

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de la Technologie

Département de Génie Electrique



Mémoire en Vue de l'Obtention du Diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En Commande Electrique

THEME

***Contrôle Vectoriel Direct d'un Moteur
Asynchrone Triphasé Intégré dans un
Système de Pompage Solaire***

Soutenue par

BEN YAMMA YUCEF

GUEDDA HOCINE

Le 17/09/2020

Devant le Jury Composé de

Dr. BEKAKRA Youcef	Maître de conférences A	Président
Dr. TIR Zoheir	Maître de conférences A	Rapporteur
Dr. MESBAHI Nadhir	Maître de conférences A	Examineur

Réf. :

REMERCIEMENTS

Alhamdulillah, mille mercis à Allah SWT qui nous a inspiré la patience et la persévérance pour bien faire cette carrière scientifique et la conclure par ce modeste travail.

Un merci spécial à notre professeur et rapporteur du projet, le **Dr.TIR Zoheir** pour son guidage continu et toutes les connaissances qu'il a partagées avec nous au cours de cette recherche. Notre profonde gratitude et remerciements à vous, notre cher professeur, pour le temps important que vous avez mis à l'accomplissement de ce projet avec vos précieuses idées et conseils, en particulier votre critique objective et constructive.

Un grand merci à tous les membres du jury d'avoir accepté de discuter et de juger cette thèse et de l'enrichir de leurs commentaires et suggestions significatifs.

Nous profitons de l'occasion pour remercier les chercheurs qui ont mis en ligne toutes leurs études, travaux et articles pour élargir le cercle de recherche pour nous et pour les autres intéressés.

Enfin, nous voudrions exprimer notre gratitude, appréciation et nos remerciements chaleureux à nos familles, en particulier à nos parents pour nous avoir soutenus permanent et pour leurs magnifiques services tout au long de notre parcours éducatif. De plus, nous adressons également à remercier tous nos compagnons de parcours et tous ceux qui nous ont aidés directement ou indirectement, de loin ou de proche.

Titre

Contrôle Vectoriel Direct d'un Moteur Asynchrone Triphasé Intégré dans un Système de Pompage Solaire

Cette étude vise à concevoir et mettre en œuvre une stratégie de contrôle vectoriel direct du moteur asynchrone triphasé alimenté par un générateur photovoltaïque (PV) au sein du système de pompage solaire de l'eau en mode autonome. L'étape d'adaptation entre le générateur PV et le groupe motopompe est réalisée à l'aide d'un convertisseur élévateur DC-DC (hacheur) suivi d'un onduleur de tension triphasé. Un algorithme MPPT basé sur la méthode de l'incrément de conductance (INC) est exécuté pour produire le rapport cyclique approprié contrôlant le convertisseur DC-DC afin d'augmenter la puissance délivrée par le générateur PV à la valeur correspondant au PPM (Point de Puissance Maximale). De plus, pour obtenir des performances de haute qualité, un contrôleur à logique floue est intégré au sein de la stratégie de contrôle pour maximiser encore plus la puissance PV. Également, un estimateur adaptatif de la vitesse basée sur la technique MRAS est utilisé pour minimiser le coût total du système. La performance et la dynamique du système de pompage solaire étudié sont jugées dans divers conditions de fonctionnement dans l'environnement MATLAB/SIMULINK.

Mots clés

- ✓ Contrôle vectoriel direct.
- ✓ Moteur asynchrone triphasé.
- ✓ Onduleur de tension.
- ✓ Algorithme MPPT INC.
- ✓ Contrôleur à logique floue.
- ✓ Estimateur adaptatif de la vitesse.

Title

Direct Vector Control of a Three-Phase Asynchronous Motor Integrated in a Solar Water Pumping System

This study aims to design and implement a direct vector control strategy for the three-phase asynchronous motor powered by a standalone photovoltaic (PV) water pumping system. The adaptation stage between the PV generator and the motor-pump group is incorporated using a boost DC-DC converter (chopper) followed with three phases voltage source inverter. A MPPT algorithm based on incremental conductance (INC) is performed to produce the appropriate duty cycle to control DC-DC converter in order to increase the power that is delivered by the PV generator to the value corresponding to the MPP (Maximum Power Point). Moreover, to achieve high quality performance, a fuzzy logic controller is integrated to further maximize PV power. Also, an adaptive speed estimator using the MRAS technique is used to minimize the total cost of the system. The performance and dynamics of the studied solar pumping system are judged under various operating conditions through the MATLAB/SIMULINK environment.

Keywords

- ✓ Direct Vector Control.
- ✓ Three-phase asynchronous motor.
- ✓ Voltage source inverter.
- ✓ MPPT INC algorithm.
- ✓ Fuzzy logic controller.
- ✓ Adaptive speed estimator.

العنوان

التحكم الشعاعي المباشر لمحرك حثي ثلاثي الطور مدمج ضمن نظام ضخ المياه بالطاقة الشمسية

تهدف هذه الدراسة إلى تصميم وتنفيذ استراتيجية التحكم الشعاعي المباشر لمحرك حثي ثلاثي الطور مندرج ضمن نظام ضخ الماء بالطاقة الشمسية ذو طبيعة ذاتية. تكيف الطاقة بين عناصر النظام مضمون باستخدام محول DC-DC رافع لمستوى الطاقة متبوعاً بعاكس جهد ثلاثي الطور لتهيئة الإستطاعة الناتجة بما يتوافق مع متطلبات التحكم في النظام الميكانيكي المكون من محرك+مضخة. من أجل زيادة الطاقة التي يوفرها المولد الكهروضوئي إلى قيمة قصوى (نقطة الإستطاعة العظمى)، إقترحت هذه الدراسة خوارزمية MPPT تعتمد على الطريقة الكلاسيكية INC لتوليد المعامل الدوري المناسب للتحكم في المحول DC-DC. للرفع من أداء وجودة نظام الضخ الشمسي، تركز هذه الدراسة على توظيف تقنية المنطق الضبابي بغية زيادة الطاقة الكهروضوئية الناتجة. كذلك، تطوير مقدر سرعة تكيفي باستخدام تقنية MRAS لتقليل التكلفة الإجمالية للنظام. يتم الحكم على أداء وديناميك نظام الضخ الشمسي المقترح في ظل ظروف تشغيل مختلفة في بيئة MATLAB/SIMULINK.

الكلمات المفتاحية

- | | |
|---|-------------------------|
| ✓ | التحكم الشعاعي المباشر. |
| ✓ | محرك حثي ثلاثي الطور. |
| ✓ | عاكس جهد. |
| ✓ | خوارزمية MPPT INC. |
| ✓ | متحكم منطق ضبابي. |
| ✓ | مقدر سرعة تكيفي. |

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES.....	ix
LISTE DES SYMBOLES	xv
LISTE DES TABLEAUX	xiv
LISTE DES ABREVIATIONS	xx
INTRODUCTION GENERALE	2

Chapitre I : État de l'Art

I.1 Introduction.....	7
I.2 Qu'est-ce que le pompage solaire ?	7
I.3 Système de pompage solaire	8
I.4 Architecture d'un système de pompage solaire	9
I.5 De quoi est constitué un système de pompage solaire ?	9
I.6 Description d'un système de pompage solaire	11
I.6.1 Source solaire	11
I.6.1.1 Rayonnement solaire et Ensoleillement	11
I.6.2 Système solaire photovoltaïque.....	13
I.6.2.1 Effet photovoltaïque	14
I.6.2.2 Semi-conducteur et Théorie de bandes.....	14
I.6.2.3 Cellule photovoltaïque	15
I.6.2.4 Principe de la cellule et Comment ça marche ?	16
I.6.2.5 Types de cellules solaires	18
I.6.2.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	20
I.6.2.7 Paramètres d'une cellule photovoltaïque	21
I.6.2.8 Paramètres climatiques et Caractéristiques électriques d'une cellule PV	24
I.6.2.9 Association de cellules et Caractéristiques électriques	26
I.6.2.10 De la cellule Au module photovoltaïque	29
I.6.2.11 Système photovoltaïque.....	32
I.6.3 Système de conditionnement de puissance	36
I.6.4 Système d'électropompe (groupe motopompe)	38
I.6.4.1 Pompe hydraulique	38
I.6.4.2 Moteur électrique.....	40
I.6.5 Système de câblage électrique.....	41

I.6.6 Système d'infrastructure hydraulique	42
I.6.7 Système de purification	43
I.7 Comment fonctionne un système de pompage solaire ?	44
I.8 Pompage solaire et Qualité de critère de fonctionnement	46
I.9 Pompage solaire vaut-il l'investissement ?	47
I.10 Conclusion	48
Références	50

Chapitre II : Modélisation du Système de Pompage Solaire

II.1 Introduction	54
II.2 Présentation du projet	54
II.2.1 Système photovoltaïque	56
II.2.2 Onduleur triphasé	57
II.2.3 Moteur électrique	57
II.2.4 Pompe hydraulique	58
II.3 Modélisation du générateur photovoltaïque	58
II.3.1 Méthodologie de la modélisation	59
II.3.2 Modèle de simulation	61
II.4 Modélisation de l'onduleur triphasé	64
II.5 Modélisation d'un moteur asynchrone triphasé	69
II.5.1 Équations électriques	70
II.5.2 Équations magnétiques	70
II.5.3 Équations mécaniques	71
II.5.4 Modèle SIMULINK du moteur asynchrone alimenté en tension	77
II.5.5 Modèle SIMULINK du moteur asynchrone alimenté en courant	78
II.6 Modélisation d'une pompe centrifuge	79
II.6.1 Modèle SIMULINK de la pompe centrifuge	81
II.7 Conclusion	82
Références	83

Chapitre III : Stratégie du Contrôle de Système de Pompage Solaire

III.1 Introduction	86
III.2 Stratégie de contrôle du générateur solaire photovoltaïque	86

III.2.1 Conception, Structure et Principe du système de contrôle MPPT	87
III.2.1.1 Conception de convertisseurs élévateurs	87
III.2.1.2 Algorithme INC conventionnel.....	89
III.2.1.3 Algorithme INC avancé	89
III.3 Stratégie de contrôle de l'onduleur triphasé de tension	97
III.3.1 Principe	97
III.3.2 Conception.....	98
III.4 Stratégie de contrôle du moteur asynchrone triphasé.....	99
III.4.1 Concept de contrôle vectoriel du moteur à courant continu à excitation séparée	99
III.4.2 Description du contrôle vectoriel	100
III.4.3 Principe de l'orientation du flux rotorique.....	101
III.4.4 Découplage Entrée/Sortie	105
III.4.5 Estimation du flux rotorique.....	107
III.4.5.1 Algorithme de la commande vectorielle directe	107
III.4.5.2 Algorithme de la commande vectorielle indirecte	110
III.4.6 Ajustage du régulateur de vitesse	112
III.4.7 Modèle SIMULINK du contrôle vectoriel	114
III.5 Résultats de la simulation et Discussion	116
III.5.1 Performance du système en état de démarrage et en régime permanent aux CTS.....	116
III.5.2 Comportement dynamique du système : Diminution de l'irradiance de 1000[W/m ²] à 500[W/m ²]	117
III.5.3 Comportement dynamique du système : augmentation de l'irradiance de 500[W/m ²] à 1000[W/m ²]	118
III.5.4 Variation du couple de charge avec le changement de l'irradiation	119
III.5.5 Contrôle du flux aux CTS.....	119
III.6 Conclusion.....	120
Références	121

Chapitre IV : Optimisation Fonctionnelle et Économique du Système de Pompage Solaire

IV.1 Introduction	124
IV.2 Technologies d'optimisation	124
IV.3 Optimisation fonctionnelle du système de pompage solaire.....	125
IV.3.1 Principe de la logique floue.....	126
IV.3.2 Théorie des ensembles flous.....	126
IV.3.3 Opérateurs flous	127

IV.3.4 Conception du contrôleur flou.....	127
IV.3.5 Types des systèmes flous	129
IV.3.6 Implémentation du contrôleur MPPT à base de la logique floue	129
IV.3.7 Modèle SIMULINK du contrôleur MPPT à base de logique floue	133
IV.4 Optimisation économique du système de pompage solaire	134
IV.4.1 Principe du contrôle sans capteur	134
IV.4.2 Conception du système MRAS	134
IV.4.2.1 MRAS basée sur le flux rotorique	135
IV.4.2.2 MRAS basée sur la f.é.m	138
IV.4.2.3 MRAS basée sur la puissance réactive	139
IV.4.2.4 MRAS basée sur le courant statorique.....	140
IV.4.3 Modèle SIMULINK du système MRAS	141
IV.5 Résultats de la simulation et Discussion	143
IV.5.1 Réponse du système en régime permanent et transitoire	143
IV.5.2 Dynamique du système pendant la diminution progressive de l'irradiance	144
IV.5.3 Dynamique du système pendant l'augmentation progressive de l'irradiance	145
IV.5.4 Performance de l'algorithme à logique floue.....	145
IV.5.5 Étude analytique de la performance du système avec la technique MRAS	146
IV.6 Conclusion	147
Références	148
CONCLUSION GENERALE	151
ANNEXES.....	154
Annexe A	155
Annexe B.....	169
Annexe C	170
Annexe D	171

LISTE DES FIGURES

Chapitre I : État de l'Art

Figure I.01	Architecture d'un système de pompage solaire	9
Figure I.02	Schéma de principe du système de pompage solaire	10
Figure I.03	Rayonnement solaire	12
Figure I.04	Variations horaires et saisonnières	12
Figure I.05	Construction d'un système solaire photovoltaïque	13
Figure I.06	Classification de solides suivant la largeur de la bande interdite	15
Figure I.07	Représentation de la cellule photovoltaïque	16
Figure I.08	Libération d'électrons sous l'effet de photons	16
Figure I.09	Jonction P-N	17
Figure I.10	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	17
Figure I.11	Cellules cristallines	18
Figure I.12	Cellules à couches minces	19
Figure I.13	Caractéristique $I=f(U)$ d'une cellule solaire	20
Figure I.14	Caractéristique $P=f(U)$ d'une cellule solaire	21
Figure I.15	Caractéristiques électriques et paramètres physiques d'une cellule solaire	22
Figure I.16	Essai en court-circuit	22
Figure I.17	Essai en circuit ouvert	22
Figure I.18	Effet de l'éclairement sur les caractéristiques électriques d'une cellule PV pour T constante et E variable	24
Figure I.19	Effet de l'éclairement sur les caractéristiques électriques d'une cellule PV pour T variable et E constant	25
Figure I.20	Montage de cellules en série	26
Figure I.21	Caractéristiques électriques d'association de S cellules en série	27
Figure I.22	Montage de cellules en parallèle	27
Figure I.23	Caractéristiques électriques d'association de P cellules en parallèle	28
Figure I.24	Montage hybride de cellules	28
Figure I.25	Caractéristiques électriques d'association hybride de cellules	29

Figure I.26	Module photovoltaïque.....	30
Figure I.27	Composition du module photovoltaïque	30
Figure I.28	Protection électrique de cellules photovoltaïques	31
Figure I.29	Champ photovoltaïque fixe	33
Figure I.30	Champ photovoltaïque avec poursuite solaire.....	33
Figure I.31	Champ photovoltaïque sous concentration.....	34
Figure I.32	De la cellule au système photovoltaïque	35
Figure I.33	Rôle du système de conditionnement de puissance.....	37
Figure I.34	Modes de fonctionnement du système de pompage solaire	45
Figure I.35	Comparaison des coûts au long de 20 ans entre le pompage solaire et le pompage traditionnel de carburant.....	48

Chapitre II : Modélisation du Système de Pompage Solaire

Figure II.01	Diagramme schématique du système étudié	55
Figure II.02	Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque	59
Figure II.03	Circuit équivalent du champ solaire photovoltaïque	60
Figure II.04	Étapes de modélisation du module photovoltaïque impliquées dans SIMULINK	61
Figure II.05	De Celsius à Kelvin	62
Figure II.06	Modèle de produit $N_s.K.n.T_0$	62
Figure II.07	Diagramme fonctionnel pour le modèle du photo-courant	62
Figure II.08	Diagramme fonctionnel pour le modèle du courant de saturation inverse	63
Figure II.09	Diagramme fonctionnel pour le modèle du courant de saturation.....	63
Figure II.10	Diagramme fonctionnel pour le modèle du courant de sortie.....	63
Figure II.11	Liaison de sous-systèmes du module photovoltaïque	64
Figure II.12	Modèle finale du module photovoltaïque	64
Figure II.13	Représentation électrique de VSI	65
Figure II.14	Schéma SIMULINK d'un onduleur idéal triphasé de tension	66
Figure II.15	Analyse de chaque étape pour une phase d'un VSI	68
Figure II.16	Modèle SIMULINK d'un VSI réel	68
Figure II.17	Modèle schématique du moteur asynchrone dans l'espace électrique	69

Figure II.18	Repérage angulaire du système biphasé d'axes (d-q) associé à l'espace électrique du moteur asynchrone	72
Figure II.19	Modèle SIMULINK du moteur triphasé asynchrone alimenté en tension	78
Figure II.20	Modèle SIMULINK du moteur triphasé asynchrone alimenté en courant	78
Figure II.21	Modèle SIMULINK de la pompe centrifuge	81
Figure II.22	Modèle SIMULINK réduit de la pompe centrifuge	81

Chapitre III : Stratégie du Contrôle de Système de Pompage Solaire

Figure III.01	Système de contrôle MPPT basé sur le convertisseur élévateur	88
Figure III.02	Organigramme de l'algorithme INC classique	89
Figure III.04	Organigramme de l'algorithme INC étudié	96
Figure III.05	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque pour différentes valeurs d'irradiance solaire	96
Figure III.06	Principe du contrôle du courant de la bande d'hystérésis	97
Figure III.07	Configuration d'un VSI triphasé avec une charge R-L	98
Figure III.08	Circuit équivalent par phase de la charge	98
Figure III.09	Modèle SIMULINK du contrôleur de courant à hystérésis	99
Figure III.10	Principe du découplage pour le moteur asynchrone par analogie avec le moteur à courant continu excité séparément	100
Figure III.11	Principe de la commande vectorielle à flux rotorique orienté	102
Figure III.12	Influence des courants sur le flux et le couple	104
Figure III.13	Couplage de l'axe d avec l'axe q	104
Figure III.14	Principe du découplage par compensation	106
Figure III.15	Schéma fonctionnel équivalent du moteur asynchrone	106
Figure III.16	Schéma bloc de l'estimateur du flux rotorique	109
Figure III.17	Schéma de principe de la commande vectorielle directe du moteur asynchrone alimenté en tension	109
Figure III.18	Bloc de défluxage	111
Figure III.19	Schéma de principe de la commande vectorielle indirecte du moteur asynchrone alimenté en tension	111
Figure III.20	Schéma bloc du régulateur PI	112
Figure III.21	Schéma fonctionnel de la régulation de vitesse	112

Figure III.22	Modèle SIMULINK du contrôle vectoriel du moteur asynchrone	114
Figure III.23	Diagramme fonctionnel de la transformation abc-dq.....	114
Figure III.24	Diagramme fonctionnel de la transformation dq-abc.....	115
Figure III.25	Diagramme fonctionnel pour calculer le flux rotorique.....	115
Figure III.26	Diagramme fonctionnel pour calculer θ_s	115
Figure III.27	Diagramme fonctionnel pour calculer i_{sd}^*	115
Figure III.28	Diagramme fonctionnel pour calculer i_{sq}^*	115
Figure III.29	Diagramme fonctionnel de la régulation de Ω	116
Figure III.30	Performance au démarrage et en régime permanent aux CTS : (a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe	117
Figure III.31	Comportement dynamique, lors de la diminution de l'irradiance de 1000[W/m ²] à 500[W/m ²], de : (a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe	118
Figure III.32	Comportement dynamique, lors de l'augmentation de l'irradiance de 500[W/m ²] à 1000[W/m ²], de : (a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe	118
Figure III.33	Vitesse V_s couple de charge pour irradiances de : (a) 1000[W/m ²]. (b) 500[W/m ²]	119
Figure III.34	Performance du système à 20% du flux nominal et aux CTS	119

Chapitre IV : Optimisation Fonctionnelle et Économique du Système de Pompage Solaire

Figure IV.01	Schéma d'optimisation du système de pompage solaire étudié	125
Figure IV.02	Schéma fonctionnel de la commande par logique floue.....	127
Figure IV.03	Fonctions d'appartenance floues.....	128
Figure IV.04	Système photovoltaïque avec contrôle MPPT à logique floue.....	130
Figure IV.05	Structure étudiée du contrôleur à base de logique floue.....	131
Figure IV.06	Fonctions d'appartenance des entrées et des sorties sous MATLAB	132
Figure IV.07	Contrôle du système photovoltaïque avec un contrôleur à logique floue basé sur l'algorithme INC.....	133
Figure IV.08	Configuration de base du système MRAS.....	135
Figure IV.09	Schéma Bloc du système MRAS basé sur le flux rotorique.....	137
Figure IV.10	Schéma Bloc du système MRAS basé sur la f.é.m.....	138
Figure IV.11	Schéma Bloc du système MRAS basé sur la puissance réactive.....	140
Figure IV.12	Schéma Bloc du système MRAS basé sur le courant statorique	141

Figure IV.13	Modèle SIMULINK du système MRAS basé sur le flux rotorique	142
Figure IV.14	Schéma SIMULINK du modèle de référence	142
Figure IV.15	Schéma SIMULINK du modèle adaptatif	142
Figure IV.16	Schéma SIMULINK du modèle d'adaptation.....	143
Figure IV.17	Performance du système en régime permanent et transitoire aux CTS : a) Générateur PV. b) Groupe motopompe	144
Figure IV.18	Performance du système durant la réduction de l'irradiance (1000-500)[W/m ²] : (a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe.....	144
Figure IV.19	Performance du système durant l'augmentation d'irradiance (500-1000)[W/m ²] : (a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe.....	145
Figure IV.20	Etude comparative de la performance du système avec l'algorithme MPPT INC avancé par rapport à l'INC conventionnel à base de logique floue	146
Figure IV.21	Etude comparative de la performance du système avec et sans l'implémentation de la technique MRAS	146

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I : État de l'Art

Tableau I.1	Comparaison entre un moteur DC et AC [3, 21].	40
Tableau I.2	Caractéristiques d'un moteur électrique monophasé et triphasé [3, 21].	41

Chapitre II : Modélisation du Système de Pompage Solaire

Tableau II.1	Paramètres électriques du module solaire photovoltaïque JAP672-320/4BB.	56
Tableau II.2	Paramètres électriques de l'onduleur triphasé choisi.	57
Tableau II.3	Paramètres électriques du moteur triphasé choisi.	57
Tableau II.4	Paramètres électriques de la pompe centrifuge choisie.	58

Chapitre III : Stratégie du Contrôle de Système de Pompage Solaire

Tableau III.1	Variation de la tension et du courant lors de la variation de l'irradiance solaire ou de la résistance de la charge.	93
----------------------	--	-----------

Chapitre IV : Optimisation Fonctionnelle et Économique du Système de Pompage Solaire

Tableau IV.1	Tableau des règles floues.	129
Tableau IV.2	Règles floues proposées.	132

LISTE DES SYMBOLES

Source solaire

E	[W/m ²]	Éclairement (souvent appelé aussi irradiance) solaire.
T	[°C] ou [K]	Température incidente.
G	[Wh/m ²] ou [KWh/m ²]	Irradiation solaire.
E_{ph}	[J]	Énergie du photon.
h	[s]	Constante de Planck.
c	[m/s]	Vitesse de la lumière.
λ	[m]	Longueur de l'onde de rayonnement solaire.

Générateur photovoltaïque

I_{CC}	[A]	Courant de court-circuit d'une cellule photovoltaïque.
U_{CO} ou V_{CO}	[V]	Tension de circuit ouvert d'une cellule photovoltaïque.
I_{CC}^T	[A]	Courant de court-circuit de plusieurs cellules connectées en série.
U_{OC}^T ou V_{OC}^T	[V]	Tension en circuit ouvert de plusieurs cellules connectées en parallèle.
I_{OP}	[A]	Courant optimal (courant à puissance photovoltaïque maximale).
U_{OP} ou V_{OP}	[V]	Tension optimale (tension à puissance photovoltaïque maximale).
I ou I_{PV}	[A]	Courant photovoltaïque de sortie.
V ou V_{PV}	[V]	Tension photovoltaïque de sortie.
V_t	[V]	Tension thermique de la diode.
I_{ph}	[A]	Photo-Courant (quantité de photons absorbés par la cellule).
I_D	[A]	Courant de la diode.
I_0	[A]	Courant de saturation de la diode.
I_{si}	[A]	Courant de saturation inverse de la diode.
I_P	[A]	Courant de la résistance parallèle.

P_{MAX}	[W]	Puissance photovoltaïque maximale correspondant à la coordonnée (V_{OP} , I_{OP}).
$P_{MAX IDEALE}$	[W]	Puissance photovoltaïque maximale correspondant à la coordonnée (V_{CO} , I_{CC}).
P_{IN}	[W]	Puissance lumineuse incidente.
FF	[-]	Facteur de forme de la conversion photovoltaïque.
η	[%]	Rendement de la cellule solaire.
S	[m ²]	Surface de la cellule photovoltaïque.
R_S	[Ω]	Résistance série de la cellule solaire.
R_P	[Ω]	Résistance parallèle de la cellule solaire.
N_s	[-]	Nombre de cellules liées en série.
N_p	[-]	Nombre de cellules liées en parallèle.
T_0	[K]	Température de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.
T_r	[K]	Température de fonctionnement idéale pour une cellule photovoltaïque, où $T_r=298$ [K].
E_0	[W/m ²]	Éclairement de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.
E_r	[W/m ²]	Éclairement de fonctionnement idéal pour une cellule photovoltaïque, où $E_r=1000$ [W/m ²].
E_{g0}	[eV]	Énergie de bande interdite du semi-conducteur, où $E_{g0}\approx 1.1$ [eV] pour le silicium à 25[°C].
K_i	[A/K]	Rapport I_{CC}/T_r de la cellule aux CTS.
K	[J/K]	Constante de Boltzmann, où $K=1.3805\times 10^{-23}$ [J/K].
q	[C]	Charge d'électron, où $q=1.6\times 10^{-19}$ [C].
n	[-]	Facteur d'idéalité de la diode.

Convertisseur DC-DC (hacheur élévateur)

V_{dc}	[V]	Tension de sortie.
I_{dc}	[A]	Courant de sortie.
D	[-]	Rapport cyclique (en anglais : Duty cycle).
C_{in}	[F]	Condensateur d'entrée.
C_{out}	[F]	Condensateur de sortie.
L	[H]	Inductance de l'ondulation du courant.
R_{ch}	[Ω]	Résistance d la charge.

f_s	[Hz]	Fréquence de commutation.
-------	------	---------------------------

Convertisseur DC-AC (Onduleur triphasé)

v_{an}, v_{bn}, v_{cn}	[V]	Tension triphasé simple (phase-neutre) de l'onduleur.
v_{chute}	[V]	Tension de chute pour une branche de l'onduleur.
v_i	[V]	Chute de tension totale de l'IGBT.
v_d	[V]	Chute de tension totale de la diode.
v_{fi}	[V]	Chute de tension à l'état passante de l'IGBT.
v_{fd}	[V]	Chute de tension à l'état passante de la diode.
R_{oni}	[Ω]	Résistance interne de l'IGBT.
R_{ond}	[Ω]	Résistance interne de la diode.
f_{s_max}	[Hz]	Fréquence de commutation maximale.

Moteur asynchrone triphasé

$(\vec{S}_a, \vec{S}_b, \vec{S}_c)$	[-]	Axes magnétiques liés aux enroulements triphasés statoriques.
$(\vec{R}_a, \vec{R}_b, \vec{R}_c)$	[-]	Axes magnétiques liés aux enroulements triphasés rotoriques.
(d, q)	[-]	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme).
(α, β)	[-]	Repère de Park fixe au stator.
$[V_s]$	[V]	Vecteur de tensions statoriques triphasées.
v_{sd}, v_{sq}	[V]	Tensions statoriques biphasées dans le repère (d, q).
$v_{s\alpha}, v_{s\beta}$	[V]	Tensions statoriques biphasées dans le repère (α, β).
$[I_s]$	[A]	Vecteur de courants statoriques triphasés.
i_{sd}, i_{sq}	[A]	Courants statoriques biphasés dans le repère (d, q).
$i_{s\alpha}, i_{s\beta}$	[A]	Courants statoriques biphasés dans le repère (α, β).
$[V_r]$	[V]	Vecteur de tensions rotoriques triphasées.
v_{rd}, v_{rq}	[V]	Tensions rotoriques biphasées dans le repère (d, q).
$[I_r]$	[A]	Vecteur de courants rotoriques triphasés.
i_{rd}, i_{rq}	[A]	Courants rotoriques biphasés dans le repère (d, q).
$[\phi_s]$	[Wb]	Vecteur du flux magnétique au stator.
ϕ_{sd}, ϕ_{sq}	[Wb]	Flux statoriques dans le repère biphasé (d, q).

$[\phi_r]$	[Wb]	Vecteur du flux magnétique au rotor.
ϕ_{rd}, ϕ_{rq}	[Wb]	Flux rotoriques dans le repère biphasé (d, q).
$\phi_{r\alpha}, \phi_{r\beta}$	[Wb]	Flux rotoriques dans le repère biphasé (α , β).
Ω	[rad/s]	Vitesse de rotation mécanique.
θ	[rad]	Position angulaire du rotor par rapport au stator.
θ_s	[rad]	Position angulaire du stator par rapport à l'axe (d).
θ_r	[rad]	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe (d).
ω	[rad/s]	Pulsation électrique correspondante à la vitesse de rotation.
ω_s	[rad/s]	Pulsation électrique des grandeurs statoriques.
ω_r	[rad/s]	Pulsation électrique des grandeurs rotoriques (Pulsation de glissement).
C_{em}	[N.m]	Couple électromagnétique.
C_r	[N.m]	Couple de charge (résistant).
P_m	[W]	Puissance mécanique.
R_s	[Ω]	Résistance statorique par phase.
R_r	[Ω]	Résistance rotorique par phase.
L_s	[H]	Inductance cyclique propre du stator.
L_r	[H]	Inductance cyclique propre du rotor.
l_{ss}	[H]	Inductance mutuelle entre deux phases statoriques.
l_{rr}	[H]	Inductance mutuelle entre deux phases rotoriques.
L_m	[H]	Inductance cyclique mutuelle entre stator et rotor.
T_s	[s]	Constante du temps statorique.
T_r	[s]	Constante du temps rotorique.
σ	[-]	Coefficient de dispersion de Blondel.
p	[-]	Nombre de paires de pôles.
J	[Kg.m ²]	Moment d'inertie des masses tournantes.
f	[N.m.s/rad]	Coefficient de frottement visqueux.
K_p	[-]	Composante proportionnelle du correcteur PI.
K_i	[-]	Composante intégrale du correcteur PI.
X^* ou X_{ref}	[-]	Grandeur de référence.
$\hat{X}$ ou X_{est}	[-]	Grandeur estimée.
X_n, X_{nom}	[-]	Grandeur nominale.

Pompe centrifuge

P_h	[W]	Puissance hydraulique de sortie.
C_r ou C_p	[N.m]	Couple de la pompe.
C_{rs}	[N.m]	Couple résistant statique.
H	[m]	Hauteur manométrique.
Q	[m ³ /s] ou [l/h]	Débit hydraulique.
g	[m/s ²]	Constante de la gravité, $g=9.81$ [m/s ²].
ρ	[Kg/m ³]	Masse volumique de l'eau, $\rho=1000$ [Kg/m ³].

LISTE DES ABRÉVIATIONS

B

BC	Bande de Conduction de l'atome.
BHI	Bande Hystérésis Inférieure.
BHS	Bande Hystérésis Supérieure.
BoA	Bissecteur d'Area.
BOS	En anglais : Balance Of System, c'est-à-dire l'ensemble des équipements constituant un système photovoltaïque.
BV	Bande de Valence de l'atome.

C

CLF	Contrôleur à Logique Floue.
CoG	Centre de Gravité.
CoGS	Centre de Gravité pour le Singleton.
CPO	Coarse Positioning Operation (en anglais).
CTS	Conditions de Test Standard : spécifiées par un éclairement de 1000[W/m ²] et une température de 25[°C].

F

FEM	Force Electro-Motrice.
FMM ou E	Force Magnéto-Motrice.
FOC	Field Oriented Control (en anglais).
FPO	Fine Positioning Operation (en anglais).

I

IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (en anglais).
INC	INcrémentation de Conductance (en anglais : INcremental Conductance).
INC-A	INcrémentation de Conductance Améliorée.
INR	INcrémentation de Résistance (en anglais : INcremental Resistance).

L

LF Logique Floue.

M

MoM Moyenne des Maxima.

MLI (en anglais : PWM) Modulation de Largeur d'Impulsion (en anglais : Pulse Width Modulation).

MRAS Model Reference Adaptatif System (en anglais).

P

PI Proportionnel Intégral.

P&O Perturber et Observer (en anglais : Perturbe and Observe).

PPM (en anglais : MPP) Point de Puissance Maximale (en anglais : Maximum Power Point).

PV Photo-Voltaïque.

S

SPPM (en anglais : MPPT) Suivi du Point de Puissance Maximum (en anglais : Maximum Power Point Tracking).

V

VSI Voltage Source Inverter (en anglais).

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

La modernisation, l'industrialisation et la croissance démographique ont augmenté de façon exponentielle la demande d'énergie électrique. Par conséquent, il est obligatoire de se concentrer sur d'autres sources d'énergie pour répondre à la demande d'énergie. Cependant, en tenant compte des contraintes écologiques, les chercheurs s'orientent vers une utilisation appropriée des sources non conventionnelles en fonction des conditions géographiques et topographiques. Parmi les sources disponibles, l'énergie solaire photovoltaïque semble séduisante et prometteuse. Ces dernières années, le pompage de l'eau est devenu l'un des domaines les plus attractifs pour l'énergie photovoltaïque comme l'une des solutions efficaces et alternatives à l'électricité traditionnelle qui dépend de sources non renouvelables [1].

En fait, les pompes à eau dans le secteur de l'irrigation ainsi que dans les secteurs domestique et industriel ont bénéficié de l'utilisation de la production d'énergie à partir de sources renouvelables dans ces secteurs, en particulier dans les régions éloignées. L'utilisation de l'énergie photovoltaïque dans les pompes à eau, ce qui est appelé le pompage photovoltaïque ou plutôt le pompage solaire, présente de nombreux avantages, notamment : faible maintenance, facilité d'installation, grande fiabilité, fonctionnement silencieux et une usure réduite grâce à l'absence de pièces mobiles [2]. Afin d'assurer un pompage solaire de haute qualité, la puissance photovoltaïque maximale des panneaux solaires est tirée en utilisant l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) à l'aide d'un convertisseur DC-DC. Ces algorithmes présentent des variations dans leur vitesse de réponse, leur complexité et leur efficacité [3]. Un certain nombre de convertisseurs DC-DC utilisés dans la technique MPPT ont été signalés dans la littérature pour le pompage de l'eau. Le convertisseur élévateur est l'un des plus importants convertisseurs DC-DC, qui est largement utilisé pour la technique MPPT [2, 3]. Cependant, dans la technique à un seul étage (sans utiliser le convertisseur DC-DC), le MPPT et la régulation de la tension continue sont réalisés par l'onduleur lui-même.

A l'origine, des moteurs à courant continu ont été utilisés pour le pompage de l'eau à l'aide de panneaux solaires photovoltaïques. Toutefois, il a été remplacé par un moteur à induction car il est robuste, économique et facilement disponible et utilisé dans des conditions difficiles. Des capteurs mécaniques, tels que des tachymètres et des encodeurs optiques, sont utilisés pour mesurer la vitesse du rotor, ce qui augmente le coût et la taille globale du système. De plus, les codeurs exigent une maintenance périodique et ainsi une fiabilité moindre [1]. Parfois, le moteur et la pompe sont intégrés ensemble dans un système de pompe submersible, l'estimation de la vitesse d'un moteur à induction est donc obligatoire pour faire fonctionner une pompe à eau submersible d'une part et pour obtenir une optimisation économique d'autre part [4].

Il existe une certaine littérature sur le contrôle sans capteur mécanique du système de pompage photovoltaïque. Principalement, le contrôle scalaire et le contrôle vectoriel. Pour le contrôle scalaire, ce type souffre d'un problème de stabilité et d'une oscillation soutenue défavorable dans des conditions de charge légère ou de fonctionnement à basse fréquence [3]. Ces états d'oscillation sont influencés par de nombreux facteurs tels que la résistance du stator, l'inertie du rotor, le condensateur du circuit de convertisseur DC-DC, la tension d'alimentation du moteur, la fréquence de résonance du système, la fréquence d'alimentation ainsi que le flux magnétique dans l'entrefer qui est l'une des grandeurs les plus importantes. Si l'amplitude et la phase de cette quantité particulière (le flux magnétique) sont correctement contrôlées, le problème de stabilité est éliminé et ne pose plus de soucis, ce qui n'est pas atteint avec le contrôle scalaire. En outre, ce contrôle montre une performance lente en régime transitoire. Contrairement au contrôle scalaire, les problèmes de stabilité et d'oscillation cités ci-dessus sont résolus dans le contrôle vectoriel qui fournit également une satisfaisante dynamique concernant le flux magnétique. De plus, le flux et le couple sont contrôlés séparément comme indiqué dans [5]. Voilà pourquoi le contrôle vectoriel est supérieur au contrôle scalaire dans la littérature de contrôle sans capteur mécanique des systèmes de pompage solaire.

Malgré le fait que le contrôle sans capteur mécanique augmente légèrement la complexité du système développé, il fournit un profit économique en remplaçant ces capteurs par des modèles mathématiques effectuant la même tâche. C'est pourquoi l'estimation de la vitesse par les techniques de système adaptatif de référence de modèle, connu sous l'abréviation de MRAS, est utilisée dans ce projet. Ce type d'estimation repose sur deux modèles, l'un est un modèle de référence et l'autre est un modèle adaptatif. Tous deux dépendent de différents paramètres de la machine. L'erreur est réduite à zéro par le réajustement des paramètres affectant l'un des modèles. Contrairement à la méthode basée sur l'observateur (filtre Kalman étendu), les modèles basés sur le MRAS sont insensibles au bruit et simples [5]. En effet, il existe différentes techniques de MRAS, à savoir la technique basée sur le flux rotorique. Une autre est basée sur la force électromotrice ou bien la puissance réactive ainsi que la technique MRAS basée sur le courant statorique [4-5]. Dans chaque cas, le signal d'erreur obtenu en comparant les deux modèles est ramené à zéro par le mécanisme d'adaptation et la vitesse du rotor est ainsi estimée.

La technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) est incorporée à la stratégie du contrôle vectoriel du moteur à induction, ce qui permet de mettre en œuvre une fréquence de commutation constante pour l'onduleur [3-5]. De plus, l'ajout de la bande d'hystérésis entraîne une réduction significative de l'ondulation du couple, comme le montre cette étude. Par conséquent, le MLI hystérésis avec la méthode de la commande vectorielle est suffisant pour réduire l'ondulation du couple ainsi que l'ondulation de la vitesse.

Le présent étude propose une topologie de développement d'une stratégie de contrôle et d'optimisation visant à améliorer les performances dynamiques du moteur à induction alimenté par un générateur photovoltaïque et entraînant une pompe centrifuge qui est couramment utilisée dans ce genre d'application à cause de sa fiabilité et de sa maintenance réduite. De ce fait, cette étude traite les aspects suivants :

- 1- Performance du moteur à induction triphasé alimenté par un générateur photovoltaïque avec la technique du contrôle vectoriel.
- 2- Adaptation du générateur photovoltaïque à diverses conditions de fonctionnement possibles à l'aide d'un algorithme MPPT avancé basé sur la méthode de l'incrément de conductance (INC).
- 3- Extraction de la puissance photovoltaïque maximale vers le groupe motopompe en adoptant un étage d'adaptation représenté dans le convertisseur DC-DC (hacheur).
- 4- Amélioration de la réponse du moteur et minimisation de l'ondulation de son couple et de sa vitesse en utilisant une séquence de commutation pour l'onduleur gérée par un contrôleur hystérésis des courants.
- 5- Optimisation du pompage solaire en incorporant des techniques d'intelligence artificielle au sein de la stratégie de contrôle, ainsi que la recherche de solutions de profit économique en utilisant des technologies de MRAS.

Pour aborder et contenir ces points de base, la structure proposée pour la construction de cette mémoire est la suivante :

Chapitre I : État de l'Art présente un aperçu à propos du pompage solaire. À travers lequel, il soulignera la supériorité de cette technologie sur le pompage à carburant, et mettra en évidence tout ce qui est en relation avec le sujet du contrôle des systèmes de pompage solaire et les stratégies d'optimisation fonctionnelle et économique.

Chapitre II : Modélisation du Système de Pompage Solaire décrit le système de pompage solaire étudié dans ce projet d'un point de vue mathématique puis le traduit en modèle SIMULINK à l'aide des outils de l'environnement MATLAB/SIMULINK. Alors, il s'agit de l'étape de modélisation du système étudié afin d'arriver à analyser son performance dynamique.

Chapitre III : Stratégie du Contrôle de Système de Pompage Solaire cherche à développer une stratégie de contrôle qui réponde aux critères de qualité et d'efficacité pour le système de pompage solaire étudié, puis à tester la fiabilité et la robustesse de cette stratégie en étudiant et en analysant la performances du système et sa dynamique dans différentes conditions de fonctionnement.

Chapitre IV : Optimisation Fonctionnelle et Économique du Système de Pompage Solaire vise à rechercher des techniques d'optimisation qui améliorent la qualité fonctionnelle du système et réduisent le coût économique de sa mise en place. Autrement dit, atteindre les plus hauts niveaux de rendement au coût économique le plus bas possible. Puis, il affiche les résultats de la simulation du système optimisé ainsi que leur interprétation.

À la fin de cette mémoire, une conclusion générale sera rédigée qui met en évidence les principaux résultats atteints au cours de cette étude. Aussi, proposer des perspectives pour cette mémoire pourrait être des projets futurs pour développer la présente étude.

Références

- [1] S. Parvathy and A. Vivek, “A photovoltaic water pumping system with high efficiency and high lifetime,” in *Proc. Int. Conf. Adv. Power Energy*, Jun. 24-26, 2015, pp. 489-493.
- [2] V. C. Sontake and V. R. Kalamkar, “Solar photovoltaic water pumping system-A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1038-1067, Jun. 2016.
- [3] S. Shukla, and B. Singh, “Reduced-Sensor-Based PV Array-Fed Direct Torque Control Induction Motor Drive for Water Pumping,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 6, pp. 5400-5415, 2019.
- [4] S. Shukla and B. Singh, “Solar powered sensorless induction motor drive with improved efficiency for water pumping,” *IET Power Electronics*, vol. 11, no. 3, pp. 416-426, March 2018.
- [5] S. Shukla, and B. Singh, “Reduced Current Sensor Based Solar PV Fed Motion Sensorless Induction Motor Drive for Water Pumping,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 7, pp. 3973-3986, 2019.

Chapitre I

État de L'Art

I.1 Introduction

En fait, le soleil prévoit toute l'énergie nécessaire pour soutenir la vie telle que nous la connaissons. Le challenge pour un avenir durable, c'est d'exploiter une toute petite fraction de cette énergie pour répondre aux exigences relativement modestes de l'activité humaine. Récemment, des développements mondiaux semblent avoir atteint garantir un bon marché pour l'énergie renouvelable verte en exploitant l'énergie du soleil. Les plus importantes images d'investissement dans l'énergie solaire sont les systèmes photovoltaïques qui apparaissent d'être prometteur en vue de leur nature non polluante et l'avantage de la conversion directe d'énergie électrique.

Actuellement, les systèmes ou bien les générateurs photovoltaïques offrent une solution très fiable, abordable et durable pour générer l'électricité à grande échelle. Ainsi, l'électricité solaire photovoltaïque peut répondre à la demande croissante en électricité, ce qui contribue de manière significative à atténuer la pollution de l'environnement résultant de l'utilisation des énergies fossiles. Peu à peu, l'utilisation de l'énergie photovoltaïque ne cesse d'augmenter dans le monde entier, l'une de ses applications les plus courantes étant le pompage photovoltaïque (appelé aussi le pompage solaire) de l'eau [1]. En effet, l'énergie photovoltaïque, c'est la ressource énergétique la mieux adoptée au pompage de l'eau dans les régions dispersées et éloignées.

Un système de pompage solaire est essentiellement un système de pompage électrique dans lequel l'électricité est fournie par un système photovoltaïque. Le pompage solaire présente une alternative propre, simple et économe à l'électricité traditionnelle et au pompage à carburant ainsi qu'il peut entraîner à la fois des avantages socio-économiques en plus de ceux liés au climat. En raison de sa dépendance de sources d'énergie entièrement renouvelables, la technologie de pompage solaire est respectueuse de l'environnement où elle peut être utilisée pour fournir de l'eau pour l'irrigation des cultures, l'élevage du bétail et l'approvisionnement en eau potable [1-3].

En raison de l'importance que le pompage solaire possède maintenant, il est devenu un sujet qui attire l'attention de nombreuses études et recherches académiques. Alors, *ce chapitre présentera une étude qui décrit profondément les systèmes de pompage photovoltaïque où elle se concentrera principalement sur tout ce qui est important pour le développement d'un système de contrôle qui peut optimiser le système de pompage solaire fonctionnellement et économiquement.*

I.2 Qu'est-ce que le pompage solaire ?

Le pompage de l'eau, pour irrigation, usage domestique ou animal, constitue un besoin extrêmement vital pour les populations et surtout dans les zones rurales et agricoles qui sont en fait loin des centres de population [1]. De plus, ces zones sont souvent isolées des réseaux électriques, ce qui pose un problème supplémentaire pour l'approvisionnement en eau par le pompage électrique.

Généralement, le pompage de l'eau se fait par le moyen de motopompes électriques ou mécaniques. D'autre part, et sans réseaux électriques disponibles, les populations et les agriculteurs n'ont souvent d'autre choix que [2] :

- Groupes électrogènes qui sont des systèmes onéreux en raison du coût des carburants, difficile à entretenir, et extrêmement polluant.
- Recours aux méthodes traditionnelles (manuellement ou par traction animale), c'est une technique très ancienne, elle nécessite un énorme potentiel humain et animal, et elle se caractérise par une très faible efficacité de pompage de l'eau.

Tandis que le monde évolue vers les énergies renouvelables, dans ce cas, l'exploitation de l'énergie solaire est une solution très importante pour la production d'électricité et donc la disponibilité de l'eau. Maintenant, avec le grand développement du domaine des semi-conducteurs, il est possible de mieux exploiter la richesse solaire en comptant sur le pompage solaire au lieu du pompage électrique traditionnel en utilisant un système photovoltaïque capable de fournir l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement d'une motopompe permettant de puiser l'eau à des profondeurs pouvant aller jusqu'à 350 mètres.

