



Université
de Toulouse

THÈSE

En vue de l'obtention du

DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par :

Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse)

Discipline ou spécialité :

Génie Électrique

Présentée et soutenue par :

Mme AMEL DAMDOUM

le jeudi 12 mai 2016

Titre :

RECONFIGURATION EN PRESENCE DES DEFAUTS D'UN SYSTEME
DE POMPAGE TURBINAGE AVEC MADA ET DE SA COMMANDE

Ecole doctorale :

Génie Electrique, Electronique, Télécommunications (GEET)

Unité de recherche :

Laboratoire Plasma et Conversion d'Energie (LAPLACE)

Directeur(s) de Thèse :

MME MARIA PIETRZAK-DAVID

MME ILHEM SLAMA BELKHODJA

Rapporteurs :

M. FAWZI MIMOUNI, ECOLE NATIONALE D'INGENIEUR DE MONASTIR

M. MOHAMED BENBOUZID, UNIVERSITE DE BRETAGNE OCCIDENTALE

Membre(s) du jury :

M. MOHAMED ELEUCH, ECOLE NATIONALE D'INGENIEURS DE TUNIS, Président

M. FREDERIC RICHARDEAU, INP TOULOUSE, Membre

Mme ILHEM SLAMA BELKHODJA, ECOLE NATIONALE D'INGENIEURS DE TUNIS, Membre

Mme MARIA PIETRZAK-DAVID, INP TOULOUSE, Membre

Avant-propos

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués dans le cadre d'une cotutelle entre l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis (ENIT) et l'Institut Polytechnique de Toulouse (INPT). Les travaux sont réalisés dans les laboratoires: le Laboratoire des Systèmes Electriques (L.S.E.-LR11ES15) de l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis (ENIT), et Le Laboratoire de PLAsma et de Conversion d'Energie (LAPLACE-UMR5213 au CNRS) de l'Ecole Nationale Supérieure d'Electrotechnique, d'Electronique, d'Informatique, d'Hydraulique et des Télécommunications (ENSEEIH) dans le cadre du projet de coopération PHC UTIQUE, CMCU 12G 1120 intitulé «Amélioration de la qualité d'énergie électrique par l'association d'un système de pompage turbinage et d'un système éolien ». Je voudrais remercier ici tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'aboutissement de ce travail. Qu'ils trouvent dans ce mémoire toute ma reconnaissance.

Tout d'abord, je tiens à remercier très sincèrement, aux termes de ces années de thèse mes deux directrices de thèse:

Madame **Maria PIETRZAK-DAVID**, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Toulouse, pour ses qualités humaines, ses conseils et sa disponibilité. Je la remercie pour tout ce qu'elle m'a appris tout le long de ma thèse et pour m'avoir organisée des conditions de travail excellentes lors de mes séjours en France au laboratoire LAPLACE.

Madame **Ilhem SLAMA-BELKHODJA**, Professeur à l'Ecole d'Ingénieurs de Tunis, pour son encadrement durant ces années de thèse. Ses qualités humaines, sa disponibilité, ses compétences et sa confiance en moi ainsi que ses précieux conseils m'ont permis de m'accrocher et de mener à bien cette thèse. Quelle trouve dans ce mémoire toute ma reconnaissance.

J'exprime mes sincères remerciements aux membres du jury :

Monsieur **Mohamed ELLEUCH**, Professeur à l'Ecole d'Ingénieurs de Tunis, pour avoir présidé ce jury.

Monsieur **Mohamed El Hachemi BENBOUZID**, Professeur à l'Institut Universitaire de Technologie de Brest et Monsieur **Mohamed Fawzi MIMOUNI** Professeur à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Monastir, pour avoir accepté la tâche de rapporter ce mémoire.

Monsieur **Frédéric RIC HARDEAU**, Directeur de recherche CNRS, pour avoir accepté la charge d'examineur.

Madame **Wided MAALEL**, Directrice de la Direction Maîtrise de la Technologie de la STEG, pour le grand intérêt qu'elle a témoigné à ce travail de recherche en acceptant de participer au jury.

Mes remerciements s'adressent également à Mme Sondes SKANDER-MUSTAPHA, Monsieur Mohamed Wissem NAOUAR et Mme Manel JEBALI-BEN GHORBAL pour ses conseils et ses aides précieux.

Je ne peux de même oublier de remercier tous mes amis doctorants et anciens doctorants au L.S.E ou LAPLACE pour l'ambiance excellente tout au long de cette thèse: Ikram MAAOUI, Mansour MILADI, Ahlem BENYOUSSEF et Mustapha DEBBOU.

Je remercie aussi Nejla KACHROUDI ITA du L.S.E, Valérie SCHWARTZ, Jessica TOSCANO et Carine BASTIE, personnels Administratifs du LAPLACE pour leurs aides précieuses par rapport aux procédures administratives.

Enfin je ne peux terminer sans remercier du fond du cœur mes chers parents et mon frère pour leurs conseils, leur amour et pour m'avoir toujours soutenue et encouragée dans les projets entrepris. Je remercie également mon fiancé pour ses encouragements, ses conseils et sa patience. Que ce mémoire soit pour vous une preuve de ma plus profonde et sincère reconnaissance.

Reconfiguration en présence des défauts d'un système de pompage turbinage avec MADA et de sa commande

Mots clés

Pompage Turbinage, vitesse variable, Machine Asynchrone Doublement Alimentée, stratégie de contrôle, émulateur pompage turbinage, synchronisation au réseau, défauts réseau, reconfiguration de contrôle, impédance de ligne, analyse modale

Résumé

Ce travail s'intéresse à l'étude d'un système de pompage turbinage à vitesse variable avec une machine asynchrone doublement alimentée face aux perturbations de réseau électrique. L'objectif est d'assurer la continuité de service de cet élément stabilisateur de réseau électrique de sorte qu'il reste connecté au réseau même en cas de perturbations. Le contrôle du système dans les différentes phases de fonctionnement en mode sain a été tout d'abord développé ainsi qu'une étude de stabilité de système utilisant l'analyse modale. Les différents outils nécessaires pour cette analyse ont été tout d'abord mis en œuvre. Ensuite, les limites de stabilité du système ont été étudiées tenant compte de la variation de longueur de ligne. Le comportement du système en présence des défauts a été par la suite étudié. Les défauts de réseau considérés sont les défauts symétriques et les défauts asymétriques. Une solution basée sur la modification de la stratégie de contrôle a été adoptée pour le cas des défauts symétriques et une solution basée sur l'ajout d'éléments au circuit de puissance a été adoptée pour les cas des défauts asymétriques. Un dispositif expérimental de 4kW a été mis en œuvre pour la validation des développements menés dans le cadre de cette thèse.

Reconfiguration strategy of doubly fed induction machine variable speed pumped storage system in case of grid faults

Keywords

Pumped storage, variable speed, Doubly Fed Induction Machine, control strategy, pumped storage emulator, grid synchronization, grid faults, control reconfiguration, grid impedance, eigenvalue analysis,

Abstract

This work focuses on the study of a variable speed pumped storage system based on a doubly fed induction machine in case of grid disturbances. Thus the main objective is to improve the fault ride through capabilities of this grid stabilizer and to guarantee its connection with the grid even under disturbances. The system control in the different operating phases in healthy conditions is developed and then a system stability study is conducted using the eigenvalue analysis. The system stability limits have been investigated taking into account the variation of grid line length so the grid impedance variation. Then the system behavior under disturbances is analyzed. The considered grid faults are symmetric and asymmetric faults. The investigated fault ride through capabilities of the pumped storage system consist of two solutions, one based on the modification of the control strategy was adopted for the symmetric faults and one based on hardware modification has been adopted for the asymmetric ones. A 4kW laboratory set-up has been developed for experimental validation.

Liste des publications

Revue internationale

A. Damdoun, I. Slama-Belkhodja, M. Pietrzak-David, and M. Debbou, “Low voltage ride-through strategies for doubly fed induction machine pumped storage system under grid faults,” *Renew. Energy*, vol. 95, pp. 248–262, Sep. 2016.

Communications internationales

A. Damdoun, H. Berriri, and I. Slama-Belkhodja, “Detection of faulty incremental encoder in a DFIM-based variable speed pump-turbine unit,” in *Electrotechnical Conference (MELECON), 2012 16th IEEE Mediterranean*, 2012, pp. 1151–1154

A. Damdoun, I. Slama-Belkhodja, M. Debbou, and M. Pietrzak-David, “Control reconfiguration strategy for Doubly Fed Induction Machine pumped storage unit under balanced grid faults,” in *2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*, 2014, pp. 1–8.

A. Damdoun, I. Slama-Belkhodja, and M. Pietrzak-David, “Influence of grid parameter variation on DFIM pump turbine system operation,” in *11th International Conference on Modeling and simulation of Electric Machines, Converters and Systems (ELECTRIMACS 2014), Valencia Spain*, 2014

A. Damdoun, I. Slama-Belkhodja, and M. Pietrzak-David, “Doubly fed induction machine pumped storage system: laboratory set-up and grid synchronization,” in *Electrotechnical Conference (MELECON), 2016 18th IEEE Mediterranean*, April 2016

Sommaire

Résumé	i
Abstract	i
Liste des symboles	i
Liste des indices	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	vii
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 Etat de l'art.....	4
1.1. Introduction	4
1.2. Stockage de l'énergie électrique	4
1.2.1. Stockage par pompage turbinage	5
1.2.2. Stockage par air comprimé.....	7
1.2.3. Stockage inertiel d'énergie.....	8
1.2.4. Stockage d'énergie par des batteries	9
1.2.5. Stockage sous forme d'hydrogène	10
1.2.6. Super capacité	11
1.2.7. Super-conduction magnétique.....	11
1.2.8. Stockage thermique	12
1.2.9. Comparaison entre les systèmes de stockage.....	13
1.3. Etude de l'art des installations de pompage turbinage.....	15
1.4. Technologies des installations de pompage-turbinage	17
1.5. Défauts réseau: Classification et solutions	19
1.5.1. Défauts réseau: Origines, Types, modèles	19
1.5.2. Etat de l'art sur les techniques FRT/LVRT.....	22
1.5.2.1. Méthodes basées sur les systèmes de stockage de l'énergie	23
1.5.2.2. Méthodes basées sur la modification des stratégies de contrôle.....	25

1.6.	Objectifs du travail	27
1.7.	Conclusion	28
Chapitre 2 Modélisation et contrôle du système d'étude		29
2.1.	Introduction	29
2.2.	Système d'étude et stratégies du contrôle	29
2.2.1.	Machine Asynchrone Doublement alimentée (MADA)	30
2.2.2.	Convertisseurs de puissance.....	32
2.2.3.	Bus continu et Filtre	32
2.3.	Stratégie de commande	33
2.3.1.	Convertisseur côté réseau.....	33
2.3.2.	Convertisseur côté machine.....	34
2.3.2.1.	Stratégie de contrôle de la phase de démarrage	35
2.3.2.2.	Stratégie de contrôle de la phase de synchronisation.....	38
2.3.2.3.	Stratégie de contrôle en mode pompage	39
2.3.2.4.	Résultats de simulation	40
2.4.	Analyse modale du système de pompage	43
2.4.1.	Modèle du réseau électrique.....	44
2.4.2.	Représentation et linéarisation du système du pompage.....	45
2.4.3.	Analyse par les valeurs propres et les facteurs de participation.....	48
2.5.	Analyse modale et limite de stabilité selon les conditions de réseau	50
2.5.1.	Analyse de stabilité d'un système avec une MADA de 4kW	50
2.5.2.	Analyse de stabilité d'un système avec une machine de 320MW	50
2.1.	Conclusion	53
Chapitre 3 Fonctionnement en présence de défauts de tension réseau		54
3.1.	Introduction	54
3.2.	Impacts des défauts de tension réseau sur la phase de synchronisation	54
3.2.1.	Synchronisation en cas des défauts symétriques	55
3.2.2.	Synchronisation en cas des défauts asymétriques	56
3.3.	Impacts des défauts réseau sur le système en mode pompage	58
3.4.	Comportement du système en cas des défauts réseau	60

3.5.	Stratégie de contrôle en cas des défauts symétriques.....	64
3.6.	Stratégie de reconfiguration en cas des défauts asymétriques	69
3.7.	Conclusion	72
Chapitre 4 Maquette expérimentale		74
4.1.	Introduction	74
4.2.	Présentation de la maquette expérimentale	74
4.2.1.	Partie de puissance	76
4.2.2.	Partie interface: Commande/Puissance	78
4.2.3.	Partie commande	79
4.3.	Implémentation numérique de l'algorithme du contrôle.....	80
4.3.1.	Décomposition modulaire de l'algorithme à implanter.....	81
4.3.2.	Validation expérimentale des modules de la commande	84
4.3.3.	Validation expérimentale de la stratégie de commande et accrochage au réseau	86
4.4.	Détection des défauts capteur.....	87
4.4.1.	Méthode de détection de défaut capteur position.....	87
4.4.2.	Implémentation de l'algorithme de détection.....	90
4.5.	Conclusion	93
Conclusion générale		95
Annexe1 Détermination des paramètres de la MADA.....		97
Annexe 2 Modélisation de la MADA et commande vectorielle pour les trois phases de		
fonctionnement		102
Annexe 3 Synthèse de régulateur PI des courants rotoriques.....		114
Annexe 4 Détermination de la vitesse minimale pour la synchronisation avec le réseau		
.....		115
Annexe 5 Rappel sur les outils mathématiques pour l'analyse modale		117
Annexe 6 Paramètres de la matrice C de la représentation d'état		120
Annexe 7 Détermination des paramètres des transformateurs		121
Identification des paramètres du transformateur 400V(Y)/400(Δ)		121

Essai à vide	121
Essai en court-circuit.....	123
Bibliographies.....	124

Liste des symboles

i_r	Courant rotorique	A
i_s	Courant statorique	A
ψ_r	Flux rotorique	Wb
ψ_s	Flux statorique	Wb
v_r	Tension rotorique	V
v_s	Tension statorique	V
T_{em}	Couple électromagnétique	N.m
ψ_{sd}, ψ_{sq}	Composantes de flux statorique dans le repère de Park	Wb
$\psi_{s\alpha}, \psi_{s\beta}$	Composantes de flux statorique dans le repère diphasé $\alpha\beta$	Wb
ψ_{rd}, ψ_{rq}	Composantes de flux rotorique dans le repère de Park	Wb
$\psi_{r\alpha}, \psi_{r\beta}$	Composantes de flux rotorique dans le repère diphasé $\alpha\beta$	Wb
f	Coefficient de frottement	Nm.s/rad
g	Rapport de glissement	-
J	Moment d'inertie de la MADA	kg.m ²
L_r	Inductance cyclique rotorique	H
L_s	Inductance cyclique statorique	H
m	Rapport de transformation	-
L_m	Inductance magnétisante	H
N_n	Vitesse de rotation nominale	Tr/mn
N_r	Nombre de spires dans le rotor	-
N_s	Nombre des spires dans le stator	
N_{syn}	Vitesse de synchronisme	tr/mn
N_p	Nombre de paires de pôles	-
P_r	Puissance active rotorique	kW
P_s	Puissance active statorique	kW
Q_r	Puissance réactive rotorique	kVar
Q_s	Puissance réactive statorique	kVar
R_r	Résistance rotorique	Ω
R_s	Résistance statorique	Ω
θ	Position angulaire de la machine	Rad

θ_r	Position angulaire rotorique	Rad
θ_s	Position angulaire statorique	Rad
σ	Coefficient de dispersion de la machine	-
Ω	Vitesse de rotation mécanique	rad/s
ω_r	Pulsation statorique	rad/s
Ω_r	Vitesse de rotation rotorique	rad/s
ω_s	Pulsation rotorique	rad/s
Ω_s	Vitesse de rotation statorique	rad/s
$\overline{\psi}_s$	Vecteur flux statorique	
$\overline{\psi}_r$	Vecteur flux rotorique	
\overline{i}_s	Vecteur courant statorique	
\overline{v}_s	Vecteur tension statorique	
\overline{v}_r	Vecteur tension rotorique	
\overline{i}_L	Vecteur courant de ligne	
\overline{v}_L	Vecteur tension de ligne	
\overline{v}_g	Vecteur tension de réseau	
R_f	Resistance du filtre côté réseau	Ω
L_f	Inductance de filtre côté réseau	mH
R_g	Résistance de réseau	Ω
X_g	Réactance de réseau	
S_g	Signaux de commande pour le convertisseur côté réseau	
S_r	Signaux de commande pour le convertisseur côté machine	
T_r	Couple de charge	N.m
V_{dc}	Tension de bus continue	V

Liste des indices

r, s, g	Rotor, stator, réseau
n	Nominal
*	Référence
L	Ligne
syn	Synchronisation
a, b, c	Les trois composantes triphasées
d, q	Composante directe, composante quadratique
α, β	Composante α , composante β

Liste des figures

Chapitre1

Figure 1. 1 Différentes technologies de stockage d'énergie électrique [4].....	5
Figure 1. 2 Principe de fonctionnement d'une installation de pompage turbinage.....	5
Figure 1. 3 Diagramme schématique d'une installation de pompage sous marine [6]	6
Figure 1. 4 Principe de stockage par air comprimé	8
Figure 1. 5 Constitution d'un système de stockage inertiel d'énergie [11].....	9
Figure 1. 6 Différentes possibilités de stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène	10
Figure 1. 7 Diagrammes schématiques de (a) CES (b) ATES [6].....	13
Figure 1. 8 Structures à vitesse variable des systèmes de pompage-turbinage	18
Figure 1. 9 Répartition moyenne des défauts réseau selon la cause [40].....	19
Figure 1. 10 Méthodes LVRT pour un système éolien [55].....	23
Figure 1. 11 (a) Circuit Crowbar avec des thyristors, (b) Circuit crowbar avec pont de diodes [76]	24
Figure 1. 12 Structures typiques du circuit de (a) STATCOM ET (b) SVC.....	24
Figure 1. 13 Structure typique du DVR	25
Figure 1. 14 Structure typique du UPFC.....	25
Figure 1. 15 Topologie de système du pompage-turbinage choisie.....	27

Chapitre2

Figure 2. 1 Système de pompage turbinage avec MADA.....	30
Figure 2. 2 Schéma équivalent monophasé de la MADA	30
Figure 2. 3 Différents repères de la machine.....	31
Figure 2. 4 Convertisseur statique à deux niveaux à base des IGBT	32
Figure 2. 5 Contrôle des courants circulant dans le filtre $R_f L_f$	34
Figure 2. 6 Stratégie de contrôle pour le convertisseur côté réseau	34
Figure 2. 7 Phases de fonctionnement en mode pompage et de leurs objectifs	35
Figure 2. 8 Repère dq avec flux statorique lié à l'axe d	35
Figure 2. 9 Principe de contrôle des courants rotoriques de la MADA	37
Figure 2. 10 Stratégie de contrôle en phase de démarrage	37
Figure 2. 11 Tension de réseau liée avec l'axe d du référentiel qd	38
Figure 2. 12 Stratégie de contrôle en phase de synchronisation	39
Figure 2. 13 Stratégie de contrôle en phase de pompage	40
Figure 2. 14 Réponses des tensions statoriques (a) et des courants statoriques (b) dans les différentes phases	41
Figure 2. 15 Réponses de la vitesse de rotation et du couple électromagnétique dans les différentes phases	41
Figure 2. 16 Réponses des courants rotoriques dans les différentes phases	42
Figure 2. 17 Réponse des flux statoriques et des puissances dans les différentes phases.....	43
Figure 2. 18 Synthèse sur l'analyse modale	44
Figure 2. 19 Système de pompage turbinage avec MADA connectée au réseau.....	44
Figure 2. 20 Repère dq où l'axe q est porté par la tension de réseau	45
Figure 2. 21 Lieu des valeurs propres et leur association aux différents variables d'état du système	49

Figure 2. 22 Lieu de valeurs propres pour le système de pompage avec une MADA de 4kW avec la variation de la longueur de ligne	50
Figure 2. 23 Méthodologie pour avoir la stabilité du système	52
Figure 2. 24 Placement des valeurs propres pour le système de pompage 320MW (longueur de ligne: 0 to 10km)	52

Chapitre3

Figure 3. 1 Modélisation de l'application d'un creux de tension à un instant donné.....	55
Figure 3. 2 Caractérisation de creux de tension de réseau	55
Figure 3.3 Synchronisation des tensions statoriques avec le réseau en cas d'un creux de tension de 30%	55
Figure 3.4 Réponse du système en cas d'un défaut asymétrique dans la phase de synchronisation.....	56
Figure 3.5 Structure de SOGI-FLL pour la détermination de la phase du réseau.....	57
Figure 3.6 Comparaison entre l'angle du réseau obtenue par le <i>PLL</i> et celle obtenue avec le <i>SOG-FLL</i>	58
Figure 3.7 Impact de 40% creux de tension de réseau sur la réponse du système en mode pompage	59
Figure 3.8 Flux statoriques et courants rotoriques pour un creux de 50% au niveau de la première phase du réseau	62
Figure 3.9 Flux statoriques et courants rotoriques pour un creux triphasé 50% au niveau de la tension de réseau	63
Figure 3.10 Courants statoriques, couple électromagnétique et puissances statoriques	63
Figure 3.11 Comportement de système après l'ajustement de la vitesse suite à 20% d'un creux de tension.....	65
Figure 3.12 Stratégie de reconfiguration de contrôle en cas des défauts symétriques importantes	66
Figure 3.13 Chronogramme de la stratégie de reconfiguration de contrôle en cas des défauts symétriques importants	67
Figure 3.14 Réponse des tensions statoriques (V) et courants rotoriques (A) avec et sans reconfiguration après une chute de 40% de la tension de réseau	67
Figure 3.15 Réponse de couple électromagnétique (Nm), la vitesse de rotation de la MADA (tr/min), et les puissances statorique active (kW) et réactive (VA) avec et sans reconfiguration après une chute de 40% de la tension de réseau.....	68
Figure 3.16 Système de pompage avec MADA avec les résistances d'amortissement	70
Figure 3.17 Réponse des tensions statoriques (V), courants rotoriques et statoriques (A), couple électromagnétique (Nm), vitesse de rotation (tr/min) et puissances statoriques active (kW) et réactive (VA) après une chute de 40% de la première phase de réseau.....	70
Figure 3 18 Réponse des tensions statoriques (V), courants rotoriques et statoriques (A), couple électromagnétique (Nm), vitesse de rotation (tr/min) et puissances statoriques active (kW) et réactive (VA) après une chute de 40% de la première phase de réseau et l'activation des RA.....	71
Figure 3.19 Fonctionnement du système de pompage avec en cas des défauts réseau.....	72

Chapitre 4

Figure 4. 1 Vue de l'ensemble de l'émulateur de système de pompage turbinage avec MADA	75
Figure 4. 2 Synoptique du banc expérimental.....	76

Figure 4. 3 Structure de convertisseur SEMIKRON	77
Figure 4. 4 Principe de l'acquisition des signaux de codeur incrémental	79
Figure 4. 5 Architecture générale de l'algorithme de commande à implanter	80
Figure 4. 6 Architecture de la commande	82
Figure 4. 7 Architecture du programme de la commande implantée en langage C sur le STM32F4	83
Figure 4. 8 Chronogramme de l'exécution de l'algorithme implémenté	83
Figure 4. 9 Validation des modules de commande	85
Figure 4. 10 Principe de compensation de déphasage entre tension stator et tension de réseau	86
Figure 4. 11 Superposition entre tension de réseau et tension statorique avant l'accrochage au réseau.....	86
Figure 4. 12 Courant rotorique, courant statorique, tension statorique et tension de réseau ...	87
Figure 4. 13 Algorithme d'implémentation de résidu de la position	89
Figure 4. 14 Evolution de résidu de la position avant et après le défaut.....	90
Figure 4. 15 Organigramme de l'algorithme de détection de défaut capteur position.....	90
Figure 4. 16 Émulateur de défaut capteur: (a)Défaut offset, (b) Défaut gain	91
Figure 4. 17 Résidu de la position après une perte totale de l'information	91
Figure 4. 18 Résidu de la position après un défaut de gain de 75%.....	92
Figure 4. 19 Résidu de la position après un défaut d'offset de 20%	92

Annexe 1

Figure A1. 1 Schéma équivalent monophasé de la MADA	97
Figure A1. 2 Essai pour la détermination de la résistance statorique	97
Figure A1. 3 Essai pour la détermination de l'inductance statorique et l'inductance mutuelle	98
Figure A1. 4 Essai pour la détermination de l'inductance statorique et l'inductance mutuelle	99

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1. 1 Principales installations de pompage turbinage dans le monde [7].....	7
Tableau 1. 2 Comparaison entre les principales technologies de stockage d'énergie[6]	14
Tableau 1. 3 Avantages et inconvénients des technologies de stockage [17]	15
Tableau 1. 4 Principales installations de pompage turbinage en France	17
Tableau 1. 5 Principales installations de pompage-turbinage à vitesse variable dans le monde	18
Tableau 1. 6 Classification des défauts réseau [42]	21

Chapitre 2

Tableau 2. 1 Objectifs et références de la phase de démarrage.....	36
Tableau 2. 2 Objectifs et références associés à la phase de synchronisation	38
Tableau 2. 3 Objectifs et références de la phase de pompage	40
Tableau 2. 4 Valeurs de l'impédance de réseau en fonction de niveau de tension	45
Tableau 2. 5 Facteurs de participation des différents modes sur les variables d'état du système de pompage	48
Tableau 2. 6 Paramètres de la MADA 320MW	51

Chapitre 4

Tableau 4. 1 Paramètres du convertisseur de puissance.....	77
Tableau 4. 2 Paramètres de la machine asynchrone	77
Tableau 4. 3 Paramètres de la MADA	78
Tableau 4. 4 Décomposition modulaire de l'algorithme du contrôle.....	81
Tableau 4. 5 Performances de l'architecture de la commande en termes de temps de calcul..	84

Annexe 1

Tableau A1. 1 Essais expérimentaux pour la détermination de R_s	97
Tableau A1. 2 Essais expérimentaux pour la détermination de R_r	98
Tableau A1. 3 Essais expérimentaux pour la détermination de L_s et M	99
Tableau A1. 4 Essais expérimentaux pour la détermination de L_r et M	100

Introduction générale

La production mondiale en énergie renouvelable est en croissance continue et la puissance installée augmente très rapidement pour suivre la demande de l'électricité dans le monde, en particulier, l'énergie éolienne qui a connu un développement assez rapide. Par exemple, selon l'estimation de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la production éolienne annuelle du monde atteindra 1 282 TWh d'ici à 2020, près de 371% d'augmentation par rapport à 2009.

Cette production de l'énergie renouvelable dépend des conditions environnementales: quantité de vent, présence du soleil, etc., d'où les problèmes que pose l'intégration de ce type d'énergie au réseau, tels que l'équilibre entre la production d'électricité et la demande. Par ailleurs, leur caractéristique intermittente empêche leurs systèmes d'être totalement fiables, sans capacité de stockage d'énergie appropriée. Cette capacité peut assurer que l'électricité produite par les énergies renouvelables soit stockée lorsque la demande est faible et libérée lorsque la demande est forte.

Les besoins en stockage estimés par l'AIE pour l'Europe occidentale par exemple d'ici 2050 peuvent atteindre une puissance de 90 GW. Ces estimations sont basées sur un objectif de 30 % de la puissance installée assurée par les énergies renouvelables (*Blue Map Scenario 2050*).

Dans le but d'atteindre cet objectif, certains pays se sont intéressés au pompage turbinage en tant que la solution la plus mature de point de vue capacité de stockage. La plupart des installations de pompage turbinage existantes sont à vitesse fixe avec des machines synchrones. Mais, la tendance aujourd'hui est de s'orienter vers l'utilisation des topologies avec vitesse variable qui présentent plus d'avantages que celles à vitesse constante. En effet, les systèmes à vitesse constante sont généralement équipés de machines synchrones, ainsi, l'excitatrice ne peut régler que la puissance réactive pendant le « turbinage » et la puissance active doit être régulée mécaniquement.

Avec la solution à vitesse variable, les puissances de la machine sont régulées par le système de contrôle des convertisseurs de puissance pendant le pompage et le turbinage en tenant compte de la puissance installée et les besoins des charges connectées. Cet avantage permet d'optimiser la quantité d'énergie stockée et d'éviter les effets de démarrage/arrêt par rapport aux installations à vitesse constante. Le fonctionnement du pompage turbinage à

vitesse variable permet ainsi de favoriser et d'optimiser l'intégration des énergies renouvelables qui présentent une variation de la production due à leur variabilité et leur caractère intermittent.

Dans le cadre de ce travail, nous étudions un système de pompage turbinage à vitesse variable avec une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA), connectée au réseau électrique. Nous donnons ainsi un système de contrôle adéquat afin d'obtenir des performances bien spécifiques durant les phases de fonctionnement.

Nous nous intéressons également à l'amélioration du comportement du système face aux défauts réseau. Même si les systèmes de pompage turbinage ne sont pas actuellement concernés par les exigences des opérateurs de réseau (GCR), leur stabilité et leur disponibilité en présence des défauts sont des éléments très importants pour un élément stabilisateur de réseau intégrant une grande part des énergies renouvelables.

Ce manuscrit est divisé en quatre chapitres. Le premier chapitre donne une présentation générale du contexte de travail. En premier lieu, nous présentons un état de l'art sur les technologies de stockage de l'énergie électrique et plus précisément la technologie de stockage par pompage turbinage en montrant l'état actuel de ces installations dans plusieurs pays dans le monde. Nous finissons par les différentes technologies considérées pour ces installations. En second lieu, nous nous intéressons à la stabilité des réseaux électriques. Nous présentons ainsi les différents types des défauts réseau. Un intérêt particulier est donné dans cette partie aux stratégies FRT (pour désigner *Fault Ride Through*) et LVRT (pour désigner *Low Voltage Ride Through*) adoptées par les utilisateurs de réseau électrique pour répondre aux exigences des codes de réseau électrique. Nous explorons ainsi, les différentes techniques basées sur l'ajout d'autres dispositifs et les techniques basées sur l'amélioration de stratégies de contrôle.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons le système d'étude. Nous entamons dans une première partie, la modélisation du système complet en vue de la commande ainsi que l'élaboration des stratégies de contrôle pour son fonctionnement en mode sain. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'étude de stabilité du système, à partir d'une analyse modale tenant compte de l'influence de la variation de l'impédance de réseau.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude du comportement du système de pompage turbinage en cas des défauts de réseau électrique. Nous présentons ainsi les solutions

développées pour les défauts symétriques et asymétriques de réseau électrique. Pour les défauts symétriques, ces solutions consistent à la modification de la stratégie de contrôle lors de l'occurrence des défauts. Pour les défauts asymétriques nous utilisons une solution qui consiste en l'ajout d'éléments au niveau du circuit de puissance.

Le dernier chapitre présente la maquette expérimentale de 4kW développée pour émuler un système de pompage turbinage. Dans la première partie nous détaillons les différents composants de cette maquette. La deuxième partie présente la validation expérimentale d'algorithmes développés dans le cadre de cette thèse.

Chapitre 1 Etat de l'art

1.1. Introduction

Une grande part de la production électrique est assurée par des centrales thermiques ou nucléaires, appelée production de base, à laquelle s'ajoutent des sources de production renouvelables. La production de base n'est généralement exploitable qu'à puissance presque constante. Il est donc nécessaire de pouvoir stocker l'énergie électrique en excès pour couvrir les fluctuations de la demande. Le pompage-turbinage est considéré comme une alternative très intéressante pour le stockage direct d'énergie électrique. En effet, il permet de stocker de l'énergie par pompage lorsque la demande est inférieure à la production de base, et de couvrir les pics de consommation par turbinage.

Dans ce chapitre, nous présentons les différentes techniques de stockage de l'énergie électrique avec une comparaison selon leurs caractéristiques et leurs applications. Dans la deuxième partie, nous nous intéressons au pompage-turbinage, en tant que principale technique de production et de stockage d'énergie permettant l'amélioration de la stabilité de réseau électrique. Nous présentons aussi différentes installations dans le monde et les différentes technologies adoptées pour ces systèmes. Dans la troisième partie de ce chapitre, nous analysons les différentes perturbations qui peuvent affecter le réseau et les solutions proposées dans la littérature pour assurer la sécurité et la stabilité de ce réseau.

1.2. Stockage de l'énergie électrique

L'énergie électrique peut être stockée sous différentes formes: mécanique, électrochimique, chimique, électromagnétique et thermique [1][2][3]. Le classement des technologies de stockage d'énergie en fonction de la forme de l'énergie stockée est donné par la figure 1.1.

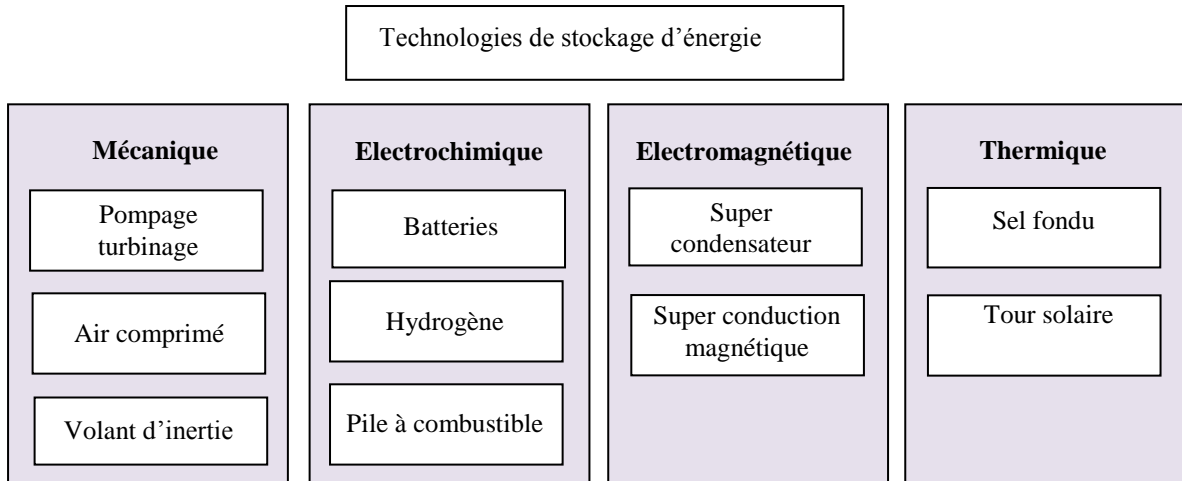


Figure 1. 1 Différentes technologies de stockage d'énergie électrique [4]

1.2.1. Stockage par pompage turbinage

Le principe de fonctionnement des installations de pompage turbinage est basé sur l'exploitation de l'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau, par le pompage de l'eau d'un réservoir inférieur à un réservoir supérieur lorsque la demande d'énergie est faible. Lorsque la demande est élevée, l'eau s'écoule du réservoir supérieur vers le réservoir inférieur activant le turbinage. L'énergie emmagasinée est proportionnelle à la quantité d'eau dans le réservoir supérieur et la hauteur de la chute d'eau.

Le principe de fonctionnement d'une installation de pompage est donné par la figure 1.2.

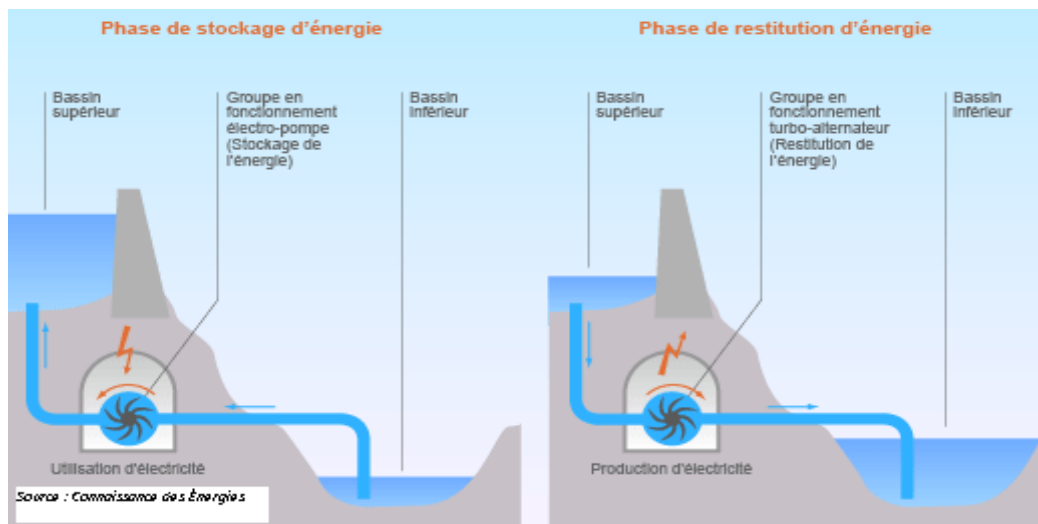


Figure 1. 2 Principe de fonctionnement d'une installation de pompage turbinage¹

¹ Site «www.connaissancedesenergies.org»

Cette technologie de stockage d'énergie présente environ 3% de la capacité de production d'énergie installée totale dans le monde qui se développe à un taux d'environ 5GW/an, et 97% de la capacité totale de stockage produites par les 250 installations dans le monde [5].

Les principaux avantages reconnus pour cette technologie de stockage par pompage/turbinage ont un rendement relativement élevé (65-85%), une grande capacité de puissance (typiquement 100-5000MW), une grande capacité de stockage (pouvant dépasser les 24h) et une longue vie (40-60ans) à un coût de cycle faible (de 0,1 à 1,4\$/kWh/cycle en 2014) [6].

Les principaux problèmes liés à cette technologie sont la nécessité d'un site approprié (généralement de grande taille de la masse terrestre: 10-20km²), le coût élevé d'une installation (600-2000\$/kW), le temps de construction généralement très long (pouvant aller jusqu'à 10 ans et plus) ainsi que les préoccupations environnementales, puisque des terres sont inondées pour en faire des réservoirs [5]. Cependant, des nouveaux systèmes ont été proposés pour réduire les impacts environnementaux de cette technologie. Ces systèmes incluent les installations sous-marines et les installations utilisant la mer comme réservoir inférieur. La station de pompage-turbinage à Okinawa Yanbaru, ayant une capacité de 30MW, située au Japon est actuellement la seule usine qui utilise l'eau de mer [6].

Un schéma de principe d'une installation sous-marine est donné par la Figure 1.3.

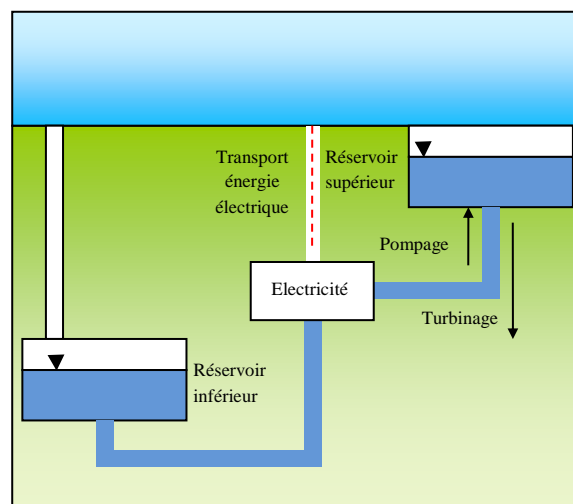


Figure 1. 3 Diagramme schématique d'une installation de pompage sous-marine [6]

Le tableau 1.1 montre les principales installations du pompage turbinage dans le monde.

Tableau 1. 1 Principales installations de pompage turbinage dans le monde [7]

Pays	Nom	Puissance (MW)
Argentine	Rio Grande-Cerro Pelado	750
Australie	TumutThree	1500
Autriche	Malta-Haupste	730
Bulagrie	PAVEC Chaira	864
Chine	Guangzhou	2400
France	Montezic	920
Allemagne	Goldsthal	1060
	Markersbch	1050
Inde	Purulia	900
Iran	SiahBisheh	1140
Italie	Chiotas	1184
Japon	Kannagawa	2700
Swisse	Zagorsk	1320
Swisse	Lac des dix	2099
Taiwan	Mingtán	1620
Grande Bretagne	Dinorwing Wales	1728
Les Etats Unis	Castaic Dam	1566
	Pyramid Lac	1495
	Ludington	1872
	Mt.Hope	2000
	Bath Country	2710

1.2.2. Stockage par air comprimé

Le concept de stockage de l'énergie par air comprimé ou *CAES (Compressed Air Energy Storage)* est connu et utilisé depuis le 19ème siècle par des différentes applications industrielles. Il est basé sur la technologie de turbine à gaz classique. L'énergie est stockée sous forme d'air comprimé dans une caverne de stockage souterrain. Au moment de la pointe de consommation, cet air comprimé est libéré pour faire tourner des turbines qui produisent de l'électricité. La topologie de l'ensemble du système est représentée dans la figure 1.4.

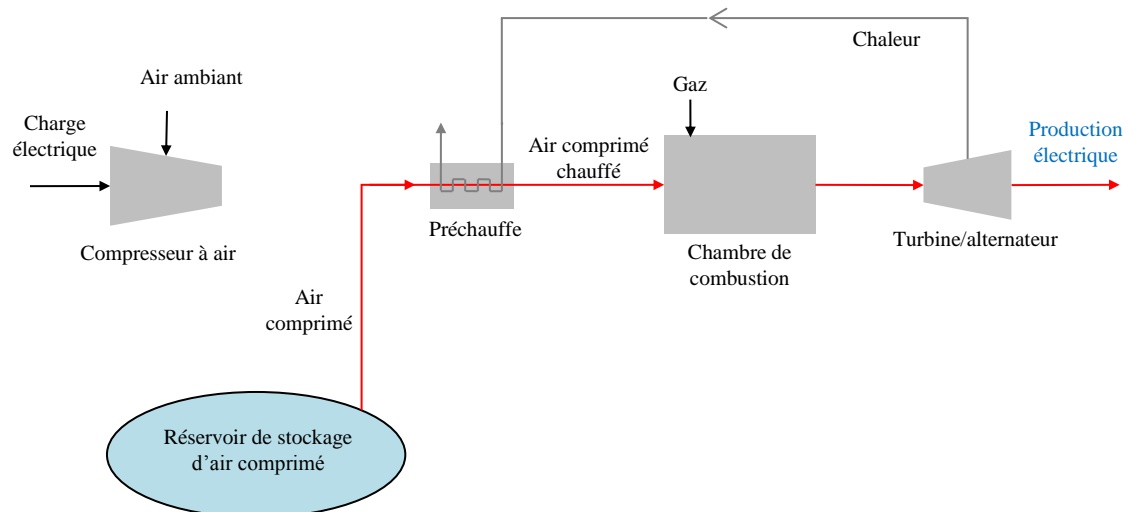


Figure 1. 4 Principe de stockage par air comprimé²

Actuellement, l'utilisation de ce système n'est pas très répandue. Seules deux usines existent à ce jour; une en Allemagne (290MW) et l'autre (110MW) en USA [5].

La durée de vie de ces installations est d'environ 40 ans, avec une efficacité énergétique de 85% [8]. Ces systèmes sont donc considérés comme des installations de stockage à long terme; ainsi cette technologie peut être considérée comme un autre choix pour l'intermittence des énergies renouvelables.

