



HAL
open science

Modélisation et commande des convertisseurs multiniveaux hybrides à base de supercondensateurs - Application aux systèmes multi-sources connectés au réseau électrique

Sabri Mansouri

► **To cite this version:**

Sabri Mansouri. Modélisation et commande des convertisseurs multiniveaux hybrides à base de supercondensateurs - Application aux systèmes multi-sources connectés au réseau électrique. Energie électrique. Université de Poitiers, 2020. Français. NNT : 2020POIT2287 . tel-03434852

HAL Id: tel-03434852

<https://theses.hal.science/tel-03434852>

Submitted on 18 Nov 2021

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.

THÈSE

Pour obtenir la grade de
DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE POITIERS
ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE D'INGÉNIEURS DE POITIERS

Diplôme National - Arrêté du 25 mai 2016

École Doctorale :
Sciences et Ingénierie des Systèmes, Mathématiques, Informatique
de la ComUE de l'Université Confédérale Léonard de Vinci

Spécialité :
Génie électrique

Présentée par
Sabri MANSOURI

Modélisation et commande des convertisseurs multiniveaux hybrides à base de supercondensateurs - Application aux systèmes multi-sources connectés au réseau électrique

Soutenue publiquement le 15 décembre 2020

JURY

Président jury :	M. Eric MONMASSON	Professeur des Universités Université de Cergy-Pontoise
Rapporteurs :	M. Hamid GUALOUS	Professeur des Universités Université de Caen Normandie
	M. Hubert RAZIK	Professeur des Universités Université Claude Bernard Lyon 1
Examineur :	M. Fernando BIGARES	Maître de Conférences Université de Beira Interior - Portugal
Directeur de Thèse :	M. Slim TNANI	Maître de Conférences - HDR Université de Poitiers
Co-directeur de Thèse :	M. Olivier BACHELIER	Professeur des Universités Université de Poitiers

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au sein du laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour les Systèmes de l'École Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Poitiers. Cette thèse a été financée par une allocation de recherche issue du projet Euro-méditerranéen Edgewise.

Tout d'abord je tiens à remercier très chaleureusement Monsieur Slim TNANI, Maître de conférence-HDR à l'université de Poitiers et Monsieur Olivier BACHELIER, Professeur à l'université de Poitiers, directeurs de thèse pour m'avoir accueilli au sein de leurs équipes de recherche et pour m'avoir bien encadré et encouragé tout au long de ces travaux. Je suis reconnaissant de m'avoir accompagné et toujours encouragé malgré, parfois, des phases de doutes ou de difficultés.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur MONMASSON Eric, Professeur à l'Université de Cergy-Pontoise en acceptant de présider mon jury de thèse.

Je remercie Monsieur RAZIK Hubert, Professeur à l'Université Claude Bernard Lyon 1 et Monsieur GUALOUS Hamid, Professeur à l'Université de Caen Normandie pour m'avoir fait l'honneur de rapporter sur ce travail. Ces remerciements s'adressent également à Monsieur BIGARES Fernando, Maître de Conférences à l'Université de Beira Interior de Portugal, pour avoir accepté de participer au jury de cette thèse. Je souhaite remercier l'ensemble des membres du jury pour l'énergie dédiée à la lecture et correction de mon mémoire de thèse. Vos corrections, remarques et commentaires ont été très appréciés.

Je tiens à témoigner à Monsieur Gérard CHAMPENOIS, Professeur à l'université de Poitiers, ma reconnaissance pour m'avoir aidé à concevoir et réaliser la carte électronique du convertisseur.

Je tiens à saluer tous les collègues et les membres du laboratoire, je ne les citerais pas par peur de commettre un irréparable oubli, avec une exception tout de même pour Monsieur Pascal ROGEON, technicien électronique au LIAS, pour sa disponibilité, ses qualités humaines et ses compétences dans le domaine de l'électronique ont été grandement utiles pour réaliser de mon banc d'essai expérimental.

Pour finir, mes remerciements les plus tendres vont à mes parents, ma femme Nahla et ma petite fille Sophie de leur soutien inconditionnel, leurs encouragements tout au long de mon cursus et leur aide de tous les instants et depuis toujours.

Table des matières

Introduction Générale	1
1 État de l'art sur les systèmes multi-sources	5
1.1 Introduction	5
1.2 Présentation du projet EDGEWISE	5
1.3 Généralité sur les Énergies Renouvelables	6
1.4 Les systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables	7
1.4.1 Concept et définition	7
1.4.2 Importance de l'hybridation	8
1.5 Les problèmes liés à l'association des sources renouvelables	9
1.6 Structures des systèmes hybrides	10
1.6.1 Le couplage hybride AC	10
1.6.2 Le couplage hybride DC	11
1.6.3 Le couplage hybride mixte DC/AC	12
1.7 Système de Stockage d'Énergie	13
1.7.1 Technique de stockage à long terme	13
1.7.2 Technique de stockage à court terme	18
1.8 Généralité sur les chaînes de puissance photovoltaïque connectées au réseau électrique	22
1.8.1 Concept d'une chaîne PV	22
1.8.2 Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau	23
1.8.3 Avantages et inconvénients des systèmes PV connectés au réseau	26
1.9 Généralité sur les compensateurs statiques	27
1.9.1 Définition et concept FACTS	27
1.9.2 Description des STATCOM	28
1.9.3 Les STATCOM avec système de stockage	29

1.10	Problématique du travail de recherche	30
1.11	Conclusion	31
2	Modélisation et commande d'un onduleur photovoltaïque hybride	33
2.1	Introduction	33
2.2	Description du dispositif de stockage	34
2.2.1	Système hybride renouvelable avec stockage	34
2.2.2	Les modes opératoires du dispositif de stockage	35
2.2.3	Étude énergétique du système de stockage	37
2.3	Modélisation de l'onduleur hybride en vue de sa commande	38
2.3.1	Synthèse de la loi de commande	40
2.3.2	Commande par retour d'état avec action intégrale	41
2.3.3	Régulation de la tension aux bornes du super-condensateur	44
2.4	Simulation et validation expérimentale	46
2.4.1	Description de la stratégie de commande	46
2.4.2	Résultats de simulation	47
2.4.3	Validation expérimentale avec une alimentation de tension continue	56
2.4.4	Validation expérimentale avec un émulateur PV	63
2.5	Conclusion	67
3	Conception, contrôle et simulation d'un onduleur multiniveaux hybride	69
3.1	Introduction	69
3.2	Convertisseur multicellulaire série à condensateur flottant	70
3.2.1	Convertisseur série à p cellules de commutation	70
3.2.2	Convertisseur série à 3 cellules de commutation	72
3.3	Équilibrage des tensions flottantes	74
3.3.1	Intérêt et nécessité de l'équilibrage	74
3.3.2	Les différentes techniques d'équilibrage	75
3.3.3	La méthode d'équilibrage par la table RSS	76
3.4	Technique de la modulation vectorielle	77
3.5	Description de l'onduleur hybride	82
3.5.1	Contexte et motivation	82
3.5.2	Présentation du convertisseur 4-niveaux avec un stockage d'énergie interne	84
3.5.3	Modes opératoires	86
3.6	Résultat de simulation	87
3.6.1	Description de la stratégie de commande	88
3.6.2	Mode 1	90
3.6.3	Mode 2	94

3.7	Conclusion	99
4	Validation expérimentale des convertisseurs multiniveaux hybrides	101
4.1	Introduction	101
4.2	Topologie 1 : Système de stockage avec un onduleur FC	102
4.2.1	Présentation du banc d'essai 'B'	102
4.2.2	Validation de la procédure d'équilibrage	103
4.2.3	Onduleur FC 4-niveaux connecté au réseau électrique	107
4.3	Topologie 2 : Système de stockage avec un onduleur FSC	115
4.3.1	Procédure de pré-charge et d'équilibrage	116
4.3.2	Essais de l'onduleur en boucle fermée	119
4.3.3	Onduleur FSC 4-niveaux connecté au réseau électrique	120
4.4	Étude comparative des structures de puissance étudiées	125
4.5	Conclusion	126
	Conclusion Générale	129
	Annexe A	131
	Annexe B	133

Table des figures

1.1	Structure simplifiée d'un SHSER connecté au réseau de distribution.	7
1.2	Classification des systèmes hybrides [1].	8
1.3	Structure simplifiée d'un couplage AC.	11
1.4	Structure simplifiée d'un couplage DC.	12
1.5	Structure simplifiée d'un couplage mixte.	12
1.6	Principe de fonctionnement d'une batterie Plomb Acide.	14
1.7	Principe de fonctionnement de la STEP sur l'île El Hierro [2].	15
1.8	Schéma de principe de stockage par air comprimé en caverne [3].	16
1.9	Schéma du principe lors du chargement [4].	17
1.10	Schéma du principe lors du déchargement [4].	18
1.11	Stockage à inductance supraconductrice (SMES) [5].	19
1.12	Schéma de principe d'un volant d'inertie (Flywheel).	20
1.13	Diagramme de Ragone de différents dispositifs de stockage d'énergie [6].	21
1.14	Synoptique d'une chaîne de conversion photovoltaïque.	23
1.15	Topologie d'un onduleur central.	24
1.16	Topologie d'un onduleur en rangée.	25
1.17	Topologie multi-rangée.	25
1.18	Topologie des onduleurs intégrés.	26
1.19	Structure classique d'un STATCOM.	28
1.20	Structure d'un STATCOM avec un système de stockage d'énergie.	29
1.21	Structure d'un STATCOM avec un super-condensateur sur le bus continu.	30
1.22	chaîne de conversion d'énergie sans/avec un stockage actif via un super-condensateur.	31
2.1	Schéma global d'un système multi-source connecté au réseau électrique	35

2.2	Les différents modes opératoires du système de stockage.	36
2.3	Caractéristique théorique du super-condensateur.	38
2.4	Chaîne de conversion d'énergie solaire avec stockage.	38
2.5	Diagramme de la boucle de courant.	40
2.6	Schéma bloc d'un retour d'état avec intégration de l'écart.	42
2.7	Région LMI.	44
2.8	Schéma bloc des deux régulateurs en cascade.	45
2.9	Schéma bloc de la stratégie de commande.	47
2.10	(a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la charge.	50
2.11	Zoom sur la phase "a" du courant du réseau électrique.	50
2.12	(a) courant direct i_d et sa référence, (b) courant en quadrature i_q et sa référence.	51
2.13	Courant efficace du Boost, super-condensateur et le bus continu.	51
2.14	Courant direct i_d en fonction du temps de réponse t_r	52
2.15	(a) puissance active du réseau électrique, (b) puissance réactive du réseau électrique.	52
2.16	(a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la MAS.	53
2.17	Zoom sur la phase "a" du courant du réseau électrique.	54
2.18	(a) tension aux bornes du super-condensateur, (b) courant efficace du Boost et du super-condensateur, (c) puissance active de l'onduleur.	55
2.19	(a) tension aux bornes du super-condensateur, (b) courant efficace du Boost et du super-condensateur, (c) puissance active de l'onduleur.	56
2.20	Banc d'essai électrique 'A' du laboratoire LIAS.	57
2.21	Schéma bloc du banc d'essai 'A'.	57
2.22	(a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la charge.	59
2.23	Zoom sur la phase "a" du courant du réseau électrique.	59
2.24	(a) courant efficace du super-condensateur et de la source continue, (b) puissance active de l'onduleur.	60
2.25	(a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la MAS.	61
2.26	(a) courant efficace du super-condensateur et de la source continue, (b) tension aux bornes du super-condensateur.	62
2.27	(a) puissance active de l'onduleur, (b) phase 'a' du courant triphasé du réseau et de l'onduleur.	62

2.28	(a) tension aux bornes du super-condensateur, (b) courant efficace du super-condensateur et de la source continue, (c) puissance active de l'onduleur.	63
2.29	Interface de l'emulateur Chroma.	64
2.30	Phase "a" du courant : (a) Onduleur, (b) Réseau électrique, (c) Charge.	64
2.31	Tension efficace du réseau sans compensation.	65
2.32	Phase "a" du courant : (a) Onduleur, (b) Réseau électrique, (c) Charge.	66
2.33	Courant côté bus continu.	66
2.34	Tension efficace du réseau avec compensation.	67
3.1	Bras d'un onduleur multicellulaire série à p cellules.	71
3.2	Ondulation du courant normalisée en fonction du rapport cyclique [7].	72
3.3	Bras d'un onduleur FC 4-niveaux.	73
3.4	Onduleur FC série à 3 cellules et 4 niveaux de tension.	74
3.5	Tension efficace entre phases d'un onduleur FC à 4 niveaux de tension.	74
3.6	Hexagone de commande pour un onduleur à quatre niveaux de tension.	80
3.7	Choix du triangle de commande.	81
3.8	Les coordonnées du vecteur référence et le triangle de commande dans le plan $(\alpha\beta)$	81
3.9	Bloc diagramme de la technique SVM.	82
3.10	Onduleur FC à 3-niveaux à supercondensateurs flottants.	83
3.11	Topologie d'un convertisseur PUC.	84
3.12	Onduleur FC série à 3 cellules et 4 niveaux de tension.	85
3.13	Tension simple à la sortie du convertisseur.	86
3.14	Onduleur FC série à 3 cellules et 4 niveaux de tension.	86
3.15	Modes opératoires du convertisseur proposé.	87
3.16	Schéma bloc de la structure étudiée.	88
3.17	Schéma bloc de la stratégie de commande.	89
3.18	Courant direct de l'onduleur et sa référence.	90
3.19	(a) tension triphasée de l'onduleur, (b) courant triphasé de l'onduleur.	91
3.20	Puissance active du système.	91
3.21	(a) tension simple de la phase 'a' V_{an} , (b) tension entre phases V_{ab}	92
3.22	Analyse spectrale de la tension V_{ab}	92

3.23	(a) tension du bus continu, (b) tensions aux bornes de SC_{a1}, SC_{b1} et SC_{c1} , (c) tensions aux bornes de SC_{a2}, SC_{b2} et SC_{c2}	93
3.24	Tensions aux bornes des interrupteurs de puissance.	93
3.25	Zoom sur les tensions aux bornes des interrupteurs de puissance.	94
3.26	Courant triphasé : (a) de l'onduleur, (b) du réseau, (c) de la charge.	95
3.27	Courant direct de l'onduleur et sa référence.	95
3.28	Puissance active du système.	96
3.29	Courant de la source continue I_{dc}	96
3.30	(a) tension simple de la phase 'a' V_{an} , (b) tension entre phases V_{ab}	97
3.31	(a) tension du bus continu, (b) tensions aux bornes de SC_{a1}, SC_{b1} et SC_{c1} , (c) tensions aux bornes de SC_{a2}, SC_{b2} et SC_{c2}	97
3.32	Tension efficace du réseau V_{rms} : (a) sans compensation, (b) avec compensation.	98
3.33	Tensions aux bornes des interrupteurs de puissance.	98
3.34	Zoom sur les tensions aux bornes des interrupteurs de puissance durant la compensation.	99
4.1	Banc d'essai 'B'.	102
4.2	Schéma bloc du premier banc d'essai.	103
4.3	Tensions aux bornes du SC et des condensateurs flottants.	104
4.4	Schéma bloc de la commande LMI.	105
4.5	(a) Courant actif de l'onduleur et sa référence, (b) Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.	105
4.6	Tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes.	106
4.7	Tension U_{ab} à la sortie de l'onduleur.	106
4.8	Schéma bloc du convertisseur FC classique connecté au réseau.	107
4.9	Courant actif de l'onduleur et sa référence.	108
4.10	(a) Courant triphasé de l'onduleur, (b) courant triphasé du réseau, (c) courant triphasé de la charge.	108
4.11	Tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes.	109
4.12	(a) Puissance active du l'onduleur, (b) Puissance active du réseau, (c) Puissance active de la charge.	109
4.13	Tension efficace du réseau électrique sans compensation.	110
4.14	(a) Courant triphasé de l'onduleur, (b) courant triphasé du réseau, (c) courant triphasé de la charge.	110
4.15	Courant actif de l'onduleur et sa référence.	111
4.16	Tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes.	111
4.17	(a) Puissance active de l'onduleur, (b) Puissance active du réseau, (c) Puissance active de la charge.	112

4.18	Tension efficace du réseau électrique avec compensation.	112
4.19	Courants triphasés du système sans compensation.	113
4.20	Tension efficace du réseau électrique sans compensation.	113
4.21	Courants triphasés du système avec compensation.	114
4.22	Courant actif de l'onduleur et sa référence.	114
4.23	Tension efficace du réseau électrique avec compensation.	115
4.24	Banc d'essai expérimentale 'C'.	115
4.25	Schéma bloc du banc d'essai.	116
4.26	Tensions des supercondensateurs flottants durant la pré-charge.	117
4.27	Courant triphasé de l'onduleur pendant la procédure de précharge.	117
4.28	Courant triphasé de l'onduleur.	118
4.29	Tensions aux bornes des super-condensateurs intermédiaires.	118
4.30	Tension composée U_{ab} de l'onduleur.	119
4.31	(a) Courant actif de l'onduleur et sa référence, (b) Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.	120
4.32	Schéma bloc du banc d'essai 'C'.	120
4.33	(a) Courant actif de l'onduleur et sa référence, (b) Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.	121
4.34	Tensions aux bornes des super-condensateurs intermédiaires.	122
4.35	(a) Courant l'onduleur phase "a", (b) Courant du réseau phase "a", (c) Courant de la charge phase "a".	123
4.36	Courant continu de la source I_{dc}	123
4.37	Tensions aux bornes des super-condensateurs (bras "a").	124
4.38	Tension efficace du réseau électrique sans compensation.	124
4.39	Tension efficace du réseau électrique avec compensation.	125
B1	Schéma des interrupteurs S1/S11.	136
B2	Schéma de l'interrupteurs S2.	137
B3	Schéma de l'interrupteurs S22.	138
B4	Schéma des interrupteurs S3/S33.	139
B5	Schéma des interrupteurs S4/S42.	140
B6	Schéma de l'interrupteurs S41.	141
B7	Connecteurs des signaux d'entrée et de la tension d'alimentation.	142
B8	Emplacement des composants sur le circuit imprimé.	142
B9	Vue de face de la carte électronique.	143

Liste des tableaux

1.1	Bilan simplifié des caractéristiques des dispositifs de stockage à grande échelle, Sources : CEA, DGEC, EPRI, Bernard Multon (ENS Cachan).	16
1.2	Caractéristiques des SMES.	19
1.3	Bilan simplifié des caractéristiques des dispositifs de stockage à petite échelle, Sources : CEA, DGEC, EPRI, Bernard Multon (ENS Cachan).	22
2.1	Caractéristique d'un module SunPower SPR-250NX-BLK-D. . .	48
2.2	Paramètres du réseau électrique.	48
2.3	Paramètres du banc d'essai 'A'.	58
2.4	Le temps de compensation théorique, de simulation et expérimentale.	63
3.1	Table des configurations possibles pour un onduleur FC 4-niveaux.	73
3.2	Tableau RSS pour un onduleur 4 niveaux.	78
3.3	Table des commutations possibles pour le bras i	85
3.4	Paramètres du simulateur.	88
4.1	Paramètres du banc d'essai 'B'.	103
4.2	Paramètres du banc d'essai 'C'.	116

Introduction générale

La demande mondiale en énergie électrique est en croissance perpétuelle. De ce fait, nous avons un accroissement de la puissance à générer, à transporter et à distribuer. Par conséquent, les réseaux d'énergie électrique deviennent de plus en plus complexes.

Le recours aux énergies renouvelables dites "propres" est aujourd'hui une évidence afin de sortir d'une dépendance aux énergies dites "sales". Les Énergies Renouvelables (EnR) permettent à la fois de valoriser les ressources naturelles (ensoleillement, vent, eau, biomasse, etc.) et de contribuer à l'indépendance énergétique des pays. De plus, ces sources d'énergie renouvelables présentent moins de déchets nocifs par rapport aux énergies fossiles, ce qui permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et leur impact sur l'air, l'eau et les sols. Aujourd'hui, le développement significatif des énergies renouvelables est plus que nécessaire et constitue un enjeu stratégique mondial. De plus, l'intégration de ces sources propres est essentielle à la transition vers un système énergétique sûr, compétitif et durable. L'interconnexion de plusieurs types de sources à base d'EnR permet de diversifier la production et de résoudre, en partie, le problème de la disponibilité de l'énergie électrique.

Cependant, le raccordement des sources EnR au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur ce dernier. Ces problèmes sont particulièrement difficiles à gérer dans les réseaux à faible puissance de court-circuit. Ce que nous appellerons des micro-réseaux. La présence des perturbations sur ses réseaux est essentiellement due à la qualité de l'énergie injectée et aux impacts des charges du côté des consommateurs. Pour ces raisons, le recours vers des systèmes de stockage d'énergie et des compensateurs statiques est indispensable. En effet, les dispositifs de stockage permettent de réduire au maximum l'intermittence des énergies renouvelables, puisqu'elles sont capable de compenser le déséquilibre entre la puissance consommée et celle produite. L'énergie globale dans le réseau de distribution devient alors plus régulière. Les compensateurs statiques permettent de mieux contrôler les flux de puissance et d'améliorer la

stabilité du réseau électrique.

Le travail de recherche relaté dans ce mémoire consiste à étudier trois convertisseurs DC/AC, avec un stockage d'énergie via des super-condensateurs, connectés à un réseau électrique de faible puissance de court-circuit. Ces convertisseurs hybrides doivent assurer simultanément deux fonctions principales :

- Le transfert d'énergie issue d'une source continue EnR vers le réseau de distribution.
- La compensation des fluctuations de puissance active présentes sur le bus AC. En cas de perturbation, l'énergie stockée dans les super-condensateurs est utilisée pour supprimer les pics de puissance sur la ligne triphasée. Ces perturbations proviennent généralement des charges/sources connectées au réseau électrique, tel qu'un impact/délestage de charge ou un démarrage d'une pompe hydraulique.

Le manuscrit est organisé sur 4 chapitres :

Le premier chapitre présente le cadre général du projet Euro-méditerranéen EDGEWISE suivi d'un état de l'art sur les énergies renouvelables. Ensuite, nous faisons une description des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. L'importance de l'hybridation, les différentes structures de couplage et les problèmes associés sont exposés. Dans un second temps, ce chapitre rappelle les techniques de stockage, à court et à long terme, les plus utilisées dans les systèmes hybrides. Enfin, une généralité sur les chaînes de conversion d'énergie photovoltaïque connectées au réseau électrique et les compensateurs statiques seront présentés. Cette dernière partie permet de définir la problématique et de positionner les travaux développés dans notre mémoire.

Le deuxième chapitre présente la modélisation et la commande d'un onduleur photovoltaïque hybride. Un pack de super-condensateurs est connecté directement sur le bus continu d'un convertisseur DC/AC triphasé à deux niveaux de tension. La synthèse d'un contrôleur par retour d'état basée sur une approche LMI (Linear Matrix Inequalities) est décrite. Ce type de commande robuste, qui tient compte de la variation de la tension du bus continu, permet d'assurer les objectifs visés. Ensuite, le système électrique complet ainsi que la stratégie de commande proposée sont simulés dans l'environnement Matlab/SimulinkTM. Enfin, des essais expérimentaux sur un banc d'essai sont réalisés pour montrer les performances dynamiques de cette structure de puissance.

Le chapitre 3 est dédié à la présentation d'un nouveau concept d'onduleur multiniveaux avec stockage interne d'énergie. Au début, un bref état de l'art sur les convertisseurs multiniveaux à condensateurs flottants est présenté. Ainsi, la technique d'équilibrage des tensions intermédiaires par la sélection de l'état redondant est détaillée. Ensuite, la modélisation et les modes opératoires de l'onduleur suggéré sont présentés. À la fin de ce chapitre, la stratégie

de commande et les résultats de simulation concernant les deux modes de fonctionnement sont exposés.

Le chapitre 4 est réservé à la validation expérimentale des deux chaînes de conversion d'énergie utilisant des convertisseurs multiniveaux hybrides. Dans la première topologie qui est similaire à celle étudiée au chapitre 2, le convertisseur DC/AC classique est remplacé par un onduleur à condensateurs flottants 4-niveaux. Le dispositif de stockage d'énergie (un pack de super-condensateurs) est toujours connecté au bus continu. Dans la deuxième topologie, l'onduleur à condensateurs flottants 4-niveaux est remplacé par le nouveau onduleur à super-condensateurs flottants 4-niveaux. Dans ce cas, les super-condensateurs sont intégrés dans la structure du convertisseur. Les résultats expérimentaux montrent les performances de chacune de ces structures pour répondre aux objectifs souhaités. À la fin de ce chapitre, une étude comparative entre les structures de puissance étudiées dans cette thèse est exposée.

Ce mémoire se termine par une conclusion générale qui montre l'apport des travaux de recherche présentés vis-à-vis nos objectifs initiaux. Des perspectives de travaux futurs sont aussi proposées pour améliorer l'efficacité du convertisseur suggéré.

ÉTAT DE L'ART SUR LES SYSTÈMES MULTI-SOURCES

1.1 Introduction

Pour introduire la problématique de cette thèse, ce premier chapitre présente un état de l'art sur les systèmes hybrides à sources d'énergies renouvelables. Nous commencerons par une présentation du projet H2020-ERANETMED-Edgewise. Ce projet Euroméditerranéen, a été une opportunité pour financer nos travaux. Après une présentation générale sur les énergies propres, un bref rappel sur le concept de système hybride, son importance et les problèmes liés à l'hybridation, est présenté. Ensuite, nous nous intéressons à présenter les différents dispositifs de stockage liés aux systèmes de production des énergies renouvelables. Nous décrivons ainsi les différentes structures d'hybridation permettant d'exploiter ces ressources propres. Dans la dernière section, le cadre de notre travail de recherche concernant l'intégration des panneaux solaires et la stabilisation des micro-réseaux hybrides est introduit. Nous concluons ce chapitre par une présentation des solutions qui seront proposées dans cette étude.

1.2 Présentation du projet EDGEWISE

Le projet EDGEWISE (*Energy and Water Systems Integration and Management*) est un projet Euro-méditerranéen. Le consortium est constitué de six Universités : Université de Beira Interior au Portugal, Université nationale des sciences techniques à Athènes-Grèce, Université du Chypre, Collège d'art à Malte, Université de science et de technologie de Tunis en Tunisie et l'université de Poitiers en France. Deux entreprises font aussi parties du consortium :

GBSOLAR (France) et ICOVI (Portugal). Ce projet a été doté d'un budget global de 1M€ dont 200k€ pour la France. Les objectifs du projet Edgewise étaient les suivants :

- Contribuer à l'intégration des systèmes hydriques et électriques dans la production et le stockage d'énergie.
- Optimiser la qualité et la disponibilité de l'énergie dans les zones urbaines et rurales.
- Rationaliser l'utilisation intelligente de l'eau et des ressources énergétiques disponibles.
- Explorer l'impact de la technologie Micro-Hydro sur les réseaux fluviaux.
- Améliorer et promouvoir l'efficacité des bases des données collectées par les réseaux de capteurs sans fil de faible puissance.

L'université de Poitiers est impliquée dans le projet dans plusieurs «work Package». Les deux principaux sont le WP2 et le WP6. Le WP6 concerne les «deliverable», création de site web et de tous les moyens de communications modernes (facebook, tweeter, newsletter). Le WP2 est celui qui concerne la partie de production d'énergie à partir de sources d'énergies renouvelables (*Energy And Water Systems Integration*). Deux types de réseau sont considérés : Les réseaux «Ruraux» et «Urbains». Les premiers seront gérés par un bus de tension continu et les seconds par un bus de tension alternatif. Les travaux de recherche dans ce WP devaient couvrir les éléments suivants : la production d'énergie solaire, la production d'énergie éolienne et l'intégration des systèmes énergétiques avec le stockage d'énergie. Le stockage pouvait être électrochimique et/ou avec des systèmes hydriques. Les travaux de recherche que nous avons entamés avec le projet ont été divisé en deux parties (la thèse de Sabri Mansouri et les thèses de Rami Troudi et de Chaima Ghanjati en cotutelle avec l'université de Tunis). La première partie concerne les réseaux AC (Contexte Urbain) et la deuxième partie concerne les réseaux DC (Contexte Rural).

1.3 Généralité sur les Énergies Renouvelables

Face à la diminution des ressources fossiles et aux changements climatiques, les Énergies Renouvelables (EnR) constituent une réponse particulièrement adaptée aux besoins énergétiques dans le monde. Elles jouent donc un rôle important dans la lutte contre le changement climatique et par conséquent dans la protection de la santé humaine. La migration vers ce type d'énergie permet une maîtrise à long terme des prix de l'énergie puisqu'il s'agit des énergies produites à partir de ressources inépuisables et gratuites. Aujourd'hui, les systèmes photovoltaïques (PV), les générateurs éoliens et les systèmes hydro-

électriques sont les plus utilisés dans la production d'énergie électrique propre. Actuellement, l'investissement dans le développement et l'intégration de ces sources propres devient indispensable afin d'assurer les besoins énergétiques des pays.

1.4 Les systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables

1.4.1 Concept et définition

Le problème de la discontinuité de la production d'énergie électrique renouvelable peut être résolu par la combinaison de plusieurs sources d'approvisionnement, ce qui forme un système dit hybride (SH). Par exemple, le système énergétique d'une région ou d'un village donné peut être considéré comme un SH. Le concept d'un système hybride à sources d'énergie renouvelables (SHSER) est défini comme étant l'interconnexion de plusieurs sources d'approvisionnement intégrant une gestion globale et intelligente [8, 9, 10]. Un exemple de SHSER qui peut être connecté ou non au réseau électrique est représenté sur la figure 1.1.

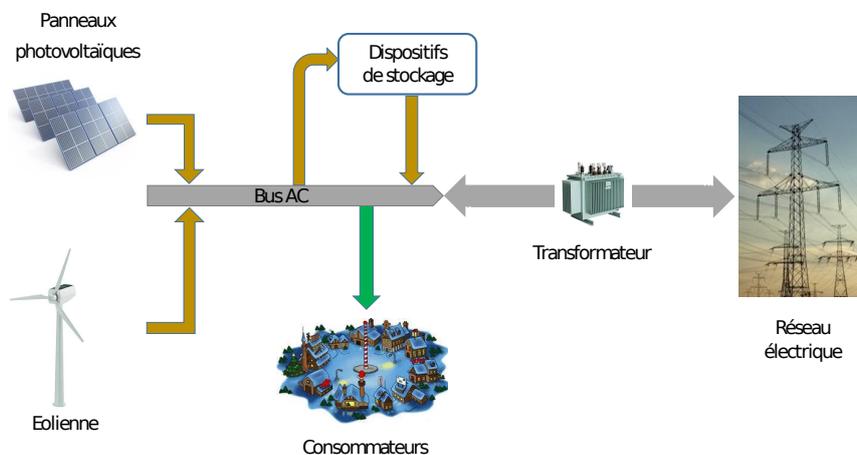


FIGURE 1.1 – Structure simplifiée d'un SHSER connecté au réseau de distribution.

Au début, ce concept est apparu dans les sites éloignés où l'interconnexion avec le réseau de distribution était impossible. Aujourd'hui, les SHSER offrent une solution durable en termes de fiabilité de l'intégration des EnR puisqu'ils ont le potentiel de contrôler l'approvisionnement en électricité. L'objectif prin-

principal de l'hybridation est d'atténuer les impacts environnementaux des systèmes conventionnels de puissance, d'améliorer leurs performances et d'avoir une meilleure gestion énergétique [9, 1]. Il existe trois classifications pour les SHSER :

- La présence ou non d'une source conventionnelle : une micro turbine à gaz, un groupe diesel ou un réseau électrique. Deux régimes de fonctionnement sont possibles : soit que les SH travaillent en parallèle avec le réseau électrique (SH connectés au réseau), soit en régime isolé (SH en mode autonome).
- La présence ou non d'un système de stockage. Ce dernier permet de satisfaire la continuité de l'énergie électrique dans certaines situations. Un ou plusieurs dispositifs de stockage d'énergie (batterie, super-condensateur, volant d'inertie, bobine supraconductrice, etc.) peuvent être intégrés dans les SHSER ; ils sont utilisés généralement pour absorber l'excès de puissance produite ou bien pour couvrir un déficit.
- Le dernier critère est le type de sources d'énergie renouvelables utilisées. En effet, le choix de la source d'énergie renouvelable dépend de l'emplacement de l'installation et des besoins énergétiques des consommateurs. Ce facteur détermine le besoin ou non d'une source classique et/ou d'un dispositif de stockage.

La classification des systèmes hybrides est représentée dans la figure 1.2.

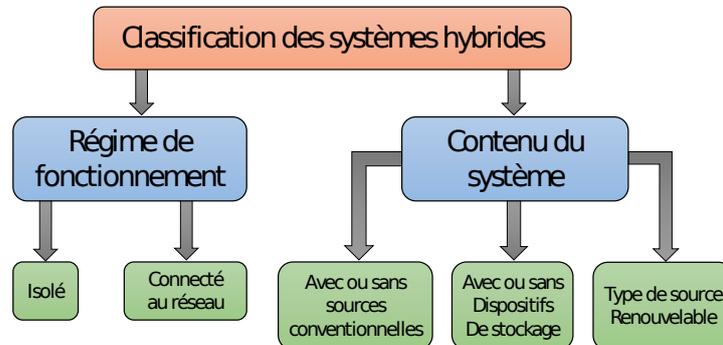


FIGURE 1.2 – Classification des systèmes hybrides [1].

1.4.2 Importance de l'hybridation

Les structures hybrides permettent d'un point de vue technique et économique l'optimisation des systèmes de production d'électricité. En effet, l'intégration des systèmes hybrides, même si ces derniers sont parfois complexes,

présente un intérêt considérable grâce à un coût d'installation de plus en plus compétitif, une flexibilité incomparable et une souplesse de fonctionnement [11, 12].

L'hybridation des EnR permet :

- La compensation d'une indisponibilité partielle ou totale d'une source d'énergie. Dans certaines situations, la continuité d'énergie produite n'est plus garantie. L'hybridation permet alors de pallier ce manque d'énergie grâce à des sources conventionnelles ou bien des dispositifs de stockage.
- Le lissage de la puissance électrique fournie par les EnR. En effet, l'instabilité des conditions météorologiques (irradiation solaire, température, vent, etc.) impacte directement la qualité d'énergie. L'hybridation d'un système électrique donne alors la possibilité de gérer les fluctuations de puissance (une rafale du vent, un ciel nuageux, démarrage d'une pompe, etc.).

1.5 Les problèmes liés à l'association des sources renouvelables

L'énergie délivrée par des sources renouvelables peut être caractérisée comme suit [11, 13] :

- La difficulté de prévision : cette énergie dépend directement des conditions météorologiques, ce qui complique sa prévision. Plusieurs travaux de recherche sont menés pour développer une meilleure gestion des systèmes de production. Aujourd'hui, il existe trois types de prévision.
 - Une prévision annuelle qui permet d'optimiser la planification de la production.
 - Une prévision du jour au lendemain qui permet de mieux optimiser la planification de production journalière notamment les arrêts/démarrages et la gestion des réserves hydrauliques.
 - Une prévision infra-journalière qui consiste à refaire des calculs toutes les heures pour éviter les risques de rupture potentielle entre la production et la consommation.
- Les fluctuations de puissance : les générateurs éoliens et photovoltaïques présentent des variations rapides de leur production. Ceci nécessite la mise en oeuvre des stratégies de compensation afin d'éliminer ces fluctuations, ajuster l'équilibre offre/demande en temps réel et améliorer la stabilité du système.
- Non garantie de la production : ces énergies sont malheureusement non garanties par nature. Dans ce cas, la présence d'autres sources d'énergie est indispensable pour compenser le risque d'absence potentielle de pro-

- duction. Ces alternatives peuvent être des systèmes de stockage d'énergie ou des générateurs (centrale thermique, groupe diesel, etc.)
- Non programmable : La production globale d'un système électrique doit s'ajuster en permanence à la consommation. Cependant, la production des EnR ne peut pas être facilement adaptée au profil énergétique des usagers.
 - Dénuée d'inertie : les installations photovoltaïques et éoliennes sont interfacées par de l'électronique de puissance. Ces moyens de production ne soutiennent pas le réseau qui a besoin d'inertie, d'où une plus grande sensibilité. Par conséquent, le maintien de la stabilité du réseau devient de plus en plus difficile.
 - Inadaptée au réseau électrique : aujourd'hui, les installations photovoltaïques et éoliennes n'offrent pas la possibilité d'avoir un ajustement direct de tension/fréquence permettant d'assurer la sécurité du système électrique.

Le problème majeur lié à l'association de plusieurs sources EnR est que ces dernières ne participent pas aux services du système (réglage de la tension, de la fréquence, démarrage en autonome, possibilité de fonctionner en îlotage, etc.). D'après les caractéristiques citées ci-dessus, la présence d'une source d'énergie renouvelable intermittente dans un système électrique, peut perturber la dynamique du réseau, ce qui le rend instable.

1.6 Structures des systèmes hybrides

Dans cette partie, nous allons présenter les différentes structures existantes des SHSER. Le choix de couplage dépend de la présence ou non d'un réseau électrique de distribution, du types de sources renouvelables inter-connectées (AC ou DC) et des besoins énergétiques des consommateurs. Nous allons présenter les trois couplages possibles.

1.6.1 Le couplage hybride AC

Cette structure représente la solution traditionnelle la plus utilisée dans les applications hybrides où le transport de la puissance se fait sous forme alternative [1, 14]. La figure 1.3 représente un exemple de système hybride connecté au réseau de distribution. Dans le cas d'un réseau électrique classique, fonctionnant avec des centrales à turbines et fournissant une tension alternative, le choix du couplage AC devient judicieux. Afin de garder un fonctionnement optimal, la tension de sortie de chaque élément connecté sur le bus AC doit être synchronisée avec celle du réseau. En outre, les convertisseurs d'énergie utilisés doivent imposer un taux de distorsion harmonique dans les limites autorisées.

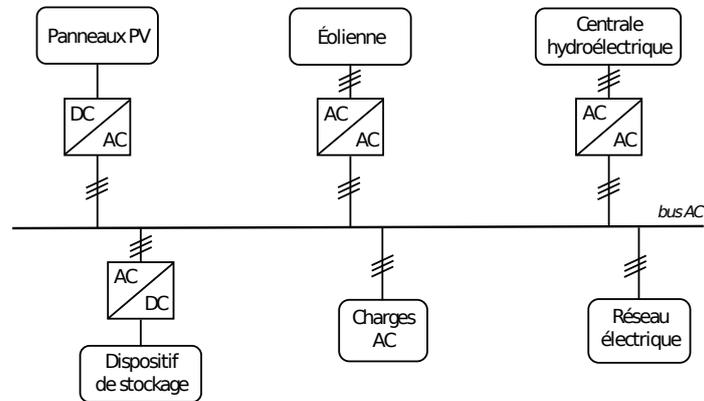


FIGURE 1.3 – Structure simplifiée d'un couplage AC.

Parmi les avantages du couplage hybride AC, nous citons :

- 100% compatible avec le réseau public et facilement extensible.
- Capable de cumuler les puissances délivrées par toutes les sources EnR.
- Évolutif à souhait, allant des systèmes de faible puissance (quelques KW) jusqu'aux des centaines de MW.
- Combinable avec des générateurs en réseau parallèle (groupes électrogènes diesel, petites centrales hydroélectriques, installations éoliennes, etc.).
- Fiabilité maximale grâce à la structure redondante du système.

Pour conclure, cette solution est très utilisée dans les applications de forte puissance avec des moyens de maintenance et de contrôle importants. Elle est aussi adaptée aux réseaux à faible pouvoir de court-circuit. Cette architecture sera retenue pour nos travaux de recherche.

1.6.2 Le couplage hybride DC

Dans le cas où les sources d'énergie et/ou les charges sont continues, l'usage d'un bus alternatif n'est plus intéressant. Un simple bus continu commun à tous les éléments devient plus judicieux. La figure 1.4 décrit une structure simplifiée d'un couplage DC. Cette solution peut résoudre les problèmes de synchronisation et le maintien de la forme de tension. Par contre, ce couplage nécessite la régulation du bus DC qui reste sensible aux fluctuations de puissances entre la demande et la production [14]. En comparaison avec les problèmes du couplage AC, le contrôle de la variation du bus DC est plus facile et prête moins à conséquence. Finalement, cette architecture est plus adaptée pour les systèmes hybrides avec des sources continues ou dans les sites isolés sans générateurs alternatifs.

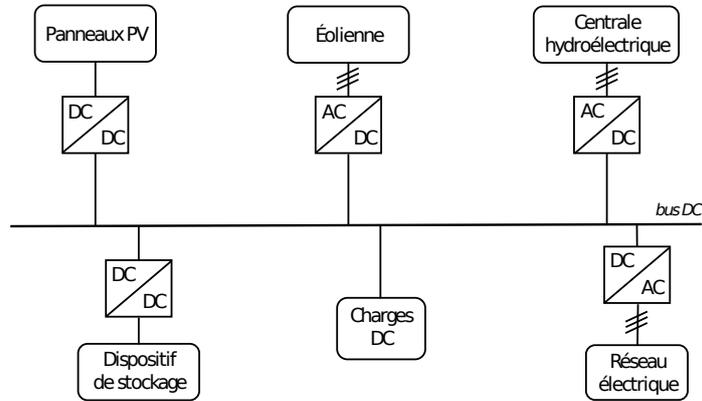


FIGURE 1.4 – Structure simplifiée d'un couplage DC.

1.6.3 Le couplage hybride mixte DC/AC

Pour les systèmes hybrides connectés au réseau de distribution ou en site isolé, il existe aussi le couplage mixte (figure 1.5). Cette configuration permet de connecter chacune des sources ou charges au bus qui lui correspond. Un convertisseur statique DC/AC réversible relie les deux bus pour assurer un échange énergétique entre les éléments continus et alternatifs. Cette solution peut ainsi être intéressante pour les réseaux à génération distribuée fonctionnant en continu avec une puissance centralisée sur un bus AC. Le contrôle d'une telle structure est plus complexe que les deux structures décrites précédemment [1, 14].

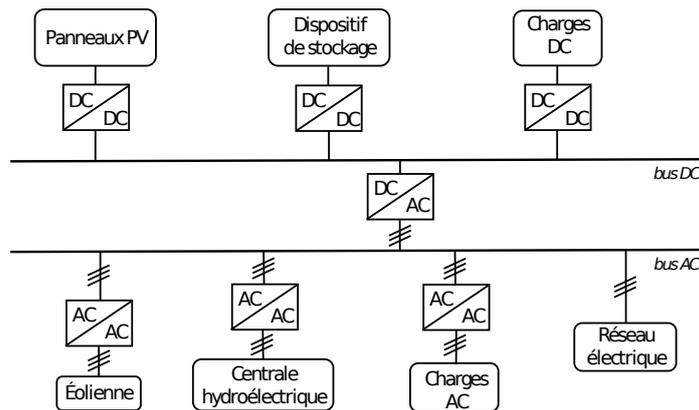


FIGURE 1.5 – Structure simplifiée d'un couplage mixte.

Dans notre étude, nous nous intéressons au couplage hybride AC connecté au réseau électrique.

1.7 Système de Stockage d'Énergie

Pour rendre un système électrique plus flexible face à l'intermittence des EnR, le recours à des systèmes de stockage d'énergie (SSE) apparaît comme une solution intéressante. Les SSE assurent une gestion plus efficace des ressources disponibles, ils facilitent l'intégration des sources EnR, comme les panneaux PV et les éoliennes, dans le système énergétique. Dans un système multi-sources hybrides, l'excès de l'énergie produite doit être stocké de manière efficace afin d'améliorer le rendement global du système. Aujourd'hui, le développement des dispositifs de stockage permet de réduire au maximum l'intermittence des énergies renouvelables, puisqu'il est capable de compenser le déséquilibre entre la puissance consommée et celle produite. Par conséquent, l'énergie injectée dans le réseau de distribution devient plus régulière. Il existe plusieurs dispositifs de stockage qui emmagasinent indirectement l'énergie électrique sous une autre forme d'énergie (cinétique, chimique, air comprimé, etc.). Les SSE peuvent être classés suivant deux types :

- Les stockages à long terme (le temps de stockage est supérieur à une dizaine de minutes)
- Les stockages à court terme (le temps de stockage est inférieur à une dizaine de minutes)

Dans la suite de ce paragraphe, nous allons présenter les techniques de stockage les plus courantes.

1.7.1 Technique de stockage à long terme

1.7.1.1 Les batteries électrochimiques

Cette technique de stockage de l'énergie est la plus répandue dans les applications de stockage à long terme. Les batteries électrochimiques (accumulateurs) possèdent la propriété de pouvoir transformer d'une manière réversible l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques en énergie électrique. Ce mode de stockage remplit la double fonction de stockage/déstockage en alternant entre les phases de charge et de décharge [15, 16, 17]. Les batteries électrochimiques sont disponibles sur une large plage de puissance (allant de quelques watts jusqu'à quelques MW). Elles sont utilisées dans les applications stationnaires (stockage d'énergie dans les SHSER, secours dans les SH connectés au réseau, sur les sites isolés, etc).

En 2018, la société Tesla a installé la plus grande centrale de stockage par batteries à côté du parc éolien d'Hornsedale (Australie). Sa capacité de production est divisée en deux sections : 70MWh fonctionnant pendant 10 minutes et 30MWh pendant 3 heures [18]. Les conditions de maintenance sont réduites sans émission des déchets polluants et sans nuisances sonores.

Il existe plusieurs technologies utilisées dans la fabrication des accumulateurs (Plomb/acide, Nickel/Cadmium, Lithium/Ion, etc). La figure 1.6 montre le principe de fonctionnement d'une batterie Plomb/Acide. L'inconvénient majeur de ce dispositif est lié à leur durée de vie qui varie entre quelques centaines et quelques milliers de cycles, limitée par les dégradations chimiques des réactions. Un second inconvénient est leur coût.

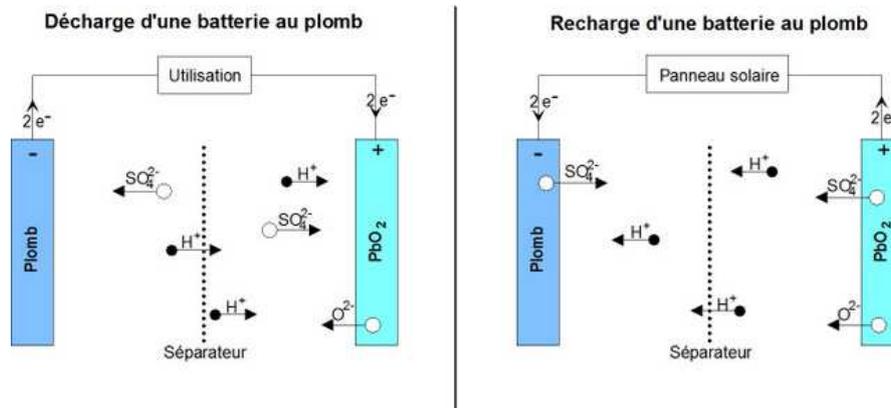


FIGURE 1.6 – Principe de fonctionnement d'une batterie Plomb Acide.

1.7.1.2 Les stations de transfert d'énergie par pompage

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) sont une des meilleures solutions possibles pour un stockage à long terme dans les systèmes hybrides. Ces installations hydroélectriques par pompage utilisent le surplus en électricité pendant les heures creuses de consommation pour pomper de l'eau dans un réservoir supérieur. Pendant les pics de consommation (période de pointe), l'eau peut revenir au réservoir inférieur traversant une ou plusieurs turbines hydrauliques, ce qui transforme l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique [19, 20, 11, 12]. Cette dernière entraîne des générateurs électriques. En 2018, la capacité des STEP déployées dans le monde, avec près de 400 STEP, est de 153GW, dont 51,7GW en Europe. Cette technologie assure déjà 97% du stockage d'énergie dans le monde [21]. Le rendement d'un tel système est de l'ordre de 70 à 85% en tenant compte des pertes provenant de l'évaporation de l'eau en contact avec l'atmosphère et de la chaîne de conversion d'énergie. Plusieurs implantations de cette solution existent dans le monde. Nous pouvons par exemple citer celle de l'île El Hierro située dans l'archipel espagnol des Canaries (figure 1.7). Cette centrale hydro-éolienne permettra de fournir 85% des besoins énergétiques de l'île. Les cinq éoliennes de 64m de haut fournissent une puissance totale de 11,5MW [2]. Le surplus d'énergie est utilisé pour une usine de dessalement mais aussi pour actionner une pompe

qui monte l'eau du bassin inférieur vers le lac supérieur. Durant les périodes sans vent, on laisse l'eau s'écouler vers le bas et des turbines produisent de l'électricité.