Alors, la technique du pompage solaire est une solution fiable et performante, elle s'est imposée au fil du temps comme une des applications majeures de l'énergie photovoltaïque. Tant pour l'irrigation que pour l'adduction d'eau, le pompage solaire permet l'accès à l'eau même dans les zones les plus reculées, à des coûts très compétitifs par rapport aux solutions de pompage basées sur les énergies fossiles (groupes électrogènes) [1, 3].

I.3 Système de pompage solaire

Le système de pompage solaire (PS) est un ensemble de technologies (technologie : photovoltaïque, électronique de puissance, ...etc) qui sont liées les unes aux autres d'une manière qui permet de contrôler le pompage de l'eau et de l'adapter à la quantité de rayonnement solaire disponible [4].

Ce système est particulièrement adapté dans les zones où les ressources en eau ne sont pas facilement disponibles ou accessibles, dans les zones agricoles, ou dans les zones les plus isolées ou inaccessibles du territoire où il n'est pas possible de construire des réseaux et des infrastructures adéquates.

En temps où le monde entier passe au solaire, l'utilisation de l'énergie solaire dans les systèmes de pompage de l'eau peut considérablement aider et accélérer le développement de l'agriculture dans les pays africains et dans de nombreuses autres régions éloignées pauvres, ce concept est connu sous le nom d'irrigation solaire et est utilisé dans de nombreuses régions en présent temps [2]. De plus, le

pompage solaire peut être facilement intégré dans de nombreux domaines autres que le domaine agricole tel que le domaine récréatif (alimentation en eau des piscines), résidentiel (approvisionnement en eau pour boire ou augmenter la pression), animalier (abreuvement du bétail et pisciculture) et le domaine industriel (approvisionnement en eau pour les entreprises) [4, 5].

Comme point fort, le système de pompage solaire utilise une source d'énergie renouvelable et 100% verte, ce qui réduit l'utilisation de combustibles fossiles qui provoquent des émissions importantes de gaz CO₂ nocif.

I.4 Architecture d'un système de pompage solaire

Le système de PS est raccordé avec le générateur photovoltaïque par l'intermédiaire d'un système de conditionnement qui assure la transformation de l'énergie et son contrôle [3, 5]. Selon ce principe, le système de PS peut être architecturé de la façon suivante :

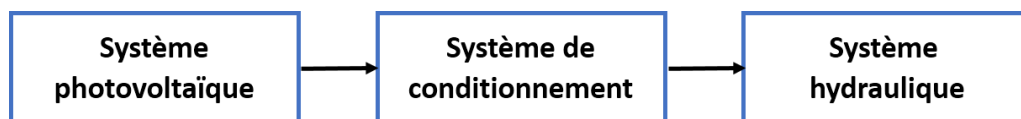


Figure I.1 Architecture d'un système de pompage solaire [3].

Le système de conditionnement est considéré comme l'élément le plus important dans la structure du système de PS, car la qualité des composants qui le constituent en plus des technologies développées au cours de celui-ci permettent d'améliorer le système global d'un point de vue fonctionnel et économique.

Alors, de nombreuses études ont été développées à propos de la partie du système de conditionnement afin d'atteindre le meilleur rendement au prix le plus bas possible. Par conséquent, nous chercherons dans ce projet à étudier cette partie en développant un système de contrôle capable d'optimiser la fonctionnalité du système de pompage solaire, et nous travaillerons à créer des technologies qui peuvent améliorer le coût du système en général.

I.5 De quoi est constitué un système de pompage solaire ?

L'architecture du système de PS, présentée dans la figure I.1 ci-dessus, peut nous conduire à plusieurs modèles qui sont sujets à des points dont les plus importants sont les suivants [6] :

- But par lequel le système de pompage solaire est conçu.
- Appareils et les machines approuvés qui constituent l'infrastructure de ce système.
- Technologies utilisées qui relient fonctionnellement les différents composants du système entre eux.
- Capacité économique.

Généralement, la construction du système de PS peut être développée suivant le schéma suivant qui représente l'image de base du système de pompage solaire.

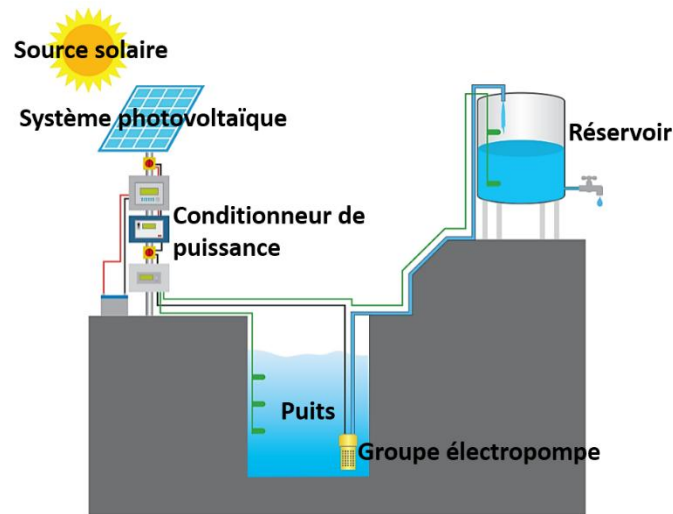


Figure I.2 Schéma de principe du système de pompage solaire [3].

Comme la montre la figure ci-dessus, le système de PS est un système interactif qui se compose d'un groupe d'éléments qui affectent mutuellement comme suit [3, 5] :

- Source solaire qui fournit au système photovoltaïque le rayonnement nécessaire pour fournir de l'énergie électrique.
- Système des panneaux solaires photovoltaïques interconnectés électriquement pour capter l'énergie du soleil et la convertir en électricité (en courant continu).
- Unité de conditionnement de puissance, constituée de :
 - Convertisseur statique (onduleur, hacheur) qui est capable de faire varier les caractéristiques de la tension de sortie en fonction de la puissance disponible du système solaire (elle-même en fonction de l'irradiation solaire qu'il reçoit).
 - Batterie pour stocker l'énergie électrique produite.
- Groupe électropompe (charge hydraulique), constitué d'un moteur électrique souvent asynchrone et d'une pompe centrifuge ou volumétrique.
- Câblage électrique, par lequel transite l'énergie du système photovoltaïque au moteur en plus des informations relatives aux contrôles de sécurité.
- Infrastructure hydraulique qui conduit l'eau de sa source (souvent un puits ou un forage) jusqu'à un réservoir de stockage, qui va distribuer par la suite.
- Système de purification répondant aux normes en vigueur, pour s'assurer de la qualité sanitaire de l'eau.

R! Par rapport au pompage classique, l'utilisation du pompage solaire nécessite l'utilisation de panneaux photovoltaïques, d'un convertisseur et d'une pompe adéquate.

I.6 Description d'un système de pompage solaire

La conception de tout système de PS dépend d'un certain nombre de composants (indiqué en haut) où la structure et la qualité de ce dernier jouent un rôle majeur dans la fonction globale du système. Donc, nous allons présenter ci-dessous une étude descriptive et approfondie autour de ces composants.

I.6.1 Source solaire

Le soleil constitue une énorme source d'énergie dans laquelle nous baignons en permanence. L'homme a compris depuis longtemps l'intérêt pour lui d'exploiter une telle source de lumière et de chaleur. Cependant, l'exploitation de cette source énergétique est récente et se développe mais reste encore très coûteuse.

L'énergie solaire fait partie des énergies renouvelables. Par définition, les énergies dites renouvelables sont potentiellement inépuisables (les énergies solaires, éolienne, hydraulique, géothermique et de biomasse en sont les formes les plus courantes). La nature peut les reconstituer assez rapidement, contrairement au gaz, au charbon et au pétrole (dont les réserves constituent après des millions d'années) sont limitées.

I.6.1.1 Rayonnement solaire et Ensoleillement

Ce que l'on désigne par énergie solaire est le rayonnement émis dans toutes les directions par le soleil en direction de la terre [7, 8].

- **Irradiance (éclairage)** : exprime la puissance du rayonnement solaire incident tombant sur une surface unitaire. Notée (**E**) et exprimé en [**W/m²**].
- **Irradiation** : exprime l'énergie du rayonnement solaire incident sur une surface de 1[m²]. Cela correspondant à l'intégration de l'irradiance sur une période de temps (l'heure ou la journée). Symbolisé par (**G**) et son unité de mesure est [**Wh/m²**] ou [**kWh/m²**].

La terre reçoit, à raison de l'exposition au rayonnement solaire, une puissance moyenne de 1.4[kW.m⁻²] pour une surface perpendiculaire à la direction Terre-Soleil. Ce flux solaire est atténué lors de la traversée de l'atmosphère par absorption ou diffusion et suivant les conditions météorologiques et la latitude du lieu. Au niveau du sol, la puissance restante est de l'ordre de 1[kW.m⁻²] sous nos latitudes. La quantité d'énergie utilisable varie entre 800 et 7[kWh.m⁻²] suivant le lieu [9].

Lorsque le rayonnement solaire pénètre dans l'atmosphère de la terre, une partie est absorbée, une partie est dispersée, et une partie est réfléchiée dans l'atmosphère par les nuages et le reste des rayons ne sont pas affectés par l'atmosphère (il atteint correctement la surface de la terre) [8, 9].

- Partie des rayonnements absorbés ne peut pas atteindre la surface de la terre, mais augmente la température des particules dans l'air.
- Partie dispersée se transforme en rayonnement diffus.
- Partie qui parvient à la terre d'une façon intacte est appelée rayonnement direct.

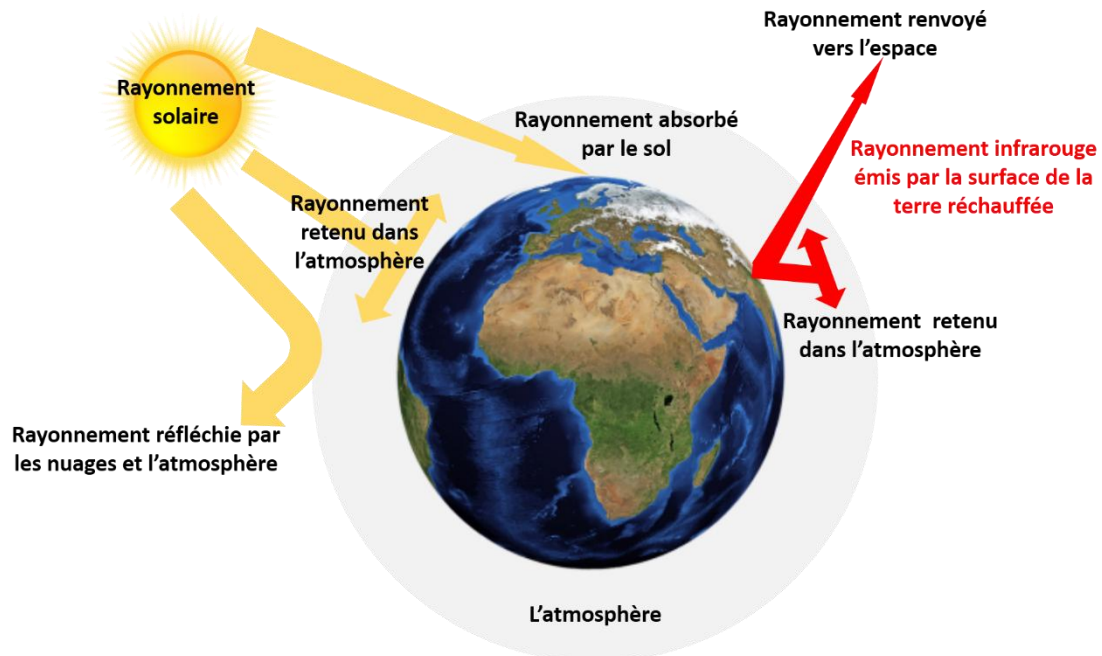


Figure I.3 Rayonnement solaire [8].

Le rayonnement solaire sur terre varie avec la position du soleil dans le ciel, donc avec les saisons et avec les conditions météorologiques (ciel clair, nuage, neige...etc.). La position du soleil dans le ciel change constamment pendant la journée, position caractérisée par l'élévation ou altitude et l'azimut [8, 10].

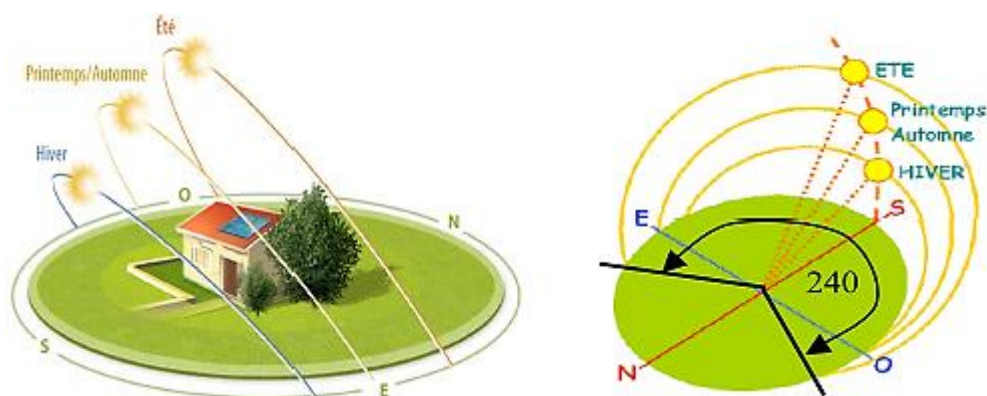


Figure I.4 Variations horaires et saisonnières [8].

En fait, l'électricité et la chaleur sont les images les plus courantes d'utilisation de l'énergie solaire en adoptant les technologies suivantes [11] :

- **Energie solaire photovoltaïque** : produit de l'électricité via des modules photovoltaïques. électricité qui peut être ensuite injectée sur les réseaux électriques.

- **Energie solaire thermique** : produit de la chaleur qui peut être utilisée pour le chauffage domestique ou la production d'eau chaude sanitaire.
- Enfin, **l'énergie solaire thermodynamique** qui produit de l'électricité via une production de chaleur.

Les théories actuelles présentent le rayonnement solaire comme une émission de particules. Ce flux de particules, appelées *photons*, atteint la terre avec différentes longueurs d'ondes à la quelle correspond une énergie spécifique décrite par la relation suivante [7, 11] :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad I.1$$

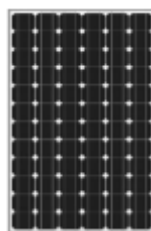
L'ensoleillement est la quantité totale d'énergie de photons reçue sur la surface de la terre pendant une certaine période sur un mètre carré de surface horizontale. Elle est exprimée en **[kWh/m²/jour]** [8, 10]. En effet, l'ensoleillement est souvent exprimé en heures de pointe de soleil. C'est le nombre d'heures, à un niveau d'éclairement de 1[kW/m²], nécessaire pour produire l'énergie reçue pendant une journée.

I.6.2 Système solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules reliées entre elles forment des modules solaires photovoltaïques qui sont eux-mêmes assemblés en panneaux. Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque dite champ photovoltaïque. Ce dernier est associé aux équipements accessoires pour former un système solaire photovoltaïque.



Cellule photovoltaïque



Module photovoltaïque



Champ photovoltaïque

Figure I.5 Construction d'un système solaire photovoltaïque [12].

R! Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique "l'effet photovoltaïque" ou la technologie associée.

Aujourd'hui, grâce au grand développement dans le domaine de l'électronique de puissance et en particulier des semi-conducteurs, le marché photovoltaïque s'est considérablement développé en améliorant le rendement de la cellule et en réduisant son cout de production. Malgré le fait que la production de l'énergie photovoltaïque a augmenté de près de 10% au cours des dix dernières années, cette dernière représente encore moins de 0.1% de la production énergétique mondiale totale [13].

I.6.2.1 Effet photovoltaïque

Le terme *photovoltaïque*, souvent abrégé en **(PV)**, est l'association de deux mots [13, 14] :

- **Photo** : mot d'origine grecque qui signifie la lumière.
- **Voltaïque** : vient de *volt* et représente l'unité utilisée pour mesurer le potentiel électrique (comme sur une batterie). Le volt a été découvert par l'italien *Alessandro Volta* lorsqu'il a inventé la pile électrochimique à la fin du XVIIIe siècle.

Donc, le terme photovoltaïque exprime le phénomène de la production de volt (électricité) à partir de l'énergie des photons (l'énergie inhérente au rayonnement solaire). Ainsi, *l'effet photovoltaïque (souvent aussi appelé photoélectrique), c'est un phénomène physique qu'il s'agit de la conversion directe de l'énergie lumineuse en électricité à courant continu basse tension.*

Généralement, l'effet photovoltaïque dépend de trois actions se produisant approximativement en même temps [13, 14] :

- Absorption de photons.
- Libération des électrons en absorbant de l'énergie des photons.
- Collecte d'électrons libres dans un circuit électrique.

Le phénomène de l'effet photovoltaïque est basé sur le comportement des *matériaux semi-conducteurs* lorsqu'ils reçoivent un rayonnement solaire. En effet, lorsque les photons de la lumière du soleil rentrent en contact avec ces matériaux particuliers, ils transmettent leur énergie aux électrons des semi-conducteurs qui génèrent alors une tension électrique.

I.6.2.2 Semi-conducteur et Théorie de bandes

Un semi-conducteur est un matériau dont la capacité à conduire l'électricité (la conductivité), initialement faible, peut augmenter en fonction de certains facteurs : température, luminosité, présence d'impuretés, ...etc. C'est la mécanique quantique et la théorie des bandes qui permettent d'expliquer ce comportement. Schématiquement, le phénomène peut être représenté de la manière suivante [4, 12-14] :

- Atome isolée possède des niveaux d'énergie discrets représentant par des orbitales sur lesquelles se placent des électrons (quantification). Dans l'état solide, ces niveaux d'énergie s'organisent en plages appelées *bandes d'énergie*. Suivant leur niveau d'énergie, les électrons peuvent soit se trouver dans *une bande de valence (BV)* ou dans *une bande de conduction (BC)*. Dans le premier cas, ils contribueront aux liaisons de l'atome, dans l'autre, à la conductibilité du matériau. Entre ces bandes, il existe des bandes dites *interdites*, correspondant aux valeurs énergétiques que l'électron ne peut prendre.

- Selon l'importance de la largeur de la bande interdite, les solides peuvent être classés en fonction de leur conductivité en : *métaux (conducteurs)*, *semi-conducteurs* et *isolants*.
- Pour les matériaux conducteurs, cette bande interdite n'existe pas. Les électrons de liaison contribuent alors directement à la conductibilité. Pour les matériaux isolants, cette bande est quasi infranchissable puisque l'énergie nécessaire est importante. Pour les semi-conducteurs, cette bande interdite est suffisamment petite pour permettre un passage aisé des électrons de la bande de valence à la bande de conduction.

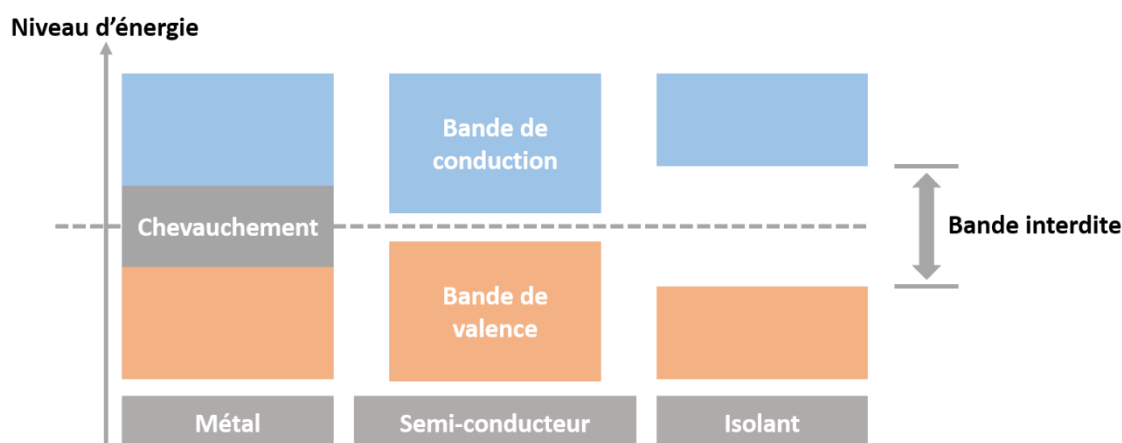


Figure I.6 Classification de solides suivant la largeur de la bande interdite [14].

Pour un semi-conducteur, la BC est vide à la température de 0[K], une augmentation de la température incite le passage des électrons situés sur la BV vers la BC, améliorant la conductibilité de l'atome (diminution de la résistance). Également, il est possible d'augmenter la conductibilité d'un semi-conducteur par un procédé chimique appelé *dopage* qui consiste à insérer des impuretés dans le semi-conducteur [13].

- Dopage d'un matériau semi-conducteur (généralement du silicium) avec un élément de valence supérieure (possédant plus d'électrons que le semi-conducteur), comme le *phosphore*, permet d'ajouter des électrons à la BC, ce qui résulte un *semi-conducteur de type N*. La conduction est alors assurée par le déplacement de ces électrons.
- Dopage d'un matériau semi-conducteur par un élément de valence moins importante, comme le *bore*, entraîne la diminution du nombre d'électrons de la BV, ce qui crée un *semi-conducteur de type P*. La conduction est alors assurée par le déplacement de porteurs chargés positivement (trous correspondant au manque d'électrons).

I.6.2.3 Cellule photovoltaïque

Une cellule PV est un capteur électronique de la lumière solaire à base des matériaux semi-conducteurs. C'est l'élément élémentaire du système PV dont le rôle est de générer une tension à courant continu sous l'exposition au rayonnement solaire (photons), c'est le phénomène de l'effet PV qui est à l'origine de produire de l'électricité [11, 14].

L'énergie électrique produite par la cellule PV dépend directement de l'éclairement incident, d'autre sens, de la lumière solaire accidentel. Comme l'énergie lumineuse est le soleil, on parle alors de cellules solaires.

Le silicium (**Si**) est le matériau semi-conducteur le plus répandu dans la construction de cellules PV. Plus rarement, d'autres semi-conducteurs sont utilisés tels que : disélénure de cuivre et d'indium (**CuInSe₂**, noté **CIS**), tellurure de cadmium (**CdTe**), ...etc [13].

Les cellules PV se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté et situées entre deux conducteurs (électrodes) métalliques produisant un contact électrique, en plus, L'épaisseur d'une cellule PV est de l'ordre du millimètre [14].

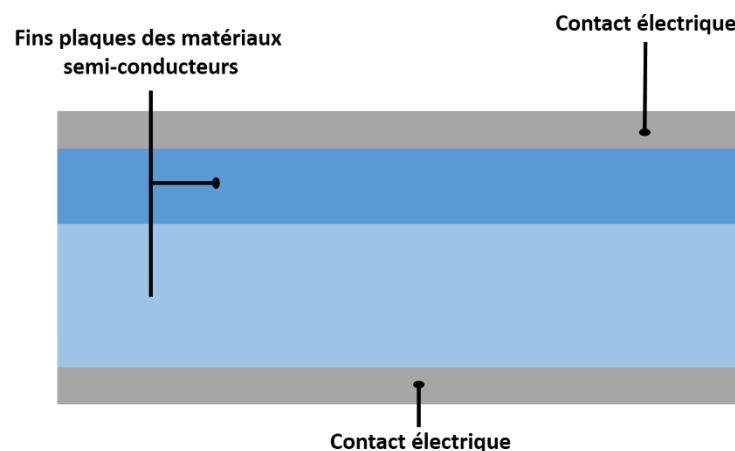


Figure I.7 Représentation de la cellule photovoltaïque [14].

I.6.2.4 Principe de la cellule et Comment ça marche ?

Une cellule PV est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est fondé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs qui mettent en mouvement un flux d'électrons en l'exposant à la lumière (photons). Lorsque les photons frappent un élément semi-conducteur (comme silicium), ils séparent des électrons de ses atomes. Ces électrons se déplacent au hasard à la recherche de trous disponibles où ils se repositionner.

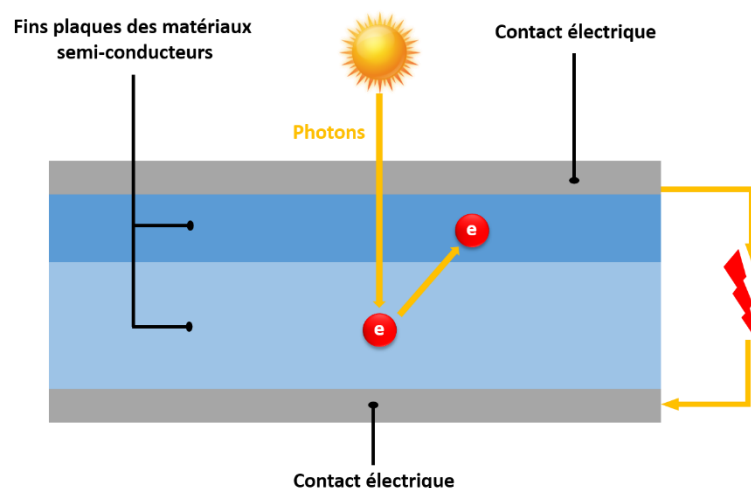


Figure I.8 Libération d'électrons sous l'effet de photons [14].

Mais pour qu'il y a un courant électrique, il doit que ces mouvements d'électrons vont tous dans le même sens. Pour cela, il faut associer deux couches minces d'un semi-conducteur dopées différemment. La couche exposée au soleil est dopée avec des atomes de phosphore qui comportent plus d'électrons que le silicium, l'autre couche est dopée avec des atomes de bore qui comportent moins d'électrons. Cette double couche devient une sorte de pile : le côté très chargé en électrons devient la borne *négative N*, le côté avec moins d'électrons devient la borne *positive P*. Entre les deux couches, il se crée un champ électrique.

Par conséquent, Le cœur d'une cellule PV est constitué d'une **jonction P-N** :

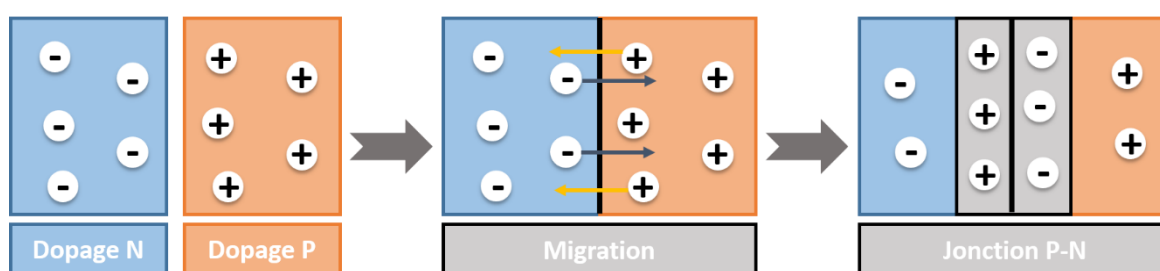


Figure I.9 Jonction P-N [13].

L'effet PV est à la source du courant produit par une cellule PV de sorte que lorsque les photons viennent exciter les électrons, ceux-ci vont migrer vers la zone N grâce au champ électrique, tandis que les trous vont vers la zone P (figure I.10) [13]. Les électrons et les trous immigrés sont collectés par des contacts électriques à l'aide de deux électrodes déposés à la surface des deux zones avant d'aller dans le circuit extérieur sous forme d'énergie électrique. Alors, un courant continu se crée. Une couche anti-reflet, déposée sur la couche exposée au soleil, permet d'éviter que trop de photons se perdent en étant réfléchis par la surface (accroître la quantité de lumière absorbée) [14, 15].

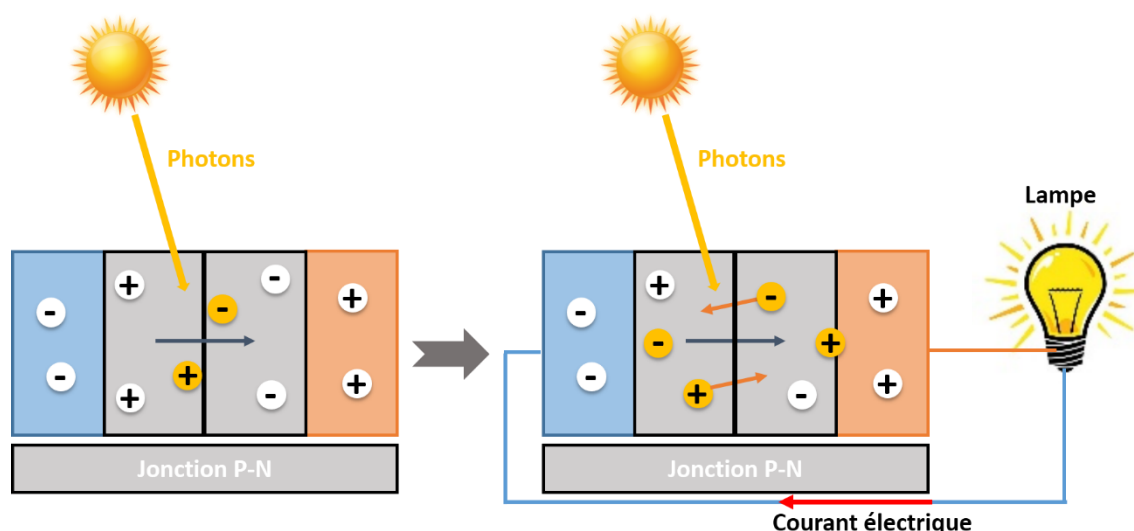


Figure I.10 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [13].

La tension obtenue est l'ordre de 0.5[V] par cellule [15]. Ces cellules sont ensuite assemblées série selon la puissance cherchée.

I.6.2.5 Types de cellules solaires

Les cellules photovoltaïques font l'objet de nombreuses recherches au fil du temps pour que leurs performances soient toujours de plus en plus importantes. On distingue donc, sur le marché, plusieurs types de cellules en fonction de leur développement technologiques :

1^{er} Génération : Cellules cristallines

Ces cellules, généralement fabriquées en silicium pure, ne comprennent qu'une seule jonction P-N. Leur mode de production, basée sur la technique de *wafers*, reste énergivore et coûteuse. La limite théorique de rendement de ce type de cellule est de 27% [15]. Il existe deux types de cellules cristallines : les *cellules monocristallines* et les *cellules polycristallines* [11, 12].

Cellule monocristalline : une cellule simple qui possède l'un des meilleurs rendements actuel puisque celui-ci est compris entre 17% et 20% avec un rapport *performance/prix* intéressant. Mais, son faible rendement sous éclairement réduit et son coût élevé restent un point noir.

Cellule polycristallines : moins chère que la monocristalline, elle possède un très bon rapport *qualité/prix* avec un rendement compris entre 16% et 18%. D'autre part, son performance diminue avec un faible éclairement.



Cellules monocristallines



Cellules polycristallines

Figure I.11 Cellules cristallines [12].

2^{ème} Génération : Cellules à couches minces

Dans ce cas, le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (le verre par exemple) [13]. Ce sont les cellules de cette technologie que l'on retrouve dans les montres, calculatrices,...etc.

Le *silicium amorphe (a-Si)* de nature non cristallisé et de couleur gris foncé, le *tellurure de cadmium (CdTe)* et le *diséléniure de cuivre et d'indium (CIS)* font notamment partie courante de cette génération [11, 12].

Cellule à amorphe silicium : ce sont les cellules les moins performantes puisqu'elles ont un rendement compris entre 5% et 7%. Alors qu'elles sont moins coûteuses que la première génération et qu'elles fonctionnent très bien avec un éclairage faible.

Cellule à tellure de Cadmium et à diséléniure de cuivre et d'indium : cette technologie présente de bonnes performances avec un rendement va de 11% à 15%, mais sa qualité diminue sous éclairage direct.



Cellules a-Si

Cellules CdTe

cellules CIS

Figure I.12 Cellules à couches minces [12].

3^{ème} Génération : Cellules pérovskites, tandem, concentration, ...etc

Cette génération vise principalement à améliorer le rendement de cellules actuelles. Pour atteindre cet objectif, plusieurs technologies ont été développées, dont les plus importantes sont les suivantes [4, 11, 12] :

Cellule organique : basée sur des molécules ou des polymères de la chimie organique et non plus sur des semi-conducteurs minéraux comme les précédentes. Ses rendements sont encore faibles et la stabilité à long terme n'est pas suffisante, mais ces cellules pourraient avoir un très bas coût de production.

Cellule pérovskite : les recherches précédentes sur la cellule organique ont conduit à la découverte d'un nouveau type de cellules dites pérovskites. Elles sont fondées sur un matériau hybride avec une partie organique et une partie inorganique. Leur rendement est passé à 22.1% ce qui en fait une alternative prometteuse et intéressante. Le coût de production est faible. L'inconvénient de ces cellules réside dans leur instabilité et faible résistance aux agents extérieurs (eau, températures, ...etc).

Cellule tandem : il s'agit de l'empilement de deux cellules simple (en combinant une cellule à couche mince de silicium amorphe avec une cellule à silicium cristallin par exemple) dans des domaines spectraux bien définis. Elles permettent d'avoir un excellent rendement mais leur prix est assez élevé.

Cellule à concentration : permet d'utiliser des photons à basse énergie qui ne sont habituellement pas absorbés par la cellule. Cette technologie peut être utilisée avec celles qui ont été développées dans la première et la deuxième génération afin d'obtenir de meilleures performances.

➤ En effet, Plusieurs études ont montré que la combinaison de différentes technologies peut créer de nouveaux types des cellules permettent de dépasser largement le plafond théorique du rendement tout en maintenant des coûts faibles.

I.6.2.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

Généralement, Les caractéristiques électriques expriment le développement d'une grandeur (courant, tension, ...etc.) en fonction d'une autre grandeur dans des conditions spécifiques et sont souvent sous forme de courbes.

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est distinguée par des caractéristiques représentant l'ensemble de configurations des paramètres électriques que peut prendre la cellule. Ces caractéristiques donnent une idée autour du fonctionnement de la cellule PV ainsi que de son performance et de son rendement dans des conditions climatiques bien définies.

Étant donné que la cellule PV produit de l'énergie électrique où le courant et la tension sont des grandeurs principales, les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque sont donc comme suit [14] :

- Caractéristique Courant-Tension $I=f(U)$.
- Caractéristique Puissance-Tension $P=f(U)$.

I.6.2.6.1 Caractéristiques Courant-Tension

C'est une caractéristique fondamentale de la cellule solaire. Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement. Elle se trace sous des conditions climatiques constantes de la façon suivante :

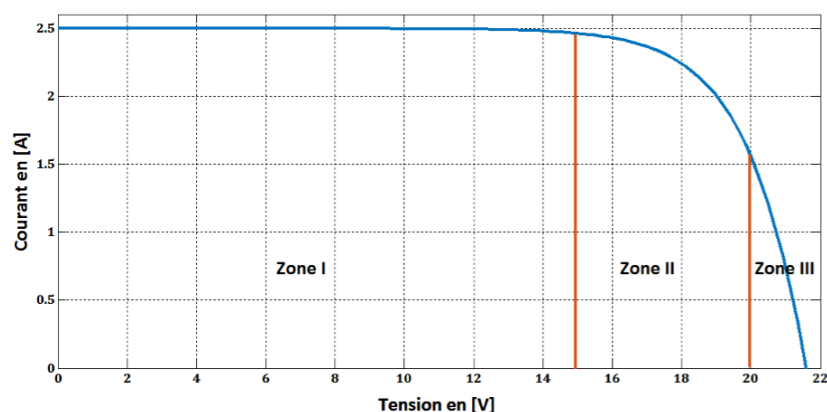


Figure I.13 Caractéristique $I=f(U)$ d'une cellule solaire [14].

Selon la courbe $I=f(U)$, c'est la charge aux bornes de la cellule qui va déterminer le point de fonctionnement de la cellule PV, c'est à dire que la caractéristique fondamentale n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement. La figure I.13 présente trois zones essentielles [12, 14] :

Zone I : le courant reste constant quelle que soit la tension. Pour cette région, la cellule photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

Zone II : la caractéristique est représentée sous forme de coude (déviation). La région intermédiaire entre les deux zones, représente la région préférée pour le fonctionnement de la cellule, où le point optimal de fonctionnement (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

Zone III : cette région se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante. Dans ce cas, la cellule est assimilable à un générateur de tension.

I.6.2.6.2 Caractéristiques Puissance-Tension

Cette caractéristique présente la puissance débitée par la cellule, c'est le produit du courant multiplié par la tension correspondante. Dans des conditions climatiques constantes, elle est représentée par la courbe suivante :

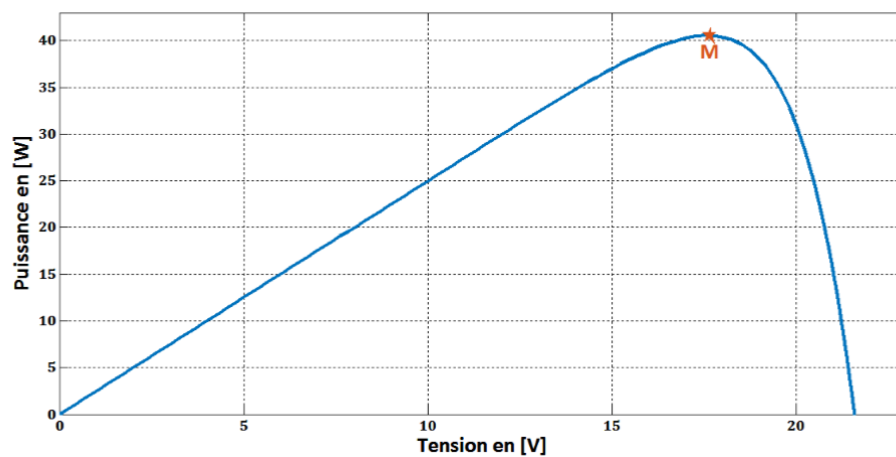


Figure I.14 Caractéristique $P=f(U)$ d'une cellule solaire [14].

Comme le montre la figure I.14, la puissance générée dépend du point de fonctionnement qui correspond à un courant et à une tension imposées par la charge. Dont, le point **M** représente le point de fonctionnement optimal dans lequel la puissance maximale est atteinte.

➤ En fait, l'analyse du développement de deux caractéristiques précédentes est liée à un certain nombre de grandeurs électriques dérivées du courant et de la tension électriques. Ces grandeurs sont appelées *paramètres électriques*.

I.6.2.7 Paramètres d'une cellule photovoltaïque

Il existe de nombreux paramètres qui permettent caractériser une cellule solaire. Ces paramètres sont appelés également paramètres PV et sont déduits des caractéristique $I=f(U)$ et $P=f(U)$. La trace de ces deux caractéristiques (figure I.15) permet d'accéder à bon nombre de paramètre physiques caractéristiques de la cellule [4, 12-14].

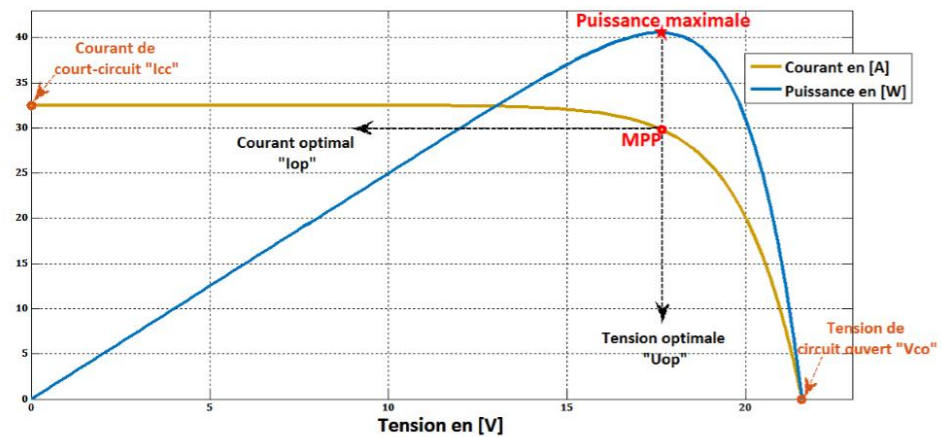


Figure I.15 Caractéristiques électriques et paramètres physiques d'une cellule solaire [14].

Les premiers paramètres qui apparaissent dans la figure I.15 sont *le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert, le courant et la tension optimaux en plus de la puissance maximale.*

Courant de court-circuit (I_{cc}) : c'est le courant qui traverse la cellule PV lorsque celle-ci est en court-circuit, c'est-à-dire que lorsque le pôle positif est relié au pôle négatif (la tension à ses bornes est alors nulle). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule ($P=U \times I$) est nulle.

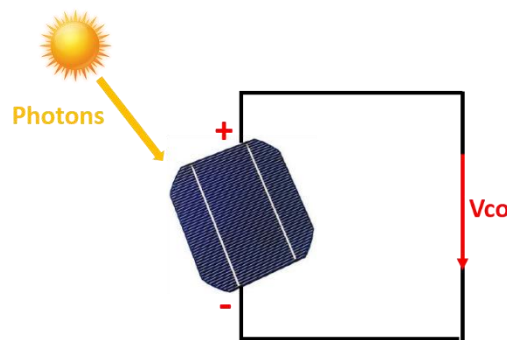


Figure I.16 Essai en court-circuit [12].

Tension de circuit ouvert (U_{co}) : il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, en d'autres termes, lorsque le pôle + et le pôle - sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (le courant la traversant est alors nul). Dans ce cas, aucune puissance fournie.

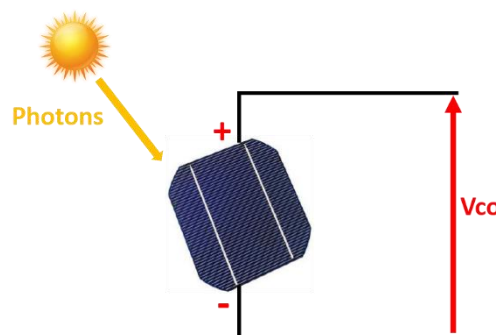


Figure I.17 Essai en circuit ouvert [12].

Courant optimal (I_{op}) : c'est le courant pour lequel la puissance est maximale.

Tension optimale (U_{op}) : c'est la tension qui correspond au maximum de la puissance de la cellule.

Puissance maximale (P_{MAX}) : la puissance fournie au circuit extérieur par une cellule PV sous éclairement dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale pour un point de fonctionnement, symbolisé par **MPP** : **M**aximum **P**ower **P**oint, défini par les coordonnées (I_{OP} , U_{OP}) de la courbe de caractéristique courant-tension, où I_{OP} soit compris entre 0 et I_{CC} et V_{OP} soit comprise entre 0 et U_{CO} .

En réalité, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus *arrondie*. Ainsi, la V_{OP} est inférieure à V_{CO} , de même que le I_{OP} est inférieur, pour cette même tension, à I_{CC} .

D'autres paramètres peuvent être dérivés de I_{CC} , U_{CO} et P_{MAX} . Les plus importants de ces paramètres dérivés sont présentés ci-dessous :

Puissance maximale idéale ($P_{MAX IDEALE}$) : pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale idéale correspond donc à la tension de circuit ouvert multipliée par le courant de court-circuit :

$$P_{MAX IDEALE} = I_{CC} \cdot U_{CO} \quad I.2$$

Facteur de forme (FF) : également appelé le facteur de remplissage, c'est un paramètre important est souvent utilise à partir de la caractéristique $I=f(U)$ pour qualifier la qualité d'une cellule PV. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule et la puissance maximale idéale comme indiqué dans la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{MAX}}{P_{MAX IDEALE}} = \frac{P_{MAX}}{I_{CC} \cdot U_{CO}} \quad I.3$$

Plus la valeur du facteur sera grande, plus la puissance exploitable, produite par la cellule, le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de recherches à propos de techniques technologiques permettant d'atteindre le plus possible les propriétés idéales.

Rendement (η) : le rendement de cellules PV désigne l'efficacité de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport, indiqué dans la relation ci-dessous, entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente notée (P_{IN}) qui à son tour dépend proportionnellement de la surface de la cellule (S) en plus de l'éclairement incident (E).

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{P_{IN}} = \frac{FF \cdot I_{CC} \cdot U_{CO}}{E \cdot S} \quad I.4$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

➤ En fait, la performance de la cellule solaire dépend de paramètres climatiques qui peuvent l'affecter positivement ou négativement. *Quels sont ces paramètres climatiques ? Comment leurs changements temporels affectent-ils l'efficacité de la cellule solaire ?*

I.6.2.8 Paramètres climatiques et Caractéristiques électriques d'une cellule PV

Le rôle de la cellule PV est de produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire, ce dernier entraîne la génération d'énergie lumineuse, représentée dans l'énergie de photons (éclairage), et de l'énergie thermique représentée dans la température de l'atmosphère. Sur cette base, la conversion énergétique de la cellule solaire est affectée par deux paramètres principaux, l'un est *l'éclairement (irradiance)*, l'autre est *la température* [13]. Ainsi, le courant et la tension électriques générées par une cellule PV sont directement liées à l'augmentation ou à la diminution de l'éclairement et de la température causées par des conditions climatiques (nuages, froid, ...etc).

Étant donné que les caractéristiques électriques sont l'image de l'énergie électrique (courant, tension et puissance) produite par une cellule solaire, alors cela représente une bonne idée afin d'arriver à étudier et à analyser l'impact de l'éclairement et de la température sur le fonctionnement de la cellule PV.

I.6.2.8.1 Influence de l'éclairement (E)

En faisant exposer la surface de la cellule solaire à des différentes quantités d'éclairement alors que la température a été fixée à une valeur constante, les caractéristiques électriques correspondant à chaque quantité étaient les suivantes :

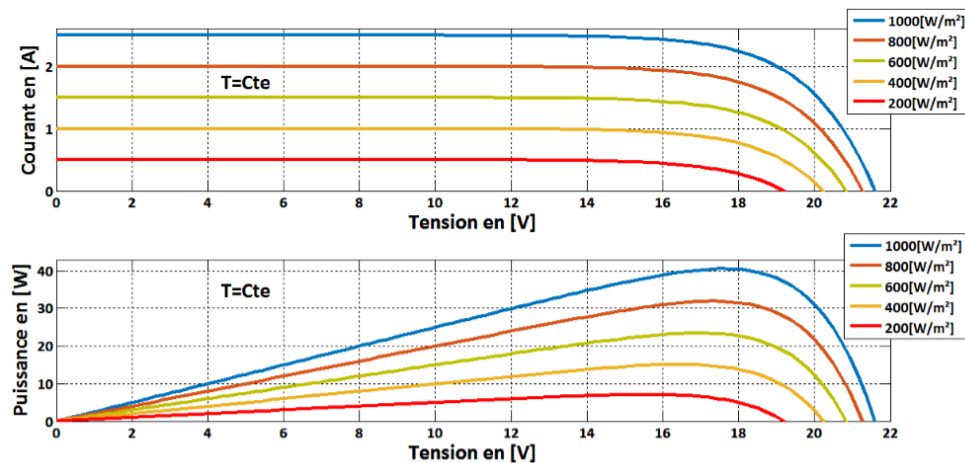


Figure I.18 Effet de l'éclairement sur les caractéristiques électriques d'une cellule PV pour T constante et E variable [14].

