		0.8 Inductif	

Paramètres de la machine synchrone

Paramètre		Valeur	Unité
Réactance synchrone	X_s	3,51ω	Ω
Résistance	R_s	0,04ω	Ω

B.4 Convertisseur bidirectionnel

Paramètres du convertisseur bidirectionnel

Paramètre		Valeur	Unité
Entrée/Sortie	Tension d'entrée	700	V_{CC}
	Tension de sortie (v_{aN}, v_{bN}, v_{cN})	230	V_{ef}
	Frequence	50	Hz
	Puissance triphasée	75	kW
Composants du filtre	Inductance (L_f, L_N)	3	mH
	Résistance (R_f, R_N)	0,1	Ω

B.5 Batterie Dryfit A500

Paramètres de la batterie Dryfit A500

Valeurs Nominales		Valeur	Unité
Capacité nominale	$C_{n20°C}$	115	Ah
Tension	V_n	12	V
Charge maximale	$I_{n20°C}$	770	A

ANNEXE C. Calcul de l'expression du coefficient de couple d'une éolienne

La modélisation du rotor éolien exige la connaissance de l'expression $C_t(\lambda)$ dépendant des caractéristiques géométriques et du profil des pales. Cette expression peut être obtenue à partir de mesures en soufflerie ou par calcul numérique en utilisant la théorie de l'élément de pale [1]. Cette théorie permet de modéliser les forces qui entraînent le mouvement de rotation du rotor éolien. Deux forces sont généralement utilisées pour décrire le comportement aérodynamique d'un profil de pale compris entre les distances r et $r+dr$ et situé dans un vent relatif de vitesse V_r (Figure C-1) : la force de portance dF_z perpendiculaire à la direction de V_r et la force de traînée dF_x parallèle à la direction de V_r.