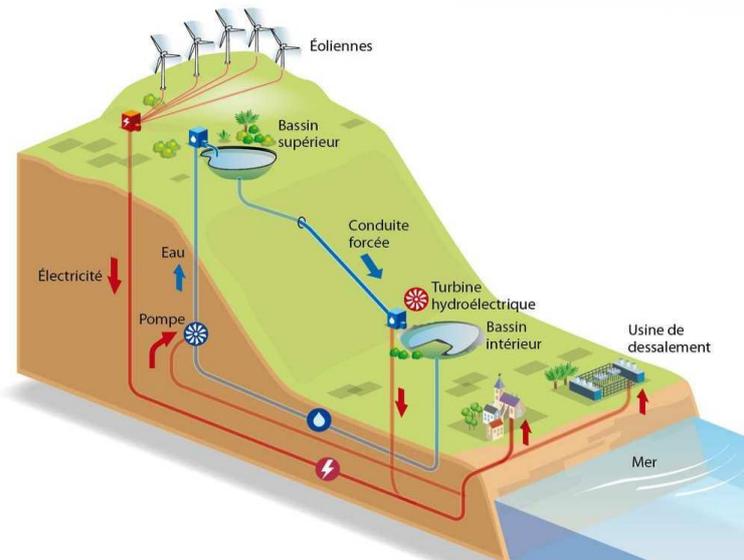


FIGURE 1.7 – Principe de fonctionnement de la STEP sur l'île El Hierro [2].

1.7.1.3 Stockage par air comprimé

Le stockage par air comprimé (appelé en anglais : *Compressed Air Energy Storage* (CAES)) est une autre alternative de stockage d'énergie potentielle. Quand la demande d'électricité est faible, cette technique permet de stocker de l'air sous pression dans des cavernes souterraines. En fonction de la demande, cette énergie potentielle est délivrée à une turbine à gaz entraînant un générateur électrique (figure 1.8). Le rendement d'un tel système est d'environ de 50% [22, 11, 23]. Aujourd'hui, le stockage à air comprimé en caverne à partir des énergies renouvelables fait l'objet de plusieurs recherches de développement. Le premier CAES commercial a été installé en 1978 à Huntorf en Allemagne, avec une capacité de production de 290MW pendant 3 heures. Comme les STEP, la construction des CAES nécessite une étude géographique et géologique. La centrale de Huntorf est surtout utilisée comme une réserve de courte durée. Elle utilise deux cavernes d'un volume total de $310000m^3$, à une pression qui varie entre 43 et 70 bars [20].

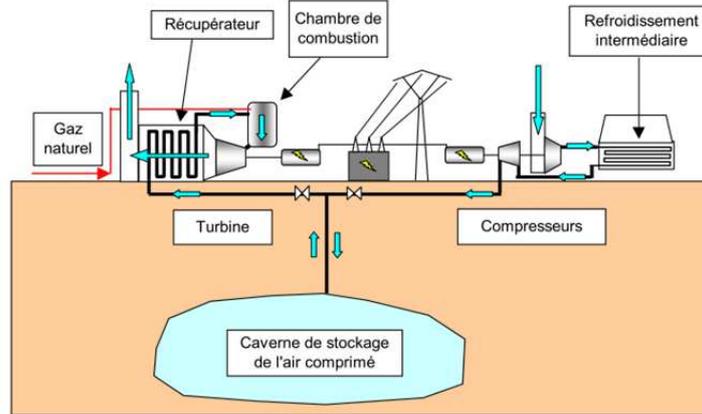


FIGURE 1.8 – Schéma de principe de stockage par air comprimé en caverne [3].

L'intégration des différents dispositifs de stockage dans les systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable pose des interrogations quant au choix de la technologie la plus adaptée à une application donnée. Grâce à leurs caractéristiques très intéressantes, ces moyens permettent de favoriser l'intégration des EnR et de faciliter la gestion du réseau électrique. Dans le tableau 1.1, nous avons résumé les principales caractéristiques de ces 3 systèmes de stockage. Le stockage par air comprimé apparaît comme le moins performant. Les systèmes STEP sont adaptés aux reliefs bien particuliers.

TABLE 1.1 – Bilan simplifié des caractéristiques des dispositifs de stockage à grande échelle, Sources : CEA, DGEC, EPRI, Bernard Multon (ENS Cachan).

Technologie	Batteries électrochimiques	STEP	Air comprimé (CAES)
Densité d'énergie	Pb : 33 kWh/t Li-ion : 100 kWh/t	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m	12 kWh par m ³ de caverne à 100 bars
Capacité réalisable	de 0.1 à 40 MWh	de 1 à 100 GWh	de 0.1 à 10 GWh
Rendement électrique	70% ou moins en décharge rapide	de 65% à 80%	50% avec l'apport du gaz naturel
Installations existantes	129 MWh 10 MW	100000 MWh 1000 MW	600 MWh 290 MW
Coûts des investissements (€/KW)	Li : de 650 à 1500 NaS : de 1000 à 2500	de 600 à 1500	de 500 à 1000

1.7.1.4 Stockage d'électricité par pompage thermique

Le Stockage d'Électricité par Pompage Thermique (SEPT) est un nouveau procédé breveté en 2007 [24] permettant d'avoir une grande capacité de production de plusieurs centaines de MWh avec un rendement proche de 70%. Le fonctionnement général du SEPT repose sur l'utilisation d'un gaz neutre comme fluide caloporteur dans un cycle thermodynamique de Brayton, également appelé cycle de Joule [4]. Ce système comprend principalement :

- Deux régénérateurs (échangeurs thermiques gaz-solide), constitués de matériaux réfractaires constituant le support physique de l'énergie stockée.
- Deux échangeurs : froid et chaud.
- Quatre turbomachines : une paire compresseur/turbine pour le stockage et une autre pour le déstockage.

Pendant la phase de stockage (figure 1.9), le cycle fonctionne en pompe à chaleur en consommant de l'énergie électrique, les turbomachines font circuler le gaz dans le sens 0-3-2-1. L'enceinte H, initialement à une température $T_{0nom} = 20^{\circ}C$, est alimentée par un gaz chaud à $T_1 = 1000^{\circ}C$ par le haut, ce qui la réchauffe progressivement du haut vers le bas. Cependant, le profil de température dans l'enceinte ne pouvant être discontinu, une zone de transition existe, se traduisant par une variation progressive de T_1 à T_{0nom} . Par la suite, cette zone de transition sera appelée «front thermique». De la même façon, l'enceinte B, initialement à $T_{2nom} = 500^{\circ}C$, est alimentée par un gaz froid à $T_3 = -70^{\circ}C$ par le bas et se refroidit progressivement du bas vers le haut. Comme pour l'enceinte H, un front thermique apparaît entre T_{2nom} et T_3 . Le stockage dure jusqu'à ce que ces deux fronts atteignent l'extrémité des enceintes.

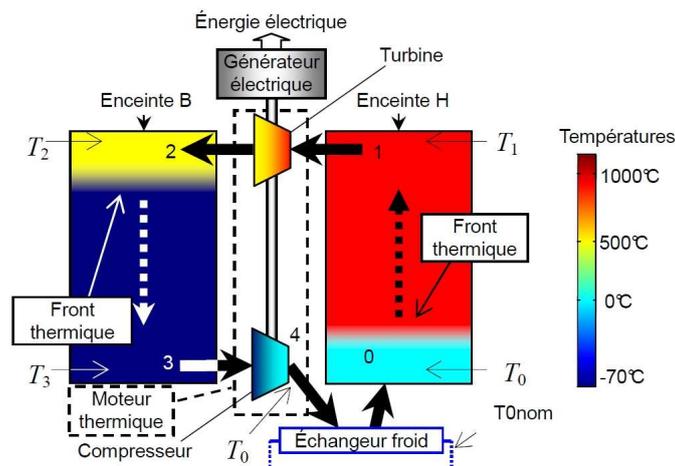


FIGURE 1.9 – Schéma du principe lors du chargement [4].

La figure 1.10 illustre le principe du fonctionnement de déstockage tout en indiquant le sens de la circulation du gaz et la propagation des fronts thermiques. Au début, la température de sortie de l'enceinte H est $T_1 = 1000^\circ\text{C}$, alors que la température de sortie de l'enceinte B est $T_3 = -70^\circ\text{C}$. Le gaz suit alors le cycle 1-2-3-0 décrivant un cycle de type «moteur thermique», qui va produire de l'énergie mécanique à partir de l'énergie thermique.

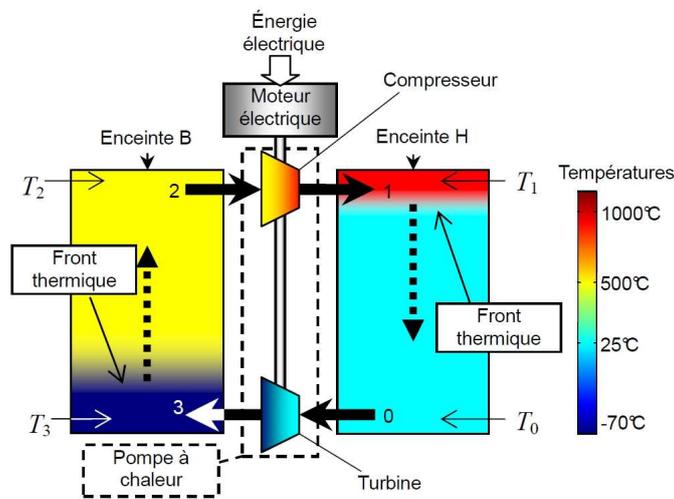


FIGURE 1.10 – Schéma du principe lors du déchargement [4].

1.7.2 Technique de stockage à court terme

1.7.2.1 Les bobines supraconductrices

Cette technique, connue sous le nom de SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), permet de stocker de l'énergie sous forme d'un champ magnétique. Le principe de fonctionnement est basé sur la circulation d'un courant dans un bobinage supraconducteur (donc sans pertes Joules) afin de créer un champ magnétique et ainsi stocker de l'énergie magnétique (figure 1.11). Un cryostat rempli d'hélium liquide doit être introduit pour garder la bobine dans un état supraconducteur. Cette technologie est caractérisée par un coût d'installation et de maintenance très élevé [25, 26, 27]. Les systèmes disponibles actuellement sont de l'ordre de quelques MW et les recherches envisagent des SMES de l'ordre de 10 à 100 MW. Le tableau 1.2 résume les avantages et les inconvénients de ce dispositif.

TABLE 1.2 – Caractéristiques des SMES.

Avantages	Inconvénient
<ul style="list-style-type: none"> - Excellent temps de réponse - Haut rendement - Une densité de puissance élevée - Une longue durée de vie - Charge et décharge rapide 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible densité énergétique - Processus cryogénique nécessaire - Auto-décharge - Ondes électromagnétiques

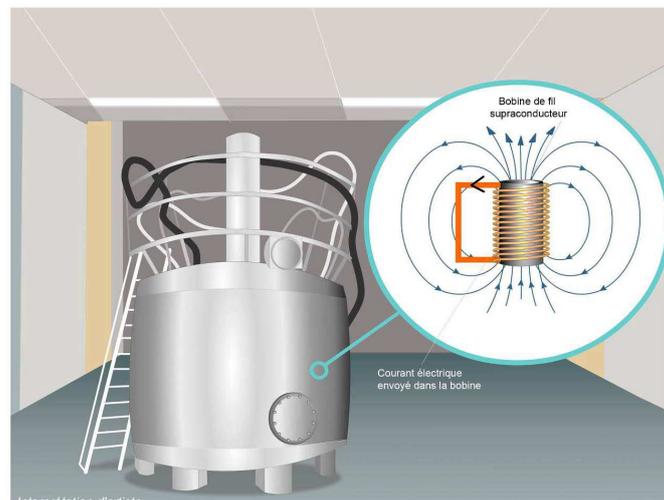


FIGURE 1.11 – Stockage à inductance supraconductrice (SMES) [5].

1.7.2.2 Les volants d'inertie

Le volant d'inertie (*Flywheel*) permet de stocker de l'énergie sous forme cinétique. Cette technologie comporte un disque rotatif couplé à une machine électrique réversible (moteur ou générateur). Une fois en rotation, l'énergie cinétique stockée sur le volant d'inertie est transformée en puissance électrique (figure 1.12). Les volants d'inertie sont utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie électrique. Ils contribuent au maintien de la fréquence et la tension du réseau dans les normes de fonctionnement. Ainsi, ce dispositif de stockage peut servir à stabiliser et sécuriser les systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable. En effet, les volants d'inertie possèdent la capacité d'absorber et d'injecter les pics de puissances qui peuvent apparaître sur le réseau électrique [28, 29, 11, 23]. Généralement, un volant d'inertie est caractérisé par la qualité d'énergie qu'il peut stocker, sa puissance maximale, le temps de recharge et les

pertes énergétiques par cycles.

Les principales caractéristiques de cette technologie sont :

- Une haute densité de stockage d'énergie : une matrice de volant d'inertie peut fournir 20 MW de puissance durant 5 minutes (pour une production totale de 1.66MWh). Les deux plus grandes installations de "fermes" de volants d'inertie ont été installées par Beacon Power aux États-Unis.
- Une puissance prévisible : la vitesse de rotation donne une indication directe de l'énergie stockée disponible.
- Une technologie verte : aucune émission polluante.
- Ses performances ne sont pas affectées par les variations de température (-45°C à 50°C).
- Une durée de vie estimée à 20 ans.

Cependant, la mise en œuvre de cette solution que l'on peut comparer du point de vue énergétique aux super-condensateurs, est difficile. Les volants d'inertie doivent être enterrés et leur coût est par conséquent élevé. En effet, un volant d'inertie est soumis à des contraintes élevées avec une marge de sécurité réduite. Ceci impose de prendre en compte le risque d'éclatement du volant.

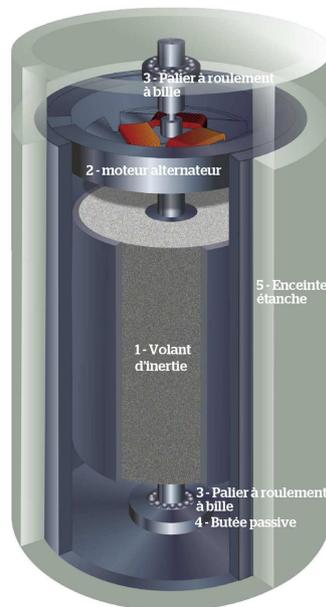


FIGURE 1.12 – Schéma de principe d'un volant d'inertie (Flywheel).

1.7.2.3 Les super-condensateurs

Les super-condensateurs (SC) représentent une nouvelle génération de technologie qui occupe une place importante parmi les autres dispositifs de stockage d'énergie. Ils ont la capacité de stocker de plus grandes quantités d'énergie que les condensateurs classiques, ainsi qu'une puissance massique plus importante que les meilleures batteries actuelles [30, 31, 32, 33, 34]. En comparaison avec les accumulateurs, les super-condensateurs possèdent une densité d'énergie plus faible, en contre partie, ils ont une densité de puissance 10 à 100 plus élevée [35]. Le diagramme de Ragone présenté sur la figure 1.13 montre la particularité des différents dispositifs de stockage électrochimique. Ce diagramme est sectorisé par des lignes en pointillés qui représentent les constantes de temps caractéristiques, définies par le rapport énergie/puissance. La durée du besoin en puissance moyenne représente donc un critère pour choisir le bon élément de stockage pour une application donnée. Les super-condensateurs sont particulièrement adaptés pour les applications nécessitant des impulsions d'énergie pendant de courtes périodes. Aujourd'hui, cette technologie est de plus en plus utilisée dans les applications de haute puissance, tel que le domaine de transport avancé (véhicule électrique/hybride [36], bus, tramways, etc.). Pour les SHSER, les super-condensateurs sont utilisés pour la régulation de tension, la stabilisation et la correction du facteur de puissance du réseau de distribution [37].

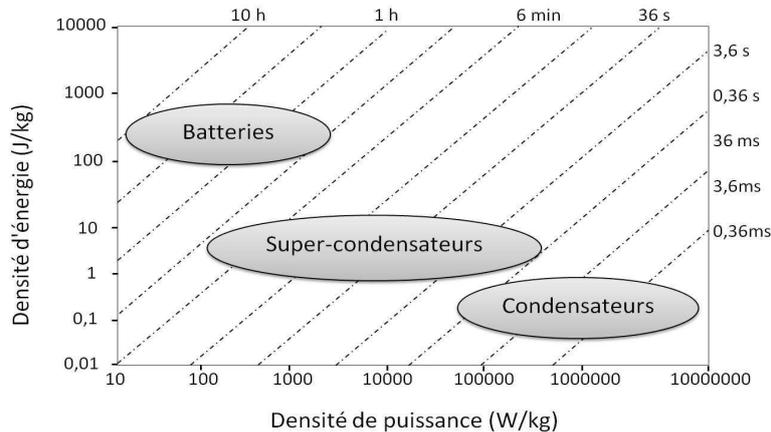


FIGURE 1.13 – Diagramme de Ragone de différents dispositifs de stockage d'énergie [6].

Les caractéristiques des moyens de stockage à court terme sont données par le tableau 1.3 :

TABLE 1.3 – Bilan simplifié des caractéristiques des dispositifs de stockage à petite échelle, Sources : CEA, DGEC, EPRI, Bernard Multon (ENS Cachan).

Technologie	Super-condensateur	Inductance Supraconductrice	Volant d'inertie
Forme d'énergie	Électrostatique	Magnétique	Mécanique
Densité d'énergie	de 10 à 60 Wh/kg	de 1 à 5 Wh/kg	de 1 à 5 Wh/kg
Constante du temps	de qq s à qq min	de qq s à 1 min	de qq min à 1h
Cyclabilité	de 10000 à 100000	≈ 100000	≈ 100000
Rendement électrique	de 0.8 à 0.9 selon régime	> 0.9	de 0.8 à 0.9 selon régime
Coûts des investissements (€/KW)	300	de 100 à 500	de 300 à 3000

1.8 Généralité sur les chaînes de puissance photovoltaïque connectées au réseau électrique

1.8.1 Concept d'une chaîne PV

Nous désignons par une chaîne de conversion photovoltaïque l'ensemble des éléments permettant la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Cette chaîne comporte généralement un générateur PV (un ensemble de modules PV) et deux convertisseurs statiques. Le premier est un convertisseur unidirectionnel DC/DC élévateur ou abaisseur commandé par un suiveur du point maximal de puissance (en anglais : *Maximal Power Point Tracker* (MPPT)). Plusieurs techniques de commande MPPT ont été élaborées depuis les années 90, commençant par des techniques simples comme les contrôleurs MPPT basés sur le retour d'état de la tension et du courant [38, 39], aux contrôleurs plus sophistiqués comme le mode glissant et la logique floue [40, 41]. Parmi les contrôleurs MPPT les plus utilisés, nous citons l'algorithme de Perturbation et Observation (P&O) [42, 43] et l'Incrémentation de la Conductance [44, 45]. Le deuxième est un convertisseur DC/AC qui permet de transférer l'énergie présente sur le bus continu vers le bus alternatif à travers une inductance de filtrage. La figure 1.14 illustre un modèle simplifié d'une chaîne de puissance photovoltaïque.

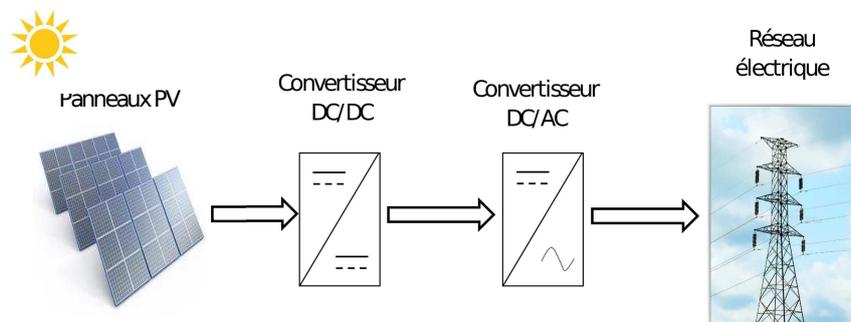


FIGURE 1.14 – Synoptique d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

Ce système peut fonctionner selon trois modes :

- Le mode "îlotage" : l'onduleur délivre au consommateur une tension alternative fixe. Le point de fonctionnement, dans ce cas, dépend directement de la demande énergétique de la charge. Dans ce mode, l'utilisation d'un système de stockage est nécessaire pour avoir un meilleur rendement. Les sites isolés du réseau (villages en bout de ligne, îles, etc.) représentent les principales applications.
- Le mode "connecté au réseau" : la totalité de l'énergie produite est injectée dans le réseau électrique. Dans ce cas, le point de fonctionnement est déterminé par l'énergie fournie par les modules PV.
- Le mode "mixte" : l'énergie PV produite est consommée par la charge et le surplus est injecté dans le réseau. Ce mode est souvent présent dans les applications domestiques.

Dans la suite de notre étude, nous nous intéressons aux panneaux connectés à travers un onduleur sur les réseaux existants mais à faible pouvoir de court-circuit.

1.8.2 Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les modules photovoltaïques sont raccordés au réseau de distribution via un ou plusieurs convertisseurs statiques. En fonction de l'application visée, différentes configurations sont possibles.

1.8.2.1 Onduleur central (*Centralized inverter*)

Cette topologie, apparue dans les années 90, est la plus ancienne et la plus connue. Plusieurs modules PV sont associés en série formant des chaînes ; chacune génère une tension suffisamment élevée pour éviter une amplification

supplémentaire. Puis, toutes les chaînes sont connectées en parallèle à un seul onduleur (figure 1.15). Des diodes anti-retour sont ajoutées à la sortie de chacune des chaînes afin de bloquer le retour du courant vers les modules PV [46]. Cette configuration est utilisée dans les applications de forte puissance allant de quelques kilowatts jusqu'à quelques centaines de kilowatts. Une telle topologie présente de nombreux avantages. En plus sa simplicité de mise en œuvre, le coût d'installation est le plus attractif en comparaison des autres configurations.

En revanche, l'utilisation d'un seul onduleur central, peut dégrader l'efficacité de cette structure. En effet, si l'un des modules PV est à l'ombre, le courant sera limité par le module le moins irradié. Par conséquent, non seulement la rangée entière sera pénalisée, mais aussi l'ensemble de la production puisque tous les modules PV sont gérés par un seul contrôleur MPPT. En outre, en cas de panne de l'onduleur central, toute l'installation sera hors service et ne produira plus.

En résumé, cette topologie est dédiée aux installations de fortes puissances et dans des conditions où l'ensemble du champ de modules PV est soumis à une intensité lumineuse uniforme et sans disparité. Pour pallier les différentes problématiques énoncées, vers les années 2000, les installations se sont orientées vers un autre type de configuration appelé « en rangée ».

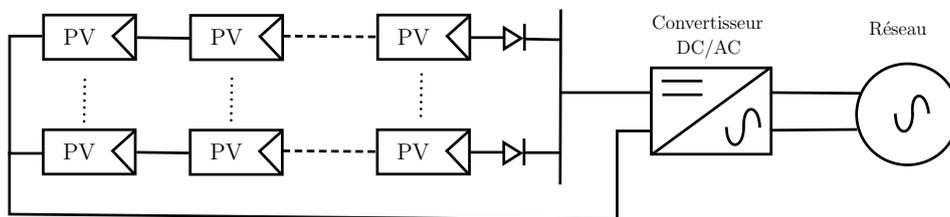


FIGURE 1.15 – Topologie d'un onduleur central.

1.8.2.2 Onduleur en rangée (*String inverter*)

La topologie des onduleurs en rangée est illustrée dans la figure 1.16, il s'agit d'une version réduite de l'onduleur centralisé, où chaque série de modules PV est connectée à son propre convertisseur DC/AC. La tension d'entrée doit être suffisamment élevée pour éviter l'amplification de la tension [47, 48]. Cette topologie présente l'avantage de disposer d'un onduleur par rangée et donc d'un étage MPPT par rangée. Cela augmente le rendement énergétique par la réduction des erreurs de correspondance et des pertes d'irradiation partielles. Ces caractéristiques techniques conduisent à l'augmentation du rendement énergétique et améliorent la fiabilité de l'approvisionnement. Cela augmente aussi l'efficacité globale par rapport à la structure centralisée, et réduit le prix, en

raison de la production de masse. La topologie en rangée est très utilisée dans les applications allant de $1kW$ à $3kW$.

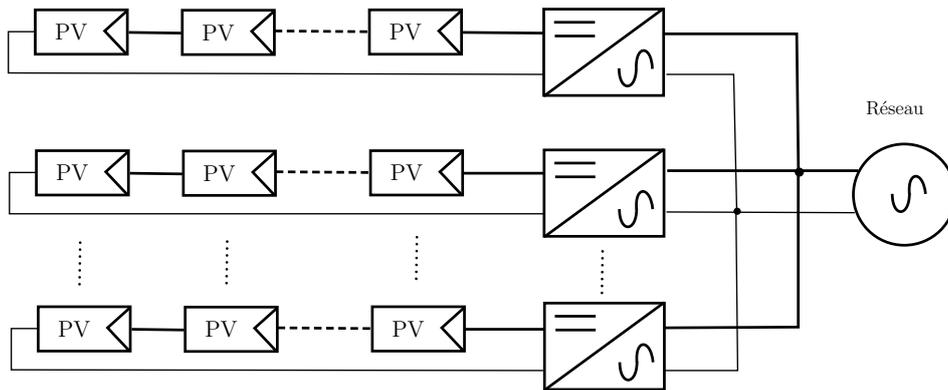


FIGURE 1.16 – Topologie d'un onduleur en rangée.

1.8.2.3 Onduleur en multi-rangée (*Multi-string inverter*)

Dans la configuration multi-rangée, chaque série de modules PV est connectée à son propre convertisseur DC/DC, avec une commande MPPT indépendante [49, 50]. Les chaînes sont ensuite connectées à un convertisseur DC/AC. Cette topologie est illustrée dans la figure 1.17. Elle ressemble à celle comportant un onduleur central (voir paragraphe 1.7.2.1) mais avec la possibilité de contrôler séparément chacune des chaînes. C'est une topologie hybride qui combine les avantages de la topologie centrale et celle en rangée. Cette configuration est modulaire et peut être facilement étendue en ajoutant une nouvelle chaîne à celle existante. Les gammes de puissance de cette topologie sont comprises entre $3kW$ et $10kW$.

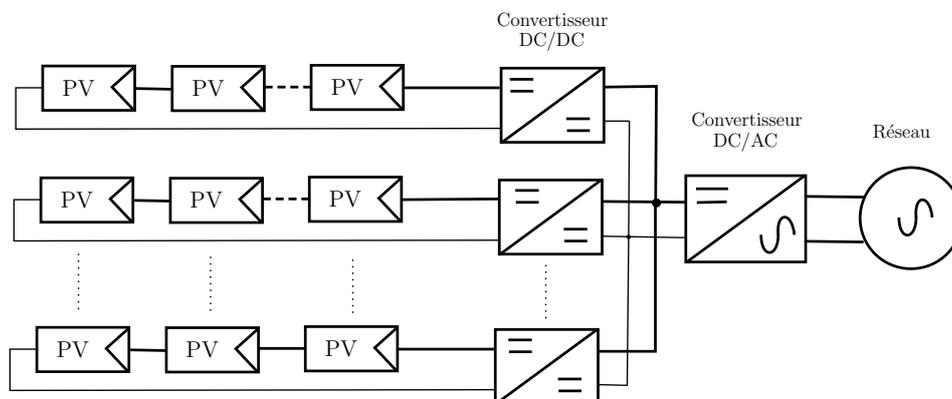


FIGURE 1.17 – Topologie multi-rangée.

1.8.2.4 Onduleur intégré (*Module inverter*)

À la différence de la topologie précédente, le but de l'onduleur intégré (figure 1.18) est d'intégrer directement un convertisseur DC/AC sur chaque module PV. Chacun des modules est empilable avec un autre. Il suffit simplement de les associer entre elles pour augmenter la production d'énergie [51, 52]. Cette configuration propose des générateurs alternatifs optimisés et utilisables individuellement ou en groupe. Ce concept semble certes très attractif, mais les coûts et le rendement sont pénalisés. En effet, une forte élévation de la tension d'entrée des modules, environ $48V$ pour une surface de $1,5m^2$, vers la tension du réseau (par exemple $230V$) induit des pertes considérables. À ce jour, les applications sont donc très limitées et réservées aux petites productions locales temporaires ou d'appoint comme l'exemple d'une caravane. Le but est de toujours produire un maximum d'énergie, quelles que soient les conditions de fonctionnement. Cette topologie ne convient qu'aux applications de faible puissance allant jusqu'à quelques centaines de watts avec un coût relativement élevé.

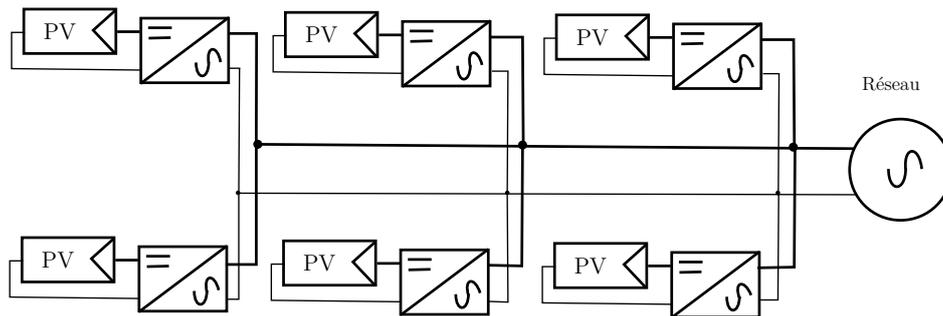


FIGURE 1.18 – Topologie des onduleurs intégrés.

1.8.3 Avantages et inconvénients des systèmes PV connectés au réseau

Avantages :

- Pas besoin d'un dispositif de stockage d'énergie, donc un coût d'installation beaucoup moins cher qu'une installation autonome. Le réseau électrique est assimilé à un réservoir d'énergie.
- Pas de gaspillage : la totalité de l'énergie produite est injectée.
- Une gestion énergétique plus simple. La gestion de l'état de charge des dispositifs de stockage ou de la consommation instantanée n'est plus requise. Plus besoin de calculer méticuleusement sa consommation en électricité, ni de la prévoir.
- On peut satisfaire une partie ou la totalité de ses besoins sans aucune restriction.

Inconvénients :

- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité sont strictes, et les convertisseurs statiques doivent répondre aux normes techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. À titre d'exemple, un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau est indispensable en cas de panne.
- Un coût d'investissement relativement cher. Il est difficile de prévoir un niveau de prix où le *KWh* photovoltaïque sera compétitif avec le *KWh* issu des sources conventionnelles.

1.9 Généralité sur les compensateurs statiques

1.9.1 Définition et concept FACTS

La demande croissante de l'énergie électrique et l'intégration des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable a engendré une augmentation des transits de puissance dans les réseaux électriques. Dans ces conditions, le concept FACTS a été introduit pour améliorer les performances des réseaux de puissance. Le terme FACTS est l'abréviation de *Flexible Alternating Control Transmission Systems* et il est défini par IEEE comme suit : "Les systèmes de transmission du courant alternatif incorporant des contrôleurs à base d'électronique de puissance et autres contrôleurs statiques afin d'améliorer la contrôlabilité des réseaux électriques ainsi que la capacité de transfert des lignes" [53].

Les dispositifs FACTS ont un rôle important dans le contrôle des flux de puissance, l'augmentation de la puissance transmissible maximale, l'amortissement des oscillations électromécaniques et l'amélioration de la stabilité du réseau électrique. Ces dispositifs sont basés sur l'électronique de puissance et la commande numérique. Grâce aux multiples avancées technologiques au niveau des semi-conducteurs et des microprocesseurs, le concept de FACTS est devenu un outil incontournable pour l'amélioration de la flexibilité des systèmes de puissance. Aujourd'hui, ces dispositifs sont capables d'offrir des solutions appropriées pour n'importe quelle situation du réseau électrique. Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories suivant leur façon de se connecter au réseau électrique [54] :

- Compensateurs parallèles ;
- Compensateurs séries ;
- Compensateurs hybrides (série-parallèle).

1.9.2 Description des STATCOM

Les compensateurs statiques synchrones (STATCOM : *Static Synchronous Compensator*) font partie de la famille de produits FACTS. Ce type de compensateur parallèle a été développé à la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 qu'il a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) de forte puissance [55]. Les STATCOM sont conçus pour fournir une compensation de puissance réactive en temps réel et un filtrage actif des harmoniques dans les applications exigeantes. Par exemple, dans les parcs éoliens et solaires, les STATCOM permettent de mettre ses derniers en conformité avec le code du réseau électrique. Les installations de transport et de distribution profitent pleinement des STATCOM qui leur offrent une capacité supérieure. La figure 1.19 présente la structure classique d'un STATCOM, il est composé d'une source d'énergie continue, ou d'un condensateur, associé à un convertisseur statique à base de semi-conducteurs du type IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Ce convertisseur DC/AC permet de régler la tension en sortie du convertisseur V_s . Notons V_r la tension du réseau électrique.

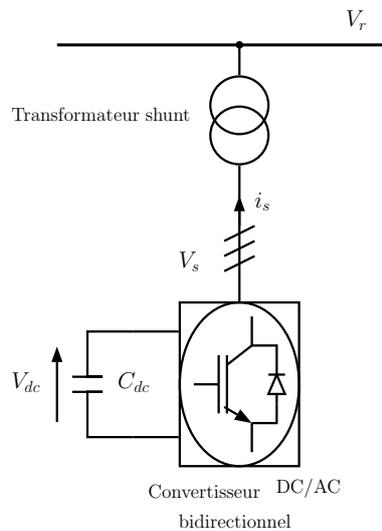


FIGURE 1.19 – Structure classique d'un STATCOM.

Ainsi, les STATCOM permettent d'avoir :

- Une injection de la puissance réactive ($V_s < V_r$)
- Une absorption de la puissance réactive ($V_s > V_r$)
- Un filtrage actif d'harmoniques.
- Un équilibrage dynamique des charges (lorsque la charge triphasée de la ligne est déséquilibrée).
- Une atténuation des oscillations de puissances.

- Une stabilisation dynamique de la tension au point de raccordement.

1.9.3 Les STATCOM avec système de stockage

Les STATCOM peuvent être aussi associés à des systèmes de stockage sur le bus DC. Dans [56, 57, 58], un pack de super-condensateurs est connecté au STATCOM à travers d'un convertisseur DC/DC Buck-Boost bidirectionnel. La figure 1.20 illustre cette configuration. L'association d'un système de stockage avec un STATCOM classique permet d'améliorer les performances du réseau. En effet, l'énergie stockée sur le bus DC est ensuite utilisée pour compenser les fluctuations de puissance active causées par les différents éléments (source ou charge) raccordés sur le réseau. Cette configuration permet d'améliorer la stabilité du réseau électrique et compenser les chutes de tension durant le régime transitoire.

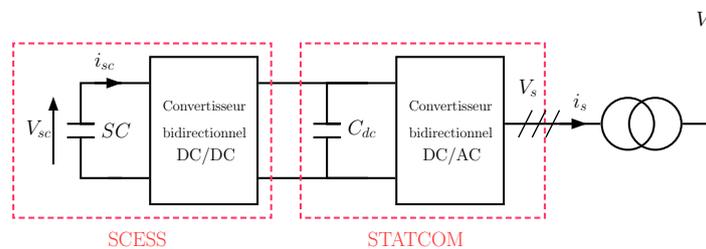


FIGURE 1.20 – Structure d'un STATCOM avec un système de stockage d'énergie.

Un autre type de STATCOM avec stockage d'énergie a été étudié dans [59, 60]. Dans cette structure, le pack de super-condensateurs est placé directement sur le bus continu du STATCOM comme représenté sur la figure 1.21. Une loi de commande robuste a été développée afin de prendre en compte la variation de tension aux bornes des super-condensateurs. Cette solution permet d'avoir à la fois les fonctions d'un STATCOM et l'élimination des fluctuations de puissance active sur le bus AC. Dans cette structure, le nombre de convertisseurs statiques est réduit en comparaison de celle proposée par [56].

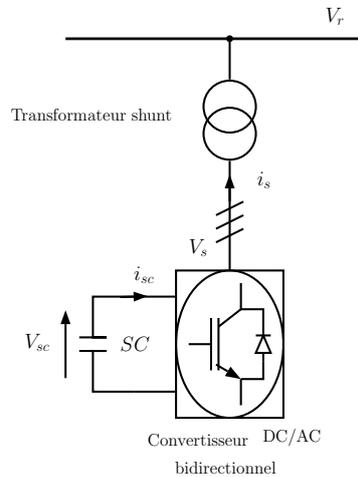


FIGURE 1.21 – Structure d'un STATCOM avec un super-condensateur sur le bus continu.

1.10 Problématique du travail de recherche

Actuellement, dans les systèmes PV raccordés au réseau électrique, la mise en place des super-condensateurs sur le bus continu permet de gérer la variation rapide de puissance sur le bus continu, de réguler la tension d'entrée du convertisseur DC/AC ou de compenser la puissance réactive. Ce dispositif de stockage rapide peut être connecté d'une manière passive [61, 62, 63] ou active [64, 65, 66, 67, 68], c'est à dire sans ou avec un convertisseur DC/DC. La figure 1.22 illustre les deux configurations possibles.

Dans notre étude, nous allons nous intéresser aux problèmes liés aux variations rapides de puissance sur un faible réseau électrique, ce qui impacte sa stabilité et provoque des chutes de tension considérables. Généralement, ces perturbations sont causées par les sources renouvelables inter-connectées (rafale du vent, démarrage d'une pompe, etc...) ou par les consommateurs (impact/délestage de charge). Dans ce contexte, nous nous intéressons à la gestion de ces pics de puissance dans le but d'éviter les creux de tension sur la ligne triphasée et par conséquent, l'amélioration de la stabilité du réseau électrique. Pour répondre à cette problématique, nous allons étudier le cas d'un convertisseur DC/AC avec stockage passif d'énergie via des super-condensateurs (partie (a) de la figure 1.22). Notre objectif est de satisfaire deux fonctions principales avec un seul convertisseur : la continuité de transfert d'énergie d'une source continue renouvelable vers le réseau électrique et la compensation des fluctuations de puissance sur le bus alternatif.

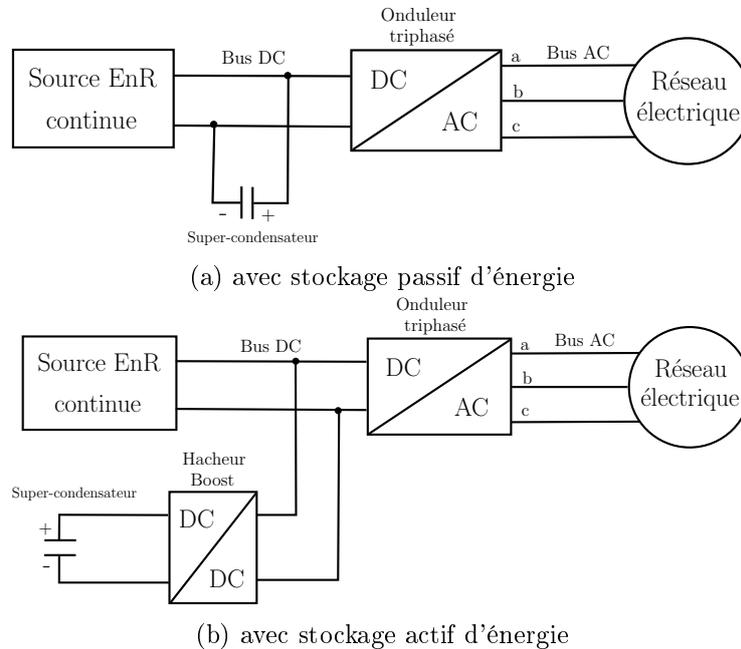


FIGURE 1.22 – chaîne de conversion d'énergie sans/avec un stockage actif via un super-condensateur.

1.11 Conclusion

Après une présentation des problématiques liées à l'intermittence de l'énergie dans les générateurs à bases d'énergies renouvelables, nous avons précisé l'intérêt de l'hybridation des énergies en choisissant plusieurs types de sources. Nous avons par la suite proposé les différentes options de stockage qui peuvent améliorer la qualité de l'énergie distribuée. Les générateurs et les systèmes de stockage peuvent être associés de plusieurs manières. Nous avons alors présenté les différentes typologies possibles. Le choix de l'une d'elles dépend principalement de l'application, de la puissance et des sources d'énergie disponibles. Dans notre projet, les objectifs étant le transfert de la puissance à partir de panneaux solaires sur un réseau AC existant de faible puissance de court-circuit et la stabilisation de celui-ci en cas d'impact de charge brutale. Nous avons présenté les différentes architectures que nous trouvons dans la littérature pour la connexion de panneaux solaires. A la fin de ce premier chapitre, nous nous sommes intéressés aux différents types de STATCOM qui sont utilisés pour le filtrage actif ou la compensation de la puissance réactive sur les réseaux.

Dans le prochain chapitre, nous allons présenter la modélisation et la commande d'un onduleur deux niveaux avec deux fonctions. La première concerne

le transfert de l'énergie, issue de panneaux solaire, du bus DC vers le réseau. La deuxième fonction, qui a été développée et qui agit en même temps que le transfert d'énergie, concerne la stabilisation du réseau AC lors d'impact ou de délestage de sources perturbatrices sur le réseau.

MODÉLISATION ET COMMANDE D'UN ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE HYBRIDE

2.1 Introduction

L'intérêt d'un système hybride à sources d'énergie renouvelables (SHSER) réside principalement dans le fait de combiner plusieurs sources (photovoltaïque, éolienne, hydraulique, etc) pour répondre à une demande continue en énergie du réseau électrique ou bien de l'utilisateur. L'étude de ces systèmes énergétiques raccordés au réseau de distribution nécessite la prise en compte des problèmes liés à la variation brusque de la puissance produite. En effet, cette variation est due essentiellement aux conditions climatiques variables d'une part, et les perturbations au niveau des charges connectées d'autre part, qui peuvent amener le réseau à un état instable. Aujourd'hui, l'utilisation des dispositifs de stockage comme les accumulateurs lithium-ion ou les super-condensateurs, s'avère être la solution à ce problème [12].

Dans ce contexte, nous nous intéressons aux SHSERs connectés au réseau électrique avec un dispositif de stockage. Ce dernier nous servira par la suite à compenser les fluctuations de puissance qui peuvent apparaître dans une telle structure. C'est ainsi qu'une attention particulière sera portée sur l'utilisation des super-condensateurs. Au cours de ces dernières années, les super-condensateurs représentaient une nouvelle génération de technologie qui occupait une place parmi les autres dispositifs de stockage. Ce dispositif possède une densité d'énergie plus faible que celle des batteries, mais avec une densité de puissance de 10 à 100 fois plus élevée que celle des batteries. Les super-condensateurs sont adaptés pour les applications nécessitant des impulsions d'énergie importantes durant des courtes périodes [69, 34]. En raison de sa grande capacité de charge/décharge rapide, ce dispositif de stockage sera re-

tenu pour notre application.

Dans ce chapitre, nous présenterons dans un premier temps la structure hybride étudiée ainsi que les motivations derrière la mise en place d'un pack de super-condensateurs sur le bus continu. Ensuite, une étude énergétique du dispositif de stockage et ses différents modes opératoires sera détaillée. Enfin, nous passerons à la synthèse d'un contrôleur par retour d'état basée par l'approche LMI (Linear Matrix Inequalities). Ce type de commande robuste qui tient compte de la variation de la tension du bus continu aura comme objectif la synthèse d'une loi de commande qui assure la stabilité du système. La boucle de commande a été simulé sous l'environnement Matlab/SimulinkTM. Un banc d'essai a été réalisé et les différents résultats expérimentaux seront présentés et discutés.

2.2 Description du dispositif de stockage

2.2.1 Système hybride renouvelable avec stockage

Dans le cadre du projet EDGEWISE, plusieurs sources d'énergie renouvelables sont inter-connectées. L'objectif est de satisfaire la demande énergétique du réseau électrique et de l'utilisateur. Le schéma global du système hybride étudié est donné par la figure 2.1. Les panneaux photovoltaïques sont connectés au réseau électrique à travers un convertisseur DC/DC élévateur (Boost) unidirectionnel en série avec un onduleur de tension triphasé à deux niveaux et des inductances de filtrage d'harmonique. Un premier dispositif de stockage à court terme composé d'un pack de super-condensateurs est connecté directement au bus continu. Ce dispositif nous permettra par la suite de compenser les fluctuations de puissance qui peuvent apparaître sur le bus AC grâce à sa grande densité de puissance. Le deuxième dispositif de stockage d'énergie est constitué d'une centrale hydroélectrique réversible (pompage-turbinage). Ce dispositif sera dédié au stockage longue durée. Cette technologie, à savoir les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), permet de stocker une grande quantité d'énergie électrique par l'intermédiaire de l'énergie potentielle de l'eau (voir section 1.6.1.2 du chapitre 1). Par conséquent, cette technique nous permet d'éviter le gaspillage d'énergie pendant les heures creuses (nuit, weekend) et de pallier l'intermittence de la production électrique du secteur éolien et solaire [70]. Ces différentes sources sont raccordées au réseau électrique via un transformateur élévateur.

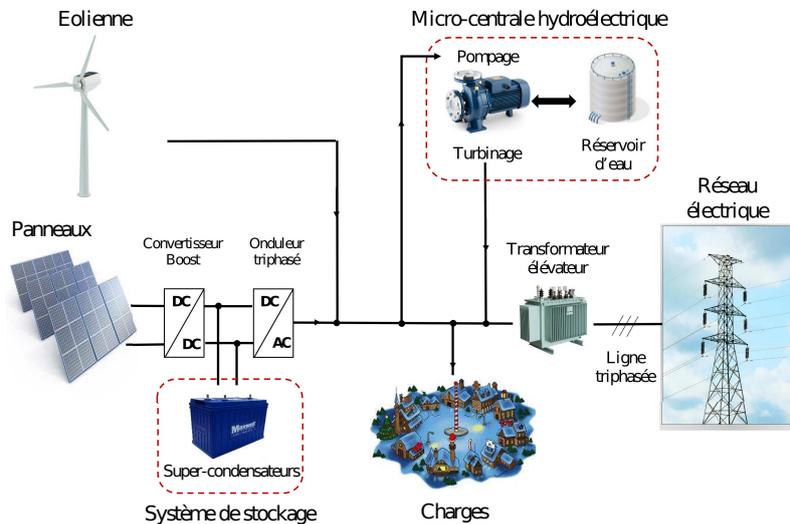


FIGURE 2.1 – Schéma global d'un système multi-source connecté au réseau électrique

Ce type de configuration présente un maillage de différentes sources d'énergie renouvelables raccordées au réseau électrique via un transformateur élévateur. Cette hybridation est conçue pour assurer la continuité de production grâce à la technique de stockage (STEP) d'une part, et gérer les perturbations de puissance sur la ligne triphasée d'autre part. Durant notre étude, nous nous intéressons uniquement à la mise en place et au contrôle du premier dispositif de stockage. En outre, le système hydroélectrique et la génératrice éolienne seront considérés comme des sources supplémentaires et, dans certains cas, perturbatrices de réseau AC.

2.2.2 Les modes opératoires du dispositif de stockage

Dans cette section, nous nous intéressons aux différents modes opératoires du dispositif de stockage. La figure 2.2 illustre les différentes possibilités envisagées.

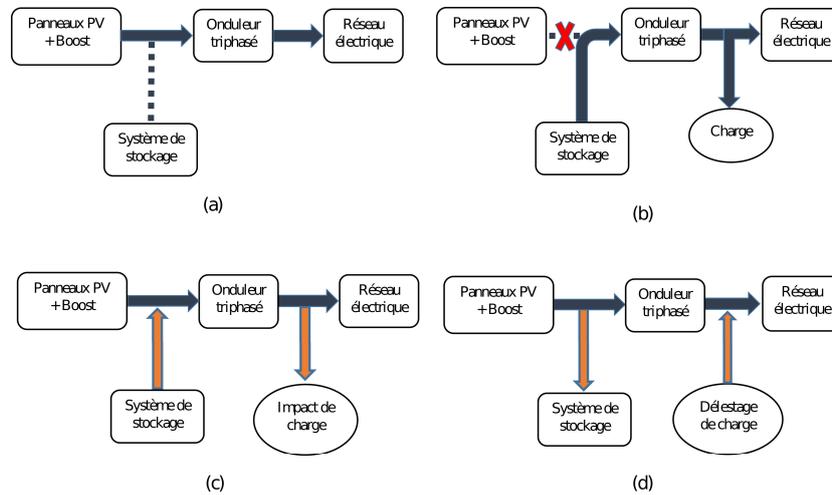


FIGURE 2.2 – Les différents modes opératoires du système de stockage.