D'après les courbes ci-dessus, il est bien clair que l'irradiance a un impact positif très remarquable sur le I_{CC} , ainsi ce dernier augmente avec la croissance de l'irradiance. Pour la V_{CO} , un très léger changement arrive, ce qui signifie que la tension entre les bornes de la cellule reste presque constante quel que soit l'irradiance incident.

En conséquence, la puissance produite par la cellule augmente proportionnellement avec les évolutions de l'irradiance. Alors, on peut conclure que le rendement d'une cellule PV augmente considérablement avec l'augmentation de l'éclairement et vice-versa.

I.6.2.8.2 Influence de la température (T)

La figure I.19 ci-dessous présente l'évolution des caractéristiques électriques d'une cellule solaire placée dans un environnement à une température variable et à un éclairement fixe.

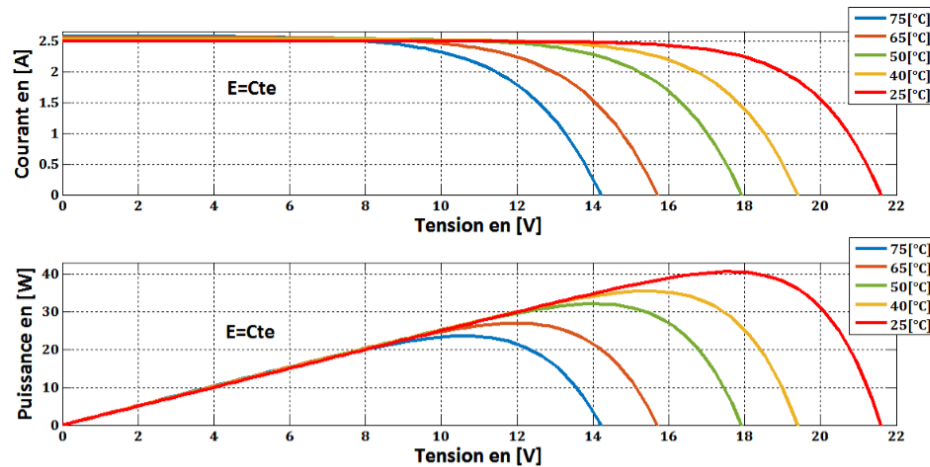


Figure I.19 Effet de l'éclairement sur les caractéristiques électriques d'une cellule PV pour T variable et E constant [14].

Il est bien évident que la température a un impact négatif important sur la tension de circuit ouvert. Comme la montre les courbes ci-dessus, la V_{CO} diminue avec la croissance de la température. D'autre part, une trop petite augmentation, qui peut être négligeable, dans l'intensité du courant de court-circuit. Donc, le courant de la cellule PV est indépendant de la température ambiante.

Par conséquent, la puissance de la cellule évolue inversement avec les variations de la température, ce qui fait que le rendement de la cellule PV améliore en diminution de la température et vice-versa.

En général, l'exposition d'une cellule solaire à plus de $1000[W/m^2]$ d'irradiance affecte le rendement de la cellule d'un très faible pourcentage tandis que la température inférieure à $25[^\circ C]$ déforme les caractéristiques électriques de la cellule et réduit ainsi son rendement. Il est donc préférable, dans la pratique, de placer la cellule solaire dans un environnement où la plage d'irradiance est de $100[W/m^2]$ à $1000[W/m^2]$, en plus d'une température comprise entre $25[^\circ C]$ et $100[^\circ C]$ [15].

Les tests de l'impact de l'éclairement et de la température nous montrent que les meilleures conditions climatiques pour assurer la meilleure performance par la cellule solaire sont *un éclairement de $1000[W/m^2]$ et une température de $25[^\circ C]$* , ces conditions sont appelées Conditions de Test Standard notées (CTS) [4].

Les caractéristiques électriques de la cellule solaire sont identifiées dans les CTS dans lesquelles la valeur nominale de chaque paramètre est définie. Dans les CTS, la valeur nominale de la puissance est appelée *le watt crête*. Le watt crête est défini comme la puissance maximale que peut délivrer une cellule PV lorsqu'elle est soumise aux CTS [14].

➤ Pour une seule cellule solaire, le watt crête est très faible et très souvent incapable de répondre aux besoins requis. Afin d'augmenter la valeur du watt crête, des techniques d'association en série/parallèle peuvent être utilisées. Mais dans cas, *Quelle est la forme générale de caractéristiques électriques résultant d'assembler plusieurs cellules photovoltaïques ?*

I.6.2.9 Association de cellules et Caractéristiques électriques

La cellule photovoltaïque est un générateur dipolaire de courant électrique continu, il est donc possible d'appliquer les règles d'association en série, parallèle ou voire une combinaison de deux (mixte) afin d'augmenter la production d'énergie électrique conformément aux spécifications de la charge.

Selon les lois du circuit électrique connecté en série et en parallèle, le regroupement de cellules modifie le courant qui circule dans le circuit électrique ou la tension appliquée entre ses bornes, cette modification affecte définitivement les caractéristiques électriques du circuit global. Alors, l'analyse de l'évolution des caractéristiques électriques est un très bon outil pour quantifier la puissance générée par la liaison des cellules solaires.

I.6.2.9.1 Association en série (String)

Le montage de cellules PV en série (figure I.20) est l'option permettant d'additionner les voltages de chaque cellule en préservant un ampérage identique. Le pôle positif d'une cellule est relié au pôle négatif de la cellule suivante. Ce type de branchement s'effectue avec des cellules de même ampérage. En effet, si deux cellules d'ampérage différent sont reliées, l'ensemble s'aligne sur l'ampérage le plus faible. Un tel montage influe seulement sur le voltage [4, 11].

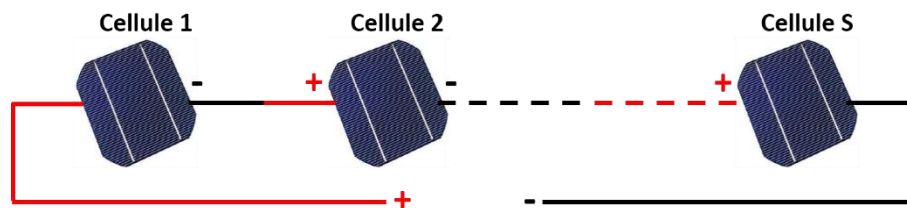


Figure I.20 Montage de cellules en série [11].

Où : S est le nombre de cellules connectées en série.

La figure I.21 montre les caractéristiques électriques résultant du regroupement de S cellules PV en série :

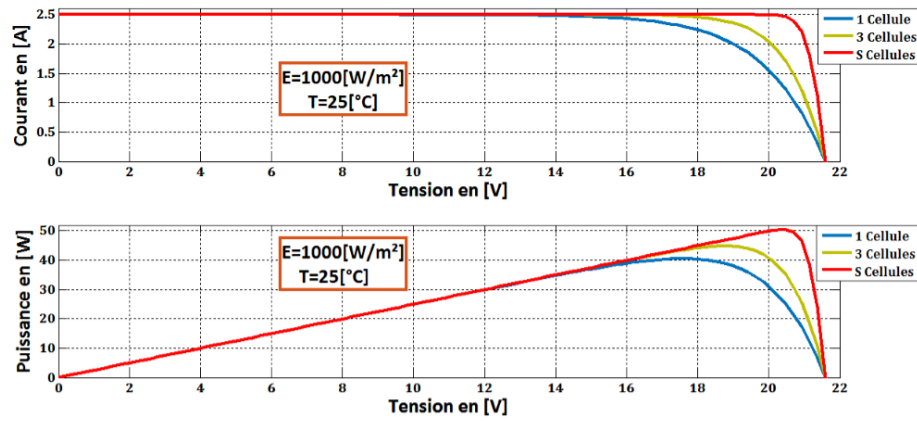


Figure I.21 Caractéristiques électriques d'association de S cellules en série [11, 14].

L'intensité maximale du courant de court-circuit obtenue (I_{cc}^T), qui traverse toutes les cellules connectées en série, est limitée par celle de la cellule la plus faible. Pour la tension résultante de circuit ouvert (V_{oc}^T), elle est égale à la somme de tensions appliquées aux bornes de chaque cellule. L'équation I.5 résume les caractéristiques électriques d'association de S cellules [14] :

$$I_{cc}^T = I_{cc} \text{ avec } V_{oc}^T = S.V_{co} \quad I.5$$

Le montage en série génère une plus grande puissance que celle produite par chaque cellule individuelle, cela montre que la liaison de nombreuses cellules en série augmente la quantité de l'énergie PV produite.

I.6.2.9.2 Association en parallèle (en déviation)

Le montage des cellules PV en parallèle (figure I.22) additionne les intensités tandis que la tension reste identique, ce type de raccordement influe donc sur l'ampérage et non sur le voltage. Les bornes positives de chaque cellule sont reliées entre elles, de même que les bornes négatives [4, 11].

On choisit ce type de branchement lorsque l'on souhaite une forte intensité. Il est mieux que les cellules reliées soient de même voltage afin d'éviter les risques de surtension et de surintensité. Par contre, il est possible d'utiliser des cellules d'intensité différente afin d'atteindre l'ampérage désiré.

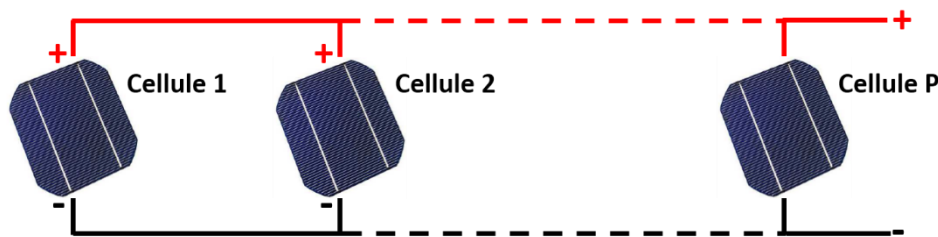


Figure I.22 Montage de cellules en parallèle [11].

Où : P est le nombre de cellules connectées en parallèle.

La combinaison parallèle de P cellules PV est équivalente à une seule cellule possédant les caractéristiques suivantes :

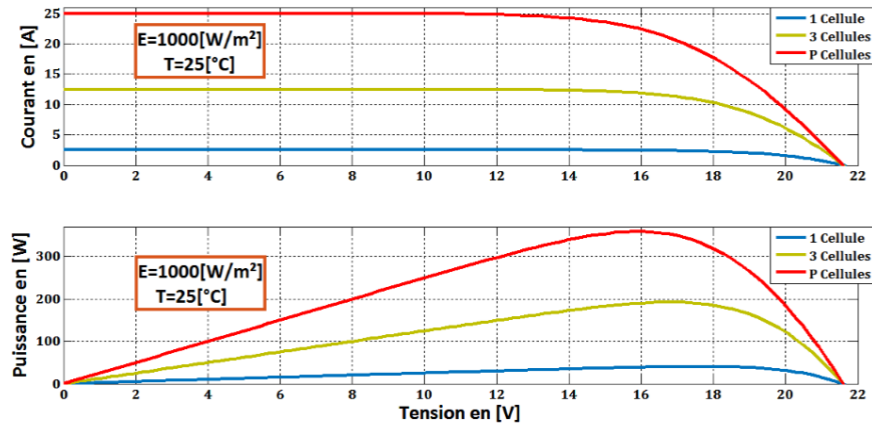


Figure I.23 Caractéristiques électriques d'association de P cellules en parallèle [11, 14].

La tension globale de circuit ouvert (V_{oc}^T) est identique à celle appliquée aux bornes de chaque cellule. Les intensités des courants de court-circuit produits dans chaque branche s'ajoutent mathématiquement afin de donner l'intensité maximale (I_{cc}^T) qui circule dans le circuit. Alors, les caractéristiques électriques de combinaison de P cellules en parallèle sont résumées par l'équation suivante [14] :

$$I_{cc}^T = P \cdot I_{cc} \text{ avec } V_{co}^T = V_{co} \quad I.6$$

Ainsi, le montage en parallèle contribue à améliorer le rendement de la production d'énergie PV, ce qui permet de répondre à plus de besoins pour lesquels l'installation PV a été conçue.

I.6.2.9.3 Association mixte (hybride)

Le montage hybride de cellules PV (figure I.24) combine à la fois le regroupement en série et en parallèle. C'est le raccordement en parallèle de deux groupes ou plus de cellules connectées en série. Ce type de branchement possède un double effet, d'une part sur le courant et d'autre part sur la tension [4, 11].

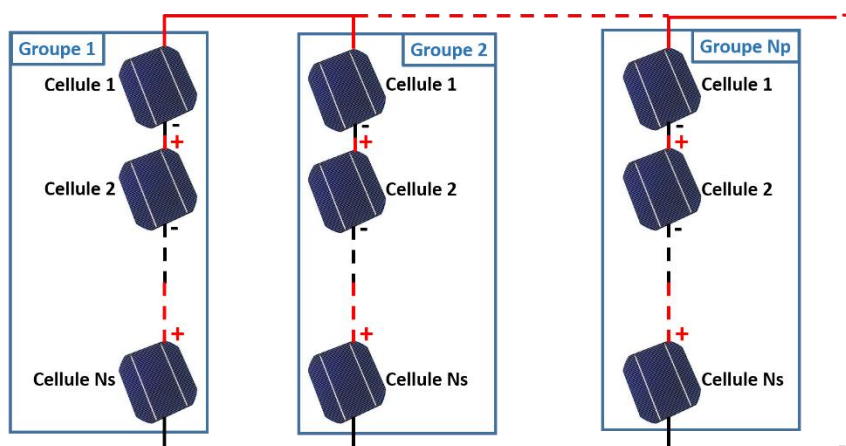


Figure I.24 Montage hybride de cellules [11].

Les évolutions du courant et de la tension sont données par les caractéristiques électriques suivantes :

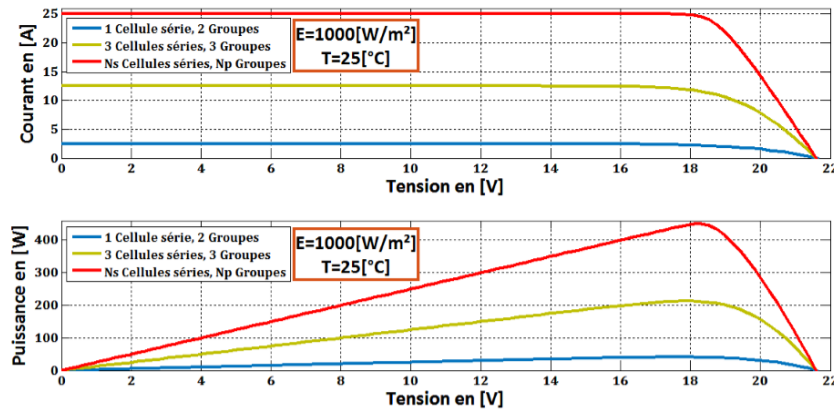


Figure I.25 Caractéristiques électriques d'association hybride de cellules [11, 14].

La tension maximum obtenu (V_{oc}^T) est le même que celle aux bornes de chaque groupe, chacun de ces groupes est soumis à un voltage qui est la somme des tensions produites par ses cellules constitutives. Pour protéger contre les problèmes de surcharge et surintensité, il faut que tous les groupes génèrent le même voltage.

L'intensité de courant maximale résultante (I_{cc}^T) est la somme mathématique de l'intensité produite par chaque groupe. Toutes les cellules formant un groupe sont traversées par la même intensité qui est imposée par la cellule possédant le plus faible ampérage. Alors, les caractéristiques électriques de combinaison hybride de cellules sont résumées par l'équation suivante [14] :

$$I_{cc}^T = N_p \cdot I_{cc} \text{ avec } V_{co}^T = N_s \cdot V_{co} \quad I.7$$

Alors, Ce montage produit donc une puissance beaucoup plus importante que les deux précédents. Très souvent, l'association hybride de cellules se trouve dans ce qu'on appelle *les modules photovoltaïques*.

I.6.2.10 De la cellule Au module photovoltaïque

La cellule PV constitue un générateur, suivant la technologie utilisée, de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques, industrielles ou agricoles. Une cellule élémentaire, de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum quelques watts sous une tension inférieure à un volt (tension de jonction P-N).

Pour produire plus de puissance, l'association des cellules est une solution raisonnable au problème de l'augmentation de la production PV de la cellule solaire. De plus, cet assemblage de cellules doit être protégé des intempéries extérieures (humidité, vent, variations de température, ...etc). Pour contenir ces problèmes, *des modules photovoltaïques* sont fabriqués en interconnectant de nombreuses cellules PV.

Le module PV, c'est un générateur PV à base d'une cellule solaire. Il est le résultat du regroupement de plusieurs cellules en série et en parallèle à la fois [13, 15].



Figure I.26 Module photovoltaïque [13].

L'association des cellules PV en modules permet [14] :

- D'obtenir suffisamment une tension et un courant, et ainsi, une puissance considérable.
- De protéger les cellules et leurs contacts métalliques de l'ambiance extérieure comme l'humidité, le vent, ...etc.
- De protéger mécaniquement et électriquement les cellules contre les chocs.

I.6.2.10.1 Constitution du module photovoltaïque

Afin de s'assurer l'association de nombreuses cellules, les modules PV les plus courants sont généralement constitués [12, 13] :

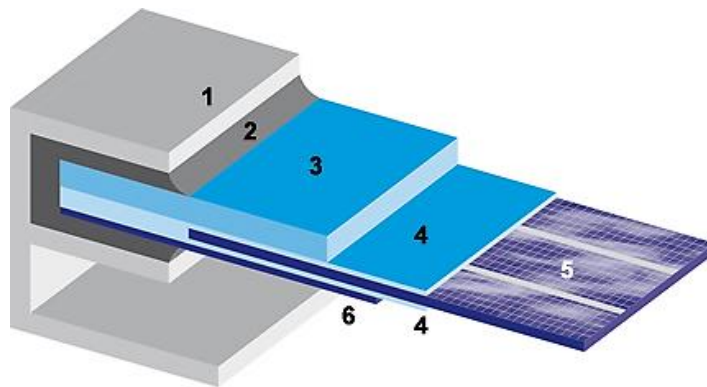


Figure I.27 Composition du module photovoltaïque [13].

- D'un cadre de support (1) et un joint d'étanchéité (2).
- D'une plaque de verre extra-clair (favorisant la transmission lumineuse) (3).
- De deux couches d'Éthylène-Acétate de Vinyle (EVA) qui enrobent les cellules, ce qui assure leur protection contre les intempéries et l'humidité (4).
- D'une association hybride de cellules PV (5).
- D'une feuille de tedlar (ou éventuellement du verre) comme face arrière du module. Ce polymère, à haute résistance aux UV et à la haute température, assure au module sa résistance mécanique face aux chocs externes (vent, transport,...) (6).

I.6.2.10.2 Protection du module photovoltaïque

Selon la position du soleil, le module PV n'est pas souvent exposé de manière uniforme à la lumière, ce qui rend que certaines cellules soient soumises à une ombre partielle. L'ombrage partiel est comme un masque qui empêche plus de photons d'atteindre la surface de cellules PV, entraînant une dégradation de la production du courant maximale I_{CC} de la cellule. Comme le courant I_{CC} est limité par la cellule d'ampérage le plus faible, la cellule ombragée joue alors le rôle de la résistance qui s'oppose au passage du courant électrique [14]. Suivant l'association de cellules PV, l'ombrage partiel affecte négativement la performance de la cellule par deux façons [13-15] :

- Si une cellule ombragée est connectée en série avec plusieurs cellules non ombragées, elle devient résistante (récepteur) et va dissiper sous forme de chaleur l'énergie PV produite par les autres cellules, et par conséquent, elle va chauffer (par effet joule $\Delta J = R \cdot I^2$) et se détériorer rapidement. Souvent, l'échauffement de la cellule PV peut donner lieu à l'apparition du phénomène dit les points chauds (ou hot spot en anglais).
- Si une cellule ombragée est connectée en parallèle avec plusieurs cellules non ombragées, elle sera soumise à une tension inférieure aux autres cellules, provoquant le déséquilibre du voltage appliquée et l'apparition de risques de surtension et de surintensité. Puisque le courant passe du potentiel électrique le plus élevé à celui le plus faible, la cellule ombragée peut donc être traversée par un courant négatif (convention récepteur), ce qui entraîne la perte de la puissance produite en plus de chauffer la cellule et donc sa coalition.

Pour éviter les effets négatifs de l'ombrage partiel et garantir une durée de vie importante d'un module PV destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et en parallèles. Pour cela, deux types des protections classiques sont utilisés au niveau des modules PV actuels (cf figure I.28).

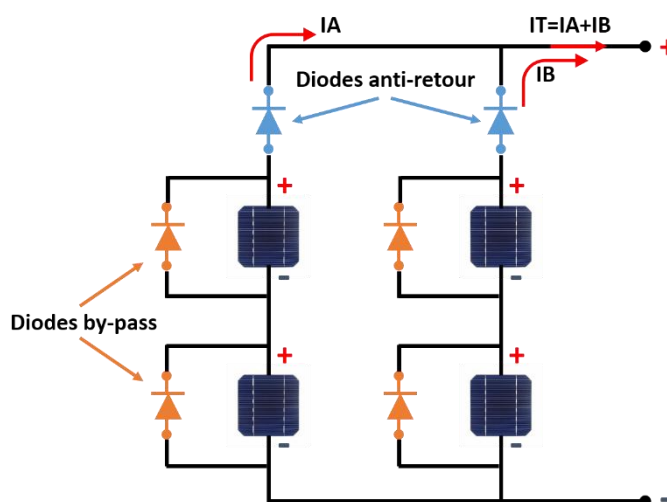


Figure I.28 Protection électrique de cellules photovoltaïques [13, 14].

Protection par diodes by-pass (diodes anti-parallèles)

Les diodes by-pass sont conçues pour protéger les cellules PV combinées en série. Elles peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène, évitant ainsi l'apparition de points chauds (phénomène de hot spot) et la destruction des cellules mal éclairées [13-15]. Pratiquement, La diode by-pass est installée en dérivation et en polarité inverse (assemblage anti-parallèle) avec une ou plusieurs cellules. Si une cellule ou un groupe de cellules est ombragé, le courant passera par la diode by-pass, ce qui permet ainsi d'éviter un échauffement trop intense de ces cellules. En fait, une diode by-pass est installée en anti-parallèle à une branche de 18 cellules au silicium cristallin associées en série [13].

Protection par diodes anti-retours (diodes séries)

La diode anti-retour, c'est un dispositif unidirectionnel développé pour faire la protection de cellules PV regroupées en parallèle. Son rôle est d'empêcher le phénomène du courant de retour (le courant négatif) dans les modules. Le phénomène du courant de retour peut apparaître lorsque deux cellules ou plus de voltage différent sont branchées en parallèle, ou bien si une cellule alimente une charge d'impédance très élevée sous mauvaises conditions météorologiques (faible éclairement et haute température) [13-15]. En pratique, la diode anti-retour est mise en série avec une branche de cellules liées en série afin d'éviter chaque courant négatif pouvant la traverser en raison du déséquilibre de tension entre les branches du module PV ou bien entre le module lui-même et la charge [13].

➤ En fait, les utilisations du module PV sont encore limitées dans certaines applications. Par conséquent, de nombreuses modules sont connectées dans un système, appelé *système photovoltaïque*, afin d'arriver à créer un générateur PV capable de répondre aux tous les besoins possibles.

I.6.2.11 Système photovoltaïque

Avant de plonger dans les détails du système PV, deux concepts importants à considérer : *le panneau et le champ photovoltaïque*, il s'agit de deux générateurs PV à puissances différentes. Quant au panneau, c'est le regroupement en série de deux modules PV ou plus tandis que le champ PV est provoqué par la liaison mixte de panneaux PV [16].

I.6.2.11.1 Configuration d'un champ photovoltaïque

En effet, la configuration du champ PV, qui joue un rôle important dans l'optimisation de la conversion photovoltaïque, dépend principalement de la technique de l'installation de panneaux PV et de la technologie associée. Réellement, il existe trois configurations d'un champ PV [12, 13, 16] :

A. Champ photovoltaïque fixe

C'est la configuration la plus classique, les panneaux sont installés sur des supports fixes avec une position fixe aussi. Certains supports fixes permettent cependant un réajustement de l'angle d'orientation suivant les saisons. Les matériaux métalliques utilisés pour la fabrication des supports ne doivent pas altérer physiquement et chimiquement les panneaux (acier inox, alu anodisé, acier galvanisé, ...etc).



Figure I.29 Champ photovoltaïque fixe [12].

B. Champ photovoltaïque à poursuite solaire (Solar Trackers)

Les systèmes de poursuite solaire à un axe (d'Est en Ouest) ou à deux axes peuvent augmenter de façon assez significative la production d'énergie électrique de 20 à 40% suivant le lieu d'installation. Ces matériels sont surtout utilisés aux USA pour des systèmes couplés au réseau électrique local et pour le pompage solaire. Les avantages des poursuites solaires sont multiples :

- Orientation optimale en permanence sur plus de 240° d'Est en Ouest, la poursuite solaire suit la course du soleil.
- Panneaux solaires sont très bien ventilés.
- Plus de production pour moins de surface de panneaux solaires, ce qui fait la poursuite solaire une solution bien plus écologique.
- Faible emprise au sol, ce qui permet la culture habituelle de sols.
- Monté sur mât, la poursuite solaire n'est pas soumise aux ombres basses.



Figure I.30 Champ photovoltaïque avec poursuite solaire [12].

C. Champ photovoltaïque sous concentration

Dans ce cas, on utilise des systèmes optiques pour concentrer l'énergie incidente sur des cellules solaires de haut rendement. Des considérations de coût et de mise en œuvre doivent alors être établies pour le concentrateur. Les panneaux solaires et les systèmes à concentration de lumière doivent être accompagnés de système de poursuite solaire car dans ce cas, c'est la seule composante du rayonnement solaire, à savoir le rayonnement direct, qui peut contribuer à l'amélioration du rendement énergétique global du système. Ce type de configuration est plus particulièrement utilisé pour les applications installées aux faibles latitudes, il est peu ou pas utilisé en Europe, mais il est cependant plus particulièrement utilisé et testé aux USA.



Figure I.31 Champ photovoltaïque sous concentration [12].

*Le système photovoltaïque est donc un ensemble d'équipements (**BOS** : l'acronyme de **B**alance **O**f **S**ystem) et de technologies conçus autour d'un générateur PV (généralement un champ) afin d'améliorer la production d'énergie PV et de l'adapter à la charge [15].*

Grâce au BOS, le système PV dispose d'éléments de protection contre les accidents provient de la rugosité des intempéries et de chocs électriques ou mécaniques pouvant survenir. En fait, le BOS inclut divers éléments supplémentaires comme [13, 15] :

- Système de fixation des panneaux solaires, conçu pour supporter les contraintes environnementales et le poids des panneaux. Chaque panneau pèse à peu près une vingtaine de kilos!
- Câbles, connecteurs et protections servant à raccorder les différents composants entre eux.
- Régulateur de charge qui contrôle le courant délivré par les panneaux.
- Système de supervision pour contrôler le bon fonctionnement global de l'installation.
- Compteur de production pour suivre la production de l'installation.
- Disjoncteurs (de préférence à haute immunité).
- Panneau de distribution.

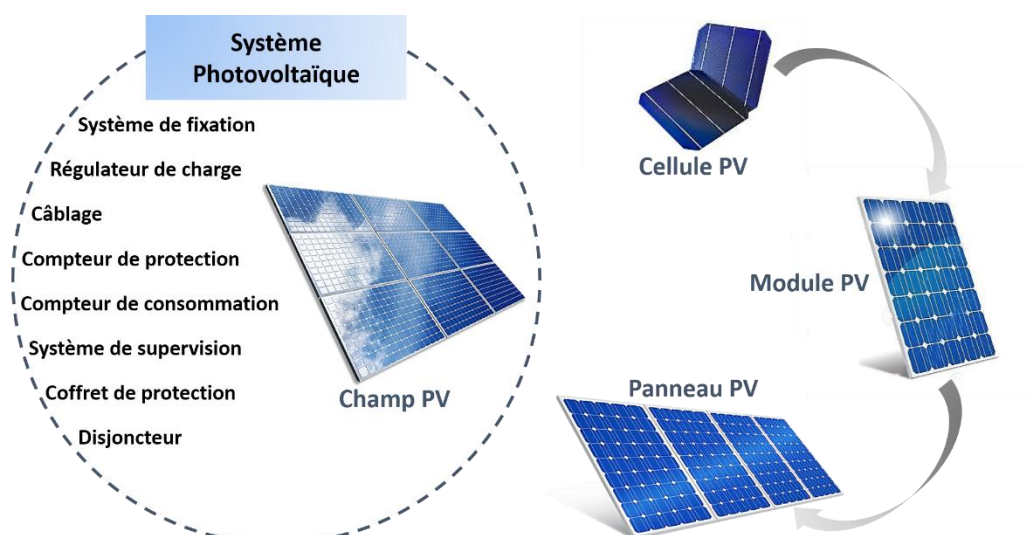


Figure I.32 De la cellule au système photovoltaïque [13].

Dans le but de développement du système PV, le BOS doit contribuer particulièrement à renforcer le côté de puissance qui transmet l'électricité, côté de commande ainsi que le côté protection, l'harmonie fonctionnelle entre tous les éléments du BOS se fait à l'aide de technologies qui permettent d'accéder au fonctionnement optimal et donc d'accéder au meilleur rendement possible.

I.6.2.11.2 Type de systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV se trouvent en réalité sous trois formes : *les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés au réseau*. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité et en les retrouvant souvent dans les régions isolées et éloignées.

A. Systèmes autonomes

Ces systèmes PV sont les plus simples et répandus, ils assurent un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie [12, 14].

B. Systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable en plus d'une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable et classique ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités et leur association permettent d'obtenir une production électrique continue. Deux configurations relient les différentes sources d'un système hybride, l'un assure une électricité continue et l'autre une électricité alternative [12, 14].

C. Systèmes connectés au réseau

Les systèmes de production d'énergie PV connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Les systèmes connectés à un réseau réduisent la nécessité d'augmenter la capacité des

lignes de transmission et de distribution. Il produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau. Il est toujours possible d'utiliser ces systèmes pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau [12, 14].

I.6.2.11.3 Avantages et Limites des systèmes photovoltaïques

Malgré l'abondance des sources de production d'énergie électrique, le photovoltaïque en reste l'un des plus importants en raison de ses nombreux offres, mais la présence de certains obstacles a limité cette source. Ci-dessous, un certain nombre d'avantages et de limites des systèmes PV [4, 12].

Avantages

- ☑ Il est exploitable pratiquement partout, la lumière du soleil étant disponible dans le monde entier.
- ☑ Equipement de production peut presque toujours être installé à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne.
- ☑ Il est totalement modulable et la taille des installations peut être facilement ajustée selon les besoins ou les moyens.
- ☑ Aucun mouvement, pas de pollution directe ou indirecte, aucun déchet, aucune perturbation pour l'environnement de proximité, c'est un système purement propre et écologique.
- ☑ Maintenance et les réparations sont réduites à presque rien pour la partie photovoltaïque et à peu de chose pour l'électronique associée.

Limites

- ☒ Fabrication de panneaux photovoltaïques à haute technologie nécessite énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- ☒ Rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles.
- ☒ Coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

I.6.3 Système de conditionnement de puissance

Le système de conditionnement de puissance est un système (une unité) intermédiaire d'adaptation destiné pour assurer le fonctionnement d'une charge hydraulique en fonction de la puissance PV disponible [17].

Il s'agit d'une étape d'adaptation entre le système PV et la charge hydraulique. Sous l'action de la commande, l'unité de conditionnement a pour rôle d'extraire à chaque instant le maximum de la puissance disponible aux bornes du système PV et de la transférer à la charge.

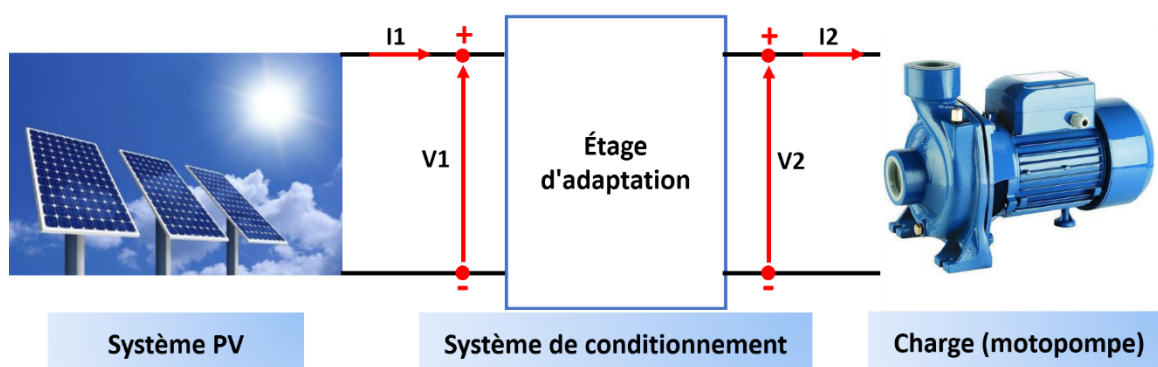


Figure I.33 Rôle du système de conditionnement de puissance [17].

Selon la nature de la charge hydraulique (DC ou AC), l'unité de conditionnement est plus souvent un convertisseur statique de type *hacheur* ou *onduleur*, en plus d'une *batterie d'accumulation* qui compense l'énergie produite par le système PV en cas de panne ou d'absence de rayonnement solaire dû à l'obscurité ou aux mauvaises conditions météorologiques [5, 17, 18].

- Si une charge à courant continu est utilisée, l'unité doit être incluse un hacheur pour assurer l'étape d'adaptation en faisant la conversion DC-DC. En effet, plusieurs types d'hacheur sont utilisés tels que *Buck (abaisseur)*, *Boost (élévateur)* et *Back-boost*. Certaines recherches ont travaillé avec la plupart de ces convertisseurs afin de trouver le type le plus compatible en termes de rendement énergétique global du système. Il est précisé que le convertisseur Boost est le plus pratique pour le suivi de la puissance maximale du système PV. Par ailleurs, si la tension de sortie requise est inférieure à celle générée, il est recommandé d'utiliser une unité avec deux étapes de conversion.
- Si une charge à courant alternatif a été connectée, un onduleur doit être utilisé pour assurer l'étape de conversion DC-AC. Bien sûr un onduleur MLI (ou PWM en anglais) donne de meilleures formes d'ondes à aucune réelle augmentation du coût. Récemment, les onduleurs de résonance ont reçu de l'attention afin de réduire les pertes de puissance au niveau de l'onduleur et donc augmenter la puissance nette capturée du système PV.

Il est nécessaire de sélectionner des convertisseurs extrêmement fiables et de bonne qualité, le minimum étant qu'ils puissent gérer sans aucun dommage toute la puissance fournie par le générateur solaire. Afin d'assurer la sûreté de fonctionnement de convertisseurs statiques, Leurs circuits internes doivent être protégés contre les éventuels impacts mécaniques et les autres agents extérieurs (poussière, humidité, sel, insectes, ...etc). De plus, ses composants internes doivent être suffisamment ventilés [3].

Du point de vue du contrôle, l'unité de conditionnement joue un rôle très important dans la détermination de la qualité des performances du système de PS car elle permet l'extraction le maximum de l'énergie électrique produite par le système PV, à chaque instant, dans les conditions

climatiques existantes [17]. Sur cette base, les performances du système de pompage sont améliorées si le rendement du système PV est optimal. Alors, pour optimiser la puissance, en d'autres termes, la recherche du point de puissance maximale du générateur PV, plusieurs technologies de contrôle ont été développées dans l'unité de conditionnement appelées techniques de la recherche de point de puissance maximale (notées **MPPT** : **M**aximum **P**ower **P**oint **T**racking) [5].

Par conséquent, les systèmes de conditionnement sont équipés par une unité de contrôle MPPT. La technologie MPPT est une commande associée à une étage d'adaptation permettant de faire fonctionner un générateur PV non linéaire, en pilotant un convertisseur statique, de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance.

Le sujet du contrôle dans le système de conditionnement, nous y porterons beaucoup d'attention dans les prochains chapitres et il fera l'objet d'une étude approfondie, car la partie du contrôle est extrêmement importante dans le développement d'un système de PS à haut rendement et à faible coût.

I.6.4 Système d'électropompe (groupe motopompe)

Un système d'électropompe, c'est un groupe électromécanique, destiné à pomper l'eau, composé d'une pompe hydraulique entraînée par un moteur électrique [19]. Ce groupe peut être fixe ou mobile (sur remorque ou camion). Il comprend souvent des équipements électroniques et mécaniques pour la régulation de la pression, du débit et d'autres paramètres.

I.6.4.1 Pompe hydraulique

La pompe, l'organe de base d'un système d'extraction d'eau, concerne toute machine hydraulique servant à déplacer les liquides d'une région de basse pression vers une région à grande pression. Du point de vue physique, la pompe transforme l'énergie mécanique en énergie hydraulique.

Les pompes peuvent être classées, en fonction de la technique de pression de l'eau ou bien de l'emplacement physique de la pompe, en deux grandes familles distinctes [19] :

- En considération de la technique de pression de l'eau, les deux familles principales sont *les pompes centrifuges et les pompes volumétriques*.
- En tenant compte de l'emplacement physique de la pompe, *les pompes de surface et les pompes immergées* sont les deux familles de base.

1^{er} Classification : Pompes centrifuges ou Volumétriques

Le choix d'une pompe centrifuge ou volumétrique, ça dépend de la pression de l'eau, ainsi que des propriétés électriques et mécaniques du moteur électrique entraînant la pompe [20].

Pompes centrifuges : concernent la famille utilisant les variations de vitesse du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression de telle sorte que l'énergie mécanique du moteur est transmise au fluide sous forme d'énergie cinétique. L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie de pression [20].

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont les suivantes [3, 19] :

- Couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage, cela est particulièrement intéressant dans le cadre de l'utilisation de panneaux PV car la pompe tourne même sous très faible ensoleillement.
- Grâce à son extrême simplicité, le système peut être couplé directement sur une machine tournante comme moteur électrique.
- Il n'y a pas ou presque pas d'aspiration : elles doivent être amorcées pour fonctionner, de manière à éviter tout risque de destruction si fonctionnement à sec. Certaines sont auto-amorçantes.
- Elles peuvent être aussi bien immergées que disposées en surface.
- Plusieurs étages (cage + roue à ailettes) peuvent être superposés pour obtenir des grandes pressions.

Pompes volumétriques : concernent la famille utilisant les variations de volume du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression de telle sorte que le fluide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume puis refoulé par diminution de ce même volume. Les pompes volumétriques les plus répandues sont les pompes à pistons, à palette et à engrenage [20].

Leurs principaux atouts sont les suivants [3, 19] :

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à 5[m³/h]) et aux grandes hauteurs.
- Elles ont de bons rendements, et les pompes volumétriques de surface sont auto-amorçantes.
- Couple de démarrage d'une pompe volumétrique (aller de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I=f(V)$ de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau PV n'est pas économiquement viable. Pour pallier le problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système.

2^{ème} Classification : Pompes de surface ou Immergées

Le choix d'une pompe de surface ou immergée se fera en fonction des caractéristiques hydrauliques de l'installation envisagée (débit, hauteur manométrique totale, ...etc) et de conditions particulières d'utilisation (puits, forage, pompage d'eau, ...etc) [20].

Pompes de surface : le terme surface définit la position d'une pompe par rapport au liquide à pomper. Elle est dite pompe de surface, car prévue pour être posée en dehors du liquide à aspirer. Cette classe de familles est bien adaptée à la mise sous pression [19].

En fait, Une pompe de surface ne pourra pas relever l'eau au-delà d'un maximum théorique de 10.33 mètres (car elle fonctionne par aspiration et la hauteur de la colonne d'eau est donc proportionnelle à la dépression, qui ne peut pas dépasser la valeur de la pression atmosphérique!), au-delà de cette hauteur, il faut s'orienter vers une pompe immergée [3].

Pompes immergées : c'est une pompe qui est directement mise dans l'eau (dans un puit ou un forage) afin de refouler l'eau à la surface. Une pompe immergée est souvent conçue pour fonctionner avec des panneaux solaires PV [19].

Avec une pompe immergée, l'eau peut être extraite à plusieurs centaines de mètres. Dans un système de PS, la famille de pompes centrifuges est généralement à caractère immergée est la plus utilisée puisque elle possède une forme plus adaptée aux puits et qui peuvent débiter à forte pression [3].

➤ Généralement, le rendement d'une pompe est basé sur trois paramètres représentés dans la pression, le débit et la puissance d'entrée de la pompe. En pratique, ce rendement est mesuré en déterminant le rapport entre l'énergie hydraulique sortante et l'énergie provenant des panneaux solaires.

I.6.4.2 Moteur électrique

La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur. Les deux types de moteurs disponibles sont *les moteurs à courant continu* et *les moteurs asynchrones*. Quelques avantages et inconvénients de chacun sont donnés ci-dessous :

Tableau I.1 Comparaison entre un moteur DC et AC [3, 21].

	Moteur à courant continu	Moteur asynchrone
Avantages	☑ Facilité de régulation.	☑ Fiabilité.
	☑ Rendement de 90%.	☑ Nécessite peu d'entretien. ☑ Rendement de 90%.
Inconvénients	☒ Coût d'entretien.	☒ Difficulté et coût de régulation.

Il est mieux que les moteurs fonctionnant en courant continu doivent être sans balais ou d'autre pièce d'usure puisque cela garantit la moindre maintenance sur les moteurs [21]. Le meilleur compromis pour actionner une pompe immergée est le moteur asynchrone [19, 21].

Les sources d'énergie disponibles sur les sites d'extraction d'eau sont différentes. Ceci induit plusieurs modes de fonctionnement du moteur asynchrone. Il fonctionne sur une source de tension alternative en monophasé, diphasé ou en triphasé. Si la source d'énergie est continue, un onduleur est utilisé pour transformer l'alimentation en alternatif.

Selon le mode du fonctionnement de moteurs asynchrones, les caractéristiques seront différentes. Le tableau ci-dessous compare les caractéristiques d'un moteur monophasé et d'un moteur triphasé pour des dimensions (longueur–diamètre) identiques.

Tableau I.2 Caractéristiques d'un moteur électrique monophasé et triphasé [3, 21].

	Moteur monophasé	Moteur triphasé
Couple de démarrage [N.m]	0	10.33
Courant magnétisant [A]	1.398	0.931
Courant de démarrage [A]	9.87	17.98

Le couple de démarrage nul représente le principal inconvénient du moteur monophasé. Pour remédier à cet inconvénient, il est possible de faire fonctionner le moteur en diphasé lors de la phase de démarrage. L'enroulement principal reçoit la tension d'alimentation directement, l'enroulement auxiliaire est connecté au réseau d'alimentation par l'intermédiaire d'un condensateur [21]. Ce principe de fonctionnement peut être utilisé lorsque l'énergie provient de panneaux solaires qui produisent une tension continue (ce principe est également utilisé dans les trains : les motrices d'un TGV fonctionnent en diphasé au démarrage avec un condensateur puis en monophasé).

I.6.5 Système de câblage électrique

Il s'agit d'un système qui relie électriquement les différentes composants d'un système de PS (générateur PV, convertisseur statique, motopompe, ...etc).

Le câblage doit d'abord être capable de supporter les intempéries, il doit également être de section suffisante pour que les chutes de tension n'affectent pas de façon significative le fonctionnement global du système.

Dans un système de PS, Les spécifications des câbles doivent tenir compte du fait que la section ne devra pas provoquer de chute de tension supérieure à 2% de la tension nominale entre le générateur PV et le convertisseur statique, à 3% entre le convertisseur et le groupe motopompe [3]. Ces spécifications s'appliquent à la condition du courant maximum en fonctionnement et aux CTS du générateur PV.

R! *Il est important de noter que ces spécifications ne tiennent compte que des pertes dues au câblage entre les composants. Les pertes, provenant des éléments de protection (fusibles, diodes) ou du convertisseur, ne sont pas comprises dans la définition précédente.*

Les systèmes de PS fonctionnent souvent à des tensions relativement élevées (120[V] en courant continu et 220[V] en alternatif) et sous des courants relativement faibles (inférieurs à 30[A]), la section des câbles est donc rarement un problème. En revanche, il ne faudrait pas oublier que leur taille assure une solidité dans le temps [18]. Ainsi, même si le niveau des pertes dues aux chutes de tension ne l'impose pas, la section du câblage doit être de préférence au moins de 4[mm²] entre le générateur solaire et le convertisseur, et de 4[mm²] entre le convertisseur et l'électropompe [3]. En plus, les câbles qui ne transportent pas de puissance comme celles des signaux auront une section minimum de 1[mm²] [3, 5]. Par ailleurs, les câbles exposés (en particulier, les câbles immergés de l'alimentation de la pompe) devront être impérativement de qualité adaptée pour supporter les intempéries.

Les câbles doivent avoir des bornes permettant une connexion efficace et mécaniquement robuste ainsi qu'une faible résistance électrique permettant une chute de tension inférieure à 0.5% de la tension nominale de fonctionnement. Également, les bornes des câbles ne doivent pas être propices à la corrosion qui peut provenir de contacts métalliques [3, 5].

Il est mieux que l'ensemble du câblage doit être clairement identifié par des couleurs différentes ou une signalisation appropriée (numération, symbolisation, ...etc).

I.6.6 Système d'infrastructure hydraulique

L'infrastructure hydraulique regroupe les activités d'ingénierie permettant de développer, de protéger et de réparer les éléments structuraux clés pour la gestion et la conduite de voies d'eau de l'endroit de pompage à l'endroit qui doit être alimenté en eau [6].

Les infrastructures hydrauliques doivent empêcher toute déperdition d'eau. Ces pertes sont très fâcheuses parce qu'elles provoquent souvent des zones insalubres et vont à l'encontre de toutes les demandes pour les économies d'eau. Les réseaux, constituant l'infrastructure hydraulique, doivent aussi faire en sorte que l'eau ne se pollue pas au cours de son acheminement de la source (puits, forage) au point de distribution (robinet) [22]. Les pertes de charge dans les tuyauteries doivent enfin être aussi faibles que possible.

Plusieurs spécifications et prescriptions doivent être respectées lors de la construction du système d'infrastructures hydrauliques, telles que [3, 22] :

- Ouverture du puits doit être équipée d'une protection prévenant toute intrusion solide ou liquide.
- Ensemble de la tuyauterie et des accessoires (compteurs, vannes, etc.) doit être compatible avec l'acheminement d'eau potable.