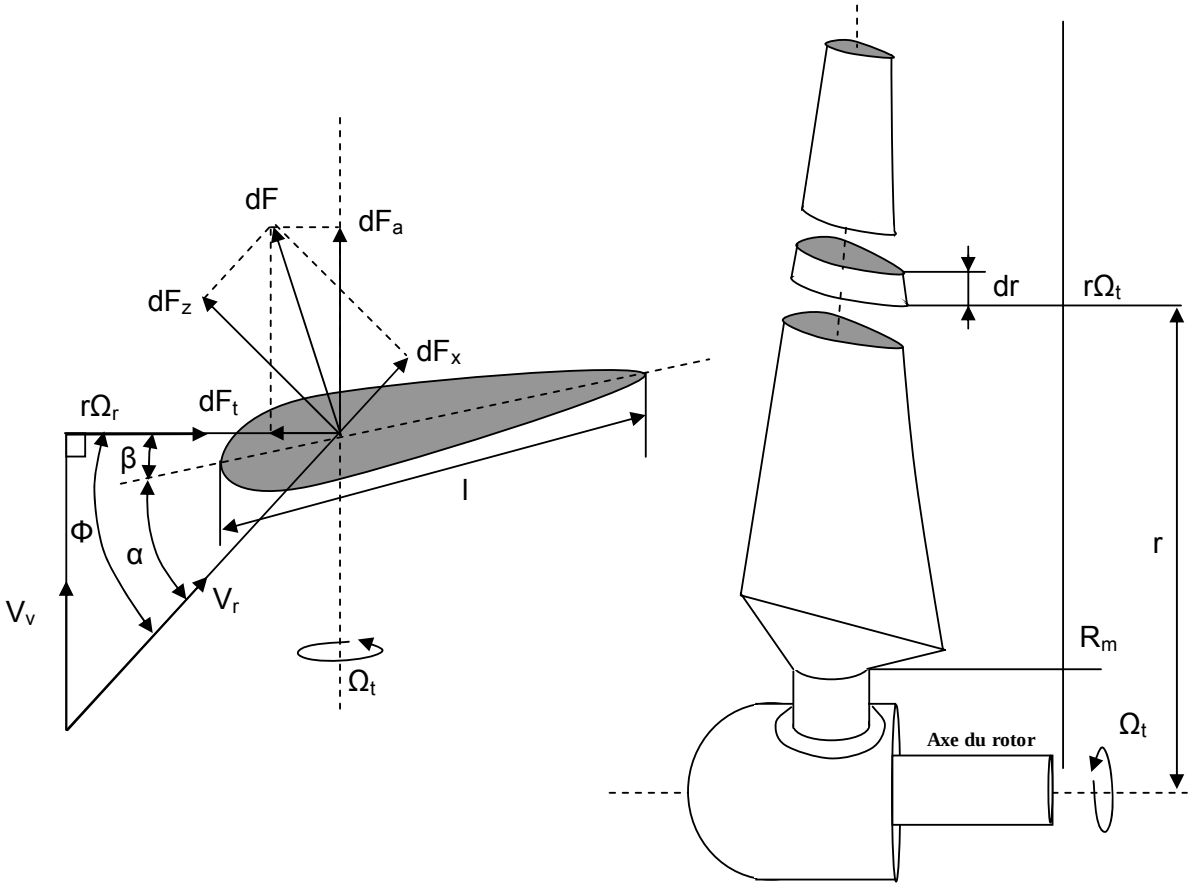


Figure C-1: Aérodynamique de la pale

Les forces de portance et de traînée ont les expressions suivantes :

$$dF_z = \frac{1}{2}\rho C_z V_r^2 \, l \, dr \qquad \text{Eq. C-1}$$

$$dF_x = \frac{1}{2}\rho C_x V_r^2 \, l \, dr \qquad \text{Eq. C-2}$$

où l est la longueur de corde du profil et C_z, C_x sont les coefficients de portance et traînée respectivement. La variation de C_z et C_x en fonction de l'angle d'incidence Φ pour un profil NACA 2315 est présentée dans la Figure C-2 [4].

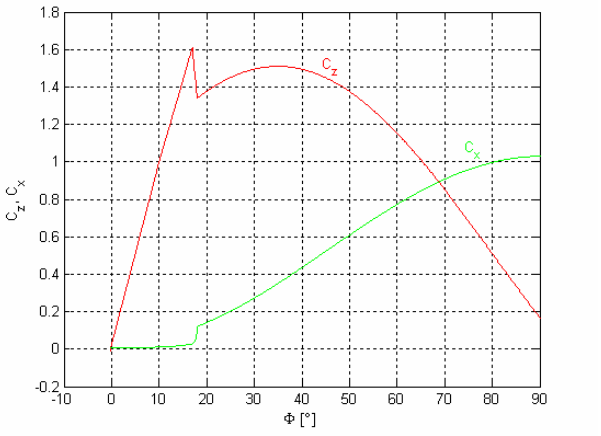


Figure C-2: Variation des coefficients de portance et de traînée pour un profil de pale donné

La contribution des éléments des pales de l'éolienne situés entre les distances r et $r+dr$ peut être évaluée par la poussée axiale et le couple moteur. Leurs expressions sont :

$$dF_a = dF_z \cos(\Phi) + dF_x \sin(\Phi) = \frac{1}{2}\rho V_r^2 \, l \left(C_z(\alpha)\cos(\Phi) + C_x(\alpha)\sin(\Phi)\right)dr \qquad \text{Eq. C-3}$$

$$dF_t = dF_z \sin(\Phi) + dF_x \cos(\Phi) = \frac{1}{2}\rho V_r^2 \, l \left(C_z(\alpha)\sin(\Phi) + C_x(\alpha)\cos(\Phi)\right)dr \qquad \text{Eq. C-4}$$

La somme des intégrales sur toutes les pales, des composantes horizontales et verticales des forces de portances et de traînée permet le calcul de la force de poussée axiale et du couple aérodynamique :

$$F_a = \sum_{k=1}^{N_p} \int_{R_m}^{R} dF_a(r)dr \qquad \text{Eq. C-5}$$

$$T_t = \sum_{k=1}^{N_p} \int_{R_m}^{R} r dF_t(r)dr \qquad \text{Eq. C-6}$$

où N_p est le nombre de pales, R est le rayon du rotor éolien et R_m est la distance du centre du moyeu au coin de la pale côté moyeu.