Quatre modes de fonctionnement sont envisagés :

- mode (a) : une suffisance en irradiation solaire. La totalité de l'énergie photovoltaïque produite est injectée dans le réseau électrique via l'onduleur. Dans ce cas, le super-condensateur n'a aucun échange énergétique avec le bus continu et, en conséquence, la tension à ses bornes est maintenue constante.
- mode (b) : une interruption au niveau du générateur PV. Pour ce mode, deux cas sont possibles :
 - Cas d'une interruption partielle du générateur PV : le dispositif de stockage intervient pour compenser le manque d'énergie et assure la continuité de production durant un temps de compensation bien déterminé.
 - Cas de fonctionnement nocturne ou une absence totale d'énergie PV (due aux conditions climatiques) : le dispositif de stockage intervient pour compenser les fluctuations de puissance qui peuvent apparaître sur le bus AC durant le régime transitoire. Ces perturbations peuvent être : un impact/délestage de charge, une variation rapide de l'énergie éolienne due à une rafale de vent par exemple, un démarrage de la station de pompage, etc...
- mode (c) : une demande brusque de puissance active et/ou réactive sur le bus AC (un impact de charge, démarrage d'un moteur électrique, etc...). Dans ce cas, le super-condensateur réagit rapidement en fournissant les pics de puissance tout en gardant toujours le transfert de l'énergie PV. Grâce à ce mode, l'onduleur peut assurer deux fonctionnalités simultanément.
- mode (d) : une régénération des fluctuations de puissance qui peuvent

être causées par un délestage de charge ou un démarrage de la turbine hydraulique à titre d'exemple. Dans ce cas, le super-condensateur absorbe ces pics et évite la propagation de ces perturbations dans le réseau électrique. Tout comme le mode précédent, l'onduleur peut à la fois garantir un transfert de l'énergie PV et absorber les pics de puissance sur le bus AC.

2.2.3 Étude énergétique du système de stockage

Afin de dimensionner la capacité du système de stockage, deux critères sont indispensables : le premier critère est la puissance maximale qu'il peut fournir ou supporter sans dépasser les limites de la tension à ses bornes ; le deuxième critère représente le temps de compensation que nous désirons pour chaque mode de fonctionnement. Comme décrit précédemment, le pack de super-condensateurs est connecté en parallèle avec le bus continu dont l'énergie maximale W_{max} est donnée par l'expression suivante :

$$W_{max} = \frac{1}{2} \cdot C_{sc} \cdot V_{sc}^2, \quad (2.1)$$

où V_{sc} et C_{sc} sont respectivement la tension et la capacité du super-condensateur. Dans notre structure, seule une partie de cette énergie sera utile. En effet, le choix de V_{sc} dépend de la tension phase-phase du réseau électrique U . Afin d'avoir un fonctionnement optimal de l'onduleur, la tension V_{sc} doit satisfaire une certaine condition ($V_{sc} > \sqrt{3}U$). Par conséquent, l'énergie efficace W_{eff} dépend de la variation de V_{sc} dans une plage de fonctionnement $[V_{min} ; V_{max}]$ et elle est exprimée par cette relation :

$$W_{eff} = \frac{1}{2} \cdot C_{sc} \cdot (V_{max}^2 - V_{min}^2) = P \cdot t, \quad (2.2)$$

où P est la puissance du système de stockage exprimée en watts. Le temps de compensation sera donné par :

$$t = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{sc}}{P} \cdot (V_{max}^2 - V_{min}^2). \quad (2.3)$$

La figure 2.3 montre la variation du temps de compensation en fonction de la chute de tension ΔV_{sc} aux bornes du super-condensateur et sa capacité C_{sc} . Notons que cette caractéristique est réalisée dans les conditions suivantes : une demande de puissance de 500W et une tension de bus continu initiale de 250V.

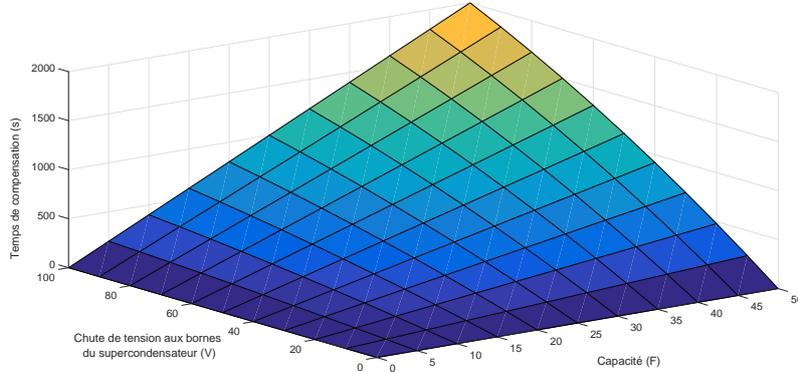


FIGURE 2.3 – Caractéristique théorique du super-condensateur.

2.3 Modélisation de l'onduleur hybride en vue de sa commande

Dans cette partie, un système photovoltaïque connecté au réseau électrique est étudié. La structure de la chaîne de conversion est présentée par la figure 2.4. Les panneaux PV sont connectés au réseau via un convertisseur Boost, un onduleur de tension triphasée et une inductance de filtrage (L, r) afin de filtrer le signal haute fréquence. Le système de stockage (un pack de super-condensateurs) est placé directement sur le bus continu. Durant cette étude, le boost est commandé par un contrôleur MPPT, les détails concernant sa modélisation ainsi que sa commande ne seront pas développés dans ce mémoire.

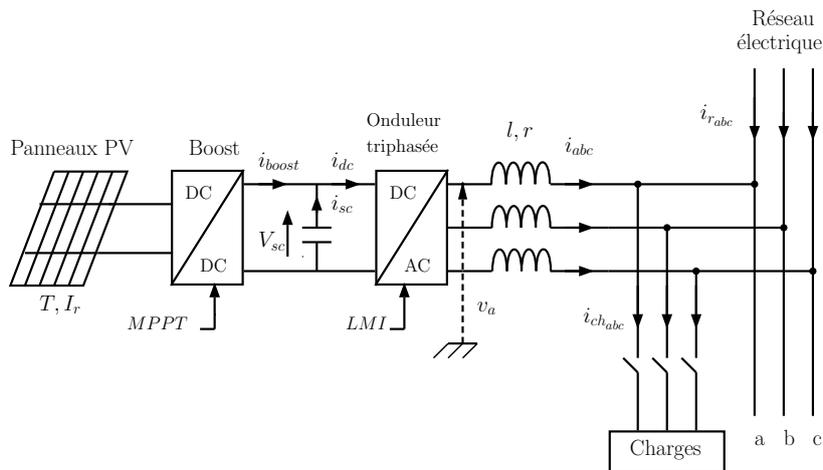


FIGURE 2.4 – Chaîne de conversion d'énergie solaire avec stockage.

La modélisation du l'onduleur ainsi que son système de stockage associé est définie dans le repère abc par les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} L \frac{di_a}{dt} = -ri_a + v_a - e_a, \\ L \frac{di_b}{dt} = -ri_b + v_b - e_b, \\ L \frac{di_c}{dt} = -ri_c + v_c - e_c, \\ C_{sc} \frac{dV_{sc}}{dt} = i_{dc}. \end{array} \right. \quad (2.4)$$

où (i_a, i_b, i_c) et (v_a, v_b, v_c) sont respectivement les courants et les tensions à la sortie de l'onduleur ; (e_a, e_b, e_c) sont les tensions du réseau électrique ; L et r sont respectivement l'inductance et la résistance interne de la bobine de filtrage ; Le super-condensateur possède une capacité totale C_{sc} et une tension à ses bornes notée V_{sc} ; i_{dc} et i_{sc} représentent respectivement le courant du bus continu et du SC. Notons que β_a, β_b et β_c sont les signaux de modulation dans le repère abc . En considérant le modèle de l'onduleur, la relation entre les tensions triphasées v_{abc} et la tension du bus continu V_{sc} est exprimée par l'équation suivante :

$$V_{abc} = \frac{1}{2} \beta_{abc} V_{sc}. \quad (2.5)$$

L'équation qui décrit la relation entre les courants entrés/sorties de l'onduleur est la suivante :

$$i_{dc} = \beta_a i_a + \beta_b i_b + \beta_c i_c. \quad (2.6)$$

L'expression reliant le courant du bus continu i_{dc} , celui du SC i_{sc} , et celui du convertisseur boost i_{boost} est donnée par :

$$i_{dc} = i_{boost} + i_{sc}. \quad (2.7)$$

En utilisant (2.5) et (2.6), le modèle d'état du système onduleur-SC (2.4) devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} L \frac{di_a}{dt} = -ri_a + \frac{V_{sc}}{2} \beta_a - e_a, \\ L \frac{di_b}{dt} = -ri_b + \frac{V_{sc}}{2} \beta_b - e_b, \\ L \frac{di_c}{dt} = -ri_c + \frac{V_{sc}}{2} \beta_c - e_c, \\ C_{sc} \frac{dV_{sc}}{dt} = \beta_a i_a + \beta_b i_b + \beta_c i_c. \end{array} \right. \quad (2.8)$$

En appliquant la transformation de Park, le modèle (2.8) s'exprime dans le plan dq comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{r_i}{L}i_d + \frac{V_{sc}}{2L}\beta_d - \omega i_q + \frac{1}{L}E_d, \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{r_i}{L}i_q + \frac{V_{sc}}{2L}\beta_q + \omega i_d, \\ \frac{dV_{sc}}{dt} = \frac{\beta_d}{C_{sc}}i_d + \frac{\beta_q}{C_{sc}}i_q. \end{cases} \quad (2.9)$$

où (i_d, i_q) et (β_d, β_q) sont respectivement les transformées de Park des courants alternatifs et les signaux de commande de l'onduleur ; E_d représente une tension constante sur l'axe d ; ω est la pulsation électrique du système.

2.3.1 Synthèse de la loi de commande

Dans une chaîne de conversion d'énergie PV connectée au réseau électrique, l'onduleur triphasé peut assurer deux fonctions principales : d'une part garantir un transfert de puissance active, et, d'autre part, compenser l'énergie réactive à une tension fixe sur le bus continu (cas d'un STATCOM par exemple). Comme indiqué au début de ce chapitre, placer un pack de super-condensateurs en parallèle avec le bus DC nous permet de bénéficier de deux fonctionnalités supplémentaires ; la première revient à éliminer les fluctuations de puissance qui peuvent apparaître sur la ligne triphasée (absorber les pics de puissance ou compenser les chutes brusques) ; la deuxième revient à assurer la continuité de l'énergie PV en cas de rupture de la source PV. L'utilisation d'un contrôleur classique de type PI, dans ce cas, ne sera plus pertinente puisqu'il est difficile à synthétiser tout en prenant en compte la variation de la tension aux bornes du SC. Par conséquent, il est bien entendu que cette variation peut affecter les performances dynamiques de l'onduleur, d'où l'instabilité du système. En effet, la tension V_{sc} entre dans la boucle de commande comme la montre la figure 2.5. Dans ces conditions, une commande robuste qui satisfait la stabilité du système sera détaillée.

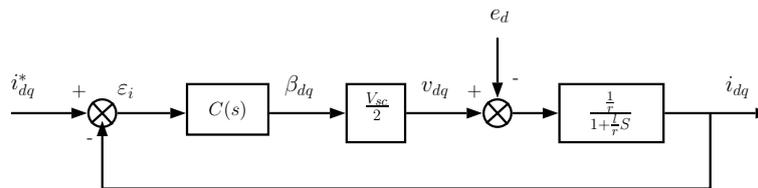


FIGURE 2.5 – Diagramme de la boucle de courant.

Dans les paragraphes suivants, nous nous intéressons à la synthèse de deux lois de commande. La première est basée sur l'approche LMI afin de commander les courants (i_d, i_q) de l'onduleur. La deuxième s'intéressera à la régulation du bus continu. L'objectif de ces deux boucles est de répondre aux objectifs cités auparavant tout en maintenant la stabilité du système.

2.3.2 Commande par retour d'état avec action intégrale

Considérons le vecteur d'état $x=[i_d \ i_q]^T$, le vecteur de commande $u=[\beta_d \ \beta_q]^T$ et une entrée perturbatrice $e=E_d \cdot V_{sc}$ est considérée comme une tension variable dans l'intervalle $[V_{min} \ V_{max}]$, sachant que (V_{min}, V_{max}) représentent respectivement les tensions minimale et maximale aux bornes du SC durant la phase de charge/décharge. La représentation d'état restreinte aux deux premières équations différentielles du système (2.9) peut prendre la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) + Fe, \\ y(t) &= Cx(t), \end{cases} \quad (2.10)$$

où :

$x(t) \in \mathbb{R}^n$: le vecteur qui contient les n variables d'état,

$y(t) \in \mathbb{R}^q$: le vecteur qui contient les q sorties,

$u(t) \in \mathbb{R}^p$: le vecteur qui contient les p commandes,

$A \in \mathbb{R}^{n \times n}$: la matrice d'état,

$B \in \mathbb{R}^{n \times p}$: la matrice de commande,

$C \in \mathbb{R}^{q \times n}$: la matrice d'observation,

$F \in \mathbb{R}^{n \times 1}$: la matrice de perturbation,

et où :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-r}{L} & -\omega \\ \omega & \frac{-r}{L} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} \frac{V_{sc}}{2L} & 0 \\ 0 & \frac{V_{sc}}{2L} \end{bmatrix}, F = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}, C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Le schéma-bloc du système en boucle fermée est donné par la figure 2.6. Cette structure illustre un retour d'état classique avec action intégrale.

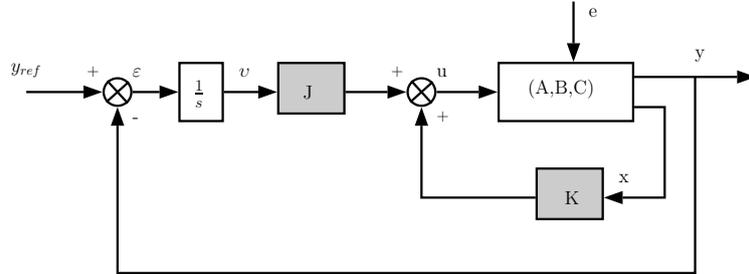


FIGURE 2.6 – Schéma bloc d'un retour d'état avec intégration de l'écart.

La loi de commande $u(t)$ s'écrit de la manière suivante :

$$u(t) = Kx(t) + Jv(t) = Kx(t) + J \int_0^t \epsilon(\theta) d\theta \quad (2.11)$$

où :

$K \in \mathbb{R}^{2 \times 1}$ est une matrice constante représentant le gain de retour d'état ; $J \in \mathbb{R}^{2 \times 2}$ est le gain de l'intégrateur ; l'écart ϵ est défini par $\epsilon = (y_{ref} - y)$; y et y_{ref} sont respectivement les mesures et références des courants. L'équation (2.11) peut également se mettre sous la forme suivante :

$$u = \overbrace{[K \ J]}^{\bar{K}} \bar{x}, \quad (2.12)$$

avec $\bar{x} = [x, v]^T$. En injectant le vecteur de commande (2.12), la représentation d'état en boucle fermée devient :

$$\begin{cases} \dot{\bar{x}}(t) &= (\bar{A} + \bar{B}_1 \bar{K}) \bar{x} + \bar{B}_2 y_{ref} + \bar{B}_3 e, \\ y(t) &= \bar{C} \bar{x}, \end{cases} \quad (2.13)$$

avec :

$$\bar{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix}, \quad \bar{B}_1 = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \bar{B}_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ I \end{bmatrix}, \quad \bar{B}_3 = \begin{bmatrix} F \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \bar{C} = [C \ 0].$$

À ce stade, le modèle du système étant défini, l'objectif sera de déterminer la matrice \bar{K} . En fait, pour satisfaire la stabilité asymptotique, il suffit d'assigner les valeurs propres de la matrice d'état $A_f = (\bar{A} + \bar{B}_1 \bar{K})$ dans le demi-plan complexe gauche ouvert. En tenant compte de la variation de V_{sc} dans l'intervalle $[V_{min}; V_{max}]$, il serait plus rigoureux d'essayer de placer ces pôles dans une région spécifiée du plan complexe pour deux raisons, [60] :

- la matrice d'état A_f est affectée par l'incertitude sur la tension V_{sc} car les valeurs propres vont être déviées quand V_{sc} variera.

- Il sera difficile d'atteindre les performances souhaitées en plaçant des pôles à des positions strictes. Le choix d'une région de stabilité \mathfrak{D} dans laquelle les valeurs propres devraient se situer est plus approprié.

Définition 1, [71, 72] : soit une région \mathfrak{D} du plan complexe, un système LTI $\dot{x} = Ax$ (en continu) ou $x_{k+1} = Ax_k$ (en discret) est dit \mathfrak{D} -stable si et seulement si toutes les valeurs propres de A sont dans la région \mathfrak{D} du plan complexe.

Le modèle d'état (2.13) est variant dans le temps et par conséquent, la relation entre les performances transitoires et les valeurs propres de la matrice dynamique est théoriquement discutable. Afin que le placement de pôles prenne du sens, il est ainsi plus raisonnable de supposer que la tension V_{sc} varie lentement par rapport aux variables d'état (i_d, i_q) . Dans notre cas, \mathfrak{D} est choisie comme étant un disque de rayon r et de centre c situé sur l'axe réel. Grâce à un choix judicieux du couple (c, r) , il est possible de gérer le compromis entre la robustesse du système et ses performances, [60]. En outre, un certain temps de réponse t_r peut être garanti. La région de stabilité \mathfrak{D} est représentée sur la figure 2.7. En effet, en éloignant le centre du disque c vers la gauche, la réponse du système devient plus rapide et en réduisant son rayon les performances sont plus rigoureusement spécifiées. En augmentant r , nous offrons une certaine flexibilité pour la robustesse par rapport à la tension du bus DC. En outre, l'ajout d'un intégrateur dans la loi de commande (2.11) nous permet de supprimer les erreurs en régime permanent.

Le calcul de \bar{K} repose sur un résultat fondamental qui prétend qu'une matrice A est \mathfrak{D} -stable (c'est à dire, la matrice A a toutes ses valeurs propres dans la région \mathfrak{D}) si et seulement s'il existe une matrice symétrique définie positive $X = X^\top > 0$, $X \in \mathbb{R}^{n \times n}$ [71, 72], telle que :

$$X > 0, (c^2 - r^2)X - c(AX + XA^\top) + AXA^\top < 0 \quad (2.14)$$

En remplaçant A par $A_f = (\bar{A} + \bar{B}_1 \bar{K})$ dans (2.14), en désignant par $L \in \mathbb{R}^{2 \times n}$ le produit $\bar{K}X$ et en utilisant l'argument du complément de Schur [73], on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{cc} Z & \bar{A}X + \bar{B}_1 H \\ X\bar{A}^\top + H^\top \bar{B}_1^\top & -X \end{array} \right] < 0 \\ X > 0 \end{array} \right. \quad (2.15)$$

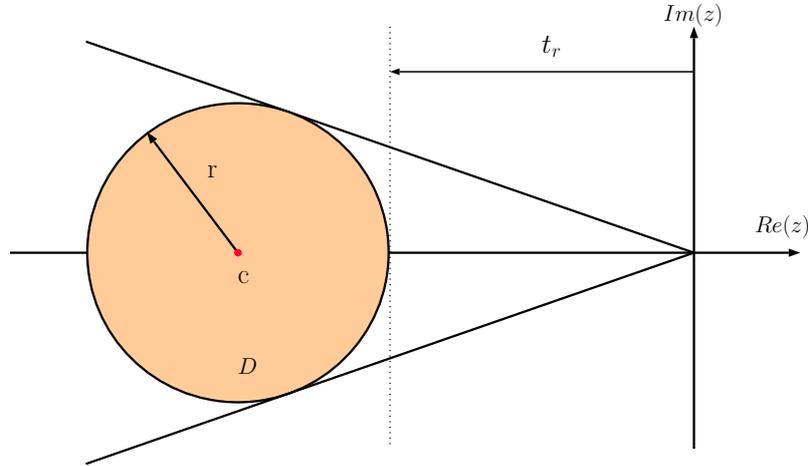


FIGURE 2.7 – Région LMI.

Les contraintes (2.15) constituent un système LMI dont les variables inconnues sont X et L . Ce système dépend de la variation de $V_{sc} \in [V_{min}; V_{max}]$, donc une infinité de contraintes à satisfaire. Une solution conservative consiste à résoudre (2.15) pour les deux valeurs extrêmes de la tension V_{sc} (V_{min} V_{max}) tout en préservant les mêmes matrices X et L . Il peut être facilement prouvé par une combinaison convexe simple que la solution (X, L) est valable pour toute la plage de variation $[V_{min}; V_{max}]$. La matrice A_f est dite "quadratiquement" \mathfrak{D} - stable. Ce système peut être résolu grâce aux divers boîtes à outils de résolution de *LMI*.

Sachant que X est définie positive, donc irréversible, et étant donné une solution (X, L) à ce problème, le gain de retour d'état \bar{K} est obtenu par la relation :

$$\bar{K} = LX^{-1} \quad (2.16)$$

2.3.3 Régulation de la tension aux bornes du super-condensateur

Comme mentionné précédemment, la tension V_{sc} varie lentement par rapport aux variables d'état (i_d, i_q) . Durant notre étude, la régulation de la boucle de tension V_{sc} est considérée plus lente que la réponse de la boucle de courant. L'équation de la tension continue du modèle (2.9) peut être approchée comme suit :

$$\frac{dV_{sc}}{dt} = \frac{1}{C_{sc}} \beta_d i_d^* + \frac{1}{C_{sc}} \beta_q i_q^* \quad (2.17)$$

Afin de maintenir la tension V_{sc} égale à sa référence V_{sc}^* avec un courant réactif de référence nul ($i_q^* = 0$), il est naturel de choisir $u_1 = [i_d^* \ i_q^*]^T$ comme des entrées

et V_{sc} comme une sortie. Par conséquent, l'équation (2.17) devient :

$$\frac{dV_{sc}}{dt} = \frac{1}{C_{sc}} \beta_d i_d^* \quad (2.18)$$

Afin de régler la tension aux bornes du super-condensateur, un simple régulateur de type proportionnel avec un gain K_p est utilisé. La figure 2.8 illustre les deux boucles de commande proposées. La boucle de régulation de la tension V_{sc} et celle des courants (i_d, i_q) sont placées en cascade.

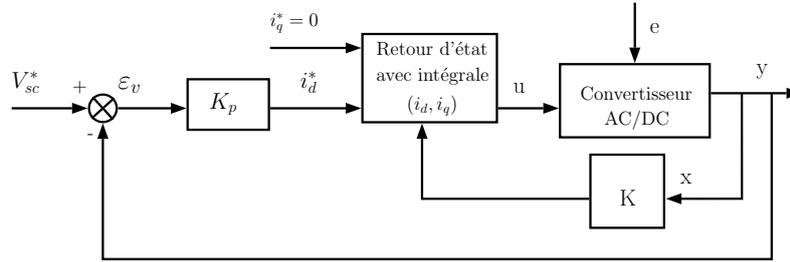


FIGURE 2.8 – Schéma bloc des deux régulateurs en cascade.

Maintenant, nous nous intéressons à la stabilité du correcteur global. En effet, la loi de commande donnée par la boucle de régulation du bus DC est telle que :

$$i_d^* = K_p (V_{sc}^* - V_{sc}) \quad (2.19)$$

En appliquant cette loi de commande, le modèle du système en boucle fermée devient :

$$\dot{z}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\bar{x}}(t) \\ \dot{V}_{sc} \end{bmatrix} = A_t \underbrace{\begin{bmatrix} \bar{x}(t) \\ V_{sc} \end{bmatrix}}_{z(t)} + B_t V_{sc} + F_t e, \quad (2.20)$$

avec :

$$B_t = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\beta_d}{C_{sc}} K_p \end{bmatrix}; \quad F_t = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad A_t = \begin{bmatrix} [\bar{A} + \bar{B}_1 \bar{K}] & [0] \\ [0 \ 0 \ 0 \ 0] & [-\frac{\beta_d}{C_{sc}} K_p] \end{bmatrix}.$$

La nouvelle matrice dynamique A_t montre clairement que les pôles du système en boucle fermée sont les valeurs propres de la matrice $A_f = (\bar{A} + \bar{B}_1 \bar{K})$

(déjà placés dans la première étape) augmentées du terme $-\frac{\beta_d}{C_{sc}}K_p$. Ainsi, en choisissant le gain proportionnel K_p , le dernier pôle correspondant à la dynamique du bus DC peut être placé. En injectant (2.19) dans (2.18), on obtient :

$$\dot{V}_{sc} = -\frac{\beta_d}{C_{sc}}K_p V_{sc} + \frac{\beta_d}{C_{sc}}K_p V_{sc}^* \quad (2.21)$$

Le terme $-\frac{\beta_d}{C_{sc}}K_p$ est un scalaire strictement négatif et par conséquent, la stabilité asymptotique de la boucle de tension peut être garantie. En outre, le temps de réponse Γ de cette boucle est égale à $\frac{C_{sc}}{\beta_d K_p}$. Donc, il est possible de gérer la dynamique de la régulation de tension par un simple choix du gain K_p .

2.4 Simulation et validation expérimentale

2.4.1 Description de la stratégie de commande

Le système LMI (2.15) est résolu sous l'environnement Matlab et l'algorithme de résolution est donné dans l'annexe A. Le schéma bloc de la stratégie de commande est présenté sur la figure 2.9. Les signaux des tensions et des courants à la sortie de l'onduleur et du réseau électrique sont respectivement (v_{abc}, i_{abc}) et (v_{rabc}, i_{rabc}) . Afin de déterminer la phase de la tension du réseau (θ), une boucle à verrouillage de phase (en anglais *Phase Locked Loop* (PLL)) est utilisée. Après passage des courants de l'onduleur par le repère tournant (d, q) , nous obtenons les deux composantes des courants mesurés (i_d, i_q) . La référence du courant d'axe "d" est obtenue à partir de la somme des sous références $(i_{dtr}^*, i_{dcomp}^*, i_{dreg}^*$ et $i_{drup}^*)$:

- i_{dtr}^* est la référence du courant au point de fonctionnement maximum donnée par le contrôleur MPPT du convertisseur Boost. Cette consigne assure le transfert énergétique de la puissance maximale des panneaux photovoltaïques.
- i_{dcomp}^* est la référence du courant actif du réseau. Après passage par un filtre passe-bande, sa composante transitoire est extraite. Cette référence agit sur l'onduleur pour éliminer les fluctuations de puissance. Le temps de compensation peut être ajusté à travers les paramètres du filtre.
- i_{dreg}^* est déduit en multipliant par un gain proportionnel K_p l'erreur entre la mesure de la tension du bus continu V_{sc} et sa référence V_{sc}^* . i_{dreg}^* permet d'équilibrer la tension aux bornes du super-condensateur (voir équation 2.19).
- i_{drup}^* présente la dernière valeur du courant mesuré à la sortie du convertisseur Boost. En cas de rupture de la source photovoltaïque, cette ré-

férence permet de garantir la même puissance à la sortie de l'onduleur pendant un temps bien déterminé.

Concernant la référence du courant d'axe "q", deux configurations sont possibles :

- Une compensation totale de la puissance réactive du réseau en imposant $i_q^* = 0$ (fonctionnement en mode STATCOM)
- Une compensation des fluctuations de puissance réactive en filtrant le courant actif du réseau.

Par la suite, les courants mesurés (i_d, i_q) seront comparés à leurs références via le régulateur (voir figure 2.6). À partir de là, on génère les références de tension dans le plan (d, q). Ces dernières sont transformées dans le référentiel stationnaire (a, b, c) et comparées à une porteuse (un signal triangulaire ayant une fréquence de 5 kHz).

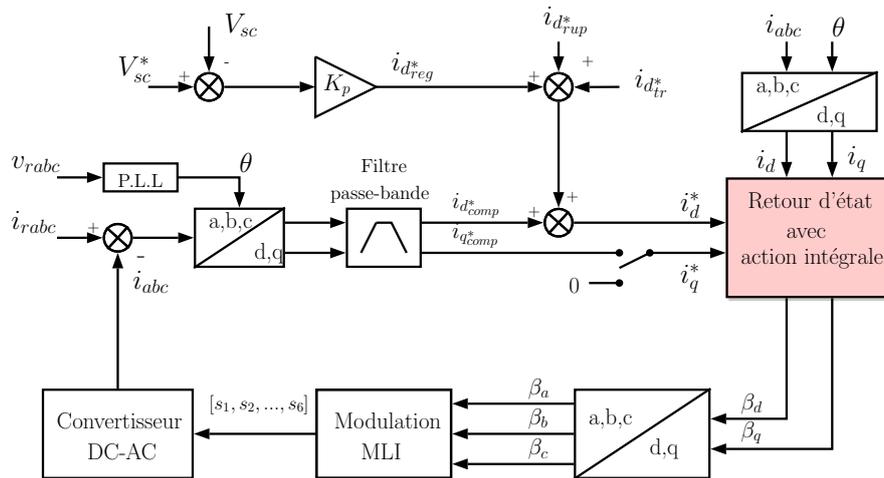


FIGURE 2.9 – Schéma bloc de la stratégie de commande.

Les gains du régulateur sont obtenus par la résolution de la LMI (équation 2.16). Afin d'obtenir la meilleure réponse dynamique des boucles de courants, le cercle de la région LMI est caractérisé par ($c=-3300, r=1400$) dans la partie simulation et par ($c=-1100, r=700$) dans la validation expérimentale. Ces valeurs ont été trouvées après plusieurs essais.

2.4.2 Résultats de simulation

Le système électrique complet (figure 2.4) ainsi que la stratégie de commande proposée (figure 2.9) sont simulés dans l'environnement Matlab/SimulinkTM. La partie puissance a été modélisée en exploitant les modules de la bibliothèque SimPowerSystems qui nous offre un accès aux paramètres de chaque composant. Différentes simulations ont été réalisées afin de se rapprocher du

comportement réel d'un système physique (banc d'essai) et de valider les différents modes opératoires du dispositif de stockage [74]. La chaîne de conversion solaire est composée d'un ensemble de modules photovoltaïques (SunPower SPR-250NX-BLK-D) dont la description technique est donnée par le Tableau 2.1. La configuration de ces modules sera indiquée pour chaque essai. La sortie des panneaux PV est connectée au bus continu à travers un Boost contrôlé par un algorithme de perturbation et observation (*Perturb and Observe : P&O*). Ce type de commande est le plus connu et est très utilisé dans les chaînes de conversion photovoltaïque [75, 76]. Le dispositif de stockage est connecté directement sur le bus DC. Ces deux sources continues sont raccordées au réseau électrique via un convertisseur DC/AC à IGBT en série avec une inductance de filtrage ($L=5mH$, $r=19.6m\Omega$). Les paramètres du réseau sont donnés par le tableau 2.2.

TABLE 2.1 – Caractéristique d'un module SunPower SPR-250NX-BLK-D.

Paramètre	Symbole	Valeur
Nombre de cellule	N_{cell}	72
Puissance maximale	P_{max}	249.9 W
Courant de court-circuit	I_{cc}	6.2 A
Tension au point maximum	V_{mp}	42.8 V
Courant au point maximum	I_{mp}	5.84 A

TABLE 2.2 – Paramètres du réseau électrique.

Paramètre	Symbole	Valeur
Puissance de court-circuit	P_{cc}	70 kVA
Tension efficace entre phases	$V_{rms(ph-ph)}$	80 V
Fréquence	f	50 Hz
Ratio X/R	–	10 %
Self	L_{res}	2.9 mH
Résistance	R_{res}	9.14 Ω

2.4.2.1 Cas d'un impact de charge R/L

Durant ce premier test, la puissance maximale des panneaux photovoltaïques dans les conditions climatiques optimales est fixée à 2kW (une irra-

diation de $1000W/m^2$ et une température ambiante de $25\text{ }^\circ C$). Le nombre des modules en série (N_s) est 2, ce qui donne une tension au point maximum (V_{mp}) égale à $85.6V$ alors que le nombre des modules en parallèle (N_p) est 4 ce qui donne un courant au point maximum (I_{mp}) égale à $23.36A$. La tension initiale du bus continu est de $180V$. Le super-condensateur possède une capacité totale C_{sc} égale à $3.25F$. Au cours de cet essai, la chaîne de conversion de l'énergie solaire injecte d'une façon continue $2kW$ de puissance active dans le réseau électrique. Un impact de charge R/L ($P=1500W$ et $Q=500VAR$) est appliqué sur l'intervalle du temps $[2s..7s]$.

La figure 2.10 présente l'allure des courants triphasés de l'onduleur I_{abc} , du réseau $I_{r_{abc}}$ et celui consommé par la charge $I_{ch_{abc}}$. En régime permanent, l'énergie produite par le système solaire est injectée dans le réseau. On remarque qu'à l'instant de l'impact de charge (à $t=2s$) ou de délestage (à $t=7s$), le dispositif de stockage intervient pour fournir ou absorber la variation rapide du courant dans la charge.

La figure 2.11 montre que le réseau électrique réagit lentement pendant le régime transitoire, ce qui implique que les perturbations causées par la charge sont gérées par le système de stockage. Ainsi, la stabilité du réseau est améliorée.

La figure 2.12 montre le courant direct et en quadrature de l'onduleur (i_d, i_q) et ses références (i_d^*, i_q^*). Cette figure présente aussi un zoom sur le comportement de la commande appliquée durant l'impact et le délestage. Le temps de réponse du contrôleur t_r est de $5ms$, ce temps dépend du centre c de la région de stabilité. Ces résultats obtenus en régime transitoire montrent l'efficacité de la stratégie de commande face au changement brutal des courants (i_d, i_q).

La figure 2.13 présente l'allure des courants continus I_{Boost} , I_{sc} et I_{dc} à savoir les courants respectifs du convertisseur Boost, du super-condensateur et du bus DC. On note que la constante de temps du filtre passe-haut est égale à $\tau=1s$. Par conséquent, la durée de charge/décharge du super-condensateur T est calculée à partir de la mesure des 98.2% de la réponse exponentielle qui correspond à une durée de 4τ . Dans notre cas, T est égale à $4s$.

La figure 2.14 montre l'impact de la durée de charge/décharge T sur l'allure du courant direct i_d . Les puissances actives et réactives du réseau électrique sans ou avec compensation sont présentées sur la figure 2.15. On peut facilement remarquer l'apport de dispositif du stockage dans la compensation des fluctuations de puissance causées par la charge R/L.

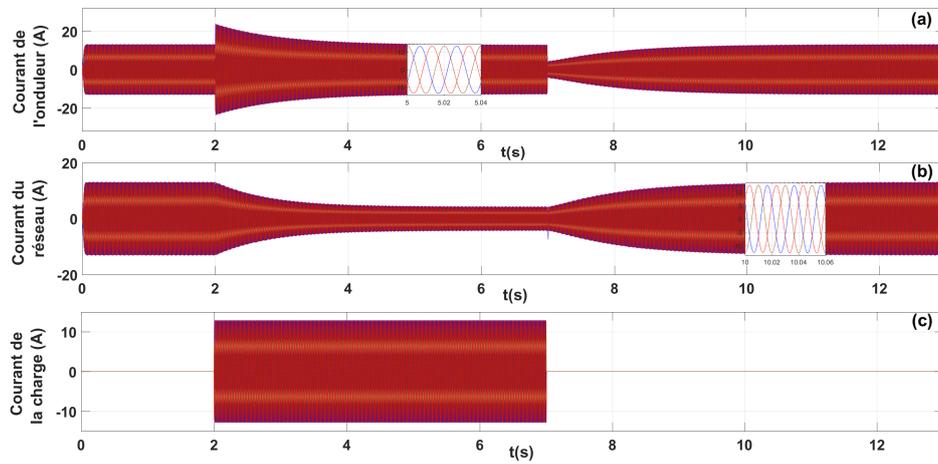


FIGURE 2.10 – (a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la charge.

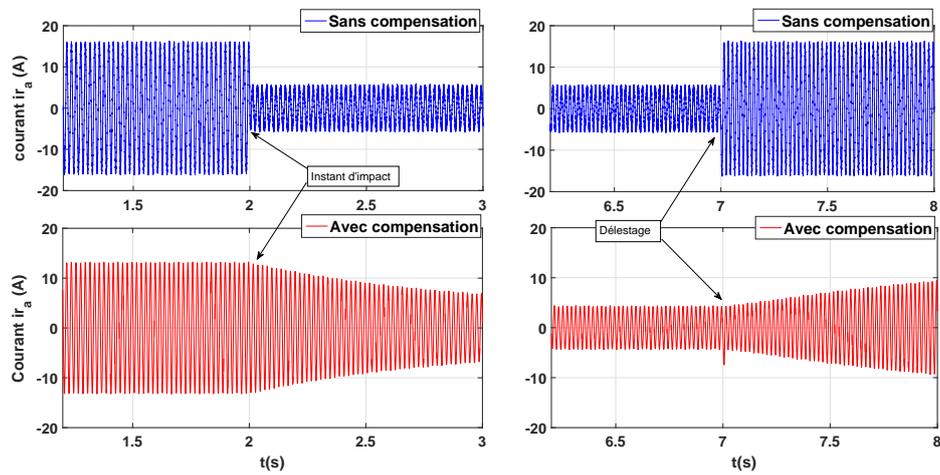


FIGURE 2.11 – Zoom sur la phase "a" du courant du réseau électrique.

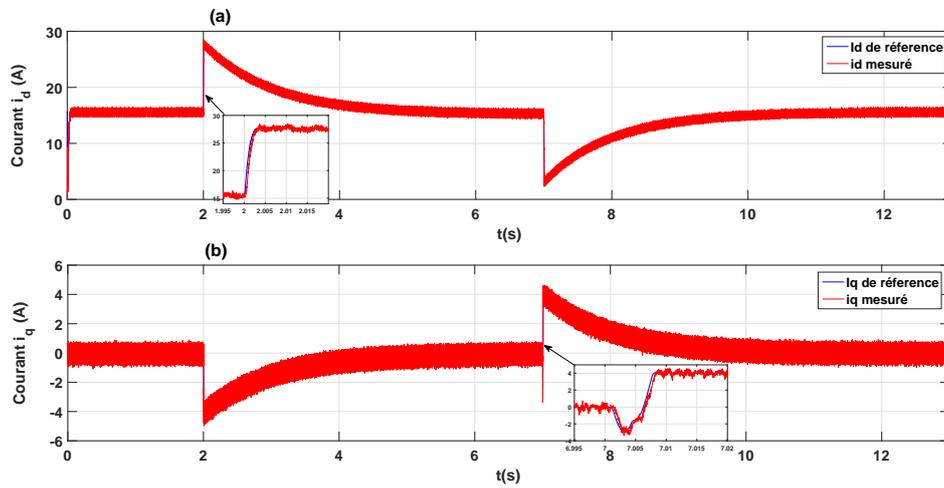


FIGURE 2.12 – (a) courant direct i_d et sa référence, (b) courant en quadrature i_q et sa référence.

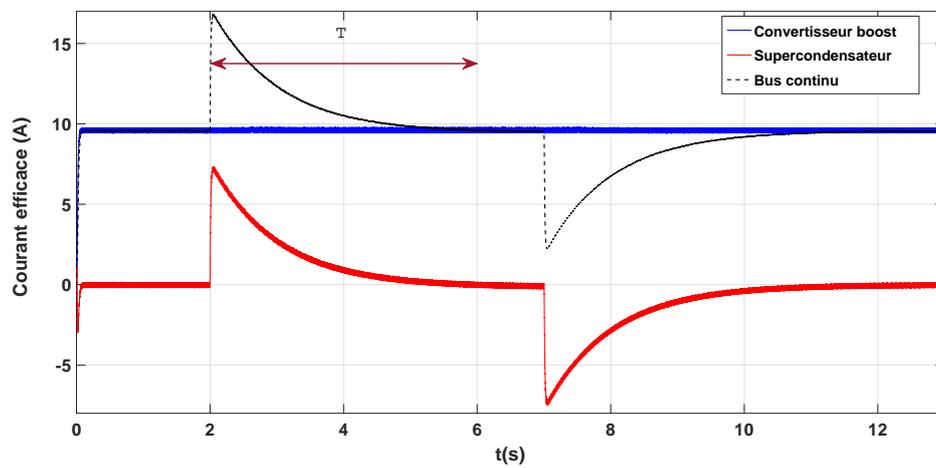


FIGURE 2.13 – Courant efficace du Boost, super-condensateur et le bus continu.

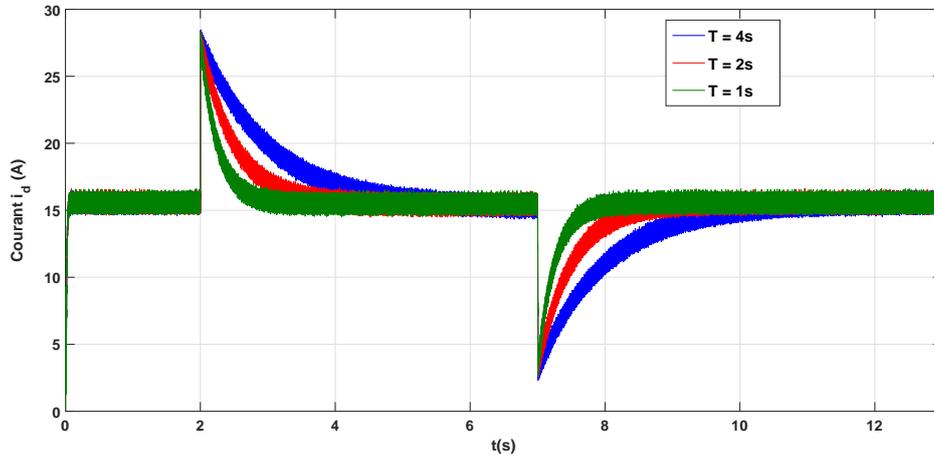
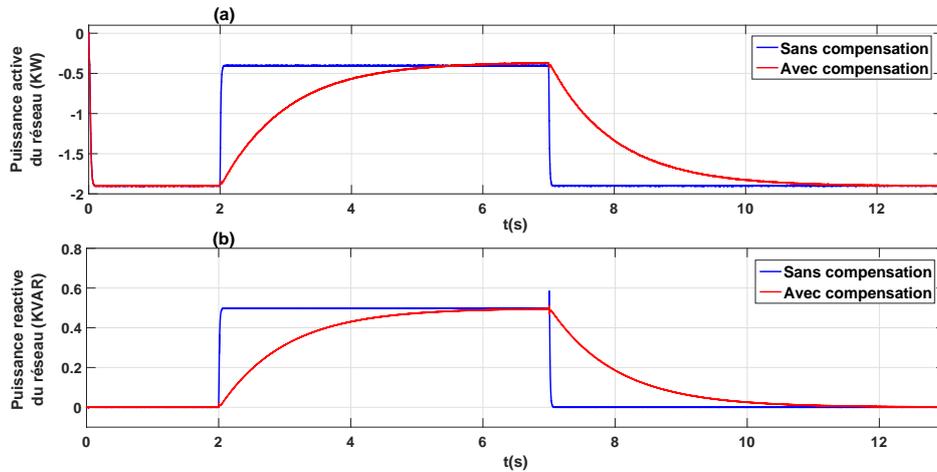
FIGURE 2.14 – Courant direct i_d en fonction du temps de réponse t_r .

FIGURE 2.15 – (a) puissance active du réseau électrique, (b) puissance réactive du réseau électrique.

2.4.2.2 Cas d'un démarrage d'une MAS

La deuxième simulation consiste à étudier le comportement du dispositif de stockage lors d'un démarrage d'une machine à induction, citons l'exemple d'un pompage/turbinage de la centrale hydroélectrique ou un impact de couple éolien. Tout comme le test précédent, la chaîne de conversion d'énergie solaire injecte $2kW$ de puissance active dans le réseau. À l'instant $t = 1s$, un démarrage

d'une machine asynchrone (MAS) en mode moteur ($1kW$, $80V$, $1440tr/min$) est effectué. La figure 2.16 présente l'allure des courants triphasés de l'onduleur I_{abc} , du réseau $I_{r_{abc}}$ et celui consommé par la MAS $I_{mas_{abc}}$. On remarque que le courant de démarrage est fourni par le super-condensateur et non par le réseau électrique. La figure 2.17 présente un zoom sur le régime transitoire de la phase 'a' du courant du réseau. Cette figure valide l'efficacité du système de stockage pour éliminer les perturbations du courant produites durant la phase de démarrage. Cette compensation peut être assurée avec ou sans transfert d'énergie photovoltaïque (en mode nocturne par exemple).

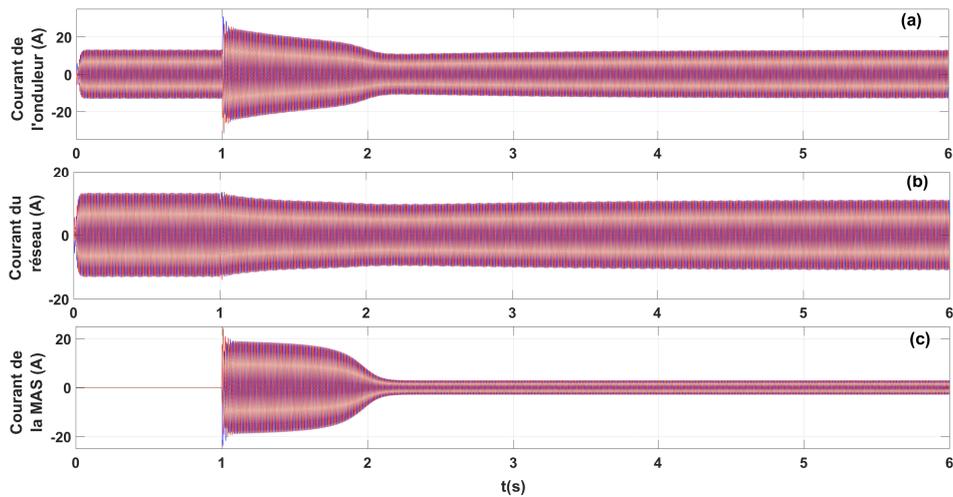


FIGURE 2.16 – (a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la MAS.

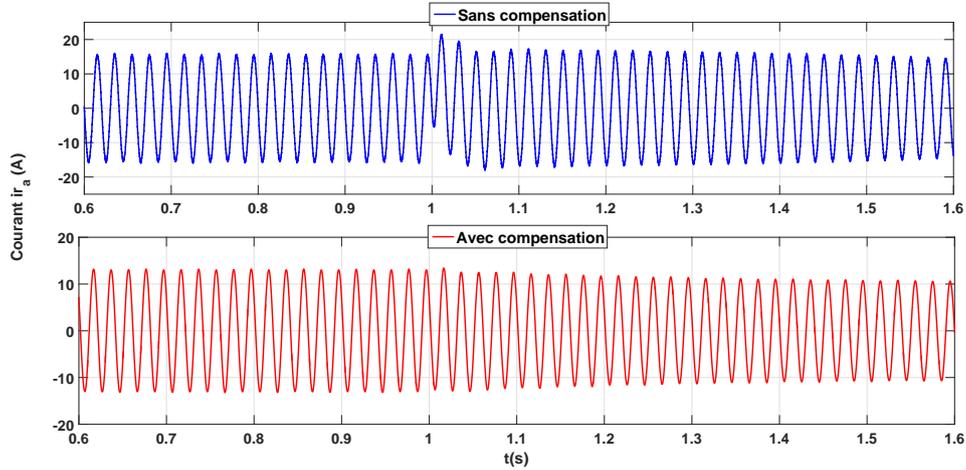


FIGURE 2.17 – Zoom sur la phase "a" du courant du réseau électrique.

2.4.2.3 Cas de rupture de l'énergie PV

Dans le cas d'une interruption de la source photovoltaïque, le contrôleur passe automatiquement au mode opératoire (b). Ce dernier doit assurer la continuité de transfert énergétique pendant un temps de compensation bien défini. Afin de se rapprocher des résultats expérimentaux, la première simulation a été réalisée avec un générateur photovoltaïque ayant une puissance maximale de $500W$. Cet essai consiste à observer le comportement du dispositif de stockage en cas d'interruption brusque de la source PV. Les mêmes paramètres que ceux cités auparavant ($V_{ph-ph} = 80V$ et $C_{sc} = 3.25F$) sont utilisés. La figure 2.18 présente la tension aux bornes du super-condensateur V_{sc} , les courants efficaces (I_{Boost} , I_{sc}) et la puissance active de l'onduleur P . Initialement, la source photovoltaïque est à l'arrêt. La consigne d'irradiation solaire est égale à zéro, la source Pv étant à l'arrêt. À l'instant $t = 5s$, on applique une consigne d'irradiation égale à $1000W/m^2$. L'onduleur injecte $500W$ dans le réseau. À l'instant $t = 30s$, une interruption s'est produite. Le pack de super-condensateurs intervient pour maintenir la même puissance injectée dans le réseau jusqu'à $t = 80.4s$. Durant la phase de compensation, la tension aux bornes du SC chute de $180V$ à $130V$ et, par conséquent, le courant du SC augmente progressivement afin de satisfaire une puissance délivrée constante. Le temps de compensation est égale à $50.4s$. Pour conclure, la structure proposée présente une solution efficace pour les ruptures à court terme des sources connectées sur le bus continu grâce à sa simplicité de mise en service.