Le rendement de cette technologie est malheureusement réduit car la compression de l'air s'accompagne d'un échauffement. En outre pour des questions de coût (construire de grands réservoirs pour stocker une grande quantité d'énergie coûte cher), ce système ne devrait pas être exploitable commercialement à court terme.

1.2.3. Stockage inertiel d'énergie

Cette technologie est disponible depuis 1970 utilisant un grand corps en acier sur des roulements mécaniques. L'énergie de rotation est stockée dans un rotor accéléré. C'est un système essentiellement électromécanique qui stocke l'énergie sous forme d'énergie cinétique: il est constitué d'un cylindre en rotation sur des paliers magnétiques couplés à une machine électrique, qui se comporte comme un moteur lors de la charge et comme un générateur lors de la décharge [8][9][10].

² www.connaissancedesenergies.org

Les principaux composants d'une installation à stockage inertiel d'énergie sont donnés par la figure 1.5.

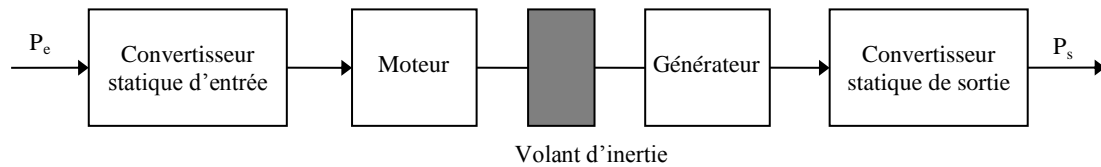


Figure 1. 5 Constitution d'un système de stockage inertiel d'énergie [11]

Les principaux avantages de cette technologie sont la stabilité de cycle, une longue durée de vie égale à 15 ans pour fournir des cycles de charge-décharge complets, un moindre entretien, une densité de puissance élevée (10-30Wh/kg) et une grande efficacité (90-95%).

Les principaux inconvénients de cette technologie de petite échelle (~0.25MW) résident dans le temps limité de stockage (0-15 minutes) et le coût d'investissement initial élevé. Un autre inconvénient est lié au risque d'explosion en cas de dysfonctionnement ainsi qu'une maturité technologique à affermir [11].

1.2.4. Stockage d'énergie par des batteries

Les batteries permettent de stocker des énergies électriques importantes (de quelques Watts à plusieurs Mégawatts selon la taille et la technologie): batterie plomb-acide (LA) (0-20MW), batterie nickel-cadmium (NiCd) (0-40MW), lithium ion (Li-ion) (0-0.1MW) et batterie sodium soufre (NAS) (0.05-8MW) [6].

Le temps de décharge varie aussi selon la technologie de quelques minutes à une journée. Ce sont des systèmes fermés capables d'effectuer à la demande, la conversion réciproque de l'énergie chimique en énergie électrique. Cette conversion est effectuée avec un rendement variable selon les conditions d'utilisation et la technologie, pouvant atteindre et parfois dépasser 80%: Le reste de l'énergie est transformée en chaleur transférée au milieu extérieur.

La densité d'énergie des batteries se situe entre (30-50kWh/kg) pour les batteries LA et (150-240 kWh/kg) pour les batteries NaS [6]. La durée de vie des batteries diffère aussi d'une technologie à une autre et elle se situe entre 5 et 20 ans [6].

Les batteries sont surtout utilisées dans la traction électrique: sous marins, véhicule électrique, chariots élévateurs, fauteuils roulants... Le plomb reste très utilisé et domine en raison de son faible coût. Le NiCd est utilisé chaque fois qu'une puissance élevée est nécessaire, en particulier à froid (démarrage diesel et aviation, outils portables). Le lithium ion est utilisé pour le véhicule tout électrique ou des hybrides rechargeables [11].

1.2.5. Stockage sous forme d'hydrogène

Le stockage par hydrogène diffère de l'idée classique de stockage de l'énergie car il utilise des processus séparés pour la production d'hydrogène, son stockage et son utilisation. Pour la production d'hydrogène, un électrolyseur produit de l'hydrogène et de l'oxygène de l'eau par l'introduction d'un courant électrique. Une pile à combustible convertit l'hydrogène pour libérer de l'énergie. L'exploitation de l'hydrogène comme une technique de stockage est illustrée dans la figure 1.6.

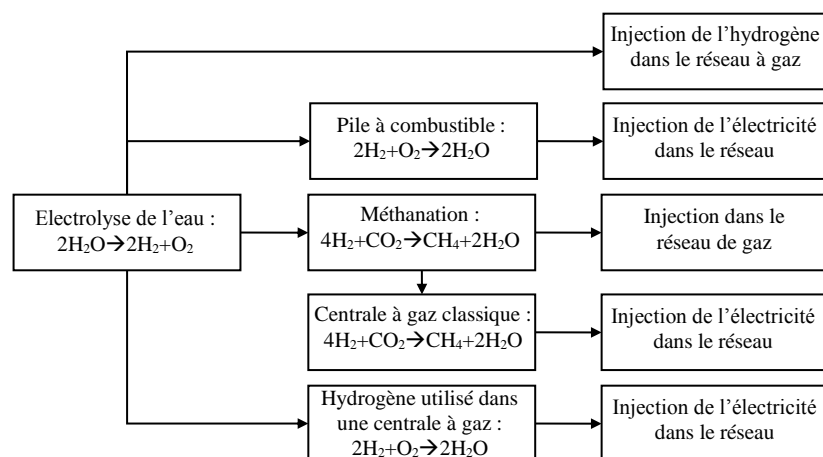


Figure 1. 6 Différentes possibilités de stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène³

Cette technique de stockage présente un certain nombre d'avantages: temps de décharge assez rapide, forte densité d'énergie sous pression ou liquide, ne dégageant aucun gaz à effet de serre [11]. Mais elle présente certains inconvénients au niveau du rendement (25-58%) [7], des capacités de stockage et des coûts (6000–30000€/kW).

³ Sénat, Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité

1.2.6. Super capacité

Les super-capacités permettent le stockage de l'énergie électrique en accumulant des charges positives et négatives. Elles peuvent être chargées beaucoup plus rapidement que les batteries conventionnelles avec un nombre de cycles plus de 100 000 fois supérieures [5], mais elles ont une faible densité énergétique (2-15kW/h), et sont mieux adaptées à des applications de cycle rapide. Les super-capacités ont une durée de vie de 8 à 10 ans, un rendement de 95% et une densité de puissance très élevée, de l'ordre de 10 000W/kg. Cependant, elles ont un taux élevé de dissipation d'énergie de 20-40%/jour et leur coût est estimé à 2000\$/kWh.

Jusqu'aujourd'hui, il n'y a pas d'applications à haute tension connues installées pour super capacités. La connexion des super capacités avec la liaison DC des systèmes électriques à vitesse variable permet de filtrer les hautes fréquences et de lisser les tensions générées [12].

1.2.7. Super-conduction magnétique

L'énergie est stockée via un courant électrique envoyé dans une bobine de fil supraconducteur. Une fois la bobine court-circuitée (refermée sur elle-même), le courant reste indéfiniment car il n'y a pas de perte et produit un champ magnétique. L'énergie est donc stockée dans la bobine sous forme magnétique et électrique et peut être ensuite récupérée en un temps très court.

Les principales caractéristiques de cette technologie sont une forte densité de puissance (500-2000W/kg), mais une densité d'énergie modérée (0.5-5Wh/kg) [6], un nombre de cycle de charge-décharge très élevé (infini) avec un temps de commutation de quelques ms entre la charge et la décharge (réponse rapide), un excellent rendement de conversion d'énergie, supérieur à 95% et durée de vie prévue plus de 20ans [13].

Les principaux problèmes auxquels est confrontée la mise en œuvre de la super conduction magnétique sont le coût élevé (1000-10000\$/kWh) et les problèmes environnementaux associés au champ magnétique très fort [14].

En raison du coût élevé de fils et les besoins énergétiques, la super-conduction magnétique est principalement utilisée pour les applications à court terme, comme les UPS (*Uninterruptible Power Supply*).

1.2.8. Stockage thermique

Le stockage thermique utilise des matériaux qui peuvent être maintenus à des températures élevées ou basses [15]; la chaleur ou le froid que l'on extrait du procédé est utilisé pour produire de l'électricité. Le stockage thermique peut être classé dans les systèmes à faible et à haute température, mais le principe de fonctionnement de chacun de ces éléments dépend de la température de fonctionnement du support de stockage correspondant par rapport à la température ambiante [15]: Une température inférieure à 18°C est utilisée pour le refroidissement industriel, une de 0 à 12°C pour le refroidissement dans les bâtiments, une de 25°C et 50°C pour le chauffage des bâtiments, et enfin une température supérieure à 175°C est utilisée pour le stockage sous forme de chaleur industrielle.

- *Stockage d'énergie thermique à basse température*

Dans cette technologie, on peut trouver les systèmes ATES pour désigner (*Aquifer Thermal Energy Storage*) et les systèmes CES (*Cryogenic Energy Storage*) [15]. Les systèmes ATES impliquent le refroidissement de l'eau par un réfrigérateur, à des périodes de faible demande d'énergie. Ils peuvent être utilisés pour répondre aux besoins de refroidissement aux périodes de pointe. Les systèmes CES consistent à faire bouillir l'azote liquide par la chaleur ambiante et à l'utiliser pour générer de l'énergie électrique [15]. Les systèmes CES ont une durée de vie prévue de 20-40 ans [15] et un rendement de 40-50%.

- *Stockage d'énergie thermique à haute température*

C'est une technologie qui se base sur un système qui stocke l'énergie thermique provenant d'une centrale solaire thermique, dans un réservoir de sel fondu [16] (figure 1.7). Les systèmes ATES ont une espérance de vie de 5-15ans et un potentiel de stockage à faible coût dans le futur; 30-60\$/kWh selon [15].

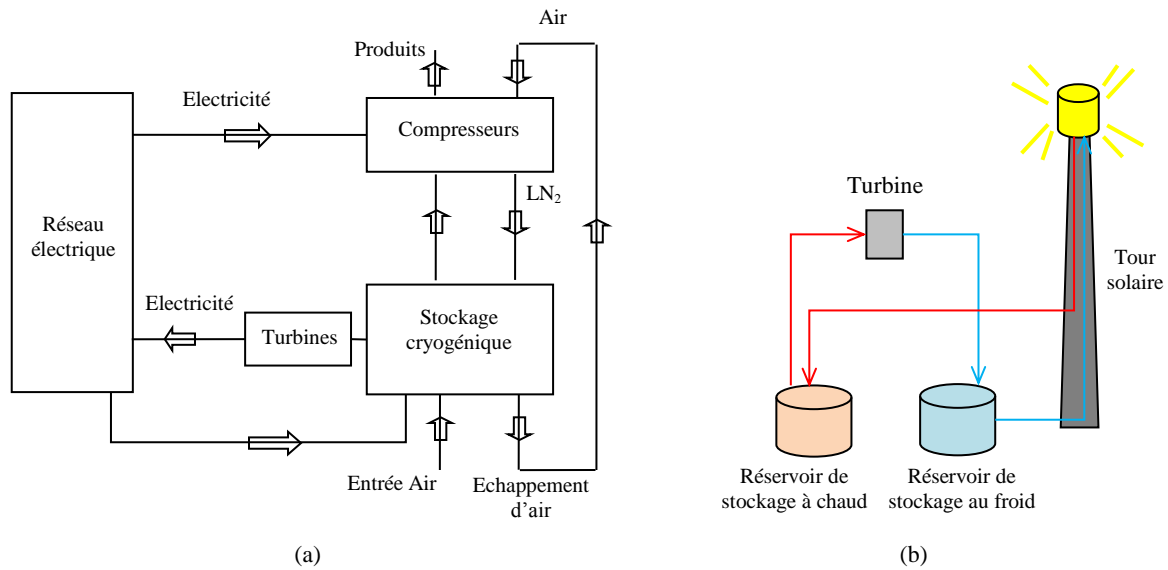


Figure 1. 7 Diagrammes schématiques de (a) CES (b) ATES [6]

Bien que l'efficacité d'un tel système peut être proche de 100%, il est limité à des applications solaires thermiques, et ne peut pas stocker de l'énergie électrique à partir d'une autre source [6]. La plus grande centrale thermique solaire du monde, appelé (*Generating Station Solana*), a une capacité de 280 MW avec 6h durée de stockage en sel fondu [6].

1.2.9. Comparaison entre les systèmes de stockage

Les différentes caractéristiques de ces technologies qui doivent être prises en considération sont le coût, la puissance, le rendement, l'efficacité, le temps de réponse, les pertes d'autodécharge et le cycle de vie.

Le tableau 1.2 donne une comparaison entre les principales technologies de stockage de l'énergie électrique citées précédemment.

Tableau 1. 2 Comparaison entre les principales technologies de stockage d'énergie[6]

Technologie	Puissance (MW)	Temps de décharge	Pertes de décharge (jour)	Energie et densité de la puissance (Wh/kg)	Efficacité (%)	Prix (\$/kWh)	Durée de vie (années)
Pompage hydraulique	100-5000	1-24h+	Très petit	0.5-1.5	71-85	5-100	40-60
Stockage par air comprimé	5-300	1-24+	petit	30-60	70-89	2-50	20-40
Stockage inertielle d'énergie	0-0.25	Millisecondes-15 minutes	100%	10-30	90-95	1000-5000	15
Batteries Ni-Cd	0-40	Secondes-heures	0.2-0.6%	50-75	72	800-1500	10-20
Batteries Li-ion	0-0.1	Minutes-heures	0.1-0.3%	75-200	100	600-2500	5-15
Batteries plomb-acide	0-20	Secondes-heures	0.1-0.3%	30-50	70-90	200-400	5-15
Super-conduction magnétique	0.1-10	Milliseconde s-8 secondes	10-15%	05-5	97	1000-10000	20+
Super-capacité	0-0.3	Milliseconde s-60 minutes	20-40%	2.5-15	<75->95	300-2000	20+

Les technologies de stockage par le pompage-turbinage et par air comprimé sont adaptées aux applications de grandes puissances (>100MW). Les batteries à grandes puissances peuvent être intéressantes pour la gestion des puissances de l'ordre de 10-40MW.

Le stockage par les batteries Ni-Cd, Li-ion ou Ni-MH, ou autre dont la puissance varie de 0.001-10MW avec un temps de charge de quelques secondes à quelques heures sont utilisés pour les applications de traction.

Les technologies de stockage par les super-capacités et la super-conduction magnétique offrent un temps de décharge les plus faibles allant de quelques millisecondes aux quelques minutes.

Les technologies de stockage par le pompage-turbinage ou par air comprimé présentent une très faible perte quotidienne d'autodécharge. Donc, elles sont utilisées pour les applications nécessitant une longue période de stockage (heures à plusieurs mois).

Le tableau 1.3 résume les avantages et les limites de quelques technologies.

Tableau 1. 3 Avantages et inconvénients des technologies de stockage [17]

Technologie de stockage	Avantages	Inconvénients
Stockage par énergie inertielle	Structure modulaire, peu de maintenance	Technologie coûteuse Dangereuse
Pompage turbinage	Stockage des grandes puissances, technique prouvée.	Impacts significatifs sur l'environnement de point de vue construction
Stockage par l'air comprimé	Coûts modérés, stockage pour les grandes puissances	Utilisation du gaz naturel
Batterie Li-ion	Technologie en progression rapide, taille compacte	Risque de rupture, pauvre expérience avec l'utilisation dans le réseau électrique
Plomb-acide batterie	Disponibilité, coût modéré, structure modulaire	Durée de vie limitée, maintenance

Etant donné, son faible impact sur l'environnement, le pompage turbinage est la solution la plus ancienne et la plus importante de point de vue capacité de stockage (>100MW). D'autre part, ces systèmes se caractérisent par leur technologie prouvée, leur flexibilité opérationnelle et leur réponses rapides vis-à-vis des variations des charges [18][19].

Dans la partie qui suit, nous présentons un état de l'art sur les différentes installations de pompage turbinage dans le monde.

1.3. Etude de l'art des installations de pompage turbinage

Des analyses de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [20] montrent que la capacité mondiale existante en pompage-turbinage atteint environ 140 GW à la fin de 2011, plus de 98GW par rapport à celle en 2005 et l'AIE estime que ce chiffre sera augmenté d'un facteur de 3 à 5 en 2050.

Dans ce même objectif, des nombreux pays et des entreprises développent des nouvelles installations de stockage par pompage ou rénovent de leurs installations existantes. Pour cela, plusieurs travaux ont identifié les sites appropriés pour les développements de ces installations dans les pays comme l'Allemagne [21], la Grèce [22], la France [23], le Liban [24].

D'autres travaux ont étudié la faisabilité de l'installation des tels systèmes dans leur environnement et plusieurs études des cas ont été traitées en tenant compte des plusieurs paramètres: environnementaux, sociaux, économiques et juridiques.

Dans [25], une étude sur la faisabilité des installations de pompage-turbinage dits «des STEP» (Station de Transfert d'Energie par Pompage) en Turquie est présentée. En effet, l'évaluation et le classement des potentielles installations de pompage-turbinage selon plusieurs critères tenant compte de l'aspect géologique, environnemental, hauteur de l'eau et

la distance pour se connecter au réseau ont été pris en compte. La comparaison entre les différents sites indique que la Turquie a des réservoirs existants appropriés pour le développement des installations de pompage-turbinage. Cependant, le pays souffre de l'absence d'un cadre juridique et d'un marché de l'énergie pour la mise en place des telles centrales.

Une évaluation du stockage par pompage-turbinage et de la mise de son service en Italie et en Espagne est présentée dans [26]. Dans ce travail, l'auteur défend l'intérêt de la mise en service de ces installations en tant qu'élément de stockage des grandes puissances d'énergie se caractérisant par sa flexibilité et sa réponse rapide pour les pics de consommation. Pour cela, les différents défis économiques ont été présentés pour montrer que ces derniers peuvent être résolus par l'établissement d'un cadre réglementaire adéquat.

Dans [27], les auteurs présentent une analyse des systèmes d'appui des installations de stockage par pompage en Croatie, qui garantissent le recouvrement du coût d'investissement et les tarifs du rachat. Ils proposent aussi que l'installation de ces systèmes dans les sites isolés (les îles par exemple) puisse faire partie d'un système hybride intégré avec le réseau de dessalement et l'approvisionnement en eau. Dans ce cas, le fardeau de l'investissement pourrait être également supporté par les consommateurs d'eau.

L'avantage de l'utilisation d'un système utilisant la mer comme réservoir inférieur est montré dans [28], en réduisant ainsi le temps et les coûts de la construction. L'objectif principal de cette recherche est d'établir la faisabilité technique et économique de l'utilisation de la baie de l'île comme un réservoir supérieur et la mer comme un réservoir naturel inférieur. Cette recherche indique que le stockage d'énergie par pompage de l'eau de mer avec un débit élevé et une faible hauteur est techniquement et économiquement possible. Elle permet donc d'augmenter la capacité des réseaux nationaux pour la pénétration des énergies renouvelables intermittentes.

Dans [29], les auteurs donnent une analyse sur l'évolution actuelle et évaluent le potentiel de chiffre d'affaires ainsi que les obstacles possibles pour l'installation des centrales de pompage turbinage en Allemagne.

En France, EDF exploite depuis les années 1970-1980 un parc des installations de pompage turbinage important, comprenant six aménagements représentant une puissance installée en turbine d'environ 5 GW. Leur fonction essentielle consiste en un report d'énergie des périodes de faible demande (heures creuses) vers des périodes de demande plus conséquente (heures pleines); elles procurent une optimisation du mix énergétique et un apport de puissance de pointe.

Le tableau 1.4 montre les principales installations en France en tenant compte des quelques caractéristiques.

Tableau 1. 4 Principaux installations de pompage turbinage en France

	Montézie (1982)	Revin (1976)	G.maison (1985)	S.Bissorte (1987)	La Coche (1977)	Le Cheylas (1979)	Total
Puissance en turbine (MW)	910	710	1790	730	330	460	4940
Puissance en pompe (MW)	870	720	1160	630	310	480	4170
Nombre des pompes	4	4	8	4	2	2	
Constante de temps (h)	40	5	30	5	3	6	

En Tunisie, ISL Ingénierie, qui intervient depuis 2009 pour le Ministère Tunisien de l'Agriculture sur les études d'exécution du barrage agricole de Melah amont, a identifié la possibilité à lui associer une centrale de pompage-turbinage (pour une puissance installée d'environ 400 MW) et a proposé le projet à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz. Ce projet est en phase d'étude dans le cadre de la promotion de l'intégration de l'énergie renouvelable dans le réseau tunisien (30% en 2030).

Dans la partie suivante, les différentes technologies considérées pour ces installations seront présentées et nous allons proposer la stratégie adoptée pour notre étude.

1.4. Technologies des installations de pompage-turbinage

La majorité des stations de pompage-turbinage installées dans le monde utilisent une technologie à vitesse fixe avec une machine synchrone, un fonctionnement autour du point nominal est alors adopté. Cependant, la disponibilité et la flexibilité de ces systèmes, en tant qu'éléments contribuant à la stabilité du réseau électrique intégrant plusieurs sources de caractère intermittent, peuvent être plus importantes avec la technologie opérant à vitesse variable.

Le fonctionnement à vitesse variable est la technologie la plus récente pour les systèmes de pompage-turbinage [30][31]. La plupart des installations à vitesse variable se trouvent au Japon. La station de Yagisawa au Japon est la première station à vitesse variable alimentée par un convertisseur statique: elle a été mise en service en 1990 [30]. En Europe, le pompage-turbinage avec vitesse variable fait l'objet de plusieurs recherches et ceci depuis des nombreuses années. Tout récemment la station de Goldisthal en Allemagne a été mise en service avec deux unités de 300MW à vitesse variable [32]. Même si les systèmes de pompage-turbinage existent depuis plusieurs décennies dans le monde, les structures à vitesse

variable sont peu nombreuses par rapport aux installations à vitesse fixe. Cependant, presque toutes les dernières installations adoptent la technologie à vitesse variable en raison de leur grande efficacité. Le tableau 1.5 montre quelques installations à vitesse variable et leurs caractéristiques.

Tableau 1. 5 Principales installations de pompage-turbinage à vitesse variable dans le monde

Unité	Pays	Capacité (MW)	Structure
Yagisawa (1990)	Japon	1*85	Première structure alimentée par un convertisseur [30]
Goldisthal (2004)	Allemagne	2*300	Avec le plus grand cyclo-convertisseur au monde [32]
Ohkawachi (1993)	Japon	2*400	La plus grande unité avec vitesse variable [31]

Au début, la technologie à vitesse variable a été adoptée pour les systèmes éoliens dans le but de maximiser la puissance extraite selon la disponibilité du vent. Le développement des dispositifs d'électronique de puissance jusqu'à des mégawatts permet aujourd'hui leur utilisation pour des applications des grandes puissances y compris les systèmes de pompage-turbinage [33]. Dans [34], l'auteur montre quelques structures à vitesse variable.

La structure à vitesse variable peut être soit avec un convertisseur de courant, soit avec un convertisseur de tension. Dans le premier cas, la structure est équipée par une machine synchrone alimentée par un convertisseur de courant. (Figure 1.8(a)). Cette structure présente l'inconvénient de nécessiter un convertisseur dimensionné pour la puissance nominale de la machine. La deuxième structure est équipée par une machine asynchrone doublement alimentée (MADA) avec deux convertisseurs du côté rotorique (Figure 1.8(b)). Les convertisseurs sont alors dimensionnés pour le tiers de la puissance nominale de la machine [35][36].

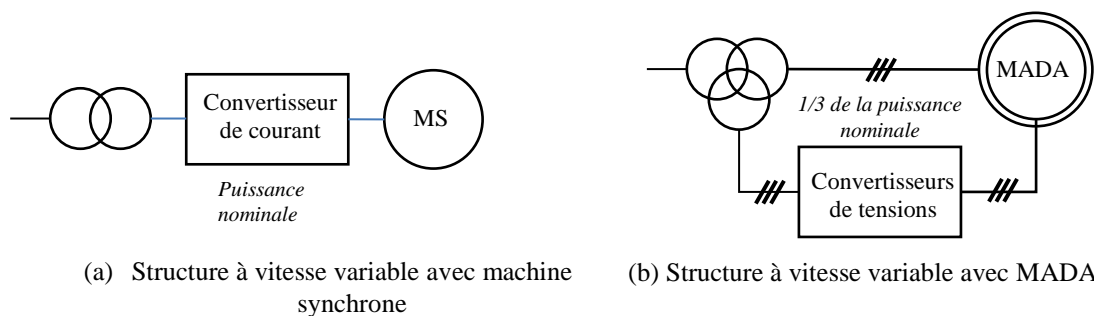


Figure 1. 8 Structures à vitesse variable des systèmes de pompage-turbinage

Les systèmes de pompage-turbinage possèdent un rôle très important pour assurer la stabilité des réseaux électriques. Cependant ils peuvent eux-mêmes subir les conséquences d'un défaut au niveau du réseau électrique, et dans ce cas, ne pas assurer convenablement leur

mission de stabilisation. Leur comportement face à des défauts qui se traduisent par des variations au niveau des tensions du réseau est donc important, notamment en vue de proposer des solutions. Ces derniers points étant abordés dans le cadre de cette thèse, nous présentons dans ce qui suit les différentes stratégies dites *Fault Ride Through*, après avoir rappelé les classifications généralement utilisées pour les défauts au niveau des tensions de réseau.

1.5. Défauts réseau: Classification et solutions

Plusieurs travaux récents se sont intéressés aux défauts, leurs origines, leurs types et leurs modèles. Certains ont analysé les différentes conséquences soit sur le système d'étude connecté au réseau soit sur la qualité d'énergie alors que d'autres études ont proposé différentes solutions pour remédier à ces conséquences.

Dans la partie qui suit, nous présentons en premier lieu les types de ces défauts, en deuxième lieu, nous donnons un résumé sur les différentes méthodes proposées dans la littérature pour répondre aux exigences des opérateurs de réseau.

1.5.1. Défauts réseau: Origines, Types, modèles

a) Origines

Les défauts réseau sont dus principalement à des phénomènes naturels tels que le vent, les tempêtes ou la foudre et avec un moindre pourcentage, aux comportements des animaux ou aux défaillances techniques [37][38][39][40]. La figure 1.9 donne les statistiques pour l'année 2013 dans quelques pays selon l'origine des défauts.

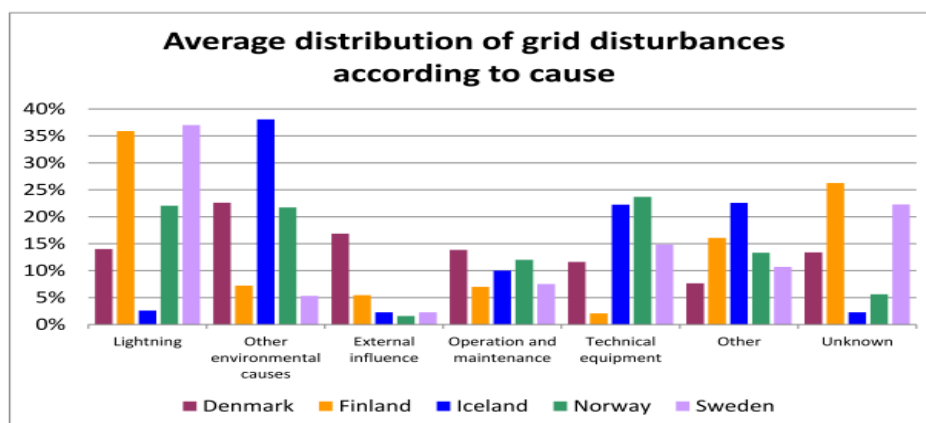


Figure 1.9 Répartition moyenne des défauts réseau selon la cause [41]

Ces défauts peuvent affecter les systèmes de génération, les transformateurs, et/ou les équipements des consommateurs [42]. Ils se traduisent par une variation de tension, de courant et/ou de fréquence. Il est à noter que la littérature spécialisée mentionne que les

réseaux intégrant des énergies renouvelables sont spécialement assujettis aux variations de la tension (chutes de tension ou surtension).

Cette variation de tension est essentiellement le résultat d'un court-circuit ou d'une surintensité circulant à travers le système d'alimentation, provoqués par des défauts au niveau d'un système de puissance connecté au réseau, par le démarrage de moteurs ou et la magnétisation de transformateurs. La durée du défaut dépend du temps que prennent les systèmes de protection pour détecter et isoler le défaut. En général, il est de quelques centaines de millisecondes.

Dans les conditions normales, la tension réseau oscille autour de sa valeur nominale avec des variations de $\pm 10\%$ de cette valeur. Donc selon les normes (IEC 61000-2-1, EN50160), une chute de la tension est considérée un défaut de réseau lorsque sa valeur est entre 1% et 90% de la valeur nominale. Les chutes de tension se caractérisent par le pourcentage de chute et sa durée avant d'atteindre de nouveau le 90% de sa valeur nominale.

b) Classification des défauts

Une classification des défauts réseau est proposée dans [43][44]. Elle donne sept principaux types de défauts réseau, avec une analyse des courts-circuits possibles et le pourcentage des chutes des tensions. C'est la classification ABC qui est la classification la plus ancienne et la utilisée.

Les expressions des tensions complexes pour ces sept types sont données dans le Tableau 1.6.

Où U_a , U_b , U_c , désignent les trois phases du réseau, E_l désigne la tension complexe avant le défaut de la première phase et V^* désigne la tension dans la phase en défaut ou entre les phases en défaut.

Tableau 1. 6 Classification des défauts réseau [43]

Type	Les tensions	Les phases
A	$U_a = V^*$ $U_b = -\frac{1}{2}V^* - \frac{1}{2}jV^*\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{2}V^* + \frac{1}{2}jV^*\sqrt{3}$	
B	$U_a = V^*$ $U_b = -\frac{1}{2}E_1 - \frac{1}{2}jE_1\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{2}E_1 + \frac{1}{2}jE_1\sqrt{3}$	
C	$U_a = E_1$ $U_b = -\frac{1}{2}E_1 - \frac{1}{2}jE_1\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{2}E_1 + \frac{1}{2}jE_1\sqrt{3}$	
D	$U_a = V^*$ $U_b = -\frac{1}{2}V^* - \frac{1}{2}jE_1\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{2}V^* + \frac{1}{2}jE_1\sqrt{3}$	
E	$U_a = E_1$ $U_b = -\frac{1}{2}V^* - \frac{1}{2}jV^*\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{2}V^* + \frac{1}{2}jV^*\sqrt{3}$	
F	$U_a = V^*$ $U_b = -\frac{1}{2}V^* - (\frac{1}{3}E_1 + \frac{1}{6}V^*)j\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{2}V^* + (\frac{1}{3}E_1 + \frac{1}{6}V^*)j\sqrt{3}$	
G	$U_a = \frac{2}{3}E_1 + \frac{1}{3}V^*$ $U_b = -\frac{1}{3}E_1 - \frac{1}{6}V^* - \frac{1}{2}jV^*\sqrt{3}$ $U_c = -\frac{1}{3}E_1 - \frac{1}{6}V^* + \frac{1}{2}jV^*\sqrt{3}$	

Pour répondre aux exigences de GCR et assurer la continuité de service des éléments consommateurs et la continuité de génération des éléments producteurs en cas des défauts réseau, le FRT (*Fault Ride Through*) ou le LVRT (*Low Voltage Ride Through*) ont été largement traités dans la littérature.

Dans le paragraphe suivant, nous présentons l'intérêt porté sur les techniques FRT ou LVRT dans le cadre des systèmes électriques à vitesse variable et particulièrement celles dédiées aux installations électriques servant à l'intégration des énergies renouvelables.

1.5.2. Etat de l'art sur les techniques FRT/LVRT

Les techniques FRT dédiées à la sûreté du fonctionnement des asservissements électriques à vitesse variable ont fait l'objet des quelques travaux [45][46][47][48]. Ces techniques se divisent essentiellement en deux catégories: celles sont basées sur l'utilisation des éléments auxiliaires [49][50][51][52] et celles sont basées sur la modification de la stratégie de contrôle pour qu'elle soit tolérante aux défauts [53][54].

Pour les travaux qui concernent le FRT dans le domaine des énergies renouvelables, nous commencerons par ceux qui font le bilan des travaux existants dans cet axe. Dans [55], les auteurs ont présenté les différentes techniques FRT pour les générateurs photovoltaïques qui garantissent leur fonctionnement en cas des défauts, la détection de ces défauts et la synchronisation avec le réseau. Dans [56][57], une enquête sur les solutions récentes de LVRT pour les générateurs synchrones à aimants permanents est réalisée avec une brève explication des codes du réseau. Parmi ces solutions, les auteurs ont cité le contrôle des convertisseurs, le dimensionnement des condensateurs, le circuit de protection *Crowbar*, le circuit de stockage au niveau de bus continu et les dispositifs FACTS (*Flexible Alternating Current transmission System*). Les auteurs dans [58][59] ont présenté un état de l'art basé sur une bibliographie récente donnant les techniques FRT pour les générateurs asynchrones doublement alimentés dédiés pour le fonctionnement éolien. Dans [60][61], les auteurs ont détaillé les différentes méthodes FRT pour les systèmes éoliens, en balayant les différentes structures: la structure à vitesse variable avec machine asynchrone doublement alimentée ou machine synchrone et la structure à vitesse fixe avec la machine asynchrone à cage.

Dans les travaux qui concernent les techniques FRT pour les systèmes intégrant des sources des énergies renouvelables, il est à noter que les méthodes adoptées pour le FRT sont soit des méthodes qui se basent sur l'ajout des dispositifs externes, soit des méthodes fondées sur la modification des stratégies de contrôle. La figure 1.10 donne un résumé de ces méthodes.

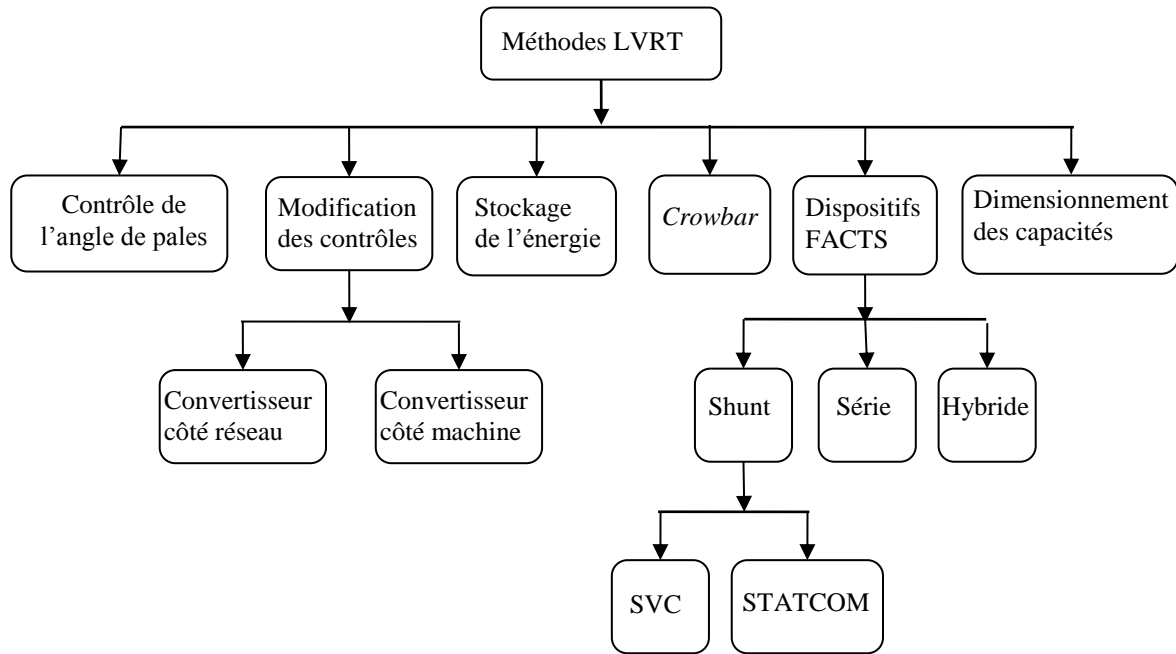


Figure 1. 10 Méthodes LVRT pour un système éolien [56]

Dans ce qui suit, nous donnons une brève description des différents travaux portant sur chaque méthode.

1.5.2.1. Méthodes basées sur les systèmes de stockage de l'énergie

Les travaux présentés dans [62][63][64] donnent des exemples de ces systèmes de stockage qui peuvent être raccordés à la liaison bus continu par un convertisseur DC-DC. Lorsque le défaut se produit, ces systèmes absorbent l'énergie supplémentaire au niveau de cette liaison, et protègent ainsi les convertisseurs contre les surtensions. Après la disparition des défauts, cette énergie est injectée dans le réseau; ces systèmes sont essentiellement des batteries[65][66] ou des super-capacités [67][68][69].

Système de protection *Crowbar*

Le système *Crowbar* permet de dissiper la puissance active durant les défauts réseau [70][71][72]. Ce système est composé d'une résistance de forte puissance avec un interrupteur en série comme représenté sur la Figure 1.11. Les avantages de cette structure sont son faible coût et la simplicité de sa structure de contrôle. Le *Crowbar* ne peut pas améliorer l'injection de la puissance réactive au réseau. Afin d'améliorer ses performances, il est combiné avec d'autres méthodes [73][74][75][76].

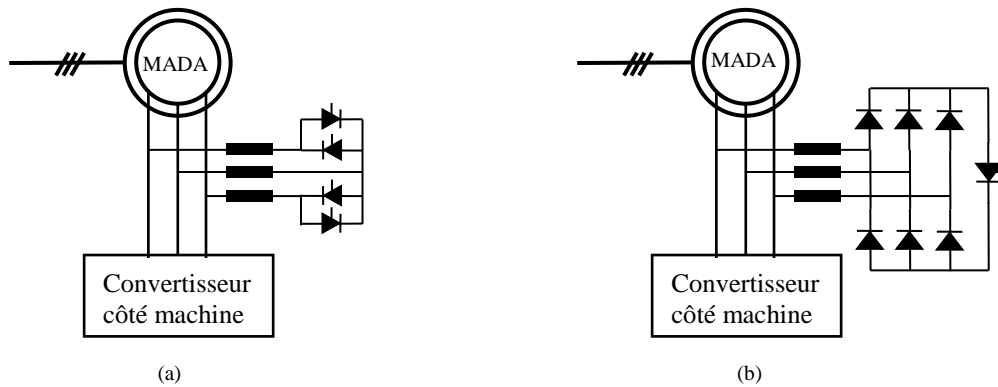


Figure 1. 11 (a) Circuit *crowbar* avec des thyristors, (b) Circuit *crowbar* avec pont de diodes [77]

Le système FACTS

Le système FACTS correspond à une autre option pour garder les systèmes éoliens connectés au réseau en cas de défauts réseau. Les FACTS sont classés en trois groupes selon les méthodes de connexion: connexion de shunt, connexion en série, et la connexion hybride. Dans la connexion shunt, il y a deux types de dispositifs: STATCOM (*Static Compensator*) (Figure 1.12(a)) et SVC (*Static Var Compensator*) (Figure 1.12(b)). Ils peuvent injecter de la puissance réactive au réseau [78][79][80][81]. La sortie de la puissance réactive du STATCOM est plus importante que celle de SVC en cas de chute des tensions. En général, STATCOM et SVC sont utilisés dans les générateurs asynchrones pour augmenter la capacité de contrôle de la puissance réactive [82]

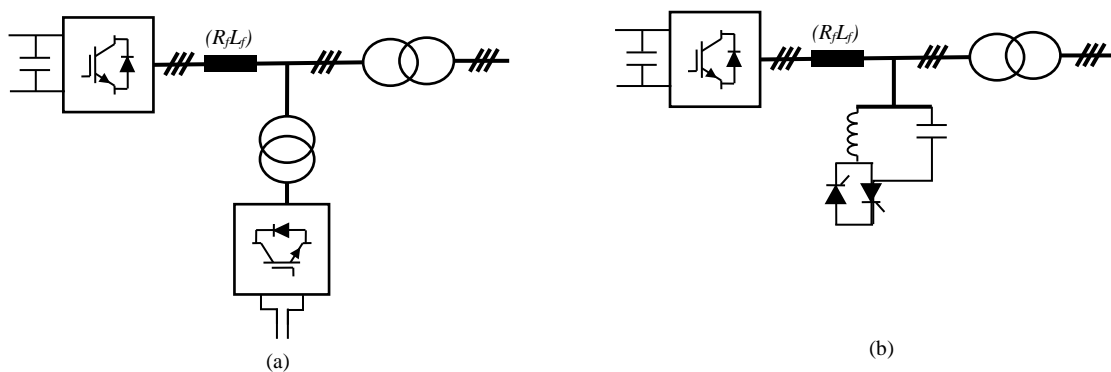


Figure 1. 12 Structures typiques du circuit de (a) STATCOM ET (b) SVC

Le DVR (*Dynamic Voltage Regulator*) est un dispositif qui permet de compenser les creux de la tension[83]. Il est constitué d'un convertisseur triphasé connecté en série entre le système et la connexion PCC via un transformateur [84][85]. Son utilisation est très répandue dans les systèmes d'éoliennes avec MADA [86][87][88]. La figure 1.13 présente une structure typique du DVR.

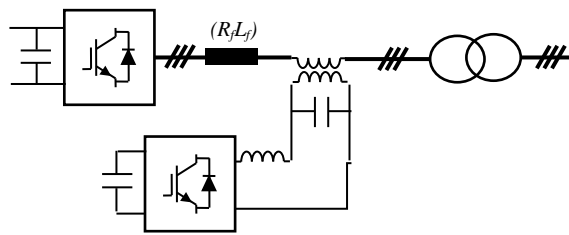


Figure 1. 13 Structure typique du DVR

Parmi les dispositifs hybrides FACTS, le contrôleur de puissance UPFC pour désigner (*Unified power flow controller*) qui est représenté sur la figure 1.14. Ce dispositif comporte deux parties: La partie série permet la compensation de la chute de la tension et la partie shunt permet l'injection de la puissance réactive au réseau [89][90][91]. L'un des principaux inconvénients de ces dispositifs est leur coût le plus élevé en comparaison avec les autres méthodes.

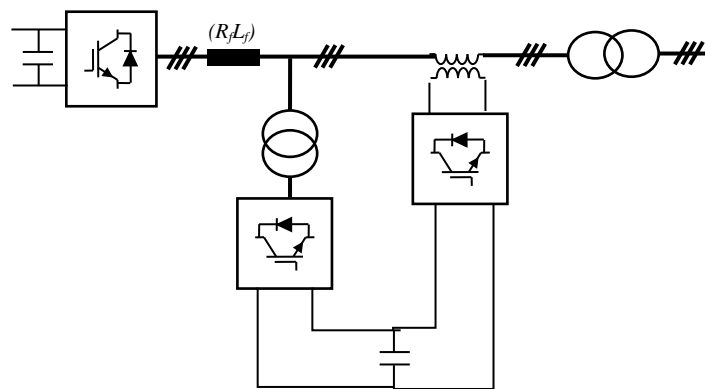


Figure 1. 14 Structure typique du UPFC

1.5.2.2. Méthodes basées sur la modification des stratégies de contrôle

Toutes les méthodes mentionnées précédemment sont des méthodes qui se basent sur l'ajout des dispositifs supplémentaires dont le coût s'ajoute à celui total du système. Par conséquent, d'autres travaux ont mis l'accent sur la modification des stratégies de contrôle des convertisseurs. Les convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau peuvent être utilisés pour l'amélioration de leur capacité. Chacun des convertisseurs de puissance présente deux boucles en cascade.