- Tous les éléments métalliques doivent être protégés contre la corrosion. Les éléments accessoires à la conduction (raccordements, robinets d'arrêt, ...etc), en particulier, doivent être protégés.
- En règle générale, la tuyauterie du puits au réservoir devrait être munie d'un clapet anti-retour pour éviter que l'eau du réservoir ne se vide chaque fois que la pompe s'arrête (cet élément n'est pas nécessaire si la pompe comporte déjà un tel dispositif).
- Réservoirs doivent être accessibles pour le nettoyage et protégés contre toute entrée de poussière, de corps étrangers ou d'animaux. En plus, l'ensemble des conduites doit être connecté au réservoir de manière à préserver autant que possible leur étanchéité.
- Orifice de sortie d'eau du réservoir vers la distribution doit se situer au-dessus du fond de façon à permettre une décantation.

Les pertes de charge dans les tuyauteries, les accessoires inclus, dépendent du débit qui les parcourt, de matériaux utilisés et de la section des tuyauteries et de leur longueur. Ces pertes diminuent le débit que fournit une pompe, de même que le ferait une augmentation de la hauteur contre laquelle elle travaille. Pour cette raison on peut dire que la hauteur totale (H_T) vue par la pompe est la somme de la hauteur géométrique (H_G), étant la différence entre le niveau de l'eau dans le puits et celui du remplissage du réservoir, et de la hauteur associée aux pertes de charge (H_{pc}). Alors comme norme générale, La section de la tuyauterie entre pompe et réservoir (accessoires compris) ne doit pas engendrer de pertes de charge supérieures à 5% de la hauteur géométrique de pompage (ceci doit se confirmer pour un générateur PV fonctionnant dans les CTS) [6, 22].

I.6.7 Système de purification

Un système de purification, c'est un ensemble d'appareils et de technologies qui exécutent des procédures de l'élimination des divers polluants de petite ou très petite taille : les virus, les bactéries, les métaux lourds, les résidus médicamenteux, les pesticides, les nitrates et voire certains éléments radioactifs [19].

Pour un système de pompage solaire, les conditions de fiabilité du système de purification de l'eau sont énumérées ci-dessous. En effet, les caractéristiques sont classées suivant les différents composants du système [3, 17, 19, 22] :

Pompe à injection de chlore

- Pompe à injection doit être dotée d'une protection IP 54.
- Pompe à injection doit permettre le passage de l'hypochlorite de sodium sans être endommagée.
- Relation entre la fréquence d'injection de la pompe chlorhydrique et le signal de capteur de débit doit être linéaire sur toute la plage de fonctionnement.

- Pompe à injection doit être dotée d'une alarme sonore lorsque le réservoir de chlore est vide.
- Pompe d'injection doit maintenir une linéarité inaltérable de la fréquence d'injection pour une gamme d'alimentation en tension suffisamment large ($V_{\text{NOM}} \pm 20\%$).

Capteur de débit d'eau pompée

- Capteur de débit doit avoir une précision avec une erreur maximum de $\pm 5\%$.
- Si le capteur du débit d'eau a besoin d'une tension d'alimentation séparée, il faut maintenir inaltérable la linéarité de sa fonction de transfert pour une large gamme de la tension d'alimentation ($V_{\text{NOM}} \pm 5\%$).
- Capteur du débit d'eau doit avoir au moins une protection IP 54.

Réservoir de chlorite

- Réservoir de chlore doit être fait avec une matière qui permet de voir la quantité restante d'hypochlorite de sodium.
- Bouchon du réservoir de chlorite doit être suffisamment ajusté pour minimiser l'évaporation de l'hypochlorite de sodium. Le trou nécessaire pour l'aspiration du chlorite doit être au maximum de $1[\text{mm}^2]$.

R! Vu que l'évaporation d'hypochlorite de sodium peut endommager la pompe d'injection, le réservoir de chlorite doit être placé juste au-dessous de la pompe d'injection.

I.7 Comment fonctionne un système de pompage solaire ?

Sous l'effet des rayonnements solaires, le système PV génèrent un courant continu, et pour qu'il soit utilisé pour l'alimentation du groupe motopompe, le système de conditionnement de puissance intervient en utilisant un variateur de fréquence (convertisseur statique) afin de transformer le courant continu généré en courant alternatif. Grâce à la technologie de commande appliquée, l'unité de conditionnement fait également varier la fréquence et la tension de l'énergie disponible pour les adapter à l'électropompe. Ainsi, le système de l'électropompe pompe l'eau d'une hauteur basse (puit, forage) à une hauteur élevée de la surface du sol (réservoir d'eau). Pour que cette eau soit exploitée pour diverses applications, Un système d'infrastructure hydraulique est muni de réseaux de distribution d'eau. Mais l'eau distribuée avant son utilisation finale passe par le système de purification pour assurer les normes sanitaires conformes à la tâche pour laquelle le système de PS a été conçu.

Actuellement, les systèmes de PS sont utilisés en deux modes de fonctionnement, *avec et sans batteries (au fil du soleil)*. La technologie sans batteries possède quelques inconvénients, son principal défaut est d'avoir un débit d'eau qui ne dépend que de l'ensoleillement au cours de la journée, pour

cela, une batterie est utilisée pour résoudre ce problème [4]. Pour les deux modes de fonctionnement, il est préférable que l'électropompe soit précédée d'un régulateur garantissant sa protection contre les dégâts électriques (surcharge, décharge, surintensité, ...etc) et prolongeant ainsi sa durée de vie.

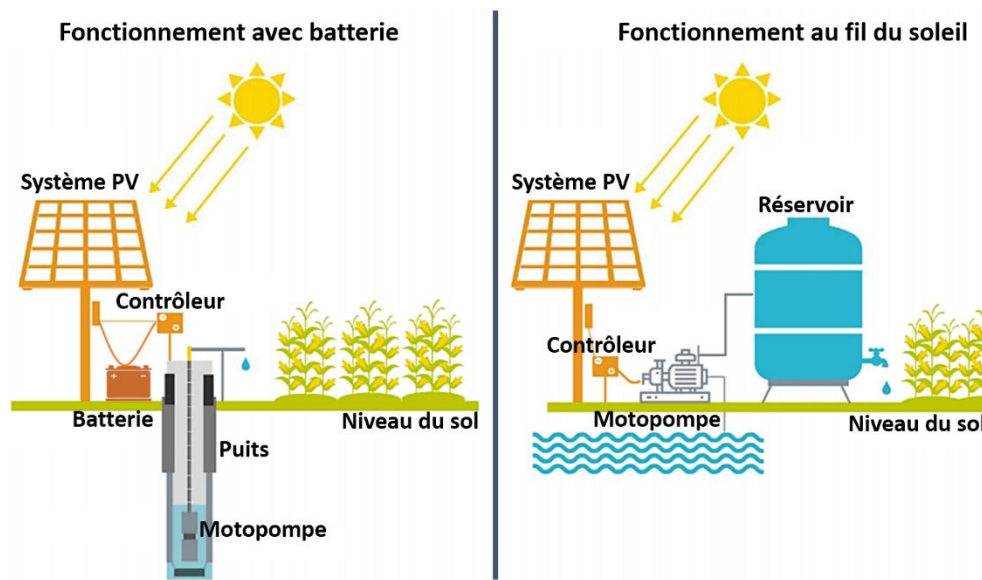


Figure I.34 Modes de fonctionnement du système de pompage solaire [4].

R! Le choix du type de la pompe n'est pas lié au mode de fonctionnement du système de pompage PV, le choix n'est dû qu'aux points mentionnés précédemment dans la partie de la pompe.

Pompage solaire au fil du soleil

Le système de pompage au fil du soleil ne nécessite pas de batteries, le stockage se fait de manière hydraulique (au lieu de stocker l'électricité dans un parc à batterie, l'eau est stockée dans un réservoir). Dont, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol qui va ensuite distribuer selon les besoins [2, 3].

L'utilisation du réservoir apporte des avantages économiques, dont les plus importants sont les suivants [4] :

- Gain de coût au moment de l'investissement initial : il est moins coûteux d'investir dans un réservoir que dans un parc à batterie.
- Gain de coût dans l'exploitation du système : les batteries ont une durée de vie limitée et doivent régulièrement être changés, ce qui n'est pas le cas d'un réservoir.

Alors, ce mode de fonctionnement est une solution très économique. Mais l'électropompe n'a pas un débit constant et ne fonctionne pas en dessous d'un certain niveau d'éclairement (début et fin de journée). En plus, le rendement est plus faible en dehors de CTS.

Pompage solaire avec batterie

En réalité, le rayonnement solaire frappe la terre pendant des heures bien déterminées, réduisant ainsi l'efficacité du pompage PV en dehors des heures d'ensoleillement. Afin d'assurer la continuité du pompage PV, un système de stockage d'énergie est nécessaire. Un parc à batterie est une solution permettant de compenser l'absence de rayonnement solaire. Donc, le mode de fonctionnement avec batterie permet d'assurer une autonomie énergétique [3, 6].

En fait, les batteries ont pour rôle de stocker l'énergie produite par les panneaux PV lors de périodes d'ensoleillement afin de pouvoir restituer cette énergie pour pomper l'eau en temps voulu (mauvaise ensoleillement, ombrage, obscurité), ce qui fournit un débit de pompage constant et peut être ajusté à la demande.

I.8 Pompage solaire et Qualité de critère de fonctionnement

Il ne fait aucun doute que le développement technologique, en particulier dans le domaine du contrôle, a présenté un nouveau regard sur le domaine du PS qui a attiré l'attention de nombreux scientifiques et experts pour développer des études et des recherches afin d'optimiser la qualité de la production d'une part et le côté économique de l'autre. De plus en plus, le PS prend pied dans toutes les régions du monde, ce qui conduit à la nécessité de se passer de la dépendance aux systèmes de moteur à carburant et aux méthodes traditionnelles. En fait, les raisons et les avantages de la propagation du PS sont nombreux, parmi eux [4] :

- Autonomie, le système de PS est adapté à l'électrification dans les zones ni raccordées, ni raccordables au réseau électrique.
- Alternative au pompage à la main, c'est une économie d'énergie humaine et cela permet de libérer du temps pour d'autres activités.
- Alternative au groupe électrogène, c'est une économie de consommation de carburant et de gaz.
- Longue durée de vie opérationnelle tout en garantissant la fiabilité et la durabilité.
- Facile à exploiter et à entretenir en faibles coûts.

Cependant, le système de PS doit bien répondre avec le degré de qualité de critères suivants qui assurent le bon fonctionnement : *fiabilité, disponibilité, maintenabilité et sécurité* [23-25].

Fiabilité

Le système de PS est fiable, c'est à dire l'aptitude du système à accomplir sa fonction dans des conditions existantes (météorologiques, propriétés des constituants, ...etc) pendant une durée donnée. Alors, la bonne fiabilité assure l'absence de pannes qui dépend non seulement de composants et de leur qualité, mais aussi d'autres aspects du système comme la capacité de la ressource en eau.

Disponibilité

Dans le PS, la disponibilité s'agit de la capacité du système à être en état d'accomplir sa mission requise à un instant donné quel que soit les conditions dans lesquelles le système se trouve. Pour que le système de PS soit disponible et prêt à achever sa fonction, il doit :

- Avoir le moins possible d'arrêts de production.
- Être rapidement remis en bon état s'il tombe en panne.

Maintenabilité

Dans des conditions de fonctionnement, le système de PS soit maintenable s'il est capable d'être maintenu et de bien rétablir son état de fonctionnement normal et correct en des limites de temps désirées lorsque la maintenance est accomplie. Alors, la bonne maintenabilité assure la rapidité de dépanné.

Sécurité

La sécurité du système de PS, c'est l'aptitude de bien éviter, dans les conditions d'exploitation, de faire apparaître des événements critiques et catastrophiques. Ainsi, la bonne sécurité assure une importante durée de vie du système de PS et la qualité de sa production.

I.9 Pompage solaire vaut-il l'investissement ?

Une chose importante à noter en ce qui concerne le PS est le fait que ses coûts ont considérablement baissé ces dernières années. Conformément à la nouvelle recherche de l'agence internationale des énergies renouvelables (**IRENA**), il y aura une réduction de 59% des coûts de l'électricité produite par l'énergie solaire PV d'ici 2025 par rapport aux prix de 2015 [26].

À ce titre, la viabilité économique de ces systèmes varie selon les régions, principalement en fonction des conditions du site, des récoltes et des marchés. Une infographie de la banque mondiale montre qu'en 1997, le prix moyen du déploiement de l'énergie solaire par watt était de 76\$. En 2015, ce prix était de 0.3\$, ce qui montre clairement la baisse des prix [26]. Maintenant, un panneau solaire a une durée de vie moyenne de 25 ans, en comparant avec le pompage diesel, il manque de carburant et présente moins de fonctionnement et d'entretien. Le seul inconvénient est son coût initial qui est environ deux fois plus cher que les systèmes de pompage diesel de l'eau [27].

Le prix est également un facteur de différenciation clé en termes de retour sur investissement (**ROI**) [27]. L'aspect clé qui détermine la viabilité économique (le facteur associé à la valeur du pompage solaire en tant qu'investissement) est la façon dont les systèmes solaires se comparent par rapport aux autres formes d'énergie.

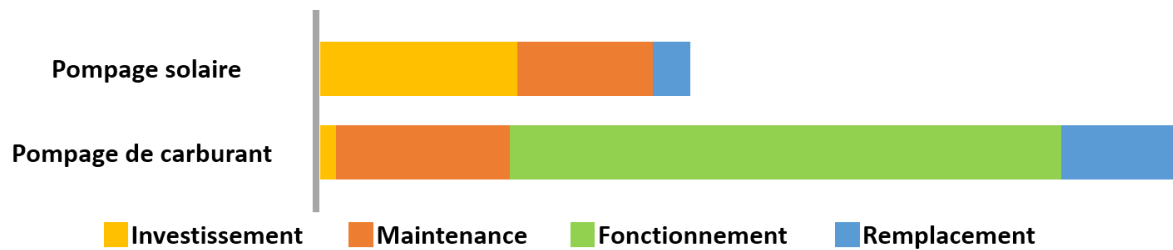


Figure I.35 Comparaison des coûts au long de 20 ans entre le pompage solaire et le pompage traditionnel de carburant [26, 27].

Généralement, le pompage diesel possède des coûts d'investissement initiaux faibles mais sont également associées à des coûts d'exploitation et de maintenance élevés, sans parler de leur impact négatif sur l'environnement et l'écologie. Contrairement à cela, un système de PS possède des coûts d'investissement plus élevés mais des coûts de maintenance et d'exploitation plus faibles.

Donc, la réponse clé à la question *vaut-il l'investissement* est la suivante : s'il s'agit d'une région avec beaucoup de soleil et d'eau souterraine, un système de pompage d'eau solaire est définitivement recommandé. Malgré les coûts d'installation initiaux, des coûts de maintenance inférieurs et une durée de vie plus longue vous donneront un système prêt à fonctionner en un peu de temps en plus de l'eau propre et de nombreux avantages à long terme [27].

I.10 Conclusion

- ✓ À la fin de ce chapitre, la technologie du pompage photovoltaïque semble largement évoluable d'un point de vue de contrôle puisqu'elle est principalement le résultat de l'association de nombreuses technologies (photovoltaïque, motopompe, ...etc) aux techniques de contrôle modernes, Cette particularité permet la diversification des applications de la technologie de pompage solaire dans de nombreux domaines avec hautes performances et faibles coûts.
- ✓ Le pompage solaire d'eau est relativement un nouveau concept en mécanique, c'est la technologie préférée économiquement en plus d'être attrayante socialement et écologiquement et surtout quand il s'agit du besoin en eau dans des endroits éloignés qui sont hors de portée des lignes électriques. Un système de pompage solaire est couramment vu dans les utilisations résidentielles et industrielles ainsi que pour l'irrigation des terres agricoles. Grâce aux panneaux solaires, il est possible de diminuer le coût de l'énergie et de fournir une option plus faisable qui utilise l'énergie du soleil (et non des mécanismes de combustion de carburant) pour pomper l'eau.
- ✓ Un système de pompage solaire typique se compose d'un champ de panneaux solaires qui alimente un moteur électrique (DC ou AC), qui à son tour alimente une pompe généralement centrifuge. L'eau pompée est purifiée selon des normes sanitaires avant d'être canalisée dans des réseaux de distribution. D'après le mode de fonctionnement, le système de pompage peut être équipée avec un système de stockage d'énergie, si c'est le cas, un réservoir d'eau n'est pas nécessaire et vice-versa.

✓ Les contributions majeures de la technologie du pompage solaire au développement social et à la protection de l'environnement et du climat, en plus de la nécessité d'y investir, sont parmi les facteurs les plus importants qui ont contribué au progrès de cette technologie. Par conséquent, des stratégies de contrôle avancées doivent être développées qui permettent d'adapter les composants du système de pompage solaire les uns aux autres et aux conditions de fonctionnement existantes. De plus, la stratégie de contrôle devrait atteindre des points positifs fonctionnellement et économiquement tout en garantissant la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité et la sécurité.

Afin d'arriver à développer une stratégie de contrôle du système de pompage photovoltaïque et qui répond aux exigences requises, il faut avant tout obtenir le modèle mathématique et SIMULINK du système, c'est-à-dire la modélisation doit être faite. *Ainsi, la modélisation du système de pompage solaire fera le sujet du prochain chapitre.*

Références

- [1] K. Meah, S. Fletcher, and S. Ula, "Solar photovoltaic water pumping for remote locations," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 2, pp. 472-487, 2008/02/01/, 2008.
- [2] M. J. Mohana Rao, M. Kumar Sahu, and P. Kumar Subudhi, "Pv based water pumping system for agricultural sector," *Materials Today: Proceedings*, vol. 5, no. 1, Part 1, pp. 1008-1016, 2018/01/01/, 2018.
- [3] I. Yahyaoui. "Specifications of photovoltaic pumping systems in agriculture : sizing, fuzzy energy management and economic sensitivity analysis," <http://www.myilibrary.com?id=968686>.
- [4] S. International Solar Energy, and Congress, "Advances in solar energy technology : Book of abstracts. Proceedings of the Biennial Congress of the International Solar Energy Society, Hamburg, Federal Republic of Germany, 13-18 September 1987."
- [5] T. T. Chandratilleke, and J. C. Ho, "A study of a photovoltaic array for water pumping," *Solar & Wind Technology*, vol. 3, no. 1, pp. 59-71, 1986/01/01/, 1986.
- [6] V. C. Sontake, and V. R. Kalamkar, "Solar photovoltaic water pumping system - A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1038-1067, 2016/06/01/, 2016.
- [7] S. Kalogirou. "Solar energy engineering : processes and systems," <http://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpSEEPSE0S/solar-energy-engineering>.
- [8] M. Iqbal. "An Introduction To Solar Radiation," <http://qut.eblib.com.au/patron/FullRecord.aspx?p=1154970>.
- [9] F. Vignola, J. Michalsky, and T. Stoffel. "Solar and Infrared Radiation Measurements, Second Edition," <https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=5841776>.
- [10] C. L. Martin, and D. Y. Goswami. "Solar Energy Pocket Reference," <https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=5630618>.
- [11] A. E. Dixon, and J. D. Leslie. "Solar Energy Conversion : an Introductory Course," <http://qut.eblib.com.au/patron/FullRecord.aspx?p=1630131>.
- [12] P. Breeze, *Solar power generation*, 2016.
- [13] S. Kalogirou. "McEvoy's handbook of photovoltaics fundamentals and applications."

- [14] A. P. Kirk, *Solar photovoltaic cells : photons to electricity*, London: Academic Press, 2015.
- [15] N. Kumar Moluguri, C. Rama Murthy, and V. Harshavardhan, "Solar Energy System and Design - Review," *Materials Today: Proceedings*, vol. 3, no. 10, Part B, pp. 3637-3645, 2016/01/01/, 2016.
- [16] O. P. Mahela, and A. G. Shaik, "Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 316-332, 2017/02/01/, 2017.
- [17] I. Yahyaoui. "Advances in renewable energies and power technologies. Volume 1, Volume 1,"
<https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=1553181>.
- [18] M. Aliyu, G. Hassan, S. A. Said, M. U. Siddiqui, A. T. Alawami, and I. M. Elamin, "A review of solar-powered water pumping systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 87, pp. 61-76, 2018/05/01/, 2018.
- [19] M. N. Bahadori, "Solar water pumping," *Solar Energy*, vol. 21, no. 4, pp. 307-316, 1978/01/01/, 1978.
- [20] I. Yahyaoui, G. Tina, M. Chaabene, and F. Tadeo, "Design and Evaluation of a Renewable Water Pumping System," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 30, pp. 462-467, 2015/01/01/, 2015.
- [21] A.-K. Daud, and M. M. Mahmoud, "Solar powered induction motor-driven water pump operating on a desert well, simulation and field tests," *Renewable Energy*, vol. 30, no. 5, pp. 701-714, 2005/04/01/, 2005.
- [22] S. International Solar Energy, Congress, and T. Horigome, "Clean and safe energy forever : proceedings of the 1989 Congress of the International Solar Energy Society, Kobe City, Japan, 4-8 September 1989. Vol. 2. Vol. 2."
- [23] A. H. A. Al-Waeli, K. Sopian, H. A. Kazem, and M. T. Chaichan, "Novel criteria for assessing PV/T solar energy production," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 16, pp. 100547, 2019/12/01/, 2019.
- [24] A. H. Arab, F. Chenlo, K. Mukadam, and J. L. Balenzategui, "Performance of PV water pumping systems," *Renewable Energy*, vol. 18, no. 2, pp. 191-204, 1999/10/01/, 1999.

- [25] V. S. Korpale, D. H. Kokate, and S. P. Deshmukh, "Performance Assessment of Solar Agricultural Water Pumping System," *Energy Procedia*, vol. 90, pp. 518-524, 2016/12/01/, 2016.
- [26] M. Z. Jacobson, M. A. Delucchi, Z. A. F. Bauer, S. C. Goodman, W. E. Chapman, M. A. Cameron, C. Bozonnat, L. Chobadi, H. A. Clonts, P. Enevoldsen, J. R. Erwin, S. N. Fobi, O. K. Goldstrom, E. M. Hennessy, J. Liu, J. Lo, C. B. Meyer, S. B. Morris, K. R. Moy, P. L. O'Neill, I. Petkov, S. Redfern, R. Schucker, M. A. Sontag, J. Wang, E. Weiner, and A. S. Yachanin, "100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World," *Joule*, vol. 1, no. 1, pp. 108-121, 2017/09/06/, 2017.
- [27] R. Foster, and A. Cota, "Solar Water Pumping Advances and Comparative Economics," *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 1431-1436, 2014/01/01/, 2014.

Chapitre II

Modélisation du Système de Pompage Solaire

II.1 Introduction

En fait, toutes les indications indiquent aujourd'hui que la technologie de pompage solaire est devenue l'une des sources d'énergie les plus importantes où elle a connu une utilisation répandue et particulièrement dans le domaine agricole pour les zones reculées loin des réseaux de distribution d'électricité. Par conséquent, l'étude de systèmes de pompage solaire est une nécessité impérieuse pour développer un modèle idéal qui réponde à toutes les normes de qualité et de production, mais le problème ici est de vérifier les résultats de ce modèle et d'assurer son efficacité fonctionnelle avant de le réaliser sur le terrain afin d'éviter toute perte matérielle et financière sans intérêt [1, 2].

Le développement informatique a permis d'apporter des solutions au problème ci-dessus en développant des programmes et des environnements capables de concevoir des systèmes virtuels, et ici, il vient le concept de la modélisation qui est essentiellement une étape qui précède le processus de mise en œuvre sur le terrain [2]. La modélisation est donc une technique très importante qui vise à simuler le comportement des systèmes physiques en trouvant son modèle mathématique correspondant et en le traduisant en un modèle SIMULINK qui fournit tous les résultats et les informations nécessaires pour assurer le succès de la réalisation de systèmes pratiquement.

Alors, ce chapitre est consacré à l'étude d'un système de pompage solaire étudié en analysant et évaluant son comportement et les différents résultats à l'aide des outils de l'environnement MATLAB/SIMULINK. Mais avant cela, un modèle mathématique correspondant à chaque composant de ce système sera présenté puis traduit en modèle final sous forme de schéma fonctionnel.

II.2 Présentation du projet

Dans la vie pratique, les systèmes de PS existent sous de nombreuses formes suivant plusieurs facteurs, dont les plus importants sont l'objectif pour lequel ils ont été conçus, le coût économique et les technologies développées autour d'eux [3]. En raison de leur haute efficacité et de leur excellente qualité, les systèmes de PS ont attiré l'attention de nombreuses recherches et études académiques, ce qui a contribué à sa large diffusion dans le terrain et les applications pratiques au degré de sa nette supériorité sur les techniques de pompage traditionnelles.

Compte tenu du rôle important que joue le PS dans la satisfaction de besoins, ce projet vise à développer un système de PS conforme aux technologies modernes afin d'atteindre le plus haut rendement possible au moindre coût économique possible. Ainsi, cette étude offrira *la commande vectorielle directe basée sur l'orientation du flux rotorique d'un moteur asynchrone triphasé alimenté par un générateur photovoltaïque au sein du système de PS*. La figure II.1 montre le schéma de principe du système de PS étudié où deux parties importantes composent ce système, *il s'agit du circuit de contrôle et du circuit de puissance*.

Circuit de puissance : ce sont les muscles du système étudié. Selon les technologies adoptées, les principaux composants formant ce système sont : le système photovoltaïque, les convertisseurs statiques (onduleur et hacheur) et le groupe motopompe.

Circuit de contrôle : c'est le cerveau du système étudié où cette étude a cherché le développement d'une stratégie de contrôle robuste et fiable qui répond aux critères de rendement, qualité, rapidité et de stabilité. Sur cette base, les technologies adoptées dans la stratégie de contrôle sont les suivantes :

- Nouvel algorithme MPPT pour imposer le point de fonctionnement optimal au générateur PV.
- Contrôle des courants par hystérésis pour créer les impulsions de gâchettes de l'onduleur triphasé.
- Contrôle vectoriel direct à flux rotorique orienté du moteur asynchrone triphasé.

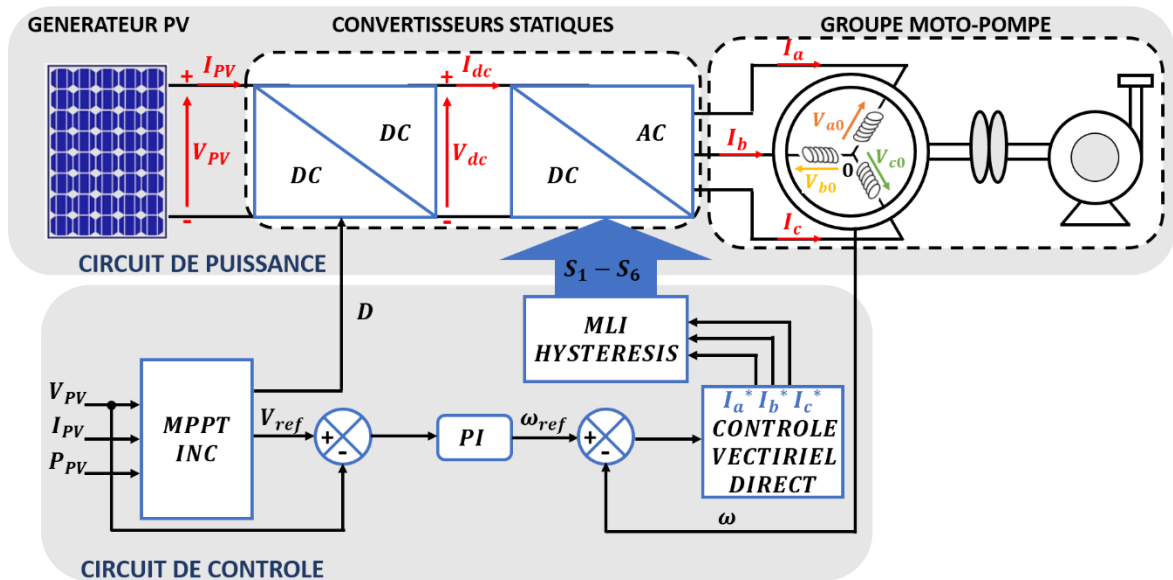


Figure II.1 Diagramme schématique du système étudié [3].

Le circuit de puissance va constituer le sujet principal de ce chapitre qui cherche à développer le modèle mathématique et SIMULINK pour chacun de ses composants. Tandis que le sujet de l'étude et du traitement du circuit de contrôle et de son optimisation fonctionnelle et économique sera abordé dans les chapitres à venir.

En fait, un point très important qui doit être pris en compte dans la conception et la construction du système de PS, c'est le choix des composants du circuit de puissance, où le bon choix de composants conduit à l'obtention des résultats expérimentaux souhaités en termes de rendement, qualité de fonctionnement et de coût économique. Ainsi, pour construire un système de PS répondant aux normes de qualité et de production, il a été bien étudié le choix de composants sur lesquels ce projet sera construit, la section ci-dessous présente des détails et des informations à propos de ce choix :

II.2.1 Système photovoltaïque

Le système PV joue un rôle pivot dans le PS en raison de l'importance de sa mission de fournir l'énergie électrique nécessaire. Il est donc très important de compter sur les modules PV (le composant principal du système PV) qui interagissent bien avec les conditions de fonctionnement pour produire autant d'électricité que possible.

Sur cette base, le module PV JAP6-72-320/4BB est bien choisie où il considère parmi les meilleurs types actuellement disponibles sur le marché (pour plus de détails, l'annexe A montre la fiche technique de ce module PV).

R! En fait, le choix du convertisseur DC-DC statique dépend des caractéristiques et des paramètres du générateur PV. Dans le chapitre suivant, la méthode d'identification des paramètres du convertisseur DC-DC sera illustrée.

Modèle de référence pour la modélisation

Le module est composé de 72 cellules solaires en silicium poly-cristallin connectées en série. Ce module réduit la résistance série entre les cellules grâce aux interconnexions de cellules dos à dos, ce qui offre une efficacité de conversion élevée [4]. Les spécifications clés du module sont illustrées dans le tableau II.1.

Tableau II.1 Paramètres électriques du module solaire photovoltaïque JAP672-320/4BB.

Source : fiche technique JAP6-72-320/4BB, JA Solar.

Paramètre	Symbole	Valeur
Puissance maximum	P_{MAX}	320[W]
Tension à puissance maximale (tension optimale)	V_{OP}	37.38[V]
Courant à puissance maximale (courant optimal)	I_{OP}	8.56[A]
Tension de circuit ouvert	V_{CO}	46.22[V]
Courant de court-circuit	I_{CC}	9.06[A]
Résistance série	R_s	0.001[Ω]
Résistance parallèle	R_p	50[Ω]
Nombre total de cellules en série	N_s	72
Nombre total de cellules en parallèle	N_p	1
Facteur d'idéalité de la diode	n	1.3
coefficient de I_{CC}/T_r	K_i	0.03[A/K]

Les spécifications électriques sont mesurées sous CTS (irradiation de 1[KW/m²] et température de cellule de 25[°C])

II.2.2 Onduleur triphasé

L'onduleur triphasé joue un rôle intermédiaire important dans la conversion de l'énergie électrique générée par le système PV du régime continu au régime sinusoïdal pour assurer le fonctionnement de l'électropompe. Ainsi, le rendement de cette conversion doit être la plus parfaite possible.

C'est pourquoi que l'onduleur triphasé de référence *SEMITEACH-IGBT. SKM 50 GB 123D. SKD 51. P3/250F* est choisi dans ce projet pour ses bonnes spécifications (pour plus de détails, l'annexe B montre le fiche technique de l'onduleur triphasé concerné).

Modèle de référence pour la modélisation

Le modèle SIMULINK de l'onduleur triphasé est conçu où les spécifications de base sont présentées dans le tableau II.2 :

Tableau II.2 Paramètres électriques de l'onduleur triphasé choisi.

Source : fiche technique *SEMITEACH-IGBT. SKM 50 GB 123D. SKD 51. P3/250F*.

Paramètre	Symbole	Valeur
Tension de chute des IGBT	V_{fi}	1.8[V]
Résistance interne des IGBT	R_{oni}	0.0694[Ω]
Tension de chute des diodes	V_{fd}	1.75[V]
Résistance interne des diodes	R_{ond}	0.0694[Ω]

II.2.3 Moteur électrique

Le moteur électrique est l'un des éléments les plus importants des systèmes hydrauliques, où plus il est efficace et de qualité, meilleur est le rendement global du système. Par conséquent, il est nécessaire de choisir le moteur qui accepte la flexibilité et la simplicité de contrôle, en tenant compte de la facilité d'entretien et de l'endurance contre les obstructions externes.

Pour cela, l'étude et la conception de ce projet sont mieux adaptées au moteur asynchrone (souvent appelé moteur à induction) en raison de sa supériorité sur le moteur DC dans de nombreux aspects. En particulier, les spécifications électriques du moteur asynchrone choisi pour faire l'étude de ce projet sont indiquées dans le tableau II.3 :

Tableau II.3 Paramètres électriques du moteur triphasé choisi.

Paramètre	Symbole	Valeur
Puissance mécanique utile	P_m	2.2[KW]
Tension ligne-ligne du stator (RMC)	V_{L-L}	380[V]
Vitesse de rotation rotorique	Ω	157[rad/s]
Nombre de paires de pôles	p	2

Fréquence statorique	f	50[Hz]
Résistance d'enroulement statorique	R_s	0.087[Ω]
Résistance d'enroulement rotorique	R_r	0.228[Ω]
Inductance cyclique (de fuite) statorique	L_s	0.8[mH]
Inductance cyclique (de fuite) rotorique	L_r	0.8[mH]
Inductance magnétisante	L_m	34.7[mH]
Moment d'inertie	J	0.1[Kg/m ²]

Les spécifications électriques sont mesurées dans le régime nominal

II.2.4 Pompe hydraulique

Il existe une grande variété de pompes conçues pour fonctionner avec des systèmes solaires de pompage et répondre à une diversité de besoins. La pompe choisie, dans le système de pompage PV décrit précédemment, est une pompe centrifuge où le modèle de référence pour la modélisation est illustré dans le tableau II.4 :

Tableau II.4 Paramètres électriques de la pompe centrifuge choisie.

Paramètre	Symbole	Valeur
Puissance hydraulique utile	P_h	2.2[KW]
Rendement	η	82%
Vitesse de rotation	ω	160[rad/s]
Débit	Q	6.94[l/s]
Hauteur totale manométrique	H	50[m]

Les spécifications électriques sont mesurées dans le régime nominal

II.3 Modélisation du générateur photovoltaïque

La modélisation, la simulation et l'analyse du générateur solaire PV est une phase vitale avant d'installer un système PV à n'importe quel endroit, ce qui aide à comprendre le comportement réel et les caractéristiques dans les conditions climatiques réelles de cet emplacement [5]. Ainsi, sa modélisation nécessite nécessairement de prendre des données météorologiques (irradiance et température) comme variables d'entrée, la sortie peut être le courant, la tension, la puissance ou autre. Tout changement dans les entrées implique immédiatement des changements dans les sorties. C'est pourquoi, il est important d'utiliser un modèle précis pour le générateur PV.

En fait, un champ ou un panneau PV sont essentiellement un nombre de modules PV connectés en série ou en parallèle. Donc, pour simplifier le processus de simulation, il suffit de développer un modèle SIMULINK pour le module PV et d'en relier un certain nombre en série pour construire le panneau PV ou en série/parallèle pour réaliser le modèle SIMULINK du champ PV.

II.3.1 Méthodologie de la modélisation

Dans ce qui suit, un modèle précis d'un module PV a été développé en utilisant des méthodes analytiques sous l'environnement MATLAB/SIMULINK. Pour le développement du module PV solaire, une approche *étape-par-étape* de la modélisation et de la simulation est adoptée [4-6]. Cela permet facilement l'évaluation de caractéristiques des cellules/modules solaires PV.

En fait, la cellule PV est essentiellement une jonction P-N (appelée une diode) où lorsque la lumière du soleil frappe sa surface, l'énergie incidente est directement convertie en énergie électrique sans aucun effort mécanique. Ainsi, la figure II.2 présente le modèle électrique équivalent à une cellule PV dans lequel deux résistances sont disposées, l'une en série et l'autre en parallèle [6, 7]. Ces deux résistances limitent la performance de la cellule en tenant compte des phénomènes dissipatifs dans la cellule (pertes internes) [7].

- **R_S** : l'abréviation de **R**ésistance **S**érie, principalement due aux pertes par effet Joule et à la résistance spécifique du semi-conducteur, ainsi qu'aux mauvais contacts (semi-conducteur, électrodes). Elle s'exprime en $[\Omega]$.
- **R_P** : la **R**ésistance **P**arallèle (appelée souvent Shunt), représente les pertes dues principalement à l'épaisseur, aux effets de surface et à la non-idéalité de la jonction P-N. Elle s'exprime en $[\Omega]$.

L'effet de R_S est important en raison de la multiplication de la résistance des cellules dans le module PV par rapport à R_P . L'effet de R_P n'est visible que lorsqu'un grand nombre de modules photovoltaïques sont pris en compte dans le système solaire photovoltaïque [7]. Ainsi, en pratique, la valeur R_P est trop grande alors que celle de R_S est si petite qu'elle peut être ignorée pour faire la simplification et l'analyse [4, 7].

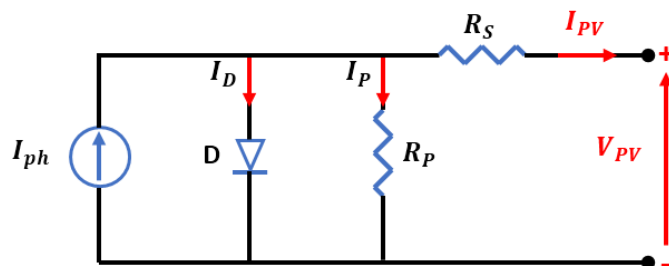


Figure II.2 Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque [7].

Ce modèle offre un bon compromis entre simplicité et précision avec la structure de base constituée d'une source de courant et d'une diode parallèle. En réalité, les cellules photovoltaïques sont regroupées en unités plus grandes appelées modules PV où ces modules sont aussi connectés en série ou en parallèle pour créer un champ PV [5, 7]. Alors, le circuit équivalent pour le module PV est illustré à la figure II.3.

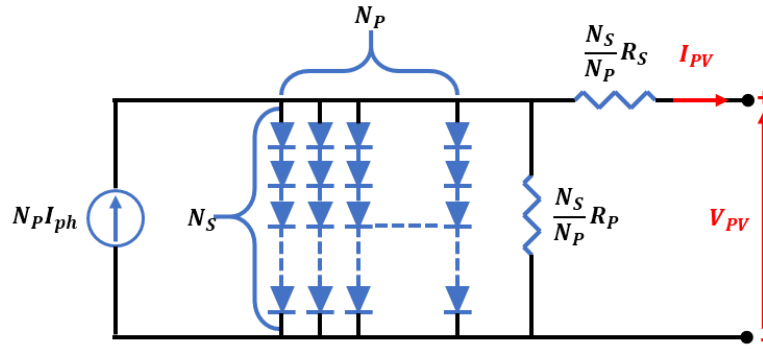


Figure II.3 Circuit équivalent du champ solaire photovoltaïque [7].

Au niveau du module solaire PV, les équations caractéristiques de tension et de courant sont formulées à partir de lois fondamentales du circuit électrique de la façon suivante [4-8] :

Équation du photo-courant (I_{ph})

Le photo-courant est proportionnel à la lumière incidente et indépendant de V (ou R_S), il dépend linéairement de l'ensoleillement et est également influencé par la température comme illustrée dans l'équation II.1 :

$$I_{ph} = [I_{CC} + K_i(T_0 - T_r)] \frac{E_0}{E_r} \quad II.1$$

Équation du courant de diode (I_D)

De la théorie de semi-conducteurs, l'équation fondamentale qui décrit les caractéristiques $I=f(V)$ de la cellule solaire PV connue sous le nom d'équation de courant de diode de Shockley [5], où est donnée par l'équation II.2 :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{\frac{V}{N_S} + I \cdot \frac{R_S}{N_P}}{n \cdot V_t} \right) - 1 \right] \quad II.2$$

Avec :

$$V_t = \frac{K \cdot T_0}{q} \quad II.3$$

Équation du courant de saturation de diode (I_0)

Le courant de saturation I_0 varie avec la température de la cellule, donné par :

$$I_0 = I_{si} \left[\frac{T_0}{T_r} \right]^3 \exp \left[\frac{q \cdot E_{g0}}{n \cdot K} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T_r} \right) \right] \quad II.4$$

Équation du courant de saturation inverse (I_{si})

Le courant de saturation inverse I_{si} est calculé à l'aide d'équation II.5 :

$$I_{si} = \frac{I_{CC}}{\exp \left[\frac{q \cdot V_{CO}}{N_s \cdot K \cdot n \cdot T_0} \right] - 1} \quad II.5$$

Équation du courant de sortie (I)

En utilisant la première loi de *Kirchhoff*, le courant de sortie du module PV est décrit dans l'équation II.6 :

$$I = N_P \cdot I_{ph} - N_P \cdot I_D - I_P \quad II.6$$

Ensuite, le courant I_P est défini par l'équation suivante :

$$I_P = \frac{V \cdot \frac{N_P}{N_S} + I \cdot R_S}{R_p} \quad II.7$$

Finalement, l'expression II.6 est celle qui simule le comportement du courant produit par le module solaire PV et dans laquelle les paramètres I_{ph} , I_D , I_0 et I_{sr} doivent calculer suivant les équations correspondants tandis que les autres paramètres (I_{CC} , V_{CO} , R_S et R_P) seront données par le fiche technique du module PV ou doivent mesurer comme T_0 et E_0 .

II.3.2 Modèle de simulation

La simulation du module solaire est développée *en procédure étape-par-étape* en basant sur les équations II.(1)-(7) décrites ci-dessus et effectuées dans les étapes suivantes (figure II.4).

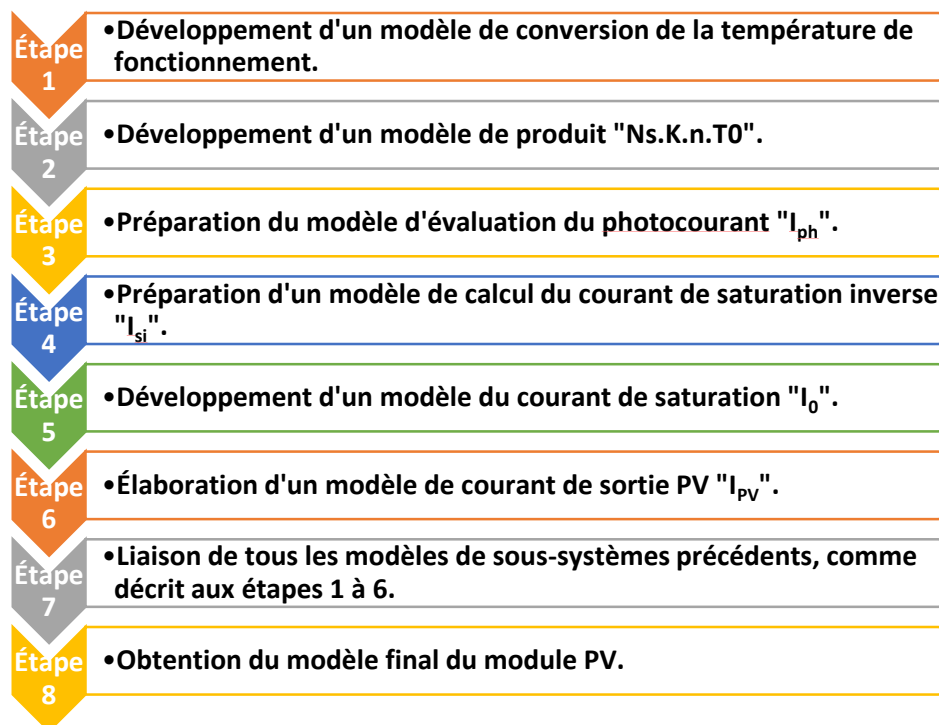


Figure II.4 Étapes de modélisation du module photovoltaïque impliquées dans SIMULINK [4-6].

Étape 1 : Modèle de conversion de la température de fonctionnement

Dans le système solaire PV, la température agit comme un paramètre d'entrée en degrés Celsius mais pour le développement de la modélisation PV, la température doit utiliser en Kelvin [8]. Par conséquent, un sous-système doit être développé au sein du modèle final du module PV permettant la conversion de Celsius en Kelvin (figure II.5).

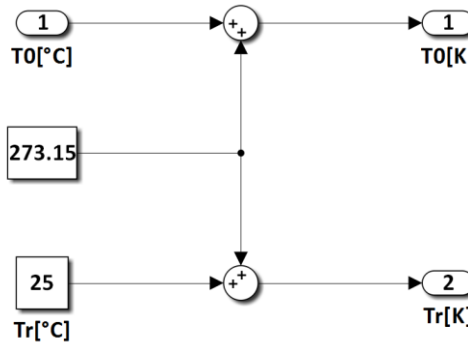


Figure II.5 De Celsius à Kelvin.

Étape 2 : Modèle de produit

Pendant la modélisation du module PV tel que décrit dans la section précédente, le produit $N_s.K.n.T_0$ apparaît dans plusieurs équations. Ainsi, pour éviter sa simulation répétée à chaque fois, un sous-système de simulation est développé qui facilite le calcul de ce produit comme le montre la figure suivante.

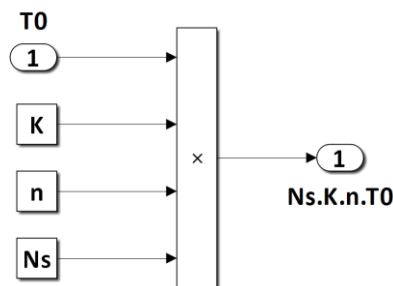


Figure II.6 Modèle de produit $N_s.K.n.T_0$.

Étape 3 : Modèle de photo-courant

Le modèle de photo-courant, c'est un comme un sous-système dans la modélisation PV solaire qui est développé en utilisant l'équation II.1. La mise en œuvre détaillée pour I_{ph} dans l'environnement SIMULINK est illustrée à la figure II.7.

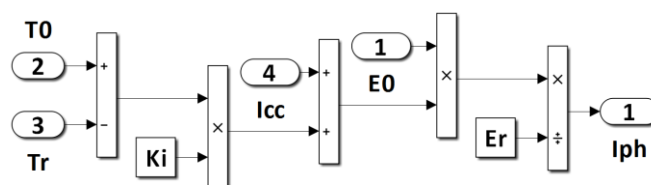


Figure II.7 Diagramme fonctionnel pour le modèle du photo-courant.

Étape 4 : Modèle du courant de saturation inverse

Dans la figure II.8, le modèle de courant de saturation inverse est développé en utilisant l'équation II.5.

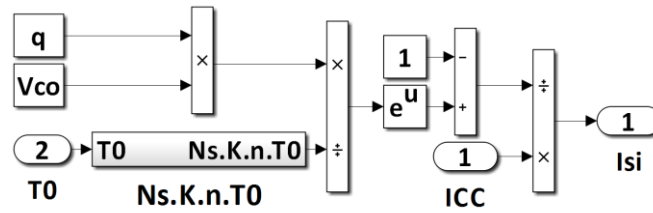


Figure II.8 Diagramme fonctionnel pour le modèle du courant de saturation inverse.