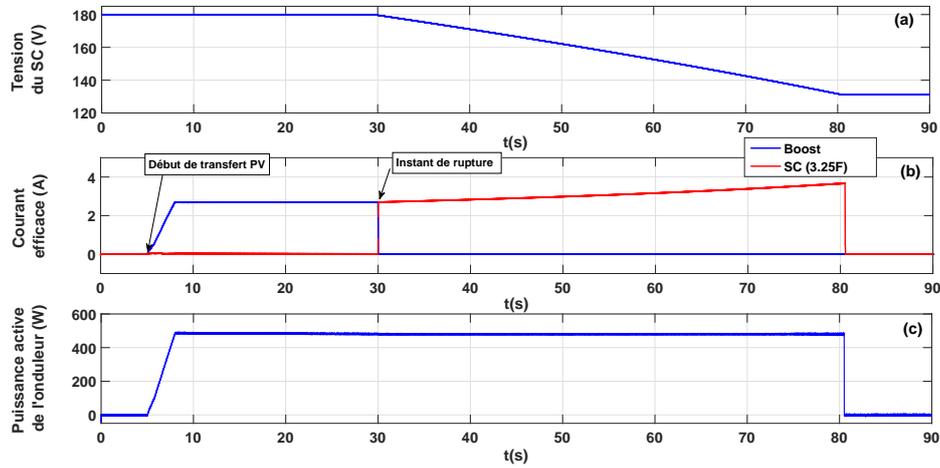


FIGURE 2.18 – (a) tension aux bornes du super-condensateur, (b) courant efficace du Boost et du super-condensateur, (c) puissance active de l'onduleur.

La deuxième simulation nous permet de voir l'impact de la variation de C_{sc} sur le temps de compensation en cas d'interruption. Afin d'avoir une comparaison entre les résultats théoriques et les résultats expérimentaux, cet essai a été réalisé sous une tension efficace phase-phase réduite ($V_{ph-ph} = 40V$) et une puissance maximale du générateur PV égale à $250W$. La tension V_{ph-ph} est choisie. Les résultats présentés sur la figure 2.19 sont obtenus pour trois valeurs de la capacité C_{sc} : $3.25F$, $6.5F$ et $13F$. On peut facilement conclure que le temps de compensation dépend principalement de la capacité totale du dispositif de stockage ainsi que la puissance délivrée. Un tableau comparatif sera donné après la validation expérimentale.

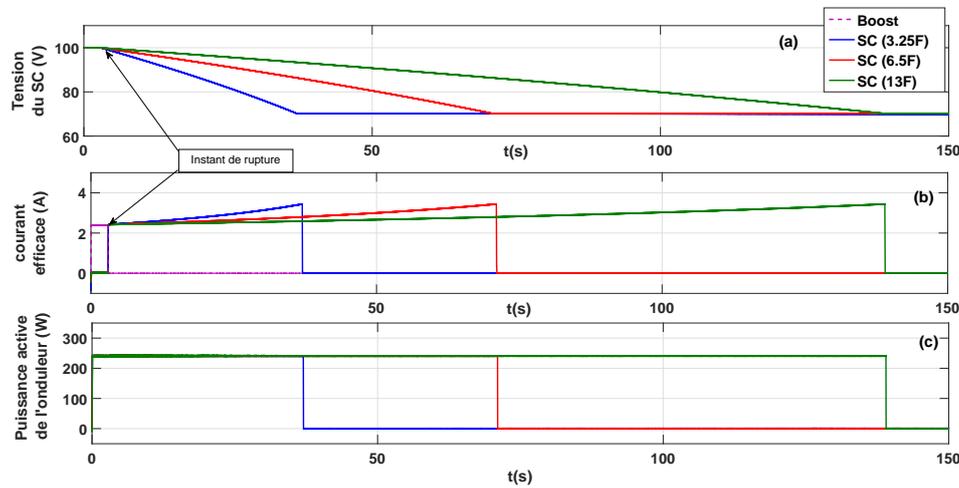


FIGURE 2.19 – (a) tension aux bornes du super-condensateur, (b) courant efficace du Boost et du super-condensateur, (c) puissance active de l'onduleur.

2.4.3 Validation expérimentale avec une alimentation de tension continue

Dans ce paragraphe, les performances de la stratégie de commande sont validées expérimentalement [77]. La figure 2.20 présente le banc d'essai 'A' réalisé au sein du laboratoire LIAS. Un générateur de tension continu (TDK-Lambda, 600V, 11A) est utilisé en tant qu'émulateur photovoltaïque. Cette source est connectée au réseau électrique via un onduleur de tension à deux niveaux caractérisé par une puissance maximale de $6.9kW$ et un courant nominal de 14A. La fréquence de commutation f_c est égale à $5kHz$. Afin de travailler sous une tension réduite, ce convertisseur est connecté à un auto-transformateur. Cette limitation de tension est due à la valeur maximale de la tension du pack de super-condensateurs 'Maxwell BMOD0006 E160 B02' disponible dans le laboratoire ($V_{max} = 240V$, $C_{sc} = 3.25F$). La tension de sortie de l'onduleur est filtrée par une self de filtrage. Le tableau 2.3 résume les différents paramètres du banc d'essai 'A'.

L'implantation en temps réel est assurée par une carte dSPACE de type DS 1202 (MicroLabBox). Il s'agit d'un outil de prototypage rapide de lois de commande. Cette carte dispose d'un processeur NXP (Freescale) QorlQ P5020 dual-core de $2GHz$ plus une deuxième carte FPGA Xilinx Kintex-7 XC7K325T FPGA. Cette carte est commandable via l'interface *real-time* qui comporte des outils pour la configuration graphique des blocs dans un schéma-bloc Simulink.

Le logiciel *ControlDesk* 6.1 est une interface de visualisation en temps réel qui

permet d'exécuter le fichier *.sdf* généré par Matlab/SimulinkTM et de modifier les différents paramètres existant dans le schéma fonctionnel Simulink.

Toutes les mesures des tensions/courants sont filtrées avec des filtres *anti-repliement* analogiques d'ordre 4 possédant une fréquence de coupure égale à 500Hz . Toutes les mesures des tensions/courants sont enregistrées par le logiciel *ControlDesk* sous format *.mat*. Ainsi, les données enregistrées sont directement exploitables avec Matlab.

Le schéma bloc du banc d'essai électrique est donné par la figure 2.21.

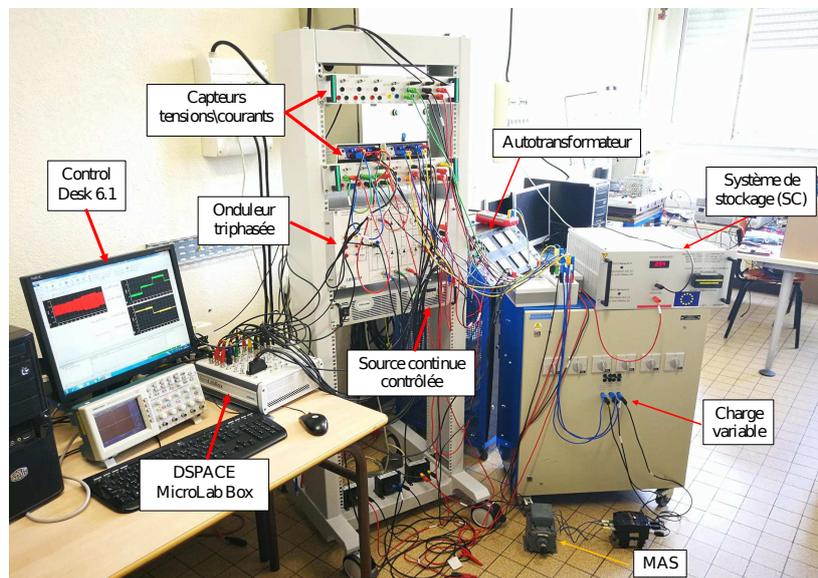


FIGURE 2.20 – Banc d'essai électrique 'A' du laboratoire LIAS.

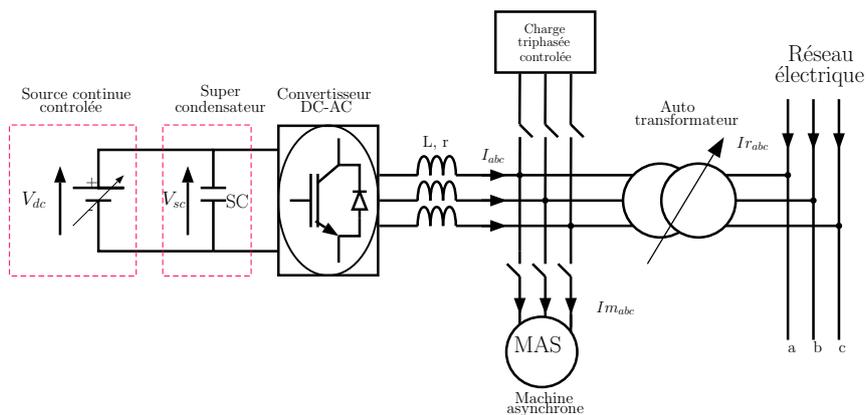


FIGURE 2.21 – Schéma bloc du banc d'essai 'A'.

TABLE 2.3 – Paramètres du banc d'essai 'A'.

Paramètres	Symbole	Valeur
Source contrôlée	I_{max}	11 A
Auto-transformateur	P_n	7 KVA
	S_{cc}	70 kVA
	U	80 V
	f	50 Hz
Machine asynchrone	P_n	1.2 kW
	N_n	1360 tr/min
Super-condensateur	(V_{sc}, C_{sc})	240V/3.25F
		120V/13F
		120V/6.5F
Inductance de filtrage	L	5 mH

2.4.3.1 Essai d'un impact de charge

Dans cette partie, nous nous intéressons à la validation expérimentale des multifonctions de l'onduleur hybride, c'est à dire, au transfert de l'énergie produite par la source continue et à l'élimination des fluctuations de puissance causées par un impact/délestage de la charge. Le super-condensateur est en configuration (240V, 3.25F), la tension initiale à ses bornes est fixée à 180V. Tout le long du processus, la source continue génère une puissance active constante égale à 500W. Initialement, la totalité de cette énergie est injectée dans le réseau. Ensuite un impact de charge résistive est appliqué entre 12s et 20s. La figure 2.22 présente les courants triphasés de l'onduleur, du réseau et dans la charge. On remarque qu'à l'instant de l'impact, le pic du courant demandé par la charge est fourni par l'onduleur. Par conséquent, le courant du réseau reste faible en régime transitoire. La figure 2.23 présente un zoom sur la phase 'a' du courant $I_{r_{abc}}$ au moment de l'impact/délestage. On peut conclure que le courant apporté par l'onduleur via le dispositif de stockage permet de diminuer les pics de courant lors d'une variation brusque de la charge. La figure 2.24(a) présente l'allure du courant généré par la source contrôlée et celui du super-condensateur. La puissance active de l'onduleur est présentée sur la figure 2.24(b). On note que la durée de compensation T est égale à 2s.

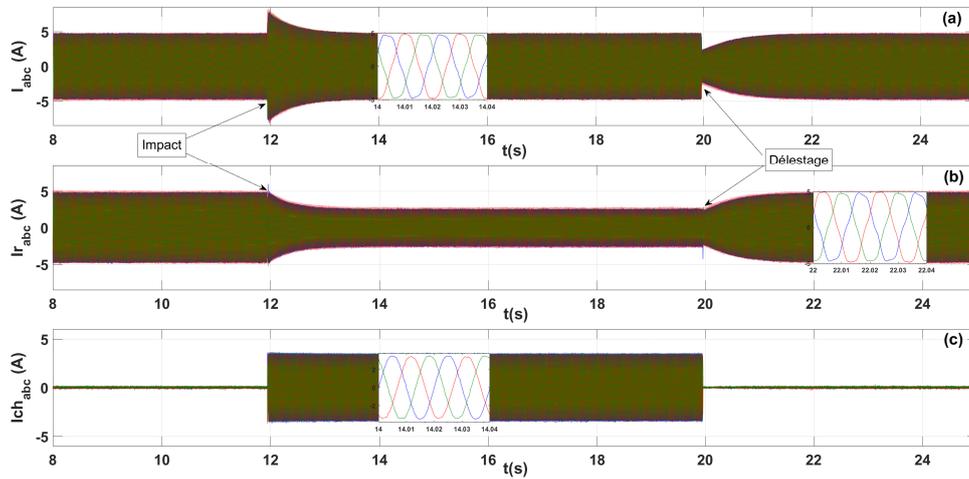


FIGURE 2.22 – (a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la charge.

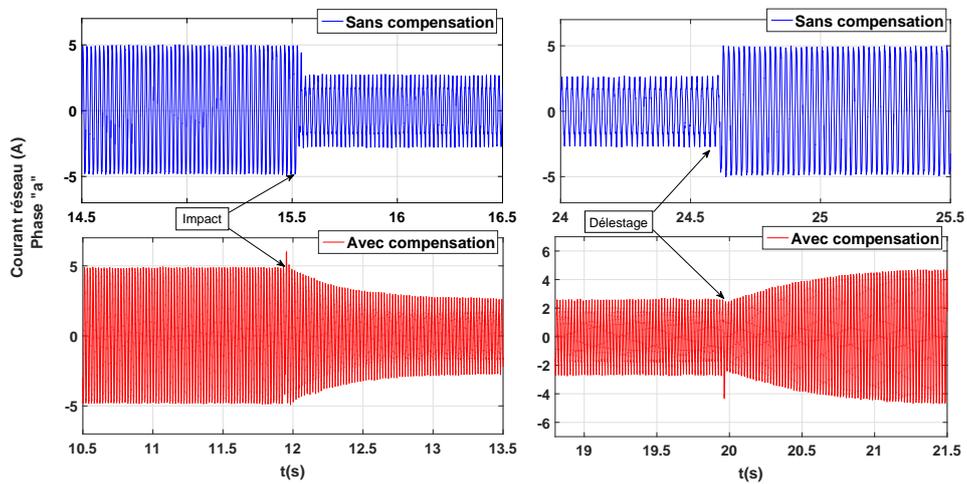


FIGURE 2.23 – Zoom sur la phase "a" du courant du réseau électrique.

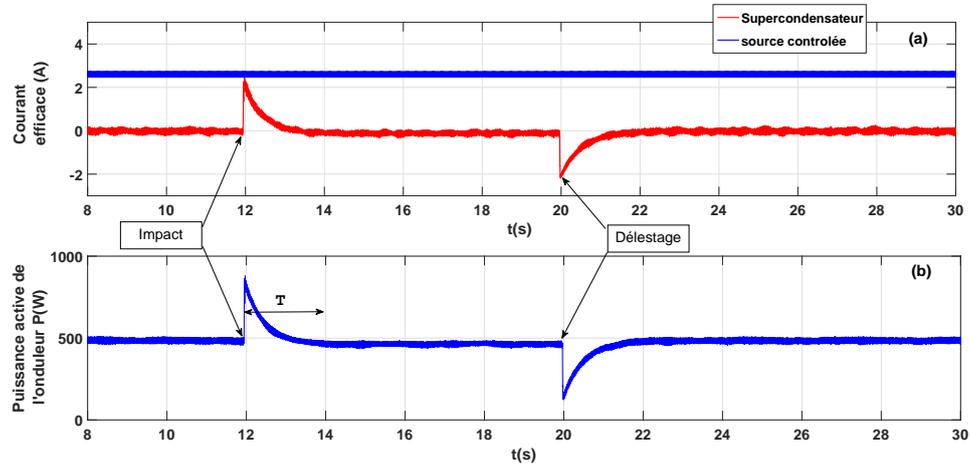


FIGURE 2.24 – (a) courant efficace du super-condensateur et de la source continue, (b) puissance active de l'onduleur.

2.4.3.2 Essai d'un démarrage d'une MAS

Durant cette section, le mode opératoire nocturne du super-condensateur sera discuté (par exemple un pompage/turbinage de la centrale hydroélectrique pendant la nuit). En effet, la source continue est éteinte et le dispositif de stockage reste connecté au réseau électrique. La figure 2.25 présente le courant de la phase 'a' de l'onduleur, du réseau et celui consommé par la MAS. On voit qu'au moment du démarrage, l'appel du courant est satisfait par le système de stockage, ce qui implique que la stratégie de commande proposée présente une solution efficace pour l'amélioration de la stabilité du réseau électrique.

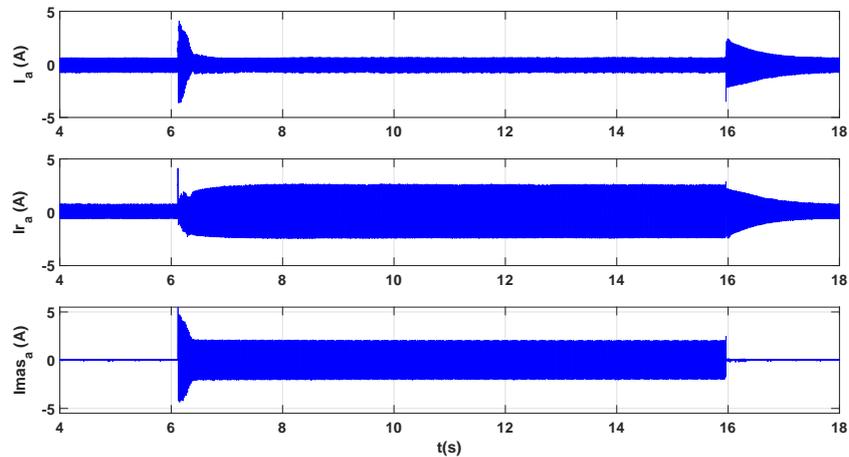


FIGURE 2.25 – (a) courant de l'onduleur, (b) courant du réseau électrique, (c) courant de la MAS.

2.4.3.3 Essai d'une rupture de la source continue

Dans cet essai, nous nous intéressons au comportement du dispositif de stockage suite à une interruption brusque de la source continue (citons l'exemple d'une rupture à court terme de la source photovoltaïque). Pour se faire, deux essais sont présentés. Dans le premier, la tension efficace entre phases du réseau est égale à $80V$ et la tension initiale du bus DC vaut $180V$. La figure 2.26(a) présente les courants efficaces du super-condensateur et de l'alimentation continue. On remarque qu'à l'instant de rupture, le dispositif de stockage intervient afin de maintenir la même puissance à la sortie de l'onduleur. Par conséquent, la tension du bus DC chute de $30V$, voir figure 2.26(b). La puissance de l'onduleur ainsi que la phase 'a' des courants triphasés du réseau et de l'onduleur sont données par la figure 2.27.

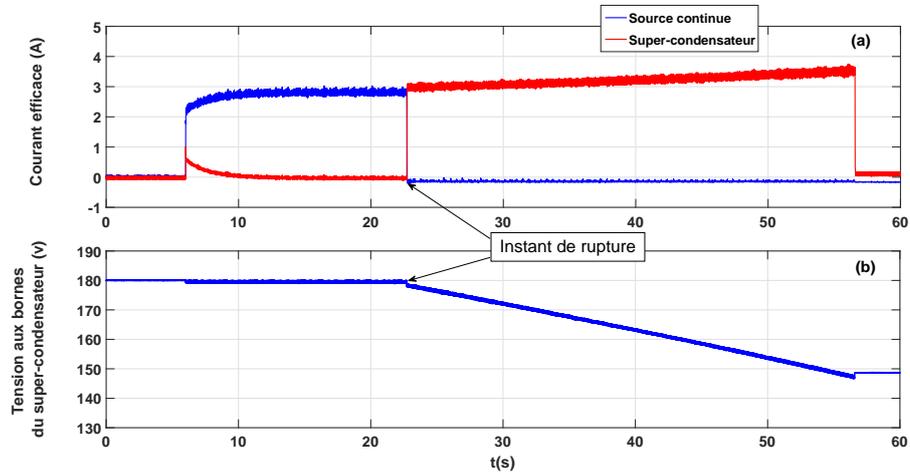


FIGURE 2.26 – (a) courant efficace du super-condensateur et de la source continue, (b) tension aux bornes du super-condensateur.

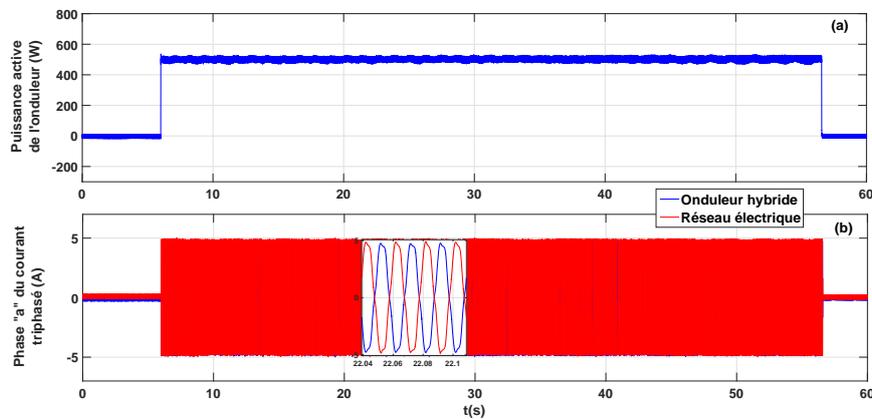


FIGURE 2.27 – (a) puissance active de l'onduleur, (b) phase 'a' du courant triphasé du réseau et de l'onduleur.

Dans le deuxième essai, la tension efficace entre phases du réseau est égale à $40V$ et la tension initiale du bus DC vaut $100V$. Cette configuration permet de voir l'effet de la capacité C_{sc} sur le temps de compensation. Les résultats présentés sur la figure 2.28 sont obtenus pour deux valeurs de C_{sc} ($3.25F$ et $13F$). La chute de tension aux bornes du super-condensateur est égale à $30V$. Le tableau 2.4 résume une comparaison entre le temps de compensation théorique, de simulation et expérimentale en fonction de la valeur de la capacité du dispositif de stockage pour une chute de tension ΔV_{sc} égale à $30V$.

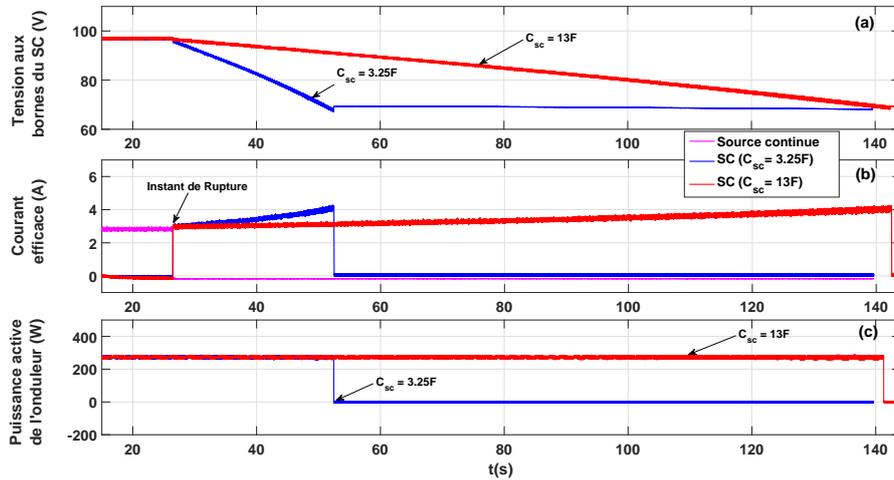


FIGURE 2.28 – (a) tension aux bornes du super-condensateur, (b) courant efficace du super-condensateur et de la source continue, (c) puissance active de l'onduleur.

TABLE 2.4 – Le temps de compensation théorique, de simulation et expérimentale.

C_{sc} (F)	t_c théorique	t_c de simulation	t_c expérimentale
3.25	32.1	33.6	30.5
6.5	64.2	66.4	61.2
13	128.4	133.2	122.5

2.4.4 Validation expérimentale avec un émulateur PV

Afin de se rapprocher des conditions réelles, la source de tension continue est remplacée par un émulateur PV (Chroma 62050H-600S, 600V/8.5/A/5kW). Dans les deux prochains essais présentés, l'onduleur injecte d'une façon continue l'énergie produite dans le réseau électrique. L'irradiation solaire et la température sont fixées à ($500w/m^2$, 25 deg C). Au point de fonctionnement optimal, la tension de sortie de l'émulateur et le courant délivré sont respectivement 102V et 2.63A, ce qui correspond à une puissance active de 271.28W. L'interface de l'émulateur est donnée par la figure 2.29.

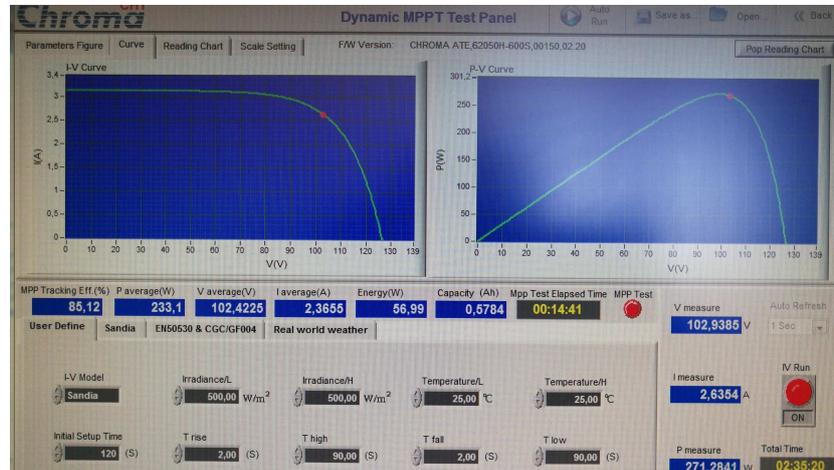


FIGURE 2.29 – Interface de l'emulateur Chroma.

2.4.4.1 Transfert de puissance sans compensation

Dans ce premier test, l'onduleur assure seulement le transfert d'énergie photovoltaïque (mode a). Un impact de charge est appliqué à l'instant $t=6.2s$. La figure 2.30 représente le courant de la phase 'a' du système. La figure 2.31 montre la tension efficace du réseau électrique. Sur cette figure, on peut observer une chute de tension de 12.5 % au moment de l'impact.

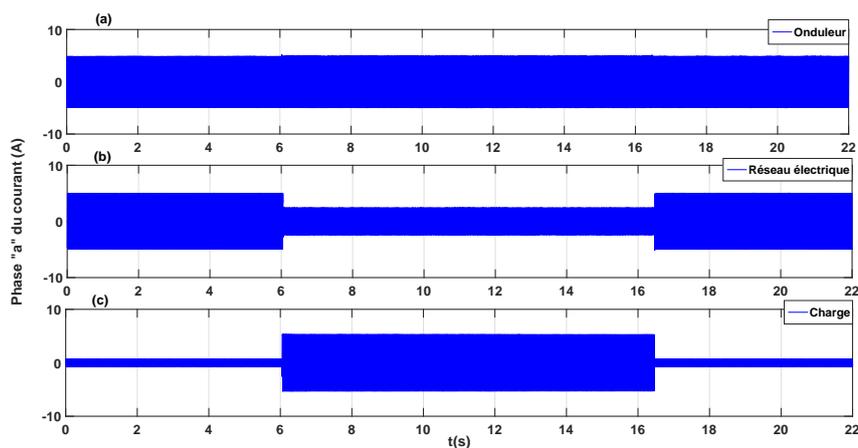


FIGURE 2.30 – Phase "a" du courant : (a) Onduleur, (b) Réseau électrique, (c) Charge.

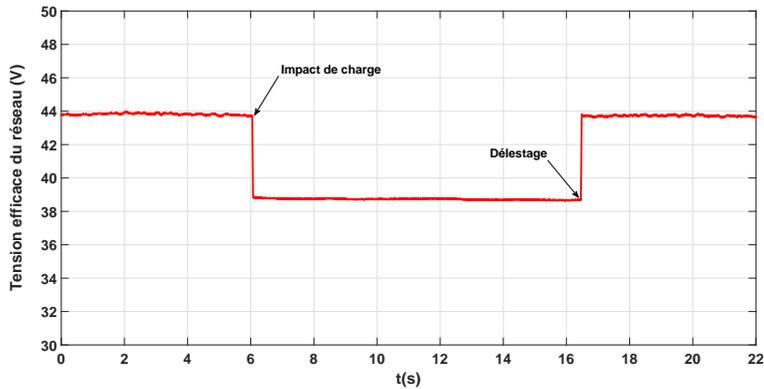


FIGURE 2.31 – Tension efficace du réseau sans compensation.

2.4.4.2 Transfert de puissance avec compensation

Dans le second essai, le contrôleur est configuré de sorte à assurer simultanément la fonction du transfert d'énergie et la compensation des fluctuations de puissance côté réseau. La figure 2.32 représente le courant (phase "a") du système. On peut voir que le courant du réseau est maintenu constant durant l'application de la charge. En effet, le système de stockage intervient pour compenser la demande énergétique du plan de charge résistif, comme représenté sur la figure 2.33. Par conséquent, la tension efficace du réseau (voir figure 2.34) est maintenue constante. La stratégie de commande proposée montre son efficacité à compenser les perturbations de puissance qui peuvent apparaître sur le réseau électrique.

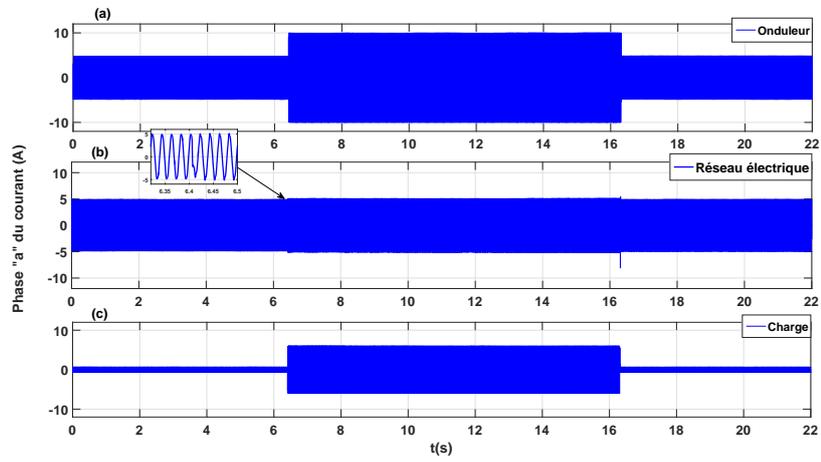


FIGURE 2.32 – Phase "a" du courant : (a) Onduleur, (b) Réseau électrique, (c) Charge.

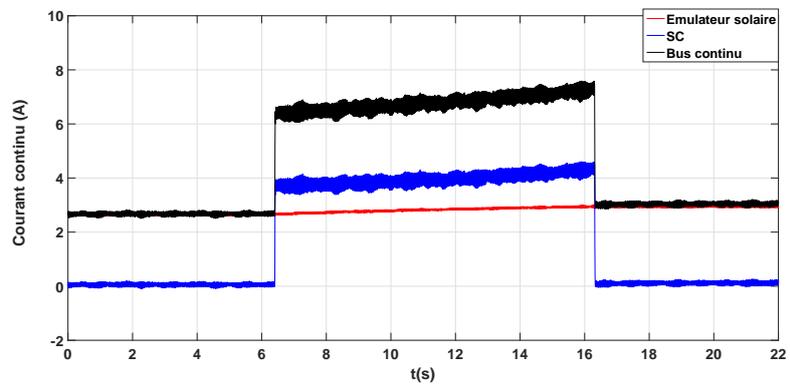


FIGURE 2.33 – Courant côté bus continu.

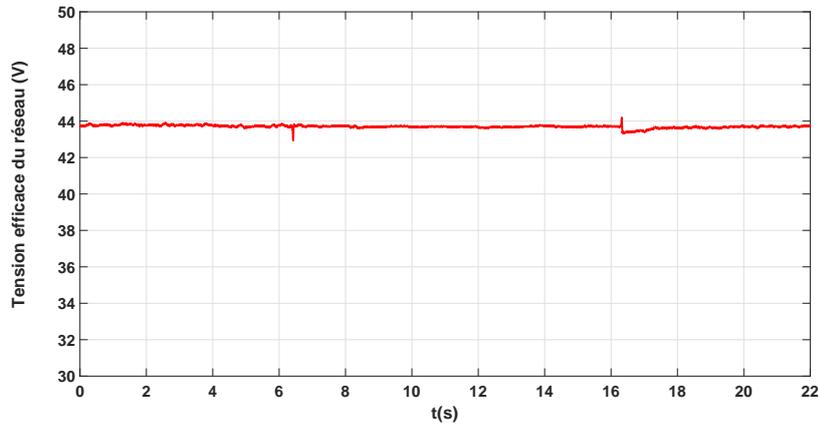


FIGURE 2.34 – Tension efficace du réseau avec compensation.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié un onduleur photovoltaïque connecté à un faible réseau électrique avec un dispositif de stockage. En fait, un pack de super-condensateurs est placé directement sur le bus continu afin de compenser les fluctuations de puissance qui peuvent apparaître sur la ligne triphasée. Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés aux différents modes opératoires du système de stockage. Par la suite nous avons modélisé ce système et développé une loi de commande qui tient compte de la variation de la tension du bus continu. Le contrôleur proposé est basé sur une commande par retour d'état calculée par résolution de LMI.

La validation de l'ensemble a été effectuée par simulation et sur le banc d'essai réalisé dans le laboratoire. Les résultats présentés montrent l'efficacité de cette structure pour éliminer les variations rapides de puissance côté AC et pour améliorer la stabilité du réseau électrique.

CONCEPTION, CONTRÔLE ET SIMULATION D'UN ONDULEUR MULTINIVEAUX HYBRIDE

3.1 Introduction

Au début des années 60, les convertisseurs multiniveaux ont fait leur apparition. Ces convertisseurs présentent plusieurs avantages : D'une part, ils permettent la répartition de la contrainte en tension sur les interrupteurs de puissance ce qui offre des performances bien supérieures à celles des structures classiques. D'autre part, la forme d'onde de la tension de sortie est de meilleure qualité spectrale comparée à celle d'un onduleur de tension à deux niveaux. En effet, le fait d'augmenter le nombre de cellules de commutation par bras permet de réduire le taux de distorsion harmonique des tensions de sortie. Aujourd'hui, ces convertisseurs sont de plus en plus utilisés dans les systèmes de production à partir des énergies renouvelables. Ils sont particulièrement performants pour les réseaux à faible puissance de court-circuit et les réseaux de Haute tension A (HTA).

L'histoire des convertisseurs multiniveaux a commencé dans les années 60. La première structure décrite est une mise en série de pont en H [78]. Puis dans la fin des années 70 est apparu le convertisseur clampé par le neutre (*Neutral Point Clamped* (NPC)) [79]. Cette topologie est considérée comme le premier convertisseur multiniveaux destiné aux applications de moyennes puissances. Depuis, de nombreuses études ont été proposées pour étudier ses propriétés et les évolutions possibles de cette structure. Dans les années 90, les recherches vers de nouvelles structures se sont portées vers les convertisseurs multicellulaires série [80, 81], aussi connus dans la littérature sous le nom de convertisseurs multiniveaux à condensateurs flottants (*Flying Capacitor Multi-level Inverter* (FCMI)). Et c'est à la fin des années 90 qu'est né le convertisseur

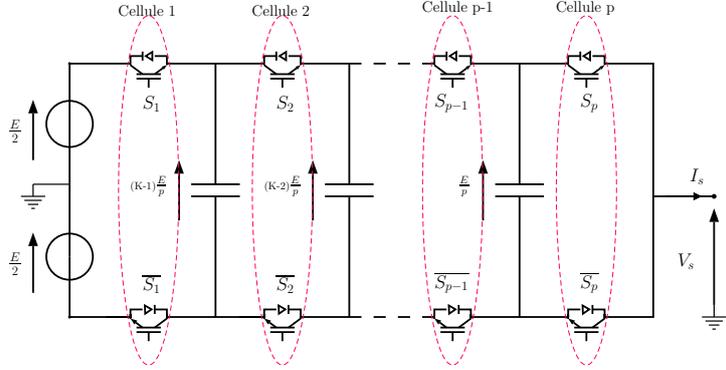
multicellulaire superposé (*Stacked Multicell Converter* (SMC)) qui représente une suite de la réflexion sur les convertisseurs multicellulaires série [82].

Ce chapitre s'articule en deux grandes sections dans lesquelles deux variantes du convertisseur multicellulaire hybride sont présentées. Dans la première partie, nous étudierons la structure de puissance présentée dans le deuxième chapitre mais, cette fois-ci, le convertisseur à deux niveaux de tension est remplacé par un onduleur à condensateur flottant (*Flying Capacitor* (FC)) et à 4-niveaux de tension. La chaîne de conversion d'énergie ainsi que les différents modes opératoires sont similaires à ceux présentés dans le chapitre précédent. La technique de modulation vectorielle et la procédure d'équilibrage des condensateurs flottants seront détaillées. Dans la deuxième partie, nous présenterons un nouveau concept de convertisseur multicellulaire hybride qui repose sur le remplacement des condensateurs flottants d'un onduleur FC à 4-niveaux par des super-condensateurs. Contrairement à la première partie, l'intégration de ce dispositif de stockage permet d'avoir un stockage d'énergie dans le convertisseur et non pas sur le bus DC. Durant le régime permanent, le convertisseur fonctionne en tant qu'un onduleur FC classique. Dès la détection d'une variation brusque de puissance sur la ligne triphasée, le convertisseur utilise son énergie interne pour la compenser.

3.2 Convertisseur multicellulaire série à condensateur flottant

3.2.1 Convertisseur série à p cellules de commutation

Le schéma général d'un bras d'un convertisseur FC à p cellules de commutation est présenté sur la figure 3.1. Cette structure comporte p paires de semi-conducteurs bidirectionnels et $(p - 1)$ condensateurs flottants. Chaque paire constitue une cellule de commutation. Pour éviter les courts-circuits des sources de tension, les interrupteurs de la même cellule sont contrôlés par des signaux quasi-opposés intégrant des temps morts de l'ordre de quelques microsecondes.

FIGURE 3.1 – Bras d'un onduleur multicellulaire série à p cellules.

Un onduleur FC à p -niveaux permet de fractionner la tension du bus continu E en p sources de tension élémentaires. Chaque cellule de commutation fonctionne d'une manière similaire à celle d'un onduleur classique 2-niveaux avec une source de tension égale à E/p . Par conséquent, chaque semi-conducteur bloqué doit maintenir à ses bornes une tension égale à E/p . Pour assurer le bon fonctionnement du convertisseur, les tensions aux bornes des condensateurs flottants doivent vérifier :

$$V_{Ck} = k \frac{E}{p}, \quad k \in \{1, \dots, p\}. \quad (3.1)$$

En pratique, en fonction des signaux de commande, cette tension évolue suite à la circulation du courant dans les condensateurs flottants. Donc, pour que cette tension soit stable, la valeur moyenne du courant sur une période de modulation doit être nulle :

$$\bar{I}_{Ck} = 0, \quad k \in \{1, \dots, p\} \quad (3.2)$$

Pour que ce critère de stabilité soit satisfait, les ordres de commande des cellules de commutation doivent être déphasés d'un angle Φ_k avec un rapport cyclique constant. Ce déphasage est exprimé comme suit :

$$\Phi_k = (k-1) \frac{2\pi}{p}, \quad k \in \{1, \dots, p\}, \quad (3.3)$$

avec p cellules de commutation, le convertisseur FC génère en sortie un nombre de niveaux N tel que :

$$N = p + 1. \quad (3.4)$$

Les signaux de commande de chaque cellule sont issus d'une Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI). Parmi les propriétés de ce convertisseur, les variations de la tension de sortie sont limitées à E/p et la fréquence apparente f_{app}

est proportionnelle à la fréquence de découpage f_c des semi-conducteurs :

$$f_{app} = p \times f_c. \quad (3.5)$$

Ainsi, les premiers harmoniques du spectre de sortie apparaissent à cette fréquence et possèdent une amplitude p fois plus faible que celle d'un onduleur 2-niveaux classique. Les raies d'harmoniques sont placées aux fréquences multiples de p . De plus, si le nombre de niveaux augmente, les contraintes sur les semi-conducteurs sont réduites.

3.2.2 Convertisseur série à 3 cellules de commutation

La figure 3.2 présente l'évolution de l'ondulation normalisée du courant d'un onduleur FC débitant sur une charge inductive. Comme nous pouvons le voir, l'ondulation décroît en p^2 en fonction du rapport cyclique pour un onduleur à p cellules. Cela est dû à la multiplication de la fréquence apparente par le facteur p et à la diminution des niveaux de tension. Au vue de cette tendance et d'autres travaux de recherche [7, 83, 84], la structure à 3 cellules de commutation et 4-niveaux de tension semble la plus intéressante pour notre étude.

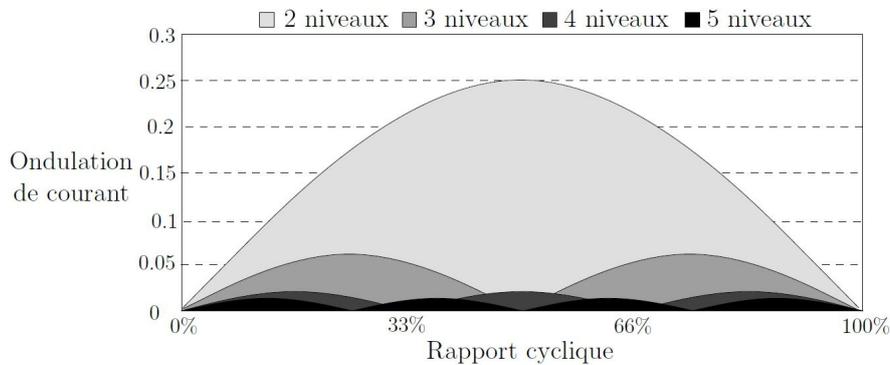


FIGURE 3.2 – Ondulation du courant normalisée en fonction du rapport cyclique [7].

La figure 3.3 présente la structure d'un bras du convertisseur FC à 4-niveaux. Ce dernier est composé de trois cellules de commutation séparées par deux condensateurs flottants. Pour une tension du bus continu E , les deux tensions intermédiaires $V_{C_{i1}}$ et $V_{C_{i2}}$ sont égales respectivement à $2E/3$ et $E/3$, i représente l'intensité du courant de phase a , b ou c . Pour éviter les courts-circuits, chaque cellule de commutation (S_{i1}, S_{i11}) , (S_{i2}, S_{i22}) ou (S_{i3}, S_{i33}) doit être commandée de manière complémentaire.

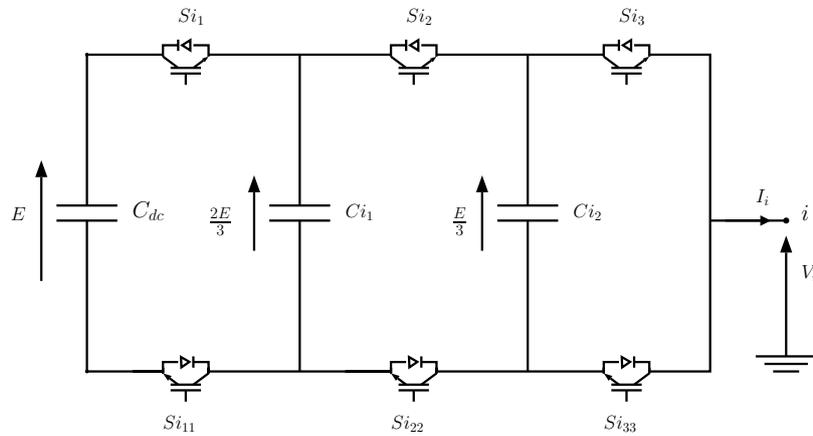


FIGURE 3.3 – Bras d'un onduleur FC 4-niveaux.

La table 3.1 donne les différentes configurations d'un convertisseur 4-niveaux. Chaque configuration décrit l'état de conduction des semi-conducteurs (S_{i1} , S_{i2} , S_{i3}) ainsi que le niveau de tension de sortie. Par exemple, si la commande de S_{i1} est à 1, cela indique que l'interrupteur de haut est passant et celui du bas (S_{i11}) est bloqué. Quatre niveaux de tension sont possibles : 0, $E/3$, $2E/3$ et E .

TABLE 3.1 – Table des configurations possibles pour un onduleur FC 4-niveaux.

S_{i1}	S_{i2}	S_{i3}	V_i	Niveau de tension St_i
0	0	0	0	0
0	0	1	$E/3$	1
0	1	0	$E/3$	1
0	1	1	$2E/3$	2
1	0	0	$E/3$	1
1	0	1	$2E/3$	2
1	1	0	$2E/3$	2
1	1	1	E	3

La structure complète d'un onduleur FC 4-niveaux est présentée par la figure 3.4.

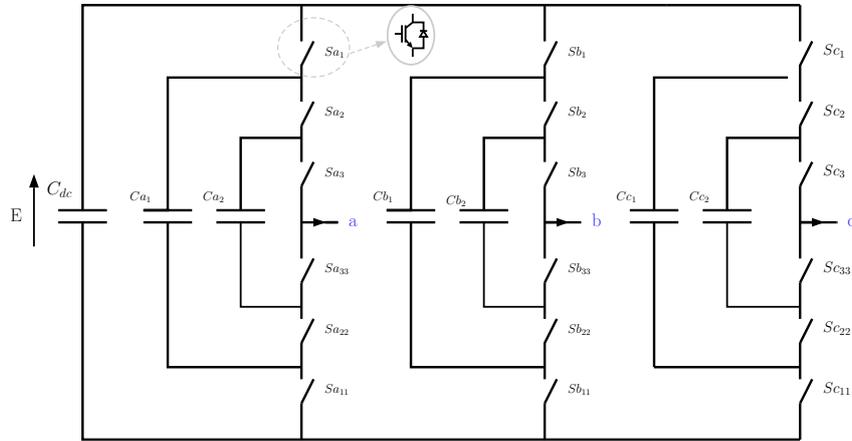


FIGURE 3.4 – Onduleur FC série à 3 cellules et 4 niveaux de tension.

La figure 3.5 représente la forme d'onde de la tension entre phases à la sortie du convertisseur. Cette figure montre les 4 niveaux de tension pour une tension sur le bus continu égale à 300V et une fréquence réseau de 50Hz.

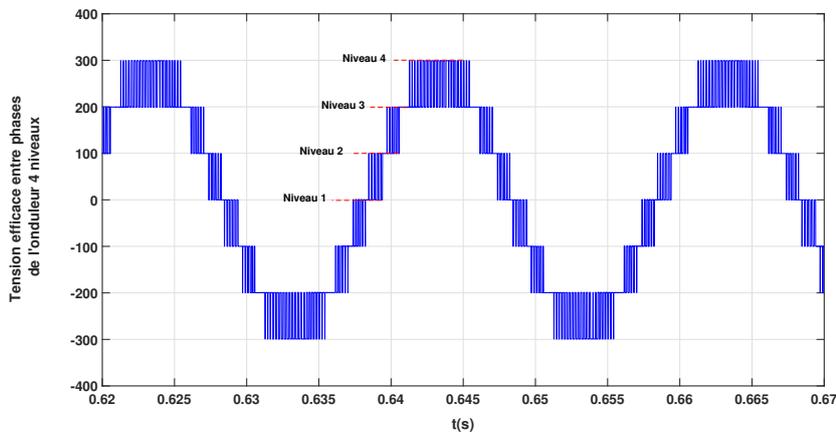


FIGURE 3.5 – Tension efficace entre phases d'un onduleur FC à 4 niveaux de tension.

3.3 Équilibrage des tensions flottantes

3.3.1 Intérêt et nécessité de l'équilibrage

Un onduleur multiniveaux à condensateurs flottants utilise des condensateurs intermédiaires qui définissent les différents niveaux de tension à sa sortie. Le problème majeur pour la commande de ce type de convertisseur

est l'équilibrage des tensions de ses condensateurs afin d'assurer la sécurité des semi-conducteurs. En effet, les tensions flottantes évoluent suivant la commande et le sens de circulation du courant de charge. Ainsi, leurs variations se retrouvent sur les tensions appliquées aux cellules de commutation. Par conséquent le bon fonctionnement du convertisseur n'est plus garanti. Les tensions flottantes doivent être équitablement réparties de sorte à assurer une distribution équilibrée des contraintes en tension aux bornes des interrupteurs de puissance. L'enjeu consiste à optimiser la qualité spectrale de la forme d'onde de la tension et à éviter les surtensions aux bornes des semi-conducteurs. Pour avoir un fonctionnement efficace et sécurisé, ces tensions intermédiaires doivent alors être maîtrisées et maintenues à leurs niveaux de référence, toujours en fonction de la tension du bus continu (E). Pour un convertisseur à p cellules, les niveaux de tension intermédiaires possibles sont : $j \times E/p$, $j \in 1, \dots, p$. Cela signifie que ces dernières doivent suivre uniquement l'évolution de la tension du bus continu.