La plupart des installations électriques avec vitesse variable utilisent le contrôle vectoriel, lequel peut être modifié pour remplir les exigences FRT des opérateurs du réseau.

Un tel système de contrôle est proposé dans [92] pour améliorer la capacité de LVRT des systèmes éoliennes avec MADA pendant les défauts du réseau symétriques et asymétriques. Les termes exprimant les transitoires qui apparaissent avec les défauts sont injectés dans les deux boucles: celle de contrôle du courant et celle de contrôle de la puissance pour réduire l'ondulation du couple résultant des défauts du réseau.

Dans[93], les auteurs ont proposé une stratégie de contrôle pour améliorer la capacité FRT de la génératrice asynchrone à double alimentation pendant les perturbations symétriques et asymétriques du réseau. Le système proposé comporte des compensateurs FRT actifs et passifs. Le compensateur actif est assuré par la détermination des références adéquates du courant en cas des défauts du rotor afin de réduire les surtensions. Le compensateur passif est basé sur un limiteur du courant rotorique (*RCL*) qui réduit considérablement les courants transitoires au niveau rotor aux instants des défauts. En appliquant la stratégie proposée, les effets négatifs y compris l'appel du courant au niveau du rotor, les oscillations du couple électromagnétique et la surtension dans la liaison bus continue sont diminués.

Le schéma de contrôle proposé dans [94] est constitué de deux stratégies intégrées avec une unité de commutation: un régulateur PI pour les conditions normales de fonctionnement et un régulateur du courant hystérésis pour la protection de la MADA pendant les sévères chutes de la tension.

Dans [95], le contrôle en mode glissant de deuxième ordre est utilisé pour le FRT d'un système éolien avec une MADA. Les résultats présentés montrent l'efficacité de l'approche par rapport au contrôle classique avec PI et celui en mode glissant du premier ordre face aux défauts réseau.

Pour garantir la stabilité du réseau, intégrant un système éolien avec MADA, en présence des défauts réseau, les auteurs dans [96] ont proposé une stratégie de contrôle qui se base sur les liaisons entre le flux statorique et le flux rotorique.

Pour éliminer les transitoires qui se produisent à l'instant de l'apparition et la disparition des défauts, une stratégie de contrôle qui permet l'amortissement de flux virtuel a été proposée dans [97]. Cette stratégie se base sur la compensation de cette composante de flux dans les références du courant rotorique pour éliminer les séquences négatives en cas des défauts asymétriques avec une injection de la puissance réactive. Et pour les défauts symétriques, un contrôle vectoriel classique est adopté.

Dans [98], les auteurs ont proposé une coordination entre les deux systèmes de contrôle de deux convertisseurs du système éolien avec MADA. Cette coordination est réalisée en utilisant les algorithmes génétiques.

1.6. Objectifs du travail

Le stockage de l'énergie électrique est devenu un grand défi pour les opérateurs du réseau électrique que ce soit sur le plan national ou mondial. Ce défi découle des objectifs fixés pour les années à venir, en termes de réponse aux besoins en électricité et d'intégration massive des énergies renouvelables sur le réseau électrique.

Le pompage-turbinage peut être considéré comme la solution de stockage la plus importante de par sa capacité de stockage et sa simplicité de fonctionnement.

La mise en œuvre d'une station de pompage-turbinage est un véritable défi. En effet, elle fait appel à plusieurs compétences dans des domaines variés: civil, mécanique, électrique (automatique, électrotechnique et électronique), auxquels s'ajoutent les aspects environnementaux et juridiques.

Notre objectif dans le cadre de cette thèse est d'étudier un système de pompage-turbinage à vitesse variable avec une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA), connecté au réseau électrique et muni d'un système de commande adéquat afin d'obtenir des performances bien spécifiques, notamment en présence de défauts au niveau du réseau électrique.

Nous rappelons dans la figure 1.15 la structure d'un tel système: le stator est directement lié au réseau et la machine est pilotée par son rotor par l'intermédiaire de deux convertisseurs statiques.

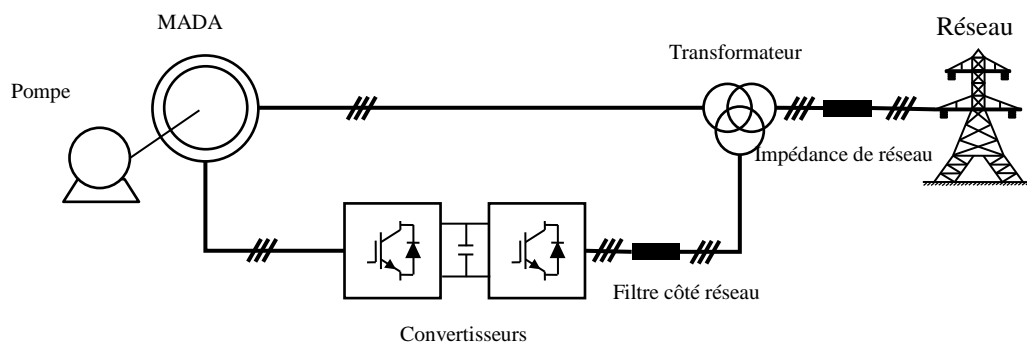


Figure 1. 15 Topologie de système du pompage-turbinage choisie

Les investigations concernant l'amélioration du comportement du système face aux défauts réseau permettent d'apporter des solutions pour assurer leur continuité de service même dans ces conditions de fonctionnement extrêmes.

1.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons commencé par présenter les principales installations de pompage-turbinage dans le monde et les études élaborées pour la faisabilité des nouvelles installations, avec un aperçu sur le projet d'installation d'une station de pompage-turbinage en Tunisie.

Par la suite, les différentes structures des installations électriques adoptées pour ces types de systèmes ont été discutées, avant d'aborder les problèmes qui peuvent perturber la stabilité du réseau électrique. Une large partie de ce chapitre a été consacrée à une synthèse bibliographique concernant les solutions proposées dans la littérature pour faire face à ces perturbations et répondre aux exigences des opérateurs de réseaux.

Cette étude nous a permis d'introduire le cadre de cette thèse, la problématique de l'étude ainsi que l'objectif visé. Dans le chapitre qui suit, nous détaillons la modélisation du système adopté ainsi que sa structure de la commande.

Chapitre 2 Modélisation et contrôle du système d'étude

2.1. Introduction

La structure du système de pompage turbinage retenue étant celle avec MADA, son démarrage ne nécessite pas d'équipement supplémentaire, contrairement à la structure avec machine synchrone. Par conséquent, les contrôles à développer devront assurer le démarrage du système, la synchronisation avec le réseau, puis le fonctionnement en mode de pompage ou de turbinage, selon le cas.

Ce chapitre est consacré à l'étude du système du contrôle et des stratégies de contrôle appliquées en mode sain: démarrage, synchronisation et pompage. Dans une seconde partie, une étude de l'impact de la variation de l'impédance de réseau sur la stabilité du système est menée à partir d'une analyse par les valeurs propres du système d'étude avec un modèle du réseau électrique intégrant les impédances de ligne. Cette analyse vise à augmenter la plage de stabilité du système face à des perturbations du réseau, et ceci en dimensionnant le filtre à la sortie du convertisseur côté réseau en tenant compte de cette impédance réseau. Cette étude a été menée pour le cas du fonctionnement en mode pompage pour améliorer le comportement du réseau intégrant un système de pompage.

2.2. Système d'étude et stratégies du contrôle

La figure 2.1 illustre le schéma du système étudié où le convertisseur côté machine est désigné par CcM et celui côté réseau par CcR. Nous avons développé pour chacun de ces deux convertisseurs un contrôle vectoriel classique.

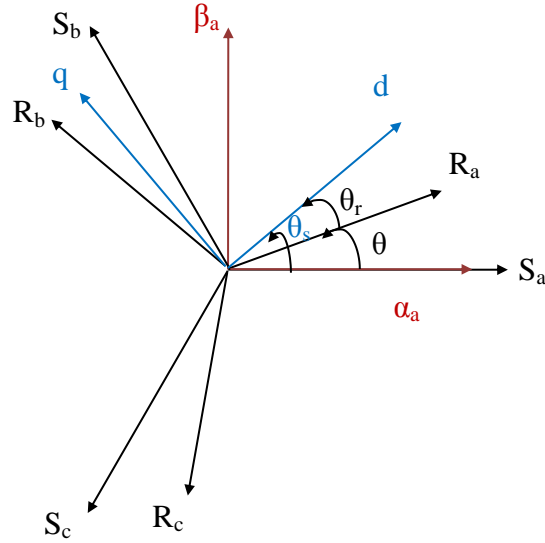


Figure 2. 3 Différents repères de la machine

Les équations de la MADA sont données en (1) et (2) avec une écriture complexe et où $\overline{X_s} = X_{s_d} + jX_{s_q}$ et $\overline{X_r} = X_{r_d} + jX_{r_q}$.

Cette modélisation suppose les hypothèses simplificatrices suivantes: entrefer constant, influence de l'échauffement non pris en compte, circuit magnétique non saturé et pertes ferromagnétiques négligeables.

$$\overline{v_s} = R_s \overline{i_s} + \frac{d\overline{\psi_s}}{dt} + j \frac{d\theta_s}{dt} \overline{\psi_s} \quad (1)$$

$$\overline{v_r} = R_r \overline{i_r} + \frac{d\overline{\psi_r}}{dt} + j \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \overline{\psi_r} \quad (2)$$

La projection de ces vecteurs dans le repère dq tournant à la vitesse de synchronisme donne les relations exprimées dans (3) et (4).

$$v_{s_d} = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_{s_d}}{dt} - \omega_s \psi_{s_q} \quad (3)$$

$$v_{s_q} = R_s i_{s_q} + \frac{d\psi_{s_q}}{dt} + \omega_s \psi_{s_d}$$

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \frac{d\psi_{r_d}}{dt} - \omega_r \psi_{r_q} \quad (4)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \frac{d\psi_{r_q}}{dt} + \omega_r \psi_{r_d}$$

Les expressions des flux statorique et rotorique sont données par les équations (5) et (6):

$$\overline{\psi}_s = L_s \overline{i}_s + L_m \overline{i}_r \quad (5)$$

$$\overline{\psi}_r = L_r \overline{i}_r + L_m \overline{i}_s \quad (6)$$

Dans le cas d'une transformation de coordonnées avec conservation d'amplitude, l'expression du couple électromagnétique est donnée par (7).

$$T_{em} = \frac{3}{2} N_p L_m \text{Im}(\overline{i}_s^* \overline{i}_r) \quad (7)$$

L'équation mécanique est donnée par (8).

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_{em} - T_r - f\Omega \quad (8)$$

2.2.2. Convertisseurs de puissance

Les convertisseurs statiques utilisés sont à deux niveaux. Les interrupteurs sont à base d'IGBT montés en antiparallèle avec des diodes. La figure 2.4 montre leur structure.

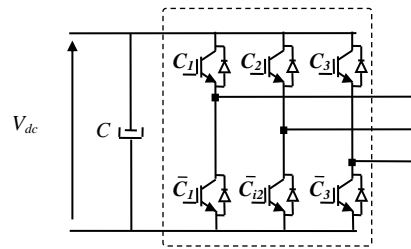


Figure 2. 4 Convertisseur statique à deux niveaux à base des IGBT

Le vecteur de la tension fourni par l'onduleur s'exprime en fonction de la tension continue V_{dc} et de l'état des interrupteurs C_i selon (9)

$$\overline{V} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} \left(C_1 + C_2 e^{j\frac{2\pi}{3}} + C_3 e^{j\frac{4\pi}{3}} \right) \quad (9)$$

2.2.3. Bus continu et Filtre

Le bus continu est modélisé par l'équation (10)

$$i_c = C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_{c1} - i_{c2} - \frac{V_{dc}}{R_c} \quad (10)$$

où i_{c1} et i_{c2} sont spécifiés dans la figure 2.1

Le filtre à l'entrée du convertisseur côté réseau est modélisé par (11)

$$\overline{v_L} = R_f \overline{i_L} + L_f \frac{d\overline{i_L}}{dt} + j\omega_g \overline{i_L} + \overline{v_g} \quad (11)$$

2.3. Stratégie de commande

2.3.1. Convertisseur côté réseau

Le rôle du convertisseur côté réseau est de maintenir la tension du bus continu constante et de gérer l'échange de puissances avec le réseau à travers ce convertisseur. Deux boucles de régulation en cascade sont utilisées pour la mise en œuvre du contrôle vectoriel: une boucle externe pour la régulation du bus continu avec une boucle interne de la composante directe i_{Ld} des courants de ligne et une autre boucle externe pour la puissance réactive avec une boucle intérieure de la composante quadratique i_{Lq} de courants de ligne.

Le repère dq est choisi de telle sorte que l'axe d soit dans la direction du vecteur de tension réseau $\overline{v_g}$. Les expressions des tensions données par l'équation (12) découlent de la projection de l'équation (11) sur les axes d et q .

$$\begin{aligned} v_{L_d} &= R_f i_{L_d} + L_f \frac{di_{L_d}}{dt} - \omega_g i_{L_q} + v_{g_d} \\ v_{L_q} &= R_f i_{L_q} + L_f \frac{di_{L_q}}{dt} + \omega_g i_{L_d} + v_{g_q} \end{aligned} \quad (12)$$

La modélisation de la liaison du CcR avec le réseau dans le repère dq montre que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants circulant dans le filtre ($R_f L_f$).

Nous modélisons le convertisseur par un gain unitaire G_c , ($G_c = 1$). Le schéma bloc des boucles de régulation des courants d'axes dq est décrit à la Figure 2.5. Les régulateurs utilisés sont de type PI . Dans ce schéma, les termes $\omega_g i_{L_d}$ et $\omega_g i_{L_q}$ correspondent aux termes de compensation des termes non linéaires qui apparaissent dans les équations de ligne.

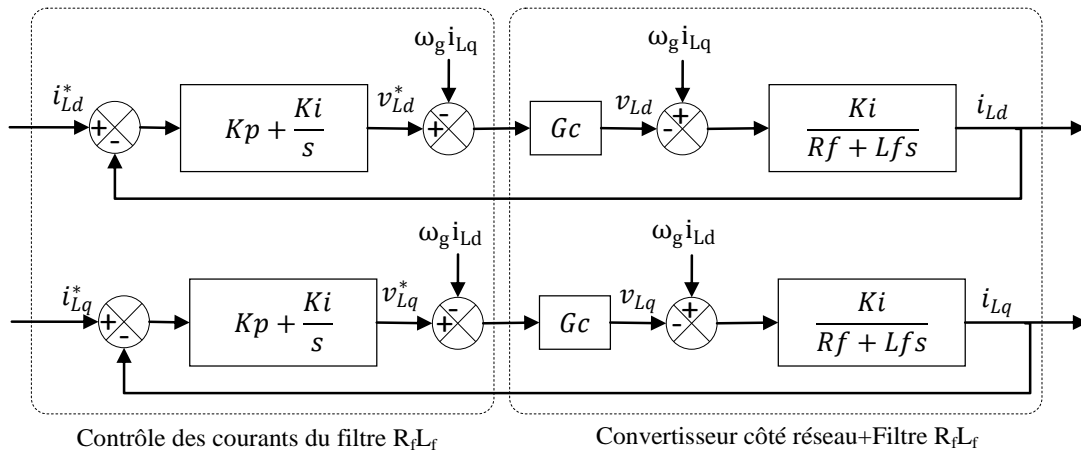


Figure 2. 5 Contrôle des courants circulant dans le filtre R_fL_f

La figure 2.6 reprend les boucles de régulations en cascade en détaillant les étages MLI et de transformation de coordonnées: la transformation de *Park* des courants de ligne i_{L1} , i_{L2} et i_{L3} donne les composantes quadratique et directe du vecteur courant de ligne i_{Ld} et i_{Lq} dans le système des coordonnées tournant à la vitesse synchrone. Les régulateurs PI des composantes i_{Ld} et i_{Lq} génèrent respectivement les tensions v_{Ld}^* et v_{Lq}^* . Une transformation de Park inverse permet par la suite la génération des trois tensions de référence v_{La}^* , v_{Lb}^* et v_{Lc}^* qui sont appliquées à un bloc MLI pour générer les signaux de commande de CcR.

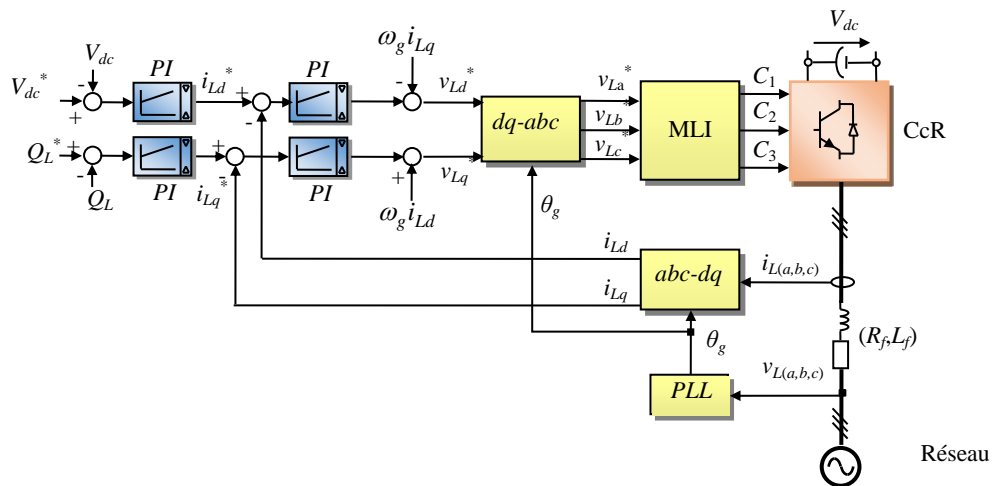


Figure 2. 6 Stratégie de contrôle pour le convertisseur côté réseau

2.3.2. Convertisseur côté machine

Deux interrupteurs de puissance (*a* et *b*) illustrés dans la figure 2.1 permettent de commuter d'une phase de fonctionnement à une autre. La première phase est la phase de démarrage au cours de laquelle les enroulements du stator sont court-circuités. La MADA est alors en

fonctionnement asynchrone à cage. Dans cette phase, la magnétisation de la machine est assurée par son rotor. Lorsque la vitesse atteint une valeur de vitesse qui permet d'assurer la synchronisation avec le réseau, le stator est ouvert. C'est la deuxième phase pendant laquelle le contrôle doit assurer une synchronisation entre les tensions du stator et les tensions du réseau, c'est-à-dire l'égalité des amplitudes, fréquences et phases. Dans la troisième et dernière phase, le stator est directement connecté au réseau et un fonctionnement du système en pompage est assuré. L'organigramme donné dans la figure 2.7 illustre les différentes phases et leurs objectifs.

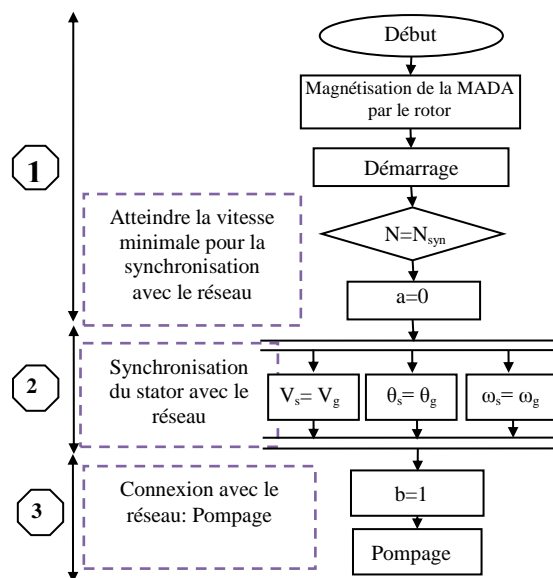


Figure 2. 7 Phases de fonctionnement en mode pompage et de leurs objectifs

2.3.2.1. Stratégie de contrôle de la phase de démarrage

Dans cette phase, le stator est court-circuité, alors $V_{s_d} = V_{s_q} = 0$. Dans le repère considéré, le flux statorique est porté par l'axe d , comme montré dans la figure 2.8.

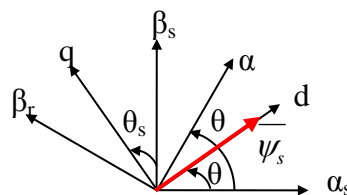


Figure 2. 8 Repère dq avec flux statorique lié à l'axe d

L'expression de l'angle des grandeurs statoriques est donnée par l'équation (13).

$$\theta_s = \arctan\left(\frac{\psi_{s\beta}}{\psi_{s\alpha}}\right) \quad (13)$$

Ce choix de repère donne les expressions de flux statorique dans l'équation (14).

$$\begin{cases} \psi_{s_d} = \psi_s \\ \psi_{s_q} = 0 \end{cases} \quad (14)$$

Les tensions statoriques et rotoriques deviennent

$$0 = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_s}{dt} \quad (15)$$

$$0 = R_s i_{s_q} + \frac{d\theta_s}{dt} \psi_s \quad (16)$$

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \sigma L_r \frac{di_{r_d}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_s}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{r_q} \quad (17)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \sigma L_r \frac{di_{r_q}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \psi_s + \omega_r \sigma L_r i_{r_d} \quad (18)$$

Le tableau 2.1 donne les différents objectifs à atteindre dans cette phase et les références qui y sont associées. La notation $Y = PI(X^* - X)$ indique que Y est la sortie du régulateur PI de la grandeur X

Tableau 2. 1 Objectifs et références de la phase de démarrage

Objectifs	Références
$\psi_{s_d} = \psi_s = \psi_{s_n}$	$\psi_s^* = \psi_{s_n} = \frac{V_{sn}}{\omega_{sn}}$
$\psi_{s_q} = 0$	$I_{r_d}^* = \frac{\psi_s^*}{L_m}$
$Q_s = 0$	$Q_s^* = 0$
$N_{syn} \approx 0.9N_n$	$I_{r_q}^* = PI(N^* - N)$

Le schéma bloc des boucles de régulation des courants rotoriques dans le repère dq est présenté par la Figure 2.9.

Le courant rotorique de référence $i_{r_q}^*$ est issu du contrôle de la vitesse de rotation via le couple électromagnétique de référence. Le courant rotorique de référence $i_{r_d}^*$ est, quant à lui, issu du contrôle de la puissance réactive statorique.

Les détails pour la synthèse des régulateurs et le calcul des références sont donnés dans l'Annexe 2 et l'Annexe 3.

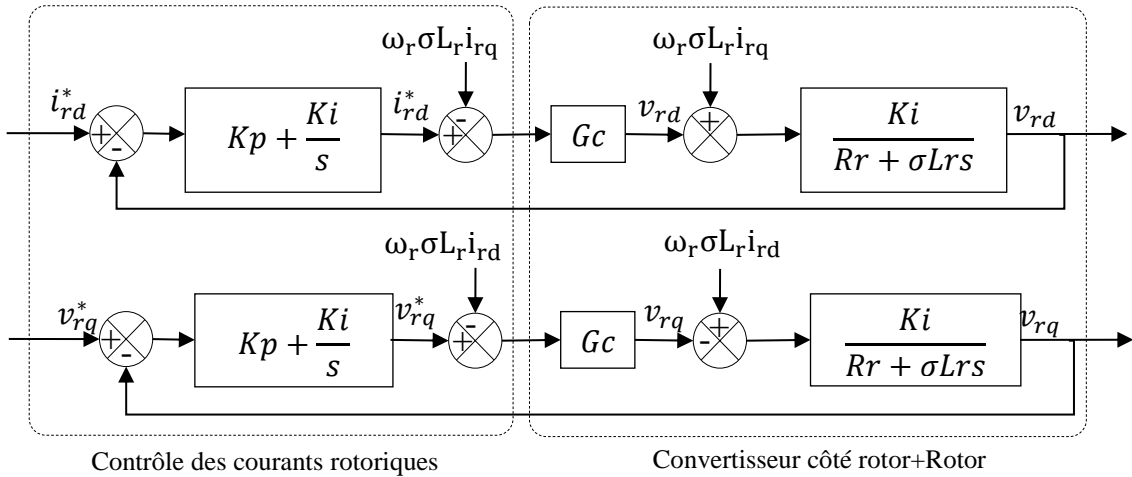


Figure 2. 9 Principe de contrôle des courants rotoriques de la MADA

Comme dans le cas du convertisseur CcR, la stratégie de contrôle adoptée pour cette phase utilise deux boucles de régulation *PI*. La boucle externe permet le contrôle de la vitesse pour avoir la vitesse minimale pour se connecter au réseau et assurer le fonctionnement pompage. Cette stratégie de contrôle est illustrée dans la figure 2.10.

Les régulateurs *PI*, celui de la vitesse en boucle externe et celui des courants rotoriques en boucle interne, permettent la génération des tensions v_{rd}^* et v_{rq}^* qui sont soumises à une transformation de Park inverse permettant la génération des trois tensions de référence v_{r1}^* , v_{r2}^* et v_{r3}^* . Ces tensions sont appliquées à un bloc MLI pour générer les signaux de commande de CcM.

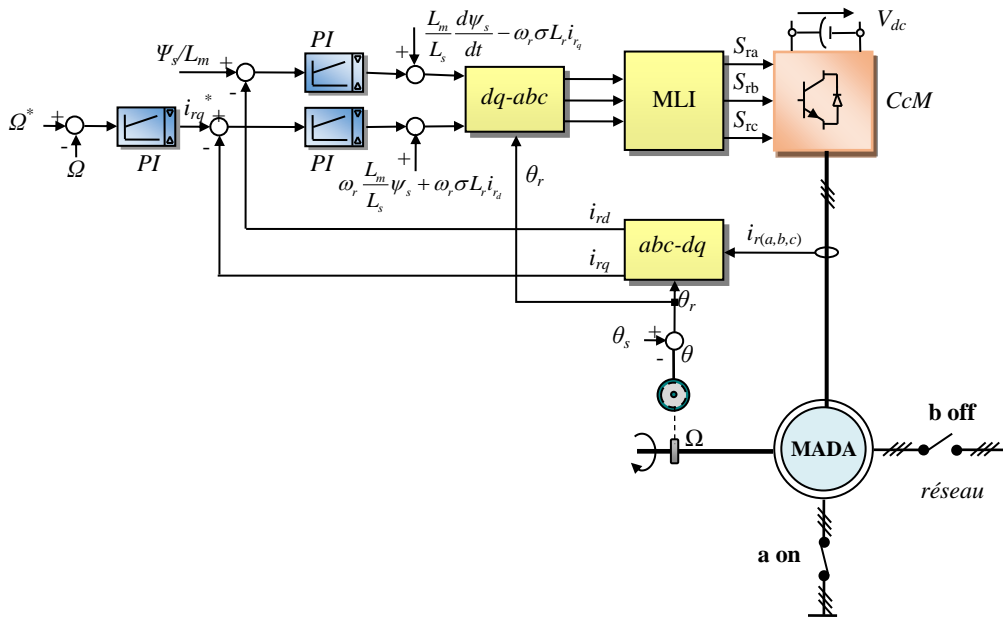


Figure 2. 10 Stratégie de contrôle en phase de démarrage

2.3.2.2. Stratégie de contrôle de la phase de synchronisation

Dans cette phase, le stator est ouvert, les courants statoriques sont alors nuls: $i_{sd}=i_{sq}=0$.

Le repère associé à cette phase est tel que l'axe q est selon la direction de vecteur tension de réseau, comme présenté dans la figure 2.11.

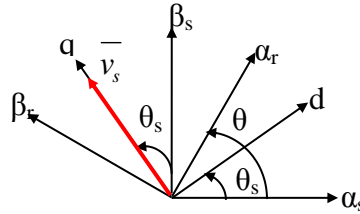


Figure 2. 11 Tension de réseau liée avec l'axe d du référentiel qd

Ce choix de repère donne les expressions des tensions de réseau exprimées dans (19), ainsi que le calcul de l'angle statorique associée.

$$V_{g_q} = V_{s_n} \ \& \ V_{g_d} = 0$$

$$\theta_s = \text{arc tan}\left(\frac{-V_{g_\alpha}}{V_{g_\beta}}\right) \quad (19)$$

Le tableau 2.2 donne les différents objectifs à atteindre dans cette phase et les références qui y sont associées.

Tableau 2. 2 Objectifs et références associés à la phase de synchronisation

Objectifs	Références
$\theta_s = \theta_g$	$\psi_s^* = \psi_{s_n} = \frac{V_{s_n}}{\omega_{sn}}$
$V_{s_q} = V_{g_q}$ $V_{s_d} = V_{g_d}$	$I_{r_d}^* = \frac{\psi_s^*}{L_m}$
$Q_s = 0$	$Q_s^* = 0$
$\omega_s = \omega_g$	$I_{r_q}^* = 0$

La stratégie de contrôle adoptée pour cette phase, utilise aussi deux boucles de régulation PI , ces boucles permettent le contrôle des courants rotoriques pour avoir une égalité en amplitudes, fréquences et phases entre le vecteur tension statorique et celui de la tension de réseau. L'égalité en amplitudes est assurée par le contrôle de courant i_{rd} , en exploitant les équations données par (20).

$$I_{rd}^* = \frac{\psi_s^*}{L_m} \quad (20)$$

$$\psi_s^* = \psi_{sn} = \frac{V_{sn}}{\omega_{sn}}$$

L'égalité en fréquences est assurée en calculant l'angle de transformation des grandeurs rotoriques à partir de la pulsation de réseau, comme exprimé dans l'équation (21).

$$\omega_s = \omega_g \quad (21)$$

Pour l'égalité en phases, le déphasage entre les deux vecteurs est éliminé par un régulateur *PI* et est ajoutée après à l'angle rotorique. L'expression de ce déphasage est donnée par l'équation (22).

$$\theta_r = \theta - \theta_s + \Delta\theta \quad (22)$$

Cette stratégie de contrôle est illustrée dans le schéma bloc donné par la figure 2.12.

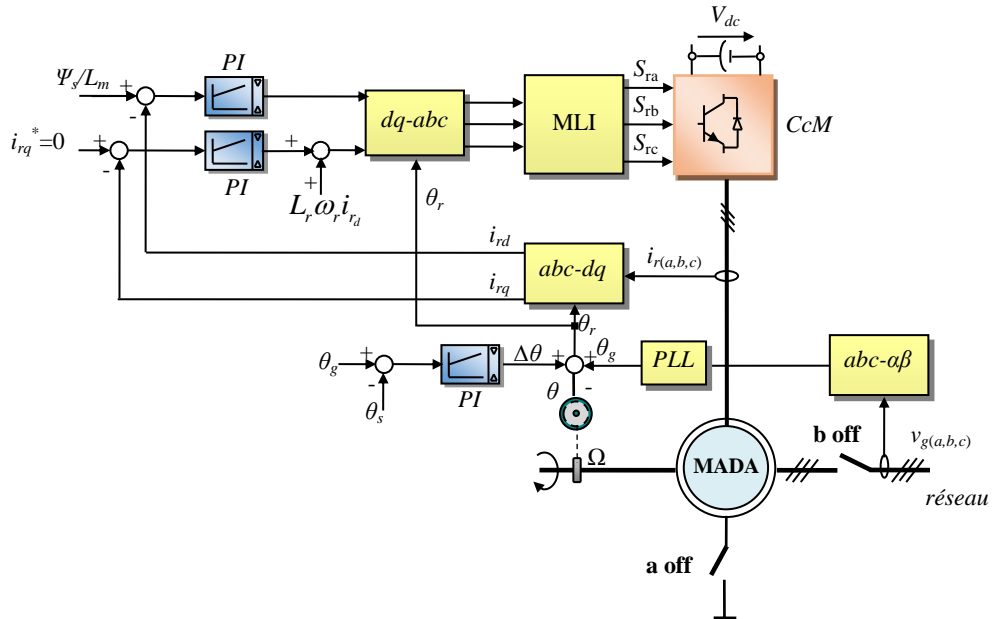


Figure 2. 12 Stratégie de contrôle en phase de synchronisation

2.3.2.3. Stratégie de contrôle en mode pompage

Le stator est connecté au réseau, alors $\bar{V}_s = \bar{V}_g$. Les objectifs de cette phase ainsi que les références sont donnés dans le tableau 2.3.

Tableau 2. 3 Objectifs et références de la phase de pompage

Objectifs	Références
$\theta_s = \theta_g$	$\psi_s^* = \psi_{sn} = \frac{V_{sn}}{\omega_{sn}}$
$V_{s_q} = V_{s_q} \text{ \& } V_{s_d} = V_{s_d}$	$I_{r_d}^* = \frac{\psi_s^*}{L_m}$
$Q_s = 0$	$Q_s^* = 0$
$N = N^*$	$I_{r_q}^* = PI(N^* - N)$

La stratégie de contrôle est donnée par la figure 2.13.

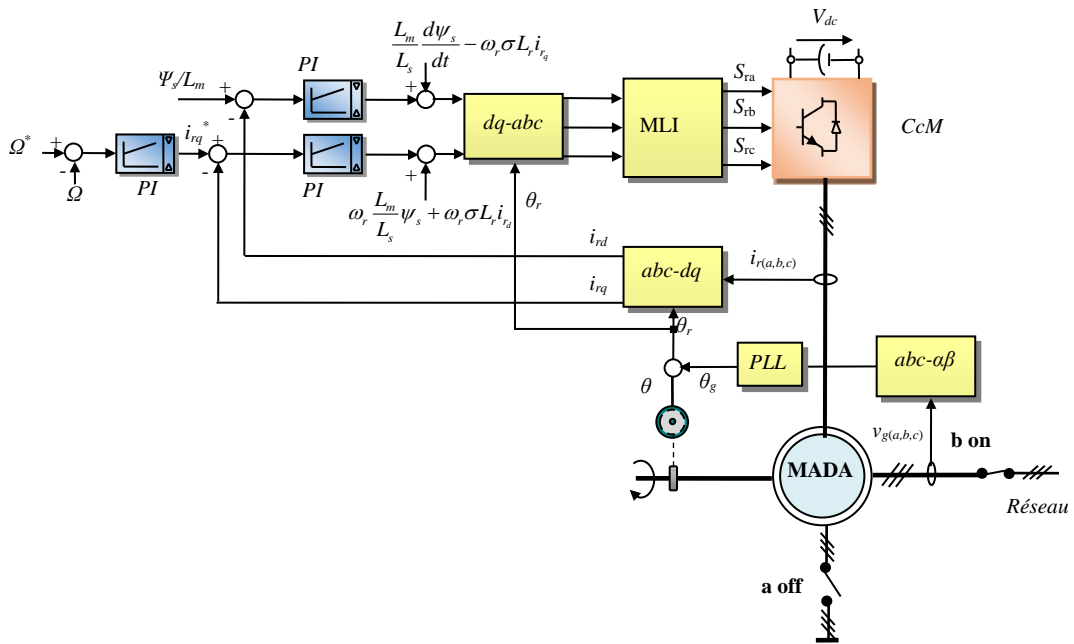


Figure 2. 13 Stratégie de contrôle en phase de pompage

2.3.2.4. Résultats de simulation

Afin de vérifier le bon fonctionnement du système avec les stratégies mentionnées précédemment, les simulations du système sont effectuées à l'aide du logiciel PSIM et à partir des données du banc expérimental développé avec une MADA de 4kW. Les différentes phases de fonctionnement décrites précédemment sont montrées. Ces simulations sont effectuées avec une fréquence de commutation fixe à 10kHz et une tension du bus continu de 213V. Cette valeur a été déterminée à partir de la tension nominale du rotor. Les courants statoriques et rotoriques ont respectivement une valeur efficace nominale de 5,8 A et 19A.

La Figure 2.14 montre la réponse des tensions statoriques (a) et les courants statoriques (b) pendant les différentes phases du fonctionnement.

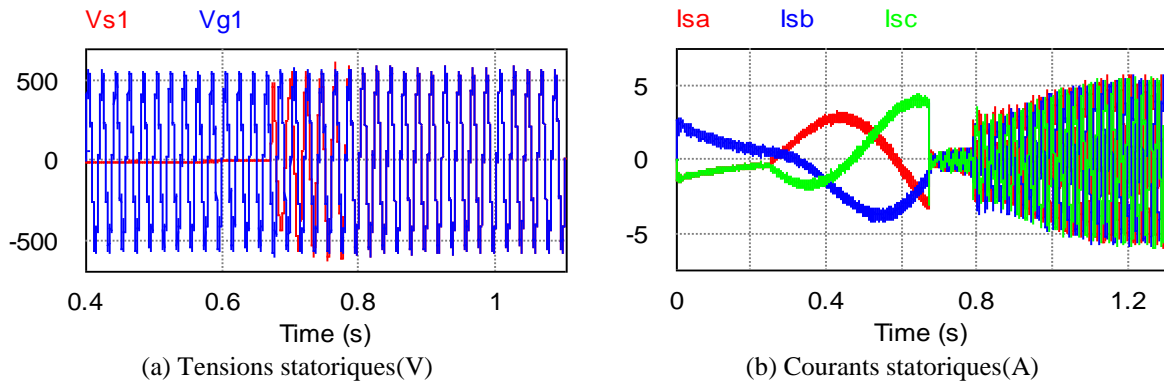


Figure 2. 14 Réponses des tensions statoriques (a) et des courants statoriques (b) dans les différentes phases

Durant les phases de magnétisation et de démarrage, la tension statorique est nulle (le stator est court-circuité). Pendant la deuxième phase, la stratégie de contrôle permet de synchroniser les tensions de stator avec celles du réseau. Dans cette phase, le stator est ouvert, donc les courants statoriques sont nuls. La présence des faibles courants comme montré dans la figure 2.14(b) est due aux capacités de filtrage de faible valeur ($2\mu\text{F}$) placées à la sortie des enroulements statoriques. A la fin de cette phase, nous remarquons que les deux tensions sont égales en termes d'amplitudes, fréquences et phases, comme le montre la Figure 2.14 (a). On ne note aucune augmentation de courant à l'instant de la connexion avec le réseau, grâce aux égalités assurées par le contrôle et donc la parfaite superposition des tensions de stator avec celles du réseau.

Les résultats de simulation donnés dans la figure 2.15 et la figure 2.16 montrent respectivement les réponses de la vitesse de rotation, le couple électromagnétique et les courants rotoriques.

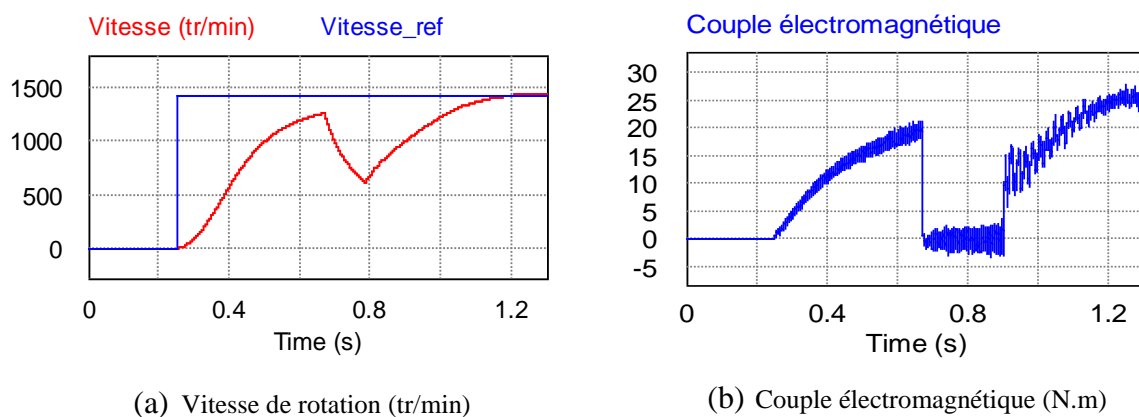


Figure 2. 15 Réponses de la vitesse de rotation et du couple électromagnétique dans les différentes phases

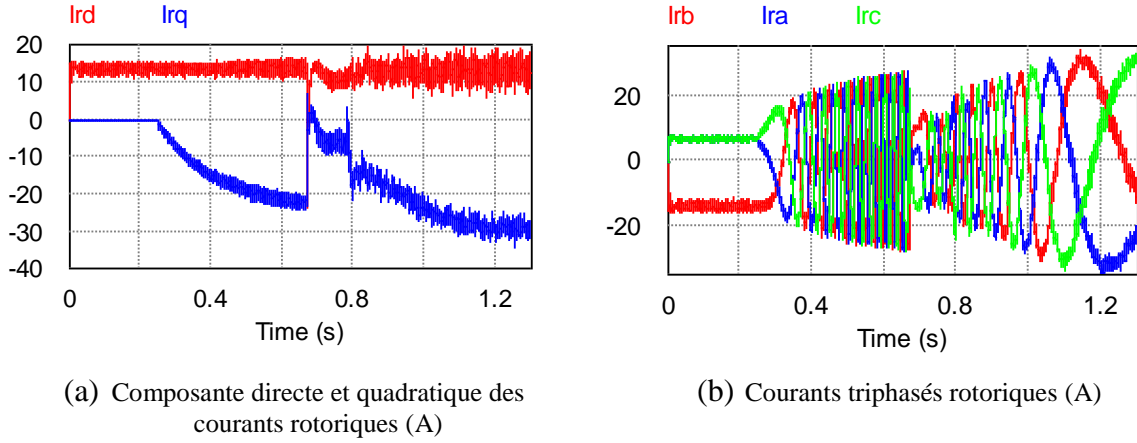


Figure 2. 16 Réponses des courants rotoriques dans les différentes phases

La figure 2.16 (a) présente les deux composantes directe et quadratique des courants rotoriques. La magnétisation de la machine est assurée par la régulation de la composante directe. La boucle de régulation en cascade de la composante quadratique de courant rotorique et de la vitesse permet la magnétisation de la machine avec une vitesse nulle. Ensuite, cette boucle de régulation permet d'atteindre la vitesse minimale nécessaire pour effectuer la synchronisation. La détermination de cette vitesse ($0,9N_n$) est donnée en **Annexe 4**. Cette vitesse marque la fin de la phase de démarrage à 0.67s comme montré dans la figure 2.15 (a). Dans la phase de synchronisation, la composante i_{rq} (image du couple électromagnétique) est imposée nulle. Par conséquent, la vitesse de la machine décroît légèrement car elle est uniquement entraînée par son inertie, comme expliqué dans (23).

$$\begin{cases} T_{em} = -N_p \frac{L_m}{L_s} \frac{v_{gq}}{\omega_{sn}} i_{rq} \\ i_{rq} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} T_{em} = 0 \\ J \frac{d\Omega}{dt} = -f\Omega \end{cases}$$

La figure 2.17 montre la réponse des flux statorique et rotorique et des puissances statoriques dans les différentes phases.