Étape 5 : Modèle du courant de saturation

Le courant de saturation I_0 est donné dans l'équation II.4 et modélisé sous SIMULINK comme l'indique la figure II.9.

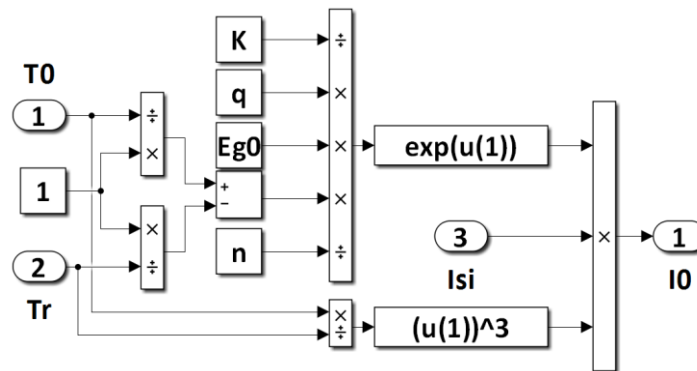


Figure II.9 Diagramme fonctionnel pour le modèle du courant de saturation.

Étape 6 : Modèle de courant de sortie PV

Le courant de sortie, donné par l'équation II.6, peut être étudié en utilisant le modèle SIMULINK ci-dessous.

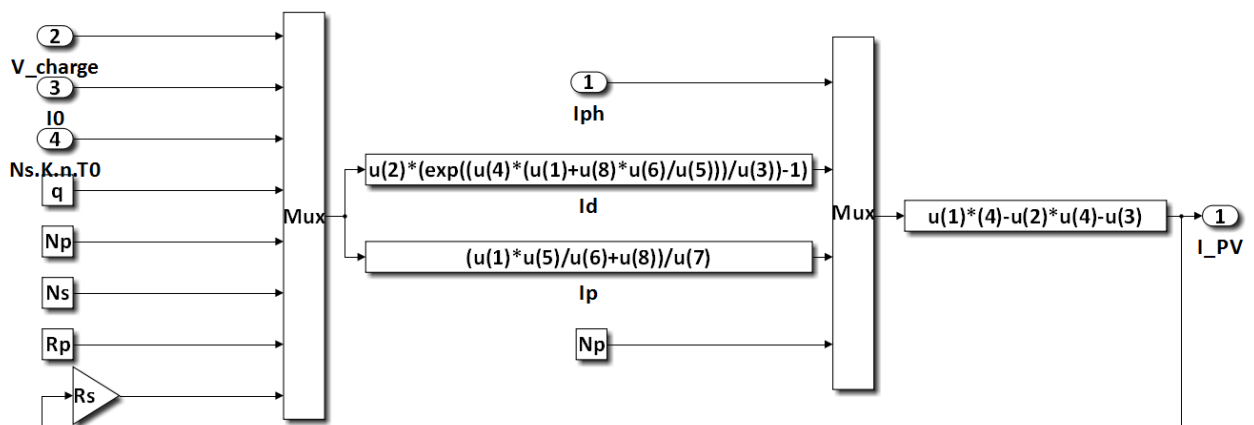


Figure II.10 Diagramme fonctionnel pour le modèle du courant de sortie.

Étape 7 : Modèle lié

L'ensemble de modèles de sous-système, développé de l'étape 1 à l'étape 6 dans l'environnement SIMULINK, s'est connecté tous ensemble afin de former un model lié comme indiqué ci-dessous :

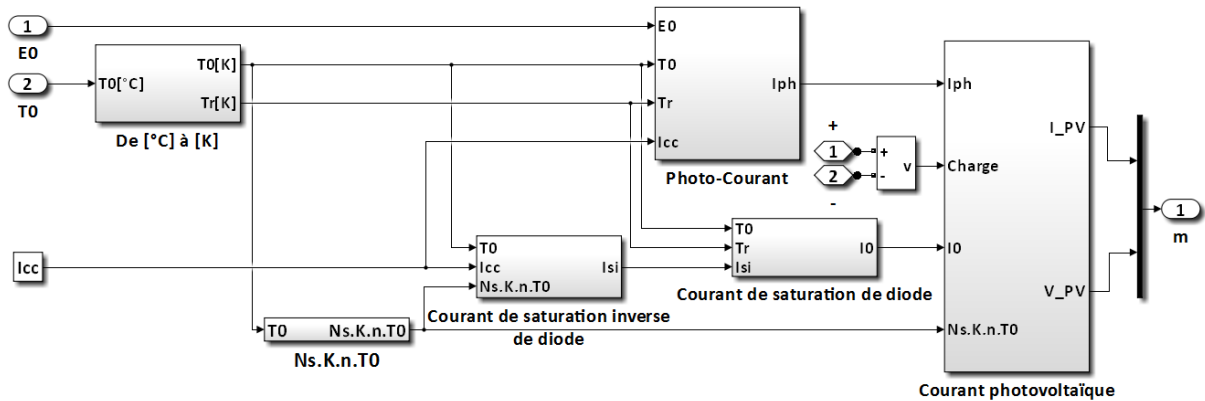


Figure II.11 Liaison de sous-systèmes du module photovoltaïque.

Étape 8 : Modèle final du module PV

Comme illustré sur la figure II.12, le modèle final du module solaire PV est développé dans l'environnement SIMULINK, qui se compose de l'irradiance (E) et de la température (T) comme paramètres d'entrée et fournit des résultats de sortie en courant (I) et en tension (V).



Figure II.12 Modèle finale du module photovoltaïque.

II.4 Modélisation de l'onduleur triphasé

Ces dernières années, la demande d'économies d'énergie continuera d'augmenter. En particulier, l'onduleur de tension triphasée (**VSI**, en anglais : **V**oltage **S**ource **I**nverter) est considéré comme une technologie mature et en train de devenir une norme industrielle pour la demande d'économies d'énergie [9]. En effet, les onduleurs de tension sont présents dans différents domaines d'application de l'électronique de puissance et notamment dans le domaine de la variation de vitesse des machines à courant alternatif.

Du point de vue de principe de fonctionnement, Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue-alternative (DC-AC). Pour obtenir une tension alternative à partir d'une tension continu, il faut découper la tension d'entrée et l'appliquer au récepteur tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre. Pour arriver à cela il faut intervenir à la commande des interrupteurs qui constituent l'onduleur. Cette dernière a une très grande importance, car c'est elle qui détermine le type de la tension de sortie. La forte évolution connue par les onduleurs de tensions ces dernières années est due d'une part, au développement des composants aux semi-conducteurs entièrement commandables, puissants, robustes et rapides, et d'autre part, à l'utilisation quasi-généralisée des techniques de contrôle dites de modulation de largeurs d'impulsion (MLI) [9, 10].

Électriquement, le circuit de VSI triphasé contient six interrupteurs (commutateurs) répartis sur 3 branches (bras) connectées parallèlement, chaque bras ayant deux interrupteurs connectés en série. Ces trois bras sont soumis à une tension continue qui assure l'alimentation d'une charge triphasée comme le montre la figure suivante :

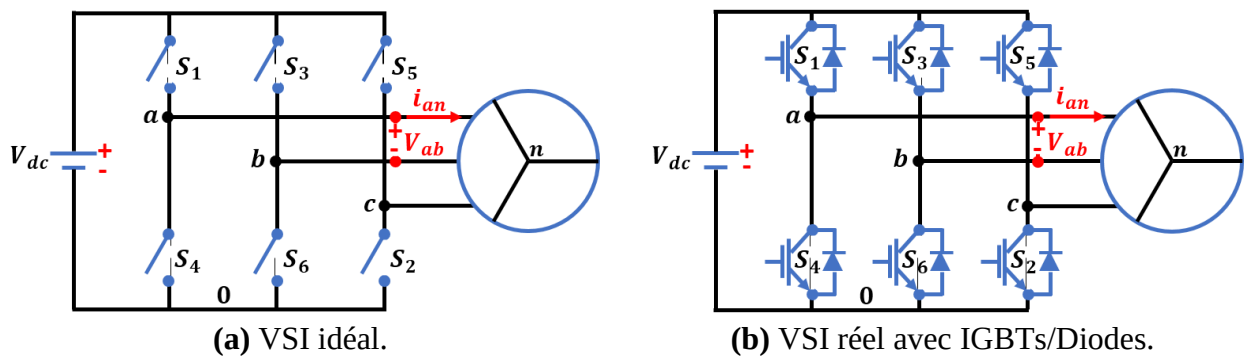


Figure II.13 Représentation électrique de VSI [10, 11].

Pour simplifier, nous supposons dans ce qui suit que l'onduleur triphasé est idéal (figure II.13-a), c'est-à-dire prendre en considération les hypothèses suivantes [11] :

- Interrupteurs sont supposés parfaits.
- Conversion DC-AC se déroule sans pertes. En plus, tous les phénomènes se produisant au niveau des interrupteurs étant négligés.

Selon les bases de l'électricité, la tension est la différence entre deux points, et en conséquence, les trois tensions simples de la charge v_{an} , v_{bn} et v_{cn} (tensions phase-neutre) peuvent s'écrire sous la forme suivante :

$$v_{an} = v_{a0} - v_{n0} \quad \text{II.8}$$

$$v_{bn} = v_{b0} - v_{n0} \quad \text{II.9}$$

$$v_{cn} = v_{c0} - v_{n0} \quad \text{II.10}$$

En considérant que la charge triphasée constitue un système équilibré, il est alors possible d'écrire la suivante :

$$v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = 0 \quad II.11$$

Ainsi, la substitution des équations II.(8)-(10) dans l'équation II.11 donne le résultat suivant :

$$v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = v_{a0} + v_{b0} + v_{c0} - 3v_{n0} \quad II.12$$

En mettant à zéro le côté droit de l'équation II.12 (selon l'équation II.11), elle devient comme suit :

$$v_{n0} = \frac{v_{a0} + v_{b0} + v_{c0}}{3} \quad II.13$$

Enfin, le placement de l'équation II.13 dans les équations II.(8)-(10) donne l'image finale du modèle de l'onduleur triphasé tel que :

$$v_{an} = \frac{2v_{a0} - v_{b0} - v_{c0}}{3} \quad II.14$$

$$v_{bn} = \frac{2v_{b0} - v_{c0} - v_{a0}}{3} \quad II.15$$

$$v_{cn} = \frac{2v_{c0} - v_{b0} - v_{a0}}{3} \quad II.16$$

La figure II.14 montre le modèle MATLAB/SIMULINK pour un VSI idéal qui est développé à partir des équations II.(14)-(16).

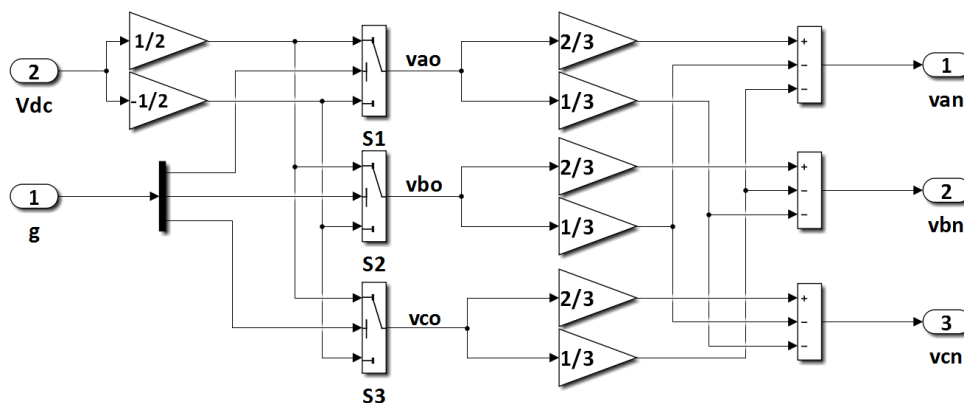


Figure II.14 Schéma SIMULINK d'un onduleur idéal triphasé de tension.

En fait, le modèle développé ci-dessus donne des résultats loin de la vérité car il a ignoré tous les phénomènes qui se produisent au niveau de composants de l'onduleur. Par conséquent, il doit être développé en tenant compte du plus grand nombre possible de phénomènes afin de donner un comportement et des résultats aussi proches que possible de la réalité [9].

Les appareils électroniques de puissance (par exemple : IGBT, diodes, ...etc.) ne sont pas linéaires. Ainsi, la chute de tension de ces appareils provoque une distorsion de la tension et une augmentation de la distorsion harmonique du courant. Le modèle réel de l'onduleur doit inclure les chutes de tension dans les dispositifs de commutation IGBT et les diodes de roue libre (figure II.13-b). Il est connu que les chutes de tension instantanées d'une branche de convertisseur, présentées par un dispositif de commutation ou une diode de roue libre, peuvent être représentées par une chute de tension directe à l'état passant connectée en série avec une résistance. Ainsi, cette chute de tension d'une branche de l'onduleur peut être calculée par l'équation II.17 [10, 11] :

$$v_{chute} = v_f + R_{on} \cdot i \quad \text{II.17}$$

Où v_f [V] Chute de tension à l'état passant (en anglais : on-state forward voltage drop).
 R_{on} [Ω] Résistance à l'état passant (en anglais : on-state resistance).

De plus, la chute de tension de l'onduleur sur une branche de l'onduleur dépend à la fois de son état de commutation instantané et de la direction du courant de phase correspondant. Sur ce principe, quatre cas sont considérés comme suit :

Cas 1 : si le courant i_{an} circule vers la charge ($i_{an} > 0$) et le commutateur S_1 est fermé ($S_1 = 1$) comme le montre la figure II.15-a, la tension v_{a0} est calculée selon l'équation suivante :

$$v_{a0} = v_{dc} - v_i = v_{dc} - v_{fi} - R_{oni} \cdot |i_{an}| \quad \text{II.18}$$

Cas 2 : si ($i_{an} < 0$) et ($S_1 = 1$) comme montré sur la figure II.15-b, la tension aux bornes de v_{a0} est définie par :

$$v_{a0} = v_{dc} + v_d = v_{dc} + v_{fd} + R_{ond} \cdot |i_{an}| \quad \text{II.19}$$

Cas 3 : si le courant i_{an} circule dans la direction opposée vers la charge ($i_{an} < 0$) et le ($S_1 = 0$) comme l'indique la figure II.15-c, la tension aux bornes de v_{a0} est définie par :

$$v_{a0} = v_i = v_{fi} + R_{oni} \cdot |i_{an}| \quad \text{II.20}$$

Cas 4 : si le courant i_{an} circule vers la charge ($i_{an} > 0$) et le ($S_1 = 0$) comme indiqué sur la figure II.15-d, l'équation II.21 définit la tension v_{a0} par la formule suivante :

$$v_{a0} = -v_d = v_{fd} + R_{ond} \cdot |i_{an}| \quad \text{II.21}$$

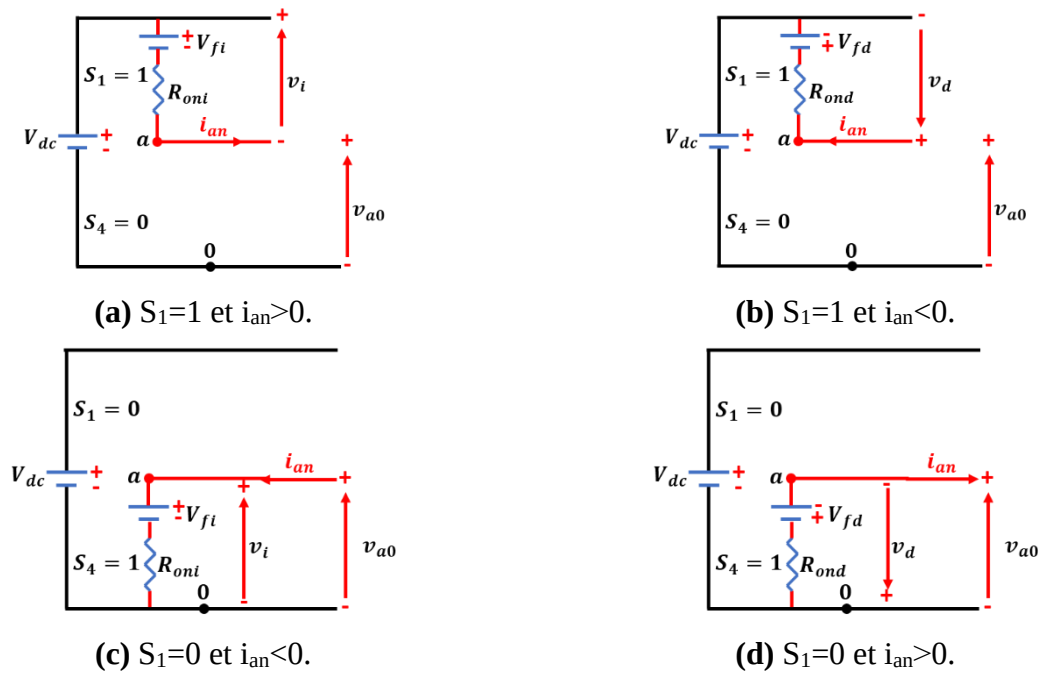
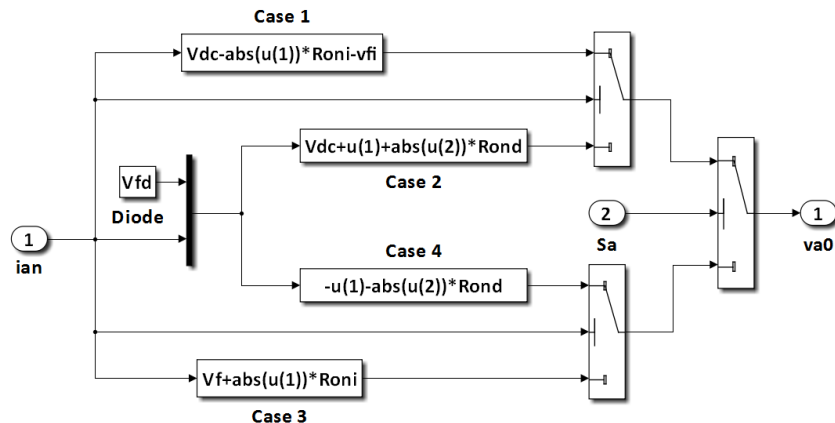
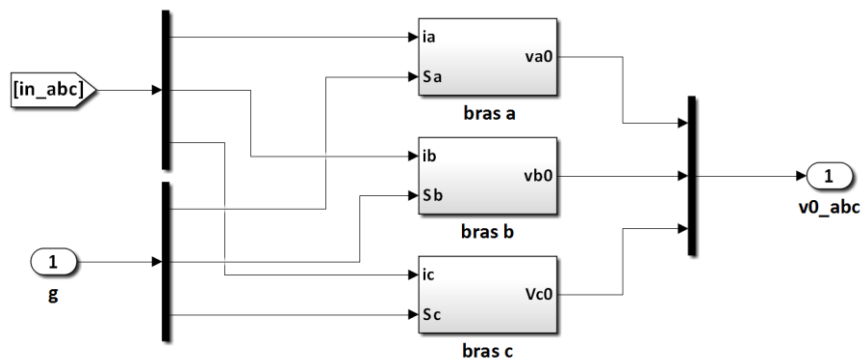


Figure II.15 Analyse de chaque étape pour une phase d'un VSI [10, 11].

Alors, les équations II.(14)-(16) et les équations II.(18)-(21) vérifient un modèle d'un VSI ayant sa chute de tension. Sur la base de ces équations, un modèle SIMULINK est développé pour un seul bras (phase) de VSI réelle comme le montre la figure II.16-a. De plus, la figure II.16-b présente donc un modèle SIMULINK de VSI réel ayant ses chutes de tension au niveau de ses trois bras.



(a) Modèle SIMULINK pour une seule phase d'un VSI réel.



(b) Modèle SIMULINK pour trois phases d'un VSI réel.

Figure II.16 Modèle SIMULINK d'un VSI réel.

II.5 Modélisation d'un moteur asynchrone triphasé

Selon les lois de la physique, on peut associer au moteur asynchrone des équations qui font intervenir ses paramètres, la mise en œuvre de ces équations donne naissance à sa modélisation. À la fin de cette opération, un problème se pose : en effet, lorsque le modèle se rapproche le plus de la réalité il devient très complexe et demande un ordinateur très puissant et extrêmement performant [12]. Afin de simplifier le calcul tout en gardant les phénomènes les plus importants et en négligeant les phénomènes secondaires, et pour que le modèle obtenu soit utilisable aussi bien en régime statique qu'en régime dynamique, nous devons recourir à des hypothèses simplificatrices. Ainsi, dans ce qui suit, la modélisation du moteur asynchrone fera en tenant compte les principales hypothèses classiques et simplificatrices suivantes [13] :

- Bobinage est réparti de manière à donner une force magnétomotrice (**FMM** ou **E**) sinusoïdale s'il est alimenté par des courants sinusoïdaux.
- Moteur fonctionne en régime non saturé.
- Négligence de phénomènes d'hystérésis et de courants de Foucault.

Électriquement, le modèle du moteur asynchrone triphasé est représenté par le schéma de la figure II.17 où trois enroulements statoriques, portés par les trois axes $\vec{S}_a$, $\vec{S}_b$ et $\vec{S}_c$, sont déphasés d'un angle θ par rapport aux trois enroulements rotoriques portés sur les axes $\vec{R}_a$, $\vec{R}_b$ et $\vec{R}_c$.

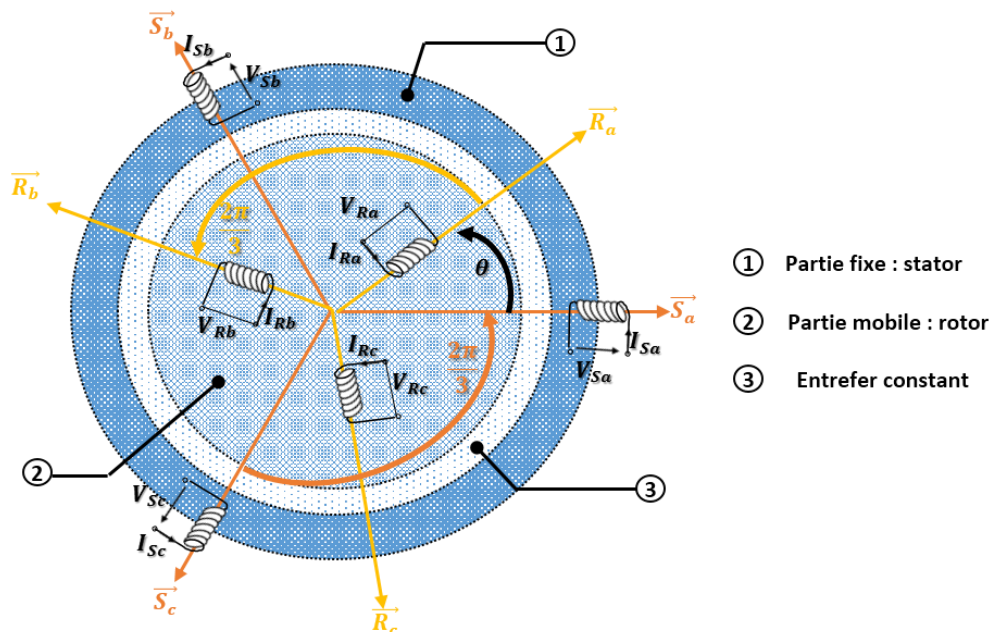


Figure II.17 Modèle schématisé du moteur asynchrone dans l'espace électrique [12].

Les trois enroulements statoriques et rotoriques constituent un système triphasé équilibré. De plus, Les enroulements rotoriques sont court-circuités, Ainsi V_{Ra} , V_{Rb} et V_{Rc} sont nulles.

En fait, le comportement du moteur asynchrone est géré analytiquement par trois types des équations [13-15] :

- **Équations électriques** : exprime la tension appliquée à chaque phase statorique et rotorique.
- **Équations magnétiques** : exprime la relation entre les flux et les courants.
- **Équations mécaniques** : exprime le couple et la vitesse du moteur.

La corrélation entre ces équations conduit au modèle final qui simule le comportement du moteur asynchrone triphasé.

II.5.1 Équations électriques

Chaque enroulement subit deux tensions, l'un du réseau d'alimentation et l'autre en raison de variations de flux magnétique. Ceci est soumis aux lois de *Faraday* et *Ohm* qui expriment ce phénomène comme suit :

$$[V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt}[\phi_s] \quad II.22$$

$$[V_r] = 0 = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt}[\phi_r] \quad II.23$$

Où $[R_s], [R_r]$ $[\Omega]$ Matrice de résistances ohmiques d'une seule phase statorique et rotorique respectivement. Elles définissent sous la forme matricielle de la façon suivante :

$$[R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}, [R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

II.5.2 Équations magnétiques

Suivant les hypothèses simplificatrices adoptées, les équations magnétiques présentent des relations linéaires reliant les flux aux courants. Pour la simplicité, Ces relations peuvent être écrites de la manière matricielle comme la montre l'équation II.24 :

$$\begin{bmatrix} [\phi_s] \\ [\phi_r] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_{ss}] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_{rr}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_s] \\ [I_r] \end{bmatrix} \quad II.24$$

Où $[L_{ss}]$ $[H]$ Matrice des inductances propres et mutuelles statoriques.
 $[L_{rr}]$ $[H]$ Matrice des inductances propres et mutuelles rotoriques.
 $[M_{sr}]$ $[H]$ Matrice des inductances mutuelles des phases statoriques sur les phases rotoriques.
 $[M_{rs}]$ $[H]$ Matrice des inductances mutuelles des phases rotoriques sur les phases statoriques.

La symétrie du moteur fait que les inductances propres et mutuelles des phases statoriques sont égales, c'est pareil pour celles du rotor. Cela se traduit par l'écriture de la matrice $[L_{ss}]$ et $[L_{rr}]$ comme suit :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_{ss} & M_{ss} & M_{ss} \\ M_{ss} & l_{ss} & M_{ss} \\ M_{ss} & M_{ss} & l_{ss} \end{bmatrix}, [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_{rr} & M_{rr} & M_{rr} \\ M_{rr} & l_{rr} & M_{rr} \\ M_{rr} & M_{rr} & l_{rr} \end{bmatrix} \quad \text{II.25}$$

La matrice des inductances mutuelles des phases du stator au rotor et inversement dépend de la position angulaire θ entre l'axe du stator et celui du rotor, donc :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad \text{II.26}$$

Où M_{ss}, M_{rr} [H] Inductances mutuelles entre deux phases statoriques et entre deux phases rotoriques, respectivement.
 M [H] Inductance mutuelle maximale de stator au rotor, et vice versa.

À partir des équations II.(22)-(23) et II.24, il est possible d'établir le modèle du moteur asynchrone qui relie les paramètres d'entrée aux paramètres internes :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt} ([L_{ss}][I_s] + [M_{rs}][I_r]) \\ [0] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt} ([M_{sr}][I_s] + [L_{rr}][I_r]) \end{cases} \quad \text{II.27}$$

Ce dernier modèle manque encore des équations de sortie pour atteindre le modèle final.

II.5.3 Équations mécaniques

Il s'agit d'équation de sortie du moteur qui donne la relation entre le couple et la vitesse, cette équation est tirée de la loi fondamentale de la dynamique de la façon suivante :

$$C_{em} - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \quad \text{II.28}$$

Sachant que :

$$\Omega = \frac{\omega}{p} \quad \text{II.29}$$

Du point de vue du contrôle, les équations II.(26)-(27) présentent certains inconvénients qui sont représentés dans les points suivants [13] :

- Couplage de paramètres d'entrée, internes et de sortie les uns avec les autres.
- Dépendance de matrices $[M_{sr}]$ et $[M_{rs}]$ à l'angle de rotation.

L'effet de ces inconvénients apparaît particulièrement lors de la commande du moteur. Pour résoudre ce problème, l'une des solutions pratiques les plus adoptées pour ce problème est le développement d'un modèle similaire à celui de moteur à courant continu en raison de sa simplicité et de sa facilité de contrôle. Pour cela, le modèle de moteur asynchrone doit convertir d'un régime triphasé en régime biphasé comme le cas d'un moteur DC [16].

Le modèle biphasé du moteur asynchrone s'effectue par une transformation du repère triphasé en un repère biphasé, qui n'est en fait qu'un changement de base sur les grandeurs physiques (tensions, flux, et courants), il conduit à des relations indépendantes de l'angle θ et à la réduction d'ordre des équations. En fait, de nombreuses transformations triphasée-biphasée existent, où la transformation la plus connue et simple chez les électrotechniciens est celle de *Park* [12, 16]. Ainsi, le principe de la transformation de Park consiste à substituer les trois enroulements réels portés sur trois axes par deux enroulements fictifs portés sur deux axes. Le repère biphasé est déphasé d'un angle θ_s par rapport au repère triphasé du stator et d'un angle θ_r par rapport à celui du rotor. Pour garantir l'indépendance de paramètres à commander les uns avec les autres, les deux axes du repère biphasé doivent être perpendiculaires (figure II.18) [17].

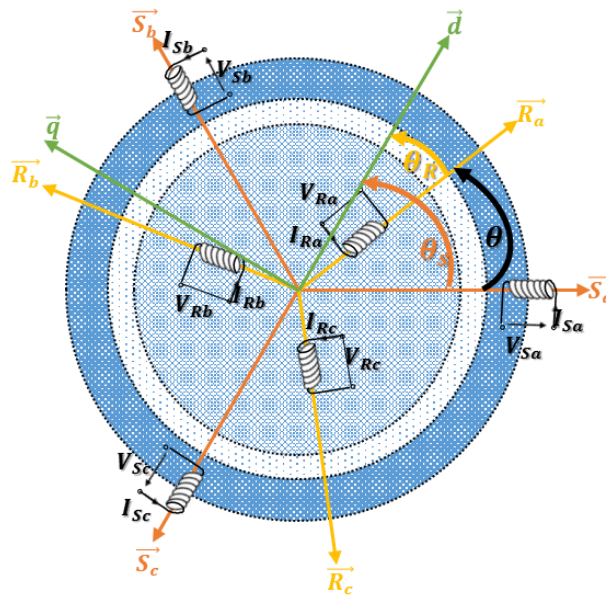


Figure II.18 Repérage angulaire du système biphasé d'axes (d-q) associé à l'espace électrique du moteur asynchrone [12].

- Angles θ_s et θ_r sont liées à l'angle θ par la relation suivante :

$$\theta = \theta_s - \theta_r \quad \text{II.30}$$

- Axe d (d pour direct) est l'axe de référence de *Park* qui repère l'angle de position par rapport à l'axe de référence du stator et du rotor.
- Axe q (q pour quadrature) est le deuxième axe du repère de *Park* et qui positionne verticalement avec l'axe de référence.

La projection du repère triphasé sur le repère biphasé de *Park* conduit à l'établissement de la relation générale pour le passage d'une grandeur physique du régime triphasé au régime biphasé comme la montre l'équation II.31 [17] :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} = [P(\theta)] \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad \text{II.31}$$

Alors que la transformation inverse (biphasé-triphasé) de *Park* est donnée par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = [P(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} \quad \text{II.32}$$

Sachant que :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad \text{II.33}$$

Ainsi :

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad \text{II.34}$$

Où X / Grandeur physique, peut être tension, courant, flux dans notre cas.

$[P(\theta)]$ / Matrice de *Park*, c'est une matrice orthogonale qui vérifie $[P(\theta)]^T = [P(\theta)]^{-1}$.

La grandeur X_o , appelée *composante homopolaire*, a été ajoutée pour assurer l'équilibrage du régime biphasé (d-q) dans le cas où le système triphasé est déséquilibré, donc X_o peut être mis à zéro (annulé) si le système triphasé est équilibré. Graphiquement, l'axe de la composante X_o est positionné verticalement par rapport au repère d-q. Une transformation dite de *Fortescue* définit X_o de la façon suivante [12] :

$$X_o = \frac{1}{3}(X_a + X_b + X_c) \quad \text{II.35}$$

Par conséquent, l'introduction de la transformation de *Park* modifie la forme des équations caractéristiques (électriques, magnétiques et mécaniques) qui régissent le fonctionnement du moteur asynchrone [17].

A. Équations électriques dans le repère de Park

Le nouveau système des équations de la tension devient :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \phi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \frac{d\theta_s}{dt} \phi_{sd} \\ v_{rd} = 0 = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \phi_{rq} \\ v_{rq} = 0 = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \frac{d\theta_r}{dt} \phi_{rd} \end{cases} \quad II.36$$

B. Équations magnétiques dans le repère de Park

Aussi, l'utilisation de la transformation de *Park* dans les équations de flux II.24 donne :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \phi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases} \quad II.37$$

Tandis que les courant peuvent être exprimés en fonction de flux tels que :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{1}{\sigma L_s} \phi_{sd} - \frac{1}{\sigma L_s L_r} \phi_{rd} \\ i_{sq} = \frac{1}{\sigma L_s} \phi_{sq} - \frac{1}{\sigma L_s L_r} \phi_{rq} \\ i_{rd} = \frac{1}{\sigma L_s} \phi_{rd} - \frac{1}{\sigma L_s L_r} \phi_{sd} \\ i_{rq} = \frac{1}{\sigma L_s} \phi_{rq} - \frac{1}{\sigma L_s L_r} \phi_{sq} \end{cases} \quad II.38$$

Avec :

$$L_s = l_{ss} - M_{ss}, L_r = l_{rr} - M_{rr}, L_m = \frac{3M}{2}, \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad II.39$$

L'équation II.40 illustre le modèle final sous forme matricielle du moteur asynchrone triphasé dans le repère de *Park* résultant de l'introduction de l'équation II.37 dans l'équation II.36 :

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + L_s(d/dt) & -\omega_s L_s & L_m(d/dt) & -\omega_s L_m \\ \omega_s L_s & R_s + L_s(d/dt) & \omega_s L_m & L_m(d/dt) \\ L_m(d/dt) & -\omega_r L_m & R_r + L_r(d/dt) & -\omega_r L_r \\ \omega_r L_m & L_m(d/dt) & \omega_r L_r & R_r + L_r(d/dt) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad II.40$$

Avec :

$$\omega = \omega_s - \omega_r = p \cdot \Omega \quad II.41$$

Où $\omega_s = d\theta_s/dt$ [rad/s] Vitesse angulaire des axes d et q par rapport au repère statorique.

$\omega_r = d\theta_r/dt$ [rad/s] Vitesse angulaire des axes d et q par rapport au repère rotorique.

C. Équations mécaniques dans le repère de Park

En fait, la transformation de *Park* n'a aucun effet sur l'équation mécanique caractéristique du moteur asynchrone comme la montre l'équation ci-dessous :

$$C_{em} - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \quad II.42$$

D'autre part, le repère de *Park* permet de multiples expressions qui imitent le moment du couple électromagnétique, ces expressions sont définies sous les formes suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{em} = p(\phi_{sd}i_{sq} - \phi_{sq}i_{sd}) \\ C_{em} = p(\phi_{rd}i_{rq} - \phi_{rq}i_{rd}) \\ C_{em} = p \cdot L_m(i_{sq}i_{rd} - i_{sd}i_{rq}) \\ C_{em} = p \left(\frac{L_m}{L_s} \right) (\phi_{sd}i_{rq} - \phi_{sq}i_{rd}) \\ C_{em} = p \left(\frac{L_m}{L_r} \right) (\phi_{rd}i_{sq} - \phi_{rq}i_{sd}) \end{array} \right. \quad II.43$$

Il semble que l'étude analytique du moteur asynchrone a conduit au développement d'un modèle contenant de nombreux paramètres, ce qui compliquera la simulation de ce modèle. Pour simplifier le processus, il est conseillé d'éliminer certains paramètres. Pour cela, il existe trois choix importants consistent à *fixer le repère d-q par rapport au stator, rotor et au champ tournant [12, 15, 16]*.

Choix du référentiel fixé au stator ($\theta_s = 0$)

Ce référentiel, noté ($\alpha\beta$), est très utile dans les études des observateurs et des variateurs de vitesse. Dans lequel, les conditions suivantes doivent respecter :

$$\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} = 0 \Rightarrow \omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} = -\omega \quad II.44$$

Ainsi, les équations électriques seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{s\alpha} = R_s i_{s\alpha} + \frac{d\phi_{s\alpha}}{dt} \\ v_{s\beta} = R_s i_{s\beta} + \frac{d\phi_{s\beta}}{dt} \\ v_{r\alpha} = 0 = R_r i_{r\alpha} + \frac{d\phi_{r\alpha}}{dt} + \omega \phi_{r\beta} \\ v_{r\beta} = 0 = R_r i_{r\beta} + \frac{d\phi_{r\beta}}{dt} - \omega \phi_{r\alpha} \end{array} \right. \quad II.45$$

Avec ce choix, il n'y a plus de problèmes pour la détermination de l'angle de la transformation de *Park*, résultant alors une transformation triphasé-biphasé linéaire, ainsi que tous les paramètres soient sinusoïdales à pulsation électrique égale à celle du stator.

Choix du référentiel fixé au rotor ($\theta_r = 0$)

L'importance de ce référentiel, noté (**X-Y**), apparaît dans l'étude de moteurs à vitesse de rotation constante en plus de l'analyse des soucis du fonctionnement dans le régime transitoire. Dont, il est soumis à ces conditions :

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} = \omega \quad II.46$$

En conséquence, les équations électriques de la tension deviendront :

$$\begin{cases} v_{sX} = R_s i_{sX} + \frac{d\phi_{sX}}{dt} - \omega \phi_{sY} \\ v_{sY} = R_s i_{sY} + \frac{d\phi_{sY}}{dt} + \omega \phi_{sX} \\ v_{rX} = 0 = R_r i_{rX} + \frac{d\phi_{rX}}{dt} \\ v_{rY} = 0 = R_r i_{rY} + \frac{d\phi_{rY}}{dt} \end{cases} \quad II.47$$

Choix du référentiel fixé au champ tournant ($\theta = \theta_s - \theta_r$)

Il s'agit du référentiel, noté (**d-q**), le plus utilisé en raison de son avantage d'avoir des paramètres constants dans le régime permanent, ce qui conduit à la facilité et à la simplicité d'en faire la régulation. Pour cela, les conditions suivantes doivent être prises en compte :

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega_r = p \cdot \Omega \quad II.48$$

Ainsi, les équations électriques de la tension s'adaptent à ces conditions comme l'indique l'équation ci-dessous :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \\ v_{rd} = 0 = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ v_{rq} = 0 = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad II.49$$

Dans ce qui suit, le choix du référentiel fixé au champ tournant sera adopté lors de la simulation du moteur asynchrone puisque ce référentiel offre une grande flexibilité et facilité dans le processus de contrôle.

➤ Après avoir construit le modèle nécessaire pour simuler le moteur asynchrone et déterminé le repère référentiel approprié, deux modèles SIMULINK du moteur asynchrone peuvent être exploités selon la mise au point de lois de commande : *le premier est alimenté en tension, l'autre en courant* [12, 15].

II.5.4 Modèle SIMULINK du moteur asynchrone alimenté en tension

Comme son nom l'indique, il s'agit du modèle géré par les tensions d'alimentation, ça signifie que les tensions statoriques (v_{sd} et v_{sq}) en plus de la vitesse angulaire du champ tournant statorique (ω_s) sont considérées comme grandeurs de commande, alors que le couple résistant (C_r) comme perturbation. Alors, il faut traiter les équations II.49 de façon à créer le modèle requis. En revanche, la représentation d'état est un bon modèle pouvant prendre en compte les signaux de commande.

La *représentation d'état* est un outil utile à la description des systèmes, à leur analyse, et à la synthèse de lois de commande sophistiquées. Il s'agit d'une représentation qui prend en considération la dynamique du système et non seulement la relation entre son entrée et sa sortie. Comme définition, la forme générale de la représentation d'état est la suivante :

$$[\dot{X}] = [A][X] + [B][U] \quad \text{II.50}$$

Où X Vecteur d'état.
 A Matrice d'état, d'évolution ou dynamique.
 U Vecteur d'entrée, de commande.
 B Matrice d'entrée, de commande.

Donc, le rétablissement des équations II.49 sous la forme de l'équation matricielle II.50 donne le modèle de la représentation d'état d'un moteur asynchrone comme indiqué ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ \phi_{rd} \\ \phi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -a_1 & \omega_s & a_2/T_r & a_2\omega_r \\ -\omega_s & -a_1 & -a_2\omega_r & a_2/T_r \\ L_m/T_r & 0 & -1/T_r & (\omega_s - \omega_r) \\ 0 & L_m/T_r & -(\omega_s - \omega_r) & -1/T_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ \phi_{rd} \\ \phi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/(\sigma L_s) & 0 \\ 0 & 1/(\sigma L_s) \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} \quad \text{II.51}$$

Avec :

$$a_1 = \frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1 - \sigma}{\sigma T_r}, a_2 = \frac{1}{L_m} \frac{1 - \sigma}{\sigma}, T_s = \frac{L_s}{R_s}, T_r = \frac{L_r}{R_r} \quad \text{II.52}$$

Les équations II.42, II.43 et II.51 peuvent être mises sous un schéma fonctionnel SIMULINK comme la montre la figure II.19 :

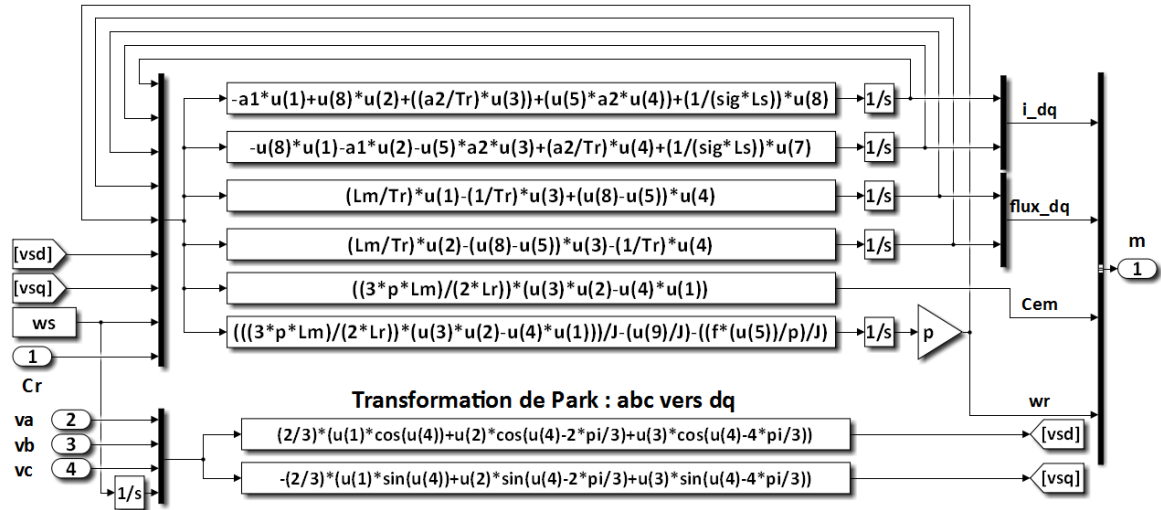


Figure II.19 Modèle SIMULINK du moteur triphasé asynchrone alimenté en tension.

II.5.5 Modèle SIMULINK du moteur asynchrone alimenté en courant

En ce qui concerne un moteur asynchrone alimenté en courant, le modèle est commandé par les courants statoriques (i_{sd} et i_{sq}) et leur vitesse angulaire de rotation (ω_s), d'autre part, le couple résistant (C_r) est considéré comme perturbation. En fait, ce modèle caractérise par des courants rotoriques plus dynamiques que les courants statoriques. Alors, la représentation d'état correspondant à ce modèle est définie comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{rd} \\ \phi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_r/L_r & (\omega_s - \omega_r) \\ -(\omega_s - \omega_r) & -R_r/L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{rd} \\ \phi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m R_r/L_r & 0 \\ 0 & L_m R_r/L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} \quad II.53$$

À ces équations, il faut associer l'équation mécanique II.42 et celle du couple II.43 pour concevoir le modèle complet du moteur asynchrone en bloc SIMULINK comme indiqué dans la figure ci-dessous:

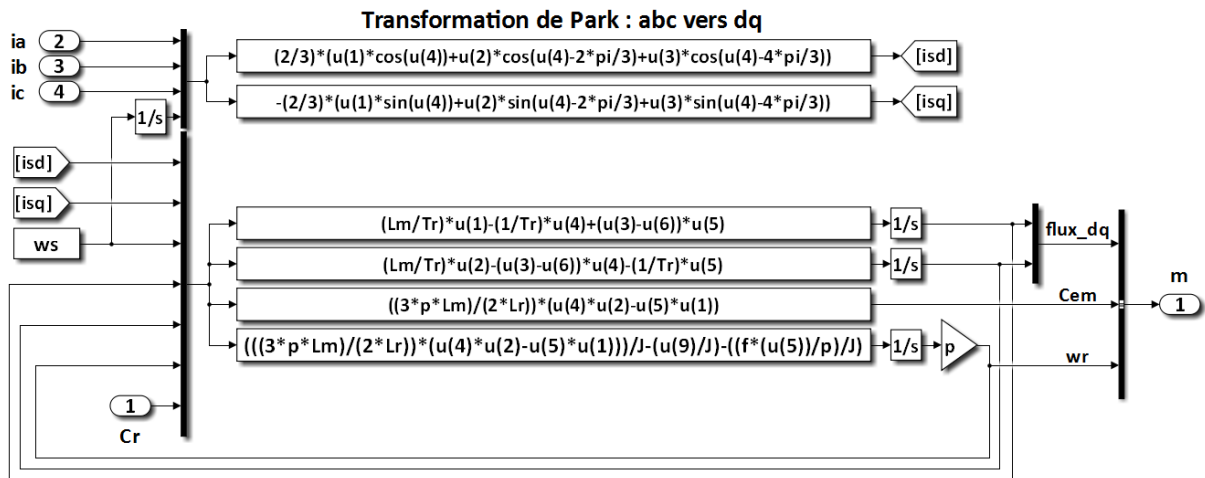


Figure II.20 Modèle SIMULINK du moteur triphasé asynchrone alimenté en courant.

II.6 Modélisation d'une pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont d'une importance capitale et utilisées dans de nombreux domaines tels que : l'énergie, les industries chimiques, les usages domestiques et l'approvisionnement en eau. De plus, elles constituent la charge du moteur électrique connecté avec eux, leur utilisation augmente considérablement avec les variateurs de vitesse pour réduire la consommation d'énergie et optimiser la durée de vie du système [18]. Cette section décrit la modélisation du comportement d'un système de pompe centrifuge et sa simulation à l'aide des outils de l'environnement MATLAB/SIMULINK.

Pratiquement, la dynamique de la pompe centrifuge réagit face à la vitesse de rotation rotorique à l'arbre du moteur en agissant sur quelques paramètres où les plus importants sont : *la hauteur manométrique totale, le débit, la puissance hydraulique, le couple et le rendement* [18-20].

A. Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (ou la hauteur dite de fixe), notée (**H**), c'est la distance en [m] qui désigne le niveau statique de l'eau dans le puits par rapport au plus élevé point auquel l'eau pompée atteint. En fait, la pompe centrifuge offre plusieurs hauteurs manométriques d'eau en fonction de la vitesse de rotation reçue par le moteur. Dont, la hauteur est liée proportionnellement au carré de la vitesse $H=f(\omega^2)$. Sur la base de cette relation, la hauteur manométrique totale instantanée de la pompe peut être déterminée comme suit :

$$\frac{H(t)}{H_n} = \left(\frac{\omega(t)}{\omega_n} \right)^2 \Rightarrow H(t) = H_n \left(\frac{\omega(t)}{\omega_n} \right)^2 \quad II. 54$$

Où	H(t)	[m]	Hauteur manométrique totale instantanée.
	H_n	[m]	Hauteur manométrique totale nominale (maximale) de la pompe.
	ω(t)	[rad/s]	Vitesse de rotation instantanée à l'entrée de la pompe.
	ω_n	[rad/s]	Vitesse de rotation nominale (maximale) supportée par la pompe.

B. Débit

Le débit dans l'aspect hydraulique, notée (**Q**), signifie la quantité de l'eau pompée pendant une durée de temps bien définie. Selon le système mondial d'unités (SI), le débit hydraulique est donné en litre par heure [l/h] ou son équivalent en mètres cube par seconde [m³/s].

Le débit hydraulique se développe dans le temps en fonction de la vitesse instantanée à laquelle la pompe fonctionne conformément à la relation $Q=f(\omega)$. Cette dernière relation varie linéairement, ce qui nous amène à définir la formule du débit instantané de la manière suivante :

$$\frac{Q(t)}{Q_n} = \frac{\omega(t)}{\omega_n} \Rightarrow Q(t) = Q_n \frac{\omega(t)}{\omega_n} \quad II. 55$$

Où	Q(t)	[m ³ /s]	Débit hydraulique instantanée.
	Q_n	[m ³ /s]	Débit hydraulique nominale (maximale) de la pompe.

C. Puissance hydraulique

C'est la puissance, notée (P_h), fournie par la pompe au liquide pour faire le déplacer d'un point à un autre. Son unité de mesure est donnée en [W] suivant la formule suivante :

$$P_h(t) = g \cdot \rho \cdot Q(t) \cdot H(t) \quad II.56$$

Où $P_h(t)$ [W] Puissance hydraulique instantanée à la sortie de la pompe.

D. Couple

Il s'agit du couple résistant, noté (C_r ou C_p) et mesurée par [N.m], que la pompe impose au moteur électrique. Il évolue d'une forme quadratique par rapport à la vitesse d'entraînement comme l'indique l'équation ci-dessous :

$$C_r(t) = A \cdot \omega(t)^2 + C_{rs} \quad II.57$$

Où A / Coefficient dépendant de la puissance mécanique de la pompe en régime nominal.

R! Pour le couple résistant statique, il est de trop faible valeur et très souvent soit négligé.

Pour déterminer le coefficient A, il est donné en fonction de la puissance mécanique nominale de la pompe par la relation suivante (sachant que le C_{rs} est nul) :

$$P_{m_n} = \frac{C_{r_n}}{\Omega_n} = A \cdot \omega_n \quad II.58$$

R! Le symbole "n" désigne la valeur nominale.

E. Rendement

Le rendement (η) d'une telle machine est un coefficient important pour juger de ses performances et de sa qualité de fonctionnement. Généralement, le rendement représente le rapport entre la puissance utile à la sortie et celle absorbée dans l'entrée. Alors pour une pompe centrifuge, le rendement est le rapport de la puissance hydraulique P_h fournie au fluide à la sortie de la pompe et de celle disponible sur l'arbre à l'entrée P_a (puissance mécanique) :

$$\eta = \frac{P_h(t)}{P_a(t)} = \frac{g \cdot \rho \cdot Q(t) \cdot H(t)}{P_a(t)} \quad II.59$$

Où $P_a(t)$ [W] Puissance instantanée absorbée par la pompe.

En effet, la puissance instantanée absorbée par la pompe est la même que la puissance mécanique utile produite par le moteur. Egalement, la puissance absorbée proportionnelle au cube de la vitesse d'entraînement peut être définie suivant la relation $P_a = f(\omega^3)$. Par conséquence :

$$\frac{P_a(t)}{P_{a_n}} = \left(\frac{\omega(t)}{\omega_n} \right)^3 \Rightarrow P_a(t) = P_{a_n} \left(\frac{\omega(t)}{\omega_n} \right)^3 \quad II.60$$

Ces paramètres présentés ci-dessus peuvent être utilisés pour développer les caractéristiques de la pompe centrifuge pour plus d'études et d'analyses qui conduiront à un meilleur rendement de la pompe.

II.6.1 Modèle SIMULINK de la pompe centrifuge

Le modèle SIMULINK d'une pompe centrifuge est réalisée en traduisant les équations II.(54)-(60) en schémas fonctionnels correspondants. La figure II.21 montre la modélisation SIMULINK de ces équations en exploitant les outils de l'environnement MATLAB/SIMULINK.

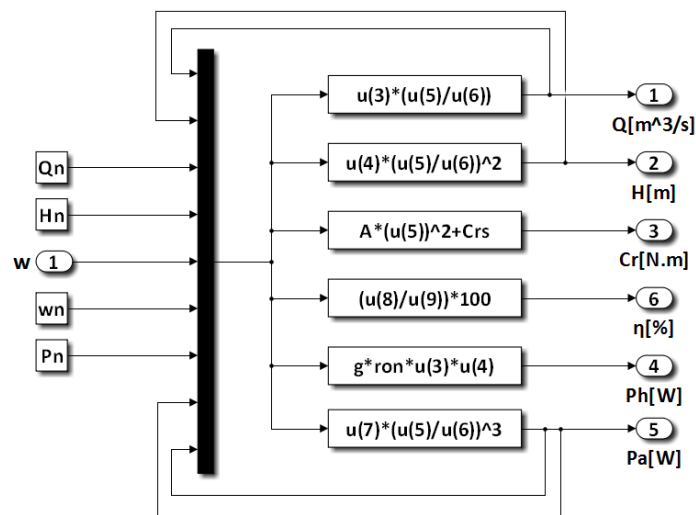


Figure II.21 Modèle SIMULINK de la pompe centrifuge.

Ces modèles ci-dessus peuvent être placés dans un sous-système représentant la pompe centrifuge auquel la vitesse de rotation d'entraînement est considérée comme entrée alors que la hauteur, le débit, la puissance hydraulique, le couple et le rendement sont considérées comme paramètres de sortie, le schéma II.22 présente le modèle SIMULINK final de la pompe :

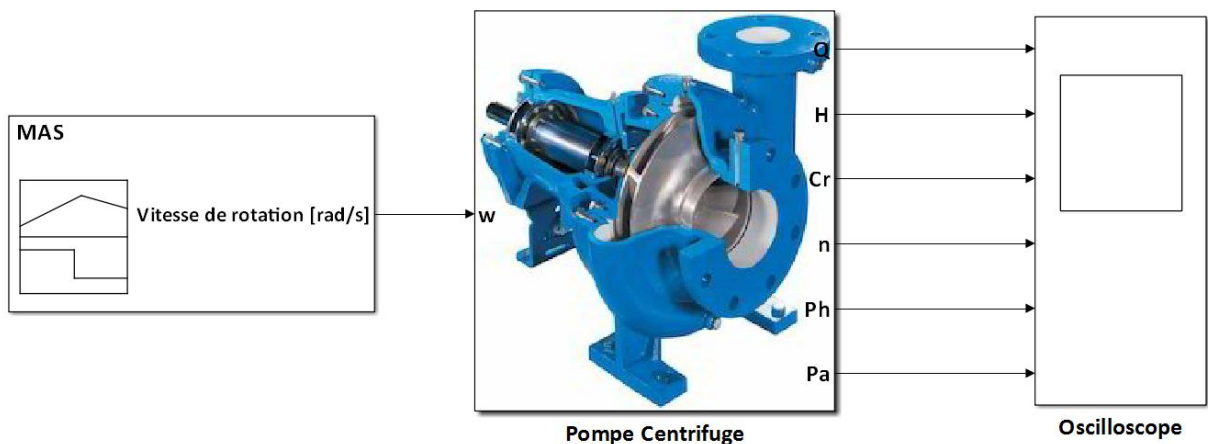


Figure II.22 Modèle SIMULINK réduit de la pompe centrifuge.

II.7 Conclusion

- ✓ À la fin de ce chapitre, une bonne idée a été présentée sur la modélisation du système de pompage solaire à concevoir pratiquement dans ce projet. Où, cette étude s'est concentrée sur deux points, le premier a consisté à traduire les phénomènes physiques se produisant dans chaque composant du système en un modèle mathématique en basant sur le modèle électrique correspondant, tandis que le deuxième visait à développer le modèle final des composants constitutifs dans une forme de schéma bloc à l'aide de l'environnement MATLAB/SIMULINK.
- ✓ La procédure *étape-par-étape* a été effectuée pour la modélisation du module photovoltaïque, cette procédure de modélisation aide à inciter davantage de personnes intéressées à la recherche photovoltaïque et à mieux comprendre les caractéristiques I-V et P-V du module photovoltaïque, car une connaissance précise de ces courbes caractéristiques est nécessaire pour étudier les systèmes photovoltaïques de manière efficace. En outre, le modèle SIMULINK photovoltaïque développé peut être considéré comme un outil robuste pour prédire le comportement de toutes les cellules et les modules photovoltaïques dans des conditions environnementales variables (température, irradiance et ombrage partiel) et en fonction de paramètres physiques (résistance série, résistance shunt, facteur d'idéalité, ...etc).
- ✓ La modélisation de l'onduleur triphasé a également été traitée à partir de sa représentation électrique. Tout d'abord, le modèle de l'onduleur triphasé ont développés sur la base qu'il est idéal en négligeant tous les phénomènes physiques au niveau de diodes et d'IGBTs, ce qui conduit à des résultats loin de la vérité. Cependant, l'importance de concevoir un système de pompage solaire idéal a nécessité le développement du modèle de simulation en tenant compte de tous les phénomènes afin d'obtenir des résultats réels.
- ✓ Le moteur asynchrone a été montré du point de vue de la modélisation en basant sur la transformation de *Park* où un modèle a été établi en prenant en compte les hypothèses simplificatrices. Avec ce modèle, toutes les variables internes sont accessibles pour avoir un bon aperçu du fonctionnement du moteur asynchrone, ce qui entraîne la multiplicité d'algorithmes de contrôle qui permettent d'optimiser sa dynamique et conduisant ainsi à obtenir des réponses satisfaisantes concernant la vitesse et le couple électromagnétique.
- ✓ Un modèle de la pompe centrifuge a été implémenté dont la dynamique dépend principalement de la vitesse de rotation du moteur qui lui est connecté.

En plus de la modélisation, la partie de contrôle joue un rôle très important pour atteindre les niveaux élevés de rendement et de qualité de fonctionnement, car elle est considérée comme un lien entre tous les composants du système afin de réaliser la cohérence fonctionnelle. *Ainsi, le développement de la stratégie de contrôle pour un système de pompage solaire étudié fera le sujet du prochain chapitre.*

Références

- [1] A. Oi, M. Anwari, and M. Taufik, "Modeling and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System." pp. 497-502.
- [2] K. Y. Wang, and Q. S. Wang, "Mathematical Model and Numerical Experiment of Photovoltaic Water Pumping System," *Advanced Materials Research*, vol. 772, pp. 653-657, 2013.
- [3] S. Shukla, and B. Singh, "Reduced Current Sensor Based Solar PV Fed Motion Sensorless Induction Motor Drive for Water Pumping," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 7, pp. 3973-3986, 2019.
- [4] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB," *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, vol. 3, no. 1, pp. 53-61, 2014/06/01/, 2014.
- [5] Vinod, R. Kumar, and S. K. Singh, "Solar photovoltaic modeling and simulation: As a renewable energy solution," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 701-712, 2018/11/01/, 2018.
- [6] X. H. Nguyen, and M. P. Nguyen, "Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink," *Environmental Systems Research*, vol. 4, no. 1, pp. 24, 2015/12/09, 2015.
- [7] R. Chenni, M. Makhlouf, T. Kerbache, and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1724-1730, 2007/09/01/, 2007.
- [8] N. Pandiarajan, and R. Muthu, "Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink." pp. 258-263.
- [9] M. P. Kazmierkowski, R. Krishnan, and F. Blaabjerg, *Control in power electronics : selected problems*, Amsterdam; New York: Academic Press, 2002.
- [10] D. C. Pham, "Modeling and simulation of two level three-phase voltage source inverter with voltage drop." pp. 317-322.
- [11] H. Bui, S. Huang, and D. C. Pham, "Modeling and Simulation of Voltage Source Inverter with Voltage Drop and Its Application for Direct Torque Control of Induction Motors," *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 8, pp. 294-303, 2016.
- [12] P. R. E. Araújo, and T. Institute for New. "Induction Motors - Modelling and Control," <http://www.intechopen.com/books/induction-motors-modelling-and-control>.

- [13] K. L. Shi, T. F. Chan, and Y. K. Wong, "Modelling of the three-phase induction motor using SIMULINK." pp. WB3/6.1-WB3/6.3.
- [14] M. J. Asif, T. Shahbaz, S. U. Hassan, and S. T. H. Rizvi, "Mathematical modelling of 3-phase induction motor to study the Torque vs. Speed characteristics using MATLAB Simulink." pp. 1-7.
- [15] C. Tze Fun, and S. Keli, "Modeling and Simulation of Induction Motor," *Applied Intelligent Control of Induction Motor Drives*, pp. 31-74: IEEE, 2011.
- [16] A. Trzynadlowski. "The Field Orientation Principle in Control of Induction Motors," <https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=5575558>.
- [18] C. E. Brennen. "Hydrodynamics of Pumps," <https://doi.org/10.1017/CBO9780511976728>.
- [19] A. Hamidat, and B. Benyoucef, "Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 933-942, 05/01, 2008.
- [20] A. S. Kenkare, and P. Maitala, "MATHEMATICAL MODELLING OF A HEAT PUMP WATER HEATER," *Intersol Eighty Five*, E. Bilgen and K. G. T. Hollands, eds., pp. 506-512, Oxford: Pergamon, 1986.

Chapitre III

Stratégie du Contrôle de Système de Pompage Solaire

III.1 Introduction

En fait, le circuit de contrôle est la colonne vertébrale des systèmes à contrôler, car il est le point de connexion entre tous ses composants. La performance du système en général dépende largement de la qualité du circuit de contrôle développé. Actuellement, le sujet de contrôle est devenu attirer l'attention de nombreuses chercheurs et développeurs scientifiques. Par conséquent, des milliers d'études et de recherches ont été développées afin d'arriver à des stratégies de contrôle compatibles avec les caractéristiques des systèmes à contrôler et ses conditions de fonctionnement.

Alors, ce chapitre s'intéressera à développer une stratégie de contrôle robuste et fiable pour le système de pompage solaire étudié dans ce projet. La stratégie de contrôle étudiée comprend trois techniques : la première est un algorithme MPPT avancé pour contrôler le générateur PV, la deuxième est un contrôleur hystérésis des courants pour créer les impulsions des gâchettes de l'onduleur triphasé et la dernière est l'algorithme de contrôle vectoriel pour le moteur asynchrone triphasé. L'analyse du comportement et de la performance du système avec ces techniques sera réalisée à l'aide des outils de l'environnement MATLAB/SIMULINK.

III.2 Stratégie de contrôle du générateur solaire photovoltaïque

En raison des caractéristiques non linéaires du générateur PV, le point de fonctionnement de ce dernier peut être éloigné de la zone de puissance maximale. Alors, la technique MPPT est utilisée pour assurer que le générateur PV fonctionne toujours tout en fournissant la puissance maximale possible. De nombreuses techniques MPPT ont été présentées et discutées dans la littérature du contrôle de générateur PV, et ils peuvent être classés comme des techniques MPPT conventionnelles et des techniques avancées [1, 2].

Les techniques MPPT conventionnelles comprennent la perturbation et l'observation (en anglais : Perturbe and Observe **P&O**), incrémentation de conductance (en anglais : INcremental Conductance **INC**) en plus de l'incrément de résistance (en anglais : INcremental Resistance **INR**). Ce sont les algorithmes les plus populaires en raison de leur structure simple et de leur mise en œuvre facile. Cependant, ces techniques peuvent entraîner des erreurs ou une instabilité de puissance due à des variations brusques des facteurs environnementaux et/ou bien de la charge, ce qui conduit finalement à une perte d'énergie. Alors que les techniques avancées, y compris la logique floue, le réseau neuronal et le calcul évolutif, peuvent donner des performances supérieures dans des conditions d'irradiance solaire uniforme et partiellement ombragées. Néanmoins, ils sont difficiles à mettre en œuvre et reposent fortement sur des réglages précis des paramètres [1, 3].

Dans le cas de changements rapides des facteurs environnementaux (comme l'irradiance solaire) ou des paramètres de la charge (comme la résistance), la réponse des algorithmes P&O et

INC avec la taille de pas fixe est faible. Par conséquent, les algorithmes P&O et INC avec une taille de pas variable sont proposés dans [4, 5]. Cependant, la taille de pas devient plus petite lorsque le point de fonctionnement est proche de PPM [6]. Alors, le développement d'un algorithme MPPT avancé qui est capable de s'adapter aux conditions environnementales et celles de la charge sera le sujet de cette section.

Dans ce projet, une nouvelle technique MPPT pour suivre le PPM directement et également adaptée au changement rapide de l'irradiance et de la charge. Où, cette technique se compose de deux étapes [1, 7] : (1) l'étape de calcul et (2) l'étape de régulation.

- **Etape de calcul** : ça comprend l'opération de positionnement grossier et l'opération de positionnement fin. L'opération de positionnement grossier a pour but d'imposer une valeur initiale du rapport cyclique en fonction des caractéristiques du convertisseur DC-DC et des caractéristiques de la courbe I-V. Pour l'opération de positionnement fine, elle génère un rapport cyclique proche de celui du PPM. Ainsi, l'étape de calcul améliore la vitesse de poursuite.
- **Etape de régulation** : a pour but de réguler le rapport cyclique en utilisant une petite taille de pas. La régulation du rapport cyclique est exécutée jusqu'à ce que la condition à laquelle la puissance maximale est atteinte soit vérifiée. Ainsi, cette étape améliore l'efficacité et le rendement en s'assurant que le point de fonctionnement est sur le PPM ou à proximité.

III.2.1 Conception, Structure et Principe du système de contrôle MPPT

Au cours de cette étude, un nouvel algorithme MPPT sera discuté. Cet algorithme est en fait un développement de l'algorithme traditionnel INC. Les points suivants présentent le principe de l'algorithme étudié.

III.2.1.1 Conception de convertisseurs élévateurs

Le système MPPT est un convertisseur DC-DC contrôlé par une stratégie (c'est-à-dire la technique MPPT), et il agit comme une interface de puissance entre le module PV et la charge [3, 8]. Il existe plusieurs convertisseurs DC-DC, notamment les convertisseurs buck, SEPIC et boost. Parmi ces convertisseurs, les convertisseurs buck (abaisseurs) et boost (élevateurs) ont tous deux une structure plus simple et un rendement plus élevé [1]. C'est pourquoi le convertisseur élévateur est utilisé dans ce projet. Le système de contrôle MPPT basé sur le convertisseur élévateur est illustré à la figure III.1.

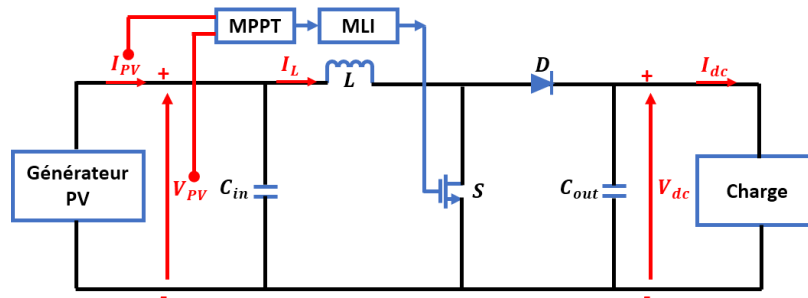


Figure III.1 Système de contrôle MPPT basé sur le convertisseur élévateur [1].

Le principe de fonctionnement de ce convertisseur est décrit par les équations suivantes [9] :

$$V_{dc} = V_{PV} \cdot M_{(D)} \quad III.1$$

$$I_{dc} = \frac{I_{PV}}{M_{(D)}} \quad III.2$$

$$V_{dc} \cdot I_{dc} = V_{PV} \cdot I_{PV} \quad III.3$$

Avec :

$$M_{(D)} = \frac{1}{1 - D} \quad III.4$$

R! Le rapport cyclique est défini comme le temps t_F pendant lequel l'interrupteur S est fermé par rapport à une période de fonctionnement T , Ainsi : $D = t_F / T$. Sa valeur doit être comprise entre 0 et 1.

L'ondulation de la tension du condensateur d'entrée (C_{in}) et du condensateur de sortie (C_{out}) dans le circuit d'amplification peut être calculée comme suit [9] :

$$\begin{cases} \Delta V_{C_{in}} = \frac{D \cdot V_{PV}}{8 \cdot L \cdot C_{in} \cdot f_s^2} \\ \Delta V_{C_{out}} = \frac{D \cdot V_{dc}}{8 \cdot L \cdot C_{out} \cdot f_s} \end{cases} \quad III.5$$

Et l'ondulation du courant de l'inducteur (L) dans le circuit d'amplification peut également être calculée comme [9] :

$$\Delta I_L = \frac{D \cdot V_{dc}}{2 \cdot L \cdot f_s} \quad III.6$$

Pour faire fonctionner le convertisseur élévateur en mode de conduction continue (CCM), il faut :

$$L \geq \frac{R_{ch}}{2 \cdot f_s} D(1 - D)^2 \quad III.7$$

Selon [7] :

$$\begin{cases} \Delta V_{C_{in}} \leq 1\% \cdot V_{PV} \\ \Delta V_{C_{out}} \leq 2\% \cdot V_{dc} \end{cases} \quad III.8$$

III.2.1.2 Algorithme INC conventionnel

L'algorithme INC utilise la conductance instantanée du générateur PV et la conductance incrémentale et les compare afin d'obtenir le PPM [3]. C'est-à-dire qu'il est basé sur la pente de la courbe de $P=f(U)$ du générateur PV est égale à zéro au PPM. Par conséquent, cet algorithme peut être modélisé comme suit :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \text{ au PPM} \quad \text{III.9}$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \text{ à côté gauche du PPM} \quad \text{III.10}$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \text{ à côté droite du PPM} \quad \text{III.11}$$

L'organigramme de l'algorithme INC est présenté à la figure III.2. Cet algorithme mesure continuellement le courant et la tension du générateur PV. Si l'équation III.10 est atteinte, le rapport cyclique est diminué, et vice versa si l'équation III.11 est atteinte [7].

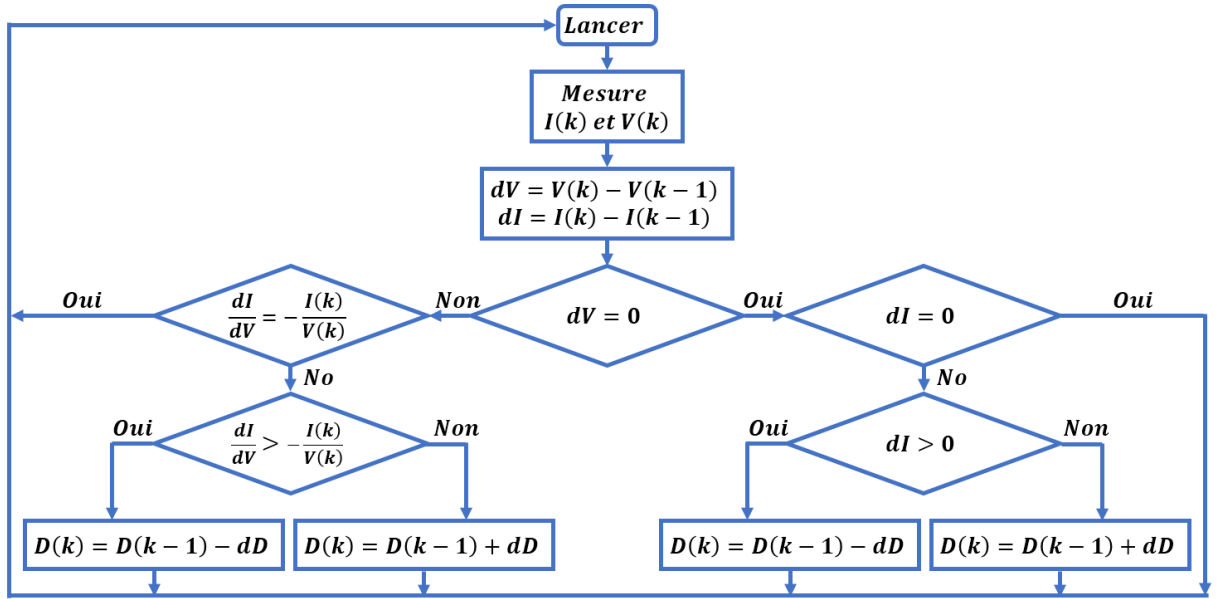


Figure III.2 Organigramme de l'algorithme INC classique [7].

L'énergie tirée du générateur PV avec un pas plus grand contribue à une dynamique plus rapide mais à des oscillations excessives en régime permanent, ce qui se traduit par un rendement relativement faible [5]. Mais d'autre part, La vitesse de convergence est faible, lorsque cet algorithme suit le PPM avec une taille de pas plus petite.

III.2.1.3 Algorithme INC avancé

Pour résoudre le problème ci-dessus, un nouvel algorithme MPPT est étudié dans cette étude. Il se compose de deux étapes [1, 7] : l'étape de calcul et celle de régulation. Le calcul pour résoudre le problème de faiblesse de la vitesse de convergence vers le PPM, et la régulation afin d'améliorer le rendement en veillant à ce que le point de fonctionnement se trouve sur le PPM ou à proximité.

L'introduction des équations $P_{PV}=V_{PV}.I_{PV}$ et III.4 dans les équations III.3 et III.2, respectivement, produit :

$$I_{dc} = \frac{V_{PV} \cdot I_{PV}}{V_{dc}} = \sqrt{\frac{P_{PV} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} \quad \text{III.12}$$

$$D = \frac{I_{PV} - I_{dc}}{I_{PV}} \quad \text{III.13}$$

Conformément aux équations III.(12)-(13), si la variable P_{PV} en III.12 est la puissance maximale P_{MAX} (ou P_{PPM}), la variable D obtenue par III.13 est le rapport cyclique correspondant au PPM. La puissance maximale (P_{PPM}) peut être considérée comme le produit du courant optimal (I_{OP} ou I_{PPM}) et de la tension optimale (V_{OP} ou V_{PPM}) comme indiqué dans ce qui suit :

$$P_{PPM} = V_{PPM} \cdot I_{MPP} \quad \text{III.14}$$

Pratiquement, le courant optimal I_{PPM} est approximativement égal au courant du court-circuit (I_{CC}). Ainsi :

$$P_{PPM} \approx V_{PPM} \cdot I_{CC} \quad \text{III.15}$$

Par substitution de l'équation III.15 en III.12 et III.13, il résulte :

$$I_{dc_PPM} = \sqrt{\frac{V_{PPM} \cdot I_{PPM} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} \approx \sqrt{\frac{V_{PPM} \cdot I_{CC} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} \quad \text{III.16}$$

$$D = \frac{I_{PPM} - I_{dc_PPM}}{I_{PPM}} \approx \frac{I_{CC} - I_{dc_PPM}}{I_{CC}} \quad \text{III.17}$$

La valeur D obtenue par l'équation III.17 est proche du rapport cyclique de PPM. Mais les variables V_{PPM} et I_{CC} dans l'équation III.16 sont inconnues. Selon le locus de PPM dans [1], la variable V_{PPM} dans l'équation III.16 peut être remplacée par la tension PPM précédemment suivie. Pour obtenir la valeur I_{CC} , une méthode est introduite dans [6] selon laquelle l'interrupteur de commutation du convertisseur DC-DC est maintenu fermé pendant une certaine période de temps. Bien qu'une valeur précise pour I_{CC} puisse être obtenue par cette méthode, ce processus entraîne d'importantes pertes de puissance. Mais au cours de cette étude, une valeur approximative de la variable I_{CC} ou I_{PPM} dans les équations III.(16)-(17) a été trouvée en fonction de la variation du point de fonctionnement du générateur PV en changeant l'irradiance solaire ou la résistance de la charge [1, 2, 5-7].

A. Diminution du niveau d'irradiance solaire

Lorsque le niveau d'irradiance solaire est de $1000[W/m^2]$, le générateur PV fonctionne au point B de la ligne de charge N°2 comme le montre la figure III.3-a. Ensuite, si l'irradiance est réduite de $1000[W/m^2]$ à $400[W/m^2]$, le point de fonctionnement passe immédiatement du point B au point B₁

le long de la ligne 2, car le rapport cyclique reste inchangé. Comme présenté dans la figure III.5-a : $I_{B1} < I_B$, $V_{B1} < V_{PPM1}$, et le courant de fonctionnement I_{B1} est proche du courant PPM (I_A) de 400[W/m²]. Ainsi, en posant $I_{PPM} \approx I_{B1}$ et $I_{B1} = I_{PV}$ dans les équations III.(16)-(17), le résultat est :

$$I_{dc_PPM} \approx \sqrt{\frac{V_{PPM} \cdot I_{B1} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} = \sqrt{\frac{V_{PPM} \cdot I_{PV} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} \quad \text{III.18}$$

$$D = \frac{I_{B1} - I_{dc_PPM}}{I_{B1}} = \frac{I_{PV} - I_{dc_PPM}}{I_{PV}} \quad \text{III.19}$$

B. Augmentation du niveau d'irradiance solaire

Si le générateur PV fonctionne au point A de la figure III.3-a, le courant et la tension du générateur PV sont respectivement I_A et V_{PPM} . Ensuite, si l'irradiance solaire augmente soudainement à 1000[W/m²], le point de fonctionnement change du point A à A₁ le long de la ligne de charge N°1. Cependant, le courant du point de fonctionnement A₁ (I_{A1}) est très éloigné du courant PPM de 1000[W/m²] (I_B). La règle de trigonométrie de [6] peut être utilisée pour que la ligne d'extension du segment CA₁ croise la ligne PPM au point A₂, comme le montre la figure III.3-a. On peut trouver que $|I_{A2} - I_B| < |I_{A1} - I_B|$. Donc, en substituant $I_{PPM} \approx I_{A2}$ dans les équations III.(16)-(17), ça donne :

$$I_{dc_PPM} \approx \sqrt{\frac{V_{PPM} \cdot I_{A2} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} \quad \text{III.20}$$

$$D = \frac{I_{A2} - I_{dc_PPM}}{I_{A2}} \quad \text{III.21}$$

La variable I_{A2} peut être calculée comme suit [1, 6] :

$$I_{A2} = \frac{V_{PPM} - V_C}{V_{A1} - V_C} I_{A1} \quad \text{III.22}$$

Et la variable V_C est donnée selon [1, 6] de la façon suivante :

$$V_C = \frac{V_{PPM}}{0.8} \quad \text{III.23}$$

Lorsque le niveau d'éclairement énergétique est de 100[W/m²], le générateur PV fonctionne au point D de la ligne de charge N°3, comme montré dans la figure III.3-a. Ensuite, si l'irradiance passe de 100[W/m²] à 400[W/m²], le point de fonctionnement se déplace du point D au point D₁. L'introduction de $V_{PPM} = V_{PPM2}$ dans l'équation III.23, on obtient : $V_{C1} = V_{PPM2}/0.8$, et c'est la tension du point C₁. Il est clair que $V_{C1} < V_{D1}$ et $V_{C1} > V_{PPM2}$. En substituant $V_C = V_{C1}$, $V_{A1} = V_{D1}$ et $V_{PPM} = V_{PPM2}$ dans l'équation III.22, il est évident que le courant I_{A2} obtenu est négatif. En d'autres termes, l'algorithme MPPT INC modifiée dans [1, 6] ne peut pas être mise en œuvre lorsque

l'irradiance passe de 100[W/m²] à 400[W/m²]. Pour garantir $I_{A2} > 0$, l'équation III.23 doit être réécrite comme suit :

$$V_C = \begin{cases} \frac{V_{PPM}}{0.8} & \frac{V_{PPM}}{0.8} > V_{A1} \\ V_{A1} + n \cdot V_{AW} & \frac{V_{PPM}}{0.8} = V_{A1} \\ V_{A1} + n \cdot \left(V_{A1} - \frac{V_{MPP}}{0.8} \right) & \frac{V_{PPM}}{0.8} < V_{A1} \end{cases} \quad III.24$$

Où n / Facteur d'échelle.
 V_{AW} [V] Tension admissible.

C. Augmentation de la charge

Lorsque la résistance de charge est 100[Ω], le générateur PV fonctionne au point B de la ligne de charge N°4 (figure III.3-b). Ensuite, si la résistance de charge est augmentée de 100[Ω] à 200[Ω], le point de fonctionnement passe du point B à E, et la ligne de charge devient la ligne 5. Il convient de noter que la courbe I-V et le PPM restent tous deux inchangés. Par conséquent, les équations III.(16)-(17) peuvent être réécrites comme suit :

$$I_{dc_PPM} = \sqrt{\frac{V_{PPM} \cdot I_{PPM} \cdot I_{dc}}{V_{dc}}} \quad III.25$$

$$D = \frac{I_{PPM} - I_{dc_PPM}}{I_{PPM}} \quad III.26$$

D. Diminution de la charge

Lorsque le générateur PV fonctionne au point B de la ligne de charge N°4, si la résistance de charge est réduite de 100[Ω] à 50[Ω], le point de fonctionnement passe immédiatement du point B à F, et la ligne de charge devient la ligne 6 comme illustré à la figure III.3-b. Le nouveau PPM peut être suivi en utilisant les équations III.(25)-(26) car le PPM reste inchangé.

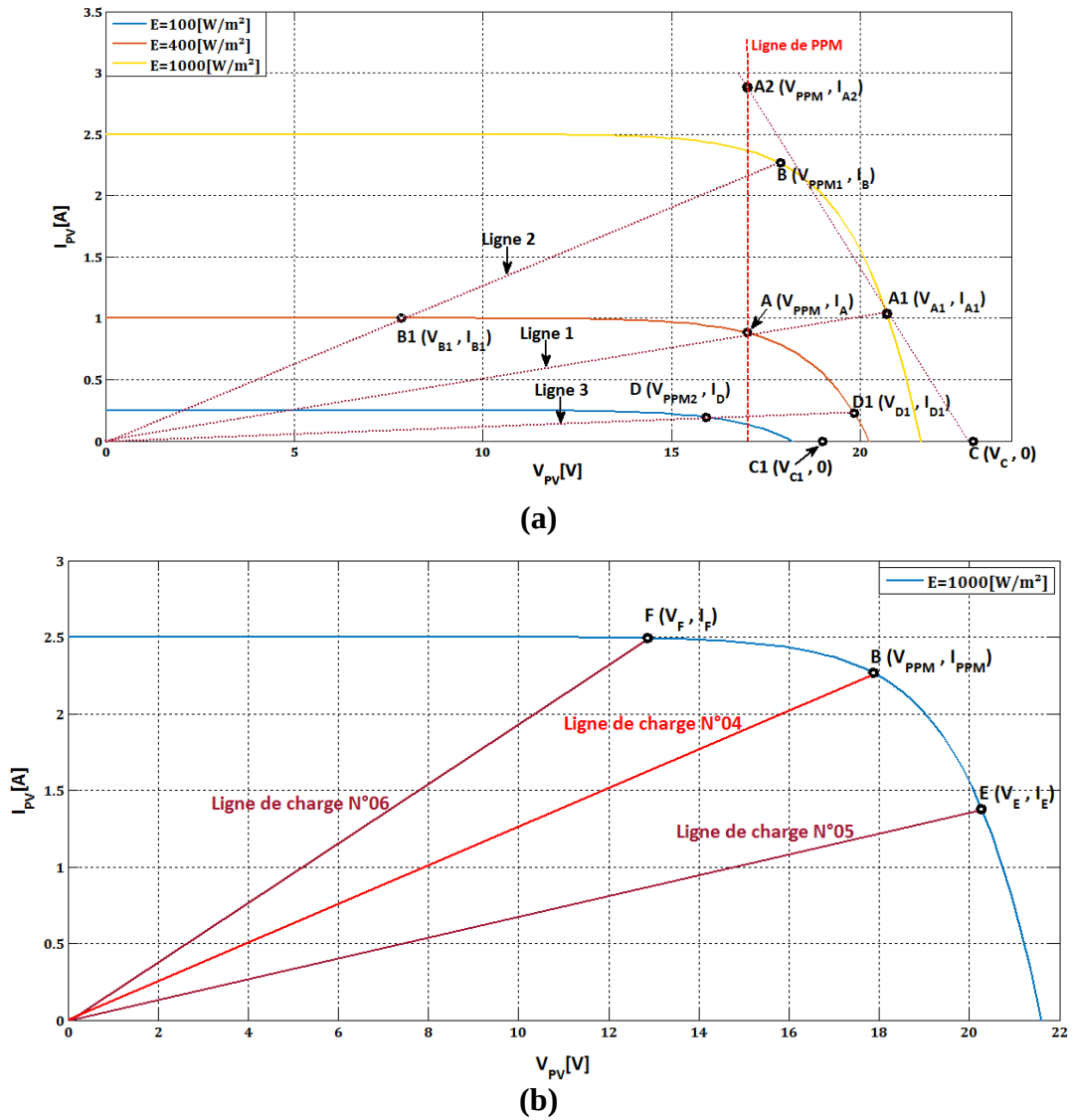


Figure III.3 Changement du point de fonctionnement lors de la variation de [1, 6] :
(a) Irradiance solaire. (b) Résistance de la charge.

La relation entre la tension et le courant du générateur PV et l'irradiance solaire ou la résistance de la charge est résumée dans le tableau III.1.

Tableau III.1 Variation de la tension et du courant lors de la variation de l'irradiance solaire ou de la résistance de la charge [1].

	Irradiance solaire		Résistance de la charge	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
dI	+	-	-	+
dV	+	-	+	-

L'organigramme de l'algorithme étudié est présenté à la figure III.4. Les variables *flag_inc* et *flag_dec* signifient respectivement l'augmentation et la diminution du niveau d'irradiance solaire. De même, lorsque la résistance de la charge est augmentée ou diminuée, les variables *flag_load_inc* et *flag_load_dec* sont fixées à 1, respectivement. La variable *Flag* est utilisée pour indiquer que le système PV fonctionne au PPM si elle est définie à 1. Comme l'équation III.9 ne peut jamais être

satisfaite dans la pratique [2], une erreur (**err**) autorisée est acceptée pour détecter si le PPM est atteint, comme le montre l'équation III.27 [5] :

$$\left| \frac{I}{V} + \frac{\Delta I}{\Delta V} \right| < (err = 0.04) \quad \text{III.27}$$

L'équation III.28 est utilisée pour améliorer le rendement en s'assurant que le point de fonctionnement se trouve sur le PPM ou à proximité de celui-ci, comme indiqué par :

$$\left| \frac{I}{V} + \frac{\Delta I}{\Delta V} \right| < (err = 0.02) \quad \text{III.28}$$

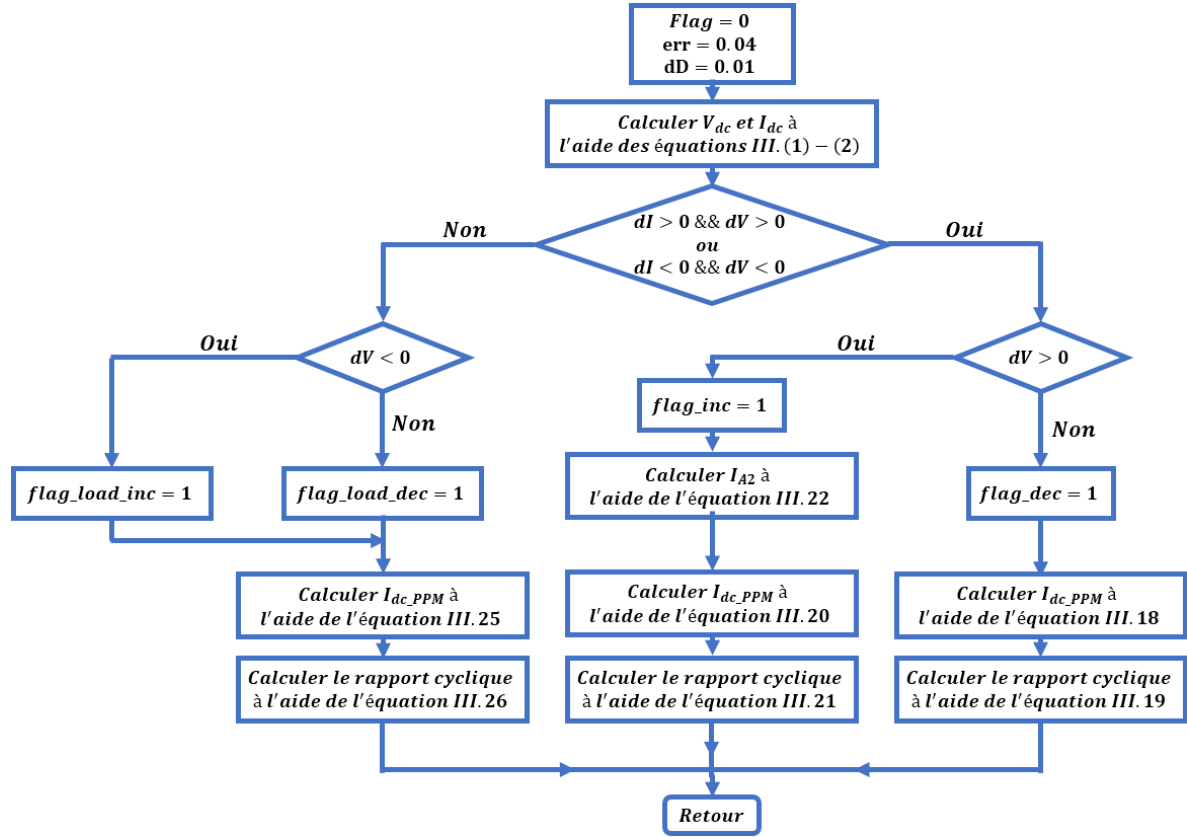
En plus, le rapport cyclique du convertisseur DC-DC est régulé par un petit pas (c'est-à-dire 0,007), c'est l'étape de régulation de la technique étudiée. Lorsque l'équation III.27 est atteinte mais que l'équation III.28 ne l'est pas, l'étape de régulation est effectuée, comme l'indique la figure III.4-c.

La technique étudiée suit tout d'abord le PPM en utilisant la technique INC (figure III.4-c). Lorsque le PPM est suivi (c'est-à-dire que l'équation III.27 est satisfaite), la tension et le courant du PPM sont stockés respectivement en V_{PPM} et I_{PPM} . Et la variable *Flag* est réglée sur 1. Si l'équation III.28 n'est pas satisfaite au cycle d'échantillonnage suivant, l'étape de régulation de la technique étudiée est effectuée, et vice versa si III.28 est satisfaite.

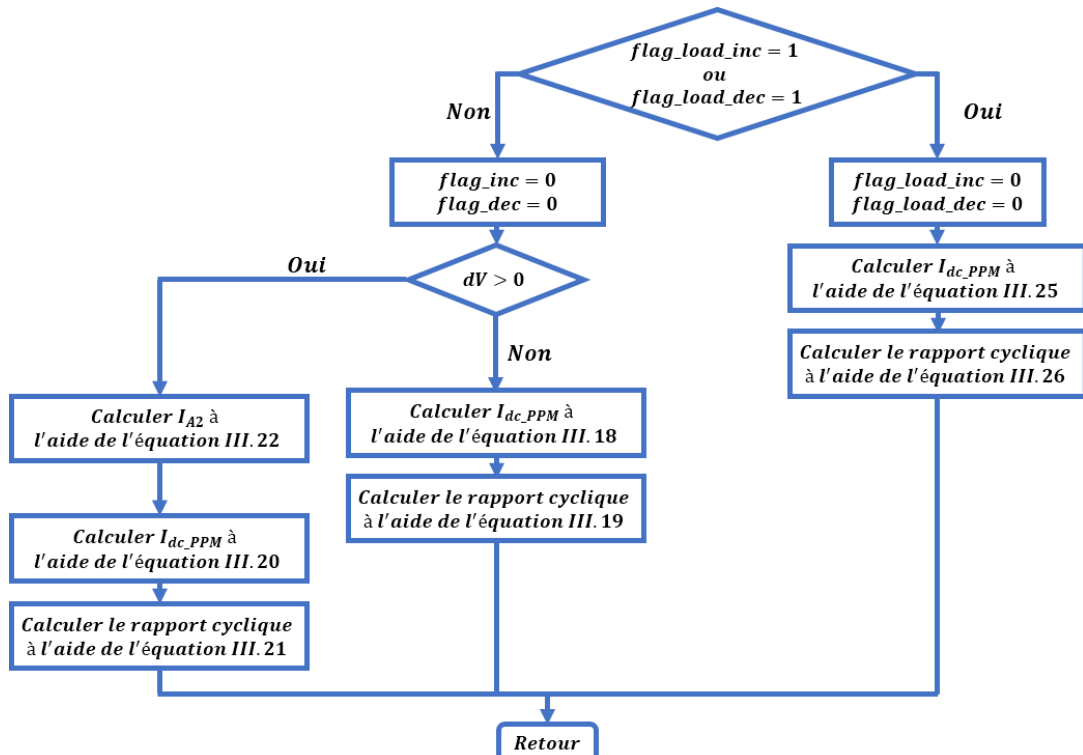
Ensuite, lorsque l'équation III.27 n'est pas atteinte et que *Flag* est à 1, la technique étudiée appelle le sous-programme CPO comme le montre la figure III.4-c. Le sous-programme CPO de la figure III.4-a est l'opération de positionnement grossier de la technique étudiée (en anglais, **CPO** : **C**oarse **P**ositioning **O**peration). Ensuite, la variable *Flag* est mise à zéro, et les variables V_{dc} et I_{dc} sont respectivement calculées en utilisant les équations III.(1)-(2). Ensuite, la variation de l'irradiance solaire ou de la résistance de la charge est détectée en utilisant dI et dV . Enfin, le rapport cyclique est mis à jour par les équations III.(20)-(21)-(22) si l'augmentation de l'irradiance solaire est détectée, le rapport cyclique est calculé par les équations III.(18)-(19) si le résultat de la détection est la diminution de l'irradiance solaire, sinon le rapport cyclique est mis à jour en utilisant les équations III.(25)-(26).