Ainsi, en égalant l'expression du couple obtenue à partir du théorème du disque actuateur (Eq. II-3) à l'expression du couple obtenue à partir du théorème de l'élément de pale (Eq. C-6), on retrouve l'expression du coefficient de couple :

$$C_t = \frac{1}{\pi R^3 V_v^2} \sum_{k=1}^{N_p} \int_{R_m}^{R} r\, l\, V_r^2 \left(C_z(\alpha)\sin(\Phi) + C_x(\alpha)\cos(\Phi)\right) dr \qquad \text{Eq. C-7}$$

La vitesse relative V_r peut s'exprimer en fonction de la vitesse du vent V_v et de la vitesse spécifique λ :

$$V_r^2 = V_v^2 + r\Omega_t = V_v^2\left(1 + \left(\frac{Rr\Omega_t}{RV_v}\right)^2\right) = V_v^2\left(1 + \left(\frac{r\lambda}{R}\right)^2\right) \qquad \text{Eq. C-8}$$

L'angle d'incidence peut également s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique :

$$\cos(\Phi) = \frac{r\Omega_t}{V_v} = \frac{Rr\Omega_t}{V_v R\sqrt{1 + \left(\frac{r\Omega_t}{R}\right)^2}} = \frac{r\lambda}{R\sqrt{1 + \left(\frac{r\Omega_t}{R}\right)^2}} \qquad \text{Eq. C-9}$$

$$\sin(\Phi) = \frac{V_v}{V_r} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{r\Omega_t}{R}\right)^2}} \qquad \text{Eq. C-10}$$

$$\Phi = arctg\left(\frac{R}{r\lambda}\right) \qquad \text{Eq. C-11}$$

Ainsi, pour des valeur de λ et β fixées, on peut retrouver les courbes des coefficients de couple et de puissance illustrant les caractéristiques géométriques d'un rotor éolien [4]. Dans la Figure C-3, sont montrées les courbes des coefficients de couple et de puissance pour un rotor à trois pales, à angle de calage fixe et avec un diamètre de 9 m. Le profil de pale a été approché en utilisant les coefficients de portance et de traînée présentés dans la Figure C-2.

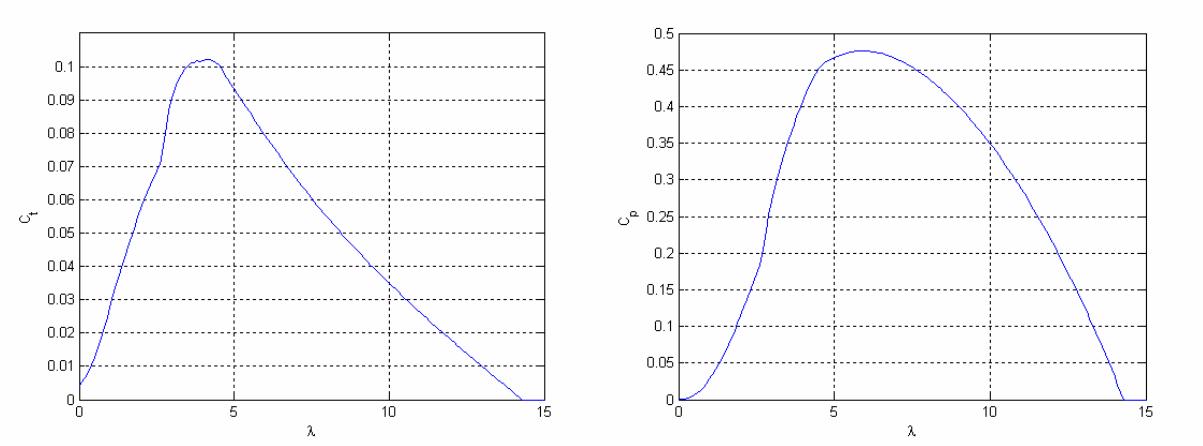


Figure C-3 : Courbes des coefficients de puissance et de couple

ANNEXE D. Transformations de Clarke et de Park

Tout système triphasé, X_a, X_b, X_c, (X - tension ou courant) peut être représenté par un vecteur tournant en coordonnées α, β et 0 dans un plan tridimensionnel orthogonal. La transformation du système triphasé dans ces coordonnées orthogonales, parfois appelée la transformée de Clarke, est exprimée par :