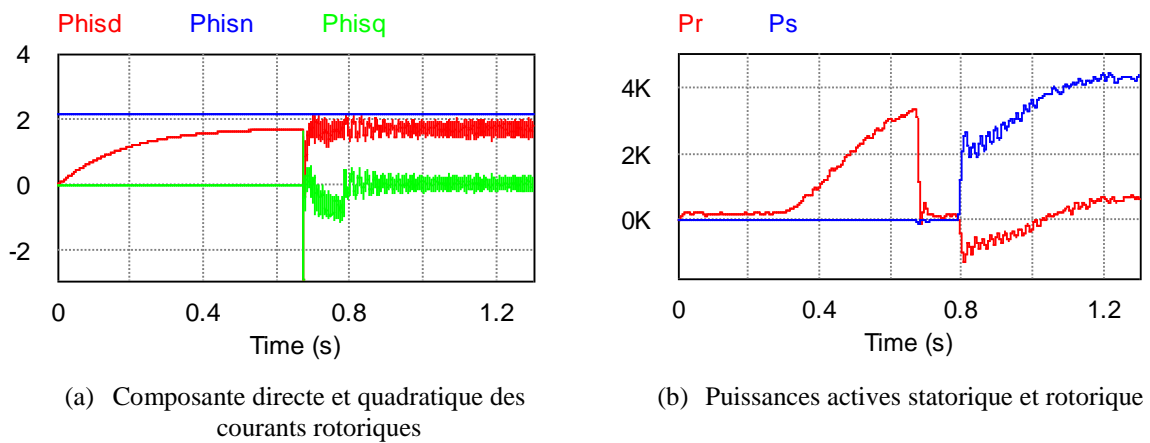


Figure 2. 17 Réponse des flux statoriques et des puissances dans les différentes phases

Dans la modélisation présentée du système d'étude, le réseau est présenté d'une manière simplifiée. Nous avons considéré que le système est connecté à une source idéale avec une impédance nulle car l'objectif principal était d'établir les stratégies de contrôle dans un contexte local. Par contre cette modélisation ne suffit plus quand il s'agit de dimensionner plus finement le système d'étude et/ou de déterminer de façon plus fine sa plage de fonctionnement stable. Un modèle intégrant des impédances du réseau est dans ce cas utilisé.

Dans la partie qui suit l'impact de la variation de l'impédance de réseau sur la stabilité du système est étudié à partir de l'analyse modale du système d'étude avec un modèle du réseau électrique intégrant les impédances de ligne.

2.4. Analyse modale du système de pompage

L'approche modale n'est pas nouvelle pour l'analyse de stabilité des systèmes électriques. Elle est utilisée depuis longtemps pour analyser les comportements des réseaux de transport. Elle est basée sur des outils mathématiques utilisés en automatique. Cette analyse permet d'étudier le comportement dynamique d'un système à partir de son modèle linéaire.

Ainsi, la procédure nécessaire pour effectuer l'analyse modale, est donnée dans la figure 2.18. Tout d'abord, il faut écrire l'ensemble des équations différentielles (électriques et mécaniques) qui définissent le comportement dynamique du système. Ensuite, l'ensemble doit être mis sous forme d'état, puis linéarisé.

Les outils mathématiques nécessaires pour l'analyse modale sont rappelés dans **l'Annexe5**.

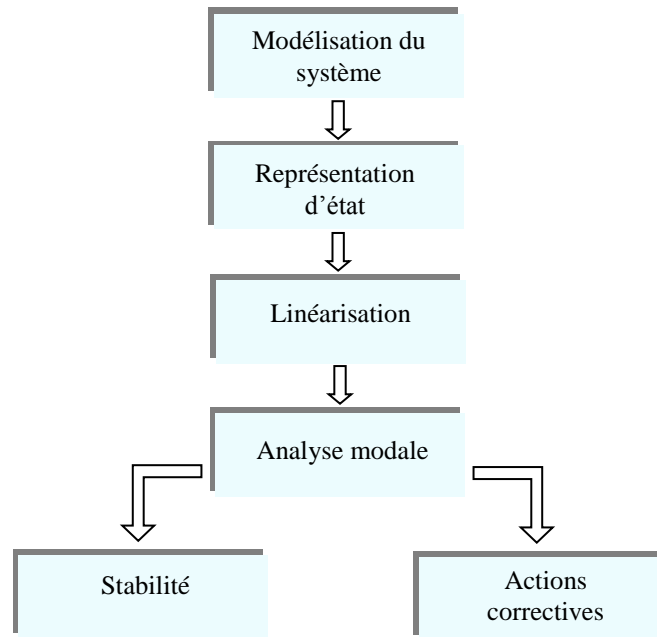


Figure 2. 18 Synthèse sur l'analyse modale

Dans notre étude, la stabilité du système de pompage avec MADA connectée au réseau, est analysée, en tenant compte de l'influence de la variation des paramètres de réseau avec un changement de la longueur de la ligne de réseau. Ainsi la modélisation du système complet doit tenir compte de ses paramètres.

2.4.1. Modèle du réseau électrique

Dans notre étude, le modèle utilisé pour comprendre le comportement de système de pompage avec MADA connectée au réseau est donné par la figure 2.19. Il est présenté par une source infinie en série avec une impédance de réseau. Cette impédance dépend essentiellement de la puissance et de la distance de connexion par rapport à la source.

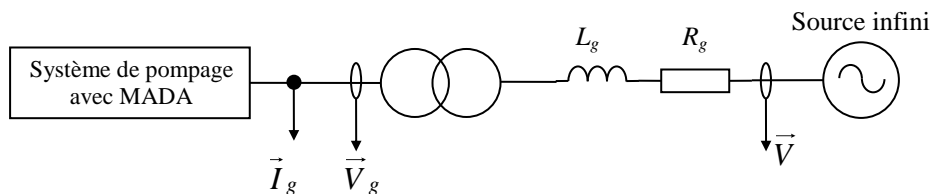


Figure 2. 19 Système de pompage turbinage avec MADA connectée au réseau

Le modèle de réseau est établi dans le référentiel synchrone dq présenté dans la figure 2.20. Dans ce référentiel, la tension est liée à l'axe quadratique q . Ce référentiel est le plus convenable en ce qui concerne la réponse du système aux défauts réseau, comme montré dans [99].

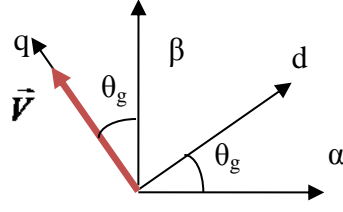


Figure 2. 20 Repère dq où l'axe q est porté par la tension de réseau

$$\begin{aligned}
 V_{g_d} &= -R_g I_{g_d} + X_g I_{g_q} \\
 V_{g_q} &= V - R_g I_{g_q} - X_g I_{g_d} \\
 \vec{I}_g &= \vec{I}_s + \vec{I}_L
 \end{aligned} \tag{24}$$

R_g et $X_g = \omega_g L_g$ sont les paramètres de réseau électrique.

Les valeurs d'impédance de réseau sont données en fonction du niveau de tension et la longueur de la ligne. Le tableau 2.4 donne les différents paramètres de l'impédance de réseau utilisés dans cette étude [100].

Tableau 2. 4 Valeurs de l'impédance de réseau en fonction de niveau de tension

Paramètres de réseau	Basse tension	Haute tension
$X_g(\Omega / \text{km})$	0,083	0,191
$R_g(\Omega / \text{km})$	0,642	0,06
X_g / R_g	0,31	7,7

2.4.2. Représentation et linéarisation du système du pompage

La modélisation de la MADA ainsi que celle du convertisseur côté réseau avec le filtre correspondant dans le repère dq tournant à la vitesse de synchronisme sont données dans les équations (25), (26), (27) et (28). Cette modélisation montre que la tension V_{dc} , la vitesse de la machine ω et les puissances de la machine sont exprimées en fonction des flux de la machine, des courants de lignes ($\psi_{r_q}, \psi_{r_d}, \psi_{s_q}, \psi_{s_d}, i_{L_d}, i_{L_q}, \omega$) et de l'impédance de réseau (R_g, X_g).

$$\begin{cases} \frac{d\psi_{r_d}}{dt} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} \psi_{r_d} + \frac{R_r L_m}{\sigma L_r L_s} \psi_{s_d} + \omega_r \psi_{r_q} + V_{r_d} \\ \frac{d\psi_{r_q}}{dt} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} \psi_{r_q} + \frac{R_r L_m}{\sigma L_r L_s} \psi_{s_q} - \omega_r \psi_{r_d} + V_{r_q} \\ \frac{d\psi_{s_d}}{dt} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \psi_{s_d} + \frac{R_s L_m}{\sigma L_r L_s} \psi_{r_d} + \omega_s \psi_{s_q} + V_{s_d} \\ \frac{d\psi_{s_q}}{dt} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \psi_{s_q} + \frac{R_s L_m}{\sigma L_r L_s} \psi_{r_q} - \omega_s \psi_{s_d} + V_{s_q} \end{cases} \quad (25)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = -\frac{pL_m}{\sigma J L_s L_r} \psi_{s_d} \psi_{r_q} + \frac{pL_m}{\sigma J L_s L_r} \psi_{s_q} \psi_{r_d} \quad (26)$$

$$\begin{cases} \frac{dI_{L_d}}{dt} = -\frac{R_L}{L_L} I_{L_d} + \frac{V_{L_d}}{L_L} + \omega_g I_{L_q} - \frac{V_{g_d}}{L_L} \\ \frac{dI_{L_q}}{dt} = -\frac{R_L}{L_L} I_{L_q} + \frac{V_{L_q}}{L_L} - \omega_g I_{L_d} - \frac{V_{g_q}}{L_L} \end{cases} \quad (27)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r C V_{dc}} V_{rd} \psi_{rd} - \frac{1}{\sigma L_r L_s C V_{dc}} V_{rd} \psi_{sd} - \frac{1}{C V_{dc}} V_{Ld} I_{Ld} \quad (28)$$

Les expressions de ces grandeurs, correspondent à une représentation d'état non linéaire d'ordre 8 ayant pour entrées, les éléments du vecteur U présentant les tensions alternatives générées par chacun des convertisseurs et de variables d'état X données en (29).

$$\begin{aligned} X &= [\psi_{r_q} \psi_{r_d} \psi_{s_q} \psi_{s_d} i_{L_d} i_{L_q} V_{dc} \omega]^T \\ U &= [v_{r_d} v_{r_q} v_{L_d} v_{L_q}]^T \\ Y &= [P_s Q_s V_{dc} \omega]^T \end{aligned} \quad (29)$$

Ce système non-linéaire est linéarisé autour d'un point de fonctionnement pour donner la représentation d'état linéaire exprimée en (30). Ce point est un point arbitraire choisi de régime permanent, où les conditions nominales en mode sain sont considérées. Le vecteur de ces variables est donné par (31).

$$\begin{cases} \dot{\Delta X} = A \Delta X + B \Delta U \\ \Delta Y = C \Delta X \end{cases} \quad (30)$$

$$X^* = \left(\psi_{r_q}^* \psi_{r_d}^* \psi_{s_q}^* \psi_{s_d}^* I_{L_d}^* I_{L_q}^* V_{dc}^* \right) \quad (31)$$

$$Y^* = \left(V_{r_d}^* V_{r_q}^* V_{L_d}^* V_{L_q}^* \right)$$

Avec

$$\begin{cases} \Delta X = X - X^* \\ \Delta U = U - U^* \\ \Delta Y = Y - Y^* \end{cases} \quad (32)$$

- A est la matrice d'état donnée par (33).
- B est la matrice de la commande donnée par (34)
- C est la matrice d'observation donnée par (35).

$$A = \begin{pmatrix} \frac{-R_r}{\sigma L_r} & -(\omega_g - \omega^*) & R_r k_m & 0 & 0 & 0 & 0 & \psi_{r_d}^* \\ (\omega_g - \omega^*) & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & 0 & R_r k_m & 0 & 0 & 0 & -\psi_{r_q}^* \\ (R_s + R_g) k_m & X_g k_m & \frac{-(R_s + R_g)}{\sigma L_s} \left(\frac{X_g}{\sigma L_s} + \omega_g \right) & -X_g & -R_g & 0 & 0 & 0 \\ -X_g k_m & (R_s + R_g) k_m & -\left(\frac{X_g}{\sigma L_s} + \omega_g \right) \frac{-(R_s + R_g)}{\sigma L_s} & -R_g & X_g & 0 & 0 & 0 \\ \frac{X_g k_m}{L_f} & \frac{-R_g k_m}{L_f} & \frac{-X_g}{\sigma L_s L_f} & \frac{-R_g}{\sigma L_s L_f} & \frac{-R_f - R_g}{L_f} \left(\omega_g - \frac{X_g}{L_f} \right) & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-R_g k_m}{L_f} & \frac{-X_g k_m}{L_f} & \frac{-R_g}{\sigma L_s L_f} & \frac{X_g}{\sigma L_s L_f} & -\left(\omega_g - \frac{X_g}{L_f} \right) \frac{-R_f - R_g}{L_f} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & c_2 V_{r_d}^* & 0 & -c_1 V_{r_d}^* & -\frac{V_{L_d}^*}{CV_{dc}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-N_p k_m \psi_{s_d}^*}{J} & \frac{N_p k_m \psi_{s_q}^*}{J} & \frac{N_p k_m \psi_{r_d}^*}{J} & \frac{-N_p k_m \psi_{r_q}^*}{J} & 0 & 0 & 0 & \frac{-fN_p}{J} \end{pmatrix} \quad (33)$$

$$B = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_f} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_f} \\ c_2 \psi_{r_d}^* - c_1 \psi_{s_d}^* & 0 & -\frac{I_{L_d}^*}{CV_{dc}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (34)$$

$$C = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ c_3 & c_4 & c_5 & c_6 & c_7 & c_8 & 0 & 0 \\ c_4 & -c_3 & c_6 & -c_5 & c_8 & -c_7 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (35)$$

Où les valeurs de (c_1, c_2, \dots, c_8) sont données en **Annexe 6**.

2.4.3. Analyse par les valeurs propres et les facteurs de participation

A partir de la modélisation du système et son présentation d'état, l'analyse est effectuée en utilisant le calcul des valeurs et vecteurs propres et leur évolution tenant compte des paramètres du système. Le tableau 2.5 montre la participation de chaque mode dans chaque variable.

Tableau 2. 5 Facteurs de participation des différents modes sur les variables d'état du système de pompage

	Mode1	Mode2		Mode3		Mode4		Mode5
	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8
ψ_{rd}	0	-0.0157	-0.0157	0.0035	0.0035	0.0556	0.0556	-0.1347
ψ_{rq}	0	-0.0092	-0.0092	-0.0007	-0.0007	0.4799	0.4799	0.0102
ψ_{sd}	0	0.1951	0.1951	0.0139	0.0139	-0.0224	-0.0224	-0.0010
ψ_{sq}	0	0.3334	0.3334	-0.0205	-0.0205	-0.0012	-0.0012	-0.0002
i_{rd}	0	-0.0006	-0.0006	0.4724	0.4724	-0.0001	-0.0001	0
i_{rq}	0	-0.0033	-0.0033	0.0314	0.0314	0.0002	0.0002	0
V_{dc}	1	0	0	0	0	0	0	0
ω	0	0.0003	0.0003	-0.0001	-0.0001	-0.0120	-0.0120	1.1258

A partir de ce tableau qui peut être interprété verticalement ou horizontalement, l'influence de chaque valeur propre sur les différentes variables d'état peut être déterminée. Par exemple, l'interprétation de la première colonne montre l'influence de λ_1 sur les différentes variables d'état considérées. Dans ce cas, seule la tension V_{dc} est influencée par cette valeur propre. L'interprétation de la deuxième colonne montre que les flux statoriques ψ_{sd} et ψ_{sq} sont les principales variables influencées par λ_2 .

La lecture horizontale de ce tableau ci-dessus montre que

- ψ_{rd} et ψ_{rq} sont associés au mode 4
- ψ_{sd} et ψ_{sq} sont associés au mode 2
- i_{rd} et i_{rq} sont associés au mode 3
- V_{dc} et ψ_{rq} sont associés au mode 1
- ω est associée au mode 5

Ainsi, la figure 2.21 montre le placement des valeurs propres de notre système d'étude dans le plan complexe et leur association pour chaque variable d'état. Cette analyse est effectuée pour une longueur de ligne égale à 50m.

Le point de fonctionnement autour duquel, les équations du système ont été linéarisées autour d'un point du régime permanent pour un fonctionnement nominal.

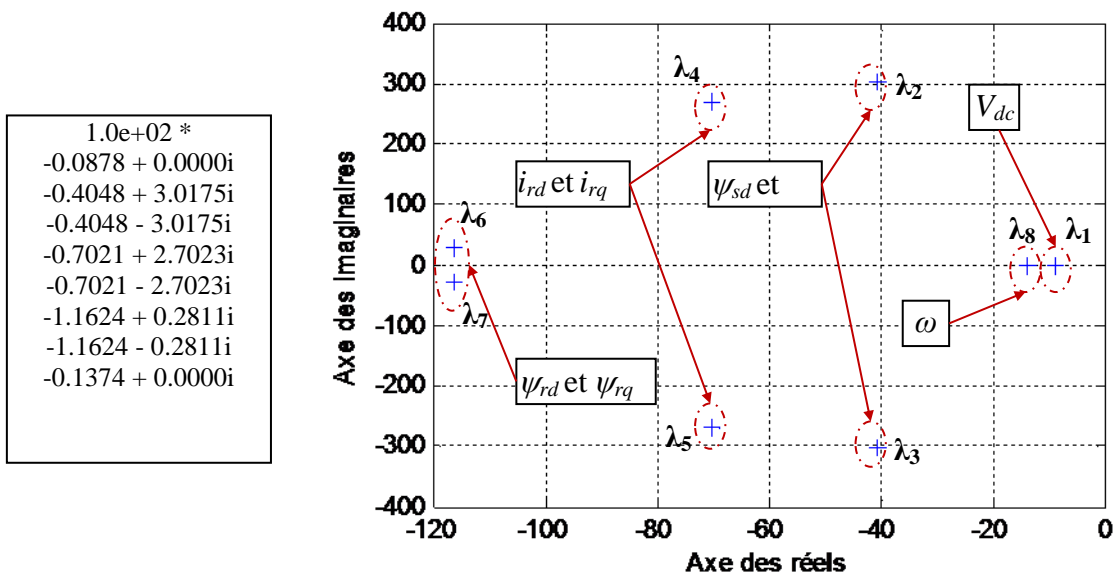


Figure 2. 21 Lieu des valeurs propres et leur association aux différents variables d'état du système

D'après la figure montrée ci-dessus, les modes les plus critiques (les plus proches de zéro) et leurs variables d'états associées peuvent être identifiées. Ici, les modes liés à ψ_{sd} et ψ_{sq} , V_{dc} et ω sont les plus sujets à rendre le système instable. Cependant d'autres paramètres peuvent intervenir sur la stabilité du système.

2.5. Analyse modale et limite de stabilité selon les conditions de réseau

Après l'établissement du modèle linéaire du système présenté par (30), les limites de stabilité de ce système sont déterminées par le calcul des valeurs propres de la matrice A donnée dans (33). Cette analyse de stabilité concerne tous les éléments du système.

Nous étudions dans ce qui suit les limites de stabilité du notre système d'étude, en fonction de la longueur de la ligne. Dans cette étude, deux systèmes pour deux ordres de puissances sont considérés: le premier est avec une MADA de 4kW correspondant à notre démonstrateur expérimental et le second est avec une MADA de 320MW.

2.5.1. Analyse de stabilité d'un système avec une MADA de 4kW

L'analyse par les valeurs propres est effectuée pour le système de pompage avec une MADA de 4kW pour montrer l'influence de la variation des paramètres de réseau sur les limites de stabilité sur ce système. La figure 2.22 montre que l'instabilité du système est obtenue pour une longueur de ligne de 63 m ($L \leq 63m$) avec des valeurs d'impédance de filtre $R_f=0.04\Omega$ et $L_f=0.9mH$.

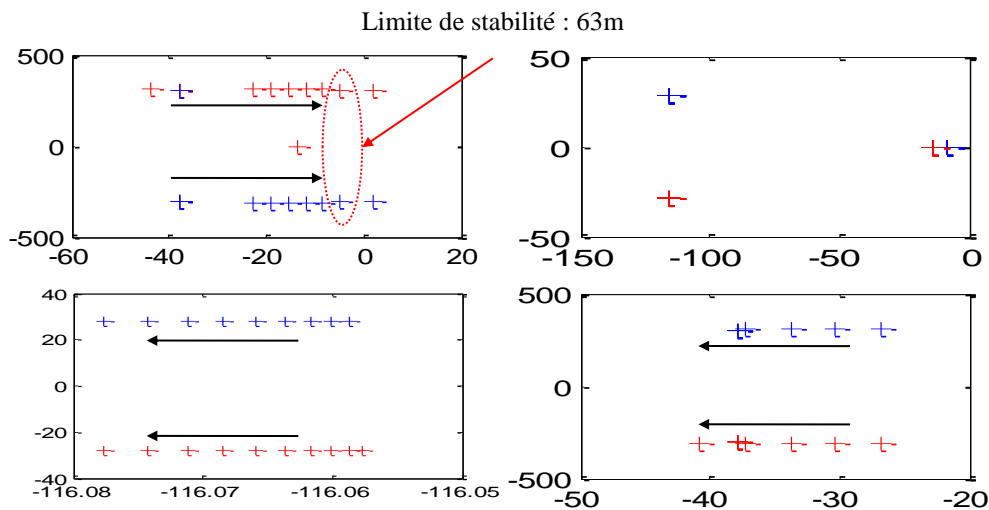


Figure 2. 22 Lieu de valeurs propres pour le système de pompage avec une MADA de 4kW avec la variation de la longueur de ligne

2.5.2. Analyse de stabilité d'un système avec une machine de 320MW

Les limites de stabilité sont étudiées aussi pour un système réel de pompage turbinage avec une puissance de 320MW, dont les paramètres sont donnés dans le tableau 2.6.

Tableau 2. 6 Paramètres de la MADA 320MW

Rated power	320MW [101]
Tension nominale	18kV
R_s : resistance statorique	0,743m Ω
L_s : inductance statorique	0,859m Ω
R_r : resistance rotorique	0,013mH
L_r : inductance rotorique)	5,184 μ H
L_m : inductance mutuelle	7,416 μ H
J: moment d'inertie	2,661. 10 ⁶ kg.s ⁻¹
Tension bus continue	6,6kV

Les paramètres du système, avec la MADA de puissance 320MW, sont pris de la littérature [101]. Dans ces travaux, la même structure avec MADA est considérée.

Dans cette référence, il n'y a pas des données concernant les paramètres de filtre côté réseau et ceux de l'impédance de réseau. Ainsi, les paramètres de filtre sont intégrés dans les paramètres de transformateur et l'impédance du réseau considérée est celle de la ligne à haute tension. Compte tenu de ces paramètres, l'analyse par les valeurs propres, réalisée dans l'environnement MATLAB, montre une instabilité du système depuis 2m de longueur de ligne du réseau ($L=2 m$). Ce résultat ne peut pas être réaliste pour un système d'une telle puissance et signifie que les paramètres de filtre du côté réseau doivent être mieux adaptés avec ceux de réseau pour garantir une stabilité pour plus de longueur de ligne.

La condition présentée dans (36), qui indique que chaque partie réelle des valeurs propres de la matrice A doit être négative, doit être remplie pour atteindre une stabilité de système pour des conditions de réseau données (tous les modes du système sont situés dans la partie gauche du plan complexe).

$$Real\left[\lambda\left(R_f, L_f\right)\right] < 0 \quad (36)$$

Dans ce cas, pour avoir les limites de stabilité de ce système dans les conditions imposées par le réseau électrique, nous allons agir sur les paramètres de filtre côté réseau.

La figure 2.23 présente l'organigramme de l'approche proposée. Cette approche est effectuée d'une part pour déterminer les limites de stabilité du système, et d'autre part pour identifier les paramètres de filtre assurant la stabilité avec la longueur de la ligne de réseau souhaitée.

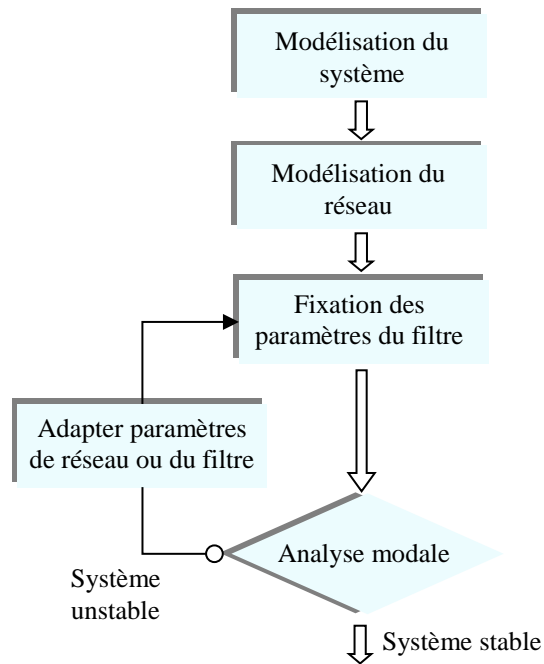


Figure 2. 23 Méthodologie pour avoir la stabilité du système

Les résultats de simulations illustrées sur la figure 2.24 ont été obtenus pour des paramètres de filtre du côté réseau données ($R_f=3.27m\Omega$ et $L_f=0.1mH$) et pour des longueurs de ligne différentes, donc pour différentes valeurs de l'impédance du réseau (en conservant le même rapport $\frac{X_g}{R_g} = 0.31$).

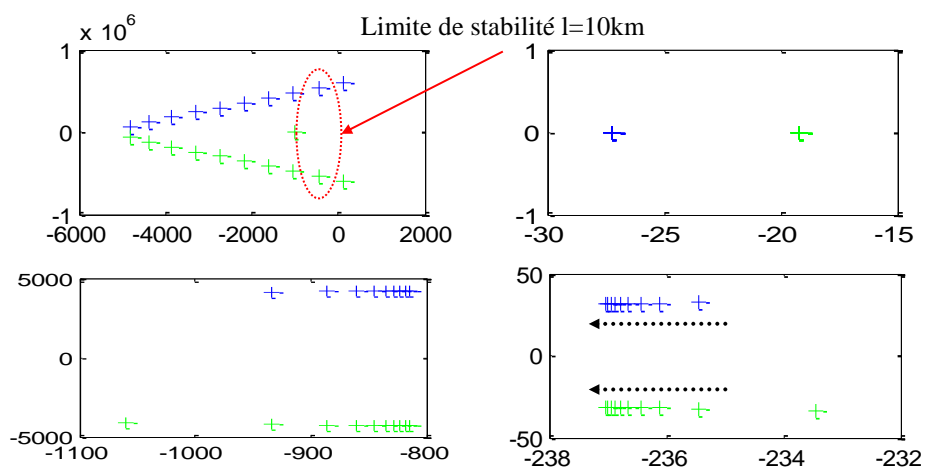


Figure 2. 24 Placement des valeurs propres pour le système de pompage 320MW (longueur de ligne: 0 to10km)

Ainsi, quand les conditions d'installation du système de pompage turbinage imposent l'utilisation d'autres valeurs de longueurs de ligne, les paramètres de filtre côté réseau pourront être déterminés selon la procédure présentée précédemment pour assurer la stabilité du système.

2.6. Conclusion

Ce chapitre a traité la modélisation en vue de la commande et le fonctionnement d'un système de pompage avec MADA. Le fonctionnement d'un tel système s'effectue en trois phases. La stratégie de contrôle adoptée pour chaque phase a été expliquée tenant compte des différents objectifs à atteindre.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, l'analyse de stabilité est effectuée à partir du modèle linéarisé autour d'un point de fonctionnement. Cette analyse tient compte des différents paramètres du système ainsi que des paramètres du réseau auquel le système de pompage est connecté. Elle est basée sur le calcul des valeurs propres. En utilisant cette analyse, la limite de la stabilité du système est déterminée et le filtre côté réseau est dimensionné pour assurer la stabilité sous les conditions de réseau désirées.

Chapitre 3 Fonctionnement en présence de défauts de tension réseau

3.1. Introduction

L'impact des défauts réseaux et les techniques FRT liées aux systèmes éoliens ont été largement étudiés dans la littérature vu que les GCR ont été établis pour ces systèmes. Mais, il y a une minorité des travaux sur le comportement des systèmes de pompage en cas des défauts réseau. Cependant, même si ces systèmes ne sont pas concernés par les codes de réseau, leur fiabilité et leur robustesse sont essentielles pour aider à la stabilité de réseau. Ainsi, des nouveaux concepts devraient être mis en œuvre pour avoir plus de disponibilité en cas des défauts.

Nous analysons dans ce chapitre le système en cas des défauts symétriques et asymétriques de réseau électrique. Nous présentons en premier lieu l'influence de ces deux types des défauts sur la synchronisation du système avec le réseau. En deuxième lieu ce comportement est analysé pour mieux comprendre ces impacts en mode pompage et cibler les actions correctives. Deux techniques FRT sont proposées. La première consiste à modifier la stratégie de contrôle pour le cas de défauts équilibrés et son adaptation avec les nouvelles conditions de réseau auquel notre système est connecté. La deuxième technique consiste à ajouter des résistances de puissance pour atténuer les effets des défauts de réseau déséquilibrés.

3.2. Impacts des défauts de tension réseau sur la phase de synchronisation

Dans cette partie, l'impact de l'occurrence des défauts réseau durant la phase de synchronisation est étudié en cas des défauts symétriques et asymétriques.

Le principe de la simulation des creux de tension réseau est donné dans la figure 3.1. Les caractéristiques des creux simulés sont spécifiées dans la figure 3.2.

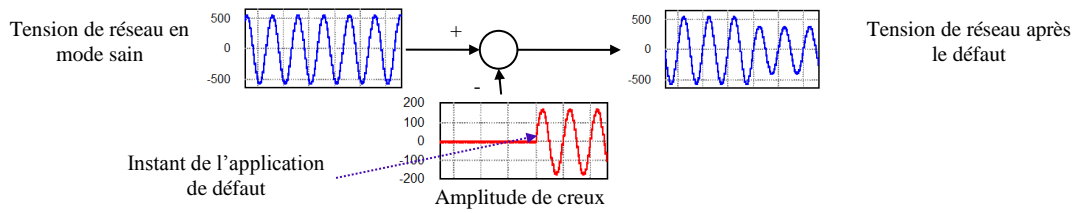


Figure 3. 1 Modélisation de l'application d'un creux de tension à un instant donné

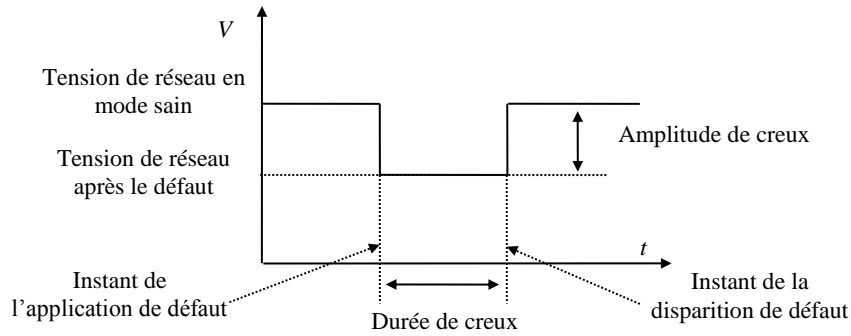


Figure 3. 2 Caractérisation de creux de tension de réseau

3.2.1. Synchronisation en cas des défauts symétriques

La figure 3.3 montre la réponse des deux premières phases du stator et du réseau et leurs angles respectifs durant la phase de synchronisation. Dans les simulations présentées, un creux triphasé de 30% de la tension de réseau est appliqué à l'instant 0.7s.

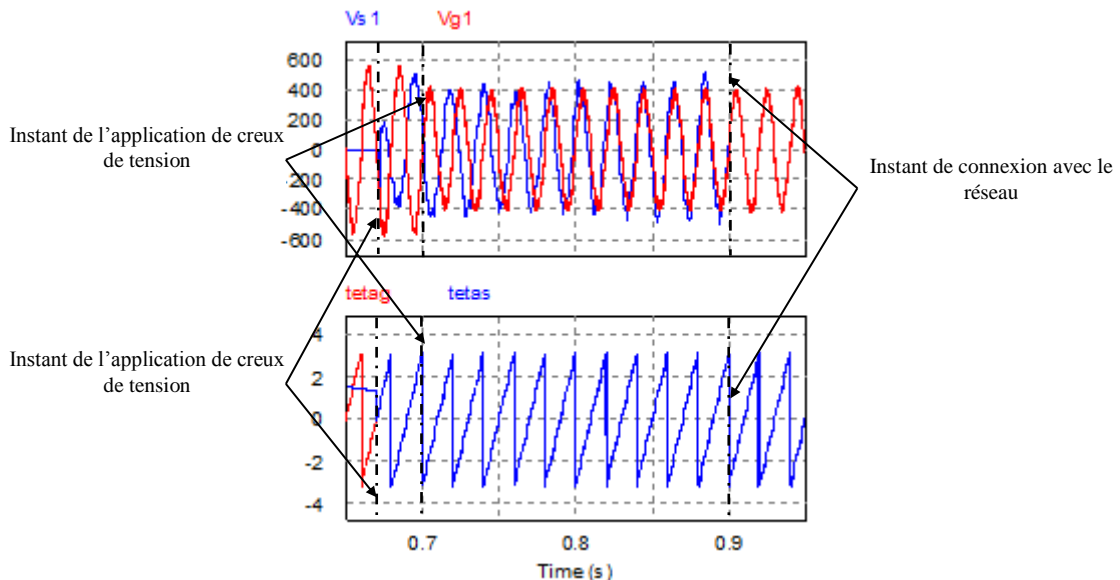


Figure 3.3 Synchronisation des tensions statoriques avec le réseau en cas d'un creux de tension de 30%

Comme montré dans la figure 3.3, même avec l'apparition d'une chute de tension de réseau à 0,7s, la tension statorique reste égale à celle du réseau.

3.2.2. Synchronisation en cas des défauts asymétriques

La figure 3.4 montre la synchronisation du système avec le réseau dans le cas de l'occurrence de 50% de creux de tension au niveau de la première phase de réseau à l'instant $t=0.7s$. Comme illustré dans la figure, les trois phases de la tension statorique peuvent synchroniser avec les trois phases qui correspondent du réseau, même celle qui a subit la chute de tension.

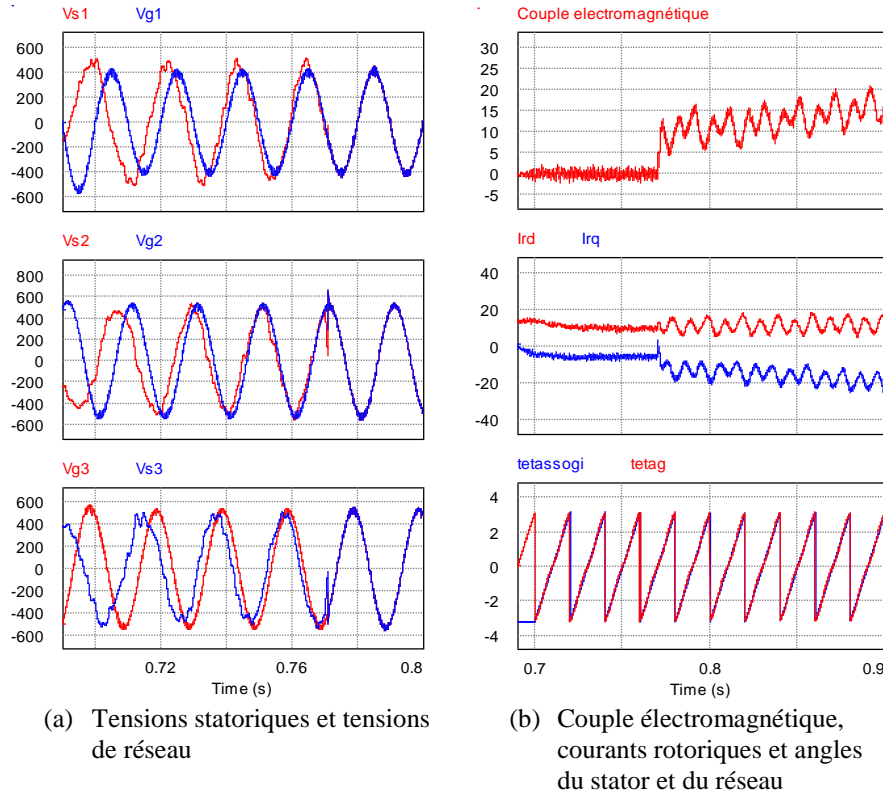


Figure 3.4 Réponse du système en cas d'un défaut asymétrique dans la phase de synchronisation

Aucun effet nocif n'est détecté lorsque les défauts réseau apparaissent lors de la phase de synchronisation. En effet, les courants rotoriques sont contrôlés pour assurer la synchronisation des tensions statoriques avec les tensions de réseau, quelles que soient les valeurs de ces derniers. Les expressions des références des courants rotoriques sont données dans l'équation (37).

$$\begin{cases} I_{r_d}^* = \frac{\psi_s^*}{L_m} \& \psi_s^* = \psi_{s_n} = \frac{V_{sq}}{\omega_{sn}} \\ I_{r_q}^* = 0 \end{cases} \quad (37)$$

Pour les défauts asymétriques, le déséquilibre entre les trois phases du réseau influe sur le calcul de leur angle de transformations ainsi que sur celui des grandeurs statoriques.

Pour remédier à ce déséquilibre, le bloc *PLL* utilisant la fonction *arctang* a été remplacé par un bloc *SOGI-FLL* (*Second Order Generalized Integrator- Frequency Locked Loop*) [102], dont la structure est donnée par la figure 3.5.

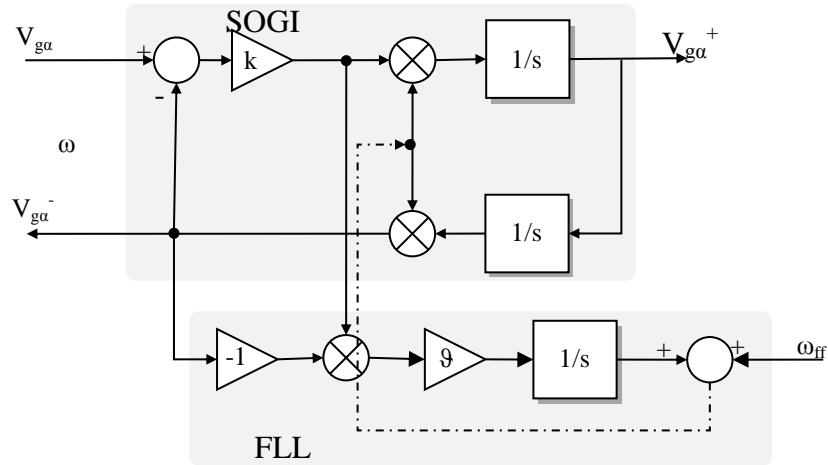


Figure 3.5 Structure de SOGI-FLL pour la détermination de la phase du réseau

Cette structure permet de déterminer d'une manière exacte la fréquence et l'angle du réseau. Elle est composée de deux filtres: un filtre passe-bas et un filtre passe-bande, dont les équations des fonctions de transfert sont données dans (38) et (39).

$$\frac{V_{g\alpha}^+}{V_{g\alpha}^-} = \frac{k\omega}{s^2 + ks + \omega^2} \quad (38)$$

$$\frac{V_{g\alpha}^-}{V_{g\alpha}^+} = \frac{k\omega^2}{s^2 + ks + \omega^2} \quad (39)$$

Le filtre passe-bande, dont l'équation est donnée par (38), permet de donner la composante positive de la tension $V_{g\alpha}^+$ alors que le filtre passe-bas (équation (39)), permet la génération de la composante négative $V_{g\alpha}^-$.

L'adaptation de la pulsation obtenue du bloc SOGI avec celle du réseau est assurée avec le bloc FLL qui consiste en une fonction intégrale assurant la régulation du produit du signal $V_{g\alpha}^-$ et l'erreur ($V_{g\alpha}^- - V_{g\alpha}^+$).

La figure 3.6 présente une comparaison entre l'angle du réseau obtenue à l'aide de PLL et celle obtenue à l'aide du bloc SOGI-FLL lorsqu'une chute dans la première phase de tension de réseau est détectée.

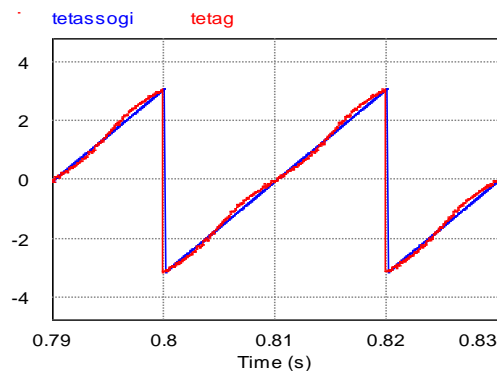


Figure 3.6 Comparaison entre l'angle du réseau obtenue par le *PLL* et celle obtenue avec le *SOG-FLL*

Comme le montre la figure 3.6, la structure SOGI-FLL permet d'améliorer le calcul de l'angle de réseau en cas de défaut réseau. En effet, celle obtenue avec le bloc PLL présente des ondulations par rapport à celle obtenue à l'aide du bloc SOGI-FLL.

En résumé, la synchronisation du système peut avoir lieu même avec l'occurrence des défauts réseau grâce au contrôle des courants rotoriques établi pour cette phase.

Par contre comme montré par les simulations dans la figure 3.4, ces défauts provoquent des perturbations dans la phase suivante qui est le pompage (oscillations au niveau du couple électromagnétique et des courants rotoriques).

Ainsi, la stratégie de contrôle dans la phase qui suit la synchronisation doit tenir compte de la nouvelle tension de réseau auquel notre système a été connecté.

Dans la partie suivante, nous analysons le comportement du système en mode pompage lorsque des défauts symétriques et asymétriques sont détectés.

3.3. Impacts des défauts réseau sur le système en mode pompage

Pour mettre en évidence l'impact d'un éventuel défaut réseau sur notre système, nous avons appliqué différentes amplitudes de creux de tensions, notamment de faibles et d'importantes valeurs de variations de tension. La figure 3.7 illustre les résultats obtenus après l'application d'un creux de tension triphasé de 40% appliqué à l'instant $t=1,2s$ lorsque le système est en régime permanent de fonctionnement en mode pompage.