3.3.2 Les différentes techniques d'équilibrage

Dans la littérature, plusieurs techniques d'équilibrage ont été introduites. La méthode de modulation à porteuses entrelacées ou *Phase Shift Sinusoidal Pulse Width Modulation* (PS-SPWM) en anglais, est une méthode traditionnelle de pilotage des onduleurs à condensateurs flottants qui ne nécessite pas de mesures de tensions ou de courants. La propriété d'équilibrage naturel qu'elle offre a été longuement étudiée [81, 85, 86, 87, 88]. Cette approche a les propriétés d'équilibrage naturel des tensions intermédiaires, de la démultiplication de la fréquence apparente de découpage et de distribution égale des efforts de commutation sur tous les interrupteurs d'un même bras. Son point faible est la dynamique de l'équilibrage naturel qui est médiocre puisqu'elle dépend de l'impédance de la charge appliquée et de l'indice de modulation (m). Par conséquent, en cas de fortes variations de tension du bus continu, la sécurité de l'onduleur n'est plus garantie. Dans [89, 90], des approches analytiques concernant les problèmes liés à l'équilibrage naturel ont été présentées. Dans [91], la technique d'équilibrage PS-SPWM a été améliorée afin d'offrir de meilleures performances avec de faibles indices de modulation. En pratique, des non-linéarités sont présentes telles que la chute de tension aux bornes des semi-conducteurs, les retards associés à l'implémentation numérique et le temps mort. Par conséquent, l'utilisation de la méthode PS-SPWM est insuffisante. Pour cette raison, les recherches se sont orientées vers les méthodes d'équilibrage actif [92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 83]. Dans [92, 93, 99, 100], la méthode d'équilibrage par la sélection de l'état redondant, *Redundant State Selection* (RSS) en anglais, est introduite. À partir d'un tableau, la commande sélectionne pour chaque état la combinaison de commutation optimale. Cette table de commutation est remplie hors ligne et

elle prend en compte l'effet de chaque combinaison sur l'état de charge et de décharge de chaque condensateur flottant. Dans [94], un schéma de contrôle basé sur la manipulation de la forme d'onde de modulation PS-SPWM est présenté. Afin de réguler directement les tensions des condensateurs flottants, un signal carré relativement petit est ajouté aux signaux de modulation typiques qui contrôlent les commutateurs du convertisseur. Dans [95], une boucle fermée pour maintenir l'équilibrage des tensions flottantes a été proposée. Cette méthode modifie le rapport cyclique proportionnellement au déséquilibre de la tension aux bornes des condensateurs. Dans [96], la méthode PS-SPWM a été modifiée pour un onduleur FC à 5-niveaux. Cette stratégie d'équilibrage actif utilise des contrôleurs Proportionnels-Intégraux (PI) et un algorithme d'équilibrage des tensions flottantes. Cet algorithme utilise la redondance dans les états de commutation (en anglais *Redundant State Selection* (RSS)). En effet, il ajuste le temps de l'état de commutation et modifie les instants de commutation de manière à compenser la déviation des tensions flottantes par rapport à leurs références [101, 102, 103]. Dans [97, 98], le problème de l'équilibrage actif avec une approche bras par bras a été traité. L'objectif de la méthode proposée est de résoudre le problème de déséquilibre instantané pour chaque bras, de réduire le temps de calcul total et de maintenir des tensions de commutation admissibles pour les semi-conducteurs. Cette technique utilise les méthodes de modulation à base de porteuses ou en anglais *Carrier-Based PWM* (CBPWM) [104]. Les rapports cycliques des interrupteurs sont choisis comme variables de commande, ce qui mène à résoudre le problème avec des matrices de taille plus petite que celles obtenues en prenant comme variables des durées d'activation de vecteurs spatiaux. Le problème formulé est transformé en un problème d'optimisation linéaire. Par la suite, la résolution est menée par une méthode numérique en ligne fondée sur l'algorithme du simplexe. Dans [83], une méthode simplifiée pour produire la table RSS a été introduite. La procédure d'équilibrage proposée a montré de bonnes performances dynamiques avec une simplicité d'implantation pour n'importe quel nombre de niveaux. Pour ces raisons, cette technique est retenue pour notre étude et elle sera détaillée dans le paragraphe suivant.

3.3.3 La méthode d'équilibrage par la table RSS

Dans cette section, la technique d'équilibrage par la méthode RSS est présentée. Afin de simplifier l'application de cette technique, seule la procédure d'équilibrage pour le bras « a » est présentée. Pour un onduleur 4 niveaux, il existe 2 super-condensateurs par bras et chacun peut avoir 2 états (charge ou décharge). Donc, dans chaque bras, il y a 4 combinaisons pour la tension aux bornes des super-condensateurs et 4 commutations possibles. De plus, le signe du courant à la sortie du convertisseur peut être positif ou négatif. Par consé-

quent, 32 états de commutations sont possibles ($4 \times 4 \times 2$). Pour chacun de ces 32 états, une seule combinaison pour maintenir l'équilibrage des tensions intermédiaires est retenue. Finalement, les états optimaux sont enregistrés dans un tableau RSS comme présenté par la table 3.2. On note que le paramètre I_T est un indicateur du sens de circulation du courant i_a , V_T est le signal qui indique l'état de charge du super-condensateur (surchargé/déchargé) et (V_{sc}, V_{sc}^*) représentent respectivement la tension aux bornes du super-condensateur et sa référence. Ces signaux sont définis comme suit :

$$I_T = \begin{cases} 1 & i_a \geq 0, \\ 0 & i_a \leq 0, \end{cases} \quad (3.6)$$

$$V_T = \sum_{i=1}^{n-2} V_{sc_{ai}}, \quad (3.7)$$

où

$$V_{sc_{ai}} = \begin{cases} 1 & V_{sc_{ai}} \geq V_{sc_{ai}}^*, \\ 0 & V_{sc_{ai}} \leq V_{sc_{ai}}^*. \end{cases} \quad (3.8)$$

Dans notre cas, $n = 4$ c'est à dire que le signal V_T est un nombre parmi 0, 1, 2 et 3. La procédure du tableau RSS est très simple à implanter. Il suffit de mesurer les tensions aux bornes de chaque super-condensateur et le sens du courant. On applique (3.6) et (3.7) pour déterminer I_T et V_T .

3.4 Technique de la modulation vectorielle

Il existe plusieurs techniques de modulation pour générer les différentes impulsions de commande. Parmi les techniques les plus utilisées, nous citons la *Modulation par Largeur d'Impulsion* (MLI) et la modulation vectorielle (*Space Vector Modulation* (SVM)). Cette dernière est la plus adaptée pour les convertisseurs multiniveaux et elle a montré des bonnes performances à faible taux de modulation [105]. La modulation vectorielle permet à la fois de minimiser les pertes de commutation et d'améliorer la forme d'onde à la sortie du convertisseur. Soit V_r le vecteur de la tension de référence générée par la loi de commande précédente :

$$V_r = \beta_{abc} = \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix}. \quad (3.9)$$

TABLE 3.2 – Tableau RSS pour un onduleur 4 niveaux.

			I_T	V_T	st_a	S_{a1}, S_{a2}, S_{a3}
$i_{as} > 0$	$V_{c_{a2}} \geq V_{c_{a2}}^*$	$V_{c_{a1}} \geq V_{c_{a1}}^*$	1	3	0	0,0,0
					1	0,0,1
					2	0,1,1
		3	1,1,1			
		$V_{c_{a1}} < V_{c_{a1}}^*$	1	1	0	0,0,0
					1	0,0,1
	2				1,0,1	
	$V_{c_{a2}} < V_{c_{a2}}^*$	$V_{c_{a1}} \geq V_{c_{a1}}^*$	1	2	3	1,1,1
					0	0,0,0
					1	0,1,0
		$V_{c_{a1}} < V_{c_{a1}}^*$	1	0	2	0,1,1
					0	0,0,0
1					1,0,0	
$i_{as} < 0$	$V_{c_{a2}} \geq V_{c_{a2}}^*$	$V_{c_{a1}} \geq V_{c_{a1}}^*$	0	3	2	1,1,0
					3	1,1,1
					0	0,0,0
		$V_{c_{a1}} < V_{c_{a1}}^*$	0	1	1	0,1,0
					2	0,1,1
					3	1,1,1
	$V_{c_{a2}} < V_{c_{a2}}^*$	$V_{c_{a1}} \geq V_{c_{a1}}^*$	0	2	0	0,0,0
					1	0,0,1
					2	1,0,1
		$V_{c_{a1}} < V_{c_{a1}}^*$	0	0	3	1,1,1
					0	0,0,0
					1	0,0,1
					2	0,1,1
					3	1,1,1

La transformée de Clarke est un outil mathématique qui permet d'avoir un modèle diphasé équivalent à un système triphasé. Dans le cas d'un système équilibré, l'expression matricielle des composantes de Clarke est :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}. \quad (3.10)$$

En appliquant la transformation de Clarke, le vecteur de référence peut s'écrire dans le plan $(\alpha\beta)$ comme suit :

$$V_{\alpha\beta} = V_\alpha + jV_\beta, \quad (3.11)$$

avec

$$\begin{cases} V_\alpha = \frac{2}{3} (V_a - \frac{1}{2}V_b - \frac{1}{2}V_c), \\ V_\beta = \frac{2}{3} \left(\frac{\sqrt{3}}{2}V_b - \frac{\sqrt{3}}{2}V_c \right). \end{cases} \quad (3.12)$$

A partir de la relation (3.12), l'amplitude r et l'angle de phase θ du vecteur tension $V_{\alpha\beta}$ sont calculés comme suit :

$$r = \sqrt{V_\alpha^2 + V_\beta^2}, \quad (3.13)$$

$$\theta = \arctan \left(\frac{V_\beta}{V_\alpha} \right). \quad (3.14)$$

Un onduleur multiniveaux triphasé à N cellules permet de générer $3N(N-1)+1$ vecteurs tension dans le plan diphasé de Clarke. Dans notre cas N est égal à 4 ce qui correspond à 37 vecteurs tensions répartis dans un hexagone de contrôle matérialisé par la figure 3.6. Chaque vecteur tension représente le niveau de tension dans chaque bras de l'onduleur. Par exemple, le vecteur '321' indique des niveaux de tension de E , $\frac{2E}{3}$ et $\frac{E}{3}$ respectivement dans les bras a, b et c.

Dans un premier temps, à partir des paramètres r et θ , nous déterminons le niveau de tension et le numéro du secteur. Selon l'amplitude r on définit les secteurs de commande comme suit :

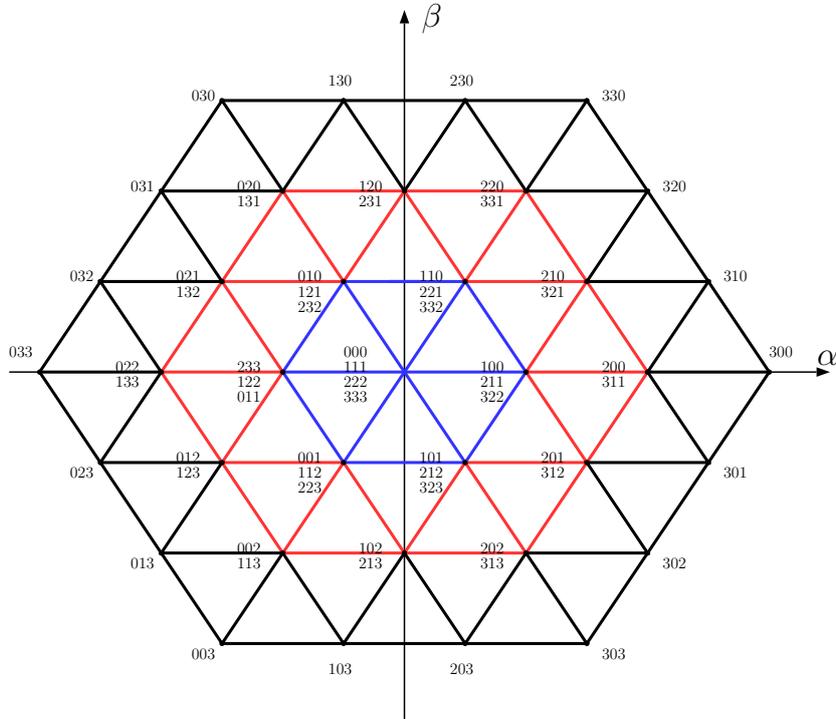


FIGURE 3.6 – Hexagone de commande pour un onduleur à quatre niveaux de tension.

- Si $0 \leq r < \frac{1}{3}$, l'hexagone de commande est divisé en 6 secteurs l'angle de chaque secteur est de 60deg
- $\frac{1}{3} \leq r < \frac{2}{3}$, l'hexagone de commande est divisé en 12 secteurs l'angle de chaque secteur est de 30deg
- $\frac{2}{3} \leq r < 1$, l'hexagone de commande est divisé en 18 secteurs l'angle de chaque secteur est de 20deg

Dans un second temps, selon la position exacte du vecteur tension de référence, le triangle de commande est choisi. Ce triangle représente les trois vecteurs tension optimaux (les plus proches) à appliquer successivement à l'onduleur [84, 106]. À titre d'exemple, sur la figure 3.7, les trois vecteurs optimaux sont (210 ou 321, 220 ou 331, 110 ou 221 ou 332) :

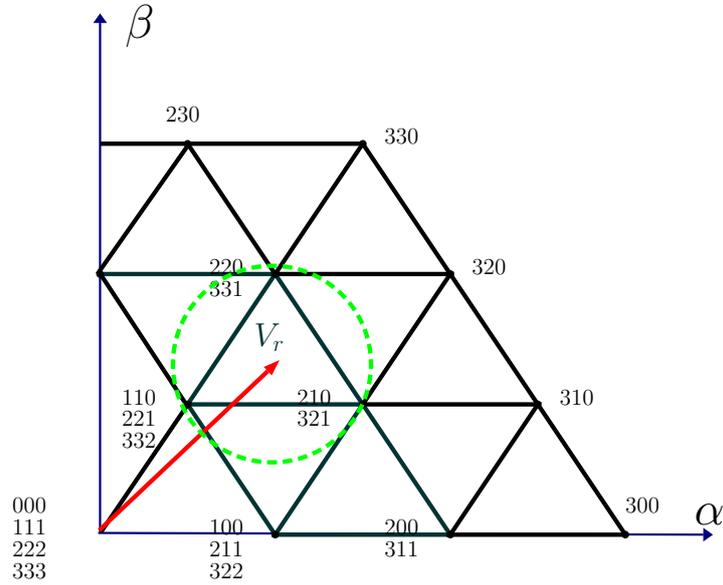


FIGURE 3.7 – Choix du triangle de commande.

Une fois les vecteurs tensions optimaux identifiés, les temps de commutation (T_1, T_2, T_3) de chaque vecteur sont calculés. Ce calcul se base sur les coordonnées de chaque vecteur dans le plan ($\alpha\beta$). La description mathématique de ce processus est donnée par les équations (3.7) et (3.8). On note que la somme des temps de commutation est égale à une période d'échantillonnage T_s .

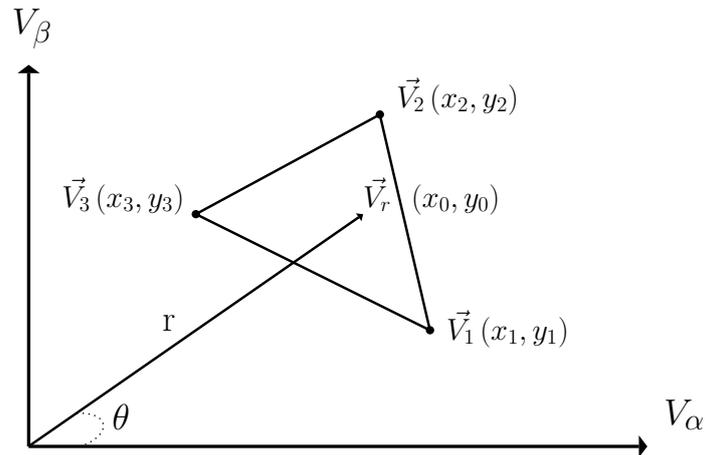


FIGURE 3.8 – Les coordonnées du vecteur référence et le triangle de commande dans le plan ($\alpha\beta$).

$$T_s \vec{V}_r = T_1 \vec{V}_1 + T_2 \vec{V}_2 + T_3 \vec{V}_3, \quad (3.15)$$

$$T_1 + T_2 + T_3 = T_s. \quad (3.16)$$

où V_1, V_2 , and V_3 représentent les trois vecteurs optimaux tels que représentés sur la figure 3.8. Les temps de commutation sont exprimés comme suit [84, 106] :

$$\sigma = (x_1y_2 - x_2y_1) + (x_2y_3 - x_3y_2) + (x_3y_1 - x_1y_3), \quad (3.17)$$

$$T_1 = (x_0(y_2 - y_3) + y_0(x_3 - x_2) + (x_2y_3 - x_3y_2)) / \sigma, \quad (3.18)$$

$$T_2 = (x_0(y_3 - y_1) + y_0(x_1 - x_3) + (x_3y_1 - x_1y_3)) / \sigma, \quad (3.19)$$

$$T_3 = (x_0(y_1 - y_2) + y_0(x_2 - x_1) + (x_1y_2 - x_2y_1)) / \sigma. \quad (3.20)$$

où $(x_m, y_m), m = 0, 1, 2, 3$, sont les coordonnées de chaque vecteur. Finalement, en appliquant (3.7), les impulsions de commande sont générées. C'est à dire que chaque vecteur V_i est appliqué pendant $T_i, i = 0..3$. Le schéma bloc de la technique SVM est illustré par la figure 3.9.

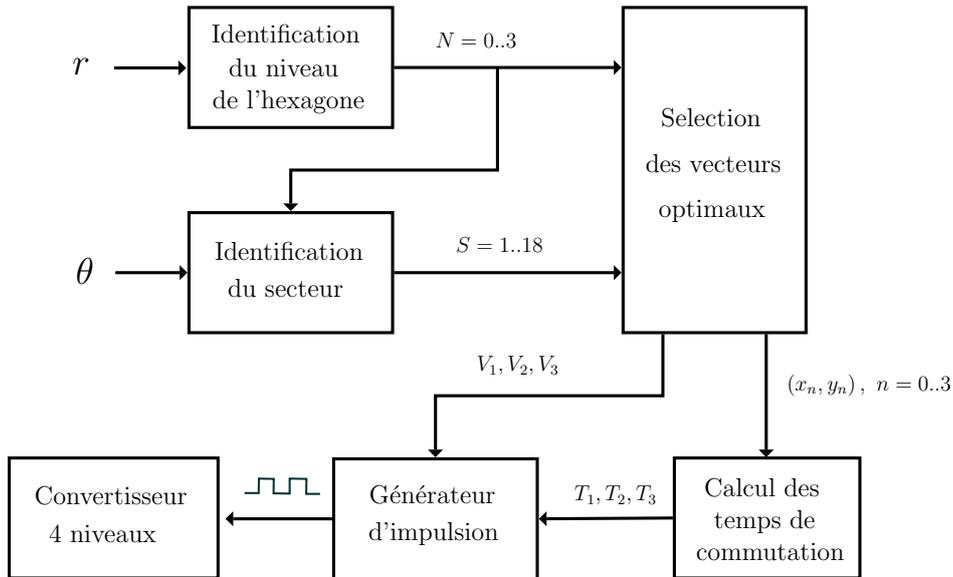


FIGURE 3.9 – Bloc diagramme de la technique SVM.

3.5 Description de l'onduleur hybride

3.5.1 Contexte et motivation

Dans la littérature, quelques travaux de recherche ont étudié la possibilité de remplacer des condensateurs flottants par des dispositifs de stockage ou par d'autres sources continues, [84, 107, 108, 109, 110]. Dans [84], une structure modifiée d'un onduleur FC à 3-niveaux a été présentée, dans laquelle les condensateurs flottants ont été remplacés par des super-condensateurs. Ce dispositif de stockage d'énergie est utilisé pour compenser les variations rapides

de puissance issues d'un générateur éolien connecté sur le bus continu. Afin d'équilibrer les tensions intermédiaires, une nouvelle méthode SVM a été proposée. La figure 3.10 illustre la structure de puissance étudiée.

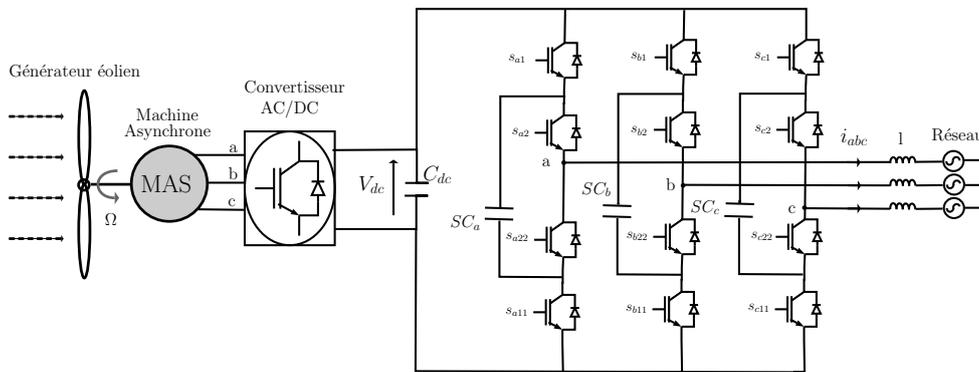


FIGURE 3.10 – Onduleur FC à 3-niveaux à supercondensateurs flottants.

Dans [111, 107, 108, 109, 110], une nouvelle topologie de conversion de l'énergie électrique à cellules en U empilées (en anglais *Packet U cell* (PUC)) a été présentée. La figure 3.11 représente la topologie d'un convertisseur monophasé PUC. Il contient 6 semi-conducteurs et permet de générer 4 niveaux de tension. La première tension intermédiaire V_1 est générée à partir d'une source continue (un générateur PV par exemple) alors que la deuxième source V_2 représente la tension aux bornes d'un condensateur flottant. Ce convertisseur est très compétitif du fait qu'il combine les multiples avantages de ses concurrents. Il est caractérisé par une faible répercussion sur le réseau électrique, une grande efficacité énergétique et par l'utilisation d'un nombre réduit de composants actifs et passifs.

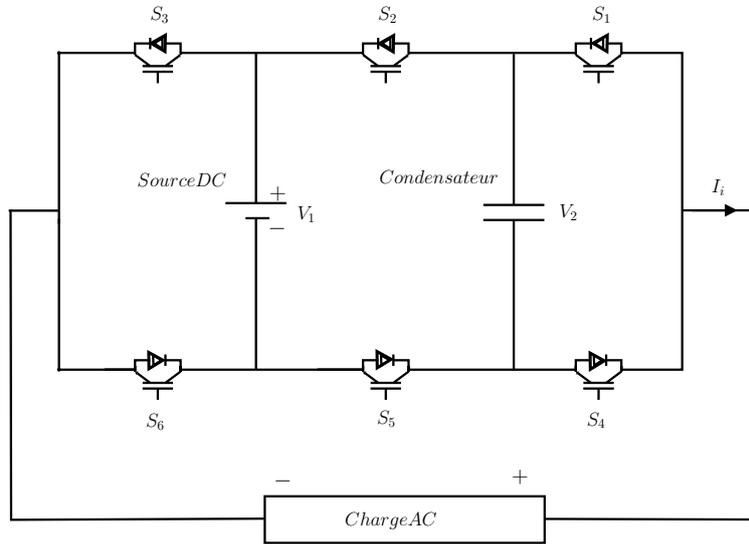


FIGURE 3.11 – Topologie d'un convertisseur PUC.

L'étude de ces deux structures nous a permis d'étudier la possibilité d'intégration des dispositifs de stockage d'énergie dans les convertisseurs FC multiniveaux.

3.5.2 Présentation du convertisseur 4-niveaux avec un stockage d'énergie interne

Nous avons deux objectifs dans nos travaux. Le premier était de faire un transfert d'énergie à partir de panneaux photovoltaïques vers un réseau de faible puissance. Le deuxième était de stabiliser ce dernier lors de perturbations de différentes natures. Le convertisseur multiniveaux est particulièrement adapté grâce à la forme quasi-sinusoïdale de sa tension de sortie. L'idée de l'onduleur 4-niveaux hybride a été donc de remplacer des condensateurs flottants d'un onduleur FC à 4-niveaux par des super-condensateurs. L'intégration de ce dispositif de stockage interne nous permettra d'avoir un stockage d'énergie dans le convertisseur et non sur le bus DC [112, 113, 114]. La figure 3.12 illustre la topologie d'un seul bras i de l'onduleur hybride. Afin d'éviter l'échange d'énergie avec le bus DC, 3 semi-conducteurs (Si_4, Si_{41}, Si_{42}) sont ajoutés. On note que la commande de Si_{41} et Si_{42} est complémentaire à celle de Si_4 . Chaque bras du convertisseur comporte 9 semi-conducteurs et 2 super-condensateurs flottants (en anglais *Flying SuperCapacitor* (FSC)). Contrairement au fonctionnement d'un onduleur FC à 4-niveaux, la tension de sortie est construite à partir des tensions aux bornes des super-condensateurs flottants.

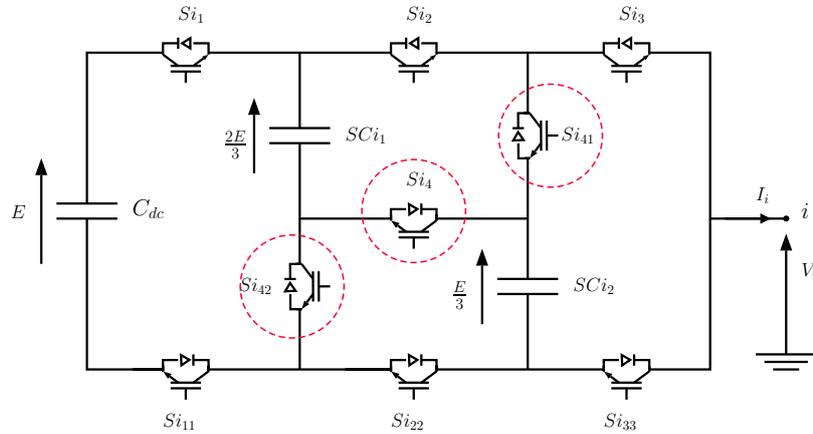


FIGURE 3.12 – Onduleur FC série à 3 cellules et 4 niveaux de tension.

Afin de simplifier le fonctionnement de ce convertisseur, la table 3.3 représente les commutations possibles pour un seul bras i . La génération des tensions dans les deux autres bras se fera d'une manière similaire. Chaque bras peut générer 4 niveaux de tension 0, $E/3$, $2E/3$ et E . En appliquant cette table sur le bras

TABLE 3.3 – Table des commutations possibles pour le bras i .

S_{i1}	S_{i2}	S_{i3}	S_{i4}	V_a	Niveau de tension St_i
0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	$E/3$	1
0	1	1	0	$2E/3$	2
0	1	1	1	E	3

a , les 4 configurations possibles sont représentées par des lignes rouges sur la figure 3.13 :

La structure triphasée de l'onduleur FSC 4-niveaux est donnée par la figure 3.14. Ce convertisseur comporte 6 super-condensateurs et 27 semi-conducteurs. Un condensateur C_{dc} est connecté sur le bus continu en parallèle des entrées de chaque bras.

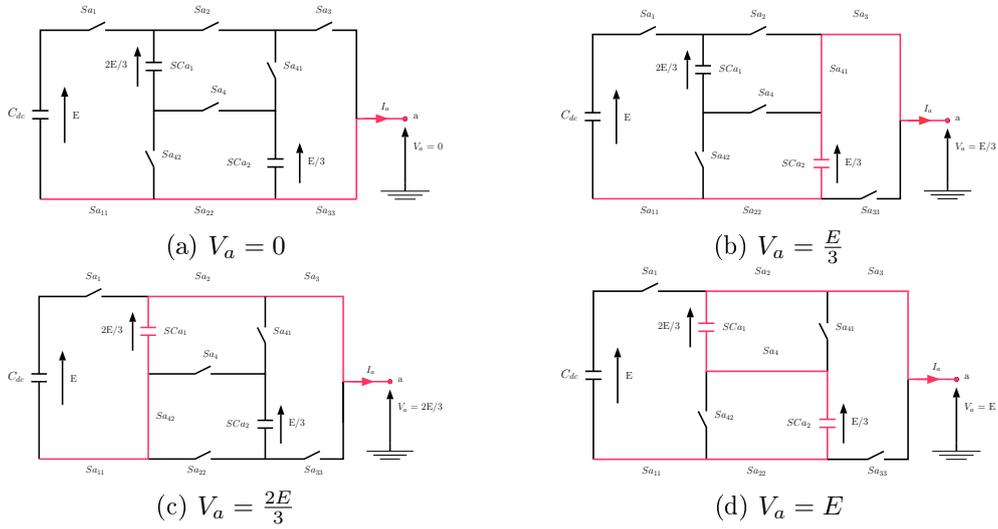


FIGURE 3.13 – Tension simple à la sortie du convertisseur.

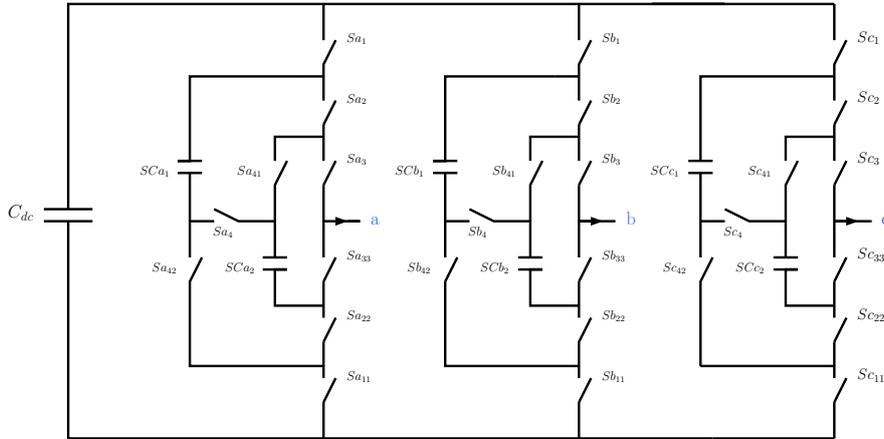


FIGURE 3.14 – Onduleur FC série à 3 cellules et 4 niveaux de tension.

3.5.3 Modes opératoires

Ce convertisseur hybride est conçu pour satisfaire deux modes de fonctionnement comme illustré sur la figure 3.15 :

- Mode 1 : En imposant ($Sa_4 = 1$ et $Sa_{41} = Sa_{42} = 0$), le convertisseur proposé fonctionne en tant qu'un onduleur FC classique. Ce mode assure le transfert de l'énergie disponible sur le bus continu vers le bus alternatif. Dans ce cas, les SCs flottants n'interviennent pas dans l'échange énergétique. Leur équilibrage est maintenu grâce à la stratégie d'équi-

librage par la table RSS. Par conséquent, les tensions intermédiaires restent égales à leurs références tout le long de ce mode.

- Mode 2 : L'énergie emmagasinée dans les SCs flottants est utilisée pour compenser les variations de puissance sur le réseau électrique. Durant une demande rapide d'énergie (un impact de charge, le démarrage d'une pompe,...), la commande de l'onduleur commute vers ce mode pour limiter les fluctuations de puissance et éventuellement éliminer les creux de tension sur la ligne triphasée. Par conséquent, le réseau électrique devient plus stable vis-à-vis de ces perturbations.

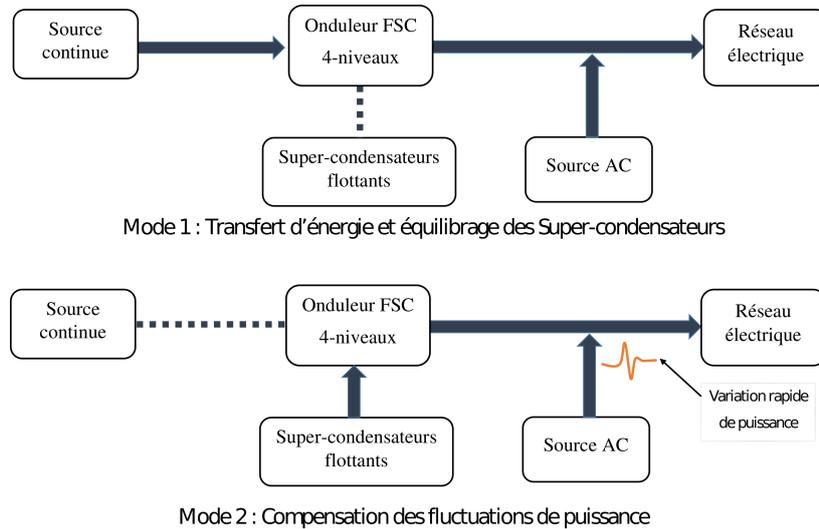


FIGURE 3.15 – Modes opératoires du convertisseur proposé.

3.6 Résultat de simulation

Le système de puissance étudié est donné par la figure 3.16. Il est constitué par une source de tension continue connectée à l'onduleur FSC 4-niveaux proposé précédemment. Ce convertisseur est raccordé à un réseau électrique, de faible puissance de court circuit, à travers une inductance de filtrage (L). Ce système a été modélisé sous l'environnement Matlab/SimulinkTM. Les paramètres du simulateur sont donnés par le tableau 3.4.

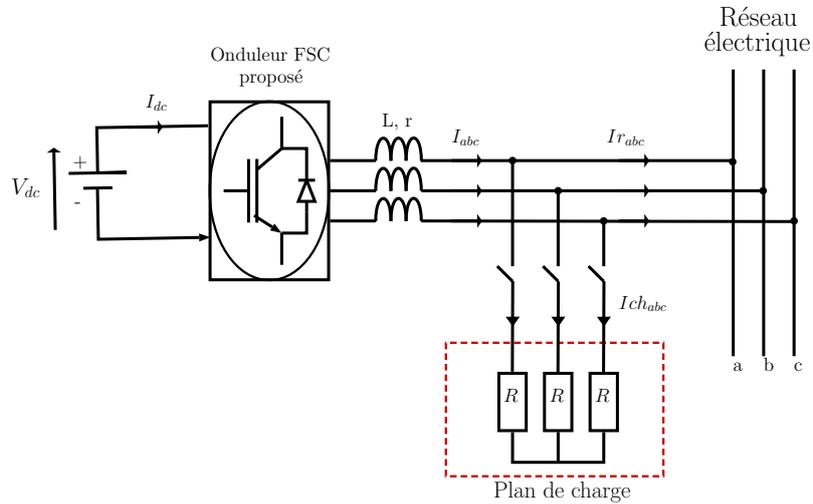


FIGURE 3.16 – Schéma bloc de la structure étudiée.

TABLE 3.4 – Paramètres du simulateur.

Paramètres	Symbole	Valeur
Réseau : puissance de court-circuit	P_{cc}	70 KVA
: tension efficace entre phases	U_{rms}	230V
: fréquence	f	50 Hz
Charge résistive	R	12.4Ω
Super-condensateur	C_{sc}	0.7F
Tension bus DC	V_{dc}	400V
Condensateur bus DC	C_{dc}	3300μF
Inductance de filtrage	L	1.2mH
Fréquence de commutation	f_c	5Khz
Fréquence d'échantillonnage	f_s	100Khz

3.6.1 Description de la stratégie de commande

La stratégie de commande est basée sur l'approche LMI étudiée dans le chapitre 2. La figure 3.17 illustre le schéma bloc du contrôleur. Son objectif est d'assurer les deux modes opératoires cités précédemment. Pour cela, deux références du courant direct sont utilisées : i_{d1}^* et i_{d2}^* . Durant le premier mode de fonctionnement, i_{d1}^* désigne le courant actif de référence qui assure le transfert d'énergie du bus DC vers le bus AC. Par exemple, dans un système PV, cette

référence est obtenue par un contrôleur MPPT. Durant ce mode, les règles de la table de commutation 3.2 sont appliquées tout en imposant ($S_{a4} = 1$ et $S_{a41} = S_{a42} = 0$). Ainsi, le convertisseur DC/AC fonctionne comme un onduleur FC à 4 niveaux classique. La deuxième consigne, i_{dr} , est la référence du courant actif du réseau. En effet, en utilisant une boucle PLL, la référence du courant de l'onduleur dans le plan (d,q) est obtenue. On note que $i_{r_{abc}}$ et i_{abc} représentent respectivement les courants triphasés du réseau électrique et du convertisseur. Après passage par un filtre passe-bas, la référence du courant direct i_{d2}^* est obtenue. Cette référence agit sur l'onduleur pour éliminer les fluctuations de puissance active. Le temps de réponse du convertisseur peut être ajusté à travers la fréquence de coupure du filtre. Ensuite, nous obtenons la référence du courant direct i_d^* qui est égale à la somme de i_{d1}^* et i_{d2}^* . Durant notre étude, seule la compensation des variations rapides de la puissance active est étudiée. Pour cette raison, la référence du courant quadratique i_q^* est fixée à 0. Par la suite, les courants mesurés (i_d, i_q) seront comparés à leurs références via le régulateur obtenu par synthèse LMI (voir chapitre 2, figure 2.6). À partir de là, les références de tension dans le plan (d,q) sont générées. Ces dernières sont transformées dans le référentiel stationnaire (a, b, c) . Enfin, nous appliquons la technique de modulation vectorielle décrite dans la section 3.4 afin de générer les 27 signaux de commutation. Afin d'obtenir la meilleure réponse dynamique des boucles de courants, le cercle de la région LMI est spécifié dans le plan complexe. Il est caractérisé par $(c=-3300, r=1700)$. Ces deux paramètres ont été obtenus après plusieurs simulations.

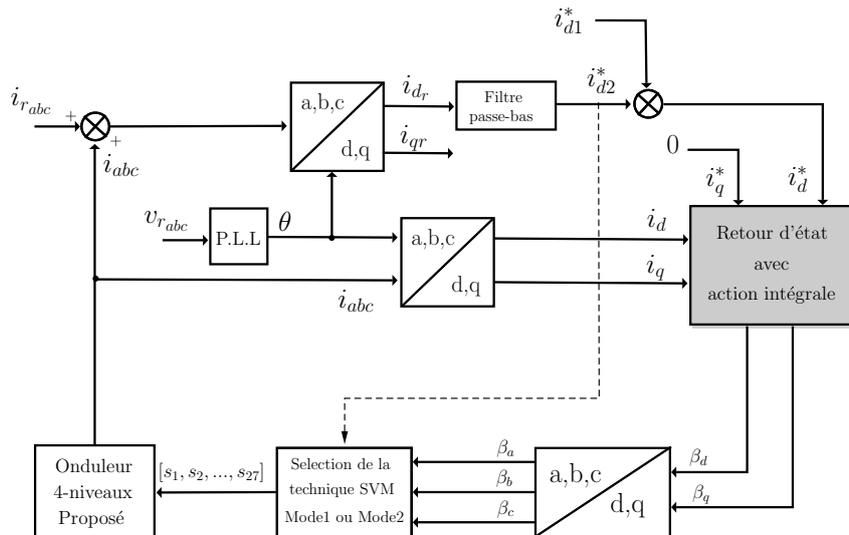


FIGURE 3.17 – Schéma bloc de la stratégie de commande.

3.6.2 Mode 1

Dans ce premier essai, nous allons tester le cas d'un transfert d'énergie vers le réseau à partir d'une source continue. La tension du bus continu V_{dc} et la tension entre phases du réseau U_{rms} sont respectivement égales à $400V$ et $230V$. Une inductance de filtrage de $1.2mH$ est connectée à la sortie de l'onduleur. Notre objectif est de vérifier l'efficacité de la procédure d'équilibrage à maintenir les tensions flottantes égales à leurs valeurs de référence. La figure 3.18 présente le courant direct de l'onduleur i_d et sa référence i_d^* . Initialement, le courant direct de référence est égale à $10A$. Ensuite, deux échelons, de $10A$ chacun, sont appliqués respectivement à l'instant $3s$ et $6s$. Nous pouvons voir que le courant i_d suit parfaitement sa référence avec un temps de réponse relativement faible (environ $5ms$). La figure 3.19 montre la tension et le courant triphasés de l'onduleur.

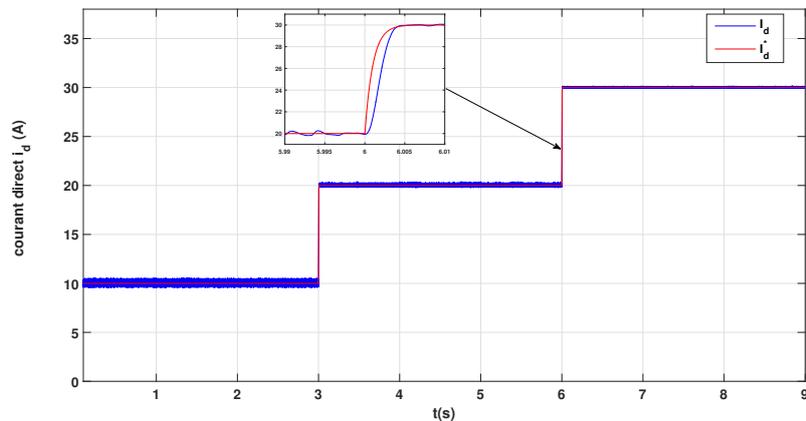


FIGURE 3.18 – Courant direct de l'onduleur et sa référence.

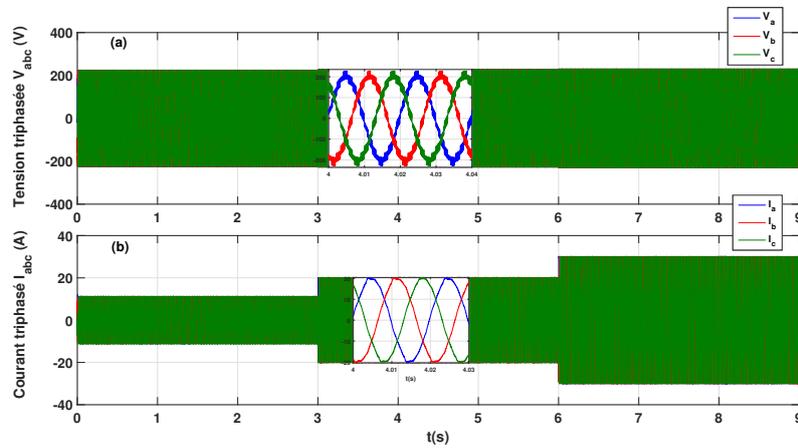


FIGURE 3.19 – (a) tension triphasée de l'onduleur, (b) courant triphasé de l'onduleur.

Durant cet essai, le plan de charge est déconnecté, donc la totalité de l'énergie est injectée dans le réseau électrique. La figure 3.20 présente la puissance active à la sortie de l'onduleur (en bleu) et celle absorbée par le réseau (en rouge).

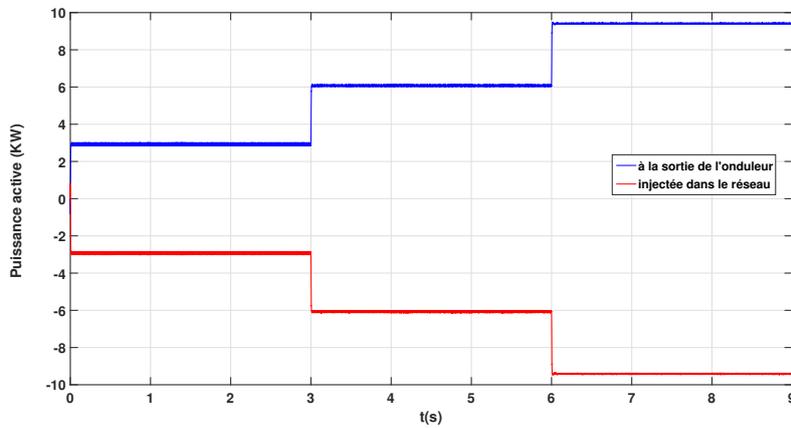


FIGURE 3.20 – Puissance active du système.

La figure 3.21 présente la forme d'onde de la tension simple et de la tension composée à la sortie du convertisseur (en valeur maximale). Nous pouvons voir clairement les 4 niveaux de tension V_{ab} . Dans notre cas, la tension V_{dc} est égale à $400V$, donc, nous obtenons les niveaux ($0V$, $133.33V$, $266.66V$ et $400V$). L'analyse spectrale de la tension V_{ab} est donnée par la figure 3.22. Ce résultat montre un faible taux d'harmonique : 21.21%.

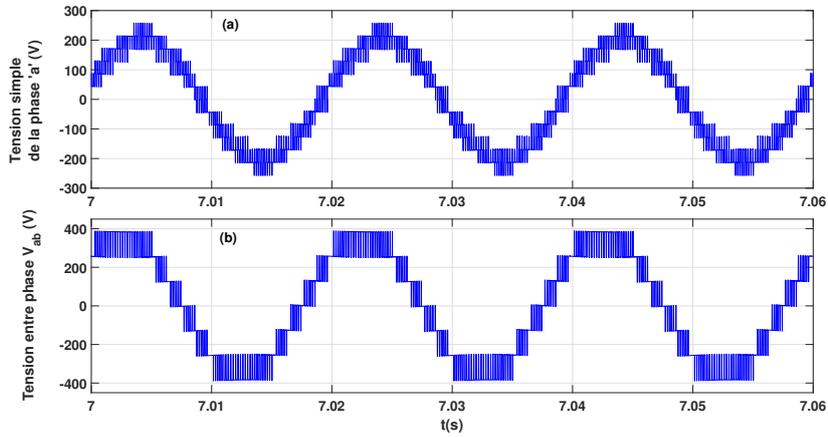


FIGURE 3.21 – (a) tension simple de la phase 'a' V_{an} , (b) tension entre phases V_{ab} .

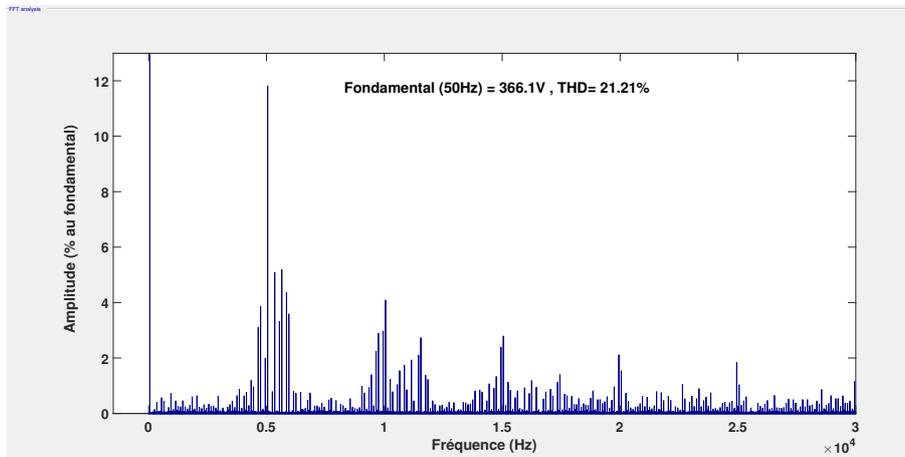


FIGURE 3.22 – Analyse spectrale de la tension V_{ab} .

Grâce à l'algorithme d'équilibrage basé sur la méthode RSS, les tensions intermédiaires restent bien équilibrées (figure 3.23). En effet, durant ce mode de fonctionnement, les supercondensateurs flottants n'interviennent pas dans l'échange énergétique entre le bus DC et le réseau.

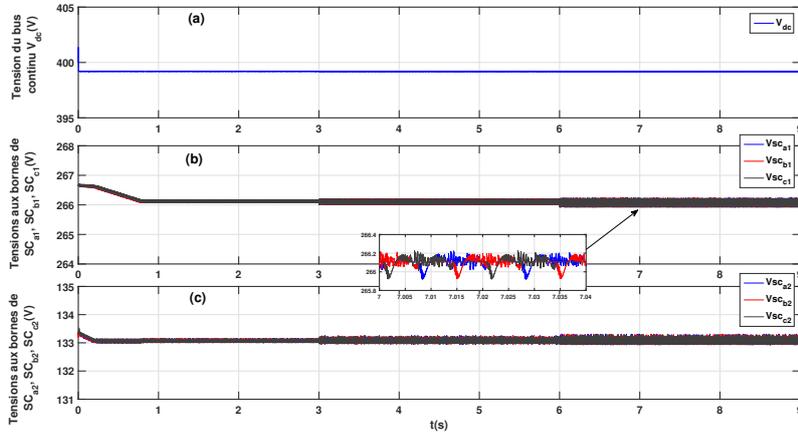


FIGURE 3.23 – (a) tension du bus continu, (b) tensions aux bornes de SC_{a1}, SC_{b1} et SC_{c1} , (c) tensions aux bornes de SC_{a2}, SC_{b2} et SC_{c2} .

La figure 3.24 présente la variation des tensions aux bornes des interrupteurs de puissance. Nous rappelons que dans ce mode, les interrupteurs S_{41} et S_{42} sont fermés, d'où des tensions nulles à leurs bornes. Un zoom sur ces tensions est donné sur la figure 3.25.