$$\begin{bmatrix} X_\alpha & X_\beta & X_0 \end{bmatrix}^T = T_{\alpha\beta 0} \begin{bmatrix} X_a & X_b & X_c \end{bmatrix}^T \qquad \text{Eq. D-1}$$

où

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. D-2}$$

Avec la matrice $T_{\alpha\beta 0}$ ainsi définie, les amplitudes sont conservées. En utilisant à la place du facteur 2/3 et de 1/2, les racines carrées de ceux-ci, la matrice devient orthonormée et les puissances sont conservées.

La transformation inverse est donnée par l'équation Eq. D-3 :

$$\begin{bmatrix} X_a & X_b & X_c \end{bmatrix}^T = T_{\alpha\beta 0}{}^{-1} \begin{bmatrix} X_\alpha & X_\beta & X_0 \end{bmatrix}^T \qquad \text{Eq. D-3}$$

où

$$T_{\alpha\beta 0}{}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. D-4}$$

Quand le système triphasé est équilibré, la composante 0 est nulle et le vecteur tourne dans un plan α-β à la vitesse ω. La trajectoire du vecteur est un cercle. Le mouvement de

rotation représente la nature variable du système avec le temps. En représentant le système en coordonnées *dq* tournant à la vitesse ω (Figure D-1), le vecteur devient invariant avec le temps. La transformation des coordonnées $\alpha\beta 0$ en *dq0* (transformation de Park) est donnée par l'équation Eq. D-5 :

$$\begin{bmatrix} X_d & X_q & X_0 \end{bmatrix}^T = T_{dq0} \begin{bmatrix} X_\alpha & X_\beta & X_0 \end{bmatrix}^T \quad \text{Eq. D-5}$$

où la matrice T_{dq0} est exprimée par :

$$T_{dq0} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) & 0 \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{Eq. D-6}$$

La transformation inverse est donnée par l'équation Eq. D-7 :

$$\begin{bmatrix} X_\beta & X_\beta & X_0 \end{bmatrix}^T = T_{dq0}{}^{-1} \begin{bmatrix} X_d & X_q & X_0 \end{bmatrix}^T \quad \text{Eq. D-7}$$

où la matrice T^{-1}_{dq0} a l'expression :

$$T_{dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(-\omega t) & 0 \\ \sin(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{Eq. D-8}$$

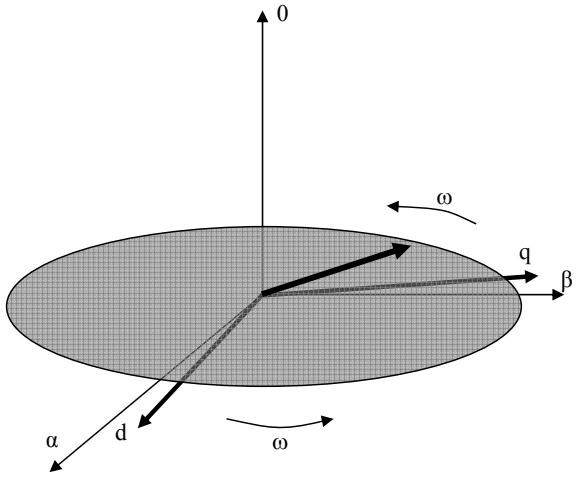


Figure D-1 : Relation entre les référentiels *αβ0* et *dq0*

Les deux transformations Eq. D-1 et Eq. D-5 peuvent être combinées dans une seule transformation Eq. D-9 :

$$\begin{bmatrix} X_d & X_q & X_0 \end{bmatrix}^T = T_P \begin{bmatrix} X_A & X_B & X_C \end{bmatrix}^T \qquad \text{Eq. D-9}$$

où T_P est la matrice de Parke directe définie par :

$$T_P = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\omega t) & -\sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. D-10}$$

La matrice inverse est :

$$T_P^{-1} = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\omega t) & -\sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. D-11}$$

ANNEXE E. Paramètres des régulateurs utilisés dans les stratégies de commande

E.1 Régulateurs de la commande vectorielle du générateur éolien

	H_g	
	d	***q***
K_p	1.635	1.635
K_i	57.5	57.5

E.2 Incrémentation de la conductance

Pas d'incrémentation du rapport cyclique : $\Delta d=0.01$.