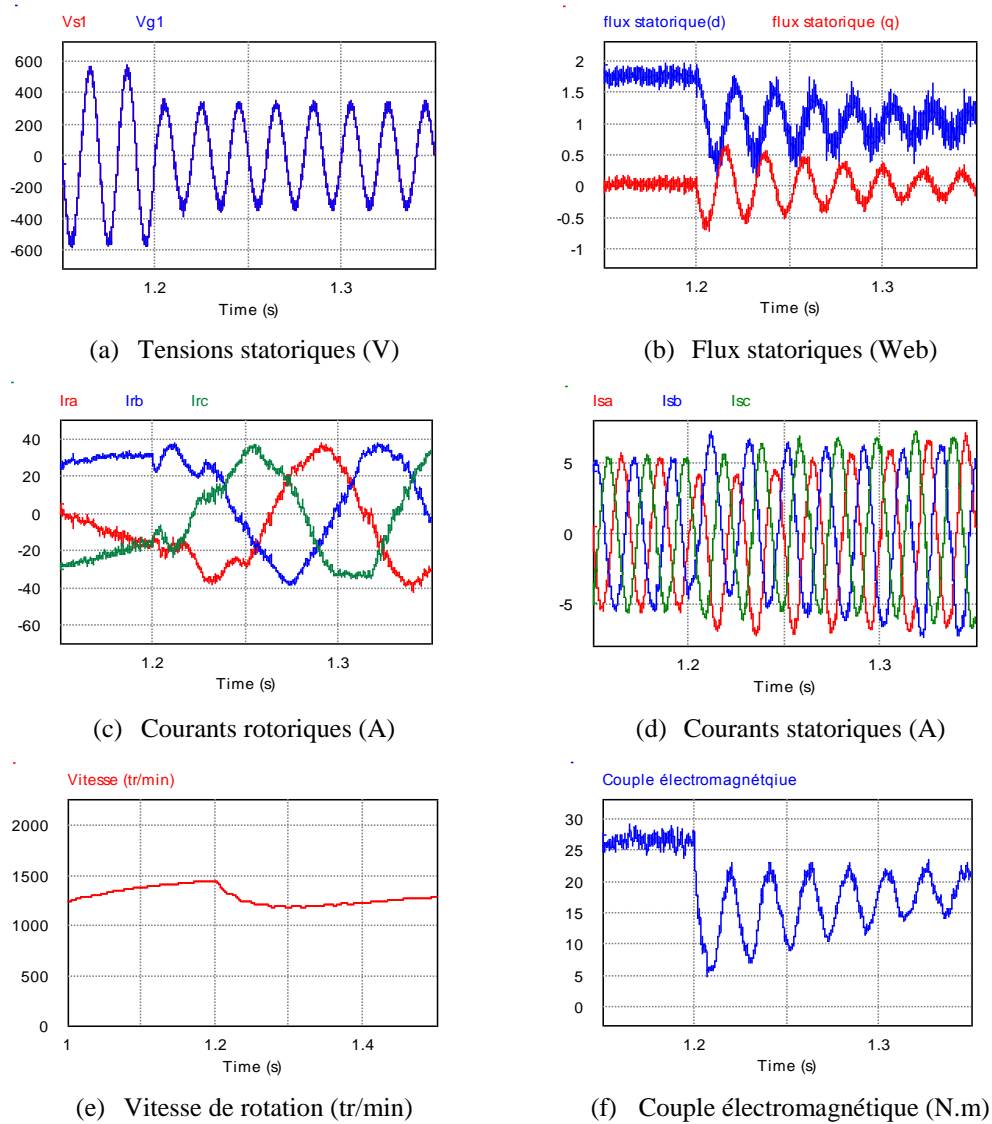


Figure 3.7 Impact de 40% de creux de tension de réseau sur la réponse du système en mode pompage

Les simulations présentées sont effectuées avec les valeurs du prototype de laboratoire. La MADA de 4kW fonctionne initialement dans ses conditions nominales: elle tourne initialement à une vitesse de 1435tr/min qui correspond à un couple électromagnétique de 26N.m.

Les simulations données dans la figure 3.7 montrent que ces défauts conduisent principalement à une augmentation au niveau des courants rotoriques et statoriques, une chute de la vitesse de rotation et des oscillations au niveau de couple électromagnétique et des puissances de la machine. Ces impacts peuvent être dangereux car l'augmentation des courants rotoriques peut endommager les convertisseurs de puissances.

Avant de prendre les mesures correctives et protéger le système contre ces impacts, nous analysons le comportement du système étudié en cas des défauts afin de cibler les modifications adéquates pour le FRT.

3.4. Comportement du système en cas des défauts réseau

Nous analysons l'impact à partir de l'étude des différentes composantes des expressions avant et après l'occurrence des défauts.

En cas des défauts réseau, la tension de réseau est la somme d'une composante positive et une composante négative. La notation en complexe des expressions des tensions statoriques avant et après l'occurrence de défaut sont données par l'équation (40).

$$\begin{aligned}\overline{v_s}(t < 0) &= V_s e^{j\omega_s t} \\ \overline{v_s}(t \geq 0) &= V_{f1} e^{j\omega_s t} + V_{f2} e^{-j\omega_s t}\end{aligned}\quad (40)$$

V_{f1} et V_{f2} sont respectivement les amplitudes des composantes positive et négative des tensions statoriques. L'instant t est celui de l'occurrence de défaut.

L'expression de flux statorique après l'occurrence de défaut de tension réseau est donnée par (41).

$$\overline{\psi_s}(t \geq 0) = \frac{V_{f1}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{V_{f2}}{-j\omega_s} e^{-j\omega_s t} \quad (41)$$

Le flux statorique est une variable d'état. Ainsi, son évolution d'un état stable à un autre n'est pas instantanée. D'où l'apparition d'une composante transitoire assurant la continuité de cette variable en cas des défauts réseau. L'expression de flux statorique avec ses différents composants est donnée par (42).

$$\overline{\psi_s}(t \geq 0) = \frac{V_{f1}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{V_{f2}}{-j\omega_s} e^{-j\omega_s t} + \overline{\psi_{sn}} \quad (42)$$

La composante transitoire $\overline{\psi_{sn}}$, appelé flux naturel, apparaît après un changement brusque dans l'état de flux statorique. L'expression de cette composante est donnée par (43).

$$\overline{\psi_{sn}} = \psi_{sni} e^{t/\tau_s} \quad (43)$$

$\overline{\psi}_{sni}$ est calculée à partir de deux expressions de flux statorique juste avant et après le défaut réseau et on note $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$ la constante de temps statorique. Le flux naturel est calculé lorsque le rotor est ouvert. Cette composante transitoire qui apparaît en raison des variations de tension. Sa valeur initiale dépend du type de défaut, et elle décroît exponentiellement. Ces nouvelles expressions des tensions statoriques et de flux donnent les nouvelles expressions des tensions rotoriques permettant ainsi d'expliquer les différentes conséquences précédemment montrées.

Nous rappelons les expressions complexes des tensions rotoriques et des flux dans le repère lié au rotor en (44) et (45).

$$\overline{v}_r^r = R_r \overline{i}_r^r + \frac{d\overline{\psi}_r^r}{dt} \quad (44)$$

$$\overline{\psi}_s^r = L_s \overline{i}_s^r + L_m \overline{i}_r^r \quad (45)$$

$$\overline{\psi}_r^r = L_r \overline{i}_r^r + L_m \overline{i}_s^r$$

La combinaison de ces deux expressions, la tension peut être exprimée par (46).

$$\overline{v}_r^r = R_r \overline{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d\overline{i}_r^r}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\overline{\psi}_s^r}{dt} \quad (46)$$

En cas des défauts réseau et en utilisant l'expression donnée dans (46), l'expression de flux statorique est donnée par (47).

$$\overline{\psi}_s^r = \overline{\psi}_s^s e^{-j\omega t} = \frac{V_{f1}}{j\omega_s} e^{j\omega_r t} + \frac{V_{f2}}{-j\omega_s} e^{j(2\omega_s - \omega_r)t} + \psi_{sni} e^{t/\tau_s} e^{-j\omega t} \quad (47)$$

En considérant cette expression de flux statorique, les tensions rotoriques après l'occurrence d'un défaut réseau sont exprimées par (48).

$$\begin{aligned} \overline{v}_r^r(t \geq 0) &= R_r \overline{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d\overline{i}_r^r}{dt} \\ &+ g \frac{L_m}{L_s} V_{f1} e^{j\omega_r t} + (2 - g) \frac{L_m}{L_s} V_{f2} e^{j(2\omega_s - \omega_r)t} - \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \psi_{sni} e^{t/\tau_s} e^{-j\omega t} \end{aligned} \quad (48)$$

La composante positive de la tension rotorique tourne à la vitesse de synchronisme, même en fonctionnement normal. La composante négative apparaît uniquement dans les cas de défauts asymétriques car elle est générée par la séquence négative de la tension de réseau. Comme montré dans l'équation (48), cette composante négative tourne à deux fois la vitesse de synchronisme. Alors que la composante qui résulte de l'apparition du flux normal présente une vitesse proche de celle de la vitesse de rotation de la machine. Les deux derniers termes ont une très forte amplitude et tournent à une vitesse relativement élevée par rapport à la pulsation rotorique (comme montré dans (48)). Ils induisent des tensions dans le rotor plus importantes que celles qui apparaissent en fonctionnement normal. Comme le CcM n'est pas dimensionné pour ces valeurs de surtensions qui apparaissent dans les enroulements rotoriques, une surintensité en découle pouvant endommager le convertisseur.

La figure 3.8 présente la réponse temporelle (a) et la réponse fréquentielle (b) des flux statoriques et des courants rotoriques après l'occurrence de 50% de creux de tension au niveau de la première phase de réseau. Comme précédemment démontré, ces grandeurs présentent des oscillations après le défaut ayant deux fréquences. La première fréquence est égale à celle de la vitesse de rotation de la machine qui tourne à sa vitesse nominale (47,8Hz) alors que la deuxième est égale à deux fois celle de la vitesse de synchronisme.

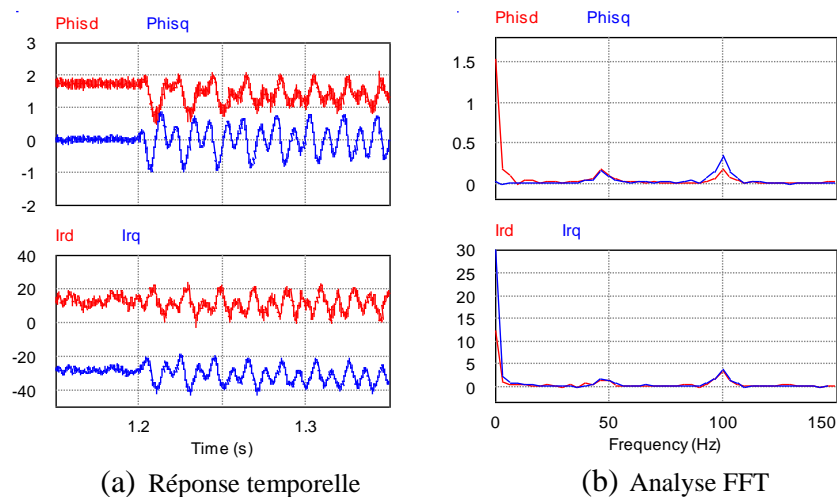


Figure 3.8 Flux statoriques et courants rotoriques pour un creux de 50% au niveau de la première phase du réseau

La figure 3.9 présente la réponse lorsqu'un défaut symétrique apparaît au niveau de réseau. Dans ce cas, un creux de tension triphasé de 50% est appliqué à l'instant $t=1.2s$, en régime permanent. Comme la réponse temporelle et fréquentielle le montrent, il n'y a qu'une seule

composante qui apparaît après l'occurrence de défaut. En effet, celle qui résulte de l'apparition de la composante négative n'apparaît qu'en cas de défauts asymétriques.

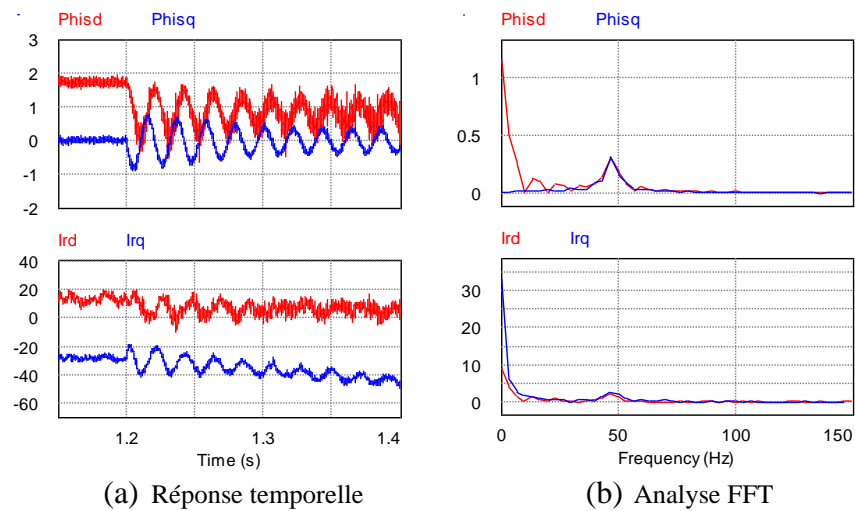


Figure 3.9 Flux statoriques et courants rotoriques pour un creux triphasé 50% au niveau de la tension de réseau

Ces composantes des flux et des courants génèrent des oscillations au niveau de couple électromagnétique et des puissances statoriques. Ainsi, la figure 3.10 montre la réponse de ces deux grandeurs après l'occurrence de 50% de creux de tension à l'instant 1.2s. Comme pour les courants, ces grandeurs présentent des oscillations dangereuses d'une fréquence proche de celle de synchronisme.

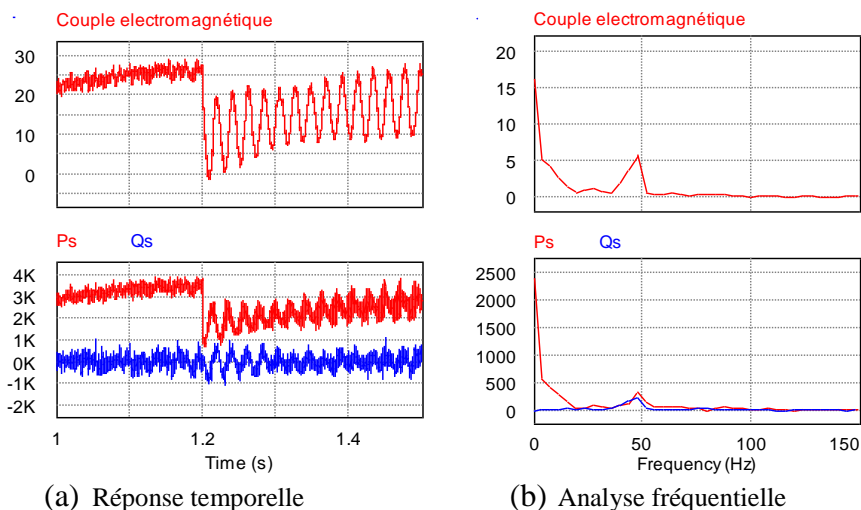


Figure 3.10 Courants statoriques, couple électromagnétique et puissances statoriques

Pour éviter ces conséquences, des solutions sont proposées, pour les défauts symétriques et asymétriques. En cas de défauts symétriques, la stratégie de contrôle proposée se base sur la modification de la stratégie de contrôle de convertisseur côté rotor. En cas de défauts

asymétriques, la solution développée se base sur un ajout matériel pour assurer la continuité de service du système. De telles défaillances dans les réseaux conduisent à une augmentation au niveau du courant alors un dispositif de protection est activé suivi ainsi d'un arrêt de fonctionnement.

Les solutions proposées sont disponibles pour les cas de défauts de faible ou de forte amplitude. Pour les défauts symétriques, la stratégie de reconfiguration de contrôle est basée sur l'ajustement de la référence vitesse lorsque l'amplitude de défaut est faible. Lorsque l'amplitude de défaut est importante, la référence de la vitesse est modifiée et les références des courants rotoriques sont ajustées en tenant compte de la nouvelle tension du réseau après le défaut.

Dans le même contexte, des travaux antérieurs, comme dans [103], ont ajouté aux références établies pour le fonctionnement sain, des composants pour éliminer les transitoires compris dans le couple électromagnétique, les courants et la puissance. Dans la section suivante, les méthodes proposées sont détaillées.

3.5. Stratégie de contrôle en cas des défauts symétriques

Deux stratégies de reconfiguration de contrôle sont envisagées en cas de défauts réseau symétriques. La première est considérée lorsqu'un défaut mineur est détecté (la chute de tension ou de surtension est entre 0% et 20% de sa valeur en fonctionnement normal). Si l'amplitude de défaut est au-dessus de 20%, une autre stratégie de reconfiguration est proposée.

Quand un défaut mineur se produit, des faibles transitoires au niveau de couple électromagnétique apparaissent avec une augmentation des courants rotoriques et statoriques. En général, quand les courants rotoriques dépassent leurs limites, la protection est activée pour protéger les composants électroniques de puissance. Cependant, son activation conduit à un mode de fonctionnement en boucle ouverte sans contrôle des courants. Par conséquent, la solution proposée consiste à un ajustement de la référence de la vitesse au lieu de l'activation de la saturation.

En mode pompe, la relation entre le couple de charge et la vitesse est donnée par (49).

$$T_L = k\Omega^2 \quad (49)$$

k est choisi en tenant compte des valeurs nominales de la machine considérée.

En régime statique, le couple électromagnétique est égal à celui de couple de charge.

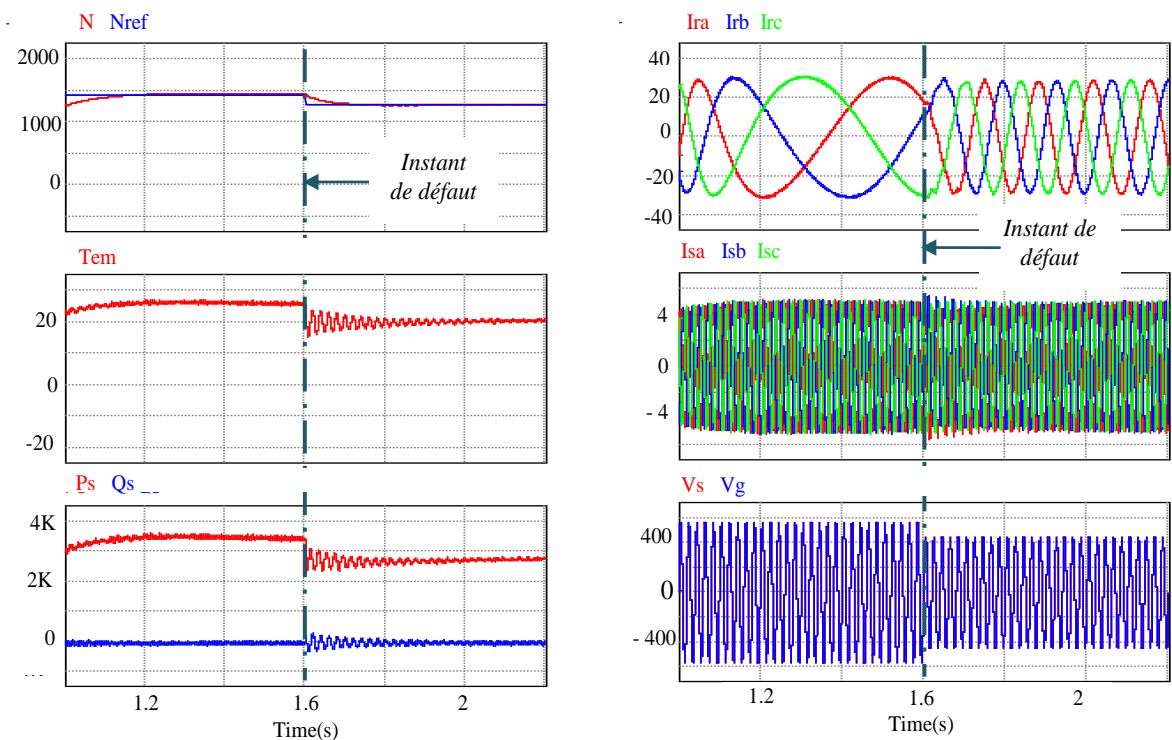
$$T_{em} = k\Omega^2 \quad (50)$$

En négligeant le terme résistif et en considérant l'expression de courant rotorique par (37), le couple peut être exprimé comme montré dans (51).

$$T_{em} = N_p \psi_{s_d} i_{s_q} = N_p \frac{v_{s_q}}{\omega_{s_n}} i_{s_q} \quad (51)$$

La vitesse de rotation de la machine peut être ajustée en considérant sa relation entre le couple donnée par (50) et la relation entre le couple électromagnétique et la tension statorique donnée dans (51).

Figure 3.11 montre le comportement du système après la détection d'une chute de tension de 20% et sa reconfiguration par l'ajustement de la référence de vitesse.



(a) Vitesse de rotation de la machine (tr/min), couple électromagnétique Nm and puissance active (kW) et réactive (VA)

(b) Courants rotoriques(A), Courants statoriques(A) et tensions statoriques (V)

Figure 3.11 Comportement de système après l'ajustement de la vitesse suite à 20% d'un creux de tension

Une chute de 20% de tension de réseau est détectée à 1,6s dans la phase de pompage où le régime permanent d'équilibre est établi. Tout d'abord, la machine fonctionne dans les conditions nominales, tournant ainsi à la vitesse 1435 tr/min. Après la détection de défauts, la

référence de vitesse est ajustée à 1168tr/min selon les relations données dans (50) et (51) pour s'adapter aux nouvelles conditions de réseau.

Comme montré dans la figure 3.11, bien que la chute de la vitesse de rotation de la machine provoque également une diminution du couple électromagnétique et de la puissance active, les courants statoriques et rotoriques ne dépassent pas leurs valeurs nominales. Alors, il n'y a pas lieu d'activer la protection.

Si la chute de tension ou la surtension est importante, des transitoires importantes au niveau du couple électromagnétique conduisent généralement à un arrêt de système, une autre stratégie de reconfiguration est considérée.

Afin d'éviter ces transitoires et au lieu d'arrêter la machine, le couple électromagnétique est imposé égal à zéro (la composante quadrature courant rotorique $i_{rq} = 0$). Dans ce cas, le stator reste connecté au réseau et la machine n'est entraînée que par son inertie. Ces conditions sont semblables à celles imposées dans la phase de synchronisation. Ainsi, la stratégie de reconfiguration consiste à la commutation vers le contrôle de synchronisation lorsqu'un creux de tension de réseau ou une surtension est détectée dans la phase de pompage. Puis, le contrôle pour la phase de pompage est relancé en utilisant le même contrôle avant l'apparition du défaut. Toutefois, la référence de vitesse est ajustée selon la nouvelle tension de réseau, en respectant la relation donnée en (50) et (51). Le principe de la stratégie de reconfiguration est représenté sur la figure 3.12.

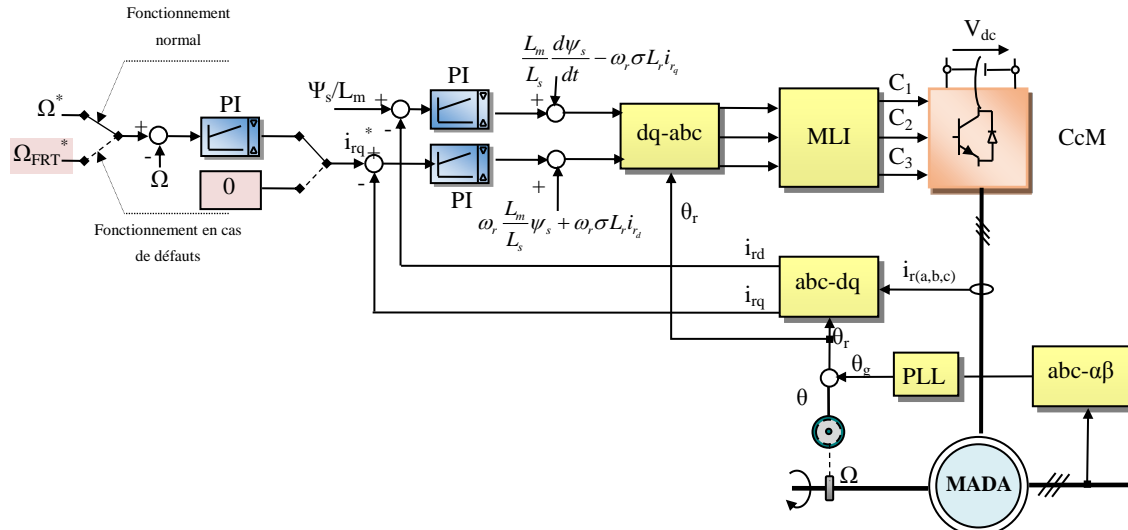


Figure 3.12 Stratégie de reconfiguration de contrôle en cas des défauts symétriques importants

Avec Ω_f^* est la référence de vitesse calculée après l'occurrence de défaut.

Le chronogramme pour le fonctionnement des différentes phases avant et suite à la détection d'un défaut réseau équilibré est donné par la figure 3.13.

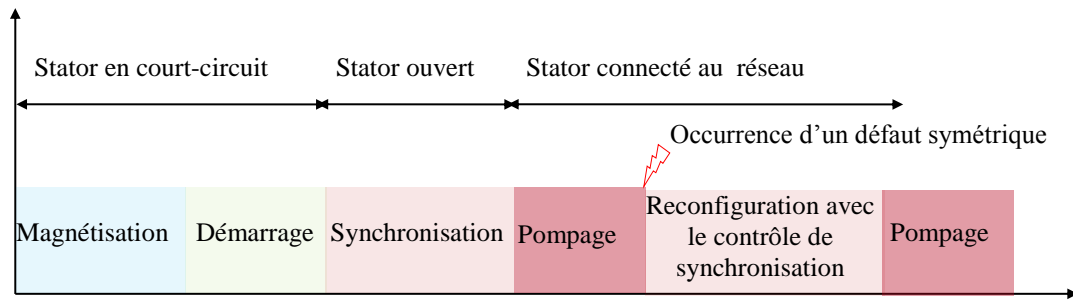


Figure 3.13 Chronogramme de la stratégie de reconfiguration de contrôle en cas des défauts symétriques importants

La Figure 3.14 et la Figure 3.15 montrent le comportement de système après la détection d'une chute de tension de 40%. Ces figures donnent une comparaison entre ce comportement en cas des défauts sans et avec activation de FRT.

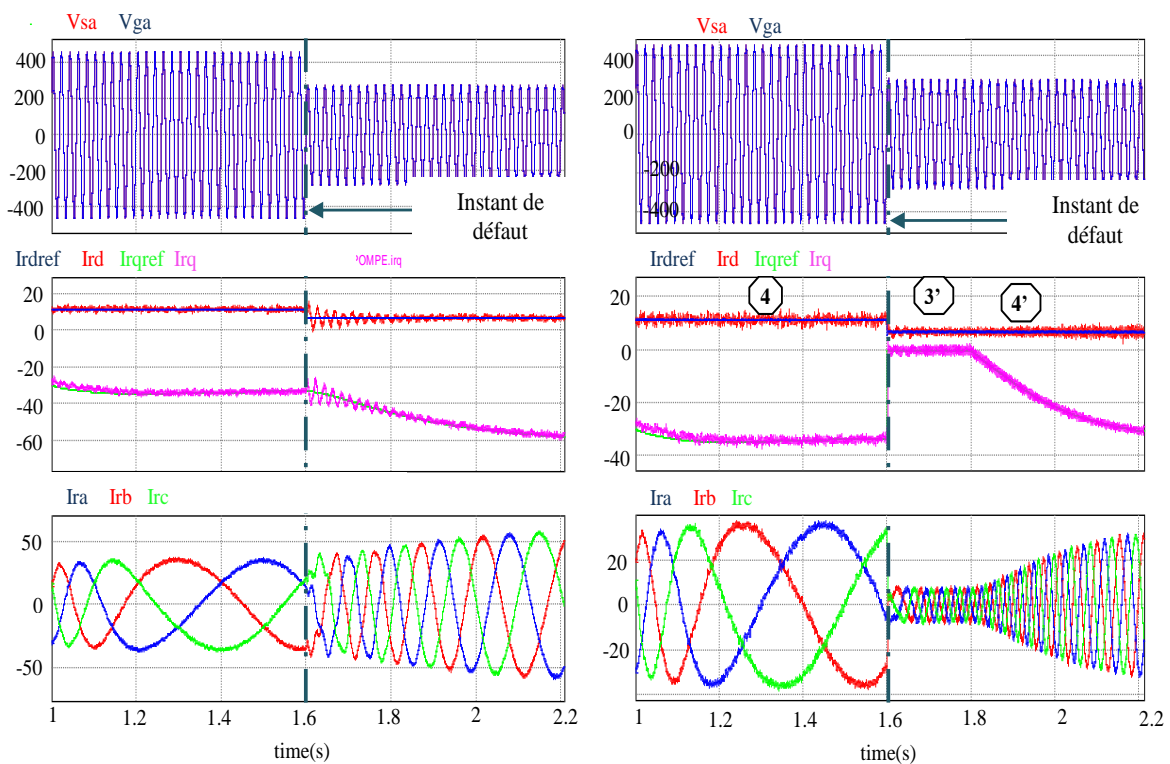


Figure 3.14 Réponse des tensions statoriques (V) et courants rotoriques (A) avec et sans reconfiguration après une chute de 40% de la tension de réseau

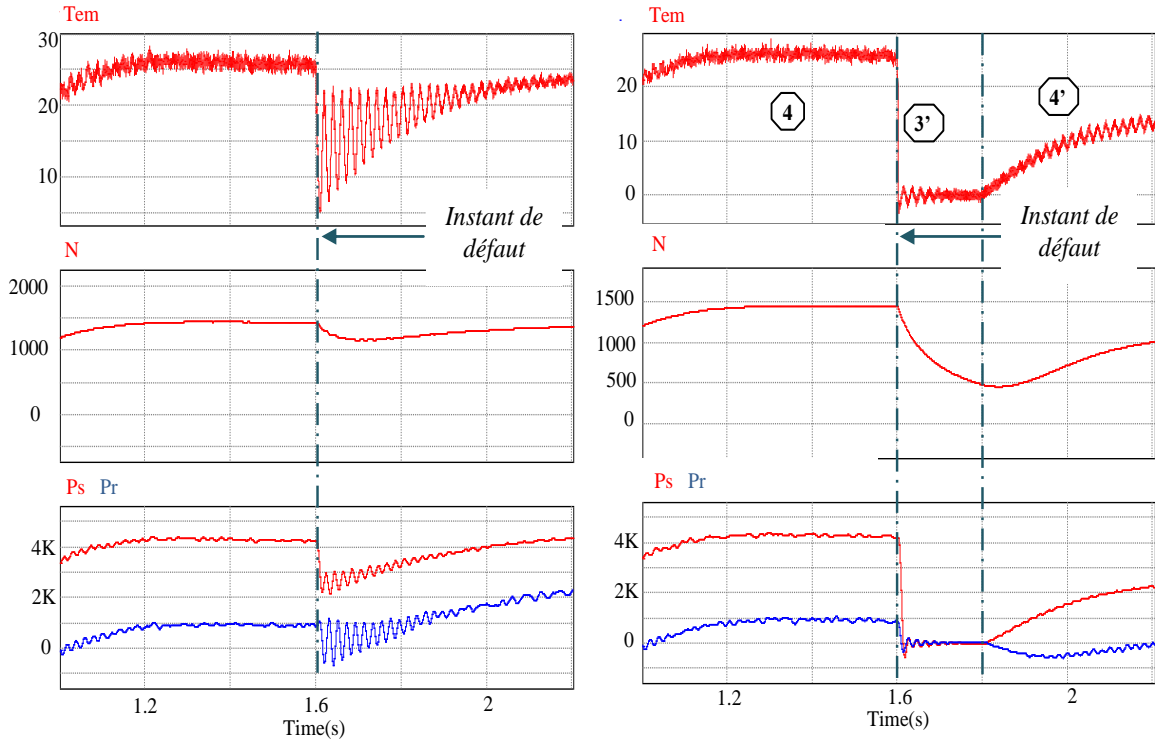


Figure 3.15 Réponse de couple électromagnétique (Nm), la vitesse de rotation de la MADA (tr/min), et les puissances statorique active (kW) et réactive (VA) avec et sans reconfiguration après une chute de 40% de la tension de réseau

Lorsqu'une chute de 40% de la tension de réseau est détectée à l'instant 1,6s, la composante quadrature de courant rotorique, comme présenté dans la figure 3.14, dépasse largement la valeur nominale et elle devient presque le double de sa valeur avant l'apparition du défaut. Pour comprendre cette augmentation, nous devons extraire la relation entre la tension statorique et cette composante de courant rotorique.

En régime permanent, en utilisant l'expression de flux statorique, la relation entre la composante quadrature de courant rotorique et celle de courant statorique est donnée par (52).

$$\begin{aligned} \psi_{s_d} &= \psi_{s_n} \\ \psi_{s_q} &= L_s i_{s_q} + L_m i_{r_q} = 0 \Rightarrow i_{s_q} = -\frac{L_m}{L_s} i_{r_q} \end{aligned} \quad (52)$$

La combinaison de cette relation avec celle donnée dans (51), la relation entre la tension statorique et la composante quadrature de courant.

$$i_{r_q} = -\frac{L_s \omega_{s_n}}{N_p L_m} \frac{T_{em}}{v_{s_q}} \quad (53)$$

Donc, comme donné en (53), la composante i_{rq} est inversement proportionnelle à la tension statorique, ce qui explique l'augmentation de sa valeur jusqu'à presque le double de sa valeur en fonctionnement sain dans le cas d'une chute de 40% de tension de réseau. Ainsi, comme dans le cas des faibles chutes des tensions réseau, un ajustement au niveau de la référence de la vitesse de la machine est nécessaire pour s'opposer à cette augmentation au niveau de courant rotorique. En outre, l'augmentation des courants rotoriques, ce défaut provoque des transitoires dans le couple électromagnétique, comme présenté sur la figure 3.15. Pour éliminer ces transitoires, la composante quadrature de courant rotorique est imposée nulle (comme les conditions de la phase de synchronisation) jusqu'à l'élimination de transitoires dans le couple électromagnétique et la puissance statorique. À l'instant 1,8 s, le mode de pompage est redémarré en utilisant le même contrôle avant la détection de défaut, mais avec une vitesse de référence ajustée en fonction de la nouvelle tension de réseau.

3.6. Stratégie de reconfiguration en cas des défauts asymétriques

Pour éliminer la séquence négative des tensions statorique lors de l'apparition de défauts asymétriques de réseau, une autre stratégie FRT est considérée. Cette stratégie vise à diminuer les effets négatifs de la chute de tension et limiter leurs valeurs au moment de l'occurrence ou l'élimination des défauts. Elle consiste à l'utilisation des trois résistances asymétriques d'amortissement (RA). Cette méthode est également considérée dans [103] lorsque les défauts asymétriques de réseau sont détectés mais avec des résistances connectées aux enroulements statoriques. Compte tenu de ce placement, les tensions rotoriques peuvent impacter les tensions statoriques puisque le rotor est également connecté au réseau par l'intermédiaire des deux convertisseurs. Ainsi, outre les résistances, la stratégie de contrôle de convertisseur côté rotor doit être également affinée afin d'éliminer les transitoires dus à l'apparition de ce type des défauts. Le concept considéré est présenté dans la Figure 3.16. Les RA sont placées juste au point de la connexion entre le système de pompage avec MADA et le réseau. Donc, il n'y a pas de tensions asymétriques qui peuvent en résulter ni au niveau du stator, ni au niveau du rotor. Chaque résistance est activée uniquement au niveau de la phase défectueuse qui lui correspond. Les résultats de simulation sont donnés pour vérifier l'efficacité de cette méthode proposée.

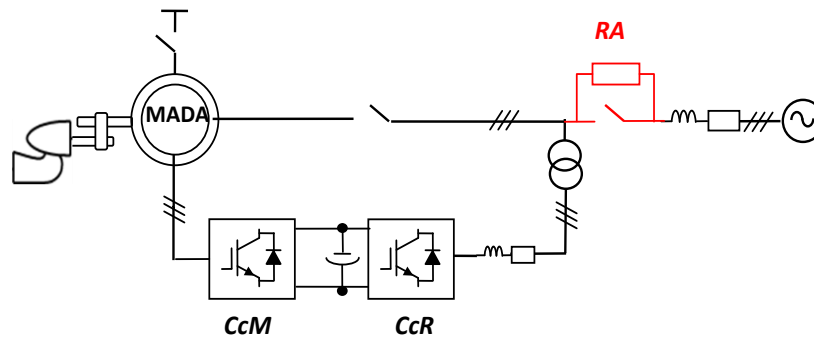


Figure 3.16 Système de pompage avec MADA avec les résistances d'amortissement

La figure 3.17 montre respectivement les réponses des tensions statoriques, des courants rotoriques et statoriques, du couple électromagnétique, de la vitesse de rotation et des puissances statoriques avant l'occurrence d'un défaut monophasé au niveau de la tension de réseau.

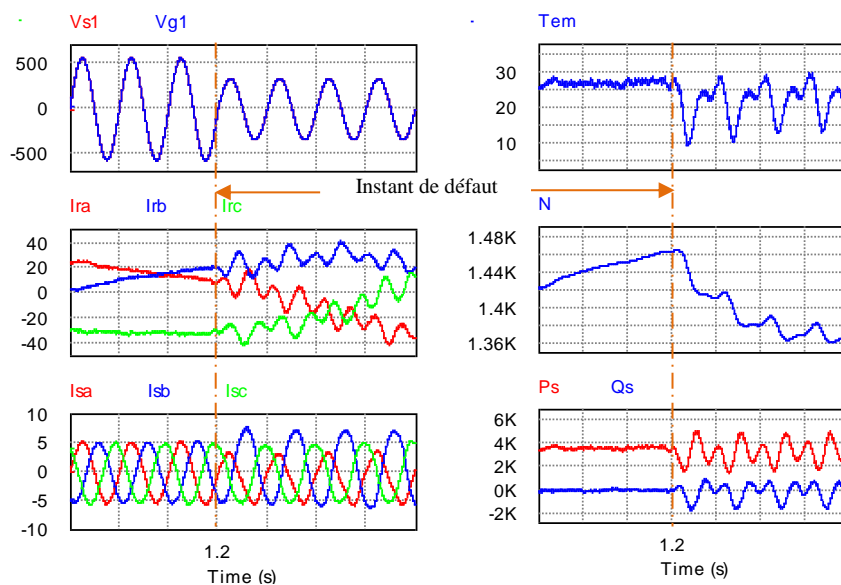


Figure 3.17 Réponse des tensions statoriques (V), courants rotoriques et statoriques (A), couple électromagnétique (Nm), vitesse de rotation (tr/min) et puissances statoriques active (kW) et réactive (VA) après une chute de 40% de la première phase de réseau

La figure 3.18 présente ces après l'occurrence de ce défaut de réseau et après l'activation des résistances d'amortissement.

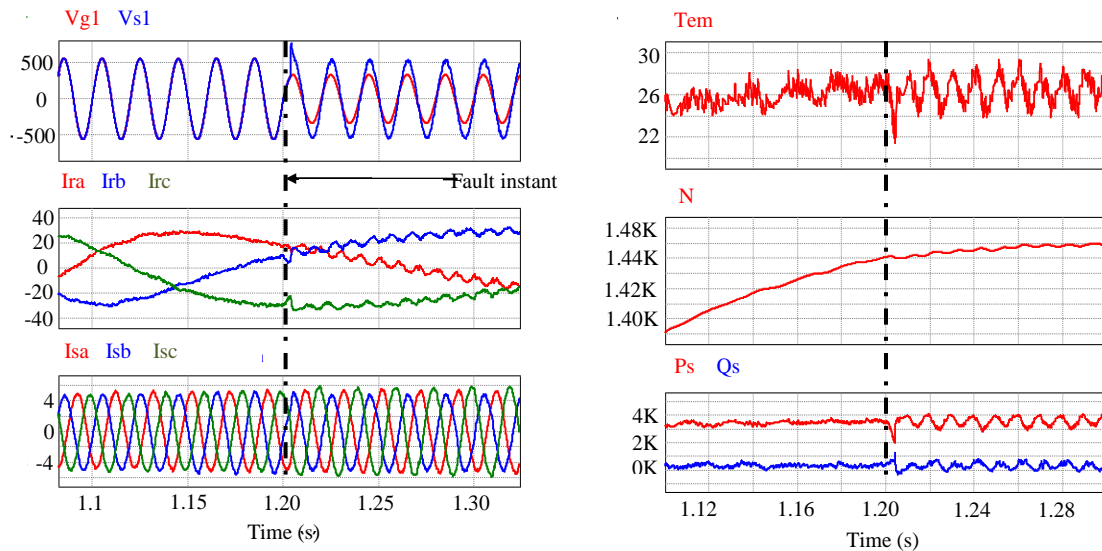


Figure 3.18 Réponse des tensions statoriques (V), courants rotoriques et statoriques (A), couple électromagnétique (Nm), vitesse de rotation (tr/min) et puissances statoriques active (kW) et réactive (VA) après une chute de 40% de la première phase de réseau et l'activation des RA

A l'instant 1,2s, on constate l'occurrence d'une chute de 40% dans la première phase de la tension de réseau. Le commutateur connecté avec la résistance d'amortissement associée avec cette phase est ouvert. Ainsi, la tension statorique est compensée comme montrée sur la figure où elle est comparée avec celle de réseau. En comparant les deux figures, dans le cas où la résistance d'amortissement est activée, le FRT de la MADA est améliorée et les pics au niveau des valeurs des courants rotoriques et les transitoires au niveau du couple diminuent d'une manière significative.

L'organigramme donné par la Figure 3.19 présente les différents scénarii, en tenant compte de l'instant de l'apparition de défaut. L'occurrence de défauts réseau peut avoir lieu soit dans la phase de synchronisation ou dans la phase pompage.

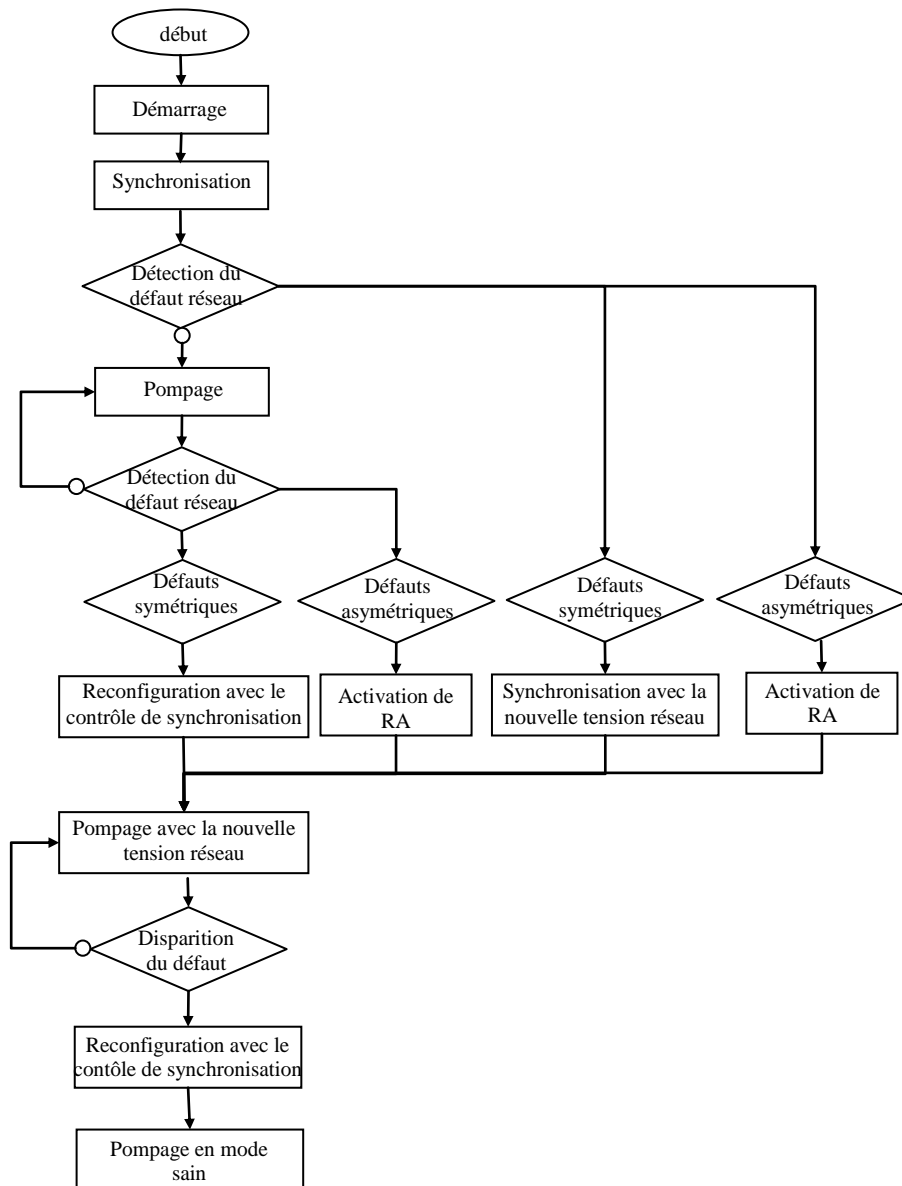


Figure 3.19 Fonctionnement du système de pompage avec en cas des défauts réseau

3.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié le comportement du système en cas des défauts symétriques et asymétriques de réseau électrique. En premier lieu, nous avons montré les impacts de ces défauts à l'aide de simulations avec le logiciel PSIM: ces impacts sont principalement des oscillations du couple électromagnétique et des surintensités aux niveaux des courants. En deuxième lieu, ces impacts sont analysés pour déterminer leurs effets au niveau de la MADA et proposer des solutions pour les atténuer.