Au cycle d'échantillonnage suivant, la technique étudiée calcule I_{dc} et V_{dc} et appelle le sous-programme FPO (figure III.4-c). Le sous-programme FPO de la figure III.4-b est l'opération de positionnement fin (en anglais, **FPO** : **F**ine **P**ositioning **O**peration). Dans ce sous-programme, le rapport cyclique est mis à jour par différentes équations sous la variation de l'irradiance solaire et de la résistance de la charge. Pour la variation de l'irradiance solaire, les équations pour l'opération de positionnement fin sont III.(18)-(19), sinon les équations sont III.(25)-(26). Après l'exécution du sous-programme de FPO, le point de fonctionnement est proche du PPM. Ainsi, l'étape de calcul, y compris l'opération de positionnement grossier et l'opération de positionnement fin, peut améliorer la vitesse

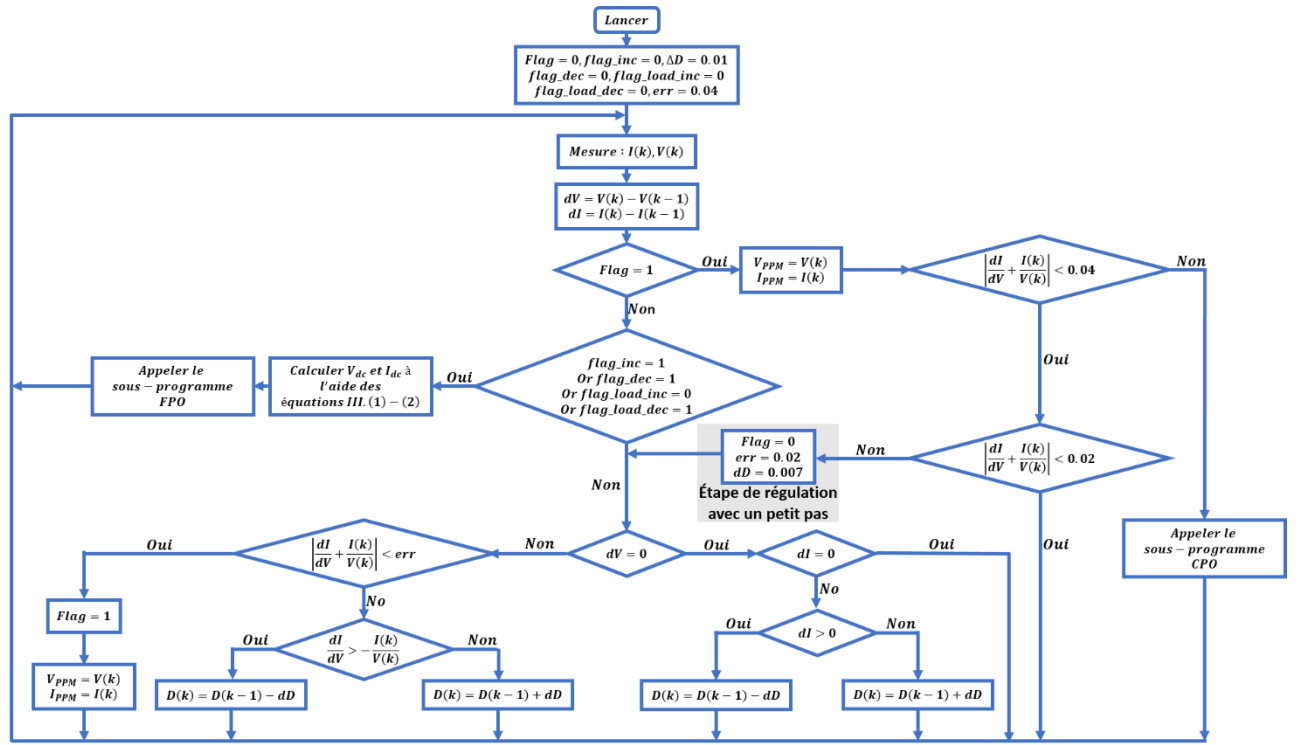
de convergence vers le PPM. Où, si la condition de l'équation III.27 n'est pas remplie, la technique étudiée régule le rapport cyclique en utilisant un grand pas (c'est-à-dire 0,02). Lorsque l'équation III.27 est atteinte, et si III.28 n'est pas atteinte, l'étape de régulation avec un petit pas (c'est-à-dire 0,007) est effectuée jusqu'à ce que la condition de l'équation III.28 soit atteinte.



(a) Sous-programme du CPO.



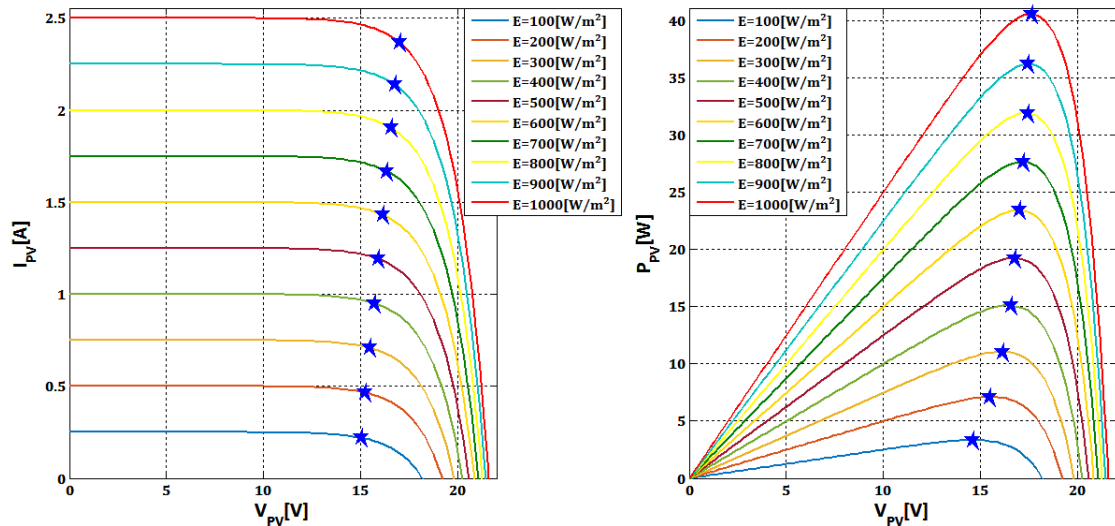
(b) Sous-programme du FPO.



(c) Programme principal.

Figure III.4 Organigramme de l'algorithme INC étudié [1, 5, 6].

Sous l'environnement MATLAB/SIMULINK, la performance de l'algorithme présenté ci-dessus a été vérifiée en recherchant le point de puissance maximale (PPM) dans différentes conditions environnementales comme indiqué dans les courbes suivantes :

**Figure III.5** Caractéristiques électriques du module photovoltaïque pour différentes valeurs d'irradiance solaire.

Ces résultats montrent une très grande précision pour le positionnement du PPM, ce qui confirme la qualité de cet algorithme dans le développement d'un système de contrôle MPPT répondant aux critères de précision et de robustesse.

III.3 Stratégie de contrôle de l'onduleur triphasé de tension

Pour générer des signaux ou des impulsions afin d'activer les gâchettes des interrupteurs de VSI, une technique d'hystérésis à courant est utilisée. L'utilité suprême de ce système de contrôle est qu'il peut être mis en œuvre numériquement [10]. En fait, la stratégie de contrôle d'hystérésis est l'une des techniques MLI (en anglais : PWM) qui peut être exploitée dans de nombreuses applications à basse et moyenne tension lorsque le courant de ligne de l'onduleur est nécessaire pour suivre une référence sinusoïdale dans une marge d'erreur spécifiée [11, 12]. Pratiquement, cette commande est très adaptée pour les organes ayant une action à deux positions comme le cas de l'onduleur à IGBT (ou un autre semi-conducteur contrôlable).

III.3.1 Principe

Le contrôleur d'hystérésis intègre une boucle de rétroaction non linéaire ainsi qu'un comparateur d'hystérésis. Dans cette technique, le comparateur d'hystérésis comprend deux niveaux : la bande d'hystérésis inférieure (**BHI**) et la bande d'hystérésis supérieure (**BHS**) [13, 14]. Ces bandes déclenchent l'erreur de régime permanent. Le courant réel et le courant de référence sont comparés de manière à produire toute erreur dans le courant. Cette erreur est ensuite transmise au comparateur d'hystérésis. Si le courant réel atteint BHS, les interrupteurs les plus bas sont activés et le courant d'inducteur diminue, ce qui réduit le courant réel. De la même manière, si le courant réel atteint BHI, les interrupteurs supérieurs sont activés et l'inductance s'incrémente pour réguler le courant sans dépasser les limites. Ce processus se répète. Les interrupteurs s'activent et se désactivent aléatoirement de manière à changer la polarisation de la tension de sortie de l'onduleur de telle sorte à maintenir le courant dans une bande centrée autour de la référence.

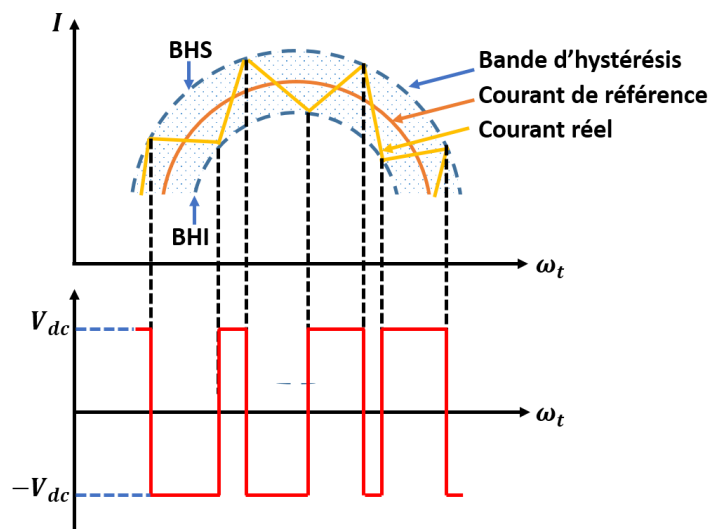


Figure III.6 Principe du contrôle du courant de la bande d'hystérésis [14].

III.3.2 Conception

Concernant ce projet, l'onduleur triphasé est destiné à assurer le contrôle de charge représenté dans le moteur asynchrone. Pour des raisons de simplicité [15], il est possible de représenter le moteur asynchrone par une charge R-L comme le montre la figure ci-dessous :

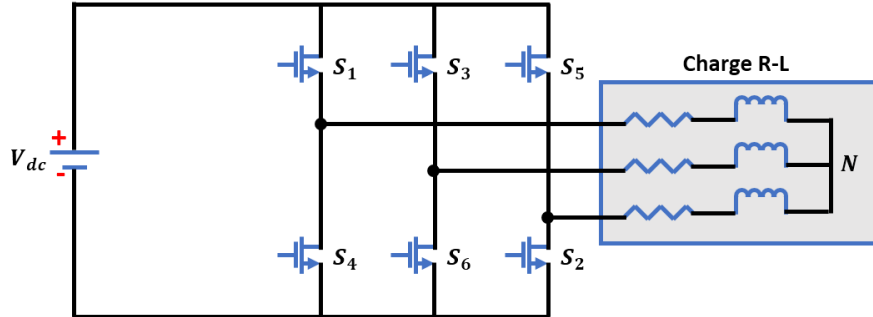


Figure III.7 Configuration d'un VSI triphasé avec une charge R-L [15].

La fréquence de commutation de VSI est déterminée par les aspects suivants tels qu'interprétés en détail ci-dessous.

Le circuit équivalent par phase du VSI connecté à la charge R-L, lorsque l'interrupteur supérieur est fermé, est illustré à la figure III.8. Il est défini par l'équation suivante :

$$V_{dc} = RI_L + L \frac{dI_L}{dt} \quad \text{III.29}$$

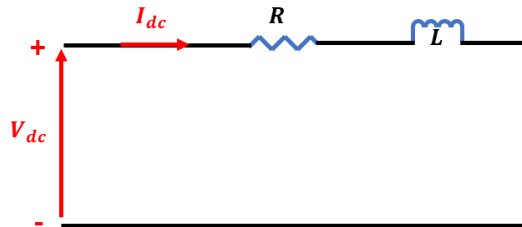


Figure III.8 Circuit équivalent par phase de la charge [15].

Considérant la valeur de la résistance comme insignifiante, la plus petite valeur de Δt pour laquelle le courant s'incrémente de Δi peut être déduite en repositionnant l'équation III.29 comme ci-dessous [16] :

$$V_{dc} = L \frac{\Delta i}{\Delta t} \quad \text{III.30}$$

Avec :

$$\Delta t = \frac{T}{2} \quad \text{III.31}$$

Où T [s] Période de temps totale.

Alors, l'introduction de l'équation III.31 dans III.30 donne :

$$f_{s_max} = \frac{V_{dc}}{2L\Delta i} \quad \text{III.32}$$

Cette f_{s_max} peut être limitée à n'importe quelle valeur en choisissant correctement Δi et qui est exclusivement la largeur de la bande d'hystérésis pour une valeur autorisée d'inductance de la charge [15, 16]. A partir de l'équation III.32, la valeur de l'inductance peut être calculée si tous les autres paramètres sont choisis.

Finalement, le contrôleur d'hystérésis triphasé avec trois comparateurs distincts est illustré à la figure suivante :

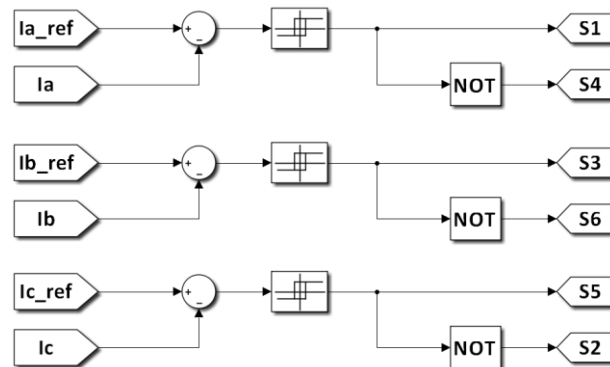


Figure III.9 Modèle SIMULINK du contrôleur de courant à hystérésis [12].

III.4 Stratégie de contrôle du moteur asynchrone triphasé

La commande du moteur asynchrone triphasé est essentiellement classée en commande scalaire et commande vectorielle. Les commandes scalaires sont faciles à mettre en œuvre bien que la dynamique soit lente. L'objectif de la commande vectorielle est d'obtenir un type de contrôleur qui fait que le moteur répond très rapidement aux demandes de couple de la boucle de contrôle de vitesse externe. De plus, la commande vectorielle du moteur asynchrone vise également à égaler les performances qu'offre la commande du moteur à courant continu à excitation séparée. En effet dans cette dernière, le découplage entre le flux et le couple est naturellement réalisé [17, 18].

Ainsi, pour arriver à des situations de commande similaire à celles du moteur à courant continu, il faut, par un système de commande extérieur au moteur asynchrone, réaliser un découplage du flux et du couple. Cela réalise aujourd'hui par la commande vectorielle à flux orienté ou par champ orienté (en anglais : **F**ield **O**riented **C**ontrol ou **FOC**).

III.4.1 Concept de contrôle vectoriel du moteur à courant continu à excitation séparée

Dans un moteur DC à excitation séparée, l'axe de l'induit et de l'inducteur sont orthogonaux l'un par rapport à l'autre. En d'autres termes, le rotor est bobiné de telle manière que l'axe de la force magnétomotrice de l'induit établit un angle de 90° avec l'axe du flux inducteur, et ceci quelle que soit la vitesse de rotation de la machine [19]. De ce fait, le couple est proportionnel au produit du flux inducteur et de courant d'induit.

De plus, l'orthogonalité entre l'axe de l'induit et celui de l'inducteur ne provoque aucun effet mutuel, c-à-d que les variations du courant d'induit, qu'elles soient causées par le contrôleur ou par des changements de charge, n'affectent pas le flux de l'inducteur et vice versa. C'est pour cette raison que l'on dit que les moteurs à courant continu ont un contrôle découplé ou indépendant du couple et du flux [17, 19]. Ce découplage qui existe naturellement dans le moteur à courant continu, quelle que soit la position angulaire de l'arbre, confère à la machine sa grande capacité de performance dynamique.

En revanche, les moteurs asynchrones sont des systèmes multi-variables non linéaires couplés dont les champs du stator et du rotor ne sont pas maintenus orthogonaux l'un par rapport à l'autre. Afin d'obtenir un contrôle découplé des composantes des courants statoriques produisant le couple et le flux, il faut rendre le comportement du moteur asynchrone similaire à celui du moteur à courant continu. Pour cela, il est important de chercher un repère propre pour que le vecteur du courant de stator se décompose en deux composantes, une qui produit le flux et l'autre le couple comme le montre la figure III.10 [19].

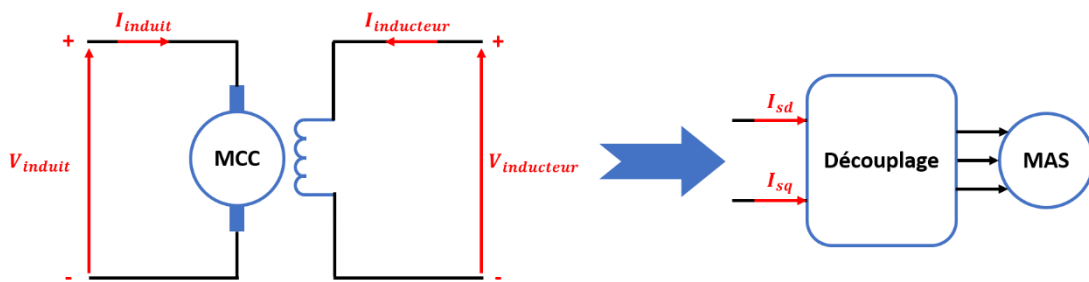


Figure III.10 Principe du découplage pour le moteur asynchrone par analogie avec le moteur à courant continu excité séparément [19].

III.4.2 Description du contrôle vectoriel

L'idée principale de la commande vectorielle, appelée aussi la commande par orientation du flux, du moteur asynchrone est d'avoir un couple proportionnel à un flux et à un courant comme le cas du moteur à courant continu, où le couple du moteur DC s'écrit de la façon suivante [20] :

$$C_{em} = K\phi I \quad \text{III.33}$$

D'autre part, l'expression du couple du moteur asynchrone est définie sous plusieurs formes comme il a été abordé dans le deuxième chapitre et plus précisément dans l'équation II.43.

Pour rendre les équations du couple du moteur asynchrone comparable à celle du moteur DC, la solution la plus appropriée et la plus pratique est d'annuler la composante directe ou quadratique du flux. Alors, il est donc nécessaire de choisir un système d'axe biphasé (d-q) et de le faire orienter de façon à annuler le flux projeté sur l'axe direct ou l'axe quadratique [21].

R! En fait, l'appellation de la commande vectorielle par la commande par orientation du flux est due à l'orientation du repère d-q afin de rendre le flux de l'axe d ou q égal à zéro.

Sur cette base, trois algorithmes de commande vectorielle sont développés en fonction de la nature du flux [17, 19, 21] :

- **Commande vectorielle à flux rotorique orienté** : vise à annuler ϕ_{rd} ou ϕ_{rq} .
- **Commande vectorielle à flux statorique orienté** : vise à annuler ϕ_{sd} ou ϕ_{sq} .
- **Commande vectorielle à flux d'entrefer orienté** : vise à annuler ϕ_{ed} ou ϕ_{eq} .

La modélisation du moteur asynchrone a démontré dans le chapitre précédent que les équations du rotor sont complètement découplées. Par conséquent, la commande vectorielle par orientation du flux rotorique est la plus appropriée et la plus utilisée pratiquement afin de développer un système de contrôle robuste et efficace pour le moteur asynchrone.

Pour cela, la commande vectorielle à flux rotorique orienté sera la technique sur laquelle s'appuiera lors de l'élaboration de la stratégie de contrôle du système de pompage solaire étudié.

III.4.3 Principe de l'orientation du flux rotorique

Le contrôle du flux statorique ou du flux d'entrefer (flux de magnétisation) n'assure pas un découplage total entre le couple et le flux. Alors, cette étude va limiter à focaliser le principe de la commande vectorielle avec orientation du flux rotorique puisqu'elle présente de meilleures performances par rapport aux autres techniques d'orientation.

Le principe de l'orientation du flux rotorique consiste à annuler sa composante quadratique ou bien sa composante directe [20]. Où :

- Selon les équations du couple en fonction de flux rotorique, l'annulation de la composante quadratique donne un couple de signe positive :

$$C_{em} = \begin{cases} p(\phi_{rd}i_{rq} - \phi_{rq}i_{rd}) \\ p\left(\frac{L_m}{L_r}\right)(\phi_{rd}i_{sq} - \phi_{rq}i_{sd}) \end{cases} \text{ Si } \phi_{rq} = 0 \Rightarrow C_{em} = \begin{cases} p\phi_{rd}i_{rq} > 0 \\ p\left(\frac{L_m}{L_r}\right)\phi_{rd}i_{sq} > 0 \end{cases} \quad \text{III.34}$$

- Selon les équations du couple en fonction de flux rotorique, l'annulation de la composante directe donne un couple de signe négative :

$$C_{em} = \begin{cases} p(\phi_{rd}i_{rq} - \phi_{rq}i_{rd}) \\ p\left(\frac{L_m}{L_r}\right)(\phi_{rd}i_{sq} - \phi_{rq}i_{sd}) \end{cases} \text{ Si } \phi_{rd} = 0 \Rightarrow C_{em} = \begin{cases} -p\phi_{rq}i_{rd} < 0 \\ -p\left(\frac{L_m}{L_r}\right)\phi_{rq}i_{sd} < 0 \end{cases} \quad \text{III.35}$$

Afin d'obtenir un couple symétrique avec celui du moteur DC sachant que le couple de ce dernier est de signe positive comme le montre l'équation III.33, le choix de l'annulation de la composante quadratique est donc le mieux adapté. Nettement, le choix d'annuler le composant quadratique apparaît la configuration du moteur à courant continu à excitation séparée constituant la base de la commande vectorielle à flux rotorique orienté.

En comparant les équations III.33 et III.34, il est clair que :

- La composante i_{sd} joue le rôle du courant d'excitation qui génère et contrôle le flux d'excitation (ϕ_{rd}).
- La composante i_{sq} joue le rôle du courant d'induit qui, à flux d'excitation donné, contrôle le couple (C_{em}).

La figure III.11 illustre le principe de l'orientation du flux rotorique, il est bien évident que l'orthogonalité est retrouvée entre le flux rotorique et le courant de l'axe quadrature i_{sq} . Le flux est alors entièrement porté sur l'axe direct. Ce principe est traduit par [20] :

$$\phi_{rq} = 0 \quad \text{et} \quad \phi_{rd} = \phi_r = C^{te} \quad \text{III.36}$$

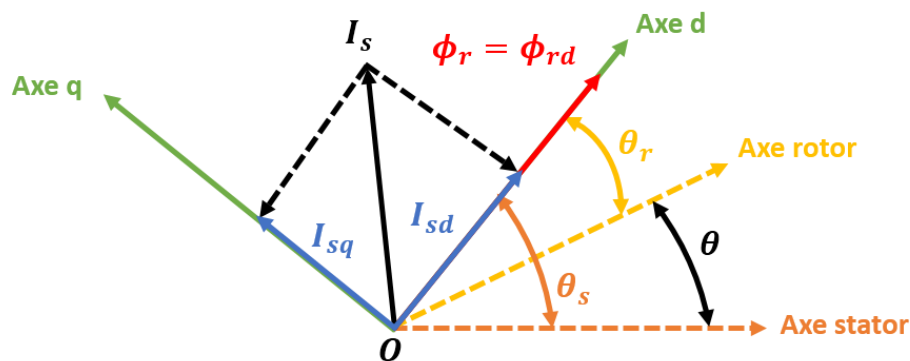


Figure III.11 Principe de la commande vectorielle à flux rotorique orienté [20].

En fait, ce repère simplifie le modèle du moteur asynchrone en plus de son avantage à obtenir des grandeurs constantes en régime permanent, ce qui facilite le processus de régulation.

Compte tenu du repère de la commande vectorielle par orientation du flux rotorique, c'est-à-dire en respectant les conditions de l'équation III.36, certaines modifications vont se produire dans le système d'équations qui imitent le comportement du moteur asynchrone. Mais au cours du chapitre précédent, deux modèles ont été développés pour le moteur asynchrone, dont l'un contrôlait la dynamique du moteur par des signaux de courant statorique et l'autre à l'aide des signaux de tension statorique. Avec la technologie du control vectoriel, le modèle du moteur contrôlé par des signaux de tension statorique (alimenté en tension) montre de meilleures performances et une grande adaptation à cette technologie.

Si le repère biphasé (d-q) est bien orienté de façon que $\phi_{rq} = 0$ et $\phi_{rd} = \phi_r = C^{te}$, le modèle II.51 devient sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = -\left(\frac{1}{\sigma L_s} R_{eq}\right) i_{sd} + \omega_s i_{sq} + \frac{L_m R_r}{\sigma L_s L_r^2} \phi_r + \frac{1}{\sigma L_s} v_{sd} \\ \frac{di_{sq}}{dt} = -\omega_s i_{sd} - \left(\frac{1}{\sigma L_s} R_{eq}\right) i_{sq} - \frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \omega_r \phi_r + \frac{1}{\sigma L_s} v_{sq} \end{cases} \quad III.37$$

Avec :

$$R_{eq} = R_s + R_r \frac{L_m^2}{L_r^2} \quad III.38$$

Dont, les équations des tensions statoriques peuvent être tirées comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_{eq} i_{sd} + \sigma L_s \frac{di_{sd}}{dt} - \sigma \omega_s L_s i_{sq} - \frac{L_m R_r}{L_r^2} \phi_r \\ v_{sq} = R_{eq} i_{sq} + \sigma L_s \frac{di_{sq}}{dt} + \sigma \omega_s L_s i_{sd} + \frac{L_m}{L_r} \omega_r \phi_r \end{cases} \quad III.39$$

De plus, les équations du flux rotorique seront :

$$\begin{cases} \frac{d\phi_r}{dt} = \frac{L_m}{T_r} i_{sd} - \frac{1}{T_r} \phi_r \\ \frac{d\phi_{rq}}{dt} = 0 = \frac{L_m}{T_r} i_{sq} - \omega \phi_r \end{cases} \quad III.40$$

A partir de la dernière équation, le flux rotorique peut être exprimé par la relation suivante :

$$\phi_r + T_r \frac{d\phi_r}{dt} = L_m i_{sd} \quad III.41$$

L'application de la transformée de Laplace donne le flux rotorique sous la forme ci-dessous :

$$\phi_r = \frac{L_m}{1 + T_r \cdot s} i_{sd} \quad III.42$$

En régime permanent, auquel : $\phi_r = C^{te}$ et ainsi $d\phi_r/dt = 0$, le flux rotorique sera :

$$\phi_r = L_m i_{sd} \quad III.43$$

Alors que l'expression du couple électromagnétique était précédemment définie comme suit :

$$C_{em} = p \left(\frac{L_m}{L_r} \right) \phi_{rd} i_{sq} \quad III.44$$

Alors, le flux rotorique est réglable à l'aide de la composante i_{sd} (équation III.43). De même, la commande du couple se fait avec la composante i_{sq} (équation III.44) si le flux rotorique est

constant. La figure III.12 met en évidence l'influence de courant direct et quadrature sur le flux et le couple, respectivement.

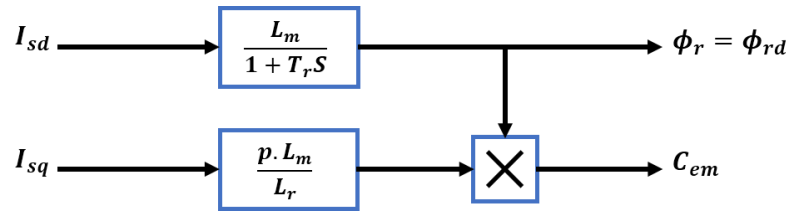


Figure III.12 Influence des courants sur le flux et le couple [21].

Afin d'atteindre la forme finale qui exprime la technologie de la commande vectorielle, il faut trouver une relation entre les grandeurs de commande (tensions statoriques dans ce cas) et les courants i_{sd} et i_{sq} qui à leur tour règlent le couple et le débit. Comme présenté précédemment, l'équation III.40 donne explicitement cette relation qui relie les tensions statoriques aux courants statoriques, où un bon examen de cette équation montre très clairement que les tensions v_{sd} et v_{sq} influent à la fois sur les courants i_{sd} et i_{sq} , et donc sur le flux et le couple [18]. En d'autres termes, il existe un couplage et un effet mutuel entre l'axe d et l'axe q, ceci s'explique physiquement par le fait que la grandeur de commande de l'axe d affecte toutes les grandeurs projetées sur cet axe en plus de ceux projetés sur l'axe q et vice versa [22]. C'est pourquoi on parle de découplage dans la commande vectorielle du moteur asynchrone. Pour plus d'illustration, la figure suivante montre le couplage existant entre l'axe d et l'axe q :

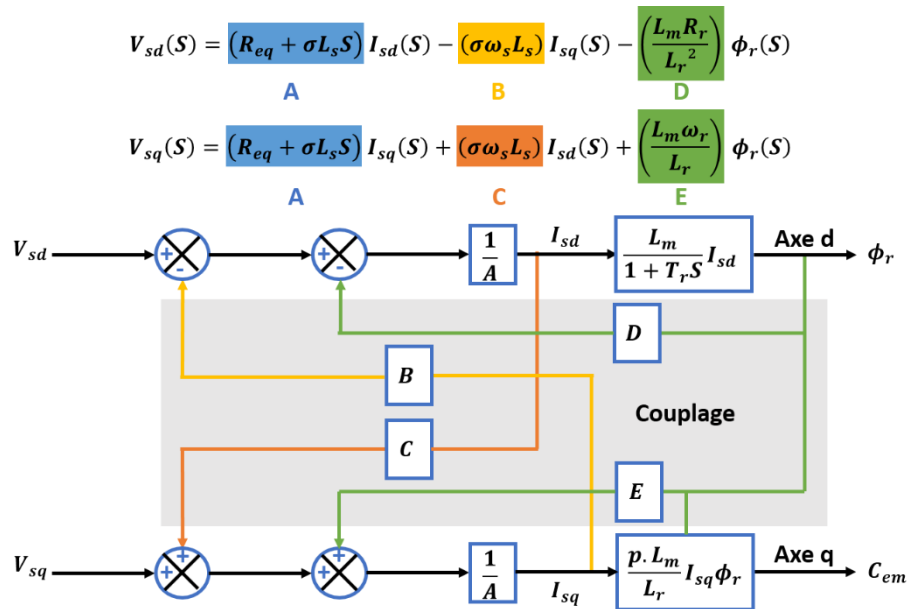


Figure III.13 Couplage de l'axe d avec l'axe q [22].

➤ Pour résoudre le problème de couplage des composants de l'axe direct avec celles de l'axe quadrature, il est nécessaire de transformer ce système multi-variable (2 entrées, 2 sorties) en deux systèmes mono-variables, où chaque système est indépendant de l'autre [17]. En fait, de nombreuses méthodes ont été développées pour réaliser cette transformation, et cela sera le sujet du paragraphe suivant.

III.4.4 Découplage Entrée/Sortie

Le découplage vise à limiter, autant que possible, l'effet d'une entrée à une seule sortie. Son principe est de refaire la modélisation du système concerné sous la forme d'un ensemble de systèmes mono-variables évoluant en parallèle. Ainsi, les commandes sont non interactives [17]. Plusieurs techniques de découplage sont décrites dans la littérature et donnent sensiblement les mêmes résultats telles que [21] :

- Découplage en utilisant un régulateur.
- Découplage par retour d'état.
- Découplage par compensation.

En pratique, la technique du découplage par compensation est la plus courante dans le développement d'algorithmes de contrôle vectoriel à flux rotorique orienté. Alors, elle servira de base à l'étude de ce projet.

Découplage par compensation

Le principe consiste à chercher deux nouvelles entrées ou bien variables pour découpler l'évolution simultanée des grandeurs contrôlées, dont chaque entrée affecte uniquement l'une de ces grandeurs [21].

Supposons que v_{sd1} et v_{sq1} sont les deux nouvelles variables. Dans notre cas et suivant le principe du découplage par compensation, il faut que v_{sd1} n'agisse que sur i_{sd} et v_{sq1} sur i_{sq} .

Les deux nouvelles variables v_{sd1} et v_{sq1} doivent être définies de manière que les termes de couplage entre les deux axes d et q doivent être éliminés. En regardant l'équation III.40, il est clair que le terme $\left(-\sigma\omega_s L_s i_{sq} - \frac{L_m R_r}{L_r^2} \phi_r\right)$ est celui qui relie v_{sd} avec i_{sq} , le terme $\left(\sigma\omega_s L_s i_{sd} + \frac{L_m}{L_r} \omega_r \phi_r\right)$ connecte v_{sq} avec i_{sd} .

Pour atteindre l'objectif que les deux nouvelles variables v_{sd1} et v_{sq1} n'affectent que i_{sd} et i_{sq} , respectivement, ces deux nouvelles variables doivent être définies selon les formules suivantes :

$$\begin{cases} v_{sd1} = v_{sd} - e_{sd} \\ v_{sq1} = v_{sq} - e_{sq} \end{cases} \quad \text{III.45}$$

Avec :

$$\begin{cases} e_{sd} = -\sigma\omega_s L_s i_{sq} - \frac{L_m R_r}{L_r^2} \phi_r \\ e_{sq} = \sigma\omega_s L_s i_{sd} + \frac{L_m}{L_r} \omega_r \phi_r \end{cases} \quad \text{III.46}$$

Où e_{sd}, e_{sq} Termes de découplage.

Donc, faire la soustraction dans l'équation III.45 donne les résultats suivants :

$$\begin{cases} v_{sd1} = R_{eq}i_{sd} + \sigma L_s \frac{di_{sd}}{dt} \\ v_{sq1} = R_{eq}i_{sq} + \sigma L_s \frac{di_{sq}}{dt} \end{cases} \quad \text{III.47}$$

Ces dernières équations expliquent explicitement comment les deux nouvelles entrées ne permettent aucun couplage entre l'axe d et l'axe q de sorte que la première entrée n'est reliée qu'au courant statorique de la composante directe et l'autre au courant statorique de la composante quadrature. Schématiquement, la technique de découplage par compensation peut être représentée comme illustré dans la figure suivante :

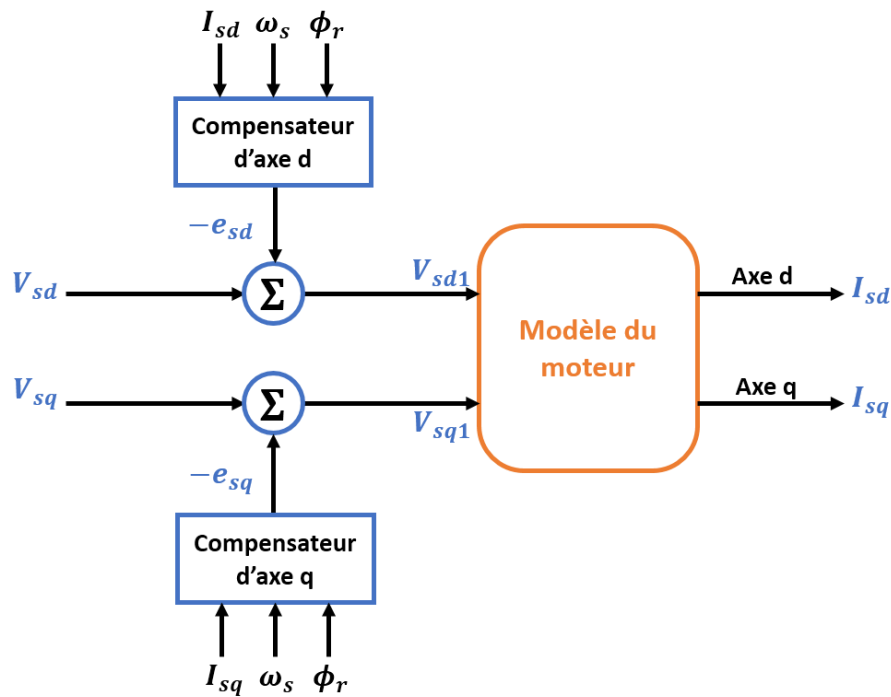


Figure III.14 Principe du découplage par compensation [22].

Grâce à cette technique de découplage illustrée sur la figure III.15 ci-dessus, si la compensation est bien correcte, l'action sur l'une des entrées n'engendra aucune variation sur l'autre sortie. Cela peut être expliqué par le schéma fonctionnel ci-dessous :

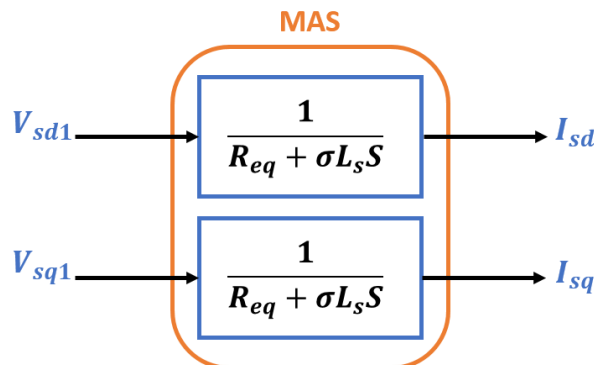


Figure III.15 Schéma fonctionnel équivalent du moteur asynchrone [17].

Comme le montre la figure III.15, l'introduction de la technique de découplage par compensation a produit un modèle aux systèmes mono-variables où chacun ajuste une seule grandeur, ce qui permet finalement d'accéder à une commande découplée du couple et du flux.

Bien que résolvant le problème du couplage entre l'axe d et l'axe q, le contrôle séparé de couple et de flux a lieu dans une boucle ouverte, ce qui affecte de manière indésirable la qualité des signaux de sortie. Alors, des boucles d'asservissement (régulation) doivent être établies. Pour le couple, facile à asservir correctement puisqu'il est mesurable à l'aide d'un capteur dit couplemètre. Mais, la régulation du flux pose des problèmes car il n'est pas mesurable et ceci est dû à la construction du moteur asynchrone qui ne permet pas d'accéder à la mesure des grandeurs rotoriques [19]. Outre le flux rotorique, l'inaccessibilité de la mesure de son angle pose également un autre problème dans la réalisation de la transformation triphasée-biphasée de *Park*.

➤ Ainsi, l'impossibilité de mesurer le flux rotorique ou plutôt son amplitude en plus de son angle nécessite l'utilisation de techniques d'estimation ou d'observation à partir des grandeurs mesurables. Alors, le sujet de l'estimation de l'amplitude et de l'angle du flux rotorique sera étudié dans le paragraphe suivant.

III.4.5 Estimation du flux rotorique

Afin d'arriver à déterminer la position (l'angle) et l'amplitude du flux rotorique, il est possible d'utiliser un bobinage supplémentaire ou un capteur à effet *Hall*. En fait, la construction du moteur asynchrone ne permet pas d'installer comme ces capteurs, ce qui nécessite une construction spéciale de la machine. En plus, ces types de capteurs sont mécaniquement fragiles, et ne peuvent pas travailler dans des conditions sévères comme les vibrations et les échauffements [21]. Ainsi, le moteur perd ses principaux avantages tels que la robustesse et la simplicité de construction.

Devant la complexité posée par l'installation des capteurs servant à mesurer le flux rotorique, des modèles dynamique estimés du flux ont été développés, mais ça nécessite l'utilisation des grandeurs facilement mesurables telles que les courants statoriques, les tensions statoriques et la vitesse de rotation. Selon la façon dont le flux rotorique est estimé, deux algorithmes de la commande vectorielle sont distingués [20, 22] : *algorithme de la commande vectorielle directe et algorithme de la commande vectorielle indirecte*.

III.4.5.1 Algorithme de la commande vectorielle directe

Cet algorithme a constamment besoin d'obtenir les valeurs exactes de l'amplitude du flux rotorique et de sa position angulaire à tout instant, ce qui entraîne un découplage correct entre le couple et le flux quel que soit le point de fonctionnement. Ainsi, la dynamique du moteur est bien contrôlée avec cet algorithme [18, 20].

Estimation de l'amplitude du flux rotorique (ϕ_{r_est})

En fait, l'appellation *directe* vient de la manière dont l'amplitude du flux a été estimée [23], où elle est définie directement suivant l'équation III.48 :

$$\phi_{r_est} = \frac{L_m}{1 + T_r \cdot S} i_{sd} \quad \text{III.48}$$

R! Le symbole "est" désigne la valeur estimée.

La mesure du courant statorique a aidé à estimer l'amplitude du flux rotorique comme indiqué par l'équation ci-dessus.

Estimation de la position angulaire du flux rotorique (θ_{r_est})

La connaissance de la position angulaire du flux rotorique est nécessaire pour la transformation triphasé-biphasé de *Park*, où cette transformation ne se fait qu'avec la définition de l'angle θ_s qui désigne la position angulaire entre l'axe de référence du stator et celui du repère imaginaire (d-q). Alors θ_s , c'est un angle imaginaire non mesurable, ce qui nécessite son estimation [24].

Mathématiquement, l'angle θ_s peut être définie par l'équation II.30 comme suit :

$$\theta_s = \theta_r + \theta \quad \text{III.49}$$

Dont, θ représente l'angle entre le stator et le rotor qui peut être mesuré par un capteur de position. Alors que la position angulaire rotorique (θ_r) est impossible à mesurer car elle représente un angle imaginaire entre l'axe de référence du rotor et celui du repère (d-q). Alors, il faut l'estimer [18]. Mathématiquement, l'angle θ_r est estimée de la manière suivante :

$$\theta_{r_est} = \int \omega_{r_est} \cdot dt \quad \text{III.50}$$

Avec ω_r peut être tiré de des équations II.(36)-(37) sous la façon ci-dessous :

$$\omega_{r_est} = \frac{L_m}{T_r \phi_{r_est}} i_{sq} \quad \text{III.51}$$

Donc :

$$\theta_{r_est} = \int \frac{L_m}{T_r \phi_{r_est}} i_{sq} \cdot dt \quad \text{III.52}$$

Finalement, l'estimation de l'angle θ_s est définie en utilisant l'expression suivante :

$$\theta_{s_est} = \theta_r + \theta = \int \frac{L_m}{T_r \phi_{r_est}} i_{sq} \cdot dt + \theta \quad \text{III.53}$$

Egalement, l'angle θ peut être calculée suivant la relation :

$$\theta = \int \omega. dt = \int p\Omega. dt \quad \text{III.54}$$

Ainsi, l'équation III.53 devient :

$$\theta_{s_est} = \int (\omega_{r_est} + \omega) dt = \int \left(\frac{L_m}{T_r \phi_{r_est}} i_{sq} \cdot dt + p\Omega \right) dt \quad \text{III.55}$$

Schématiquement, le schéma fonctionnel ci-dessous simplifie le calcul de l'estimateur du flux rotorique :

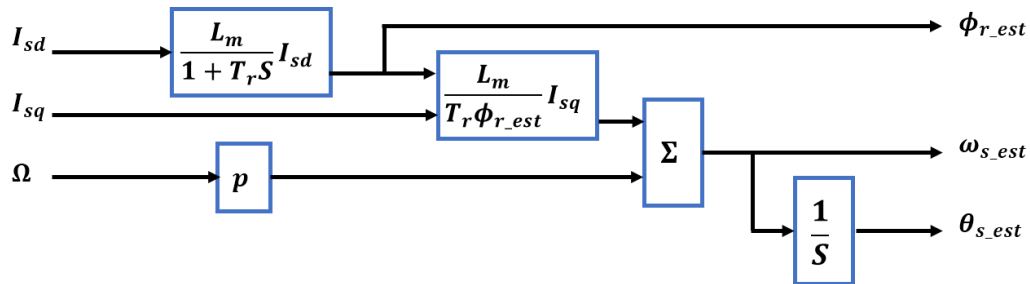


Figure III.16 Schéma bloc de l'estimateur du flux rotorique [24].

Organisation fonctionnel de l'algorithme de la commande vectorielle directe

A partir du modèle du moteur asynchrone sous les conditions $\phi_{rq=0}$ et $\phi_{rd} = \phi_r = C^{te}$, équations de découplage, et des équations d'estimation, l'algorithme de la commande vectorielle directe peut être élaboré par le schéma fonctionnel de la figure III.17.

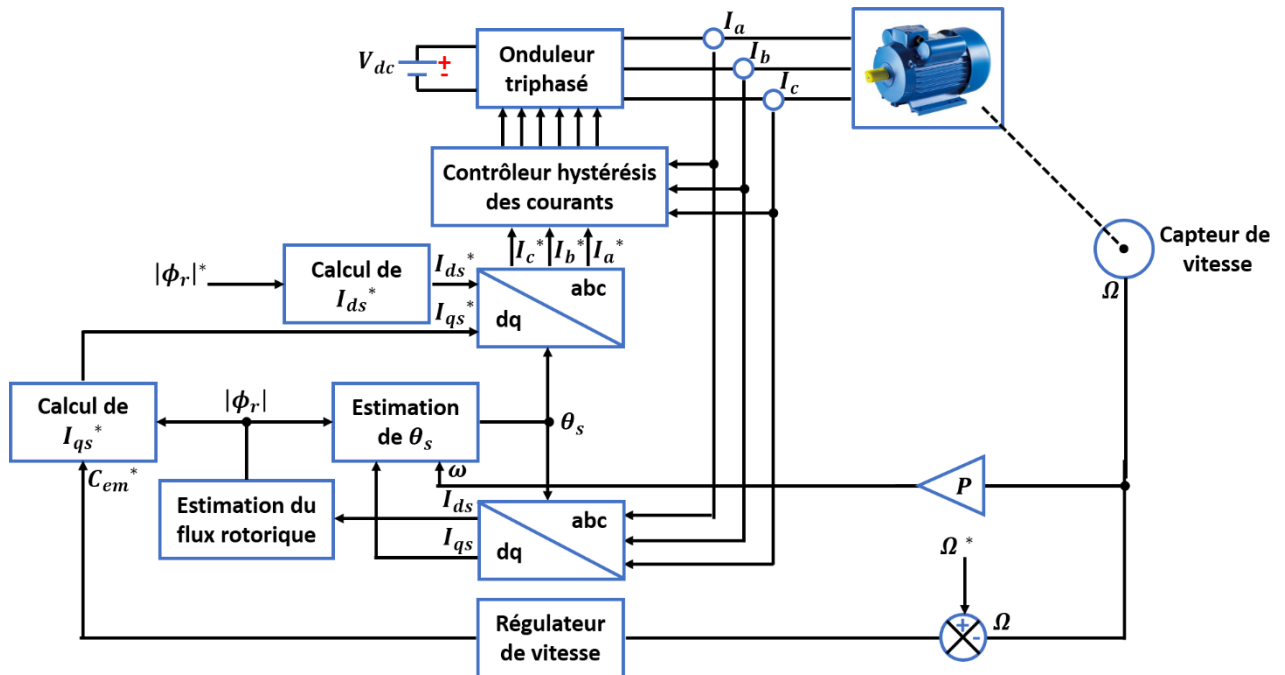


Figure III.17 Schéma de principe de la commande vectorielle directe du moteur asynchrone alimenté en tension [18].