E.3 Régulateurs du bus à CC

	H_{CC}
K_p	0.001
K_i	0.3

E.4 Régulateurs de la commande du convertisseur bidirectionnel (régime équilibré)

Boucle interne de courant

	H_C	
	d	***q***
K_p	3	3
K_i	100	100

Boucle externe de tension

	H_V	
	d	***q***
K_p	0,27	0,27
K_i	2,77	2,77

E.5 Régulateurs de la commande-*dq0*

Boucle interne de courant

	H_C		
	d	***q***	***0***
K_p	3	3	12
K_i	100	100	400

Boucle externe de tension

	H_V		
	d	***q***	***0***
K_p	0,27	0,27	0,27
K_i	2,77	2,77	2,77

E.6 Régulateurs de la commande-*dih*

Boucle interne de courant

	H_d		H_i		H_h	
	d	***q***	***d***	***q***	***d***	***q***
K_p	3	3	3	3	12	12
K_i	100	100	100	100	400	400

Boucle externe de tension

	H_d		H_i		H_h	
	d	***q***	***d***	***q***	***d***	***q***
K_p	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
K_i	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77

ANNEXE F. Composantes symétriques

F.1 Théorème de Fortescue

La représentation en composantes symétriques a été proposée par C. L. Fortescue en 1918. Sous sa forme générale, le théorème de Fortescue s'énonce comme suit :
Un ensemble non équilibré de n vecteurs coplanaires, concurrents et de même nature peut être réduit à n systèmes de vecteurs symétriques.

F.1 Décomposition en composantes symétriques

Considérons trois grandeurs complexes $\overline{X}_A$, $\overline{X}_B$ et $\overline{X}_C$ prises dans cet ordre et formant un système déséquilibré. En conformité avec le théorème de Fortescue, le système déséquilibré est la somme vectorielle des trois systèmes :

$$\overline{X}_A = \overline{X}_{A,d} + \overline{X}_{A,i} + \overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-1}$$

$$\overline{X}_B = \overline{X}_{B,d} + \overline{X}_{B,i} + \overline{X}_{B,h} \qquad \text{Eq. F-2}$$

$$\overline{X}_C = \overline{X}_{C,d} + \overline{X}_{C,i} + \overline{X}_{C,h} \qquad \text{Eq. F-3}$$

Puisqu'on a une relation bien définie entre les vecteurs des différents systèmes, on peut reprendre les équations précédentes et les exprimer à l'aide des seuls vecteurs de la phase *A* et de l'opérateur *a*.

$$a = \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + j\sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \qquad \text{Eq. F-4}$$

Ainsi :

$$\overline{X}_A = \overline{X}_{A,d} + \overline{X}_{A,i} + \overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-5}$$

$$\overline{X}_B = a^2\overline{X}_{A,d} + a\,\overline{X}_{A,i} + \overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-6}$$

$$\overline{X}_C = a\,\overline{X}_{A,d} + a^2\overline{X}_{A,i} + \overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-7}$$

Si on fait la somme vectorielle de ces trois équations, on obtient :

$$\overline{X}_A + \overline{X}_B + \overline{X}_C = \left(1 + a^2 + a\right)\overline{X}_{A,d} + \left(1 + a + a^2\right)\overline{X}_{A,i} + 3\overline{X}_{A,h}$$

Puisque :

$$1 + a + a^2 = 0 \qquad \text{Eq. F-8}$$

il en découle que :

$$\overline{X}_A + \overline{X}_B + \overline{X}_C = 3\overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-9}$$

Donc :

$$\overline{X}_{A,h} = \frac{1}{3}\left(\overline{X}_A + \overline{X}_B + \overline{X}_C\right) \qquad \text{Eq. F-10}$$