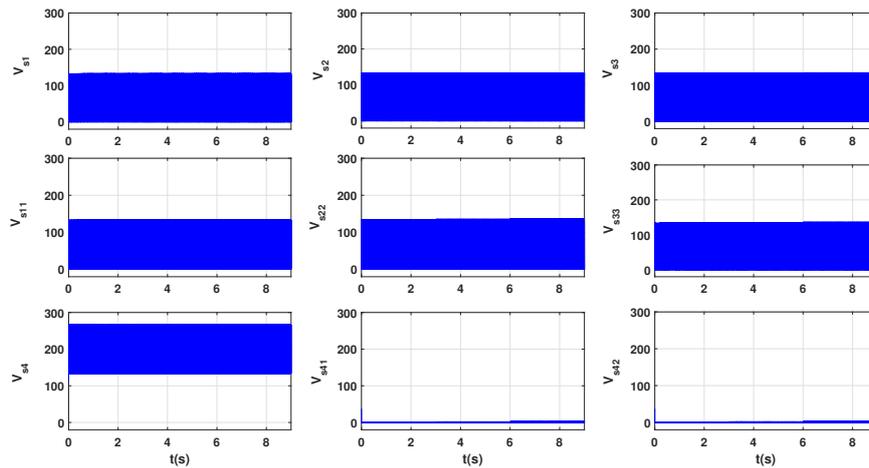


FIGURE 3.24 – Tensions aux bornes des interrupteurs de puissance.

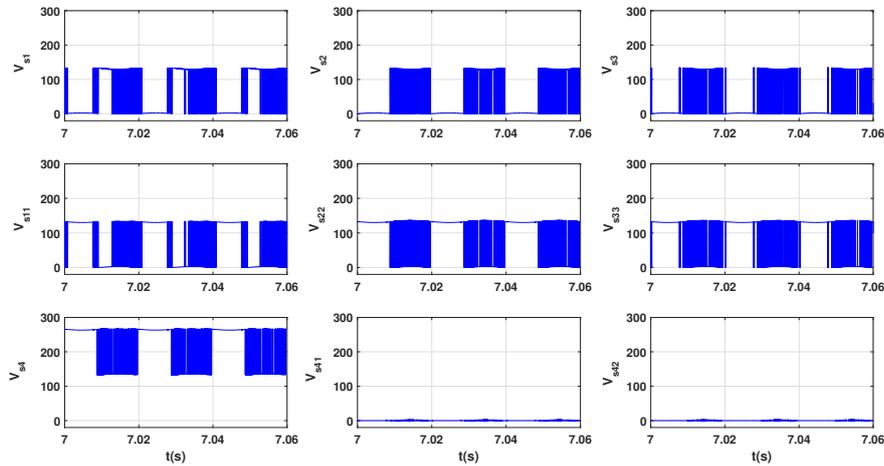


FIGURE 3.25 – Zoom sur les tensions aux bornes des interrupteurs de puissance.

3.6.3 Mode 2

Afin de valider le deuxième mode opératoire, la référence du courant direct i_{d1}^* est fixé à $10A$ et un impact de charge (3 résistances de 12Ω montées en étoile) est appliqué entre les instants $2s$ et $4s$. Notre objectif est d'injecter d'une manière continue $2.9kW$ ($i_{d1}^* = 10A$) dans le réseau et de compenser l'impact de charge à partir de l'énergie stockée dans les supercondensateurs et non à partir du réseau. La figure 3.26 présente l'allure du courant triphasé de l'onduleur, du réseau et de la charge. Tout le long de cet essai, le courant injecté dans le réseau est constant et égale à $10A$. Le courant maximal demandé par la charge est égale à $16A$, ce qui correspond à une puissance active P_{ch} de $4.6kW$ ($P_{ch} = \sqrt{3} * 230 * \frac{16}{\sqrt{2}}$).

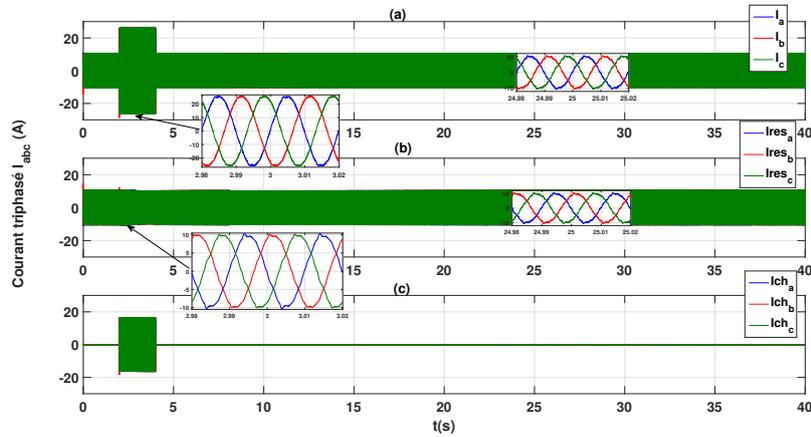


FIGURE 3.26 – Courant triphasé : (a) de l'onduleur, (b) du réseau, (c) de la charge.

La figure 3.27 montre la variation du courant direct de l'onduleur. Durant le régime permanent, ce courant est égale à $10A$. Pendant l'impact de charge, la deuxième référence du courant direct i_{d2}^* passe à $16A$, d'où un courant direct de référence i_d^* égale à $26A$ ($i_d^* = i_{d1}^* + i_{d2}^*$). Le temps de réponse du contrôleur est d'environ $5ms$.

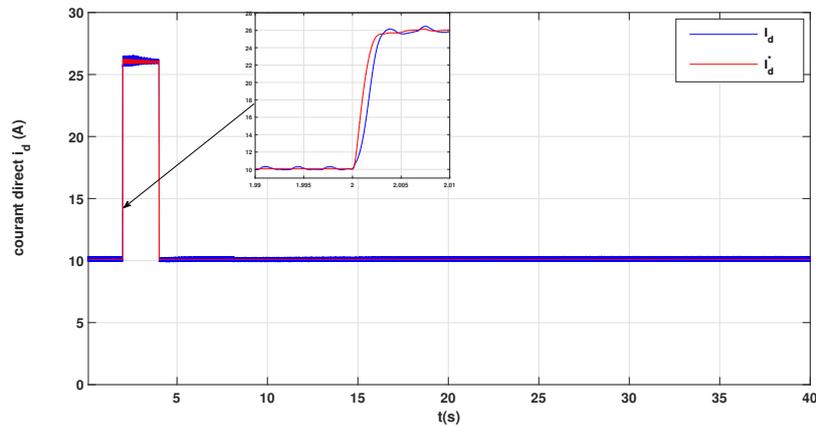


FIGURE 3.27 – Courant direct de l'onduleur et sa référence.

La figure 3.28 présente la puissance active de l'onduleur (bleu), de la charge (vert) et du réseau (rouge). Nous constatons que la puissance injectée dans le réseau reste constante et que la puissance demandée par la charge ($4.6kW$) est fournie par l'onduleur FSC. La figure 3.29 montre l'allure du courant du bus DC i_{dc} . Nous pouvons voir que pendant l'impact de charge, ce courant

est nul. En effet, l'énergie nécessaire pour compenser cet impact provient des supercondensateurs et non de la source continue.

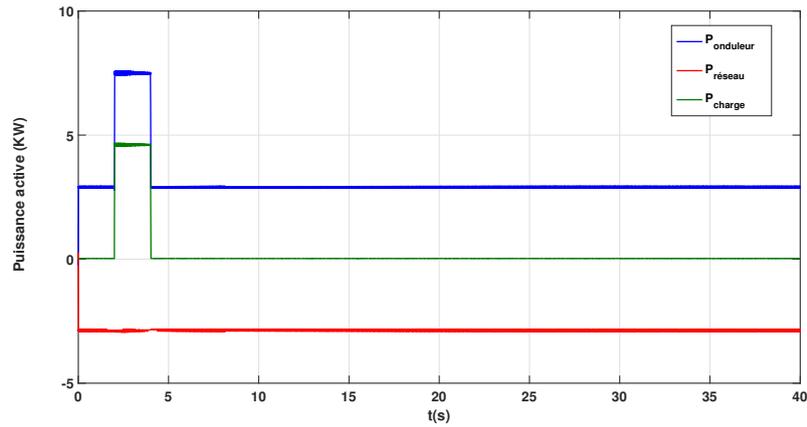


FIGURE 3.28 – Puissance active du système.

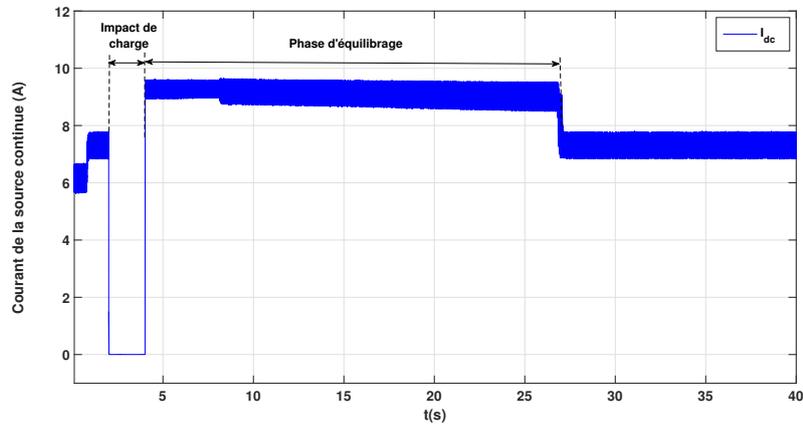


FIGURE 3.29 – Courant de la source continue I_{dc} .

La figure 3.30 présente la forme d'onde de la tension simple de la phase a (V_{an}) et la tension composée V_{ab} du convertisseur pendant la phase de compensation. Grâce au 3 interrupteurs ajoutés (S_{a4} , S_{a41} et S_{a42}), les 4 niveaux de tension sont créés uniquement à partir des tensions intermédiaires.

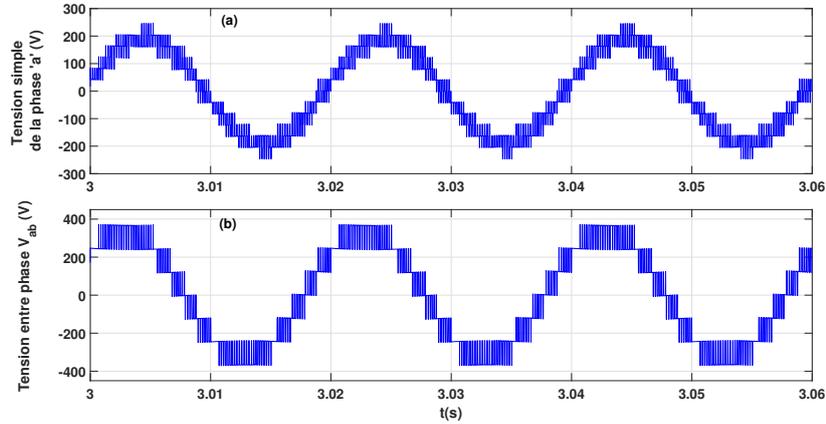


FIGURE 3.30 – (a) tension simple de la phase 'a' V_{an} , (b) tension entre phases V_{ab} .

La figure 3.31 montre la variation de la tension V_{dc} et celle aux bornes des supercondensateurs flottants. Pendant l'impact de charge, les tensions intermédiaires chutent de 9%. La tension aux bornes de SC_{a1}, SC_{b1} et SC_{c1} chute de $266V$ à $243V$ et celle aux bornes de SC_{a2}, SC_{b2} et SC_{c2} chute de $133V$ à $121V$, ce qui correspond à une énergie totale W_{tot} de $15kW/s$ ($W_{tot} = \frac{1}{2} * C_{sc} * ((266^2 - 243^2) + (133^2 - 121^2))$). Cette énergie correspond à une puissance totale de $7.5kW$ durant $2s$ (figure 3.26).

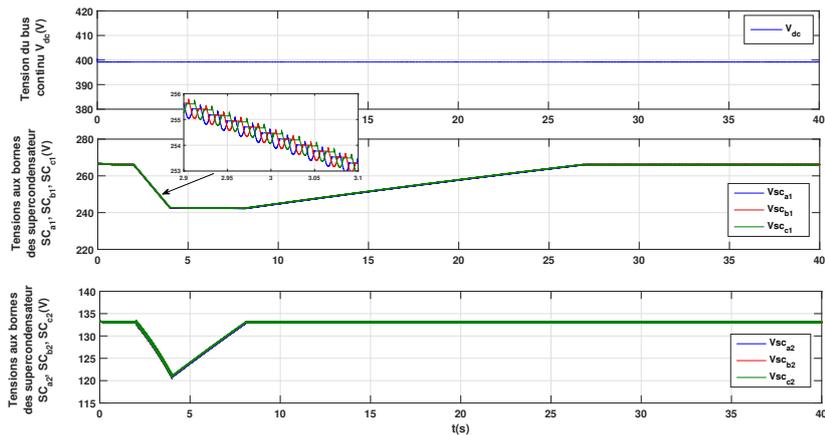


FIGURE 3.31 – (a) tension du bus continu, (b) tensions aux bornes de SC_{a1}, SC_{b1} et SC_{c1} , (c) tensions aux bornes de SC_{a2}, SC_{b2} et SC_{c2} .

D'après les figures 3.32, la structure proposée confirme son efficacité à compenser la chute de tension du réseau. On note que la chute de la tension simple

efficace (ΔU_{rms}) est égale à 5.66% sans la procédure de compensation. Grâce à son dispositif de stockage interne, l'onduleur FSC 4-niveaux permet de compenser les variations rapides de puissance. En plus, ce convertisseur permet d'éviter la chute de tension pour un réseau de faible puissance de court-circuit et une grande impédance.

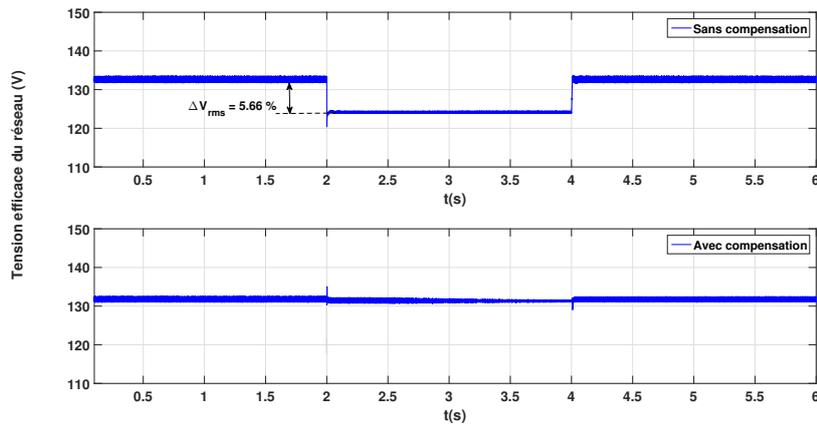


FIGURE 3.32 – Tension efficace du réseau V_{rms} : (a) sans compensation, (b) avec compensation.

La figure 3.33 présente la variation des tensions aux bornes des interrupteurs de puissance. Un zoom sur ces tensions pendant la phase de compensation est donné par la figure 3.34. Ce résultat nous permet de surveiller les plages de variations pour chacune des tensions.

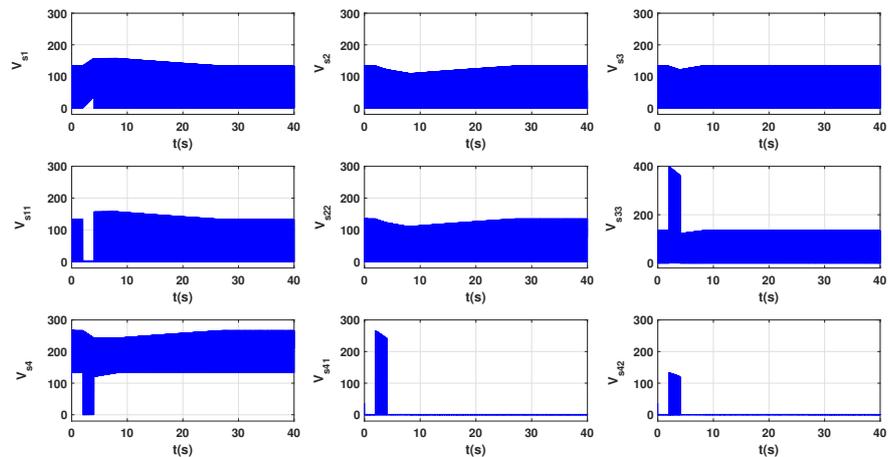


FIGURE 3.33 – Tensions aux bornes des interrupteurs de puissance.

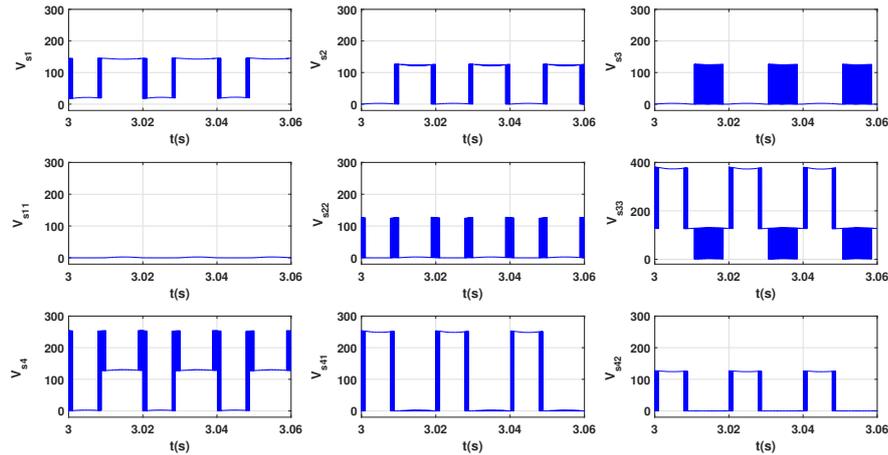


FIGURE 3.34 – Zoom sur les tensions aux bornes des interrupteurs de puissance durant la compensation.

3.7 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter le convertisseur multiniveaux à condensateur flottant ainsi que la version modifiée. L'onduleur 4-niveaux suggéré repose, d'une part, sur le remplacement des condensateurs flottants par des super-condensateurs et d'autre part, sur la création d'un nouveau chemin pour que les quatre niveaux de tension soient générés uniquement par les tensions intermédiaires. Cette solution permet de garantir à la fois deux modes opératoires : un transfert d'énergie du bus continu vers la ligne triphasée et une compensation des fluctuations de puissance moyennant l'énergie interne du convertisseur.

Afin de garantir le bon fonctionnement de l'onduleur, un algorithme d'équilibrage a été introduit. Cette technique utilise la table RSS qui a montré de bonnes performances dynamiques et surtout une simplicité à mettre en œuvre. Les résultats de simulation confirment l'efficacité du convertisseur proposé pour assurer les deux modes opératoires souhaités.

Le chapitre suivant sera dédié à la présentation du banc d'essai et du prototype du convertisseur réalisés au sein du laboratoire LIAS.

VALIDATION EXPÉRIMENTALE DES CONVERTISSEURS MULTINIVEAUX HYBRIDES

4.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté le concept, la stratégie d'équilibrage et les résultats de simulation de l'onduleur à super-condensateurs flottants (FSC) 4-niveaux suggéré.

Ce chapitre est consacré à la validation expérimentale des deux structures de puissance suivantes :

- Une première topologie, similaire à celle étudiée au chapitre 2, avec un onduleur à condensateurs flottants (FC) 4-niveaux au lieu du convertisseur DC/AC classique. Le dispositif de stockage d'énergie (un pack de super-condensateurs) est toujours connecté au bus continu.
- Dans la deuxième topologie, l'onduleur FC est remplacé par le nouveau onduleur FSC. Dans ce cas, les super-condensateurs sont intégrés dans la structure du convertisseur (voir figure 3.14 du chapitre 3).

Dans ces deux topologies, notre objectif est la réalisation de deux fonctions principales : le transfert de l'énergie produite par une source continue renouvelable vers le réseau électrique et la compensation des variations rapides de puissance présentes sur le bus AC.

La conception du convertisseur a été entièrement réalisée au sein du laboratoire LIAS. Les résultats expérimentaux qui correspondent à ces deux structures de puissance seront présentés et analysés. À la fin de ce chapitre, nous présenterons une étude comparative des performances entre les différentes structures étudiées.

4.2 Topologie 1 : Système de stockage avec un onduleur FC

4.2.1 Présentation du banc d'essai 'B'

Le banc d'essai 'B' réalisé est présenté sur la figure 4.1. La chaîne de conversion d'énergie est similaire à celle étudiée dans le chapitre 2. L'onduleur classique à deux niveaux de tension a été remplacé par un onduleur FC 4-niveaux (voir chapitre 3 section 3.2.2). Les détails techniques concernant la conception de ce convertisseur sont présentés dans l'annexe B. Le convertisseur est connecté au réseau électrique via une inductance de filtrage en série avec un auto-transformateur. Un générateur de tension continu (TDK-Lambda, 600V, 11A) est connecté à l'entrée du convertisseur. Un pack de super-condensateurs 'Maxwell BMOD0006 E160 B02' disponible dans le laboratoire ($V_{max} = 240V$, $C_{sc} = 3.25F$) est raccordé directement sur le bus continu. La sortie du convertisseur est filtrée par une inductance de filtrage et raccordée à un auto-transformateur à travers un disjoncteur triphasé.

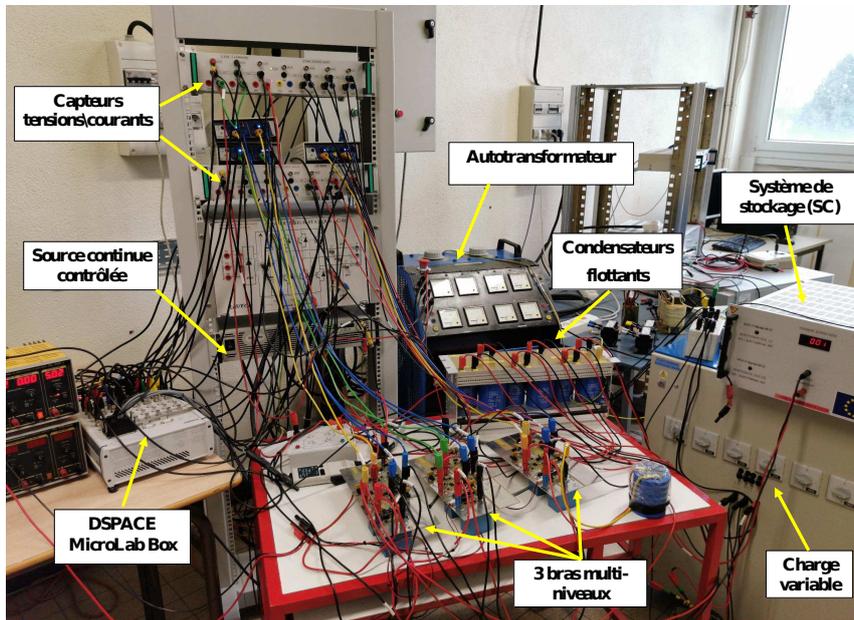


FIGURE 4.1 – Banc d'essai 'B'.

L'implantation en temps réel est assurée par une carte dSPACE de type DS 1202 (MicroLabBox). La visualisation en temps réel est assurée par le logiciel *ControlDesk* 6.1. Toutes les mesures des tensions/courants sont filtrées

avec des filtres *anti-repliement* analogiques d'ordre 4 possédant une fréquence de coupure égale à $500Hz$. Ces mesures sont enregistrées par le logiciel *ControlDesk* sous format *.mat*. Ainsi, les données enregistrées sont directement exploitables avec Matlab. La fréquence de commutation f_c est égale à $5kHz$.

Le tableau ci-dessous présente les paramètres du banc d'essai 'B' :

TABLE 4.1 – Paramètres du banc d'essai 'B'.

Paramètres	Symbole	Valeur
Source continue	V_{max}	600V
	I_{max}	11A
Auto-transformateur : puissance de court circuit fréquence	P_{cc}	70kVA
	f	50Hz
Charge variable	R	[12.4Ω..242Ω]
Super-condensateur	V_{sc}/C_{sc}	240V/3.25F
Condensateur flottant	V_c/C	250V/4700μF
Inductance de filtrage	L	1.2mH
Fréquence de commutation	f_c	5kHz
Fréquence d'échantillonnage	f_s	50kHz

4.2.2 Validation de la procédure d'équilibrage

Dans cette section, la sortie de l'onduleur est connectée à un plan de charge triphasé via une inductance de filtrage de $1.2mH$. Le schéma bloc du premier banc d'essai expérimental est donné par la figure 4.2. Une diode de protection est ajoutée à la sortie de source continue afin d'éviter le retour du courant. Les différents essais sont effectués en boucle fermée. L'objectif derrière les deux prochains tests est de valider expérimentalement la procédure d'équilibrage décrite dans la section 3.3.3 du chapitre précédent.

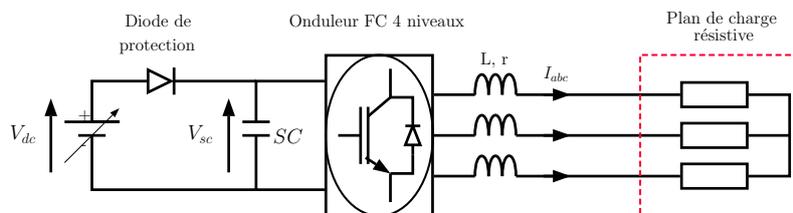


FIGURE 4.2 – Schéma bloc du premier banc d'essai.

Dans un premier temps, nous allons tester l'impact de la variation de la tension du bus DC sur les tensions flottantes. Pour ce faire, nous allons faire varier la tension aux bornes du super-condensateur (V_{sc}) et suivre l'évolution des tensions flottantes. Cet essai est réalisé en boucle ouverte avec un indice de modulation fixe à 0.85. Le super-condensateur est initialement pré-chargé à 12.5% de sa valeur maximale, ce qui correspond à une tension V_{sc} de 30V. La figure 4.3 présente l'allure des tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes. Initialement, la tension de bus continu V_{dc} est égale à 30V ce qui nous permet d'avoir les deux tensions flottantes $2V_{dc}/3$ et $V_{dc}/3$, c'est à dire, les tensions aux bornes de (C_{a1}, C_{b1}, C_{c1}) et (C_{a2}, C_{b2}, C_{c2}) sont respectivement égales à 20V et 10V. Par la suite, à l'instant $t=7.7s$, nous faisons varier la tension de la source DC de 30V à 90V. L'état de charge du SC passe de 12.5% à 37.5% (V_{sc} de 90V). Par conséquent, les tensions flottantes suivent parfaitement leurs références. On note que le courant de l'alimentation continue I_{dc} est limité à 2A. Cet essai montre l'efficacité de l'algorithme d'équilibrage à maintenir les tensions flottantes bien équilibrées entre les trois bras de l'onduleur. Ces tensions évoluent toujours suivant leurs valeurs théoriques.

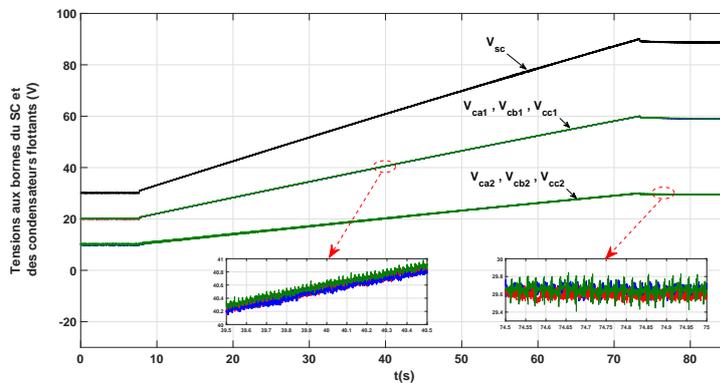


FIGURE 4.3 – Tensions aux bornes du SC et des condensateurs flottants.

Dans un second temps, nous allons étudier l'impact d'une variation brusque du courant actif sur l'équilibrage des tensions intermédiaires ($V_{ca1}, V_{cb1}, V_{cc1}$) et ($V_{ca2}, V_{cb2}, V_{cc2}$). Pour ce faire, cet essai est réalisé en boucle fermée. Le schéma bloc de la loi de commande est illustré par la figure 4.4. Nous rappelons que (i_a, i_b, i_c) et $(i_{cha}, i_{chb}, i_{chc})$ représentent respectivement les courants triphasés du convertisseur et de la charge. i_d^* et i_q^* représentent le courant direct et celui en quadrature dans le repère dq . Ces deux références sont obtenues par une transformation de Park du courant triphasé de la charge $i_{ch_{abc}}$. Durant notre étude, seule la compensation des variations rapides de la puissance active est

étudiée. Pour cette raison, la référence i_q^* est fixée à 0.

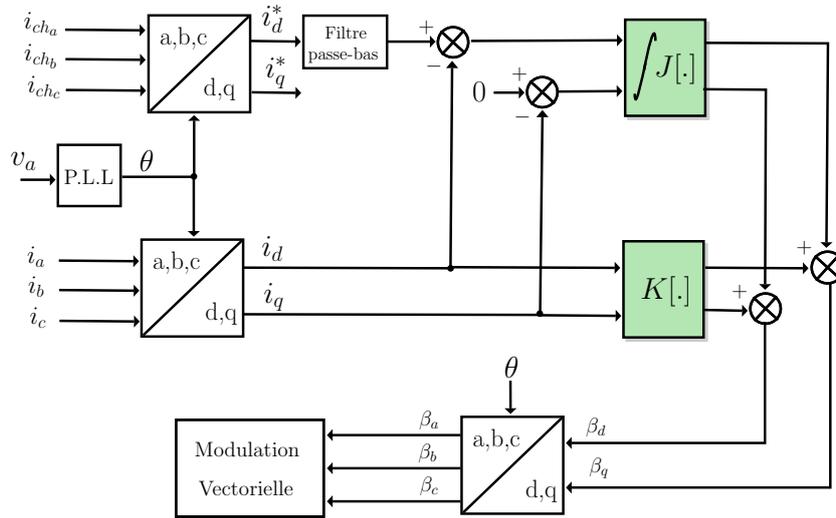


FIGURE 4.4 – Schéma bloc de la commande LMI.

Au début, la tension V_{dc} est égale à 90V. D’après la figure 4.5.a, la référence du courant actif i_d^* est initialement égale à 1.5A. À l’instant $t = 9.14s$, un premier échelon de 2A est appliqué. Le temps de réponse du système bouclé par le contrôleur, calculé par approche LMI, est d’environ 10ms. La figure 4.5.b présente le courant triphasé maximal à la sortie de l’onduleur. À l’instant $t = 19.1s$, un deuxième échelon de 2.5A est appliqué.

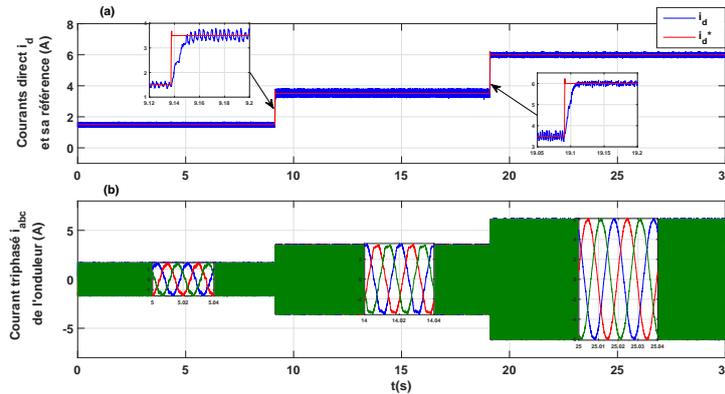


FIGURE 4.5 – (a) Courant actif de l’onduleur et sa référence, (b) Courant triphasé à la sortie de l’onduleur.

Sur la figure 4.6, nous pouvons observer les tensions aux bornes des condensateurs flottants ainsi que la tension V_{sc} . Tout le long de cet essai, ces tensions restent bien équilibrées, notamment durant le régime transitoire. Ce résultat confirme l'efficacité de la procédure d'équilibrage par la table RSS.

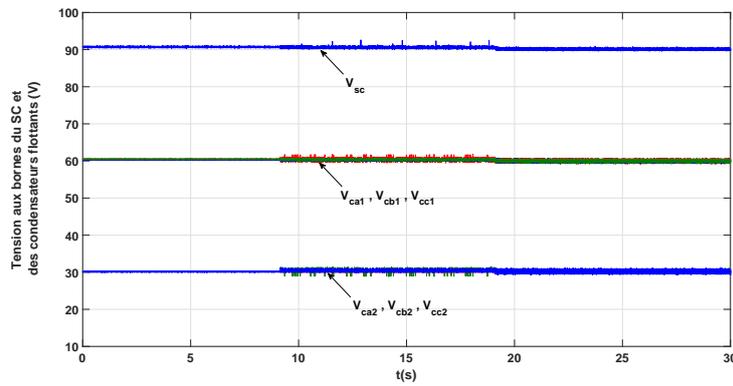


FIGURE 4.6 – Tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes.

La figure 4.7 présente l'allure de la tension efficace entre phases à la sortie de l'onduleur (U_{ab}). Cette tension varie en fonction de l'indice de modulation, de 2 à 4 niveaux.

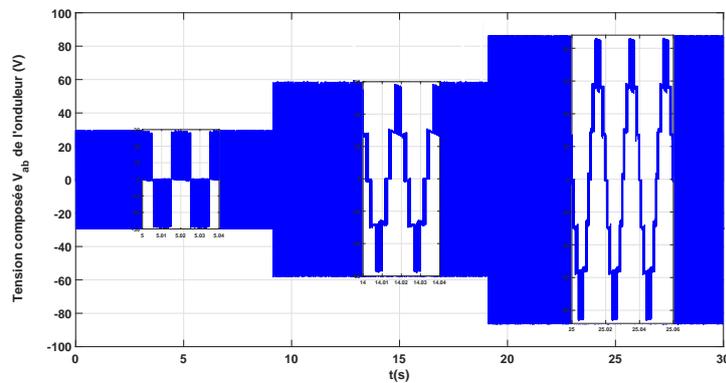


FIGURE 4.7 – Tension U_{ab} à la sortie de l'onduleur.

4.2.3 Onduleur FC 4-niveaux connecté au réseau électrique

4.2.3.1 Essai d'un impact de charge sur le bus AC

Dans cette section, nous allons présenter les performances du convertisseur FC 4 niveaux pour assurer les fonctions souhaitées :

- un transfert d'énergie du bus DC vers le réseau électrique.
- la compensation des fluctuations de puissance sur le réseau.

Le schéma bloc du banc d'essai expérimental est donné par la figure 4.8. La loi de commande a été présentée dans le chapitre 3 (section 3.6.1). Durant cet essai, le super-condensateur est initialement chargé à 50% ($V_{sc} = 120V$) et la tension efficace entre phases du réseau (U_{rms}) est égale à 55V.

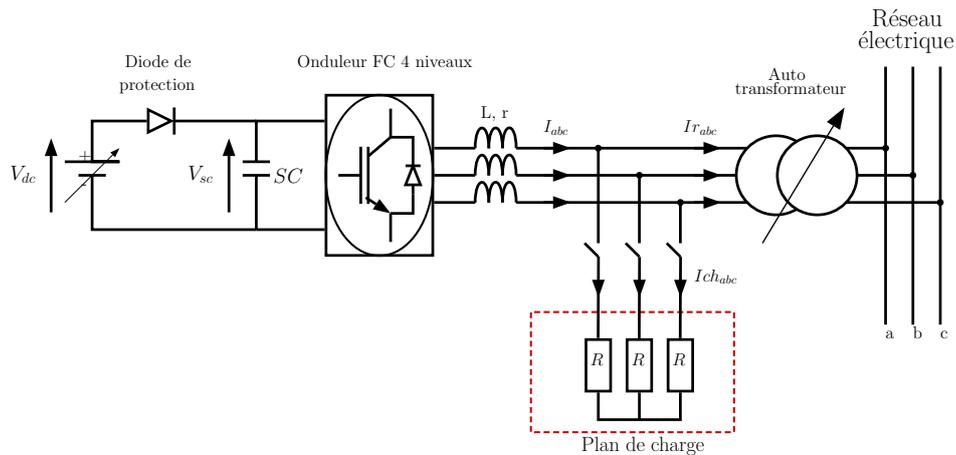


FIGURE 4.8 – Schéma bloc du convertisseur FC classique connecté au réseau.

Dans un premier temps, nous allons tester le cas d'un transfert d'énergie avec un impact simultané de charge et sans compensation par le système de stockage. Cette étape nous permettra de voir l'effet d'un impact de charge sur la tension du réseau (un auto-transformateur avec une faible puissance de court-circuit). Durant cet essai, une faible charge de 126Ω est initialement connectée sur le bus AC. Au début de la phase de fonctionnement, le convertisseur injecte un courant de 5A dans le réseau. La figure 4.9 présente le courant actif mesuré et sa référence. À l'instant 10.7s, un impact de charge résistive ($R=24\Omega$) est appliqué pendant 7s.

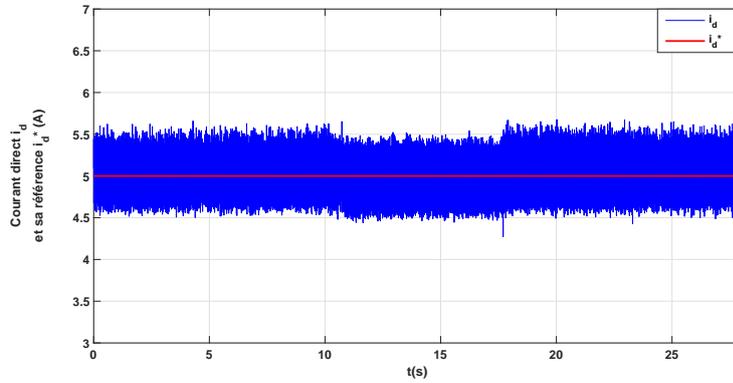


FIGURE 4.9 – Courant actif de l'onduleur et sa référence.

La figure 4.10 présente les courants triphasés de l'onduleur, du réseau et de la charge. Comme prévu, l'onduleur n'intervient pas pour compenser l'impact de charge sur le réseau, c'est à dire, le courant triphasé de l'onduleur (i_{abc}) reste constant. Durant l'impact de charge, le courant demandé par la charge ($i_{ch_{abc}}$) est fourni par le convertisseur et par conséquent, le courant envoyé vers le réseau ($i_{res_{abc}}$) devient plus faible. Dans ce cas, le dispositif de stockage n'échange aucune énergie avec le bus AC.

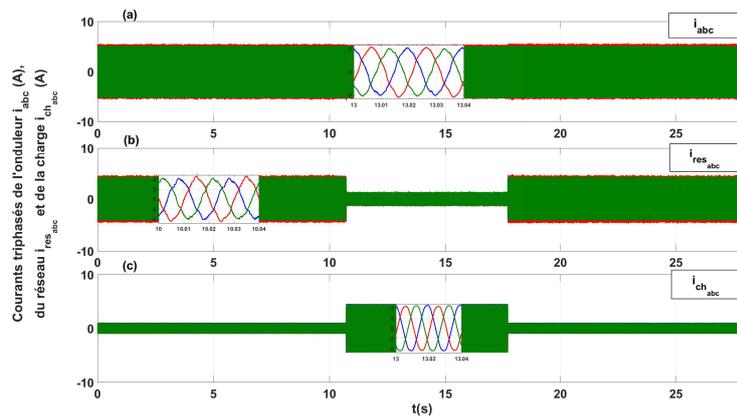


FIGURE 4.10 – (a) Courant triphasé de l'onduleur, (b) courant triphasé du réseau, (c) courant triphasé de la charge.

On peut voir sur la figure 4.11 que les tensions intermédiaires restent équilibrées et maintenues à leurs valeurs initiales.

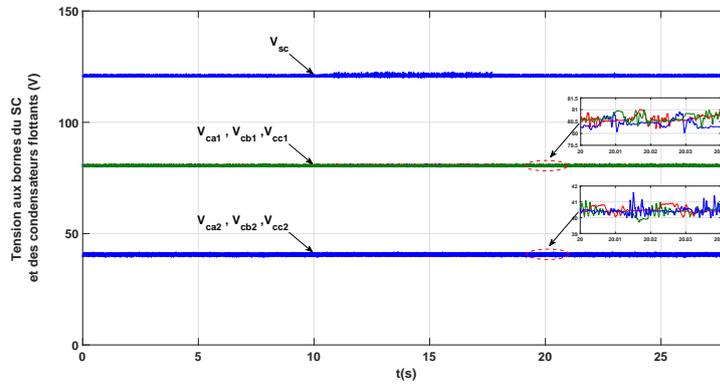


FIGURE 4.11 – Tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes.

La figure 4.12 illustre le flux des puissances actives dans cet essai. On peut voir que la totalité de la puissance active demandée par la charge est fournie par le réseau. A noter que la faible baisse de la puissance active de l'onduleur est due à la chute de tension du réseau pendant l'impact de charge.

La figure 4.13 illustre la chute de la tension entre phases du réseau. Durant l'impact, cette chute est de l'ordre de 6.6%.

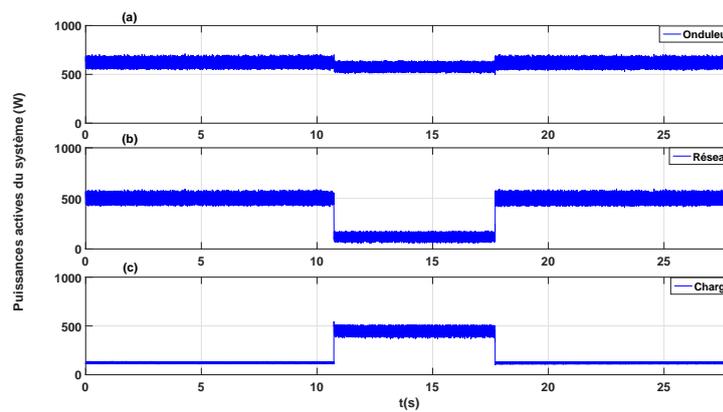


FIGURE 4.12 – (a) Puissance active de l'onduleur, (b) Puissance active du réseau, (c) Puissance active de la charge.

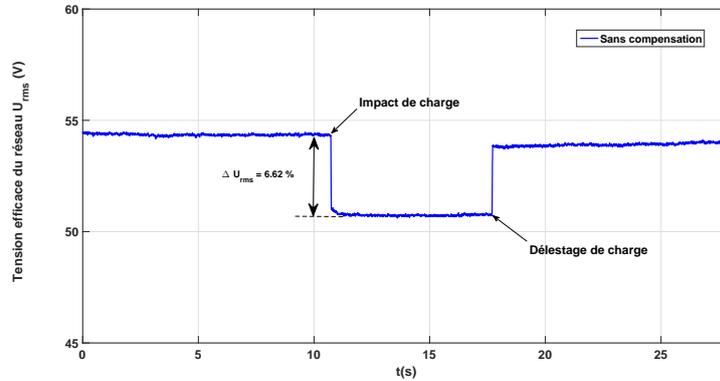


FIGURE 4.13 – Tension efficace du réseau électrique sans compensation.

Afin d'éliminer les creux de tension sur le réseau, nous avons utilisé la même technique de compensation que celle développée dans le chapitre 2. Nous avons utilisé l'énergie stockée dans le super-condensateur pour fournir avec l'onduleur un courant de compensation. Sur la figure 4.14 nous observons cet effet sur les différents courants. À $t = 8.5s$, un impact de charge est appliqué pendant 15s. L'onduleur, en plus du courant constant de conversion de l'énergie DC vers le réseau, compense le courant dû à cet impact en puisant de l'énergie dans le super-condensateur (i_{abc}). Le courant dans le réseau ($i_{res_{abc}}$) reste ainsi constant et n'est nullement perturbé par les impacts de charge sur le réseau.

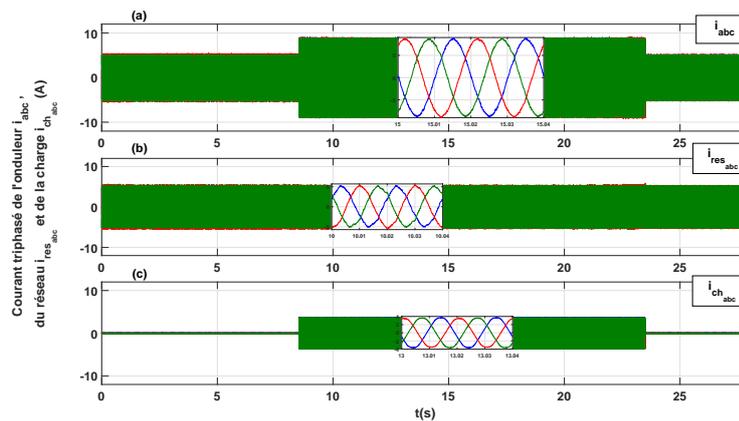


FIGURE 4.14 – (a) Courant triphasé de l'onduleur, (b) courant triphasé du réseau, (c) courant triphasé de la charge.

La figure 4.15 montre la dynamique induite par la loi de commande. Le courant actif mesuré (en bleu) suit parfaitement sa référence (en rouge) avec

un faible temps de réponse en courant de l'ordre de $10ms$.

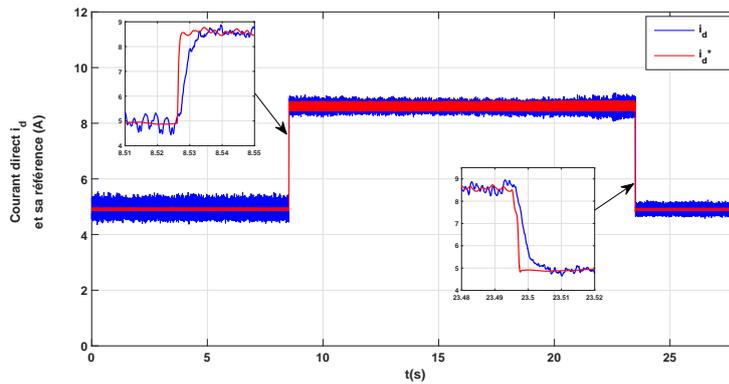


FIGURE 4.15 – Courant actif de l'onduleur et sa référence.

La figure 4.16 montre l'efficacité de l'algorithme d'équilibrage à maintenir les tensions intermédiaires bien équilibrées. Sur cette figure, nous observons la variation des tensions aux bornes du SC et des condensateurs flottants. La tension du SC (V_{sc}) baisse comme prévu pour fournir de l'énergie nécessaire à la compensation. Cette chute de tension est égale à 10.8% (de $120.5V$ jusqu'à $107.5V$). Par conséquent, les tensions intermédiaires ($V_{ca1}, V_{cb1}, V_{cc1}$) et ($V_{ca2}, V_{cb2}, V_{cc2}$) suivent cette variation et chutent respectivement de 11% et de 10.85%.

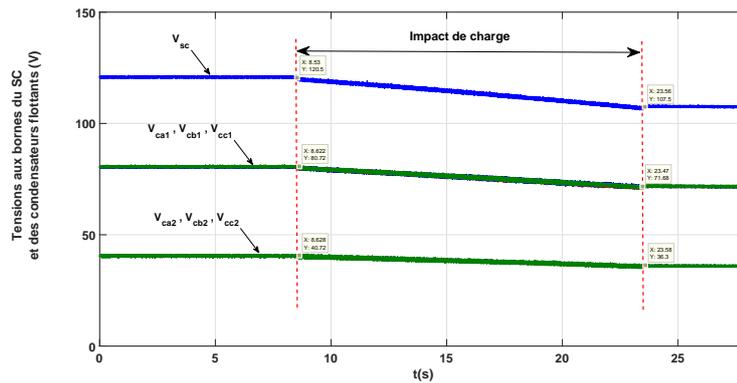


FIGURE 4.16 – Tensions aux bornes du SC et des capacités flottantes.

La figure 4.17 illustre le transfert de puissances lors de cet essai. Nous observons bien que la puissance active fournie au réseau à partir de la source continue reste constante avant, pendant et après l'impact de charge.

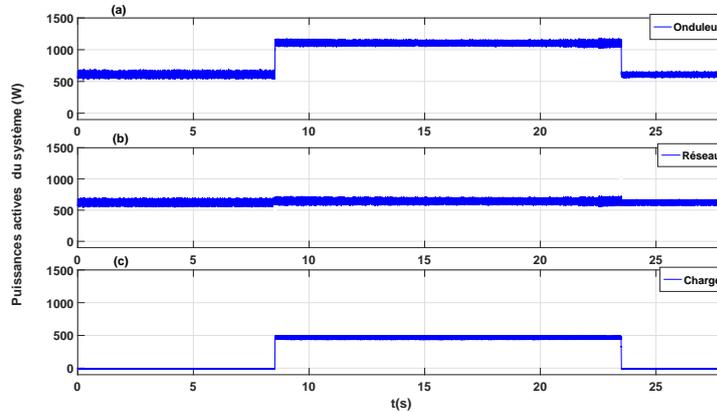


FIGURE 4.17 – (a) Puissance active de l'onduleur, (b) Puissance active du réseau, (c) Puissance active de la charge.

Comme nous pouvons le voir sur la figure 4.18, la tension réseau reste parfaitement constante quand la méthode de compensation est activée.