Cette analyse conduit à deux solutions pour les défauts symétriques et une pour les défauts asymétriques. La première solution adoptée pour les défauts symétriques concerne les défauts de faible amplitude. Elle consiste à adapter la référence de la vitesse dans le contrôle en fonction de la nouvelle condition de réseau et empêcher l'activation de la protection. La deuxième solution concerne les défauts avec une amplitude importante de creux. Cette solution consiste à la modification de la stratégie de contrôle pour éliminer les effets des défauts.

Pour atténuer les impacts des défauts asymétriques, nous avons ajouté des résistances de puissance au point de la connexion avec le réseau. L'activation de chaque résistance est effectuée en fonction de la phase défectueuse.

Chapitre 4 Maquette expérimentale

4.1.Introduction

Dans le but d'assurer les performances et l'efficacité des algorithmes développées dans le cadre de cette thèse un dispositif expérimental de puissance de 4kW a été développé au sein du laboratoire L.S.E.

Dans la première partie de ce chapitre, une description détaillée des éléments de cette maquette est présentée. La deuxième partie présente la validation expérimentale de l'algorithme de synchronisation du système d'étude avec le réseau en détaillant la méthodologie de l'implémentation et la procédure de validation. Dans la dernière partie de ce chapitre un algorithme de détection des défauts capteurs qui se base sur l'approche espace de parité a été mis en œuvre pour détecter et isoler rapidement les éventuels défauts qui peuvent perturber le bon fonctionnement des éléments de cette maquette.

4.2.Présentation de la maquette expérimentale

Le dispositif expérimental réalisé consiste en un émulateur de système de pompage turbinage avec MADA de 4kW. Le prototype de laboratoire développée est composé de trois parties essentielles: une partie puissance, une partie de commande et une dernière partie interface (puissance/ commande).

La figure 4.1 et la figure 4.2 présentent respectivement la photographie et la synoptique du banc expérimental. Tous les composants de la maquette sont détaillés dans la suite de ce chapitre.

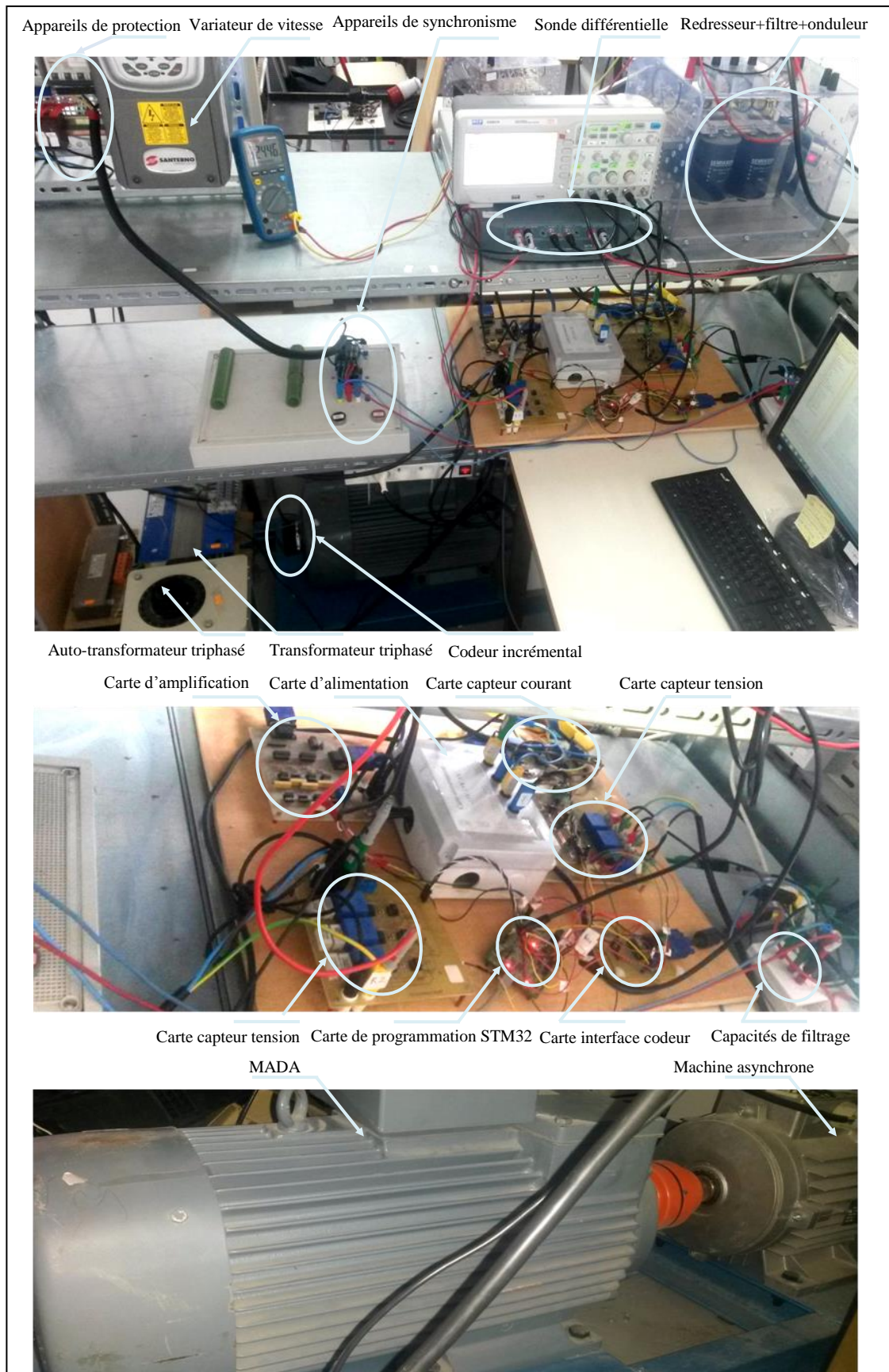


Figure 4. 1 Vue de l'ensemble de l'émulateur de système de pompage turbinage avec MADA

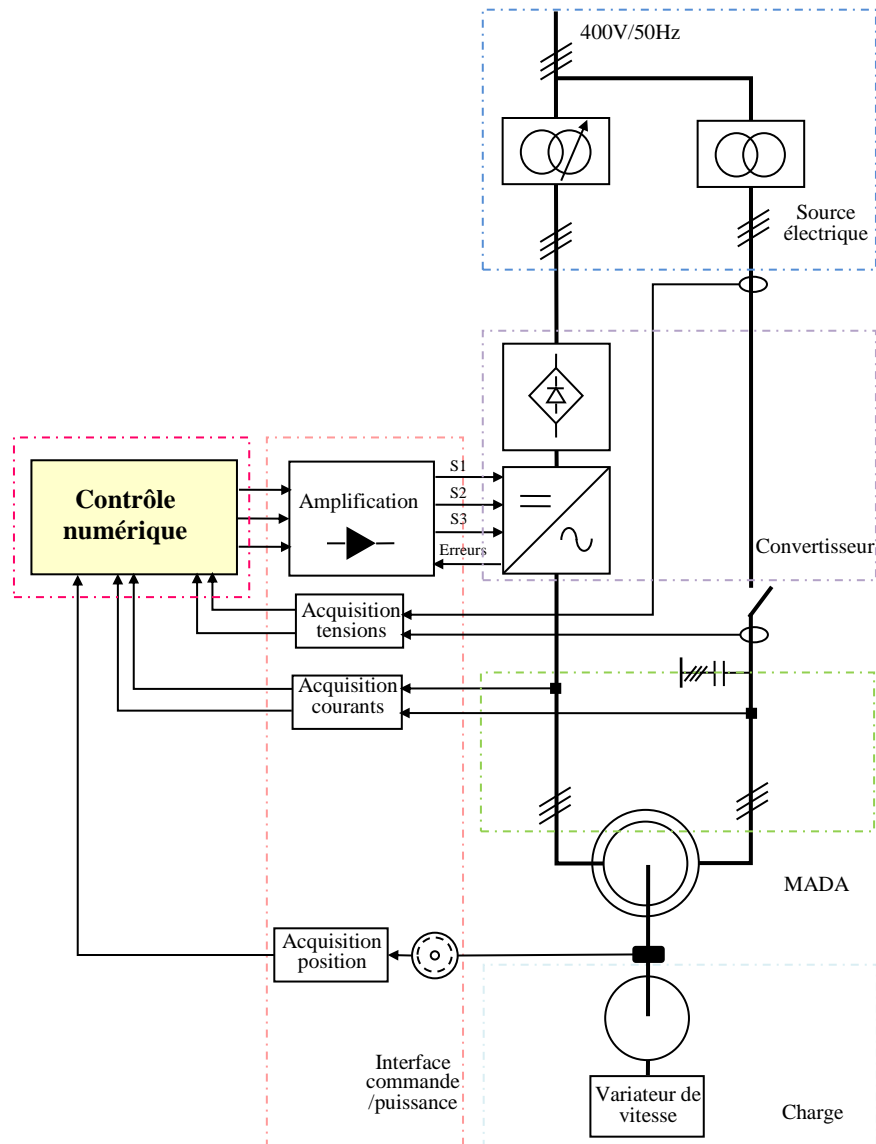


Figure 4. 2 Synoptique du banc expérimental

4.2.1. Partie de puissance

La partie puissance du dispositif expérimental est composée d'une MADA accouplée avec une machine asynchrone à cage alimentée par un variateur industriel, d'un transformateur, d'un convertisseur statique et d'un autotransformateur. Les détails techniques de ces éléments sont présentés ci-dessous:

- **Source électrique:** La source électrique permet de générer deux tensions triphasées. La première est générée à l'aide d'un transformateur triphasé 400V/400V (Y/ Δ) dont les paramètres sont identifiés et donnés dans l'**Annexe 7**, utilisé pour la connexion des

enroulements statoriques avec le réseau. La deuxième est générée à l'aide d'un autotransformateur (13kVA).

- **Convertisseur statique:** Il s'agit d'un convertisseur SEMIKRON AC/DC/AC triphasé à base des diodes et des IGBT. Il est composé de deux dispositifs. Le premier est un redresseur donnant une tension continue. L'autotransformateur permet d'obtenir une tension continue réglable. Cette tension est l'entrée de l'onduleur triphasé présenté par le deuxième dispositif. Les caractéristiques de ce convertisseur sont illustrées dans le tableau 4.1 ci-dessous. Ce convertisseur peut être présenté par la figure 4.3.

Tableau 4. 1 Paramètres du convertisseur de puissance

Paramètres		Valeurs
Puissance nominale		20kVA
Courant nominale efficace par phase		30A
Tension alternative d'entrée maximale		480V
Temps mort des drivers des IGBT		2.4ms
Filtre capacitif	Capacité C_f	1100 μ F
	Tension continue maximale	600V

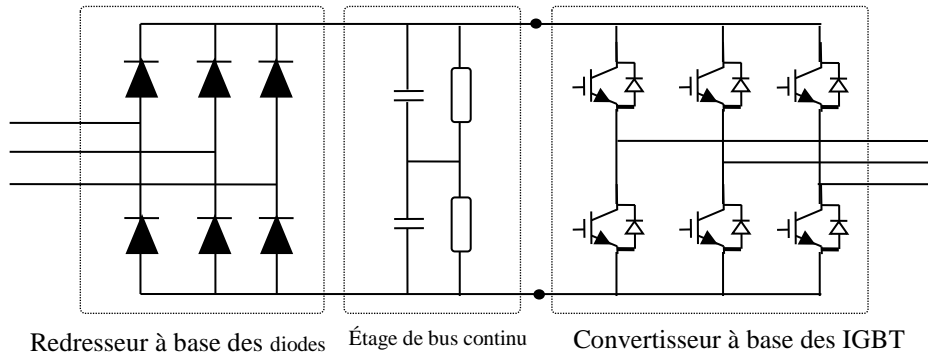


Figure 4. 3 Structure de convertisseur SEMIKRON

- **Machine asynchrone (7kW) + variateur de vitesse (SINUS PENRA SANTERNO, 10kW):** émulateur de la pompe turbine. Les données de la plaque signalétique sont présentées dans le tableau 4.2.

Tableau 4. 2 Paramètres de la machine asynchrone

Puissance nominale	Tension statorique nominale	Vitesse nominale	Courant nominal
7kW	230/380V	2880(tr/min)	3.78A

- **Machine électrique:** Le stator de la MADA est couplé en triangle et dont les paramètres sont donnés dans le tableau 4.3.

Tableau 4. 3 Paramètres de la MADA

Puissance nominale	4kW
Tension statorique nominale (V)	690/400
Tension rotorique nominale (V)	130(Y)
Courant statorique nominal (A)	5.8
Courant rotorique nominal (A)	19
Vitesse nominale (tr/min)	1435
$R_s(\Omega)$	3.780
$L_s(H)$	0.440
$R_r(\Omega)$	0.683
$L_r(H)$	0.027
$L_m(H)$	0.126
$J(kg.s^{-1})$	0.066

- **Mécanisme de synchronisme:** cet étage est composé d'un disjoncteur (16A), d'un contacteur et deux boutons poussoirs marche /arrêt pour une commande manuelle.

Trois capacités céramiques de valeur $5.6\mu F$ montées en étoile sont placées à la sortie des enroulements statoriques pour le filtrage de ces tensions.

4.2.2. Partie interface: Commande/Puissance

Elle assure l'interfaçage entre la partie puissance et la partie commande. Elle permet d'envoyer les différentes informations de signaux de la partie puissance à la carte de commande et d'envoyer dans l'autre sens les signaux de commande calculés et amplifiés vers les entrées du convertisseur SEMIKRON. Cette interface est constituée de deux types de cartes

- Les cartes de mesures qui assurent l'acquisition des données de la partie puissance: des cartes pour la mesure des courants rotoriques, des tensions de réseau et tensions statoriques et la carte d'acquisition des signaux de codeur incrémental.
- La carte qui assure l'amplification des signaux de commande entre la carte STM32F4 et le convertisseur de puissance.

Carte des mesures des tensions et des courants

Les capteurs utilisés dans le banc expérimental sont les suivants:

- Des capteurs tension à effet HALL LEM LV 25-P pour mesurer respectivement les tensions réseaux et les tensions statoriques.
- Des capteurs courant à effet HALL LEM LTS 25NP pour mesurer les courants rotoriques.

Ces cartes de mesure tiennent compte de la caractéristique de la cible d'implémentation, STM32F4, telle que la valeur maximale du signal d'entrée de cette carte qui est égale à 3V et la valeur de base du signal mesuré. Ces cartes comprennent trois étages:

- Un premier étage qui contient les capteurs.
- Un deuxième étage d'amplificateurs qui assurent l'adaptation de niveau de tension, afin d'avoir un signal compris entre -1.5V et 1.5V.
- Un troisième étage assure la régulation du signal d'offset afin d'établir d'une part un signal positif à l'entrée de la carte STM32F4 et d'autre part un signal compris entre 0 et 3V à la sortie de cet étage.

Carte de l'acquisition de la position

La mesure de la position est assurée par un codeur incrémental possédant une résolution de 10 bits. Son alimentation est assurée à l'aide d'une tension continue 15V. Ainsi, les signaux de sortie ont un niveau logique entre 0 et 15V. La carte d'interface codeur permet l'adaptation du niveau de tension de ces sorties au niveau logique de la carte STM32F4 (entre 0 et 3V). Le principe de l'acquisition des signaux de codeur incrémental et leurs adaptations sont illustrés dans la figure 4.4.

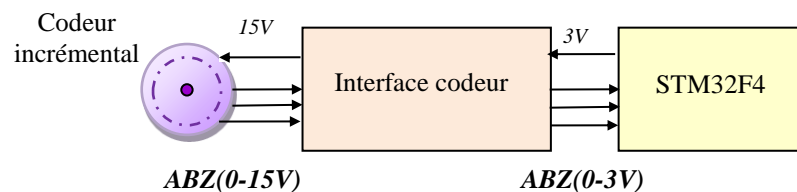


Figure 4. 4 Principe de l'acquisition des signaux de codeur incrémental

Carte d'interface entre le convertisseur de puissance et la commande

Cette carte assure l'adaptation des signaux de commande entre le circuit en amont (carte de commande STM32F4) ayant un niveau logique 0-3V et le circuit en aval (circuit de puissance), présentés par les interrupteurs de puissance IGBT du SEMIKRON qui ont un niveau logique entre 0V et 15V. Les signaux d'erreurs générés par l'onduleur sont aussi envoyés à cette carte afin d'annuler l'envoi des signaux de commande en cas d'incident.

4.2.3. Partie commande

Elle est présentée par une carte «STM32F4 Discovery» de STMicroelectronics. Le composant STM32F4 de cette carte assure l'exécution et le traitement des algorithmes

développés déjà établis. Il est basé sur le processeur *Cortex-M4-ARM*, qui est associé à une unité à virgule flottante (*FPU*) et fonctionne avec une fréquence d'horloge du système égale à 168MHz.

- 3*12-bit *ADC* (Convertisseur analogique numérique) avec un temps de conversion de l'ordre de 0.41 μ s.
- *DAC* (Convertisseur numérique analogique)
- 12*Timer 16-bit
- 2*32-bit *Timer* avancés (pour génération des signaux MLI et comptage des impulsions de codeur).

Les entrées sorties de la carte *STM32F4* possèdent un niveau logique 0-3V.

4.3. Implémentation numérique de l'algorithme de contrôle

La stratégie de contrôle à implanter est celle donnée dans la figure 2.12 (stratégie de synchronisation). La figure 4.5 montre la structure générale de l'algorithme implanté sur le *STM32F4*. Outre l'algorithme de contrôle, l'architecture de la commande inclut aussi d'autres modules tels que le module de conversion analogique numérique qui permet de donner des signaux adaptés au format des données à traiter. Parmi les autres modules, nous avons le module de *TIMER* qui joue le rôle d'une interface codeur (*IC*) permettant le comptage des impulsions envoyées par le codeur pour déterminer la position électrique de la machine.

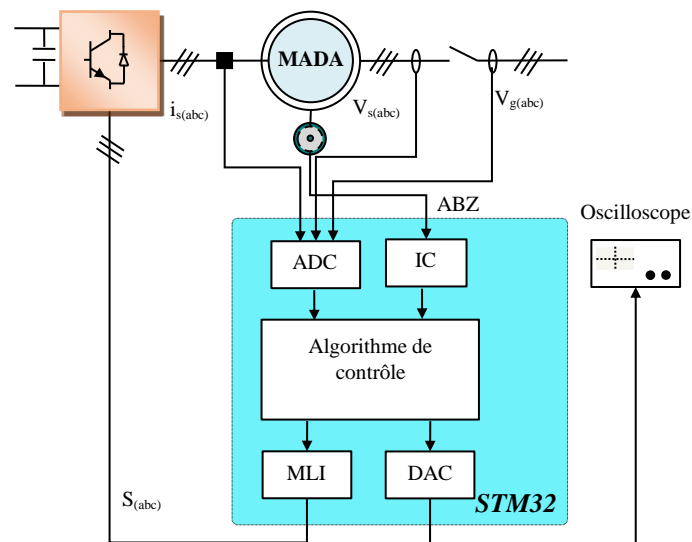


Figure 4. 5 Architecture générale de l'algorithme de commande à implanter

4.3.1. Décomposition modulaire de l'algorithme à implanter

Ce paragraphe présente les différents modules nécessaires pour la mise en œuvre de l'algorithme de contrôle. Nous présentons ainsi, les équations à implanter pour chaque module ou bien les périphériques STM32F4 nécessaires. Le tableau 4.4 donne le résultat de partitionnement modulaire de l'algorithme de contrôle.

Tableau 4. 4 Décomposition modulaire de l'algorithme du contrôle

Module	Equations/Périphérique STM
Acquisition des données	Configuration des périphériques ADC
Transformation de <i>Clarck</i>	$\begin{cases} X_\alpha = k_t (3/2 X_a) \\ X_\beta = k_t [\sqrt{3}/2 (X_b - X_c)] \end{cases}$
Transformation $\alpha\beta/dq$	$\begin{cases} X_d = k_t [X_\alpha \cos \theta + X_\beta \sin \theta] \\ X_q = k_t [-X_\alpha \sin \theta + X_\beta \cos \theta] \end{cases}$
Cordic pour <i>arctg</i>	
Calcul de la position	<i>Timer avancé 8</i> pour fonctionnement interface de codeur incrémental.
Calcul de la pulsation mécanique/ statorique	
Calcul de la pulsation rotorique	$\omega_r = \omega_s - \omega$
Calcul de l'angle rotorique	$\theta_r = \int \omega_r$
Elimination de déphasage entre angle de réseau et angle statorique	$\begin{cases} \Delta\theta = PI(V_s - V_g) \\ \theta_r = \theta - \theta_s + \Delta\theta \end{cases}$
Transformation $dq/\alpha\beta$	$\begin{cases} X_\alpha = k_t [X_d \cos \theta - X_q \sin \theta] \\ X_\beta = k_t [X_d \sin \theta + X_q \cos \theta] \end{cases}$
Transformation $\alpha\beta/abc$	$\begin{cases} X_a = k_t [X_\alpha] \\ X_b = k_t [-1/2 X_\alpha + \sqrt{3}/2 X_\beta] \\ X_c = k_t [-1/2 X_\alpha - \sqrt{3}/2 X_\beta] \end{cases}$
MLI	<i>Timer1</i> avancé pour fonctionnement MLI
Définition de la période d'échantillonnage	<i>Timer 3</i>

L'avantage de la décomposition modulaire de l'algorithme vient non seulement de la simplicité de l'implantation mais aussi de la transportabilité de certains modules. Ainsi, leur validation ne concerne pas seulement une seule phase de fonctionnement, mais ils sont également valables pour les autres phases.

Nous présentons dans la figure 4.6 l'architecture détaillée de la commande vectorielle à implanter pour synchroniser le stator avec le réseau.

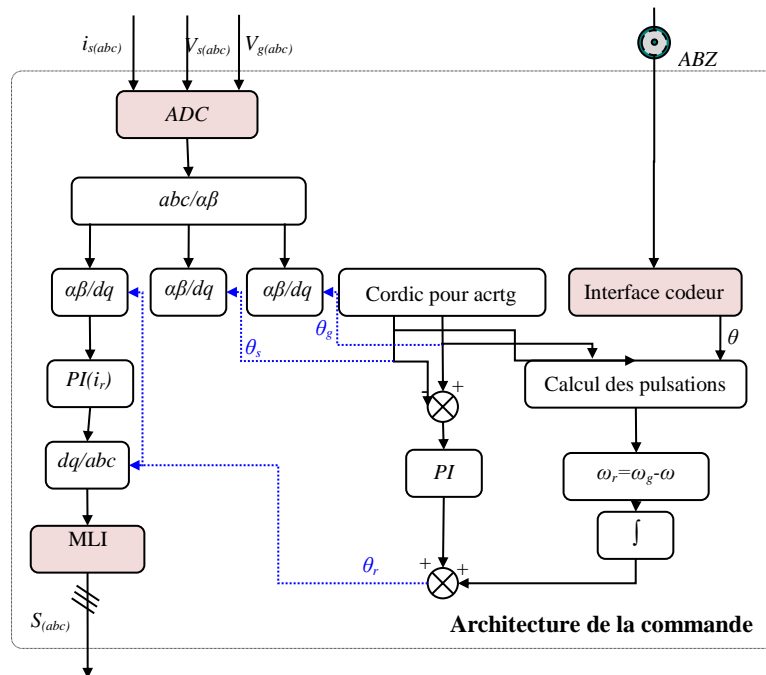


Figure 4. 6 Architecture de la commande

Le programme du contrôle est divisé principalement selon les étapes suivantes:

- Acquisition des données (tensions, courant et vitesse)
- Transformations de coordonnées et calcul des différents angles
- Bloc de régulation PI des courants rotoriques
- Calcul des tensions de référence
- Génération des signaux MLI.

L'architecture du programme implanté en langage C sur le STM32F4 est présentée dans la figure 4.7.

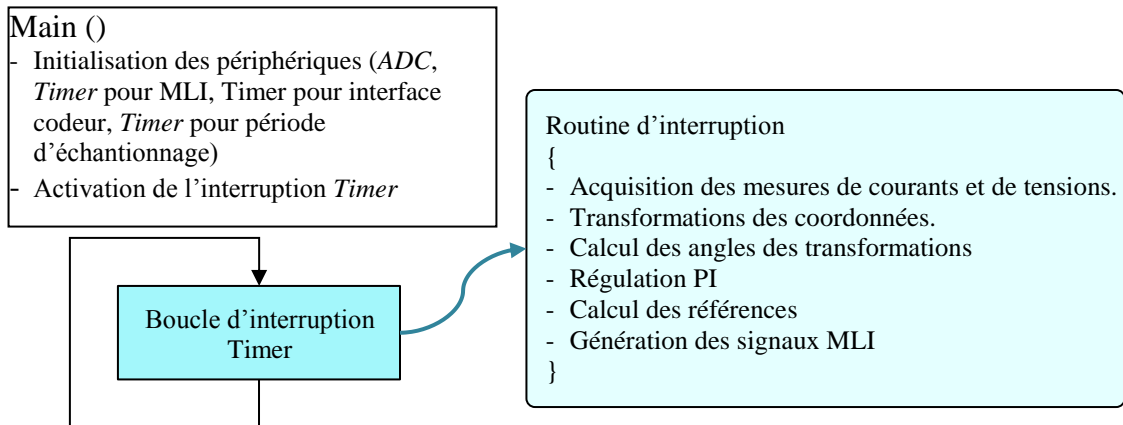


Figure 4. 7 Architecture du programme de la commande implantée en langage C sur le STM32F4

Comme montré dans cette architecture, la première étape de programmation consiste à initialiser les différents périphériques ainsi que la configuration des entrées/sorties de STM32F4 qui vont être exploitées dans l'algorithme de contrôle (configuration des entrées numériques pour les signaux du codeur incrémental, configuration des entrées analogiques pour les mesures des courants et des tensions et configuration des sorties analogiques pour la visualisation des résultats). Le traitement des données ainsi que toutes les opérations de calcul sont effectués durant l'interruption d'un *Timer*.

La figure 4.8 montre la chronologie des différentes opérations nécessaires pour la génération des signaux de commande.

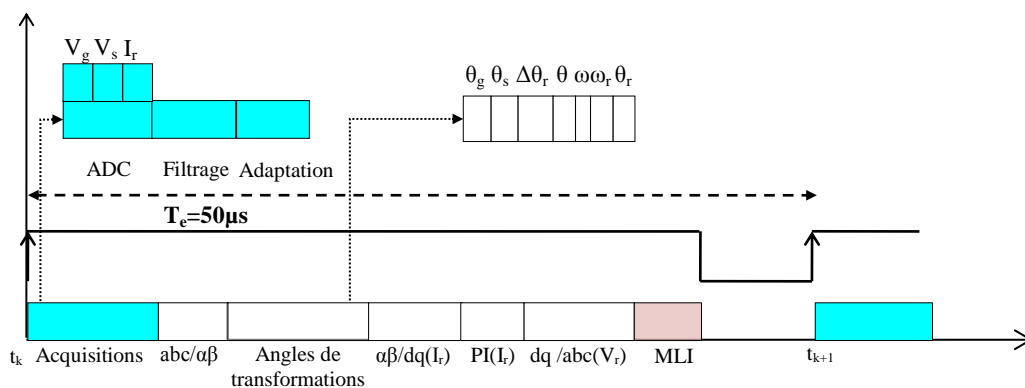


Figure 4. 8 Chronogramme de l'exécution de l'algorithme implémenté

A l'instant t_k , qui indique le début de $k^{\text{ième}}$ période d'échantillonnage, fixée à $50\mu s$ pour ce programme, la conversion des entrées analogiques (courants tensions) est assurée. Ce qui permet, après un temps de $t_{abc/\alpha\beta}$, de calculer les transformations ($abc/\alpha\beta$) des tensions de

réseau et des tensions statoriques. Ces transformations nous ont permis dans une troisième étape de déterminer les deux angles θ_g et θ_s qui à partir des quelles nous avons calculé le déphasage $\Delta\theta_r$. Ce déphasage est ajoutée à l'angle θ_{ri} calculé après le calcul de l'angle mécanique obtenu à partir de l'acquisition des signaux de codeur incrémental et le calcul des différents pulsations.

L'obtention de l'angle de transformation rotorique θ_r permet dans l'opération suivante le calcul des transformées ($\alpha\beta/dq$) des courants rotoriques, qui constituent les entrées des boucles de régulation. Ainsi, la boucle de régulation active la transformation inverse (dq/abc) qui génère les tensions rotoriques de références qui permettent dans une dernière étape de calculer les signaux de commande

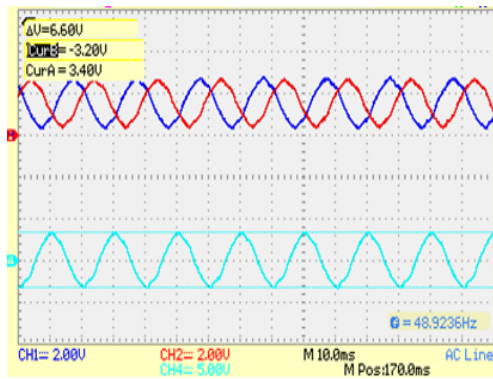
Le tableau 4.5 donne les performances en terme temps de calcul mis pour de chaque opération lors de l'implantation de l'algorithme de contrôle.

Tableau 4. 5 Performances de l'architecture de la commande en termes de temps de calcul

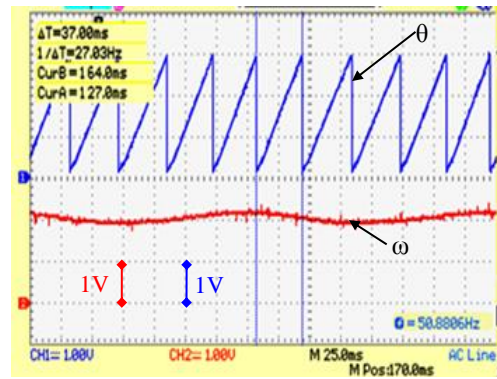
Module	Temps de calcul
Acquisitions	17 μ s
$abc/\alpha\beta$	1 μ s
Angles de transformation	10.9 μ s
$\alpha\beta/dq$	1.2 μ s
PI(i_r)	0.56 μ s
$dq/abc(i_r)$	6 μ s
Génération des références	0.84 μ s

4.3.2. Validation expérimentale des modules de la commande

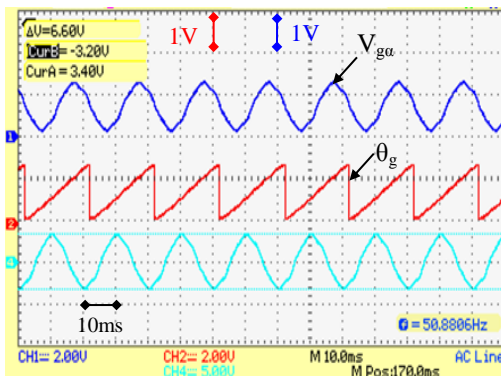
Avant l'implantation de l'algorithme complet, la validation de chaque module de contrôle est tout d'abord réalisée. La figure montre la validation de module d'acquisition des tensions statoriques (figure 4.9(a)). La reconstitution de l'angle de rotation à partir des signaux de codeur incrémental, ainsi que la pulsation mécanique sont données par la figure 4.9(b). La validation de module de transformation de Clarke et le calcul de l'angle de réseau sont données par la figure 4.9(c). Cet angle est utilisé pour la mise en œuvre de transformation $\alpha\beta/dq$ des tensions de réseau (courbe(d) de figure 4.9). La validation de module de régulation PI est donnée dans la figure 4.9(e). L'implantation de l'algorithme complet donne le résultat montré dans la courbe (f) de la figure 4.9. Par conséquent, nous avons une tension statorique avec la même fréquence et amplitude que ceux de la tension de réseau, mais avec deux phases différentes.



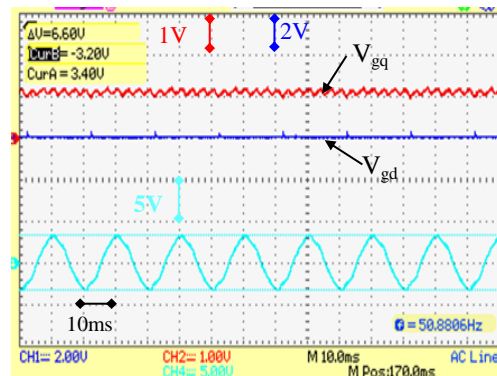
(a) Acquisition des tensions de réseau



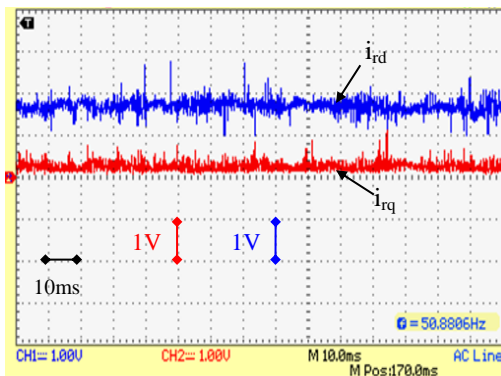
(b) Position avec codeur et pulsation mécanique



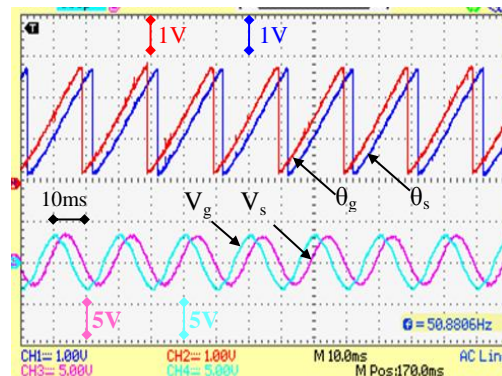
(c) Tension V_{ga} et angle de réseau



(d) Composantes quadratique et directe des tensions de réseau



(e) Composantes quadratique et directe des courants rotoriques



(f) Tensions statoriques et tensions de réseau avec le déphasage

Figure 4. 9 Validation des modules de commande

Un régulateur *PI* permet la compensation de déphasage entre la tension statorique et la tension de réseau. L'entrée de ce régulateur est la différence entre l'angle du stator et l'angle de réseau. La sortie du *PI* sera additionnée à l'angle rotorique, comme montrée dans la figure 4.10.

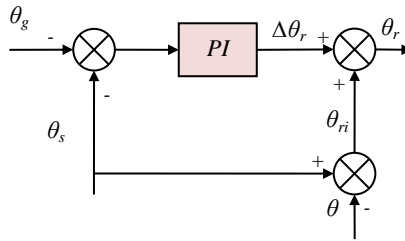


Figure 4. 10 Principe de compensation de déphasage entre tension stator et tension de réseau

En comparant avec les résultats donnés par figure 4.9 (f), les acquisitions données par la figure 4.11 montrent l'élimination de déphasage entre la tension statorique et celle de réseau. Ainsi, nous avons une superposition de deux tensions en amplitudes, phases et fréquences.

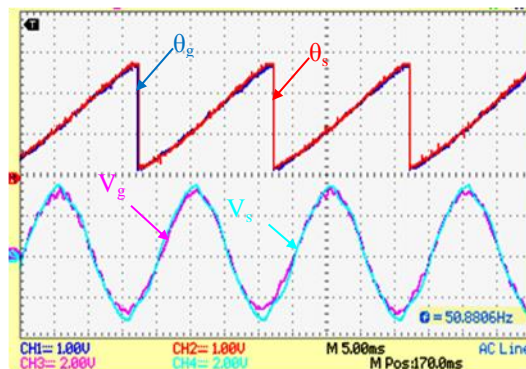


Figure 4. 11 Superposition entre tension de réseau et tension statorique avant l'accrochage au réseau

4.3.3. Validation expérimentale de la stratégie de commande et accrochage au réseau

La figure 4.12 montre l'évolution des tensions de réseau, des tensions statoriques, du courant rotorique et du courant statorique avant et après l'instant de la connexion avec le réseau.

Les deux courbes des tensions sont identiques en termes de phases, de fréquences et d'amplitudes. Le procédé d'accrochage est réalisé d'une manière sûre et sécurisée à travers les instruments de synchronisation. En effet, aucun appel de courant n'a été provoqué à l'instant de la connexion avec le réseau.

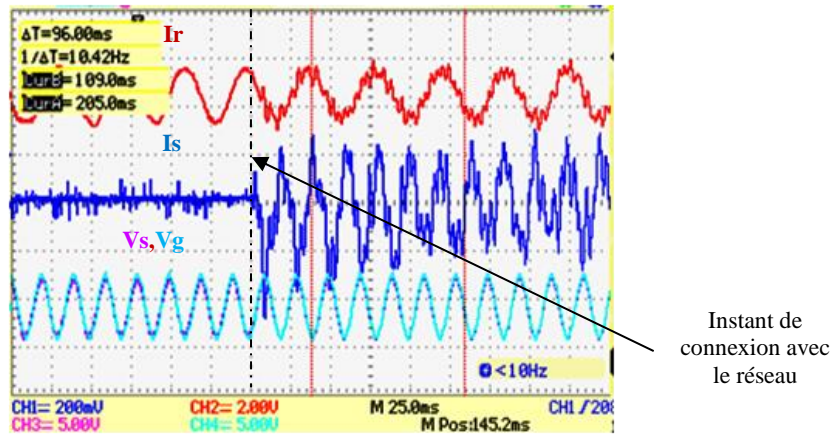


Figure 4. 12 Courant rotorique, courant statorique, tension statorique et tension de réseau

4.4. Détection des défauts capteur

Les exigences de disponibilité, d'efficacité, de qualité, de fiabilité et de sûreté des systèmes électriques sont de plus en plus élevées. De même pour notre système de pompage turbinage avec MADA, l'occurrence des défauts au niveau de l'un des composants peut engendrer des perturbations pouvant entraîner un dysfonctionnement du système complet.

Pour satisfaire au mieux ces différentes contraintes, le défaut doit être détecté et localisé. La commande peut être reconfigurée pour la continuité de service soit en mode dégradé soit avec les mêmes performances avant l'occurrence de défaut.

Selon le domaine d'application et ses spécifications, plusieurs stratégies de détection de défaut et d'isolation (dite FDI pour *Fault Detection and Isolation*) s'imposent. L'objectif principal est d'avoir une détection de défaut pour que la commande tolérante au défaut réagisse rapidement avant la propagation de l'erreur.

Dans cette partie, nous nous intéressons à l'application d'une méthode de détection de défaut à base de modèle, notamment celles d'espace de parité pour la détection de défauts capteurs dans notre système.

4.4.1. Méthode de détection de défaut capteur position

La mesure de position est nécessaire d'une part pour les transformations de coordonnées, en effet, elle est utilisée pour la détermination de l'angle de transformation des grandeurs rotoriques en exploitant l'équation de pilotage. D'autre part, l'information de la vitesse est utilisée pour le système de contrôle dans la boucle externe de régulation de la vitesse.

La forme d'onde de sortie de la position mesurée augmente de façon linéaire lorsque la fonction modulo 2π n'est pas appliquée, en tenant compte de la pulsation électrique kT_a et $(k+1)T_a$. La discrétisation en utilisant la méthode d'*Euler Backward* donne la relation position/vitesse exprimée par (54).

$$\begin{aligned}\theta_k &= \theta_{k-1} + kT_a\omega \\ \Rightarrow \theta_k - \theta_{k-1} &= a\end{aligned}\tag{54}$$

Avec $a = kT_a\omega$

k correspond à l'instant kT_a et T_a est la période d'échantillonnage.

Nous rappelons dans ce qui suit le principe de la méthode de détection. Elle consiste en une méthode simplifiée, basée sur l'approche espace de parité [104]. Cette méthode peut être utilisée pour détecter toute perturbation brusque qui affecte la valeur de la position. Elle se base sur le calcul des différences entre les mesures de la position dans la fenêtre de données $[k, k+2]$. En effet, seules trois acquisitions de la position sont nécessaires, pour une détection rapide des défauts. Les mesures données par (55) sont calculées aux instants kT_a , $(k+1)T_a$ et $(k+2)T_a$.

$$\begin{aligned}\delta_{y_k} &= \theta_k - \theta_{k-1} = a \\ \delta_{y_k} &= \theta_{k-1} - \theta_{k-2} = a \\ \Rightarrow P_k &= \delta_{\theta_k} - \delta_{\theta_{k-1}}\end{aligned}\tag{55}$$

Où P_k présente le résidu de cette méthode de détection.

Lors du fonctionnement en mode sain, la différence entre deux valeurs de mesure consécutives est constante, de sorte que le résidu P_k est égal à zéro.

$$P_k = \delta_{\theta_k} - \delta_{\theta_{k-1}} = 0\tag{56}$$

Dans les conditions réelles, le bruit existe toujours. Ainsi, le seuil résiduel devrait être fixé en fonction du niveau de bruit acceptable. Dans ce cas P_k peut être exprimé par (57).

$$\begin{aligned}P_k &= \delta_{\theta_k} - \delta_{\theta_{k-1}} < \varepsilon \\ \varepsilon_{\max} &= \delta\end{aligned}\tag{57}$$

Où δ est le niveau de bruit maximal acceptable.

En cas des défauts, $\delta_{y_k} = \theta_k - \theta_{k-1} \neq a$, le niveau de bruit est inacceptable. Dans ce cas, la valeur donnée dans (57) dépasse le seuil défini au moment de l'occurrence de défaut.

$$\varepsilon < P_k = \delta_{\theta_k} - \delta_{\theta_{k-1}} < \varepsilon + d \quad (58)$$

Pour amplifier la valeur de résidu, la valeur absolue est considérée, dont l'expression est donnée par(59) et l'expression finale de résidu est donnée par l'équation (60).

$$r_k = |P_k| = |\theta_k - 2\theta_{k-1} + \theta_{k-2}| \quad (59)$$

$$R_k = r_k + r_{k-1} + r_{k-2} \quad (60)$$

La structure de l'algorithme de résidu mis en œuvre est détaillée sur la figure 4.13.