Au lieu de faire directement la somme des trois équations, on peut avancer d'abord la phase *B* de 120° en multipliant tous les termes de la deuxième équation par l'opérateur *a* et retarder la phase *C* de 120° en multipliant tous les termes de la troisième équation par a^2. De cette façon, on obtient :

$$\overline{X}_A = \overline{X}_{A,d} + \overline{X}_{A,i} + \overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-11}$$

$$a\,\overline{X}_B = \overline{X}_{A,d} + a^2\overline{X}_{A,i} + a\,\overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-12}$$

$$a^2\overline{X}_C = \overline{X}_{A,d} + a\,\overline{X}_{A,i} + a^2\overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-13}$$

Si on fait la somme de ces trois équations, on constate que les composantes $\overline{X}_{A,i}$ et $\overline{X}_{A,h}$ s'annulent. Il en résulte que :

$$\overline{X}_{A,d} = \frac{1}{3}\left(\overline{X}_A + a\,\overline{X}_B + a^2\overline{X}_C\right) \qquad \text{Eq. F-14}$$

Si, cette fois, on retarde la phase *B* de 120° et qu'on avance la phase *C* de 120°, on obtient :

$$\overline{X}_A = \overline{X}_{A,d} + \overline{X}_{A,i} + \overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-15}$$

$$a^2\overline{X}_B = a\overline{X}_{A,d} + \overline{X}_{A,i} + a^2\overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-16}$$

$$a\overline{X}_C = a^2\overline{X}_{A,d} + \overline{X}_{A,i} + a\overline{X}_{A,h} \qquad \text{Eq. F-17}$$

Lorsqu'on fait la somme de ces trois équations, on trouve que ce sont alors les composantes $\overline{X}_{A,d}$ et $\overline{X}_{A,h}$ qui sont nulles, d'où :

$$\overline{X}_{A,i} = \frac{1}{3}\left(\overline{X}_A + a^2\overline{X}_B + a\overline{X}_C\right) \qquad \text{Eq. F-18}$$

Si on regroupe les résultats des trois développements précédents (Eq. F-10, Eq. F-14, Eq. F-18) pour bien voir la structure de ces équations, on obtient :

$$\overline{X}_{A,d} = \frac{1}{3}\left(\overline{X}_A + a\,\overline{X}_B + a^2\overline{X}_C\right) \qquad \text{Eq. F-19}$$

$$\overline{X}_{A,i} = \frac{1}{3}\left(\overline{X}_A + a^2\overline{X}_B + a\overline{X}_C\right) \qquad \text{Eq. F-20}$$

$$\overline{X}_{A,h} = \frac{1}{3}\left(\overline{X}_A + \overline{X}_B + \overline{X}_C\right) \qquad \text{Eq. F-21}$$

Ces trois relations démontrent que tout système déséquilibré, quel qu'il soit, peut être remplacé par un arrangement bien défini de trois systèmes de séquence.

Les phases *B* et *C* des systèmes directe, inverse et homopolaire peuvent être exprimées en utilisant le même raisonnement que précédemment. Sous une forme matricielle, les trois systèmes triphasés de séquence directe, inverse et homopolaire sont :

$$\begin{bmatrix} \overline{X}_{A,d} \\ \overline{X}_{B,d} \\ \overline{X}_{C,d} \end{bmatrix} = \left[F_d\right] \begin{bmatrix} \overline{X}_A \\ \overline{X}_B \\ \overline{X}_C \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. F-22}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{X}_{A,i} \\ \overline{X}_{B,i} \\ \overline{X}_{C,i} \end{bmatrix} = \left[F_i\right] \begin{bmatrix} \overline{X}_A \\ \overline{X}_B \\ \overline{X}_C \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. F-23}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{X}_{A,h} \\ \overline{X}_{B,h} \\ \overline{X}_{C,h} \end{bmatrix} = \left[F_h\right] \begin{bmatrix} \overline{X}_A \\ \overline{X}_B \\ \overline{X}_C \end{bmatrix} \qquad \text{Eq. F-24}$$

où :

$$[F_d] = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix},\ [F_i] = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix},\ [F_h] = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

TITRE : Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome

Résumé

Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Dans ce contexte, l'interconnexion de plusieurs sources d'énergie renouvelable (des éoliennes, des panneaux photovoltaïques, des petites centrales hydroélectriques, etc.) dans un Système d'Energie Hybride (SEH) peut avoir une incidence profitable sur la production d'énergie électrique, en termes de coût et de disponibilité.