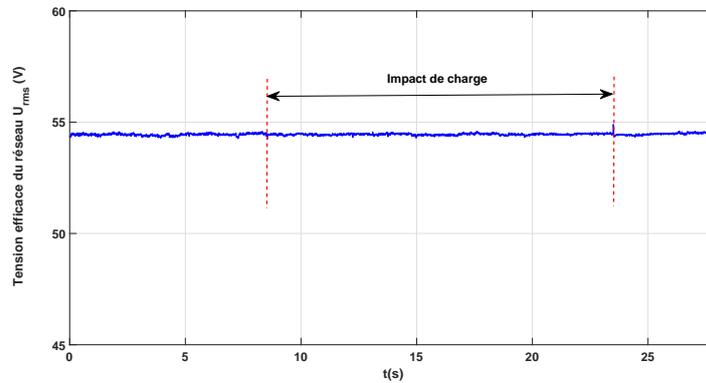


FIGURE 4.18 – Tension efficace du réseau électrique avec compensation.

4.2.3.2 Essai d'un démarrage d'une MAS

Dans cette partie, le banc de charge résistive est remplacé par une machine asynchrone d'une puissance nominale de $750W$. L'intérêt de cet essai est d'étudier l'impact de démarrage de cette machine sur la tension efficace du réseau. Le démarrage d'une machine asynchrone sur un réseau est un essai particulièrement intéressant. La machine se comporte comme une charge R/L continûment variable et il est intéressant de voir son impact sur la tension du réseau. Dans un premier temps, nous allons faire un essai sans compensation.

Le convertisseur assurera seulement la fonction de transfert d'énergie. Comme on peut le voir sur la figure 4.19, avant le démarrage de la MAS ($t=9.35s$), l'onduleur ne fait que transmettre le courant issu du générateur DC. A l'instant $t=9.35s$, nous démarrons la MAS. Nous observons que le courant de démarrage entraîne automatiquement une baisse du courant injecté au réseau par l'onduleur.

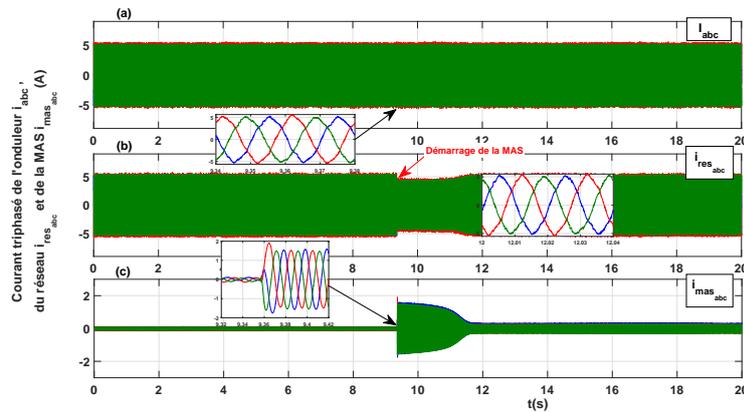


FIGURE 4.19 – Courants triphasées du système sans compensation.

Pendant la phase de démarrage de la MAS, la tension entre phases du réseau chute de 1.6% (figure 4.20).

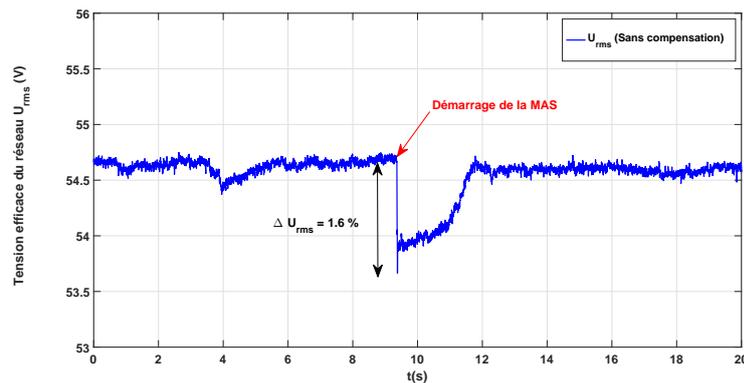


FIGURE 4.20 – Tension efficace du réseau électrique sans compensation.

Maintenant, nous allons refaire les mêmes essais mais en ajoutant la boucle de compensation. Dans ce cas, la loi de commande tient compte des perturbations de puissance possibles sur le bus AC. L'onduleur injecte en permanence

un courant actif de $5A$. À l'instant $t=8.25s$, nous démarrons la machine asynchrone. Comme nous pouvons l'observer sur les courants triphasés (figure 4.21), le courant injecté dans le réseau reste stable et égale à $5A$. Le courant de démarrage est fourni par le système de stockage.

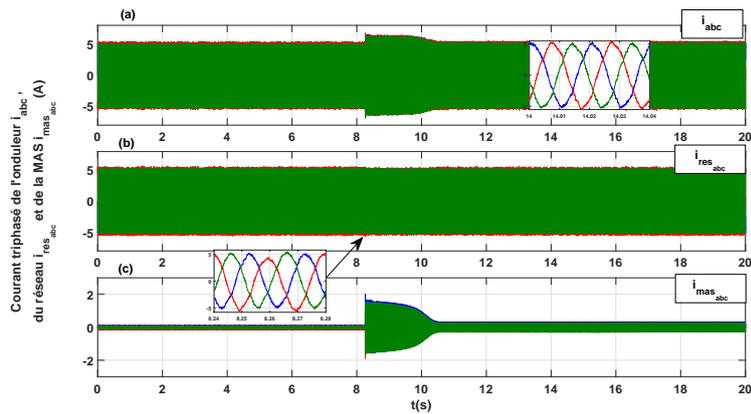


FIGURE 4.21 – Courants triphasés du système avec compensation.

La figure 4.22 montre les performances dynamiques de la loi de commande avec un temps de réponse équivalent à une période de commutation. Grâce à la densité de puissance élevée du super-condensateur, cette solution confirme son efficacité à éliminer les variations brusques de puissance.

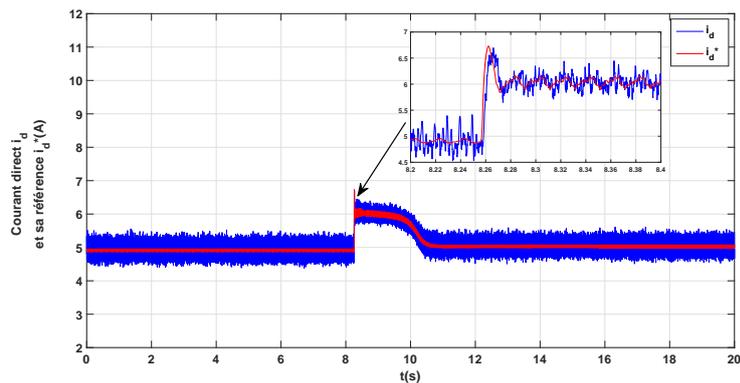


FIGURE 4.22 – Courant actif de l'onduleur et sa référence.

Par conséquent, nous obtenons une tension efficace du réseau plus stable (figure 4.23).

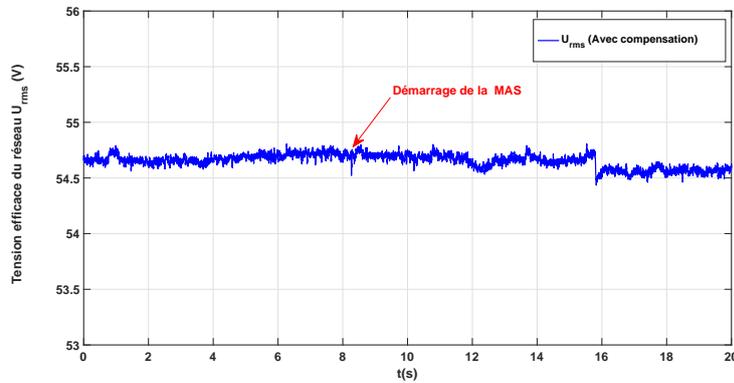


FIGURE 4.23 – Tension efficace du réseau électrique avec compensation.

4.3 Topologie 2 : Système de stockage avec un onduleur FSC

La figure 4.24 présente le banc d'essai 'C'. Dans cette partie, le convertisseur FC 4-niveaux est remplacé par l'onduleur FSC avec un stockage interne d'énergie [113]. Un simple condensateur est connecté sur le bus DC. L'environnement de la maquette reste le même sauf que les condensateurs flottants classiques sont remplacés par des super-condensateurs.

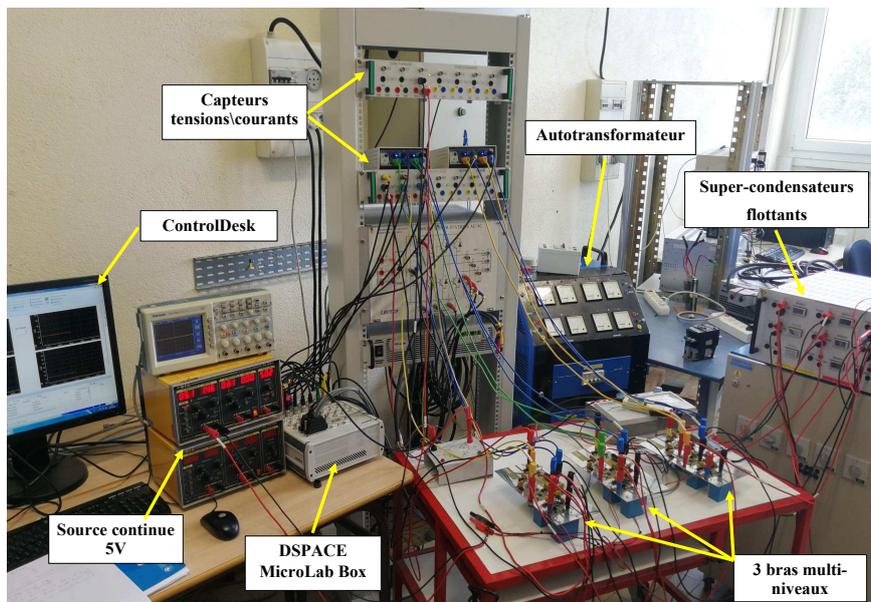


FIGURE 4.24 – Banc d'essai expérimentale 'C'.

Le tableau ci-dessous présente les paramètres du banc d'essai 'C' :

TABLE 4.2 – Paramètres du banc d'essai 'C'.

Paramètres	Symbole	Valeur
Source continue	V_{max} I_{max}	600V 11A
Auto-transformateur : puissance de court circuit fréquence	P_{cc} f	70kVA 50Hz
Charge variable	R	[12.4Ω..242Ω]
Super-condensateur	V_{sc}/C_{sc}	150V/0.7F
Condensateur bus DC	V_{dc}/C	250V/3300μF
Inductance de filtrage	L	1.2mH
Fréquence de commutation	f_c	5kHz

4.3.1 Procédure de pré-charge et d'équilibrage

Cette procédure est réalisée en boucle ouverte et elle permet de pré-charger les six super-condensateurs flottants initialement déchargés. L'indice de modulation est fixé à 0.85. En débitant sur une charge résistive, l'algorithme d'équilibrage ramène, d'une manière simple à mettre en œuvre, les tensions flottantes à leurs valeurs de référence. L'onduleur hybride est alimenté par une source continue V_{dc} égale à 60V, ce qui implique des tensions intermédiaires égales respectivement à 40V et 20V. La figure 4.25 illustre le schéma bloc du banc d'essai utilisé.

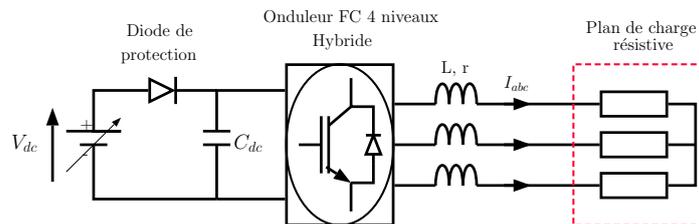


FIGURE 4.25 – Schéma bloc du banc d'essai.

Les tensions aux bornes des deux super-condensateurs du bras 'a' (SC_{1a} et SC_{2a}) sont représentées sur la figure 4.26. Ce résultat montre l'efficacité de la stratégie d'équilibrage. En effet, cette procédure permet de charger simultanément les deux niveaux de tension comme nous pouvons l'observer dans l'intervalle [6.8s..54s]. Ensuite, une fois que la SC_{2a} atteint le niveau de tension

($V_{dc}/3$), SC_{1a} continue à se charger jusqu'à sa valeur souhaitée ($2V_{dc}/3$). Dans ces conditions, le temps nécessaire pour charger les six super-condensateurs est de $100s$. Ce temps dépend principalement de la capacité des super-condensateurs et du courant injecté dans la charge résistive.

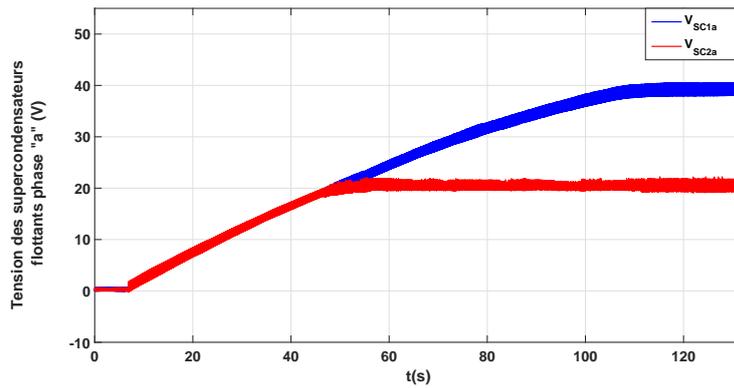


FIGURE 4.26 – Tensions des supercondensateurs flottants durant la pré-charge.

La figure 4.27 représente le courant triphasé à la sortie de l'onduleur pendant la phase de pré-charge. Le zoom montre l'allure du courant en régime permanent (à partir de $116s$). La valeur de ce courant dépend du choix de la charge.

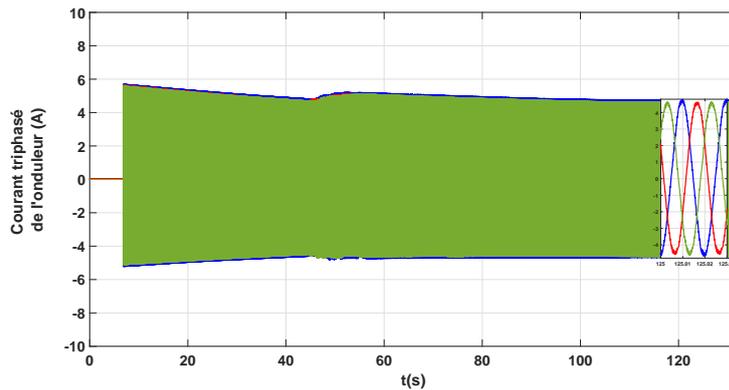


FIGURE 4.27 – Courant triphasé de l'onduleur pendant la procédure de pré-charge.

Une fois la pré-charge terminée, nous vérifions l'algorithme d'équilibrage. Pour cela, nous réalisons un impact/délestage de charge. Le système étant en

boucle ouverte avec un indice de modulation égale à 0.8. La tension du bus continu V_{dc} est fixée à $90V$. Initialement, le convertisseur débite sur une faible charge. De $t = 8s$ à $t = 34s$, un impact de charge est appliqué. Le courant triphasé à la sortie de l'onduleur est donné par la figure 4.28. Sa valeur crête durant l'impact est égale à $5.8A$.

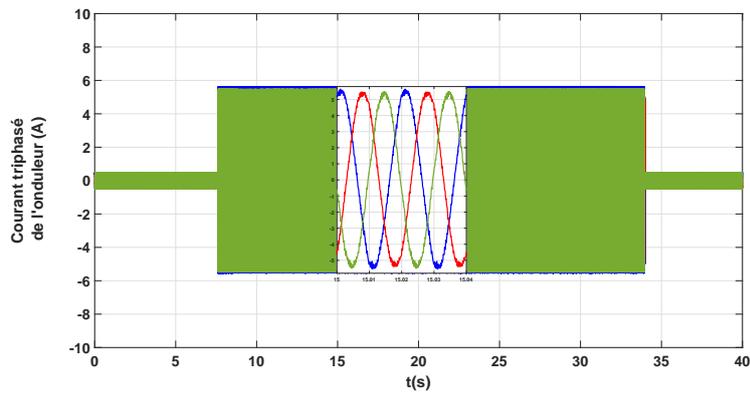


FIGURE 4.28 – Courant triphasé de l'onduleur.

Sur la figure 4.29, nous pouvons voir que les tensions flottantes sont bien maintenues à leurs valeurs de référence. Ce résultat valide la stratégie d'équilibrage adoptée dans nos travaux.

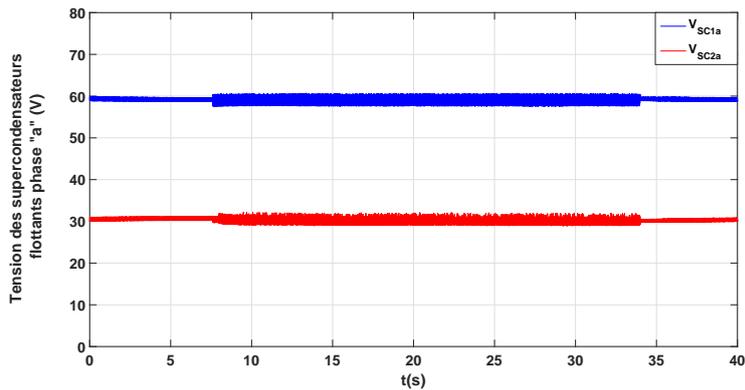
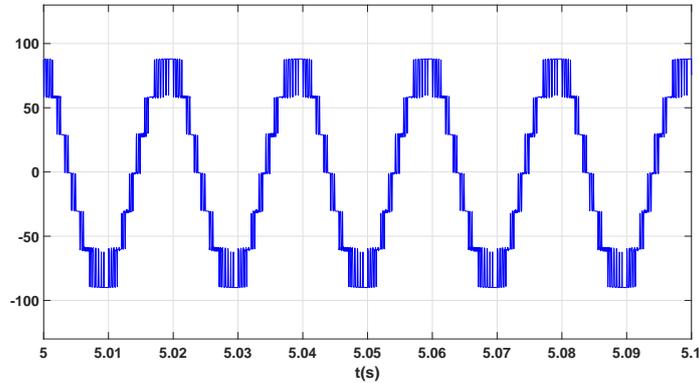


FIGURE 4.29 – Tensions aux bornes des super-condensateurs intermédiaires.

Sur la figure 4.30, on peut voir les 4 niveaux de tension sur la forme d'onde de la tension entre phases V_{ab} .

FIGURE 4.30 – Tension composée U_{ab} de l'onduleur.

4.3.2 Essais de l'onduleur en boucle fermée

Dans cette section, nous nous intéressons à la validation des performances de la loi de commande en boucle fermée (voir figure 4.4 de la section 4.2.2). Comme l'essai précédent, la sortie du convertisseur hybride est connectée à un plan de charge résistive. Cet essai est important afin de pouvoir tester les boucles de régulation des courants de l'onduleur avant de se connecter au réseau AC. Sur la figure 4.31a, on peut voir le courant actif mesuré (i_d) avec des échelons positifs et négatifs de la référence (i_d^*). Ce résultat montre l'efficacité de la commande des boucles de courants de l'onduleur suite à un changement brutal du courant direct ($I_d^*=3A$). Cette figure présente aussi un zoom sur le comportement dynamique de la commande appliquée pendant le régime transitoire. Le temps de réponse des courants de l'onduleur est de l'ordre de $50ms$ et il dépend du centre c de la région de stabilité choisie. Dans notre cas, le centre et le rayon de la région \mathfrak{D} sont respectivement ($c=-1100$, $r=700$). La figure 4.31b représente le courant triphasé à la sortie de l'onduleur (i_{abc}).

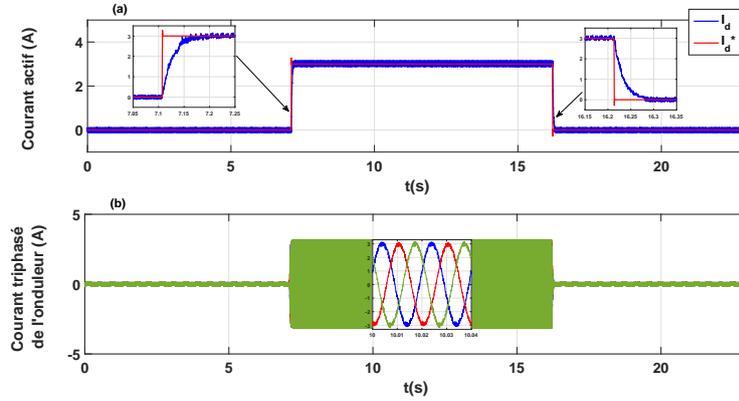


FIGURE 4.31 – (a) Courant actif de l'onduleur et sa référence, (b) Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.

4.3.3 Onduleur FSC 4-niveaux connecté au réseau électrique

Dans cette section, les essais expérimentaux de l'onduleur raccordé au réseau électrique sont présentés. La loi de commande a été décrite dans la section 3.6.1. Dans un premier temps, nous testerons le cas d'un transfert d'énergie afin de valider les performances de la stratégie de commande ainsi que la procédure d'équilibrage de tensions flottantes. Dans un second temps, nous présenterons les essais relatifs à la compensation des fluctuations de puissance sur le réseau. La figure 4.32 illustre le schéma bloc du banc d'essai expérimental.

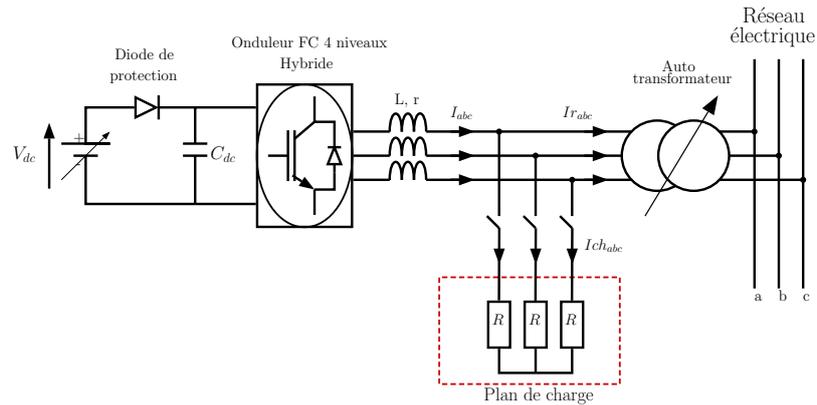


FIGURE 4.32 – Schéma bloc du banc d'essai 'C'.

4.3.3.1 Cas d'un transfert d'énergie

Pour ce premier mode de fonctionnement, l'onduleur hybride fonctionne en tant que convertisseur multiniveaux à capacités flottantes classique. Son

rôle est d'assurer seulement le transfert de l'énergie présente sur le bus DC vers le réseau de distribution. Dans ce mode, l'énergie stockée dans les super-condensateurs flottants reste constante. Le but de cet essai est de montrer que dans ce mode de fonctionnement, le convertisseur FSC se comporte comme un FC classique. Nous allons particulièrement observer les tensions aux bornes des SC durant un transfert d'énergie. La tension du bus continu V_{dc} est fixée à 100V. Sur la figure 4.33a nous pouvons voir plusieurs échelons de courants qui passent du bus DC vers le bus AC. Le courant actif suit parfaitement sa référence avec un temps de réponse relativement court (autour de 10ms). Le courant triphasé injecté dans le réseau électrique est donné sur la figure 4.33b.

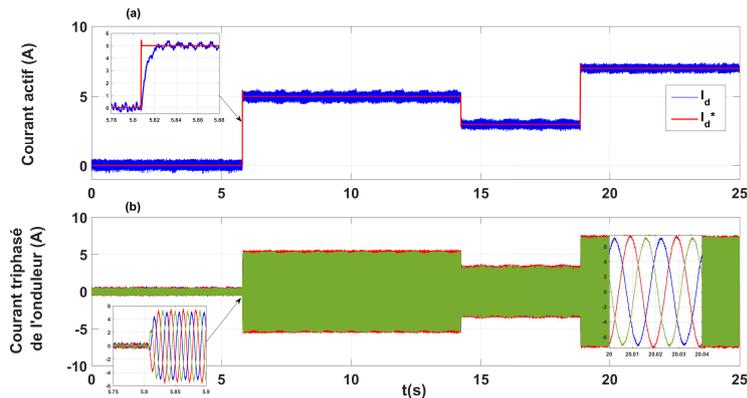


FIGURE 4.33 – (a) Courant actif de l'onduleur et sa référence, (b) Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.

Les tensions aux bornes des super-condensateurs intermédiaires du bras 'a' sont présentées sur la figure 4.34. Comme nous pouvons le voir, les tensions aux bornes des SC restent parfaitement constantes et ne sont nullement perturbées par les échelons de courants qui permettent de faire transiter l'énergie du bus DC vers le bus AC. L'algorithme de contrôle réussit à maintenir les tensions flottantes bien équilibrées.

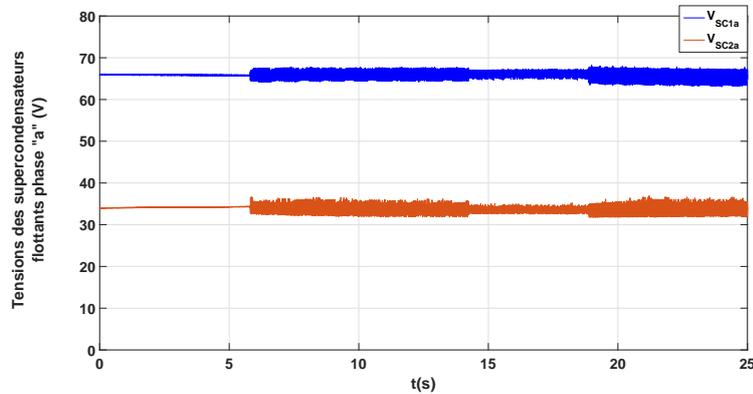


FIGURE 4.34 – Tensions aux bornes des super-condensateurs intermédiaires.

4.3.3.2 Cas d'un transfert d'énergie avec compensation des fluctuations de puissance

Comme décrit précédemment, les variations rapides de la puissance sur le bus AC peuvent provoquer des creux de tension sur le réseau électrique. Par conséquent, la stabilité du réseau n'est plus garantie. Dans ce contexte, cet essai est réalisé pour valider la multi-fonctionnalité du convertisseur proposé, c'est à dire, le transfert de l'énergie disponible sur le bus DC et en même temps la compensation des pics de puissance coté AC. Dans les essais qui suivent, la tension entre phases du réseau est égale à $50V$ et la tension du bus continu V_{dc} est fixée à $120V$.

Initialement, le convertisseur injecte un courant crête de $3A$ dans le réseau. Entre $6.7s$ et $12.5s$, un impact de charge résistive est appliqué. Sur la figure 4.35, nous traçons trois courants. Le premier est celui fourni par l'onduleur. Comme on peut le voir ce courant augmente dès qu'il y a une demande supplémentaire de la charge. Ainsi, le courant injecté dans le réseau reste constant et n'est nullement perturbé.

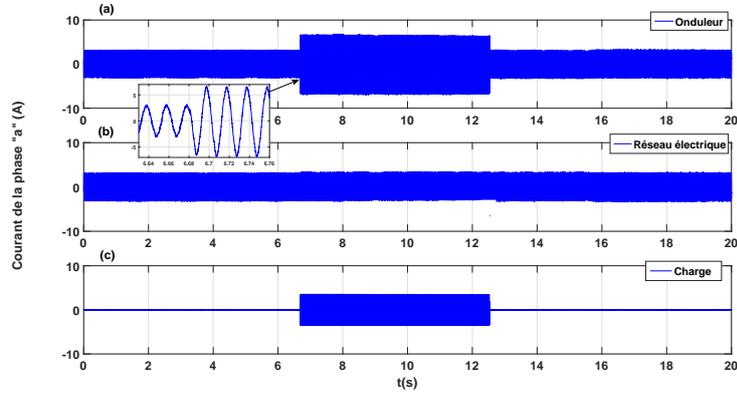


FIGURE 4.35 – (a) Courant l'onduleur phase "a", (b) Courant du réseau phase "a", (c) Courant de la charge phase "a".

Sur la figure 4.36, le courant de la source DC est tracé. Il est à noter que, pendant l'impact de charge, l'onduleur hybride fournit non seulement le courant demandé mais aussi le courant qui était fourni par la source DC. Cette énergie est fournie par les SC intermédiaires.

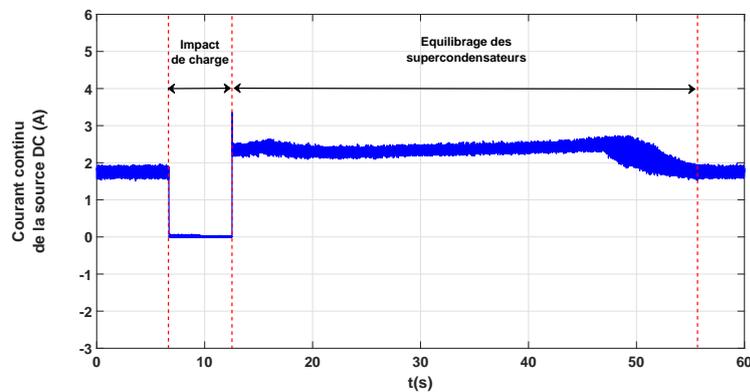


FIGURE 4.36 – Courant continu de la source I_{dc} .

Sur la figure 4.37, on peut voir l'évolution des tensions aux bornes des SC pour un bras de l'onduleur. Il y a trois phases de fonctionnement. La première phase concerne le régime permanent. La deuxième phase est celle de la compensation de l'énergie. Nous voyons alors une baisse des tensions aux bornes de SC. La troisième phase est celle de la recharge et de l'équilibrage des tensions aux bornes des SC.

La figure 4.37 montre que les tensions aux bornes des SC ont chuté de 25%,

ce pourcentage représente la valeur maximale de la chute de tension avant la saturation de la commande. Par mesure de sécurité, l'indice de modulation maximale est saturé à 0.95. Par la suite, la stratégie d'équilibrage permet de ramener les tensions aux bornes des super-condensateurs à leurs valeurs de référence.

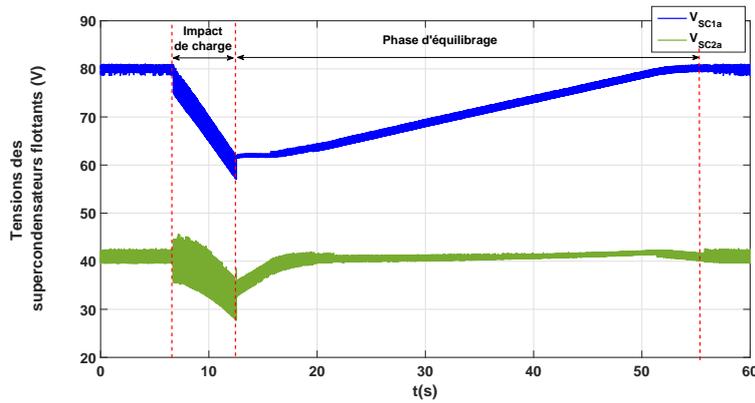


FIGURE 4.37 – Tensions aux bornes des super-condensateurs (bras "a").

Sur les figures 4.38 et 4.39, on peut voir la valeur efficace des tensions réseau avec et sans la compensation. la structure proposée confirme son efficacité à maintenir une tension constante sur le réseau électrique lors de perturbations furtives. On note que cette chute (ΔU_{rms}) est de l'ordre de 5.6% sans la procédure de compensation.

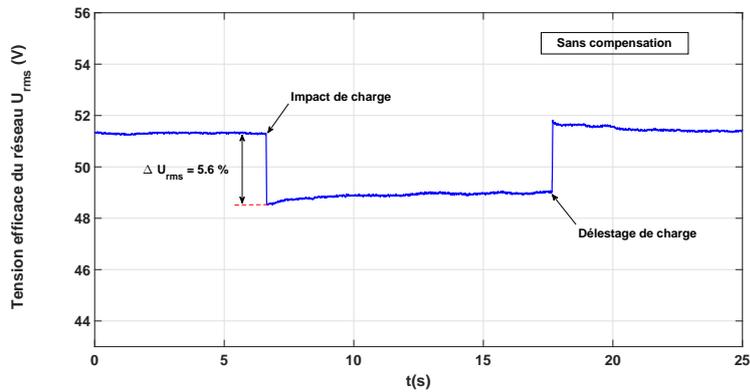


FIGURE 4.38 – Tension efficace du réseau électrique sans compensation.

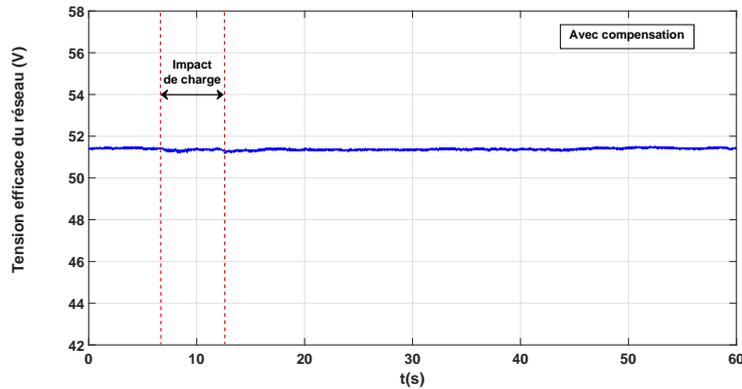


FIGURE 4.39 – Tension efficace du réseau électrique avec compensation.

4.4 Étude comparative des structures de puissance étudiées

Dans notre travail de recherche, nous avons étudié trois structures de puissance connectées à un faible réseau électrique. Notre objectif est d'assurer simultanément deux fonctions principales :

- Le transfert d'énergie issue d'une source continue vers le réseau.
- La compensation des fluctuations de puissance présentes sur la ligne triphasée.

Dans un premier temps, nous avons étudié la connexion direct d'un pack de super-condensateurs à l'entrée d'un convertisseur DC/AC à 2-niveaux de tension. Grâce à l'utilisation d'une loi de commande robuste qui prend en compte la variation de la tension du bus DC, cette structure de puissance a montré son efficacité pour atteindre les objectifs souhaités avec de bonnes performances, notamment, pendant le régime transitoire. En revanche, vu le faible nombre de niveaux de tension, le taux de distorsion harmoniques à la sortie de l'onduleur est élevé. De plus, ce convertisseur nécessite une grosse inductance de filtrage ce qui augmente, par conséquent, son coût et son volume.

Avantages :

- Assure simultanément les deux fonctions souhaitées.
- Idéal pour les applications de faible tension.

Inconvénients :

- Taux de distorsion harmonique élevé.
- Grosse inductance de filtrage.

Dans un second temps, afin d'améliorer la qualité de la tension du convertisseur et réduire la taille de l'inductance de filtrage, nous avons remplacé l'on-

duleur classique par un onduleur FC à 4-niveaux. Les résultats expérimentaux viennent de confirmer l'efficacité de cette structure pour garantir simultanément les fonctions désirées avec une meilleure qualité de tension et une faible inductance de filtrage. En revanche, un algorithme d'équilibrage est indispensable afin de garder les tensions intermédiaires bien équilibrées.

Avantages :

- Assure simultanément les deux fonctions souhaitées.
- Idéal pour les applications de faible/moyenne tension.
- La taille de l'inductance de filtrage est réduite.
- La forme d'onde de la tension de sortie est de meilleure qualité.

Inconvénients :

- Nécessite un algorithme d'équilibrage.
- Requiert un temps de calcul plus important.

Enfin, nous avons proposé d'étudier la possibilité d'intégrer les super-condensateurs dans la structure classique d'un onduleur de type FC. Ce nouveau concept nous a permis de stocker de l'énergie à l'intérieur du convertisseur et non sur le bus continu. Les résultats expérimentaux ont confirmé l'efficacité de ce système pour assurer les deux fonctions visées. En revanche, le convertisseur assure les deux modes opératoires d'une manière différente. En effet, pendant la phase de compensation, le convertisseur doit permuter vers les chemins internes (Mode 2) et par conséquent, l'échange d'énergie avec le bus continu est coupé. Pour cette raison, la compensation des fluctuations de puissance et le transfert de puissance se fait exclusivement à travers l'énergie emmagasinée dans les super-condensateurs flottants.

Avantages :

- Les super-condensateurs sont intégrés dans la structure du convertisseur.
- Les tensions aux bornes des super-condensateurs sont réduites.
- Idéal pour les applications de faible/moyenne tension.
- La taille de l'inductance de filtrage est réduite.
- La forme d'onde de la tension de sortie est de meilleure qualité.

Inconvénients :

- Ne peut pas assurer les deux modes opératoires simultanément.
- Nécessite un algorithme d'équilibrage plus complexe.
- Un temps de calcul plus important.

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats expérimentaux des deux structures de convertisseurs multiniveaux avec stockage d'énergie par super-condensateur. Dans la première structure, le pack de super-condensateurs est

connecté à l'entrée d'un onduleur FC 4-niveaux. Cette configuration nous a permis de garantir simultanément un transfert d'énergie du bus continu vers le réseau et la compensation des variations rapides de puissance à partir de l'énergie stockée dans le super-condensateur. Les résultats expérimentaux confirment l'efficacité de cette structure à combiner à la fois les avantages de ce dispositif de stockage et ceux d'un onduleur multiniveaux.

Dans la deuxième partie, les super-condensateurs ont été intégrés dans le convertisseur pour remplacer les condensateurs flottants et pour stocker de l'énergie. Grâce à divers essais expérimentaux, l'onduleur FSC 4-niveaux proposé a montré son efficacité pour compenser les pics de puissance appliqués sur la ligne triphasée. La méthode d'équilibrage par la table RSS nous a permis d'avoir des tensions intermédiaires bien équilibrées. À la fin de ce chapitre, nous avons présenté une étude comparative entre les trois structures de puissance étudiées dans cette thèse.

Conclusion générale et perspectives

La généralisation des énergies renouvelables et leurs intégrations dans les réseaux de faible ou de grande puissance induit des nouveaux défis dans la gestion et la conduite des systèmes multi-sources. Cette thèse porte sur la modélisation et la commande des convertisseurs multi-niveaux hybrides. Les applications visées sont les réseaux multi-sources avec stockage d'énergie, les objectifs étant d'assurer deux fonctions principales : la continuité de transfert d'énergie d'une source continue renouvelable vers le réseau électrique et la compensation des fluctuations de puissance sur le bus alternatif. Les travaux de recherche exposés dans ce mémoire ont été menés sur l'étude, la modélisation et la commande de trois structures de convertisseurs DC/AC hybrides.

Au début, nous avons utilisé un pack de super-condensateurs comme système de stockage d'énergie sur le bus continu d'un onduleur à 2-niveaux de tension. Pour répondre à nos objectifs, une commande par retour d'état avec intégration de l'écart, synthétisée par approche LMI, a été mise en place. Cette loi de commande permet d'assurer la stabilité du système avec une tension variable sur le bus continu. Le réglage de la région de stabilité \mathcal{D} permet de gérer les performances transitoires désirées.

Ensuite, l'onduleur classique a été remplacé par un onduleur 4-niveaux à condensateurs flottants. Cette deuxième structure nous a permis de satisfaire les mêmes objectifs avec une tension de sortie de meilleur qualité et une inductance de filtrage plus petite. Grâce à une méthode d'équilibrage par la sélection de l'état redondant, les tensions intermédiaires des condensateurs flottants restent bien équilibrées dans tous les modes de fonctionnement.

Enfin, nous avons intégré ce dispositif de stockage dans le convertisseur afin d'avoir un stockage interne d'énergie plutôt que sur le bus continu. Pour ce faire, les condensateurs flottants ont été remplacés par des super-condensateurs et trois nouveaux interrupteurs ont été ajoutés à chaque bras. Un prototype de l'onduleur proposé a été entièrement réalisé sein du LIAS.

Les résultats expérimentaux, issus des trois bancs d'essais, viennent corrélérer et confirmer l'apport important de cette hybridation sur les pics de puissance et les creux de tension lors d'une variation brusque de puissance sur la ligne triphasée.

Toutefois, nous sommes conscients également que certains points ne sont pas abordés dans ce travail, ce qui ouvre de nombreuses perspectives de recherche. On peut envisager :

- Des essais supplémentaires de l'onduleur FSC proposé en mode STATCOM. Vu que cet onduleur ne peut pas assurer simultanément les deux fonctions souhaitées, il serait donc plus judicieux de voir ses performances en tant qu'un compensateur statique.
- L'équilibrage des super-condensateurs flottants par l'énergie disponible sur le bus AC. Cette étude est indispensable pour pouvoir tester l'onduleur FSC en tant que STATCOM. Actuellement, l'équilibrage se fait uniquement pendant la phase de transfert d'énergie (mode 1), c'est à dire, par l'énergie disponible sur le bus continu.
- Le développement des observateurs afin d'estimer les tensions intermédiaires. Cette solution nous permettra de réduire le nombre de capteurs de tension.
- Une étude énergétique approfondie sur le choix et le dimensionnement des super-condensateurs en termes de capacité, pic de puissance maximum, durée de vie, etc...

Annexe A : Détermination de la matrice de la commande par retour d'état \bar{K} en utilisant une approche LMI

Code Matlab :

```

clc ;
clear all ;
f = 50 ;
l = 5e - 3 ;
w = 2 * pi * f ;
Q = 80 ;
r = l * w / Q ;
Vdc = 180 ;
Vdcmmax = 220 ;
Vdcmmin = 160 ;
cc = -1100 ;
rr = 700 ;
A = [-r/lw ; -w - r/l] ;
Bmax = [Vdcmmax/(2l) 0 ; 0 Vdcmmax/(2l)] ;
Bmin = [Vdcmmin/(2l) 0 ; 0 Vdcmmin/(2l)] ;
F = [1/l ; 0] ;
C = [10 ; 01] ;
O22 = [00 ; 00] ;
 $\bar{A}$  = [AO22 ; -CO22] ;
B1 = [Bmax ; O22] ;
B2 = [Bmin ; O22] ;
M = (cc2 - rr2) ;
n = 4 ;

```

fréquence électrique en (Hz)
 valeur de l'inductance du filtre en (H)
 pulsation électrique en (rd/s)
 facteur de qualité
 résistance interne en (Ω)
 tension du bus continu
 tension maximale de la stabilité
 tension minimale de la stabilité
 définition du centre du disque
 définition du rayon du disque

définition de l'ordre du système

Annexe B : Description de la carte électronique de l'onduleur proposé

Liste des composants

Dans cette annexe, nous présentons les détails techniques sur la conception de la carte électronique du convertisseur. Afin de simplifier le schéma global de la carte de puissance, nous allons présenter la topologie et la liste des composants utilisés pour 1 bras. On note que les 3 bras sont identiques.

Table A.1 : Liste des composants.

Composant	Quantité	Référence	Valeur
Mosfet Sic	9	S-1,S-2,S-3,S-4,S-11 S-22,S-33,S-41,S-42	C3M0075120J
Diode anti-retour	9	DS-1,DS-2,DS-3,DS-4,DS-5, DS-11,DS-12,S-13,S-14	SCS220AJ
Commande des grilles	6	U1,U2,U3,U4,U5,U6	UCC20520DWR
Convertisseur DC-DC	9	DC-2W1,DC-2W2,DC-2W3, DC-2W4,DC-2W5,DC-2W6, DC-2W7,DC-2W8,DC-2W9	PCN2-S5-S15-S
Condensateur	6	CUCC1,CUCC2,CUCC3, CUCC4,CUCC5,CUCC6	3.3nF
Condensateur	6	CVCCI1,CVCCI2,CVCCI3, CVCCI4,CVCCI5,CVCCI6	1μF/25V

Condensateur	9	C1,C4,C7,C10,C13,C16, C19,C22,C25	10 μ F/25V
Condensateur	9	C2,C5,C8,C11,C14,C17 C20,C23,C26	2.2 μ F/25V
Condensateur	9	C3,C6,C9,C12,C15,C18 C21,C24,C27	330nF/25V
Condensateur	3	C28,C29,C30	50 μ F/630V
Résistance	6	RDIS1,RDIS2,RDIS3,RDIS4, RDIS5,RDIS6	47K
Résistance	6	RDT1,RDT2,RDT3,RDT4, RDT5,RDT6	15K
Résistance	9	RGSB1,RGSA1,RGSB2,RGSA2, RGSB3,RGSA3,RGSB4,RGSA4 RGSA5	10K
Résistance	9	RONB1,RONA1,RONB2,RONA2, RONB3,RONA3,RONA4,RONA5, RONB6	2.2K
Inductance	9	L1,L2,L3,L4,L5,L6,L7,L8,L9	5.6 μ H(0.4A)
Connecteur X9	1	J1	PWM et Disable
Connecteur X2	1	J2	Alim
Connecteur X3	5	J3,J4,J5,J6,J7	CON3
Fiche banane femelle	1	TP1	+ SuperC1
Fiche banane femelle	1	TP2	- SuperC1
Fiche banane femelle	1	TP3	Sortie
Fiche banane femelle	1	TP4	+ SuperC2
Fiche banane femelle	1	TP5	- SuperC2
Fiche banane femelle	1	TP6	Entrée +
Fiche banane femelle	1	TP7	Entrée -

Fiches techniques des composants

Mosfet C3M0075120J

Le Silicon Carbide (SiC) Power MOSFET C3M0075120J représente la troisième génération de la technologie SiC Mosfet. Il est caractérisé par une faible impédance Drain Source ($D_{ds(on)}$) ce qui permet de réduire les pertes par conduction. Cette technologie offre un meilleur rendement avec une plage de fréquence de découpage beaucoup plus importante.

Table A.2 : Fiche technique du C3M0075120J.

Symbole	Paramètre	Valeur
V_{ds}	Tension Drain-Source	1200V
I_d	Courant continu de fuite	30A
R_{dson}	Résistance Drain-Source	75mΩ
V_{gs}	Tension grille-Source	-4V, +15V
t_m	Temps de montée	9ns
t_d	Temps de descente	10ns
T_{min}	Température minimale	-55C
T_{max}	Température maximale	+150C

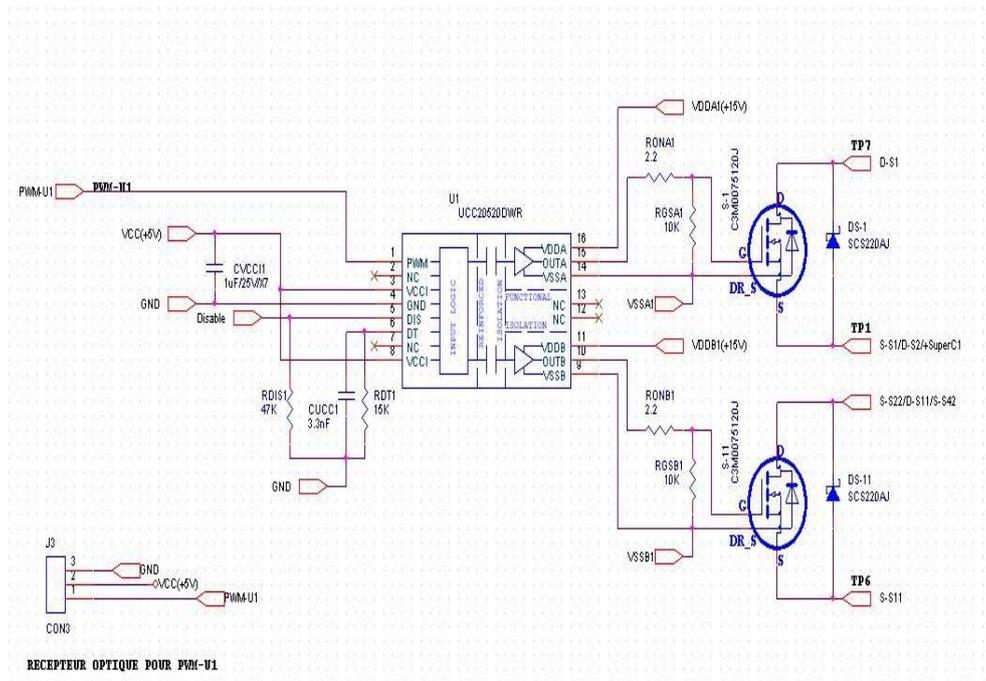
Diode anti-retour SCS220AJ

Table A.3 : Fiche technique du SCS220AJ.