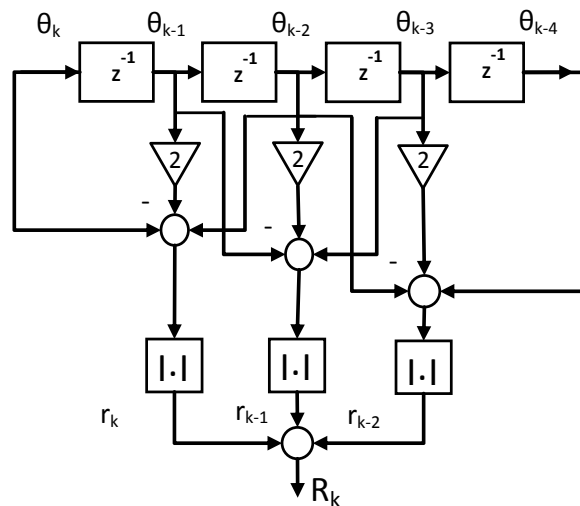


Figure 4. 13Algorithme d'implémentation de résidu de la position

La figure 4.14 illustre l'évolution du signal de résidu avant et après l'occurrence d'un capteur de position.

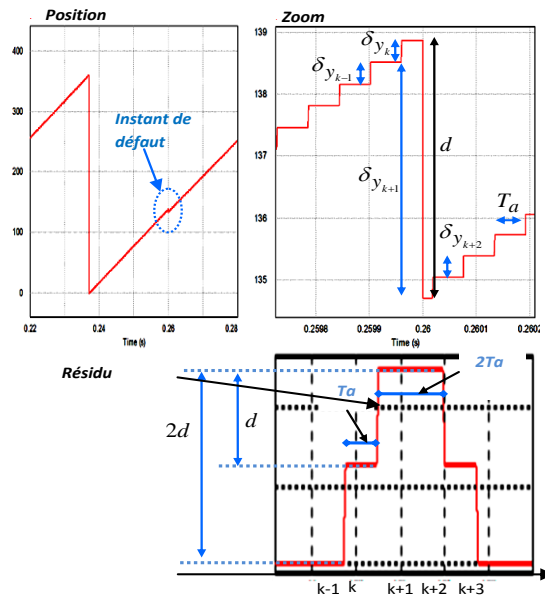


Figure 4. 14 Evolution de résidu de la position avant et après le défaut

4.4.2. Implémentation de l'algorithme de détection

L'algorithme de détection est implémenté pour détecter les défauts qui peuvent apparaître au niveau du codeur incrémental utilisé dans la maquette. Le calcul de la valeur de résidu est effectué chaque acquisition de la position et il dépend également des quatre dernières valeurs de mesure mémorisées. Cette méthode de détection est illustrée dans la figure 4.15.

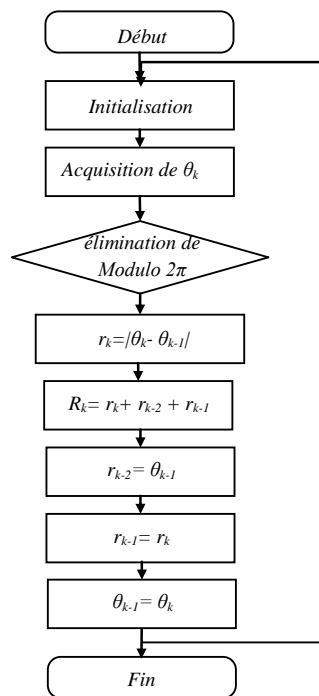


Figure 4. 15 Organigramme de l'algorithme de détection de défaut capteur position

La validation de l'algorithme de détection est assurée par l'application de deux types de défauts, le premier est un défaut de gain total, le deuxième est un défaut de gain de 75% et le troisième défaut est un défaut offset de 20%.

Les défauts appliqués sur la position sont émulés selon le principe illustré dans la figure 4.16. Le signal mesuré à travers une carte d'acquisition est additionné ou multiplié par une constante (K_{Gain} ou K_{Offset}), qui définit le taux d'occurrence de défaut.

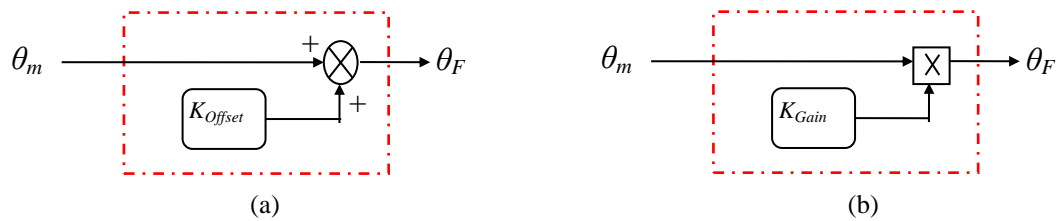


Figure 4. 16 Émulateur de défaut capteur: (a)Défaut offset, (b) Défaut gain

La détection de défaut perte totale de l'information est montrée dans la figure 4.17.

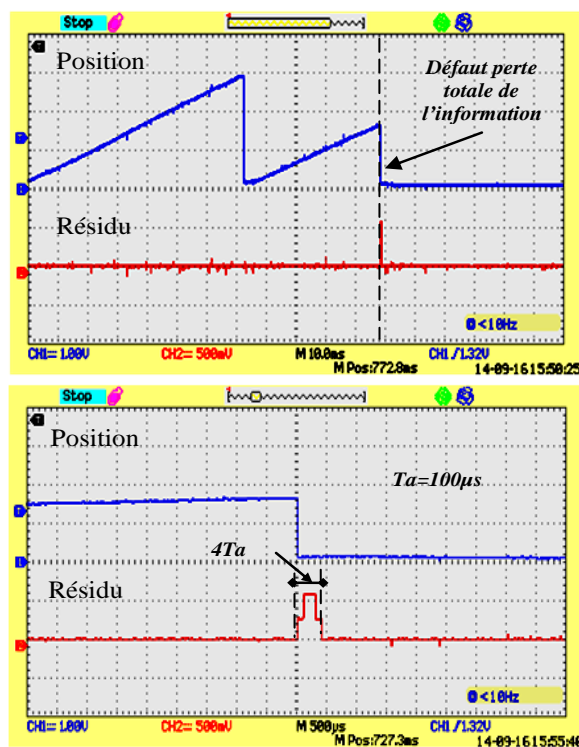


Figure 4. 17 Résidu de la position après une perte totale de l'information

La détection de défaut de gain de 75% est montrée dans la figure 4.18.

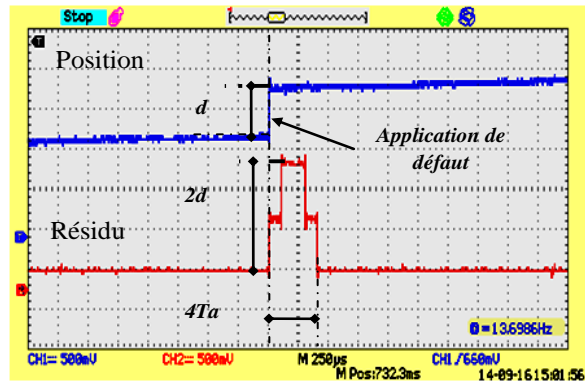


Figure 4. 18 Résidu de la position après un défaut de gain de 75%

La détection de défaut offset est montrée dans la figure 4.19.

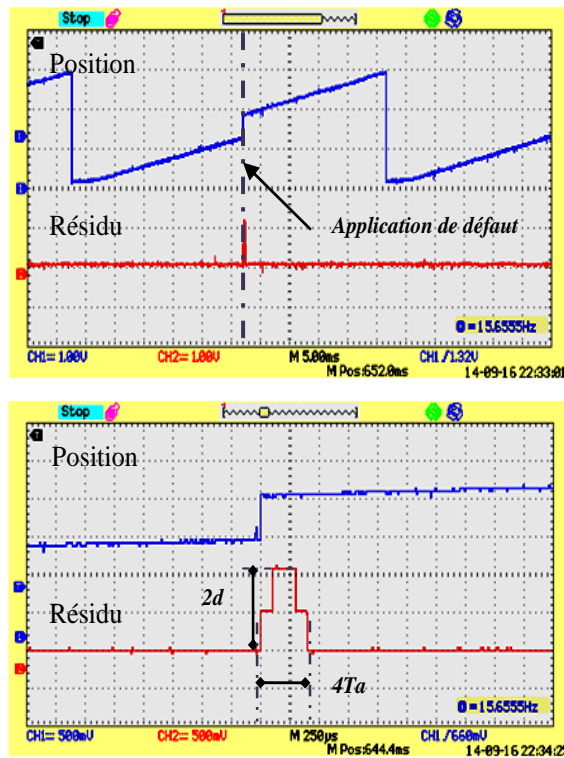


Figure 4. 19 Résidu de la position après un défaut d'offset de 20%

Cette approche a été également utilisée pour la détection des défauts capteur courant. La figure 4.20 montre le résidu obtenu après l'application d'un défaut offset sur la mesure du courant rotorique.

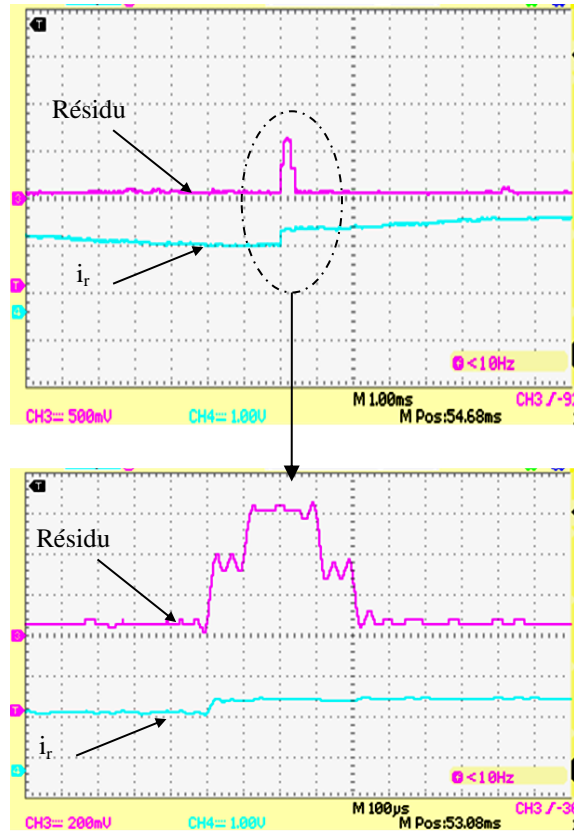


Figure 4. 20 Résidu de courant rotorique après un défaut d'offset de 20%

La même approche de détection et isolation de défaut capteur de courant, appliquée aux capteurs de tension, permet de détecter et isoler rapidement un tel défaut et reconfigurer le contrôle en n'utilisant que deux capteurs sur les trois installés (pour chaque cas, un par phase).

4.5.Conclusion

Dans ce chapitre, le dispositif expérimental de puissance de 4kW développé dans le cadre de cette thèse a été présenté en détaillant ses différents composants. Les différents modules menant au contrôle de courant pour toutes les phases de fonctionnement, du démarrage, à la synchronisation et la reconfiguration de la commande ont été testés: transformation de coordonnées, régulations de courant, compensation des termes non linéaires, synchronisation avec le réseau puis connexion.

Dans la deuxième partie de ce chapitre une méthode de détection des défauts capteurs qui se base que l'approche espace de parité a été implémentée pour la vérification du bon fonctionnement des mesures de courant et de position issue du codeur incrémental. La méthode de détection a été testée avec trois types des défauts: défaut de gain, défaut d'offset

et défaut perte d'information. Cette approche permet d'isoler les défauts inhérents au système (défauts capteurs dans ce cas), des défauts dus au réseau

Conclusion générale

Dans ce mémoire, nous avons étudié un système de pompage turbinage à vitesse variable avec MADA. Ce système joue un rôle important dans la stabilité de réseau électrique. Cependant le réseau électrique peut avoir plusieurs perturbations. Ces perturbations influent sur le bon fonctionnement du système de pompage et peuvent provoquer son arrêt total. Nous avons alors analysé le comportement du système en cas des perturbations de réseau électrique pour pouvoir dégager après les actions correctives pour la continuité de service de cet élément stabilisateur de réseau électrique.

Pour atteindre ces objectifs, nous avons commencé dans le premier chapitre par présenter un état de l'art sur les différentes techniques de stockage de l'énergie électrique dans le monde. Cet état de l'art nous a montré que les systèmes de pompage turbinage est la technologie de stockage la plus sûre et la plus efficace de point de vue capacité de stockage, simplicité et mise en œuvre.

Plusieurs structures ont été adoptées pour ces types de systèmes. La structure la plus répandue est celle à vitesse fixe avec machine synchrone fonctionnant dans son régime nominal. Aujourd'hui, cette structure présente certaines limites vis-à-vis la variation de profil des charges et l'intermittence des énergies renouvelables. C'est ce qui nous a permis d'orienter notre étude vers un système de pompage turbinage à vitesse variable avec MADA.

Dans le deuxième chapitre, une modélisation du système avec MADA en vue de sa commande a été effectuée. Cette modélisation est établie dans trois étapes. Dans la première étape, nous avons détaillé les stratégies de contrôle. En effet, le fonctionnement pompage consiste principalement en trois phases. La première est la phase de démarrage. Dans cette phase, le stator est court-circuité, d'où le contrôle établi est un contrôle vectoriel pour une machine asynchrone à cage classique. Ce contrôle présente comme objectif la magnétisation de la machine et le démarrage jusqu'à atteindre la vitesse de synchronisme nécessaire pour la connexion avec le réseau. Dans la deuxième phase, le contrôle est établi pour synchroniser le stator de la MADA avec le réseau. En effet, son objectif était de générer au stator, une tension égale à celle de réseau en termes d'amplitudes, phases et fréquences. Dans la troisième phase, le contrôle des convertisseurs permet le fonctionnement pompage. Les résultats de simulation sont présentés pour montrer la réponse du système durant les phases précédemment décrites.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, l'impact de la variation de l'impédance de réseau sur la stabilité du système est étudié à partir d'une analyse par les valeurs propres du système. Cette analyse vise à augmenter la plage de stabilité du système face à des perturbations du réseau, et ceci en dimensionnant le filtre à la sortie du convertisseur côté réseau en tenant compte de cette impédance réseau.

Après la description détaillée de la structure adoptée, le chapitre suivant consiste à l'étude de comportement de ce système en présence des perturbations de réseau électrique. Une étude du comportement du système en cas des défauts symétriques et asymétriques de réseau électrique a été présentée. En premier lieu, les impacts de ces défauts ont été montrés. Ces impacts sont principalement: des oscillations de couple électromagnétique, des surintensités et un déséquilibre aux niveaux des courants. En deuxième lieu, ces impacts sont analysés pour pouvoir connaître les origines de ces défauts et quelles sont les solutions pour les atténuer. Cette analyse conduit à deux solutions pour les défauts symétriques et une pour les défauts asymétriques. La première solution adoptée pour les défauts symétriques concerne les défauts de faible amplitude. Elle consiste à ajuster les références dans la structure du contrôle pour s'adapter à la nouvelle condition de réseau et empêcher l'activation de la protection. La deuxième solution concerne les défauts avec une amplitude de creux importante. Cette solution consiste à la modification de la stratégie de contrôle pour éliminer les effets des défauts.

Pour atténuer les impacts des défauts asymétriques, nous avons ajouté des résistances de puissance au point de la connexion avec le réseau. L'activation de chaque résistance est effectuée en fonction de la phase défectueuse.

Dans le quatrième et le dernier chapitre, le dispositif expérimental de puissance de 4kW développé dans le cadre de cette thèse a été présenté. Les résultats expérimentaux validés à l'aide de ce banc concernent d'une part les algorithmes du contrôle en mode sain. D'autre part, une méthode de détection des défauts capteurs qui se base que l'approche espace de parité a été implémentée pour la vérification du bon fonctionnement des capteurs mise en œuvre pour le contrôle du système d'étude.

Annexe1 Détermination des paramètres de la MADA

La figure A1.1 présente le schéma équivalent monophasé de la MADA, à partir duquel nous allons déterminer les paramètres.

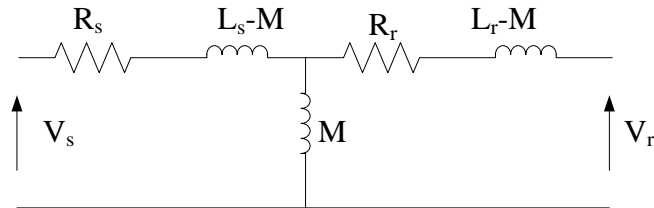


Figure A1. 1 Schéma équivalent monophasé de la MADA

a) Essai pour détermination de R_s

Expérimentalement, la valeur de R_s est déterminée en alimentant en continu deux phases du stator, avec un rotor en court-circuit, comme montré dans la figure A1.2

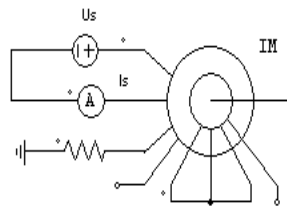


Figure A1. 2 Essai pour la détermination de la résistance statorique

$$R_s = \frac{U_s}{2I_s} \quad (61)$$

I_s : Courant circulant dans une phase.

❖ Essais expérimentaux

Tableau A1. 1 Essais expérimentaux pour la détermination de R_s

U_s (V)	1	1,5	2	2,5	3	5	7,5	10
I_s (A)	0,13	0,2	0,27	0,34	0,41	0,69	1,04	1,38
R_s (Ω)	3,776	3,68	3,633	3,606	3,588	3,553	3,535	3,553

$$\rightarrow R_s = 3.63 \Omega$$

b) Essai pour détermination de R_r

Expérimentalement, la valeur de R_r est déterminée en alimentant en continu deux phases du rotor, avec un stator ouvert.

$$R_r = \frac{U_r}{2I_r} \quad (62)$$

I_r : Courant circulant dans une phase du rotor.

❖ Essais expérimentaux

Tableau A1. 2 Essais expérimentaux pour la détermination de R_r

U_r (V)	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
I_r (A)	0,11	0,18	0,24	0,31	0,37	0,65	1,71
R_r (Ω)	0,3845	0,4855	0,555	0,5751	0,6056	0,3915	0,1346

$$\rightarrow R_r = 0.49 \Omega$$

c) Essai pour détermination de L_s et M_{sr}

L'inductance statorique et l'inductance mutuelle vue du stator sont déterminées avec un essai où le stator est alimenté par une source sinusoïdale d'amplitude V_s et de fréquence f_s et le rotor est ouvert.

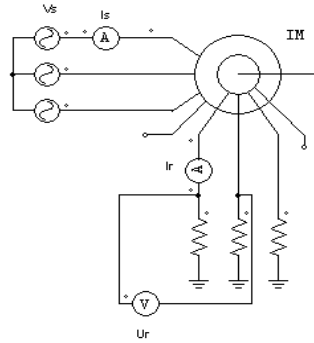


Figure A1. 3 Essai pour la détermination de l'inductance statorique et l'inductance mutuelle

$$\begin{cases} \bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + j\omega_s (L_s \bar{i}_s + M \bar{i}_r) \\ \bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + j\omega_r (L_r \bar{i}_r + M \bar{i}_s) \\ \bar{i}_r = 0 \end{cases} \quad (63)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + j\omega_s L_s \bar{i}_s \\ \bar{v}_r = j\omega_r M \bar{i}_s \end{cases}$$

$$L_s = \frac{\sqrt{\left(\frac{V_s}{I_s}\right)^2 - R_s^2}}{\omega_s} \quad (64)$$

$$M_{sr} = \frac{V_r}{\omega_r I_s} \quad (65)$$

❖ Essais expérimentaux

Tableau A1. 3 Essais expérimentaux pour la détermination de L_s et M

U_s (V)	22	54	102	155	203	253	302	345
I_s (A)	0,074	0,145	0,25	0,354	0,456	0,567	0,678	0,777
U_r (V)	4	10	19,4	29,3	38,35	47,7	57	65
m	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
L_s (H)	0,546	0,684	0,749	0,804	0,818	0,819	0,818	0,815
M_{sr} (H)	0,099	0,126	0,142	0,152	0,154	0,154	0,154	0,153

$$\rightarrow L_s = 0.748 \text{ H}$$

$$\rightarrow M_{sr} = 0.140 \text{ H}$$

V_s : Valeur maximale de la tension statorique

I_s : Valeur maximal du courant statorique

U_s : Tension statorique composée

U_r : Tension rotorique composée

M_{sr} : Inductance mutuelle vue du stator

$$\omega_s = 2\pi f_s$$

$$\omega_r = 2\pi f_r$$

d) Essai pour la détermination de L_r et M_{rs}

L'inductance rotorique et l'inductance mutuelle vue du rotor sont déterminées avec un essai où le rotor est alimenté par une source sinusoïdale d'amplitude V_r et de fréquence f_r et le stator est ouvert.

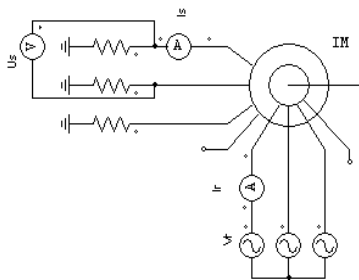


Figure A1. 4 Essai pour la détermination de l'inductance statorique et l'inductance mutuelle

$$\begin{cases} \bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + j\omega_s (L_s \bar{i}_s + M \bar{i}_r) \\ \bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + j\omega_r (L_r \bar{i}_r + M \bar{i}_s) \\ \bar{i}_s = 0 \end{cases} \quad (66)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \bar{v}_s = j\omega_s M \bar{i}_r \\ \bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + j\omega_r L_r \bar{i}_r \end{cases}$$

$$L_r = \frac{\sqrt{\left(\frac{V_r}{I_r}\right)^2 - R_r^2}}{\omega_r} \quad (67)$$

$$M_{rs} = \frac{V_s}{\omega_s I_r} \quad (68)$$

❖ Essais expérimentaux

Tableau A1. 4 Essais expérimentaux pour la détermination de L_r et M

U_r (V)	20	30	50,2	66	74,7	89,7
I_r (A)	1,52	1,94	3,15	4,29	4,85	5,99
U_s (V)	106	155	246	325	365	442
M	0,19	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20
L_r (H)	0,024	0,028	0,029	0,028	0,028	0,027
M_{rs} (H)	0,128	0,146	0,143	0,139	0,138	0,135

$$\rightarrow \boxed{L_r = 0.027 \text{ H}}$$

$$\rightarrow \boxed{M_{rs} = 0.138 \text{ H}}$$

$$\rightarrow \boxed{M = \sqrt{M_{sr} M_{rs}} = 0.139 \text{ H}}$$

Coefficient de dispersion	$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} = 0.058$
Constante du temps statorique	$T_s = \sigma \frac{L_s}{R_s} = 12 \text{ ms}$
Constante du temps rotorique	$T_r = \sigma \frac{L_r}{R_r} = 3.2 \text{ ms}$

V_r : Valeur maximale de la tension rotorique

I_r : Valeur maximal du courant rotorique

U_s : Tension statorique composée

U_r : Tension rotorique composée

M_{rs} : Inductance mutuelle vue du rotor

a) Rapport de transformation

Le rapport de transformation de la MADA peut être déterminé, en calculant le rapport entre la tension rotorique nominale et la tension statorique nominale relevées de la plaque signalétique.

$$m = \frac{V_m}{V_{sn}} = \frac{130}{690} = 0.188 \quad (69)$$

➤ Autres formules pour détermination de rapport de transformation

$$m = \sqrt{\frac{L_r}{L_s}} = \frac{L_r}{M} = \frac{M}{L_s} = \frac{I_{sn}}{I_{rn}} = \frac{N_r}{N_s} \quad (70)$$

→ Modèle PSIM considérée

Les valeurs des essais expérimentaux sont retrouvées en utilisant un modèle PSIM de la MADA possédant les mêmes paramètres trouvées expérimentalement avec un rapport de transformation unitaire.

Annexe 2 Modélisation de la MADA et commande vectorielle pour les trois phases de fonctionnement

1. Etude statique du système avec MADA

Notations

\overline{X}_s^s : Grandeur statorique exprimée dans le repère $\alpha_s\beta_s$, lié au stator

\overline{X}_r^r : Grandeur rotorique exprimée dans le repère $\alpha_r\beta_r$, lié au rotor

$\overline{X}_s = X_{s_d} + jX_{s_q}$ ou $\overline{X}_r = X_{r_d} + jX_{r_q}$ grandeur statorique ou rotorique exprimée dans le repère dq

a) Equations électriques de la machine

$$\overline{v}_s^s = R_s \overline{i}_s^s + \frac{d\overline{\psi}_s^s}{dt} \quad (71)$$

$$\overline{v}_r^r = R_r \overline{i}_r^r + \frac{d\overline{\psi}_r^r}{dt} \quad (72)$$

► Equations électriques de la machine dans le repère dq caractérisé par θ_s

$$\overline{X}_s = \overline{X}_s^s e^{-j\theta_s} = X_{s_d} + jX_{s_q} \Leftrightarrow \overline{X}_s^s = \overline{X}_s e^{j\theta_s} \quad (73)$$

$$\overline{X}_r = \overline{X}_r^r e^{-j(\theta_s - \theta)} = X_{r_d} + jX_{r_q} \Leftrightarrow \overline{X}_r^r = \overline{X}_r e^{j(\theta_s - \theta)} \quad (74)$$

L'expression de la tension complexe peut s'écrire sous la forme suivante:

$$\begin{aligned} \overline{v}_s^s &= R_s \overline{i}_s^s + \frac{d\overline{\psi}_s^s}{dt} \\ \Leftrightarrow \overline{v}_s^s e^{j\theta_s} &= R_s \overline{i}_s^s e^{j\theta_s} + \frac{d(\overline{\psi}_s^s e^{j\theta_s})}{dt} \\ \Leftrightarrow \overline{v}_s^s e^{j\theta_s} &= R_s \overline{i}_s^s e^{j\theta_s} + \frac{d\overline{\psi}_s^s}{dt} e^{j\theta_s} + j \frac{d\theta_s}{dt} \overline{\psi}_s^s e^{j\theta_s} \\ \Leftrightarrow \overline{v}_s^s &= R_s \overline{i}_s^s + \frac{d\overline{\psi}_s^s}{dt} + j \frac{d\theta_s}{dt} \overline{\psi}_s^s \\ \Leftrightarrow v_{s_d} + jv_{s_q} &= R_s (i_{s_d} + ji_{s_q}) + \frac{d(\psi_{s_d} + j\psi_{s_q})}{dt} + j \frac{d\theta_s}{dt} (\psi_{s_d} + j\psi_{s_q}) \end{aligned} \quad (75)$$

D'où

$$v_{s_d} = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_{s_d}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \psi_{s_q} \quad (76)$$

$$v_{s_q} = R_s i_{s_q} + \frac{d\psi_{s_q}}{dt} + \frac{d\theta_s}{dt} \psi_{s_d} \quad (77)$$

De même pour la tension rotorique on a:

$$\bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + \frac{d\bar{\psi}_r}{dt} + j \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \bar{\psi}_r \quad (78)$$

Et

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \frac{d\psi_{r_d}}{dt} - \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \psi_{r_q} \quad (79)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \frac{d\psi_{r_q}}{dt} + \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \psi_{r_d} \quad (80)$$

Les expressions des flux statorique et rotorique dans le repère dq sont données par:

$$\bar{\psi}_s = L_s \bar{i}_s + L_m \bar{i}_r \quad (81)$$

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + L_m \bar{i}_s \quad (82)$$

b) Equations de la machine en régime permanent :

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + j\omega_s \bar{\psi}_s \quad (83)$$

$$\bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + j\omega_r \bar{\psi}_r \quad (84)$$

$$\bar{\psi}_s = L_s \bar{i}_s + L_m \bar{i}_r \Rightarrow \bar{i}_s = \frac{\bar{\psi}_s - L_m \bar{i}_r}{L_s} \quad (85)$$

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + L_m \bar{i}_s \Rightarrow \bar{\psi}_r = \sigma L_r \bar{i}_r + \frac{L_m}{L_s} \bar{\psi}_s \quad (86)$$

En supposant que les chutes ohmiques très faibles, on aura

$$\begin{aligned} R_s \bar{i}_s &\ll j\omega_s \bar{\psi}_s \\ R_r \bar{i}_r &\ll j\omega_r \bar{\psi}_r \\ \sigma L_r \bar{i}_r &\ll \frac{L_m}{L_s} \bar{\psi}_s \end{aligned} \quad (87)$$

Et par conséquent

$$\begin{aligned}\bar{v}_s &\cong j\omega_s \bar{\psi}_s \\ \bar{\psi}_r &= \frac{L_m}{L_s} \bar{\psi}_s\end{aligned}\quad (88)$$

$$\bar{v}_r \cong j\omega_r \bar{\psi}_r = jg\omega_s \frac{L_m}{L_s} \bar{\psi}_s = g \frac{L_m}{L_s} \bar{v}_s = gm\bar{v}_s$$

$$\boxed{\begin{cases} |\bar{v}_r| \cong |gm\bar{v}_s| \\ |\bar{\psi}_r| \cong |m\bar{\psi}_s| \end{cases}}\quad (89)$$

$$\begin{cases} \psi_{sn} = \frac{V_{sn}}{\omega_{sn}} = 2.19Wb \\ \psi_{rn} = m\psi_{sn} = 0.41Wb \end{cases}$$

c) Bilan de puissance

La détermination de bilan des puissances revient à déterminer le transfert d'énergie dans la machine dans ses différents modes de fonctionnement.

i. Les puissances statoriques et rotoriques de la machine

L'étude est menée avec la transformation de coordonnées assurant une conservation d'amplitude

$$\bar{S}_s = \frac{3}{2} \bar{v}_s \bar{i}_s^* \quad (90)$$

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + \frac{d\bar{\psi}_s}{dt} + j\omega_s \bar{\psi}_s \quad (91)$$

En régime statique, le terme dérivé s'annule, l'expression de la tension devient:

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + j\omega_s \bar{\psi}_s \quad (92)$$

$$\bar{\psi}_s = L_s \bar{i}_s + L_m \bar{i}_r \quad (93)$$

D'où

$$\begin{aligned}\bar{S}_s &= \frac{3}{2} (R_s \bar{i}_s + j\omega_s \bar{\psi}_s) \bar{i}_s^* \\ \Rightarrow \bar{S}_s &= \frac{3}{2} [R_s \bar{i}_s + j\omega_s (L_s \bar{i}_s + L_m \bar{i}_r)] \bar{i}_s^* \\ \Rightarrow \bar{S}_s &= \frac{3}{2} (R_s |\bar{i}_s|^2 + jL_s \omega_s |\bar{i}_s|^2 + j\omega_s L_m \bar{i}_r \bar{i}_s^*) \\ \Rightarrow \bar{S}_s &= \frac{3}{2} [R_s |\bar{i}_s|^2 - \text{Im}(\omega_s L_m \bar{i}_r \bar{i}_s^*)] + j \frac{3}{2} [L_s \omega_s |\bar{i}_s|^2 + \text{Re}(\omega_s L_m \bar{i}_r \bar{i}_s^*)] \\ \bar{S}_s &= P_s + jQ_s\end{aligned}\quad (94)$$

$$\begin{aligned}
P_s &= \frac{3}{2} R_s |\bar{i}_s|^2 - \frac{3}{2} \text{Im}(\omega_s M \bar{i}_r \bar{i}_s^*) \\
\Rightarrow P_{js} &= \frac{3}{2} R_s |\bar{i}_s|^2 \\
\Rightarrow P_t &= -\frac{3}{2} \text{Im}(\omega_s M \bar{i}_r \bar{i}_s^*)
\end{aligned} \tag{95}$$

$$\bar{S}_r = \frac{3}{2} \bar{v}_r \bar{i}_r^* \tag{96}$$

$$\bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + j\omega_r \bar{\psi}_r \tag{97}$$

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + L_m \bar{i}_s \tag{98}$$

D'où

$$\begin{aligned}
\bar{S}_r &= \frac{3}{2} (R_r \bar{i}_r + j\omega_r \bar{\psi}_r) \bar{i}_r^* \\
\Rightarrow \bar{S}_r &= \frac{3}{2} [R_r \bar{i}_r + j\omega_r (L_r \bar{i}_r + L_m \bar{i}_s)] \bar{i}_r^* \\
\Rightarrow \bar{S}_r &= \frac{3}{2} (R_r |\bar{i}_r|^2 + jL_r \omega_r |\bar{i}_r|^2 + j\omega_r L_m \bar{i}_s \bar{i}_r^*) \\
\Rightarrow \bar{S}_r &= \frac{3}{2} [R_r |\bar{i}_r|^2 - \text{Im}(j\omega_r L_m \bar{i}_s \bar{i}_r^*)] + j\frac{3}{2} [L_r \omega_r |\bar{i}_r|^2 + \text{Re}(\omega_r L_m \bar{i}_s \bar{i}_r^*)] \\
\bar{S}_r &= P_r + jQ_r
\end{aligned} \tag{99}$$

Or $\omega_r = g\omega_s$ d'où

$$\begin{aligned}
P_r &= \frac{3}{2} R_r |\bar{i}_r|^2 - \frac{3}{2} \text{Im}(j\omega_r M \bar{i}_s \bar{i}_r^*) \\
\Rightarrow P_r &= P_{jr} - gP_t \\
\Rightarrow (P_r - P_{jr}) &= -g(P_s - P_{js})
\end{aligned} \tag{100}$$

Nous avons:

$$P_r + P_s = P_m \tag{101}$$

D'où

$$\begin{aligned}
P_r &= -gP_s \\
P_m &= (1-g)P_s
\end{aligned} \tag{102}$$

$$\bar{v}_s \cong \frac{d\bar{\psi}_s}{dt} \tag{103}$$

ii. Equations des puissances de la MADA dans les différents repères:

Repère $\alpha\beta$	Repère dq	Repère triphasé
$\left\{ \begin{array}{l} P_s = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \overline{v_s i_s}^* \right\} \\ \Rightarrow P_s = \frac{3}{2} (v_{s_\alpha} i_{s_\alpha} + v_{s_\beta} i_{s_\beta}) \\ Q_s = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \overline{v_s i_s}^* \right\} \\ \Rightarrow Q_s = \frac{3}{2} (v_{s_\beta} i_{s_\alpha} - v_{s_\alpha} i_{s_\beta}) \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} P_s = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \overline{v_s i_s}^* \right\} \\ \Rightarrow P_s = \frac{3}{2} (v_{s_d} i_{s_d} + v_{s_q} i_{s_q}) \\ Q_s = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \overline{v_s i_s}^* \right\} \\ Q_s = \frac{3}{2} (v_{s_q} i_{s_d} - v_{s_d} i_{s_q}) \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} P_s = v_{s_a} i_{s_a} + v_{s_b} i_{s_b} + v_{s_c} i_{s_c} \\ Q_s = \frac{1}{\sqrt{3}} (i_{s_a} u_{s_{bc}} + i_{s_b} u_{s_{ca}} + v_{s_c} u_{s_{ab}}) \end{array} \right.$
$\left\{ \begin{array}{l} P_r = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \overline{v_r i_r}^* \right\} \\ \Rightarrow P_r = \frac{3}{2} (v_{r_\alpha} i_{r_\alpha} + v_{r_\beta} i_{r_\beta}) \\ Q_r = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \overline{v_r i_r}^* \right\} \\ \Rightarrow Q_r = \frac{3}{2} (v_{r_\beta} i_{r_\alpha} - v_{r_\alpha} i_{r_\beta}) \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} P_r = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \overline{v_r i_r}^* \right\} \\ \Rightarrow P_r = \frac{3}{2} (v_{r_d} i_{r_d} + v_{r_q} i_{r_q}) \\ Q_r = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \overline{v_r i_r}^* \right\} \\ Q_r = \frac{3}{2} (v_{r_q} i_{r_d} - v_{r_d} i_{r_q}) \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} P_r = v_{r_a} i_{r_a} + v_{r_b} i_{r_b} + v_{r_c} i_{r_c} \\ Q_r = \frac{1}{\sqrt{3}} (i_{r_a} u_{r_{bc}} + i_{r_b} u_{r_{ca}} + v_{r_c} u_{r_{ab}}) \end{array} \right.$

Tableau 1: Equations des puissances de la MADA

iii. Expression du couple électromagnétique :

$$P_t = T_{em} \Omega_s \Rightarrow T_{em} = \frac{P_t}{\Omega_s} = \frac{p}{\omega_s} P_t$$

$$\Rightarrow T_{em} = \frac{p}{\omega_s} \left[-\frac{3}{2} \text{Im}(\omega_s L_m \overline{i_r i_s}^*) \right]$$

$$\Rightarrow T_{em} = \frac{3}{2} p L_m \text{Im}(\overline{i_s i_r}^*)$$

$$g = \frac{\omega_s - \omega}{\omega} = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega}$$

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p}; \Omega = \frac{\omega}{p}$$

➤ Calcul de couple électromagnétique nominal :

$$P_n = T_{em_n} \Omega_n$$

$$\Rightarrow P_n = T_{em_n} \frac{\omega_n}{p}$$

$$\Rightarrow P_n = T_{em_n} N_n \frac{2\pi}{60}$$

$$\Rightarrow T_{em_n} = 9.55 \frac{P_n}{N_n} \quad (111)$$

Le calcul du couple nominal T_{em_n} , se fait à partir de la puissance nominale et la vitesse nominale relevées sur la plaque signalétique

2. Commande pour système avec MADA

a) Equations électriques de la machine

$$v_{s_d} = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_{s_d}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \psi_{s_q} \quad (112)$$

$$v_{s_q} = R_s i_{s_q} + \frac{d\psi_{s_q}}{dt} + \frac{d\theta_s}{dt} \psi_{s_d} \quad (113)$$

Et

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \frac{d\psi_{r_d}}{dt} - \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \psi_{r_q} \quad (114)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \frac{d\psi_{r_q}}{dt} + \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \psi_{r_d} \quad (115)$$

Les expressions des flux statorique et rotorique dans le repère dq sont données par :

$$\bar{\psi}_s = L_s \bar{i}_s + L_m \bar{i}_r \quad (116)$$

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + L_m \bar{i}_s \quad (117)$$

b) Expression du couple électromagnétique

$$T_{em} = \frac{3}{2} p L_m \text{Im}(\bar{i}_s^* \bar{i}_r) \quad (118)$$

$$T_{em} = -\frac{3p}{2} [\psi_{s_q} i_{s_d} - \psi_{s_d} i_{s_q}]$$

$$T_{em} = -\frac{3pL_m}{2} [i_{r_q} i_{s_d} - i_{r_d} i_{s_q}] \quad (119)$$

$$T_{em} = -\frac{3p}{2} [\psi_{r_d} i_{r_q} - \psi_{r_q} i_{r_d}]$$

$$T_{em} = -\frac{3pL_m}{2L_r} [\psi_{r_q} i_{s_d} - \psi_{r_d} i_{s_q}]$$

c) Equation mécanique

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_{em} - T_r - f\Omega \quad (120)$$

d) Modèle de la commande:

La commande du convertisseur côté rotor est assurée par les tensions rotoriques
L'expression de la tension rotorique dans le repère dq est donnée par l'équation:

$$\bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + \frac{d\bar{\psi}_r}{dt} + j \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \bar{\psi}_r$$

Le flux rotorique peut s'écrire:

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + \frac{L_m}{L_s} (\bar{\psi}_s - L_m \bar{i}_r) = \sigma L_r \bar{i}_r + \frac{L_m}{L_s} \bar{\psi}_s \quad (121)$$

D'où

$$\begin{aligned} \bar{v}_r &= R_r \bar{i}_r + \frac{d}{dt} \left(\sigma L_r \bar{i}_r + \frac{L_m}{L_s} \bar{\psi}_s \right) + j \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \bar{\psi}_r \\ \Leftrightarrow \bar{v}_r &= \underbrace{R_r \bar{i}_r + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_r}{dt}}_{e_l} + \underbrace{\frac{L_m}{L_s} \frac{d\bar{\psi}_s}{dt} + j \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \bar{\psi}_r}_{e_{nl}} \end{aligned} \quad (122)$$

e_l : terme linéaire

e_{nl} : terme non linéaire ou terme de compensation

Les tensions rotoriques de référence servant à la commande du convertisseur côté rotor sont issues alors d'une régulation des courants rotoriques.