Cependant, des améliorations dans la conception et le fonctionnement des SEH sont toujours nécessaires pour rendre cette technologie plus compétitive dans les régions isolées. Ainsi, le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution à l'analyse du comportement et à la maîtrise des performances d'un SEH constitué par deux sources d'énergie renouvelable, un générateur diesel et des batteries de stockage. Ce type de système est étudié selon trois aspects : dimensionnement, maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables et qualité de l'énergie électrique.

Pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables, le dimensionnement et le choix du fonctionnement des composants sont réalisés en tenant compte des ressources énergétiques disponibles, ainsi que des contraintes d'utilisation. Ensuite, les modèles de simulation pour les sources du SEH, les éléments d'interconnexion et le système de stockage sont développés et réunis dans une bibliothèque de modèles paramétriques sous l'environnement MATLAB/Simulink. Les modèles de simulation, suffisamment précis, sont utilisés de manière modulaire pour une plus grande flexibilité dans l'étude du comportement dynamique du SEH et pour tester différentes stratégies de commande. Cette démarche permet ainsi de créer des scénarios de conditions de fonctionnement pour le SEH et de faire varier par la simulation, les sources d'énergie et/ou le niveau et le type de charge. Chaque composant du SEH étudié inclut une stratégie de commande, dans le but soit de satisfaire un critère énergétique, soit de permettre de reproduire un comportement dynamique réaliste.

En vue de pouvoir analyser et améliorer la qualité de la tension, nous avons développé des modèles capables de rendre compte et de traiter les déséquilibres. Un convertisseur bidirectionnel à quatre bras est proposé comme solution pour équilibrer la tension générée en conditions de charge déséquilibrée. Des commandes spéciales associées à cette structure ont été proposées pour améliorer la qualité de la tension aux bornes de la charge.

Les résultats obtenus en simulations montrent qu'avec l'électronique de puissance et des stratégies de commande appropriées, il est possible d'avoir un degré plus élevé d'intégration des sources d'énergie renouvelable et d'améliorer la qualité de l'énergie générée par un SEH.

Mots clés : système d'énergie hybride, dimensionnement, simulation, convertisseurs, commande, composantes symétriques, qualité de l'énergie.

TITLE: Modelling and analysis of the renewable energy integration in an autonomous grid

Abstract

In many of the remote areas, the diesel generator is the main source of power supply. The cost of grid extension is, and will probably continue to be, prohibitive and the fuel cost increases severely with the remoteness of the location. The combination of several energy sources (wind turbines, photovoltaic panels, small hydroelectric power plants etc.) in a Hybrid Power System (HPS) can be very attractive for most of the remote areas, in terms of cost and availability.

However, improvements of the design and operation of the HPS are still needed to make this technology more competitive in remote areas. In this context, the work presented in this thesis is a contribution to the behaviour analysis and the performances control of an HPS constituted by two renewable energy sources, a diesel generator and storage batteries. This kind of system is studied according to three aspects: sizing, maximizing the use of the renewable resources and power quality.

To maximize the use of renewable resources, the size and operation of the HPS components are matched to the load and the available renewable resources. Then, simulation models for all components of the HPS are developed and brought together in a parametric library under MATLAB/Simulink environment. The simulation models, sufficiently precise, are used in a modular manner for a higher flexibility of the HPS dynamic behaviour investigation and to test different control strategies. Each source of the system includes a control strategy either to satisfy an energy criterion or to reproduce a realist dynamic behaviour.

In order to be able to analyze and to improve the voltage quality, simulation models capable of treating unbalances were developed. A four-leg bi-directional converter is the proposed solution to mitigate the voltage unbalance. Special control strategies associated to this topology have been proposed to improve the quality of the output voltage under unbalanced load conditions.

The simulations results show that using power electronics and the suitable control strategies, it is possible to have a high level integration of renewable energy sources and to improve the power quality of an HPS.

Keywords: hybrid power system, three-phase power system, sizing, simulation, converters, control, symmetrical component, power quality.