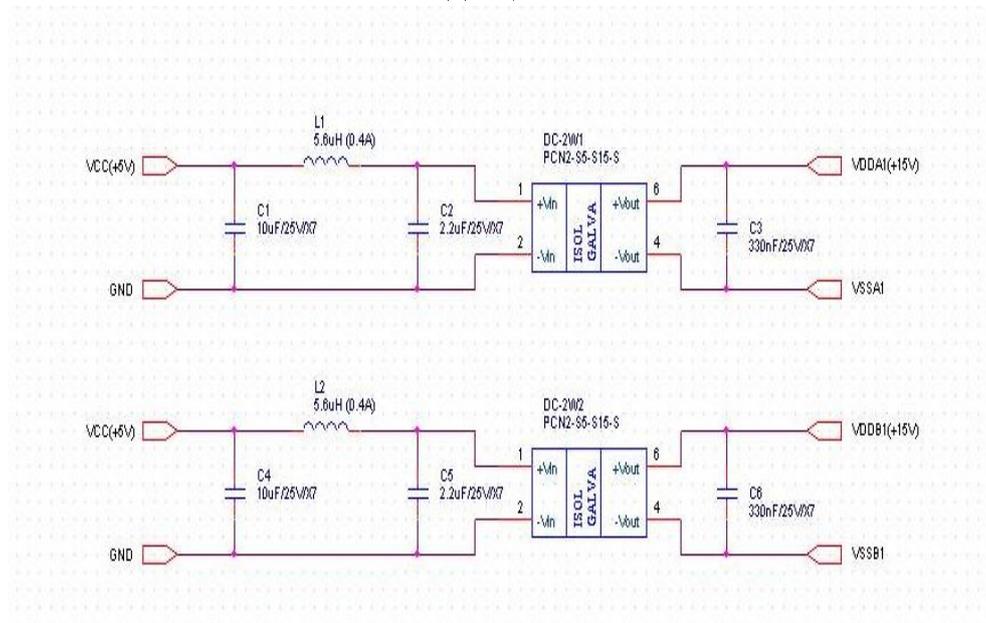
Symbole	Paramètre	Valeur
V_R	Tension Inverse	650V
I_F	Courant direct continu	20A
P_d	Puissance dissipée	100W25C
T_j	Température de jonction	175C

Circuit imprimé de la carte électronique

La conception du circuit imprimé (en anglais : Printed Circuit Board (PCB)) a été réalisée avec le logiciel OrCAD PCB Designer. Les schémas ci-dessous représentent les circuits imprimés de chacun des 9 interrupteurs (Mosfet, Diode, Commandes des grilles et convertisseur DC-DC).

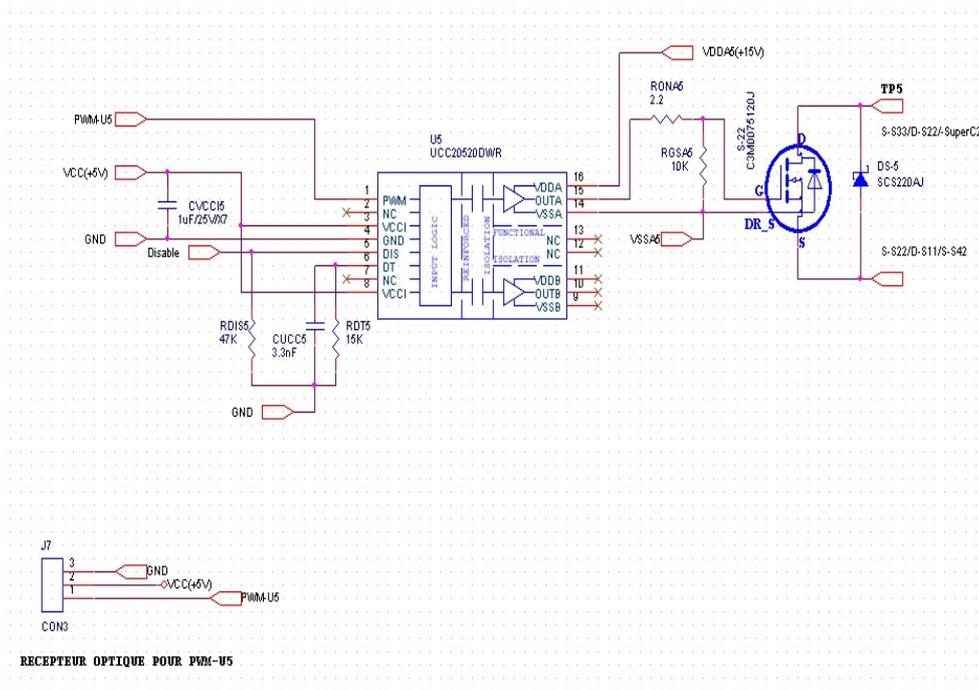


(a) S1/S11

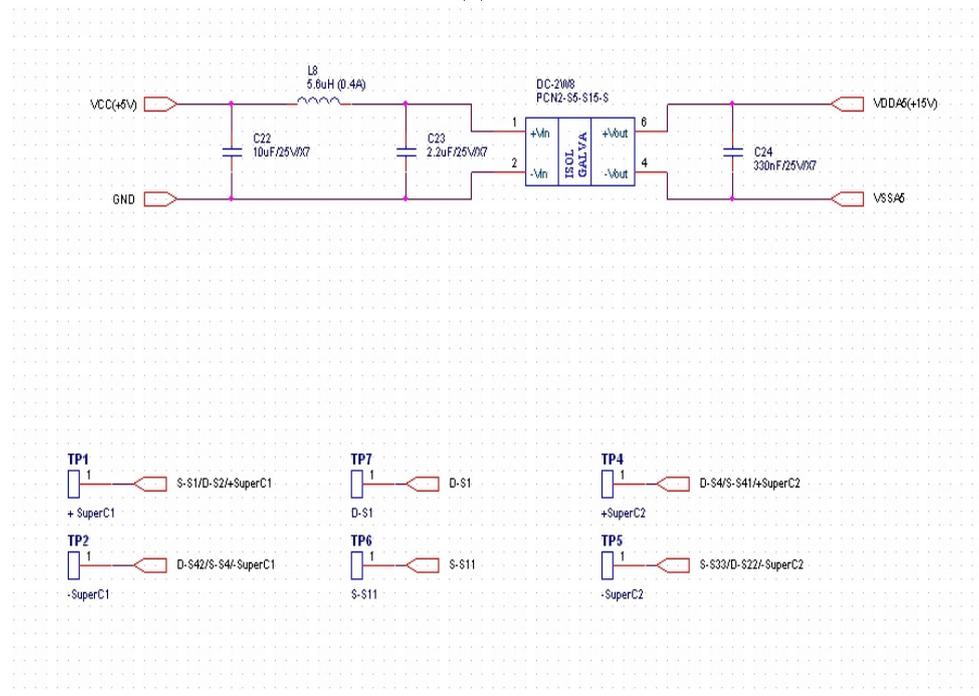


(b) Circuit de l'alimentation de S1/S11

FIGURE B1 – Schéma des interrupteurs S1/S11.

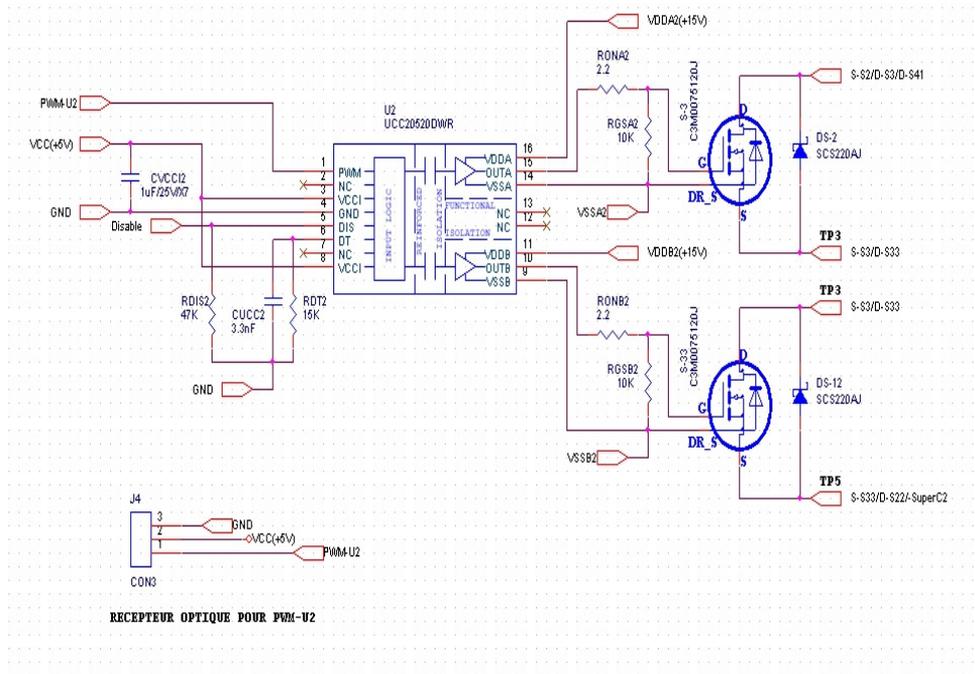


(a) S22

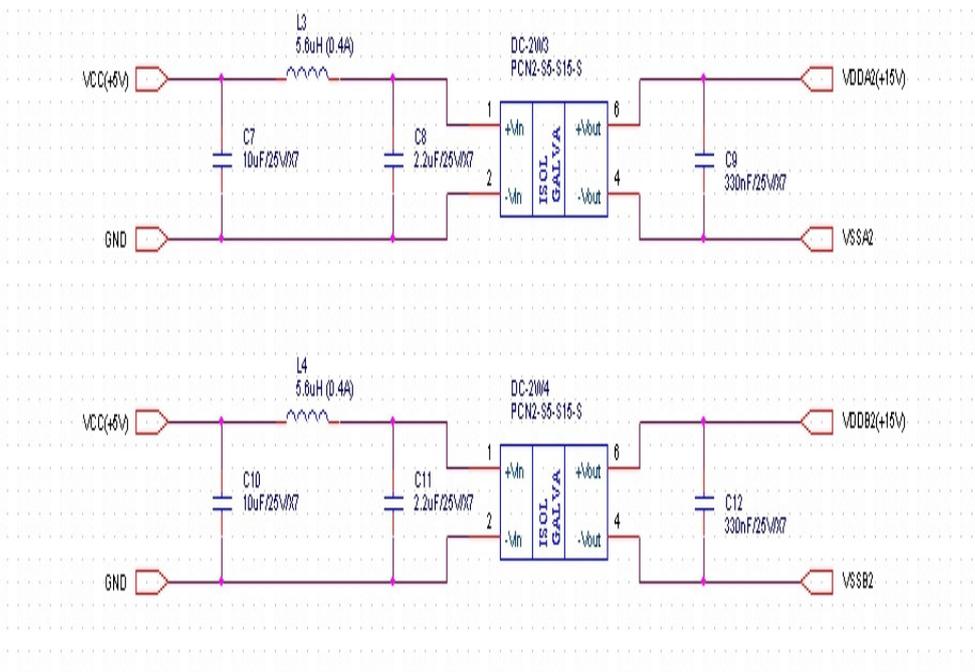


(b) Circuit de l'alimentation de S22

FIGURE B3 – Schéma de l'interrupteurs S22.

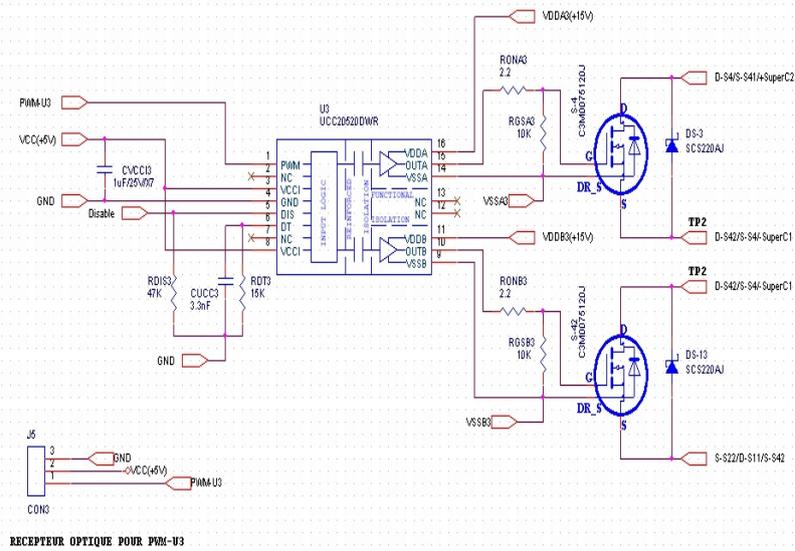


(a) S3/S33

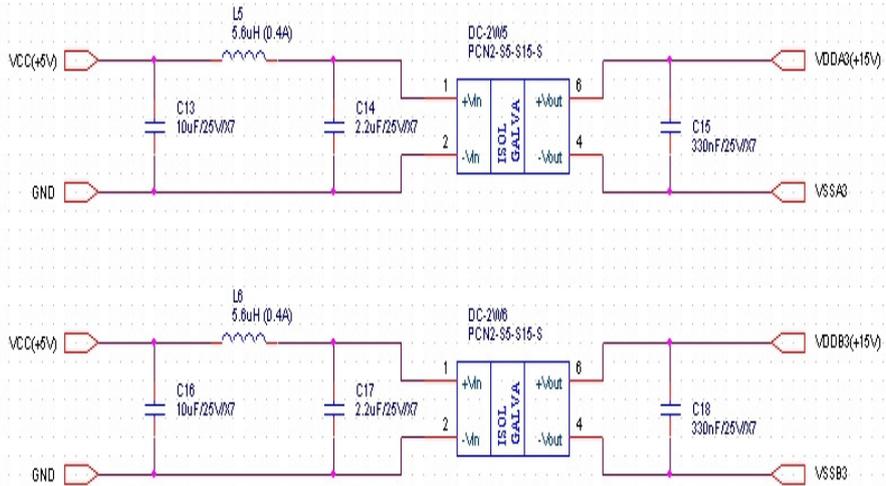


(b) Circuit de l'alimentation de S3/S33

FIGURE B4 – Schéma des interrupteurs S3/S33.

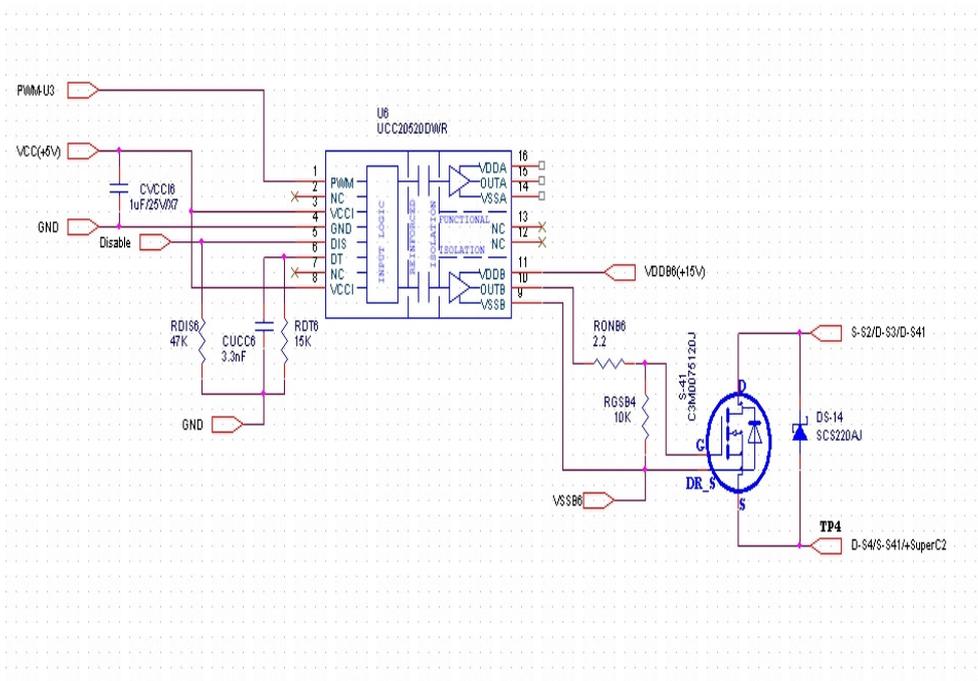


(a) S4/S42

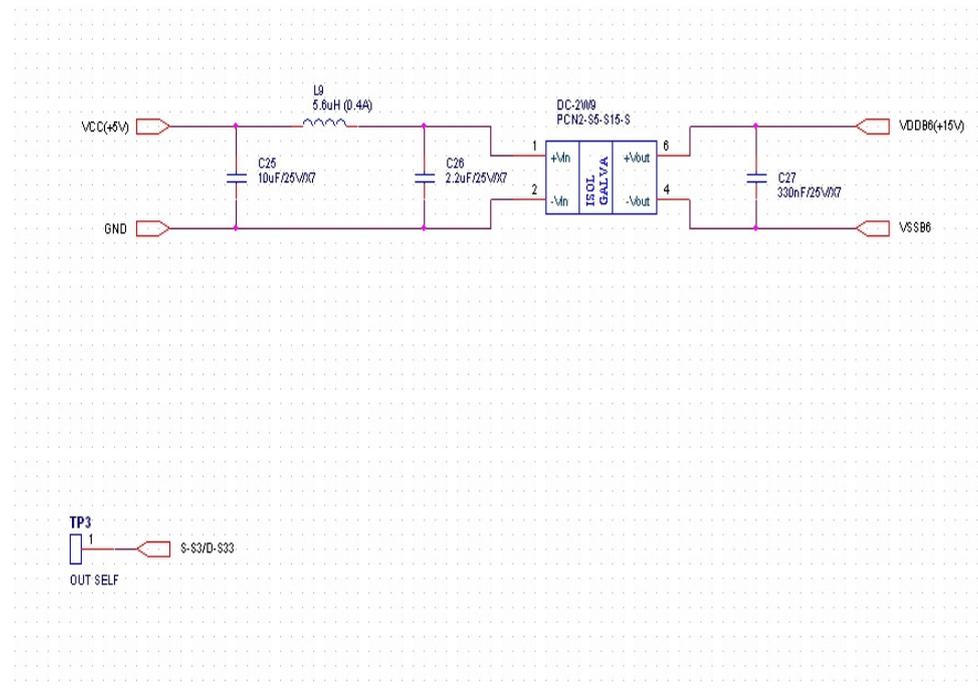


(b) Circuit de l'alimentation de S4/S42

FIGURE B5 – Schéma des interrupteurs S4/S42.



(a) S41



(b) Circuit de l'alimentation de S41

FIGURE B6 – Schéma de l'interrupteurs S41.

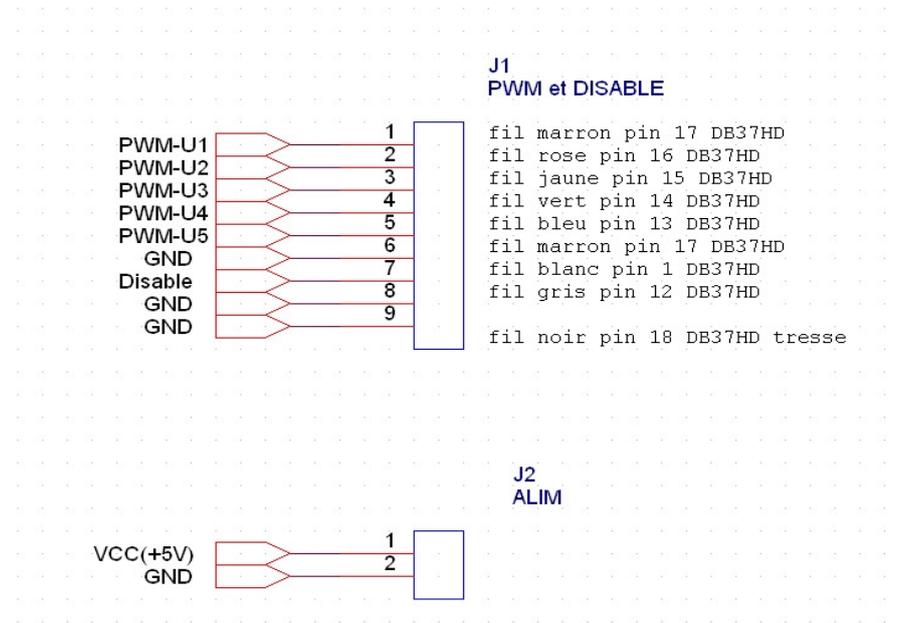


FIGURE B7 – Connecteurs des signaux d’entrée et de la tension d’alimentation.

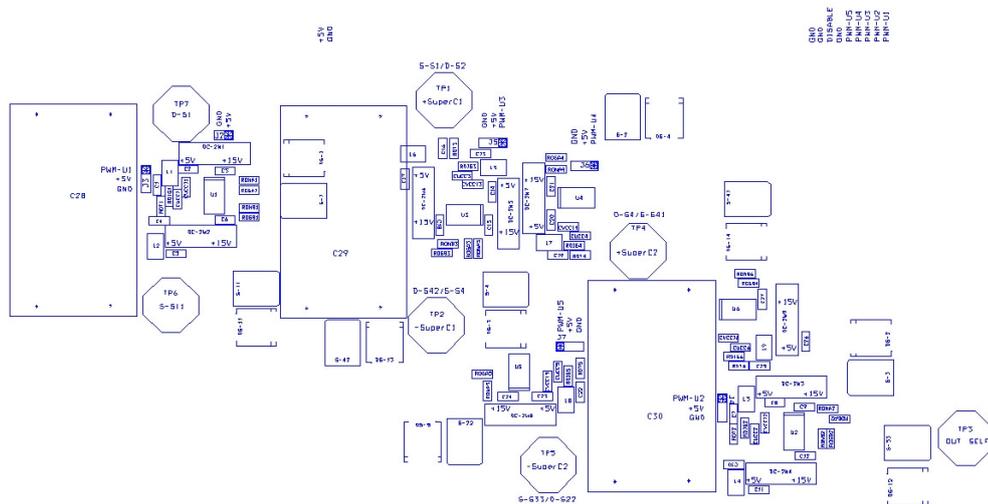


FIGURE B8 – Emplacement des composants sur le circuit imprimé.

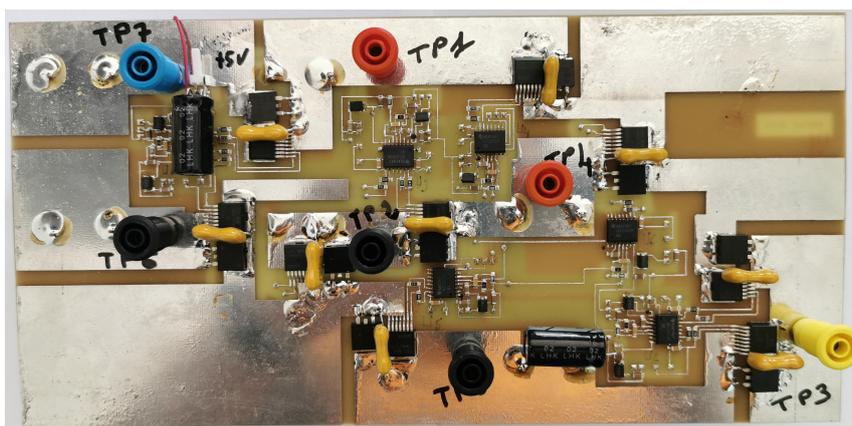


FIGURE B9 – Vue de face de la carte électronique.

Bibliographie

- [1] Ludmil Stoyanov. *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables*. PhD thesis, Université Technique de Sofia, 2011.
- [2] Delphine Bossy. L'île el hierro bientôt totalement autonome en énergie. 2013. <https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/developpement-durable-ile-el-hierro-bientot-totalement-autonome-energie-44372/>.
- [3] Bernard Multon and Jacques Ruer. Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible. pourquoi, où, comment ? *Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie*, 2003.
- [4] Tristan Desrues. *Stockage massif d'électricité sous forme thermique*. PhD thesis, École doctorale Ingénierie - matériaux mécanique énergétique environnement procédés production (Grenoble).
- [5] Stockage à inductance supraconductrice - SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage). <http://sitelyceejdar.org/autodoc/cours/001>
- [6] Nordine Maherzi. *Etude, conception et réalisation d'un convertisseur d'énergie DC/DC associé à des supercondensateurs*. PhD thesis, Conservatoire national des arts et métiers (Lyon), 2010.
- [7] Alexandre Leredde. *Etude, commande et mise en œuvre de nouvelles structures multiniveaux*. PhD thesis, Institut national polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), 2011.
- [8] MK Deshmukh and SS Deshmukh. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(1) :235–249, 2008.
- [9] Ozan Erdinc and Mehmet Uzunoglu. Optimum design of hybrid renewable energy systems : Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3) :1412–1425, 2012.

- [10] Vladimir Dimitrov Lazarov, Gilles Notton, Zahari Zarkov, and Ivan Bochev. Hybrid power systems with renewable energy sources types, structures, trends for research and development. In *Proceedings of International Conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria*, pages 515–520, 2005.
- [11] Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, and Jean Perron. Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés. *Rapport interne, Université du Québec à Rimouski*, 2008.
- [12] Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, and Jean Perron. Energy storage systems-characteristics and comparisons. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(5) :1221–1250, 2008.
- [13] Laurent Bridier. *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente*. PhD thesis, Université de la Réunion, 2016.
- [14] Lila Croci. *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs*. PhD thesis, École Nationale Supérieure d'ingénieurs de Poitiers (ENSIP), 2013.
- [15] Paulo F Ribeiro, Brian K Johnson, Mariesa L Crow, Aysen Arsoy, and Yilu Liu. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, 89(12) :1744–1756, 2001.
- [16] Marc Beaudin, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberglabe, and William Rosehart. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources : An updated review. *Energy for sustainable development*, 14(4) :302–314, 2010.
- [17] Bruce Dunn, Haresh Kamath, and Jean-Marie Tarascon. Electrical energy storage for the grid : a battery of choices. *Science*, 334(6058) :928–935, 2011.
- [18] La plus grande batterie de stockage électrique du monde s'installe en guyane. <https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/energie-renouvelable-plus-grande-batterie-stockage-electrique-monde-installe-guyane-71488/>.
- [19] David Connolly, Henrik Lund, P Finn, Brian Vad Mathiesen, and M Leahy. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (phes) utilising electricity price arbitrage. *Energy Policy*, 39(7) :4189–4196, 2011.
- [20] Eric Korsaga, Zacharie Koalaga, Dominique Bonkougou, and François Zougmoré. Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne. *Journal International de Technologie, de l'Innovation, de la Physique, de l'Énergie et de l'Environnement*, 4(1), 2018.

- [21] 100 % d'énergies renouvelables dans le monde, c'est possible grâce aux step. <https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/energie-renouvelable-100-energies-renouvelables-monde-cest-possible-grace-step-59333/>.
- [22] Henrik Lund and Georges Salgi. The role of compressed air energy storage (caes) in future sustainable energy systems. *Energy conversion and management*, 50(5) :1172–1179, 2009.
- [23] Gabriel-Octavian Cimuca. *Système inertiel de stockage d'énergie associé a des générateurs éoliens*. PhD thesis, Paris, ENSAM, 2005.
- [24] J Ruer. Installation et procédés de stockage et restitution d'énergie électrique. *International Patent No. WO2008148962 A*, 3, 2008.
- [25] HJ Boenig and JF Hauer. Commissioning tests of the Bonneville power administration 30 mj superconducting magnetic energy storage unit. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (2) :302–312, 1985.
- [26] Warren Buckles and William V Hassenzahl. Superconducting magnetic energy storage. *IEEE Power Engineering Review*, 20(5) :16–20, 2000.
- [27] Shinichi Nomura, Takakazu Shintomi, Shirabe Akita, Tanzo Nitta, Ryuchi Shimada, and Shinichiro Meguro. Technical and cost evaluation on smes for electric power compensation. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 20(3) :1373–1378, 2010.
- [28] Robert Hebner, Joseph Beno, and Alan Walls. Flywheel batteries come around again. *IEEE spectrum*, 39(4) :46–51, 2002.
- [29] Björn Bolund, Hans Bernhoff, and Mats Leijon. Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(2) :235–258, 2007.
- [30] Alfred Rufer and Philippe Barrade. A supercapacitor-based energy-storage system for elevators with soft commutated interface. *IEEE transactions on industry applications*, 38(5) :1151–1159, 2002.
- [31] Yan Wang, Zhiqiang Shi, Yi Huang, Yanfeng Ma, Chengyang Wang, Mingming Chen, and Yongsheng Chen. Supercapacitor devices based on graphene materials. *The Journal of Physical Chemistry C*, 113(30) :13103–13107, 2009.
- [32] Li Li Zhang and XS Zhao. Carbon-based materials as supercapacitor electrodes. *Chemical Society Reviews*, 38(9) :2520–2531, 2009.
- [33] Petar J Grbovic, Philippe Delarue, Philippe Le Moigne, and Patrick Bartholomeus. Modeling and control of the ultracapacitor-based regenerative controlled electric drives. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 58(8) :3471–3484, 2010.

- [34] Petar J Grbović, Philippe Delarue, and Philippe Le Moigne. Interface converters for ultra-capacitor applications in power conversion systems. In *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2012 15th International*, pages LS7d–1. IEEE, 2012.
- [35] Fatih Cingoz. Accelerated simulation of supercapacitors using order reduction techniques and waveform relaxation methods. *Electrical Engineering, year=2012*.
- [36] Rahul Karangia, Mehulsinh Jadeja, Chetankumar Upadhyay, and Hina Chandwani. Battery-supercapacitor hybrid energy storage system used in electric vehicle. In *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, pages 688–691. IEEE, 2013.
- [37] Steven C Smith and PK Sen. Ultracapacitors and energy storage : Applications in electrical power system. In *2008 40th North American Power Symposium*, pages 1–6. IEEE, 2008.
- [38] Hegazy Rezk and Ali M Eltamaly. A comprehensive comparison of different mppt techniques for photovoltaic systems. *Solar energy*, 112 :1–11, 2015.
- [39] Deepak Verma, Savita Nema, AM Shandilya, and Soubhagya K Dash. Maximum power point tracking (mppt) techniques : Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54 :1018–1034, 2016.
- [40] A Kchaou, A Naamane, Y Koubaa, and N Msirdi. Second order sliding mode-based mppt control for photovoltaic applications. *Solar Energy*, 155 :758–769, 2017.
- [41] Chian-Song Chiu and Ya-Lun Ouyang. Robust maximum power tracking control of uncertain photovoltaic systems : A unified ts fuzzy model-based approach. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 19(6) :1516–1526, 2011.
- [42] Luigi Piegari and Rocco Rizzo. Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking. *IET Renewable Power Generation*, 4(4) :317–328, 2010.
- [43] Samer Alsadi and Basim Alsayid. Maximum power point tracking simulation for photovoltaic systems using perturb and observe algorithm. *International Journal of Engineering and Innovative Technology (IJEIT)*, 2012.
- [44] Azadeh Safari and Saad Mekhilef. Simulation and hardware implementation of incremental conductance mppt with direct control method using cuk converter. *IEEE transactions on industrial electronics*, 58(4) :1154–1161, 2010.

- [45] Kok Soon Tey and Saad Mekhilef. Modified incremental conductance mppt algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level. *Solar Energy*, 101 :333–342, 2014.
- [46] Soeren Baekhoej Kjaer, John K Pedersen, and Frede Blaabjerg. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE transactions on industry applications*, 41(5) :1292–1306, 2005.
- [47] Mike Meinhardt and Günther Cramer. Multi-string-converter : The next step in evolution of string-converter technology. In *Proc. 9th Eur. Power Electronics and Applications Conf.*, 2001.
- [48] Martina Calais, Johanna Myrzik, Ted Spooner, and Vassilios G Agelidis. Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview. In *2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Proceedings (Cat. No. 02CH37289)*, volume 4, pages 1995–2000. IEEE, 2002.
- [49] Martina Calais and Vassilios G Agelidis. Multilevel converters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview. In *IEEE International Symposium on Industrial Electronics. Proceedings. ISIE'98 (Cat. No. 98TH8357)*, volume 1, pages 224–229. IEEE, 1998.
- [50] Mike Meinhardt and Gunter Cramer. Past, present and future of grid connected photovoltaic-and hybrid-power-systems. In *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)*, volume 2, pages 1283–1288. IEEE, 2000.
- [51] Bas Verhoeven. *Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems*. International Energy Agency, 1998.
- [52] Søren Bækthøj Kjær. A novel single-stage inverter for the AC-module with reduced low-frequency ripple penetration. *10th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, 2003.
- [53] Abdel-Aty Edris. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (facts). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1997.
- [54] Narain G Hingorani, Laszlo Gyugyi, and Mohamed El-Hawary. *Understanding FACTS : concepts and technology of flexible AC transmission systems*, volume 1. IEEE press New York, 2000.
- [55] Eskandar Gholipour Shahraki. *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*. PhD thesis, Université Henri Poincaré-Nancy 1, 2003.
- [56] AHMA Rahim and EP Nowicki. Supercapacitor energy storage system for fault ride-through of a dfig wind generation system. *Energy Conversion and Management*, 59 :96–102, 2012.

- [57] Anthony M Gee, Francis VP Robinson, and Roderick W Dunn. Analysis of battery lifetime extension in a small-scale wind-energy system using supercapacitors. *IEEE transactions on energy conversion*, 28(1) :24–33, 2013.
- [58] Aitor Etxeberria, Ionel Vechiu, Haritza Camblong, and Jean-Michel Vinnassa. Comparison of three topologies and controls of a hybrid energy storage system for microgrids. *Energy Conversion and Management*, 54(1) :113–121, 2012.
- [59] Zhibin Zhou, Franck Scuiller, Jean Frédéric Charpentier, Mohamed El Hachemi Benbouzid, and Tianhao Tang. Power smoothing control in a grid-connected marine current turbine system for compensating swell effect. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(3) :816–826, 2013.
- [60] Fayçal Bensmaïne, Olivier Bachelier, Slim Tnani, Gérard Champenois, and Emile Mouni. LMI approach of state-feedback controller design for a statcom-supercapacitors energy storage system associated with a wind generation. *Energy Conversion and Management*, 96 :463–472, 2015.
- [61] Ahmet Aktas, Koray Erhan, Sule Ozdemir, and Engin Ozdemir. Experimental investigation of a new smart energy management algorithm for a hybrid energy storage system in smart grid applications. *Electric Power Systems Research*, 144 :185–196, 2017.
- [62] Sabato Manfredi and Mario Pagano. On the use of ultracapacitor to support microgrid photovoltaic power system. In *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pages 491–497. IEEE, 2011.
- [63] Reza Noroozian and Gevorg B Gharehpetian. An investigation on combined operation of active power filter with photovoltaic arrays. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 46 :392–399, 2013.
- [64] ME Glavin, Paul KW Chan, S Armstrong, and WG Hurley. A stand-alone photovoltaic supercapacitor battery hybrid energy storage system. In *2008 13th International power electronics and motion control conference*, pages 1688–1695. IEEE, 2008.
- [65] M Abdou Tankari, M Baïlo Camara, B Dakyo, and C Nichita. Ultracapacitors and batteries integration for power fluctuations mitigation in wind-pv-diesel hybrid system. *International Journal of Renewable Energy Research*, 1(2) :86–95, 2011.
- [66] Phatiphat Thounthong, Viboon Chunkag, Panarit Sethakul, Suwat Sikkabut, Serge Pierfederici, and Bernard Davat. Energy management of fuel cell/solar cell/supercapacitor hybrid power source. *Journal of power sources*, 196(1) :313–324, 2011.

- [67] Muhammed Y Worku and Mohammad A Abido. Grid-connected PV array with supercapacitor energy storage system for fault ride through. In *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pages 2901–2906. IEEE, 2015.
- [68] Changjie Yin, Hongwei Wu, Fabrice Locment, and Manuela Sechilariu. Energy management of DC microgrid based on photovoltaic combined with diesel generator and supercapacitor. *Energy conversion and management*, 132 :14–27, 2017.
- [69] Petar J Grbovic, Philippe Delarue, Philippe Le Moigne, and Patrick Bartholomeus. Modeling and control of the ultracapacitor-based regenerative controlled electric drives. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 58(8) :3471–3484, 2011.
- [70] Peter H Gleick. Water and energy. *Annual Review of Energy and the environment*, 19(1) :267–299, 1994.
- [71] Mahmoud Chilali, Pascal Gahinet, and Pierre Apkarian. Robust pole placement in LMI regions. *IEEE transactions on Automatic Control*, 44(12) :2257–2270, 1999.
- [72] Shaul Gutman and Eliahu Jury. A general theory for matrix root-clustering in subregions of the complex plane. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 26(4) :853–863, 1981.
- [73] Stephen Boyd, Laurent El Ghaoui, Eric Feron, and Venkataramanan Balakrishnan. *Linear matrix inequalities in system and control theory*, volume 15. Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), 1994.
- [74] Sabri Mansouri, Slim Tnani, and Olivier Bachelier. A multi-function hybrid inverter for optimal performance in multi-source renewable energy. In *2018 IEEE 16th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, pages 1001–1005. IEEE, 2018.
- [75] Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo, and Massimo Vitelli. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE transactions on power electronics*, 20(4) :963–973, 2005.
- [76] Rozana Alik, Awang Jusoh, and Tole Sutikno. A review on perturb and observe maximum power point tracking in photovoltaic system. *TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, 13(3) :745–751, 2015.
- [77] Sabri Mansouri, Slim Tnani, and Olivier Bachelier. Integration and control of a multi-task hybrid inverter in renewable energy systems. *International Journal of Power and Energy Systems*, 40(2), 2020.

- [78] Samir Kouro, Mariusz Malinowski, K Gopakumar, Josep Pou, Leopoldo G Franquelo, Bin Wu, Jose Rodriguez, Marcelo A Pérez, and Jose I Leon. Recent advances and industrial applications of multilevel converters. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 57(8) :2553–2580, 2010.
- [79] Akira Nabae, Isao Takahashi, and Hirofumi Akagi. A new neutral-point-clamped PWM inverter. *IEEE Transactions on industry applications*, (5) :518–523, 1981.
- [80] Thierry A Meynard and Henry Foch. Multi-level conversion : high voltage choppers and voltage-source inverters. In *PESC'92 Record. 23rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pages 397–403. IEEE, 1992.
- [81] Thierry A Meynard, Maurice Fadel, and Noureddine Aouda. Modeling of multilevel converters. *IEEE transactions on industrial electronics*, 44(3) :356–364, 1997.
- [82] Guillaume Gateau, Thierry A Meynard, and Henry Foch. Stacked multicell converter (smc) : Properties and design. In *2001 IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 01CH37230)*, volume 3, pages 1583–1588. IEEE, 2001.
- [83] Mostafa Khazraei, Hossein Sepahvand, Keith A Corzine, and Mehdi Ferdowsi. Active capacitor voltage balancing in single-phase flying-capacitor multilevel power converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 59(2) :769–778, 2011.
- [84] SD Gamini Jayasinghe and D Mahinda Vilathgamuwa. Flying supercapacitors as power smoothing elements in wind generation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(7) :2909–2918, 2012.
- [85] Guillaume Gateau, Maurice Fadel, Pascal Maussion, Redha Bensaid, and Thierry A Meynard. Multicell converters : active control and observation of flying-capacitor voltages. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 49(5) :998–1008, 2002.
- [86] Richardt H Wilkinson, Thierry A Meynard, and Hendrik du Toit Mouton. Natural balance of multicell converters : The general case. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 21(6) :1658–1666, 2006.
- [87] Brendan Peter McGrath and Donald Grahame Holmes. Enhanced voltage balancing of a flying capacitor multilevel converter using phase disposition (pd) modulation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(7) :1933–1942, 2010.
- [88] Brendan Peter McGrath and Donald Grahame Holmes. Analytical modelling of voltage balance dynamics for a flying capacitor multilevel

- converter. In *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pages 1810–1816. IEEE, 2007.
- [89] Alex Ruderman and Boris Reznikov. Five-level single-leg flying capacitor converter voltage balance dynamics analysis. In *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, pages 486–491. IEEE, 2009.
- [90] Alex Ruderman, Boris Reznikov, and Steven Thielemans. Four-level H-bridge flying capacitor converter voltage balance dynamics analysis. In *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, pages 498–503. IEEE, 2009.
- [91] Alex Ruderman and Boris Reznikov. Simple comparison of different PWM strategies for a three-level H-bridge flying capacitor converter. In *2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, pages 544–550. IEEE, 2010.
- [92] Anshuman Shukla, Arindam Ghosh, and Avinash Joshi. Capacitor voltage balancing schemes in flying capacitor multilevel inverters. In *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pages 2367–2372. IEEE, 2007.
- [93] Anshuman Shukla, Arindam Ghosh, and Avinash Joshi. Static shunt and series compensations of an smib system using flying capacitor multilevel inverter. *IEEE Transactions on power delivery*, 20(4) :2613–2622, 2005.
- [94] L Xu and VG Agelidis. Active capacitor voltage control of flying capacitor multilevel converters. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 151(3) :313–320, 2004.
- [95] B-M Song, J-S Lai, Chang-Yong Jeong, and Dong-Wook Yoo. A soft-switching high-voltage active power filter with flying capacitors for urban maglev system applications. In *Conference Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference. 36th IAS Annual Meeting (Cat. No. 01CH37248)*, volume 3, pages 1461–1468. IEEE, 2001.
- [96] Chunmei Feng, Jun Liang, and Vassilios G Agelidis. Modified phase-shifted PWM control for flying capacitor multilevel converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(1) :178–185, 2007.
- [97] Abdelkader Bouarfa, Marc Bodson, and Maurice Fadel. A fast active-balancing method for the 3-phase multilevel flying capacitor inverter derived from control allocation theory. *International Federation of Automatic Control (IFAC)*, 50(1) :2113–2118, 2017.
- [98] Abdelkader Bouarfa. *Méthodes de commande par allocation de convertisseurs statiques polyphasés, multi-niveaux. De la modélisation à la mise en œuvre temps réel*. PhD thesis, Université de Toulouse 3 Paul Sabatier, 2017.

- [99] Jianyu Pan, Risha Na, Yong Yang, Haiwei Cai, and Longya Xu. Capacitor voltage balancing and stabilization for 4-level hybrid-clamped converter using selected switching states. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(12) :12453–12463, 2019.
- [100] Saeed Arazm, Hani Vahedi, and Kamal Al-Haddad. Nine-level Packed U-Cell (PUC9) inverter topology with single-dc-source and effective voltage balancing of auxiliary capacitors. In *2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pages 944–949. IEEE, 2019.
- [101] Kui Wang, Zedong Zheng, Dabo Wei, Boran Fan, and Yongdong Li. Topology and capacitor voltage balancing control of a symmetrical hybrid nine-level inverter for high-speed motor drives. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(6) :5563–5572, 2017.
- [102] Xiangdong Liu, Jingliang Lv, Congzhe Gao, Zhen Chen, Youguang Guo, Zhigang Gao, and Bingyong Tai. A novel diode-clamped modular multi-level converter with simplified capacitor voltage-balancing control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(11) :8843–8854, 2017.
- [103] Zichao Ye, Yutian Lei, Zitao Liao, and Robert CN Pilawa-Podgurski. Investigation of capacitor voltage balancing in practical implementations of flying capacitor multilevel converters. In *2017 IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, pages 1–7. IEEE, 2017.
- [104] D Grahame Holmes and Thomas A Lipo. *Pulse width modulation for power converters : principles and practice*, volume 18. John Wiley and Sons, 2003.
- [105] Wenxi Yao, Haibing Hu, and Zhengyu Lu. Comparisons of space-vector modulation and carrier-based modulation of multilevel inverter. *IEEE transactions on Power Electronics*, 23(1) :45–51, 2008.
- [106] C Bharatiraja, S Jeevananthan, JL Munda, and R Latha. Improved SVPWM vector selection approaches in ovm region to reduce common-mode voltage for three-level neutral point clamped inverter. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 79 :285–297, 2016.
- [107] Youssef Ounejjar, Kamal Al-Haddad, and Luc-Andre Gregoire. Packed u cells multilevel converter topology : theoretical study and experimental validation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4) :1294–1306, 2010.
- [108] Hani Vahedi, Philippe-Alexandre Labbé, and Kamal Al-Haddad. Sensorless five-level Packed U-Cell (PUC5) inverter operating in stand-alone and grid-connected modes. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12(1) :361–370, 2015.

-
- [109] Hani Vahedi and Kamal Al-Haddad. Real-time implementation of a seven-level packed u-cell inverter with a low-switching-frequency voltage regulator. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(8) :5967–5973, 2015.
- [110] M Jagabar Sathik, Kaustubh Bhatnagar, N Sandeep, and Frede Blaabjerg. An improved seven-level PUC inverter topology with voltage boosting. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II : Express Briefs*, 67(1) :127–131, 2019.
- [111] Youssef Ounejjar. *Convertisseur électronique de puissance multiniveaux et à faible répercussion sur le réseau électrique*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2011.
- [112] Sabri Mansouri, Slim Tnani, and Olivier Bachelier. Conception and control of a new hybrid four-level inverter associated with a multi-source system. *Electrical Engineering*, pages 1–15, 2020.
- [113] Sabri Mansouri, Slim Tnani, and Olivier Bachelier. A hybrid four-level fc inverter using an internal supercapacitor storage system for a microgrid connected application. *IET power electronics*, 2020.
- [114] Sabri Mansouri, Slim Tnani, and Olivier Bachelier. Modelling and control of a new hybrid compensator for grid power fluctuations. In *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pages 764–769. IEEE, 2018.

LISTE DES PUBLICATIONS

Journaux internationaux :

- **Sabri MANSOURI**, Slim TNANI, et Olivier BACHELIER. *Conception and control of a new hybrid four-level inverter associated with a multi-source system*, Electrical Engineering, pp. 1-15, 2020.
- **Sabri MANSOURI**, Slim TNANI, et Olivier BACHELIER. *Integration and control of a multi-task hybrid inverter in renewable energy systems*, International Journal of Power and Energy System, 40(2), 2020.
- **Sabri MANSOURI**, Slim TNANI, et Olivier BACHELIER. *A Hybrid four-level FC inverter using an internal supercapacitor storage system for a microgrid connected application*, IET Power Electronics, 2020.

Conférences internationales :

- **Sabri MANSOURI**, Slim TNANI, et Olivier BACHELIER. *A multi-function hybrid inverter for optimal performance in multi-source renewable energy*, IEEE 16th International Conference on Industrial Informatics (INDIN), pp. 1001-1005, July 2018.
- **Sabri MANSOURI**, Slim TNANI, et Olivier BACHELIER. *Modelling and control of a new hybrid compensator for grid power fluctuations*, IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), pp. 764-769, February 2018.
- Chaima Ghanjeti, **Sabri MANSOURI**, Slim TNANI, Jamel Belhadj et Habib Cherif. *Hybrid systems for electrical generation with energy storage*, IEEE International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), pp. 1-6, June 2019.

Résumé : Cette thèse porte sur la modélisation et la commande des convertisseurs multiniveaux hybrides. Les objectifs étant d'assurer deux fonctions principales : la continuité de transfert d'énergie d'une source continue renouvelable vers le réseau électrique et la compensation des fluctuations de puissance sur le bus alternatif. Dans un premier temps, nous avons utilisé des super-condensateurs comme système de stockage d'énergie sur le bus DC d'un onduleur à 2-niveaux de tension. Pour répondre à nos objectifs, une commande par retour d'état avec intégration de l'écart, synthétisée par approche LMI (inégalités matricielles linéaire) a été mise en place. Cette loi de commande permet d'assurer la stabilité du système avec une tension variable sur le bus continu. Ensuite, l'onduleur classique a été remplacé par un onduleur multi-niveaux à condensateurs flottants. Cette deuxième structure nous a permis de satisfaire les mêmes objectifs avec une tension de sortie de meilleure qualité et une inductance de filtrage plus petite. Enfin, nous avons intégré ce dispositif de stockage dans le convertisseur afin d'avoir un stockage d'énergie interne plutôt que sur le bus continu. Pour ce faire, les condensateurs flottants ont été remplacés par des super-condensateurs et 3 nouveaux interrupteurs ont été ajoutés à chaque bras. Les résultats expérimentaux viennent corréler et confirmer l'apport important de cette hybridation sur les pics de puissance et les creux de tension lors d'une variation brusque de puissance sur la ligne triphasée.

Mots-clés : convertisseur connecté au réseau, fluctuation de puissance, onduleur multi-niveaux, système de stockage, commande par approche LMI, modulation vectorielle, dSPACE.

Abstract : This thesis focuses on the modeling and the control of hybrid multilevel converters. The objectives are to ensure two main functions : the continuity of energy transfer from a continuous renewable source to the grid and the compensation of power fluctuations on the AC bus. Initially, a supercapacitor storage system is directly connected to the DC bus of a two-level voltage inverter. To achieve our goals, a state feedback control law including an integral effect was designed through LMI (Linear Matrix Inequalities) approach and implemented. This control law ensures system stability with a variable voltage on the DC bus. Then, the conventional inverter was replaced by a FC multilevel inverter. This second structure allowed us to satisfy the same objectives with a higher voltage quality and a smaller filter inductance. Finally, supercapacitors were integrated into the converter in order to get an internal storage system and avoid the exchange of power with the DC side. To do this, the flying capacitors were replaced by supercapacitors and 3 new switches were added per leg. The experimental results correlate and confirm the important contribution of this hybridization on the power fluctuations and the voltage drops during a sudden power variation on the AC line.

Keywords : grid-connected inverter, power fluctuations, multilevel inverters, storage system, LMI-based control, space vector modulation, dSPACE.