➤ **Flux statorique lié à l'axe d**

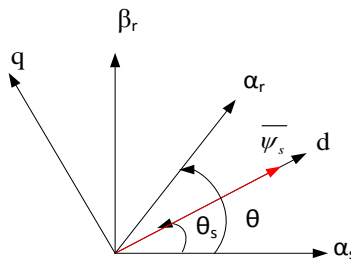


Figure 1: Repère lié au flux statorique

Détermination de l'angle de transformation

$$\overline{\psi}_s = \psi_{s_d} + j\psi_{s_q} \quad (123)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \psi_{s_d} = \psi_s \\ \psi_{s_q} = 0 \end{cases} \quad (124)$$

$$\overline{\psi}_s^s = L_s \overline{i}_s^s + L_m \overline{i}_r^s = L_s \overline{i}_s^s + L_m \overline{i}_r^r e^{-j\theta} = \psi_{s_\alpha} + j\psi_{s_\beta} \quad (125)$$

$$\theta_s = \arctan\left(\frac{\psi_{s_\beta}}{\psi_{s_\alpha}}\right) \quad (126)$$

$$\begin{cases} \psi_{s_\alpha} = L_s i_{s_\alpha} + L_m (i_{r_\alpha} \cos \theta + i_{r_\beta} \sin \theta) \\ \psi_{s_\beta} = L_s i_{s_\beta} + L_m (-i_{r_\alpha} \sin \theta + i_{r_\beta} \cos \theta) \end{cases} \quad (127)$$

Les équations de la machine deviennent :

$$v_{s_d} = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_s}{dt} \quad (128)$$

$$v_{s_q} = R_s i_{s_q} + \frac{d\theta_s}{dt} \psi_s \quad (129)$$

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \frac{d\psi_{r_d}}{dt} - \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \psi_{r_q} \quad (130)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \frac{d\psi_{r_q}}{dt} + \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \psi_{r_d} \quad (131)$$

$$\psi_s = L_s i_{s_d} + L_m i_{r_d} \quad (132)$$

$$0 = L_s i_{s_q} + L_m i_{r_q} \quad (133)$$

$$\psi_{r_d} = L_r i_{r_d} + L_m i_{s_d} \quad (134)$$

$$\psi_{r_q} = L_r i_{r_q} + L_m i_{s_q} \quad (135)$$

Les équations (66) et (67) donnent respectivement les expressions de courants statoriques :

$$\begin{cases} i_{s_d} = \frac{1}{L_s} (\psi_s - L_m i_{r_d}) \\ i_{s_q} = -\frac{L_m}{L_s} i_{r_q} \end{cases} \quad (136)$$

$$\begin{cases} \psi_{r_d} = \sigma L_r i_{r_d} + \frac{L_m}{L_s} \psi_s \\ \psi_{r_q} = \sigma L_r i_{r_q} \end{cases} \quad (137)$$

Soient ω_s et ω_r respectivement, la pulsation statorique et la pulsation rotorique

$$\begin{cases} \omega_s = \frac{d\theta_s}{dt}; \quad \theta_s = \theta - \theta_r \\ \omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \end{cases} \quad (138)$$

Les expressions des tensions rotoriques deviennent alors

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \sigma L_r \frac{di_{r_d}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_s}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{r_q} \quad (139)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \sigma L_r \frac{di_{r_q}}{dt} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_s + \omega_r \sigma L_r i_{r_d} \quad (140)$$

i. Stratégie de contrôle pour le model 1 :

Stator en court circuit $\rightarrow V_{s_d} = V_{s_q} = 0$

Le flux statorique est porté par l'axe d $\rightarrow \psi_{s_d} = \psi_s$ & $\psi_{s_q} = 0$

Les tensions statoriques deviennent

$$0 = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_s}{dt} \quad (141)$$

$$0 = R_s i_{s_q} + \frac{d\theta_s}{dt} \psi_s \quad (142)$$

Les autres expressions des tensions rotoriques, les flux et le couple sont les mêmes que présentées précédemment

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \sigma L_r \frac{di_{r_d}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_s}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{r_q} \quad (143)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \sigma L_r \frac{di_{r_q}}{dt} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_s + \omega_r \sigma L_r i_{r_d} \quad (144)$$

➤ Calcul des grandeurs de référence

En régime permanent $\frac{d\psi_s}{dt} = 0$, d'après (141) $R_s i_{s_d} = 0 \rightarrow i_{s_d} = 0$

D'où le courant i_{rd} de référence est:

$$\boxed{i_{rd-ref} = \frac{1}{L_m} \psi_{s-ref}} \quad (145)$$

$$\boxed{\psi_{s-ref} = \frac{V_{sn}}{\omega_{sn}}} \quad (146)$$

La référence du courant rotorique i_{rq} peut être déterminée à partir de l'expression du couple

$$\begin{cases} T_{em} = -\frac{3p}{2} [\psi_{s_q} i_{s_d} - \psi_{s_d} i_{s_q}] \\ i_{s_q} = -\frac{L_m}{L_s} i_{r_q} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} T_{em} = -\frac{3L_m p}{2L_s} i_{r_q} \psi_s \\ i_{r_q-ref} = -\frac{2}{3} \frac{L_s}{pL_m \psi_s} T_{em-ref} \end{cases} \quad (147)$$

$$\boxed{i_{r_q-ref} = -\frac{2}{3} \frac{L_s}{pL_m \psi_s} T_{em-ref}} \quad (148)$$

D'après l'équation mécanique de la machine, nous avons

$$\begin{aligned} J \frac{d\Omega}{dt} &= T_{em} - T_r - f\Omega \\ \Rightarrow \frac{\Omega}{T_{em}} &= \frac{1}{1 + \frac{J}{f}s} \end{aligned} \quad (149)$$

Une régulation de la vitesse permet de donner une référence du couple électromagnétique

ii. Stratégie de contrôle pour le mode2 :

Stator en court circuit $\rightarrow i_{s_d} = i_{s_q} = 0$

L'objectif de ce mode est d'assurer un accrochage au réseau, la tension statorique doit être égale à celle du réseau

Le flux statorique est porté par l'axe d $\rightarrow \psi_{s_d} = \psi_s$ & $\psi_{s_q} = 0$

Les expressions des flux deviennent

$$\psi_s = L_m i_{r_d} \Rightarrow i_{r_d} = \frac{\psi_s}{L_m} \quad (150)$$

$$0 = L_m i_{r_q} \Rightarrow i_{r_q} = 0 \quad (151)$$

$$\psi_{r_d} = L_r i_{r_d} \quad (152)$$

$$\psi_{r_q} = L_r i_{r_q} \Rightarrow \psi_{r_q} = 0 \quad (153)$$

On a alors pour les tensions

$$v_{s_d} = L_m \frac{di_{r_d}}{dt} \quad (154)$$

$$v_{s_q} = L_m \omega_s i_{r_d} \quad (155)$$

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + L_r \frac{di_{r_d}}{dt} \quad (156)$$

$$v_{r_q} = L_r \omega_s i_{r_d} \quad (157)$$

➤ **Calcul des grandeurs de référence**

$$\boxed{i_{r_d-ref} = \frac{V_{q(rés)}}{L_m \omega_s}} \quad (158)$$

iii. Stratégie de contrôle pour le mode3 :

Fonctionnement en double alimentation $\rightarrow \overline{V_s} = \overline{V_{rés}}$

Le flux statorique est porté par l'axe d $\rightarrow \psi_{s_d} = \psi_s$ & $\psi_{s_q} = 0$

$$v_{s_d} = R_s i_{s_d} + \frac{d\psi_s}{dt} \quad (159)$$

$$v_{s_q} = R_s i_{s_q} + \omega_s \psi_s \quad (160)$$

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \sigma L_r \frac{di_{r_d}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_s}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{r_q} \quad (161)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \sigma L_r \frac{di_{r_q}}{dt} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_s + \omega_r \sigma L_r i_{r_d} \quad (162)$$

$$\psi_s = L_s i_{s_d} + L_m i_{r_d} \quad (163)$$

$$0 = L_s i_{s_q} + L_m i_{r_q} \quad (164)$$

$$\psi_{r_d} = L_r i_{r_d} + L_m i_{s_d} \quad (165)$$

$$\psi_{r_q} = L_r i_{r_q} + L_m i_{s_q} \quad (166)$$

➤ **Calcul des grandeurs de référence**

Calcul de courant de référence i_{r_q-ref}

Comme dans le mode 1, on a :

$$\begin{cases} T_{em} = -\frac{3p}{2} [\psi_{s_q} i_{s_d} - \psi_{s_d} i_{s_q}] \\ i_{s_q} = -\frac{L_m}{L_s} i_{r_q} \end{cases} \Rightarrow T_{em} = -\frac{3L_m p}{2L_s} i_{r_q} \psi_s \quad (167)$$

$$\boxed{i_{r_q-ref} = -\frac{2}{3} \frac{L_s}{p L_m \psi_s} T_{em-ref}} \quad (168)$$

D'après l'équation mécanique de la machine nous avons:

$$\begin{aligned} J \frac{d\Omega}{dt} &= T_{em} - T_r - f\Omega \\ \Rightarrow \frac{\Omega}{T_{em}} &= \frac{1}{1 + \frac{J}{f}s} \end{aligned} \quad (169)$$

Calcul de courant de référence i_{r_d-ref}

L'expression des puissances statoriques dans le repère dq est donnée par l'équation :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \overline{v_s} i_s^* \right\} \\ \Rightarrow P_s = \frac{3}{2} (v_{s_d} i_{s_d} + v_{s_q} i_{s_q}) \\ Q_s = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \overline{v_s} i_s^* \right\} \\ Q_s = \frac{3}{2} (v_{s_q} i_{s_d} - v_{s_d} i_{s_q}) \end{cases} \quad (170)$$

D'où $Q_s = \frac{3}{2} \left[v_{s_q} \left(\frac{\psi_s - L_m i_{r_d}}{L_s} \right) - v_{s_d} i_{s_q} \right]$, nous pouvons déterminer alors une référence de courant

rotorique i_{r_d-ref} à partir d'une référence de la puissance réactive statorique Q_{s-ref}

$$i_{r_d}^* = \frac{v_{s_q} \psi_s}{L_m} - \frac{v_{s_d}}{V_{s_q}} i_{s_q} - \frac{L_s}{L_m} \frac{1}{v_{s_q}} Q_s^* \quad (171)$$

Annexe 3 Synthèse de régulateur PI des courants rotoriques

rotoriques

La structure qui nous permet d'obtenir les tensions de commande et la régulation des courants rotoriques est illustrée par la figure A3.1

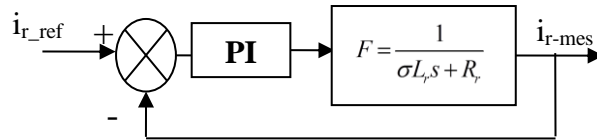


Figure A3. 1 Bloc de régulation des courants rotoriques

La Fonction de transfert en boucle ouverte du système à réguler est donnée par

$$F = \frac{1}{\sigma L_r s + R_r} = \frac{1}{R_r} \frac{1}{1 + \tau_r s} \quad (172)$$

$$\tau_r = \frac{\sigma L_r}{R_r} = 7.6ms \quad (173)$$

τ_r : la constante du temps en boucle ouverte, la fonction de transfert du régulateur PI :

$$F_{PI} = K_p + \frac{K_I}{s} \quad (174)$$

Nous choisissons la méthode de compensation des pôles pour la détermination de deux paramètres K_p et K_I ,

$$F_{BF} = \frac{K_p \left(\frac{s + \frac{K_I}{K_p}}{s} \right) \frac{1}{R_r} \frac{1}{1 + \tau_r s}}{1 + K_p \left(\frac{s + \frac{K_I}{K_p}}{s} \right) \frac{1}{R_r} \frac{1}{1 + \tau_r s}} \quad (175)$$

Soit

$$\frac{K_I}{K_p} = \frac{1}{\tau_r} \quad (176)$$

$$F_{BF} = \frac{1}{1 + \tau_f s} \text{ et } \tau_f = \frac{\sigma L_r}{K_p} \quad (177)$$

Annexe 4 Détermination de la vitesse minimale pour la synchronisation avec le réseau

Les pulsations de la machine sont exprimées dans l'équation (173)

$$\omega = \omega_s - \omega_r \quad (178)$$

Cette relation montre que la vitesse minimale pour la synchronisation correspond à une pulsation rotorique maximale dans la première phase de fonctionnement.

Le vecteur tension rotorique en régime statique est donnée par (174)

$$\begin{aligned} \overline{v}_r &= R_r \overline{i}_r + \frac{d\overline{\psi}_r}{dt} + j\omega_r \overline{\psi}_r \\ \Rightarrow \overline{v}_r &= R_r \overline{i}_r + j\omega_r \overline{\psi}_r \end{aligned} \quad (179)$$

D'autre part, le flux rotorique est exprimé par l'équation (175)

$$\overline{\psi}_r = L_r \overline{i}_r + L_m \overline{i}_s \quad (180)$$

Dans la phase de synchronisation, le stator est ouvert, donc $\overline{i}_s = 0$. L'expression de la tension rotorique deviant:

$$\overline{v}_r = R_r \overline{i}_r + j\omega_r L_r \overline{i}_r \quad (181)$$

D'où les amplitudes des tensions et des courants rotoriques sont exprimées dans l'équation (177).

$$v_r^2 = (R_r^2 + \omega_r^2 L_r^2) i_r^2 \quad (182)$$

Par conséquent, l'expression de la pulsation est exprimée comme suit:

$$|\omega_r| = \frac{R_r}{L_r} \sqrt{\frac{v_r^2}{R_r^2 i_r^2} - 1} \quad (183)$$

Dans la phase de synchronisation, la composante directe et quadratique des courants rotoriques sont exprimées dans (179). (Paragraphe 2.3.2.2 du Chapitre2)

$$\begin{cases} \dot{i}_{r_d}^* = \frac{\psi_{sn}}{L_m} = \frac{v_{sn}}{\omega_s L_m} \\ \dot{i}_{r_q}^* = 0 \\ \dot{i}_r = \dot{i}_{r_d} + j\dot{i}_{r_q} \end{cases} \Rightarrow i_r = \sqrt{i_{r_d}^2 + i_{r_q}^2} = \frac{v_{sn}}{\omega_s L_m} \quad (184)$$

En remplaçant l'amplitude de courant rotorique par sa valeur, on obtient:

$$|\omega_r| = \frac{R_r}{L_r} \sqrt{\left(\frac{v_r L_m \omega_s}{v_{sn} R_r}\right)^2 - 1} \quad (185)$$

Par conséquent, la valeur maximale de la pulsation rotorique est donnée par (181)

$$|\omega_{r_{\max}}| = \frac{R_r}{L_r} \sqrt{\left(\frac{v_{r_{\max}} L_m \omega_{s_n}}{v_{sn} R_r}\right)^2 - 1} = 275 \text{ rad} / \text{s} \quad (186)$$

D'où la vitesse minimale nécessaire pour la synchronisation est donnée par (182).

$$\omega_{\min} = \omega_s - \omega_{r_{\max}} \quad (187)$$

Comme dans la phase de démarrage, la pulsation statorique est presque nulle puisque les enroulements statoriques sont court-circuités alors nous avons:

$$\omega_s \approx 0 \Rightarrow |\omega_{\min}| \approx |\omega_{r_{\max}}| = 275 = 0.88\omega_n \quad (188)$$

Annexe 5 Rappel sur les outils mathématiques pour l'analyse modale

Représentation d'état et linéarisation

Le comportement d'un système quelconque électrique ou autre peut être modélisé par n équations différentielles avec m entrées, comme présenté dans l'équation (184).

$$\dot{x} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n, u_1, \dots, u_m, t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (189)$$

L'écriture matricielle des ces équations donne la relation exprimée dans (185).

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= cx + bu \end{aligned} \quad (190)$$

Où

$$\begin{aligned} x &= (x_1, x_2, \dots, x_n) \\ u &= (u_1, u_2, \dots, u_m) \end{aligned} \quad (191)$$

Le vecteur x est composé de n x_i , appelés variables d'état et le vecteur u comporte les m entrées du système.

Dans le cas d'un système linéaire, les fonctions f_i de l'équation (184) n'ont qu'un seul point d'équilibre. Pour les systèmes non linéaires, ce qui est le cas le plus répandu pour les systèmes électriques, il existe plusieurs points d'équilibre du système. Pour appliquer les méthodes des systèmes linéaires, il faut faire une linéarisation autour d'un point de fonctionnement [105].

La linéarisation s'effectue de la manière suivante. Soit un point d'équilibre défini par; x^* , le vecteur d'état et u^* le vecteur d'entrée. Les vecteurs x et u peuvent s'écrire selon les relations données dans (187).

$$\begin{aligned} x &= x^* + \Delta x \\ u &= u^* + \Delta u \end{aligned} \quad (192)$$

Avec Δ une petite variation autour de ce point de fonctionnement.

Pour la linéarisation, les vecteurs x^* et u^* doivent satisfaire la relation suivante:

$$\dot{x}^* = f(x^*, u^*) = 0 \quad (193)$$

Ainsi, l'écriture matricielle exprimée dans (189) devient:

$$\begin{aligned} \dot{\Delta x} &= A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y &= c\Delta x + b\Delta u \end{aligned} \quad (194)$$

Valeurs et vecteurs propres

Après la linéarisation du système autour d'un point de fonctionnement, nous pouvons utiliser les méthodes appliquées pour le cas linéaire. Ainsi, la stabilité de système peut être déterminée par le calcul des valeurs propres de la matrice qui définit le système linéaire.

Les valeurs propres λ_i du système, sont les solutions de l'équation (190) où les variables ϕ_i et ψ_i sont respectivement les vecteurs propres, non nuls, droits et gauches de la matrice A .

$$\begin{aligned} (A - \lambda_i \cdot I)\phi_i &= 0 \\ \psi_i \cdot (A - \lambda_i \cdot I) &= 0 \end{aligned} \quad (195)$$

Avec
$$\phi_i = \begin{pmatrix} \phi_{i1} \\ \phi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{in} \end{pmatrix}$$

$$\psi_i = (\psi_{i1} \ \psi_{i2} \ \dots \ \psi_{in})$$

La stabilité du système est directement donnée par les valeurs propres λ_i qui peuvent être réelles ou complexes. D'après le théorème de *Lyapunov*, nous avons que si, et seulement si, toutes les valeurs propres sont à parties réelles négatives alors le système est stable. Si elles sont nulles, le système est oscillatoire. Enfin, si elles sont positives, le système est divergent.

Facteur de participation

L'équation (191) montre la matrice P_i des facteurs de participation (de taille $n \times n$) permet de connaître la participation d'une variable d'état sur une valeur propre (et inversement).

$$p_i = \psi_i \phi_i = \begin{pmatrix} p_{i1} \\ p_{i2} \\ \vdots \\ p_{in} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \psi_{i1} * \phi_{i1} \\ \psi_{i2} * \phi_{i2} \\ \vdots \\ \psi_{in} * \phi_{in} \end{pmatrix} \quad (196)$$

$$\text{Avec } p_{ki} = \psi_{ki} * \phi_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}}$$

Les facteurs de participation montrent les variables d'état responsables des modes indésirables, ce qui permet d'identifier les points sur lesquels la commande doit agir pour avoir une stabilité du système. La matrice de participation peut déterminer les variables d'état les plus influencés par un mode donné: les termes de la matrice P de plus grande amplitude de la colonne relative au mode considéré indiquent la participation en question.

Annexe 6 Paramètres de la matrice C de la représentation d'état

$$\begin{aligned}
 c_1 &= \frac{L_m}{CV_{dc}\sigma L_r L_s} \\
 c_2 &= \frac{1}{CV_{dc}\sigma L_r} \\
 k_m &= \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} \\
 c_3 &= \left(3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s^2} \psi_{sd}^* - 3 \frac{L_m^2 X_g}{\sigma^2 L_r L_s^2} \psi_{rd}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s} \psi_{sd}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s} i_{Ld}^* \right) \\
 c_4 &= \left(-\frac{3V_d L_m}{\sigma L_r L_s} + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s^2} \psi_{sq}^* + 3 \frac{L_m^2 X_g}{\sigma^2 L_r L_s^2} \psi_{rq}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s} i_{Lq}^* \right) \\
 c_5 &= \left(-\frac{3X_g}{\sigma L_s} \psi_{sd}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s^2} \psi_{rd}^* - \frac{3X_g}{\sigma L_s} i_{Ld}^* \right) \\
 c_6 &= \left(\frac{3V_d}{\sigma L_s} - \frac{3X_g}{\sigma L_s} \psi_{sq}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s^2} \psi_{rq}^* - \frac{3X_g}{\sigma L_s} i_{Lq}^* \right) \\
 c_7 &= \left(3V_d + \frac{3X_g}{\sigma L_s} \psi_{sq}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s^2} \psi_{rq}^* - 3X_g i_{Lq}^* \right) \\
 c_8 &= \left(-\frac{3X_g}{\sigma L_s} \psi_{sd}^* + 3 \frac{X_g L_m}{\sigma L_r L_s^2} \psi_{rd}^* - 3X_g i_{Ld}^* \right)
 \end{aligned}$$

Annexe 7 Détermination des paramètres des transformateurs

Dans cette partie nous présentons l'identification des paramètres des deux transformateurs du banc expérimental Pompage turbinage avec MADA. Le premier transformateur est un transformateur d'isolement 6kVA 400V(Δ)/400V(Y) et le deuxième est un transformateur abaisseur 4kVA 400V/130V.

La figure 1 montre le schéma équivalent par colonne d'un transformateur triphasé. A partir de ce schéma nous déterminerons les paramètres.

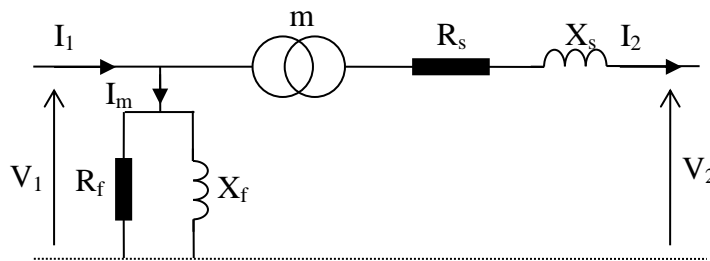


Figure 2 schéma équivalent par colonne d'un transformateur

On peut déterminer les paramètres d'un transformateur à l'aide de deux tests expérimentaux. Le premier test consiste en un essai à vide permettant le calcul de la résistance et la réactance des fuites. Le deuxième consiste en un essai en court-circuit permettant le calcul de l'impédance du primaire.

Identification des paramètres du transformateur 400V(Y)/400V(Δ)

Essai à vide

La figure 2 montre le montage de l'essai à vide.

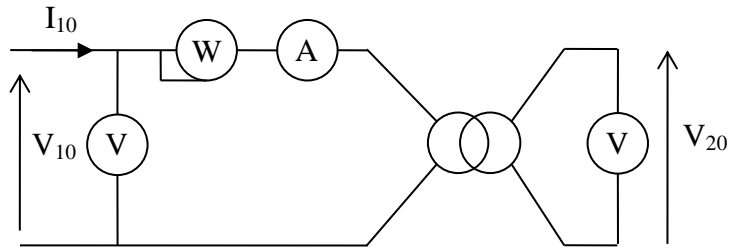


Figure 3 Montage pour le test de l'essai à vide

Le tableau 1 montre les différentes mesures de cet essai

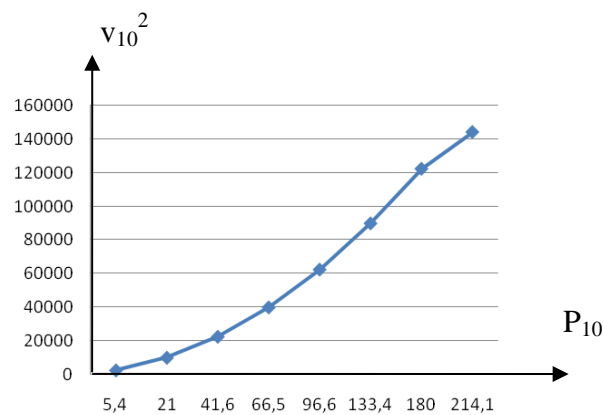
Tableau 1 Mesures pour l'essai à vide

$V_{10}(\text{V})$	$I_{10}(\text{A})$	$V_{20}(\text{V})$	$P(\text{W})$
50	0.136	51	5.4
100	0.182	102	21
150	0.215	115	41.6
200	0.245	205	66.5
250	0.278	256	96.6
300	0.322	306.6	133.4
350	0.394	356	180
380	0.451	386	214.1

On suppose que $X_f \gg X_1$ et $R_f \gg R_s$

Nous avons alors

$$R_f = \frac{V_{10}^2}{P_{10}} \text{ et } X_f = \frac{V_{10}^2}{\sqrt{(\sqrt{3}V_{10}I_{10})^2 - P_{10}^2}}$$



$$R_f = 655\Omega \text{ et } X_f = 804,833\Omega$$

Essai en court-circuit

La figure 2 montre le montage de l'essai en court-circuit.

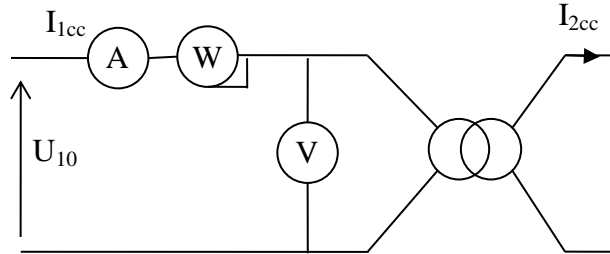


Figure 4 Montage pour le test de l'essai en court-circuit

- On alimente le primaire sous une tension très réduite U_{1cc} très faible par rapport à U_{1n} jusqu' au avoir atteindre le courant nominal au niveau du secondaire ($I_{2n} = 9A$)

Le tableau 1 montre les différentes mesures de cet essai

Tableau 2 Mesures pour l'essai en court-circuit

$U_{1cc}(V)$	$I_{1cc}(A)$	$I_{2cc}(V)$	$P_{1cc}(W)$
1.6	1.47	1.85	4.2
3.2	2.57	3	13.7
5	3.91	4.56	31.9
5.8	4.15	5.19	42
6.1	4.96	5.4	50
10.5	10.4	9	139

$$R_s = \frac{P_{1cc}}{3I_{1cc}^2} \text{ et } X_s = \frac{\sqrt{(\sqrt{3}V_{1cc}I_{1cc})^2 - P_{1cc}^2}}{I_{1cc}^2}$$

$$R_s = 0.6587\Omega \text{ et } X_s = 0.789\Omega$$

Bibliographies

- [1] H. T. Le, S. Santoso, and T. Q. Nguyen, “Augmenting Wind Power Penetration and Grid Voltage Stability Limits Using ESS: Application Design, Sizing, and a Case Study,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 161–171, Feb. 2012.
- [2] “Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage.” IEC, 2012.
- [3] J. A. Suul, K. Uhlen, and T. Undeland, “Wind power integration in isolated grids enabled by variable speed pumped storage hydropower plant,” in *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008*, 2008, pp. 399–404.
- [4] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, “Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 79, pp. 387–397, Mar. 2014.
- [5] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglabe, and W. Rosehart, “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 4, pp. 302–314, Dec. 2010.
- [6] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014.
- [7] T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, A. Jannifar, M. H. Hasan, and H. S. C. Matseelar, “A review of available methods and development on energy storage; technology update,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 532–545, May 2014.
- [8] P. Denholm and G. L. Kulcinski, “Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 13–14, pp. 2153–2172, Aug. 2004.
- [9] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and F. D. Bianchi, “Energy management of flywheel-based energy storage device for wind power smoothing,” *Appl. Energy*, vol. 110, pp. 207–219, Oct. 2013.
- [10] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, “The Role of energy storage with renewable electricity generation,” *Publ. E*, pp. 1–61, Jan. 2010.

- [11] “Le stockage de l’énergie - Dunod.” [Online]. Available: <http://www.dunod.com/sciences-techniques/culture-scientifique/sciences-de-la-matiere-et-de-lunivers/le-stockage-de-lenergie-1>. [Accessed: 20-Jan-2016].
- [12] W. Li, G. Joos, and C. Abbey, “Attenuation of Wind Power Fluctuations in Wind Turbine Generators using a DC Bus Capacitor Based Filtering Control Scheme,” in *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference, 2006. 41st IAS Annual Meeting*, 2006, vol. 1, pp. 216–221.
- [13] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014.
- [14] N. Koshizuka, F. Ishikawa, H. Nasu, M. Murakami, K. Matsunaga, S. Saito, O. Saito, Y. Nakamura, H. Yamamoto, R. Takahata, Y. Itoh, H. Ikezawa, and M. Tomita, “Progress of superconducting bearing technologies for flywheel energy storage systems,” *Phys. C Supercond.*, vol. 386, pp. 444–450, Apr. 2003.
- [15] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [16] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
- [17] IRENA, “Electricity storage and renewables for island power.” 2012.
- [18] P. Kanakasabapathy and K. Shanti Swarup, “Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 3, pp. 572–579, Mar. 2010.
- [19] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 4, pp. 1293–1302, May 2010.
- [20] “IEA, International Energy Agency.” Hydropower technology roadmap. Paris, 2012.
- [21] P. Schäfer, P. Thapa, S. Palt, J. Schlüter, and P. Vennemann, “Identification of potential pumped-storage sites in large areas based on a multi-criteria GIS-model.” Hydro 2011 - Practical Solutions for a Sustainable Future, Prague, Czech Republic, 17-Oct-2011.

- [22] J. Stefanakos, E. Moutafis, and N. Rabias, “Exploring the possibility of constructing pumped-storage projects in the areas of the Greek mainland grid.” Proceedings of the HYDRO 2012 conference. Bilbao.
- [23] M. Pauwels, A. Albanel, P. Blanc, F. Neirac, and S. Biscaglia, “Assessment of the potential of pumped hydro energy storage.” Proceedings of the hydroenergia 2012. Wroclaw.
- [24] A. Geadah, “Pumped-storage for Lebanon: potentialities and prospects.” Proceedings of the HYDRO 2010 conference. Lisbon.
- [25] S. Kucukali, “Finding the most suitable existing hydropower reservoirs for the development of pumped-storage schemes: An integrated approach,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 37, pp. 502–508, Sep. 2014.
- [26] B. Rangoni, “A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain,” *Util. Policy*, vol. 23, pp. 31–39, Dec. 2012.
- [27] G. Krajačić, D. Lončar, N. Duić, M. Zeljko, R. Lacal Arántegui, R. Loisel, and I. Raguzin, “Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in Croatia,” *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 161–171, Jan. 2013.
- [28] E. McLean and D. Kearney, “An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Renewable Energy to the National Grid,” *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 152–160, 2014.
- [29] B. Steffen, “Prospects for pumped-hydro storage in Germany,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 420–429, Jun. 2012.
- [30] S. Furuya, T. Taguchi, K. Kusunoki, T. Yanagisawa, T. Kageyama, and T. Kanai, “Successful achievement in a variable speed pumped storage power system at Yagisawa power plant,” in *Power Conversion Conference, 1993. Yokohama 1993., Conference Record of the*, 1993, pp. 603–608.
- [31] T. Kuwabara, A. Shibuya, H. Furuta, E. Kita, and K. Mitsuhashi, “Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi Power Station,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, no. 2, pp. 376–384, Jun. 1996.
- [32] J. Are Suul, K. Uhlen, and T. Undeland, “Variable speed pumped storage hydropower for integration of wind energy in isolated grids – case description and control strategies,” *Proceedings of the Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE/2008)*, vol. 2008.

- [33] J. Are, “Variable Speed Pumped Storage Hydropower Plants for Integration of Wind Power in Isolated Power Systems,” in *Renewable Energy*, T. J, Ed. InTech, 2009.
- [34] T. Lugand, “Contribution à la Modélisation et à l’Optimisation de la Machine Asynchrone Double Alimentation pour des Applications Hydrauliques de Pompage Turbinage,” phdthesis, Université de Grenoble, 2013.
- [35] J.-J. Simond, A. Sapin, and D. Schafer, “Expected benefits of adjustable speed pumped storage in the European network.,” 1999.
- [36] J.-K. Lung, Y. Lu, W.-L. Hung, and W.-S. Kao, “Modeling and Dynamic Simulations of Doubly Fed Adjustable-Speed Pumped Storage Units,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 250–258, Jun. 2007.
- [37] V. G. Werner, D. F. Hall, R. L. Robinson, and C. A. Warren, “Collecting and categorizing information related to electric power distribution interruption events: data consistency and categorization for benchmarking surveys,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 1, pp. 480–483, Jan. 2006.
- [38] “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Std 1366-2003 Revis. IEEE Std 1366-1998*, pp. 1–50, May 2004.
- [39] Y. He, “Study and Analysis of Distribution Equipment Reliability Data.” ELFORSK, Mar-2010.
- [40] M. Lehtonen, “Fault rates of different types of medium voltage power lines in different environments,” in *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2010*, 2010, pp. 197–202.
- [41] “2013_ENTSOE_HVAC_2014_11_06.pdf.” .
- [42] M. Schael and C. Sourkounis, “Influences of power supply quality on electric equipment in production processes,” in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 2081–2086.
- [43] M. H. J. Bollen and L. D. Zhang, “Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 66, no. 1, pp. 59–69, Jul. 2003.
- [44] M. H. Bollen, “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions.” [Online]. Available: <http://eu.wiley.com/WileyCDA/WileyTitle/productCd-0780347137.html>. [Accessed: 01-Jun-2015].

- [45] F. Endrejat and P. Pillay, "Ride-through of Medium Voltage Synchronous Machine compressor drives," in *Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC '09. IEEE International*, 2009, pp. 909–915.
- [46] A. van Zyl, R. Spee, A. Faveluke, and S. Bhowmik, "Voltage sag ride-through for adjustable speed drives with active rectifiers," in *Conference Record of the 1997 IEEE Industry Applications Conference, 1997. Thirty-Second IAS Annual Meeting, IAS '97*, 1997, vol. 1, pp. 486–492 vol.1.
- [47] A. von Jouanne, P. N. Enjeti, and B. Banerjee, "Assessment of ride-through alternatives for adjustable-speed drives," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 35, no. 4, pp. 908–916, juillet 1999.
- [48] K. R. Ramela and V. S. Kumar, "Simulation of ride through capability of adjustable speed drive for type A and type B voltage sags and well using Buck-Boost converter," in *2011 International Conference on Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering (ICONRAEeCE)*, 2011, pp. 506–511.
- [49] S. S. Deswal, R. Dahiya, and D. K. Jain, "Ride-through alternatives of Adjustable Speed Drives (ASD's) during fault conditions," in *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) 2010 Power India*, 2010, pp. 1–7.
- [50] H. J. N. Ndjana, P. Sicard, S. Lahaie, and E. Ngandui, "Auxiliary voltage sag ride-through system for adjustable-speed drives," in *2005 IEEE International Conference on Electric Machines and Drives*, 2005, pp. 450–457.
- [51] V. V. Sushkov and A. S. Martianov, "Specific of ride through solutions for electric submersible pumps with adjustable speed drive," in *Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*, 2014, 2014, pp. 1–4.
- [52] S. S. Deswal, R. Dahiya, and D. K. Jain, "Performance improvement of Adjustable Speed Drives (ASD's) using supercapacitors during voltage sag," in *Power India Conference, 2012 IEEE Fifth*, 2012, pp. 1–6.
- [53] E. P. Wiechmann, R. P. Burgos, and J. Rodriguez, "Continuously motor-synchronized ride-through capability for matrix-converter adjustable-speed drives," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 49, no. 2, pp. 390–400, Apr. 2002.
- [54] K. Stockman, F. D'hulster, K. Verhaege, M. Didden, and R. Belmans, "Ride-through of adjustable speed drives during voltage dips," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 66, no. 1, pp. 49–58, Jul. 2003.

- [55] H. Tian, F. Gao, C. Ma, G. He, and G. Li, "A review of low voltage ride-through techniques for photovoltaic generation systems," in *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2014, pp. 1566–1572.
- [56] R. A. Ibrahim, M. S. Hamad, Y. G. Dessouky, and B. W. Williams, "A review on recent low voltage ride-through solutions for PMSG wind turbine," in *2012 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 2012, pp. 265–270.
- [57] M. Nasiri, J. Milimonfared, and S. H. Fathi, "A review of low-voltage ride-through enhancement methods for permanent magnet synchronous generator based wind turbines," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 399–415, Jul. 2015.
- [58] M. Ezzat, M. Benbouzid, S. M. Muyeen, and L. Harnefors, "Low-voltage ride-through techniques for DFIG-based wind turbines: state-of-the-art review and future trends," in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 7681–7686.
- [59] J. M. Aga and H. T. Jadhav, "Improving fault ride-through capability of DFIG connected wind turbine system: A review," in *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, 2013, pp. 613–618.
- [60] D. H. Nguyen and M. Negnevitsky, "A review of fault ride through strategies for different wind turbine systems," in *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010 20th Australasian*, 2010, pp. 1–5.
- [61] J. J. Justo, F. Mwasilu, and J.-W. Jung, "Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 447–467, May 2015.
- [62] N. Thanh Hai and L. Dong-Choon, "Ride-Through Technique for PMSG Wind Turbines using Energy Storage Systems," *Journal Power Electronics*, vol. 10, pp. 733–738, 2010.
- [63] I. Ngamroo and T. Karaipoom, "Cooperative Control of SFCL and SMES for Enhancing Fault Ride Through Capability and Smoothing Power Fluctuation of DFIG Wind Farm," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 24, no. 5, pp. 1–4, Oct. 2014.
- [64] D. Orser and N. Mohan, "A Matrix Converter Ride-Through Configuration Using Input Filter Capacitors as an Energy Exchange Mechanism," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 8, pp. 4377–4385, Aug. 2015.
- [65] K. Ibrahima and C. Zhao, "Modeling of wind energy conversion system using doubly fed induction generator equipped batteries energy storage system," in *2011 4th*

- International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011, pp. 1780–1787.
- [66] C. Jin and P. Wang, “Enhancement of low voltage ride-through capability for wind turbine driven DFIG with active crowbar and battery energy storage system,” in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1–8.
- [67] M. M. Chowdhury, M. E. Haque, A. Gargoom, and M. Negnevitsky, “Performance improvement of a grid connected direct drive wind turbine using super-capacitor energy storage,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES*, 2013, pp. 1–6.
- [68] J. L. Duran-Gomez, P. N. Enjeti, and A. von Jouanne, “An approach to achieve ride-through of an adjustable-speed drive with flyback converter modules powered by super capacitors,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 38, no. 2, pp. 514–522, Mar. 2002.
- [69] S. I. Gkavanoudis and C. S. Demoulias, “A combined fault ride-through and power smoothing control method for full-converter wind turbines employing Supercapacitor Energy Storage System,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 106, pp. 62–72, Jan. 2014.
- [70] G. Pannell, D. J. Atkinson, and B. Zahawi, “Minimum-Threshold Crowbar for a Fault-Ride-Through Grid-Code-Compliant DFIG Wind Turbine,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 3, pp. 750–759, Sep. 2010.
- [71] J. Yang, J. O’Reilly, and J. E. Fletcher, “Protection scheme switch-timing for doubly-fed induction generator during fault conditions,” in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, pp. 1–6.
- [72] S. Liu, L. Zhang, T. Bi, H. Jing, A. Xue, and Q. Yang, “Coordinated control of DFIG subjected to grid faults,” in *2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2014, pp. 2891–2896.
- [73] L. Peng, B. Francois, and Y. Li, “Improved Crowbar Control Strategy of DFIG Based Wind Turbines for Grid Fault Ride-Through,” in *Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009. APEC 2009*, 2009, pp. 1932–1938.
- [74] M. Wang, W. Xu, H. Jia, and X. Yu, “A new method for DFIG fault ride through using resistance and capacity crowbar circuit,” in *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2013, pp. 2004–2009.
- [75] L. G. Meegahapola, D. Flynn, and T. Littler, “Optimization of FRT active power performance of a DFIG during transient grid faults,” in *2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, 2009, pp. 477–482.

- [76] B. Gong, D. Xu, and B. Wu, "Cost effective method for DFIG fault ride-through during symmetrical voltage dip," in *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2010, pp. 3269–3274.
- [77] J. Niiranen, "Voltage dip ride through of a doubly fed generator equipped with an active crowbar," presented at the Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, 2004.
- [78] D. Ramirez, S. Martinez, F. Blazquez, and C. Carrero, "Use of STATCOM in wind farms with fixed-speed generators for grid code compliance," *Renew. Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 202–212, Jan. 2012.
- [79] M. Muthusamy and C. S. Kumar, "New STATCOM control scheme for power quality improvement in wind farm," in *2014 International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering (ICGCCEE)*, 2014, pp. 1–5.
- [80] S. W. Mohod and M. V. Aware, "A STATCOM-Control Scheme for Grid Connected Wind Energy System for Power Quality Improvement," *IEEE Syst. J.*, vol. 4, no. 3, pp. 346–352, Sep. 2010.
- [81] J. Shi, I. Furness, A. Kalam, and P. Shi, "On low voltage ride-through and stability of wind energy conversion systems with FACTS devices," in *Power Engineering Conference (AUPEC), 2013 Australasian Universities*, 2013, pp. 1–6.
- [82] M. Molinas, J. A. Suul, and T. Undeland, "Low Voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 3, pp. 1104–1117, May 2008.
- [83] A. Ghosh and G. Ledwich, "Compensation of distribution system voltage using DVR," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 4, pp. 1030–1036, Oct. 2002.
- [84] K.-M. Jin, Q. N. Thinh, and E.-H. Kim, "DVR control of DFIG for compensating fault ride-through based on stationary and synchronous reference frame," in *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International*, 2012, vol. 2, pp. 3004–3009.
- [85] P. Cheng and H. Nian, "An improved control strategy for DFIG system and dynamic voltage restorer under grid voltage dip," in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2012, pp. 1868–1873.
- [86] S. I. Gkavanoudis and C. S. Demoulias, "FRT capability of a DFIG in isolated grids with Dynamic Voltage Restorer and Energy Storage," in *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2014, pp. 1–8.

- [87] E. El Hawatt, M. S. Hamad, K. H. Ahmed, and I. F. El Arabawy, "Low voltage ride-through capability enhancement of a DFIG wind turbine using a dynamic voltage restorer with Adaptive Fuzzy PI controller," in *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2013, pp. 1234–1239.
- [88] C. Wessels, F. Gebhardt, and F. W. Fuchs, "Fault Ride-Through of a DFIG Wind Turbine Using a Dynamic Voltage Restorer During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 3, pp. 807–815, Mar. 2011.
- [89] S. Raphael and A. Massoud, "Unified power flow controller for low voltage ride through capability of wind-based renewable energy grid-connected systems," in *2011 8th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices (SSD)*, 2011, pp. 1–6.
- [90] M. Ferdosian, H. Abdi, and A. Bazaie, "Improved dynamic performance of wind energy conversion system by UPFC," in *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2013, pp. 545–550.
- [91] Y. M. Alharbi, A. M. S. Yunus, and A. Abu Siada, "Application of UPFC to improve the LVRT capability of wind turbine generator," in *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2012 22nd Australasian*, 2012, pp. 1–4.
- [92] J. Liang, D. F. Howard, J. A. Restrepo, and R. G. Harley, "Feedforward Transient Compensation Control for DFIG Wind Turbines During Both Balanced and Unbalanced Grid Disturbances," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 49, no. 3, pp. 1452–1463, May 2013.
- [93] J. Mohammadi, S. Afsharnia, and S. Vaez-Zadeh, "Efficient fault-ride-through control strategy of DFIG-based wind turbines during the grid faults," *Energy Convers. Manag.*, vol. 78, pp. 88–95, Feb. 2014.
- [94] M. Mohseni, M. A. S. Masoum, and S. M. Islam, "Low and high voltage ride-through of DFIG wind turbines using hybrid current controlled converters," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1456–1465, Jul. 2011.
- [95] M. Benbouzid, B. Beltran, Y. Amirat, G. Yao, J. Han, and H. Mangel, "Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement," *ISA Trans.*, vol. 53, no. 3, pp. 827–833, May 2014.
- [96] S. Xiao, G. Yang, H. Zhou, and H. Geng, "An LVRT Control Strategy Based on Flux Linkage Tracking for DFIG-Based WECS," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 7, pp. 2820–2832, Jul. 2013.

- [97] R. Zhu, Z. Chen, X. Wu, and F. Deng, "Virtual Damping Flux-Based LVRT Control for DFIG-Based Wind Turbine," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 30, no. 2, pp. 714–725, Jun. 2015.
- [98] T. D. Vrionis, X. I. Koutiva, and N. A. Vovos, "A Genetic Algorithm-Based Low Voltage Ride-Through Control Strategy for Grid Connected Doubly Fed Induction Wind Generators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1325–1334, May 2014.
- [99] G. Abad, J. López, M. Rodríguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. John Wiley & Sons, 2011.
- [100] S. Xiaofeng, L. Qingqiu, T. Yanjun, and Z. Chen, "An improved control method of power electronic converters in low voltage micro-grid," in *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2011, pp. 1–6.
- [101] Y. Pannatier, "Optimisation des stratégies de réglage d'une installation de pompage-turbinage à vitesse variable," 2010.
- [102] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, 2011.
- [103] M. Rahimi and M. Parniani, "Low voltage ride-through capability improvement of DFIG-based wind turbines under unbalanced voltage dips," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 82–95, Sep. 2014.
- [104] H. Berriri, M. W. Naouar, and I. Slama-Belkhodja, "Easy and Fast Sensor Fault Detection and Isolation Algorithm for Electrical Drives," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 2, pp. 490–499, Feb. 2012.
- [105] F. BARRUEL, "Analysis and design of embedded electrical power system : application to aircraft power network," 2005. .