- Le moteur asynchrone est alimenté par un onduleur MLI à hystérésis commandé par le courant (contrôle des courants par hystérésis), qui fonctionne comme une source de courant sinusoïdal triphasé. La vitesse du moteur Ω est comparée à la référence Ω^* et l'erreur est traitée par le régulateur de vitesse pour produire une commande de couple C_{em}^* .
- Le rôle du régulateur de vitesse est de maintenir la vitesse du moteur égale à l'entrée de la vitesse de référence en régime permanent et de fournir une bonne dynamique pendant le régime transitoire. Le régulateur peut être de type proportionnel-intégral.
- Les courants de référence i_{sd}^* et i_{sq}^* sont converties en courants de phase de référence i_a^* , i_b^* et i_c^* pour les comparateurs hystérésis. Ce dernier traite les courants mesurés (actuels) et les courants de référence pour produire les signaux de gâchettes de l'onduleur.

III.4.5.2 Algorithme de la commande vectorielle indirecte

A l'inverse du contrôle vectoriel direct, cet algorithme ne nécessite pas de recherche de la valeur exacte de l'amplitude du flux rotorique, quant à sa position angulaire, sa valeur doit être précisément définie à chaque instant [22, 25]. Ainsi, cet algorithme n'a pas besoin de développer un modèle dynamique pour estimer l'amplitude du flux rotorique et par conséquent une optimisation économique qui en résulte. Cependant, ne pas connaître la valeur précise de l'amplitude du flux rotorique peut conduire à un découplage mal correct entre le couple et flux, et ainsi, le contrôle de la dynamique du moteur ne sera pas précis [17].

Ici, l'appellation *indirecte* est due au fait que cet algorithme ne spécifie pas directement l'amplitude du flux rotorique comme dans l'algorithme précédent, mais est plutôt réglé à partir de la valeur d'une autre grandeur, qui est la vitesse de rotation [25].

En fait, dans les machines électriques tournantes, le flux et la vitesse du rotor sont liées à une relation non linéaire appelée *l'équation de défluxage* [26].

Equation de défluxage

L'équation de défluxage, ou souvent appelée bloc de défluxage, c'est une fonction non linéaire qui définit l'amplitude du flux rotorique à chaque vitesse de rotation caractérisant le fonctionnement du moteur asynchrone [25, 26]. Cette équation est définie comme suit :

$$\phi_r = \begin{cases} \phi_{r_nom} & Si \quad |\Omega| \leq \Omega_{nom} \\ \phi_{r_nom} \frac{\Omega_{nom}}{|\Omega|} & Si \quad |\Omega| > \Omega_{nom} \end{cases} \quad III.56$$

Où ϕ_{r_nom} [Wb] Flux rotorique nominal.
 Ω_{nom} [rad/s] Vitesse de rotation nominale.

Graphiquement, l'équation de défluxage est représentée comme suit :

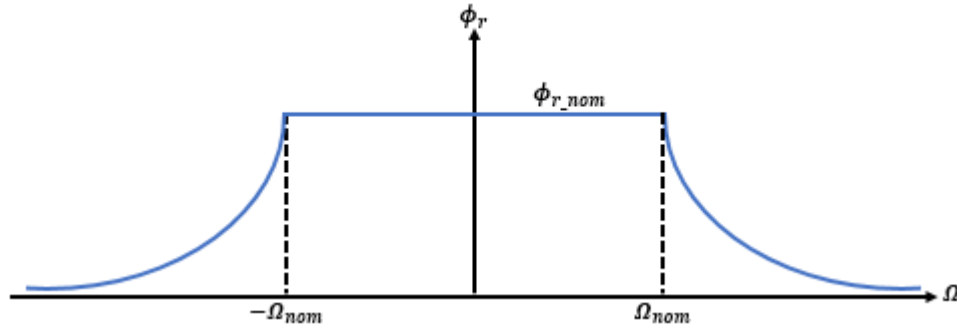


Figure III.18 Bloc de défluxage [25].

En pratique, l'utilisation de l'équation de défluxage est très utile car elle détermine automatiquement l'amplitude du flux rotorique et évite ainsi à l'utilisateur de la rechercher, mais le point noir de cette équation est qu'elle ne donne pas la valeur exacte de l'amplitude du flux, ce qui affecte de manière négative la qualité de la technologie de contrôle vectoriel [26].

Pour l'estimation de la position angulaire du flux rotorique, elle est spécifiée de la même manière que dans la commande vectorielle directe.

Organisation fonctionnel de l'algorithme de la commande vectorielle indirecte

Le schéma fonctionnel correspondant à l'algorithme de contrôle vectoriel indirect est présenté dans la figure suivante :

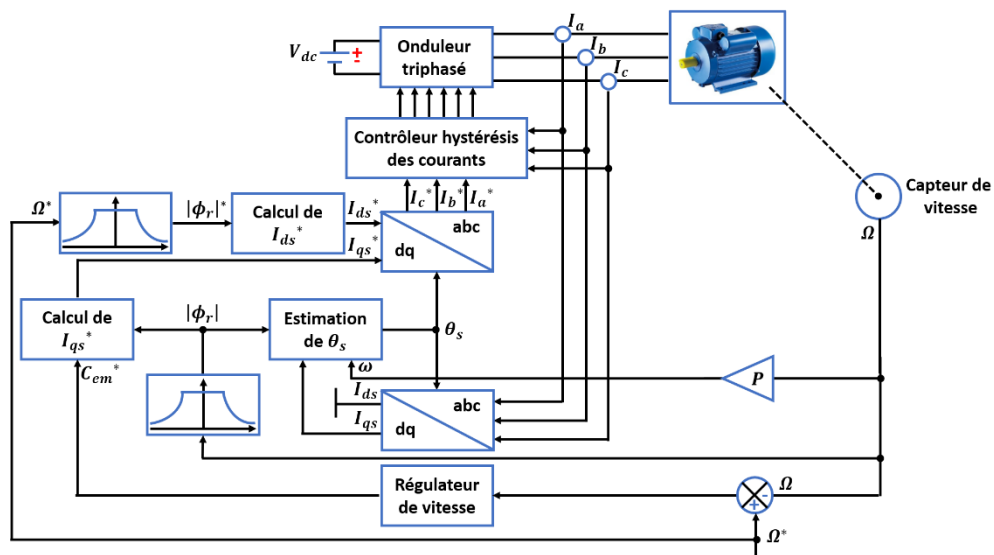


Figure III.19 Schéma de principe de la commande vectorielle indirecte du moteur asynchrone alimenté en tension [25].

A peu près, c'est le même schéma de la commande vectorielle directe, mais ici l'amplitude du flux rotorique de référence est déterminée en introduisant le bloc de défluxage.

Comme conclusion, le contrôle vectoriel direct permet de régler directement le flux rotorique, contrairement au contrôle vectoriel indirect par lequel le flux est réglé par le contrôle de la vitesse de rotation suivant la relation de défluxage qui les lie [22].

➤ Après avoir construit l'algorithme du contrôle vectoriel direct et indirect, la dernière étape pour assurer des performances élevées de la part de l'algorithme doit être fixée, et cette étape consiste à ajuster les paramètres du régulateur de vitesse. Le sujet du paragraphe suivant abordera ce point.

III.4.6 Ajustage du régulateur de vitesse

Le régulateur joue un rôle important dans l'amélioration de la qualité du contrôle vectoriel du moteur asynchrone, où la dynamique de ce dernier est fortement dépendante des valeurs des paramètres du régulateur et donc un ajustement minutieux de ces paramètres est très nécessaire [19].

Étant donné que la vitesse de rotation prend un comportement continu dans le régime permanent, le régulateur de type PI (Proportionnel-Intégral) suffit pour la contrôler [17]. Dont, l'action proportionnelle permet de régler la rapidité alors que l'action intégrale a pour but d'annuler l'erreur statique entre la référence et la mesure. Schématiquement, le régulateur PI est représenté comme suit :

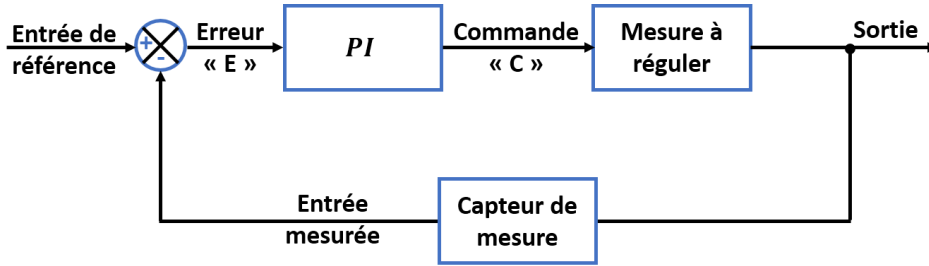


Figure III.20 Schéma bloc du régulateur PI [17].

La fonction de transfert correspondant au régulateur PI s'écrit comme suit :

$$FT = \frac{C(S)}{E(S)} = K_p + \frac{K_i}{S} = K_p \left(1 + \frac{K_i}{K_p S} \right) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i S} \right) = K_p \left(\frac{1 + T_i S}{T_i S} \right) \quad III.57$$

Avec :

$$T_i = \frac{K_p}{K_i} \quad III.58$$

Où T_i [s] Constante de temps d'intégration.

Suivant l'équation mécanique qui décrit la dynamique du moteur asynchrone, la régulation de la vitesse de rotation peut donc être représentée par le schéma fonctionnel suivant :

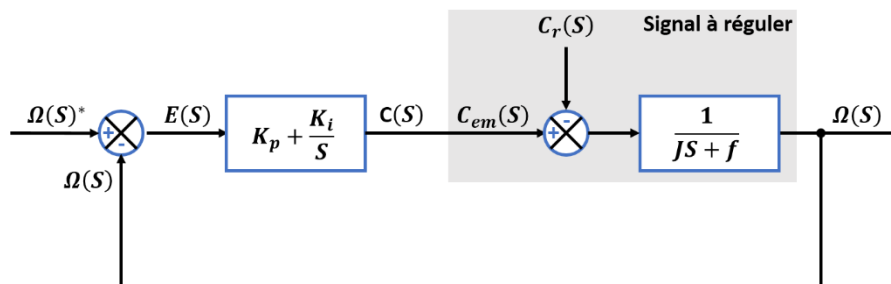


Figure III.21 Schéma fonctionnel de la régulation de vitesse [17].

En boucle ouverte, ce schéma bloc est donné par la fonction de transfert suivante en considérant seulement l'entrée de commande (Ω^*) :

$$FTBO = \frac{\Omega(S)}{\Omega^*(S)} = K_p \left(\frac{1 + T_i S}{T_i S} \right) \left(\frac{1}{f + J S} \right) = K_p \left(\frac{1 + T_i S}{T_i S} \right) \left(\frac{\frac{1}{f}}{1 + \frac{J}{f} S} \right) \quad III.59$$

Pour simplifier, le régulateur PI doit être installé de manière à ce que le comportement de vitesse en boucle fermée soit de premier ordre [21]. Pour cela, il faut poser ce qui suit :

$$1 + T_i S = 1 + \frac{J}{f} S \quad III.60$$

Ainsi, la fonction de transfert de l'équation III.59 devient :

$$FTBO = \frac{\Omega(S)}{\Omega^*(S)} = \frac{K_p}{f} \frac{1}{T_i S} \quad III.61$$

En boucle fermée, la fonction de transfert est exprimée en fonction de celle en boucle ouverte comme suit :

$$FTBF = \frac{\Omega(S)}{\Omega^*(S)} = \frac{FTBO}{1 + FTBO} = \frac{\frac{K_p}{f} \frac{1}{T_i S}}{1 + \frac{K_p}{f} \frac{1}{T_i S}} = \frac{K_p}{f T_i S + K_p} = \frac{1}{1 + \left(\frac{f T_i}{K_p} \right) S} \quad III.62$$

D'autre part, la forme canonique du modèle de premier ordre en boucle fermée est la suivante :

$$H(S) = \frac{K}{1 + \tau S} \quad III.63$$

Où τ [s] Constante de temps (toujours positive). Elle caractérise l'évolution de $\omega(t)$.
 K / Gain statique (gain en régime permanent). $K = \omega^*(\infty) / \omega(\infty)$.

A partir des équations III.(60) et II.(62)-(63), il est possible d'écrire :

$$\begin{cases} K = 1 \\ 1 + T_i S = 1 + \frac{J}{f} S \\ \left(\frac{f T_i}{K_p} \right) = \tau \end{cases} \quad III.64$$

En faisant correspondre, T_i et K_p peuvent être tirés comme suit :

$$\begin{cases} T_i = \frac{J}{f} \\ K_p = \frac{f T_i}{\tau} = \frac{J}{\tau} \end{cases} \quad III.65$$

Pour l'action K_i , il peut être calculé avec la relation suivante :

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} = \frac{J f}{\tau J} = \frac{f}{\tau} \quad \text{III.66}$$

Finalement, les actions K_p et K_i sont calculées en fonction des paramètres du moteur et de la constante de temps comme indiqué dans l'équation ci-dessous :

$$\begin{cases} K_p = \frac{J}{\tau} \\ K_i = \frac{f}{\tau} \end{cases} \quad \text{III.67}$$

En effet, l'action proportionnelle est plus importante que la constante de temps ($K_p \gg \tau$) [21].

III.4.7 Modèle SIMULINK du contrôle vectoriel

Afin d'arriver à une conception de système de PS qui répond à tous les critères requis, le recours à un contrôle vectoriel direct est le plus approprié dans ce cas. La figure III.22 montre le modèle SIMULINK de la stratégie du contrôle vectoriel sous l'environnement MATLAB/SIMULINK pour commander un moteur asynchrone intégré dans un système de PS.

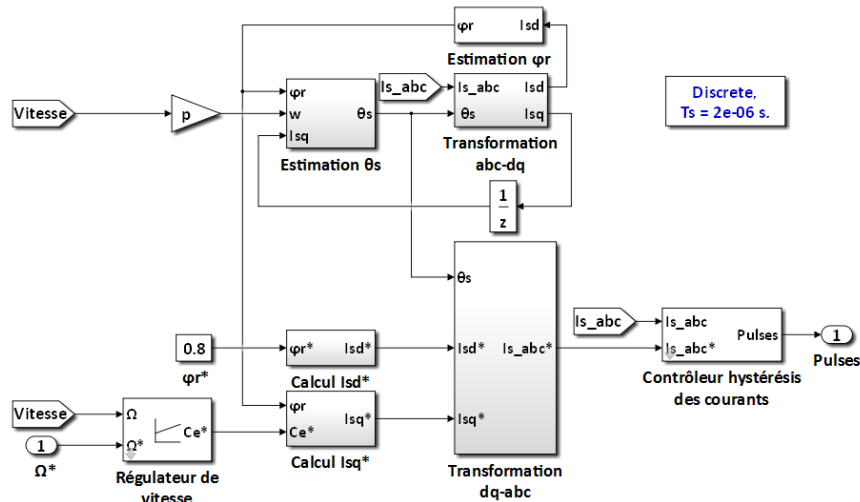


Figure III.22 Modèle SIMULINK du contrôle vectoriel du moteur asynchrone.

Où, tous les sous-systèmes formant ce modèle ont été construits comme suit :

Transformation triphasé-biphasé de Park (transformation directe)

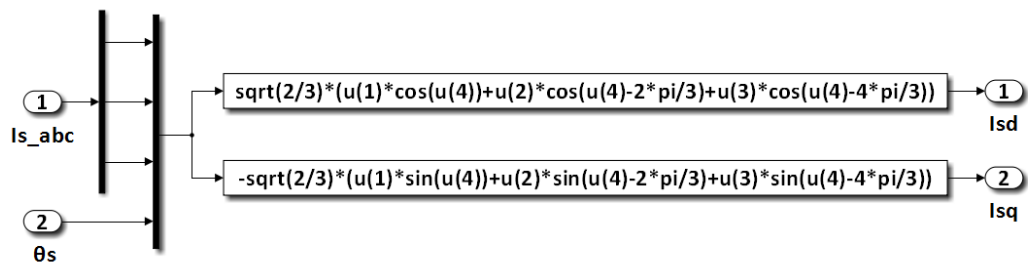


Figure III.23 Diagramme fonctionnel de la transformation abc-dq.

Transformation biphasé-triphasé de Park (transformation inverse)

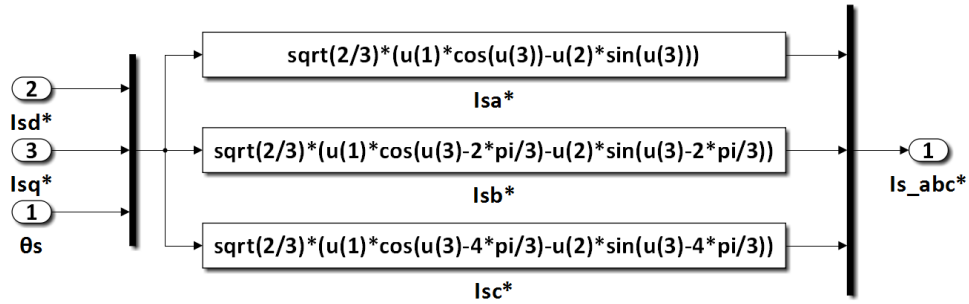


Figure III.24 Diagramme fonctionnel de la transformation dq-abc.

Estimation de l'amplitude du flux rotorique (ϕ_r)

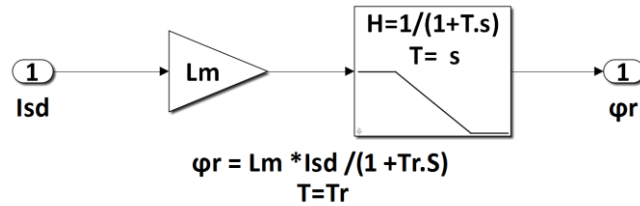


Figure III.25 Diagramme fonctionnel pour calculer le flux rotorique.

Estimation de la position angulaire statorique (θ_s)

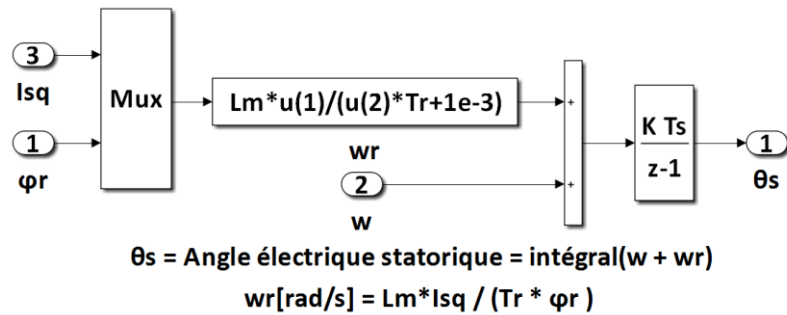


Figure III.26 Diagramme fonctionnel pour calculer θ_s .

Calcul du courant statorique direct de référence (i_{sd}^*)

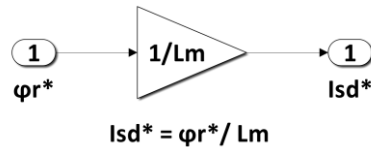


Figure III.27 Diagramme fonctionnel pour calculer i_{sd}^* .

Calcul du courant statorique quadrature de référence (i_{sq}^*)

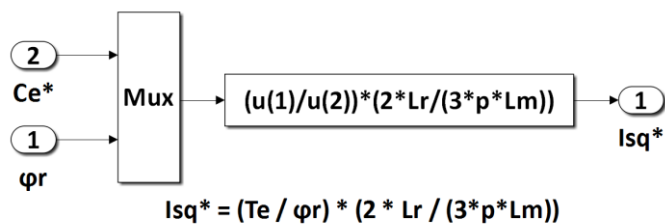


Figure III.28 Diagramme fonctionnel pour calculer i_{sq}^* .

Régulation PI de la vitesse de rotation (Ω)

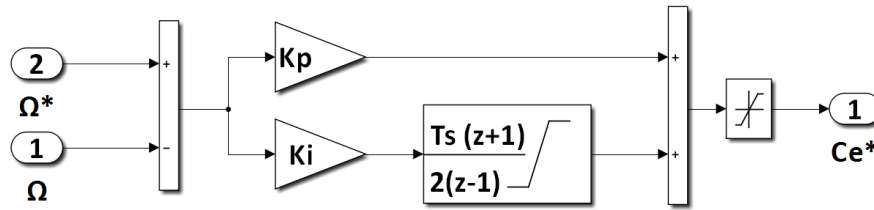


Figure III.29 Diagramme fonctionnel de la régulation de Ω .

R! Quant au schéma fonctionnel du contrôleur hystérésis, il a été représenté sur la Figure III.9.

➤ Après avoir étudié toutes les technologies proposées dans le circuit de commande, il reste maintenant à vérifier les performances, le comportement et le rendement du système de pompage solaire avec ces techniques et dans différentes conditions de fonctionnement, ces points seront abordés dans le sujet du paragraphe suivant.

III.5 Résultats de la simulation et Discussion

Le système de pompage solaire étudié est conçu, modélisé et simulé dans l'environnement MATLAB/SIMULINK (voir l'annexe C). La performance du système est soumise à diverses conditions météorologiques, réalisée en termes de changement d'irradiance (ensoleillement). Les points saillants de ces résultats sont présentés ci-dessous. Avant d'analyser ces résultats, il est intéressant de noter les points suivants :

- Le générateur PV est conçu pour générer une tension allant jusqu'à 780[V] où cela nécessitait la connexion de 5 panneaux PV en série tandis que le nombre de panneaux en parallèle est de nombre 4. Sachant que chaque panneau photovoltaïque est composé de 4 modules PV en série.
- Le moteur asynchrone triphasé étudié est alimenté en tension.
- La stratégie du contrôle du moteur est basée sur l'algorithme du contrôle vectoriel direct.

III.5.1 Performance du système en état de démarrage et en régime permanent aux CTS

La figure III.30 traite la performance de démarrage (régime transitoire) du système et celle de régime permanent. Le système est démarré dans les CTS (c'est-à-dire que $E_0=1000[W/m^2]$ et $T_0=25[^\circ C]$). Le MPPT est atteint peu après le démarrage du système. La tension et le courant PV (V_{PV} et I_{PV}) atteignent leurs valeurs nominales comme on peut l'observer sur la figure III.30-a. La vitesse de référence (ω_{ref}), qui dépend de la puissance PV, atteint sa valeur nominale de 120[rad/s] en une succession rapide. La vitesse du moteur (ω) suit celle de ω_{ref} . Le courant de démarrage est initialement plus élevé que le courant nominal, mais il est limité à deux fois la valeur nominale. Le couple développé et le couple de la pompe (C_m et C_p) augmentent jusqu'à la valeur nominale, comme le montre la figure III.30-b.

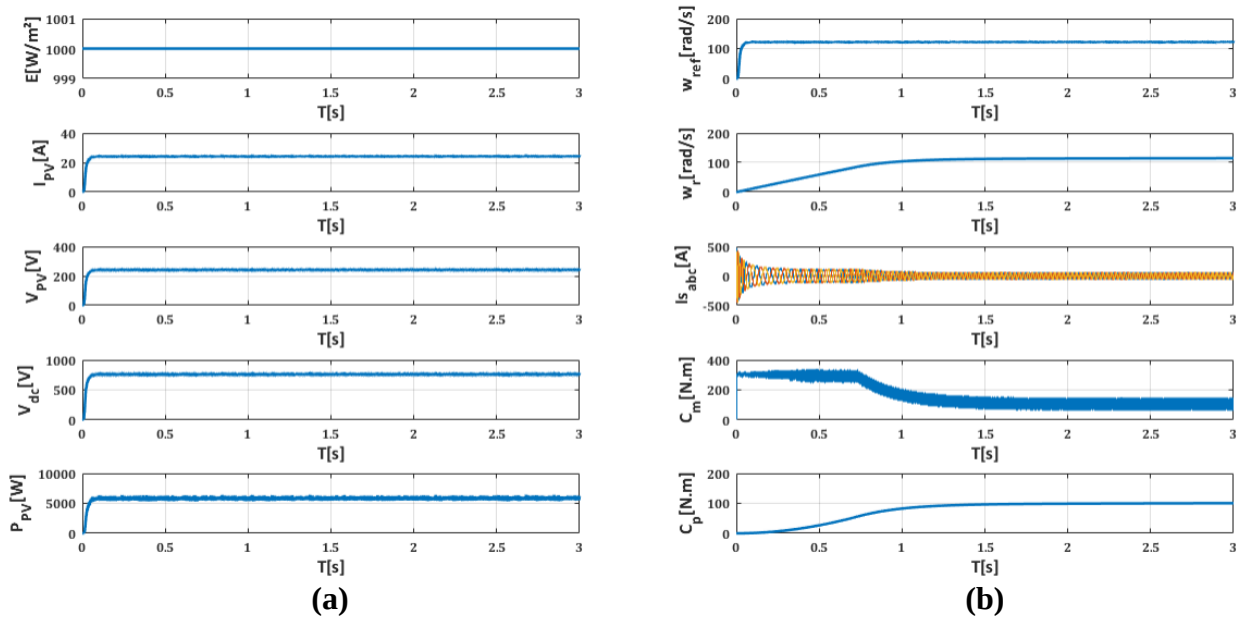


Figure III.30 Performance au démarrage et en régime permanent aux CTS :
(a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe.

III.5.2 Comportement dynamique du système : Diminution de l'irradiance de 1000[W/m^2] à 500[W/m^2]

La figure III.31 présente les résultats simulés du système étudié dans des conditions dynamiques de changement d'ensoleillement (La température reste constante à 25[°C]). On peut déduire des courbes de la figure III.31-a que le PPM de fonctionnement est décalée vers une valeur inférieure lorsque l'ensoleillement diminue. Ainsi, la tension aux bornes du générateur PV (V_{PV}) diminue légèrement. Cependant, le courant PV (I_{PV}) chute de manière significative comme on peut l'observer. En raison de la diminution de la puissance PV, la vitesse de référence et la vitesse du moteur (ω_{ref} et ω) se stabilisent à une valeur inférieure de 85[rad/s]. La diminution de l'ensoleillement réduit apparemment la charge et donc les courants de phase (courants statoriques) du moteur (i_a , i_b , et i_c) sont réduits. La performance du système montre une dynamique satisfaisante sur la diminution de l'ensoleillement.

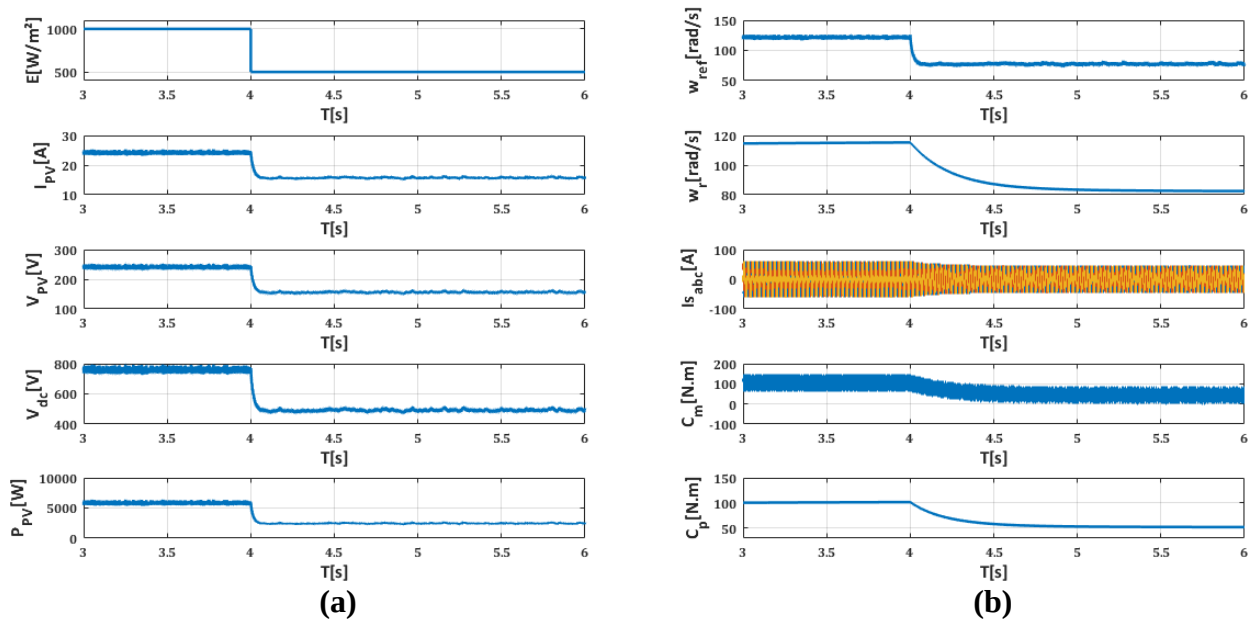


Figure III.31 Comportement dynamique, lors de la diminution de l'irradiance de 1000[W/m²] à 500[W/m²], de : **(a)** Générateur PV. **(b)** Groupe motopompe.

III.5.3 Comportement dynamique du système : augmentation de l'irradiance de 500[W/m²] à 1000[W/m²]

Les figures III.32 montrent les indices de performance à l'augmentation d'irradiance jusqu'à la valeur nominale (La température reste constante à 25[°C]). La performance du système est similaire à celle qui a été observée dans le cas précédent. Le système se comporte de manière satisfaisante dans ces conditions de fonctionnement.

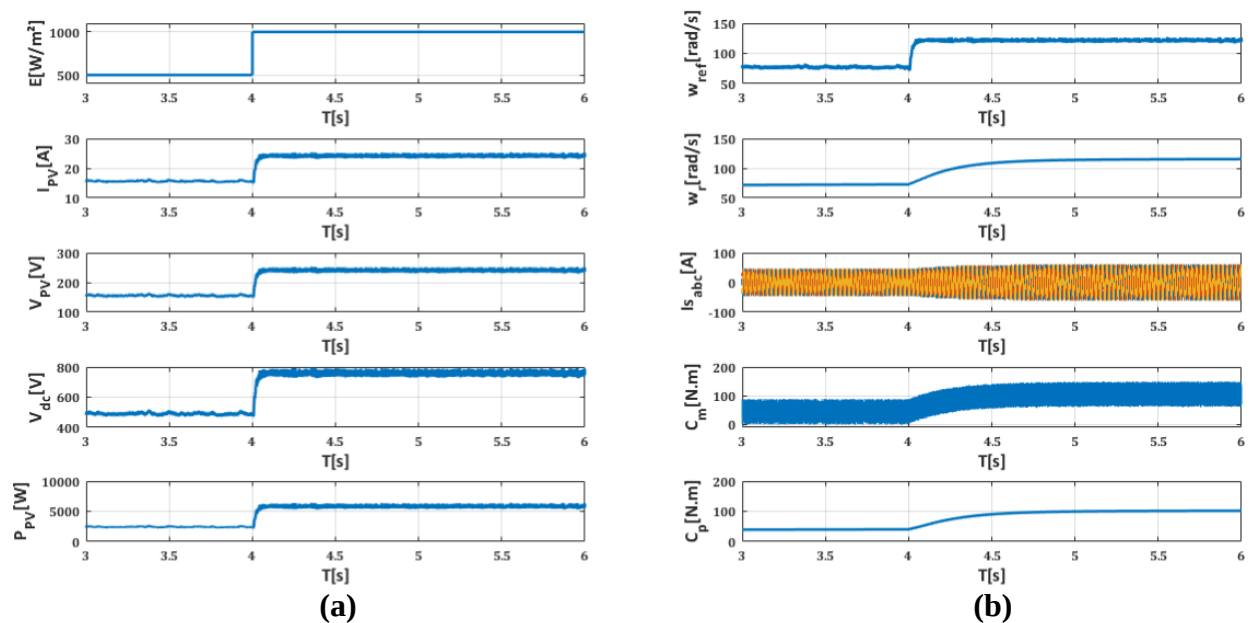


Figure III.32 Comportement dynamique, lors de l'augmentation de l'irradiance de 500[W/m²] à 1000[W/m²], de : **(a)** Générateur PV. **(b)** Groupe motopompe.

III.5.4 Variation du couple de charge avec le changement de l'irradiation

La figure III.33 montre la variation du couple de charge (C_p) par rapport à la variation de l'irradiance (La température reste constante à 25[°C]). La vitesse du moteur (ω) varie en fonction de la variation de l'ensoleillement comme nous l'avons déjà expliqué. Le couple de charge de la pompe est directement proportionnel au carré de la vitesse du moteur (ω). Par conséquent, les graphiques paraboliques sont observés. Ces courbes montrent la variation du couple de charge à deux irradiances différentes, à savoir 1000[W/m²] et 500[W/m²].

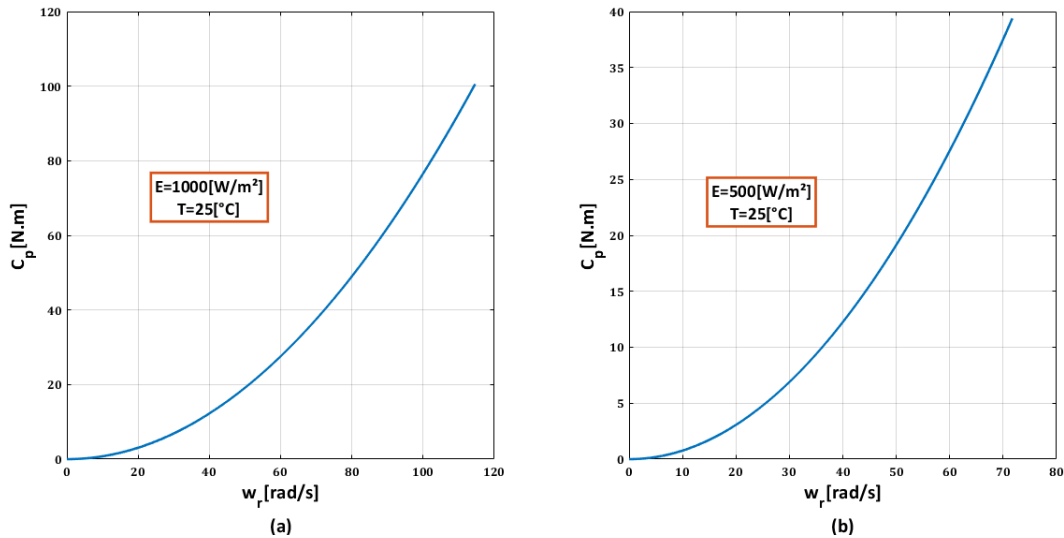


Figure III.33 Vitesse Vs couple de charge pour irradiances de : **(a)** 1000[W/m²]. **(b)** 500[W/m²].

III.5.5 Contrôle du flux aux CTS

La figure III.34 présente le fonctionnement du système à 20% du flux nominal aux CTS. Il en résulte une puissance demandée PV plus faible, ce qui à son tour entraîne une vitesse de référence plus faible (ω_{ref}). La vitesse du moteur (ω) est maintenue égale à sa vitesse de référence. Par conséquent, le courant de phase statorique, le couple développé (C_m) et le couple de la pompe (C_p) sont maintenus aux valeurs correspondant au flux souhaité comme le montre la figure.

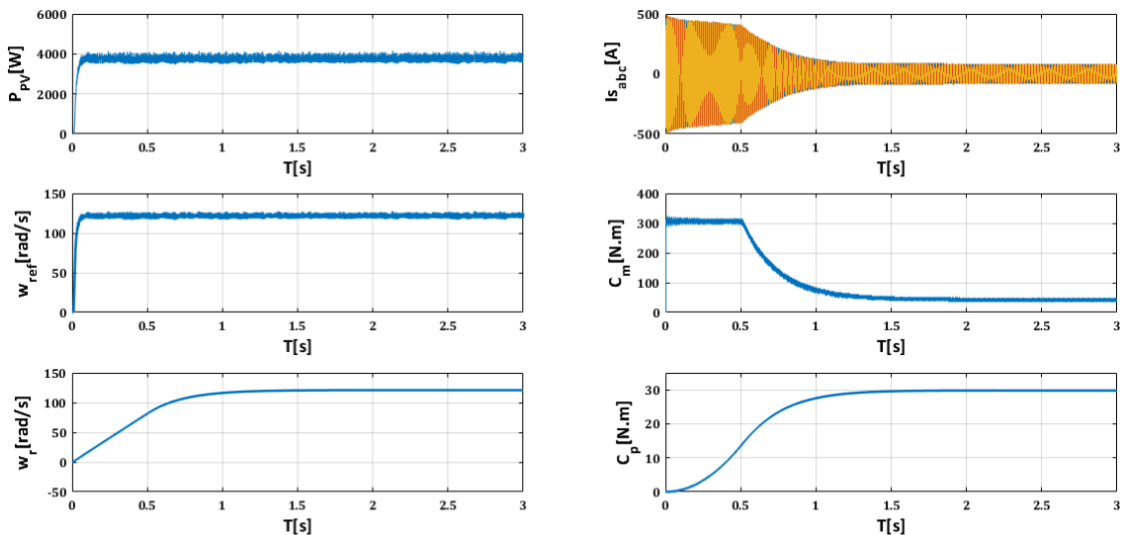


Figure III.34 Performance du système à 20% du flux nominal et aux CTS.

III.6 Conclusion

- ✓ À la fin de ce chapitre, l'image complète du système de pompage solaire étudié dans ce projet est présentée. Comme le confirment les résultats de la simulation, les critères de la bonne performance comme le rendement, la rapidité et la stabilité ont été respectés et cela est dû à la qualité de la stratégie de contrôle qui a été développée en tenant compte de toutes les conditions de fonctionnement possibles.
- ✓ Ce système, qui a été modélisé et simulé sous MATLAB/SIMULINK, fonctionne de manière satisfaisante dans diverses conditions de fonctionnement. Sa dynamique et sa performance générale montrent une nette amélioration au moment du démarrage, en régime transitoire et en régime permanent dans des conditions de changement du niveau d'irradiance du générateur PV.
- ✓ En fait, le générateur photovoltaïque a maintenu à fonctionner à proximité de la puissance maximale dans les différents niveaux d'irradiance, ce qui a été réalisé grâce à l'algorithme MPPT INC avancé étudié dans ce projet. De plus, La performance stable du moteur asynchrone triphasé est en réalité le résultat de deux facteurs, le premier étant l'algorithme du contrôle vectoriel direct et l'autre dans les impulsions de déclenchement pour les gâchettes de l'onduleur triphasé qui sont générées par le contrôleur hystérésis des courants.

Bien que le système de pompage solaire étudié ait satisfait à toutes les normes de qualité comme le démontrent les résultats simulés, il est possible d'y inclure d'autres techniques qui ajoutent une sorte d'optimisation fonctionnelle et économique. L'ajout de ces techniques augmente plus la robustesse et la fiabilité du système de pompage solaire étudié. *Ainsi, le développement de la stratégie d'optimisation pour un système de pompage solaire étudié fera le sujet du prochain chapitre.*

Références

- [1] L. Xu, R. Cheng, and J. Yang, "A New MPPT Technique for Fast and Efficient Tracking under Fast Varying Solar Irradiation and Load Resistance," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2020, pp. 6535372, 2020/02/04, 2020.
- [2] M. F. N. Tajuddin, S. M. Ayob, Z. Salam, and M. S. Saad, "Evolutionary based maximum power point tracking technique using differential evolution algorithm," *Energy and Buildings*, vol. 67, pp. 245-252, 2013/12/01/, 2013.
- [3] T. K. Soon, S. Mekhilef, and A. Safari, "Simple and low cost incremental conductance maximum power point tracking using buck-boost converter," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5, pp. 023106, 2013.
- [4] F. A. O. Aashoor, and F. V. P. Robinson, "A variable step size perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking." pp. 1-6.
- [5] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang, "A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2622-2628, 2008.
- [6] T. K. Soon, and S. Mekhilef, "A Fast-Converging MPPT Technique for Photovoltaic System Under Fast-Varying Solar Irradiation and Load Resistance," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, no. 1, pp. 176-186, 2015.
- [7] S. Motahhir, A. El Ghzizal, S. Sebti, and A. Derouich, "Modeling of Photovoltaic System with Modified Incremental Conductance Algorithm for Fast Changes of Irradiance," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2018, pp. 3286479, 2018/03/13, 2018.
- [8] R. F. Coelho, F. Concer, and D. C. Martins, "A study of the basic DC-DC converters applied in maximum power point tracking." pp. 673-678.
- [9] R. W. M. D. Erickson, *FUNDAMENTALS OF POWER ELECTRONICS*, [Place of publication not identified: SPRINGER NATURE, 2020.
- [10] A. Albanna, "Modeling & Simulation of Hysteresis Current Controlled Inverters Using MATLAB," 2011.
- [11] G. Ledwich, and F. Zare, "Three phase hysteresis controls- simple options for improvement." pp. 1-6.
- [12] B. V. Ranganadh, A. M. Prasad, and M. Sreedhar, "Modelling And Simulation Of A HysteresisBand Pulse Width Modulated CurrentController Applied To A Three Phase VoltageSource Inverter By Using Mat lab," *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Energy*, vol. 2, pp. 4378-4387, 2013.
- [13] M. H. Rashid. "Power electronics handbook," <https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpPEHE000C/power-electronics-handbook/power-electronics-handbook>.
- [14] F. Blaabjerg, *Control of power electronic converters and systems*, 2018.

- [15] A. Tilli, and A. Tonielli, "Sequential design of hysteresis current controller for three-phase inverter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 45, no. 5, pp. 771-781, 1998.
- [16] L. Dalessandro, U. Drofenik, S. D. Round, and J. W. Kolar, "A novel hysteresis current control for three-phase three-level PWM rectifiers." pp. 501-507 Vol. 1.
- [17] H. Abu-Rub, A. Iqbal, and J. Guzinski. "High performance control of AC drives with MATLAB/Simulink models."
- [18] A. Kumar, and T. Ramesh, "Direct Field Oriented Control of Induction Motor Drive." pp. 219-223.
- [19] S. M. Shinnars. "Advanced modern control system theory and design," <http://catalog.hathitrust.org/api/volumes/oclc/39639993.html>.
- [20] A. M. Trzynadlowski, *The field orientation principle in control of induction motors*, Boston; Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1994.
- [21] R. H. Bishop, *Modern control systems analysis and design using MATLAB and SIMULINK*, Harlow: Prentice Hall, 2002.
- [22] L. M. Burrows, D. S. Zinger, and M. E. Roth, "Field Oriented Control of Induction Motors." pp. 391-396.
- [23] V. Verma, C. Chakraborty, S. Maiti, and Y. Hori, "Speed Sensorless Vector Controlled Induction Motor Drive Using Single Current Sensor," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, no. 4, pp. 938-950, 2013.
- [24] S. Shukla, and B. Singh, "Reduced Current Sensor Based Solar PV Fed Motion Sensorless Induction Motor Drive for Water Pumping," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 7, pp. 3973-3986, 2019.
- [25] M. A. Magzoub, N. B. Saad, and R. B. Ibrahim, "Analysis and modeling of indirect field-oriented control for PWM-driven induction motor drives." pp. 488-493.
- [26] S. Shukla, and B. Singh, "Reduced-Sensor-Based PV Array-Fed Direct Torque Control Induction Motor Drive for Water Pumping," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 6, pp. 5400-5415, 2019.

Chapitre IV

Optimisation Fonctionnelle et Économique du Système de Pompage Solaire

IV.1 Introduction

La mise en œuvre de systèmes automatiques dans la pratique ne donne parfois pas les mêmes résultats que ceux atteints dans l'étude théorique en termes de fonctionnalité et de performance d'une part et de coût économique d'autre part. Le défi ici est d'optimiser ces systèmes de manière à rendre les résultats théoriques et expérimentaux identiques au coût le plus bas possible. Pour cette raison, l'optimisation est devenue un sujet d'intérêt de nombreux chercheurs scientifiques afin de trouver une solution au problème ci-dessus. Par conséquent, de nombreuses technologies d'optimisation ont été développées ces dernières années où elles ont prouvé leur efficacité en théorie et en pratique. L'une des plus importantes de ces technologies sont celles qui reposent sur l'intelligence artificielle telle que la logique floue, réseaux des neurones et l'algorithme génétique en plus de technologies de contrôle avancées telles que le contrôle optimal et le contrôle adaptatif.

Alors, l'objectif de ce chapitre est de chercher la meilleure optimisation pour le système de pompage solaire étudié afin d'atteindre des performances de haute qualité au coût le plus bas possible. Pour cela, deux technologies seront étudiées : La première vise une optimisation fonctionnelle où elle consiste à contrôler par logique floue du générateur photovoltaïque afin de préciser la taille de pas de l'algorithme MPPT afin d'extraire la puissance photovoltaïque maximale possible. La deuxième concerne l'utilisation de la technologie de contrôle adaptatif afin de remplacer le capteur de vitesse par l'algorithme MRAS, cette technologie vise donc une optimisation économique. La performance et la dynamique du système seront analysées et étudiées à l'aide des outils de l'environnement MATLAB/SIMULINK.

IV.2 Technologies d'optimisation

Après avoir développé un système de PS performant et efficace, le but est maintenant d'exploiter les technologies d'optimisation afin d'améliorer plus la dynamique du système et d'augmenter son rendement. Dans ce projet, deux types d'améliorations seront mis en œuvre : *l'optimisation fonctionnelle et l'optimisation économique.*

A. Optimisation fonctionnelle

Il s'agit d'adopter de technologies au sein de la configuration du système qui améliorent plus la qualité du son comportement en régime transitoire et permanent [1]. Sur cette base, cette étude a suggéré l'utilisation de l'intelligence artificielle pour atteindre cet objectif. La logique floue est l'une des techniques d'intelligence artificielle couramment utilisées dans le contrôle des générateurs PV qui a donné des résultats impressionnants et c'est pourquoi que cette technique a été choisie pour optimiser fonctionnellement le système étudié.

Malgré le fait que l'algorithme MPPT INC avancé (développé dans le chapitre précédent) ait démontré de bons résultats et résolu le problème de taille de pas fixe, la technologie logique floue est capable de déterminer la taille de pas plus précisément avec une vitesse de convergence vers le PPM plus rapide et ainsi d'extraire la puissance maximale du générateur PV en peu de temps.

B. Optimisation économique

Il s'agit d'adopter de technologies et d'algorithmes qui permettent au système d'atteindre des performances élevées au coût économique le plus bas possible [1]. Les systèmes MRAS font partie des technologies conçues à ce but, car ils permettent d'estimer des grandeurs électriques sans utiliser des capteurs. Alors, cette étude propose d'utiliser un système MRAS pour estimer la vitesse de rotation du moteur asynchrone sans recourir au capteur de vitesse. Ainsi, le système MRAS permet de maintenir le comportement du système de pompage solaire à moindre coût.

La figure suivante montre l'image du système de PS avec la stratégie d'optimisation étudiée :

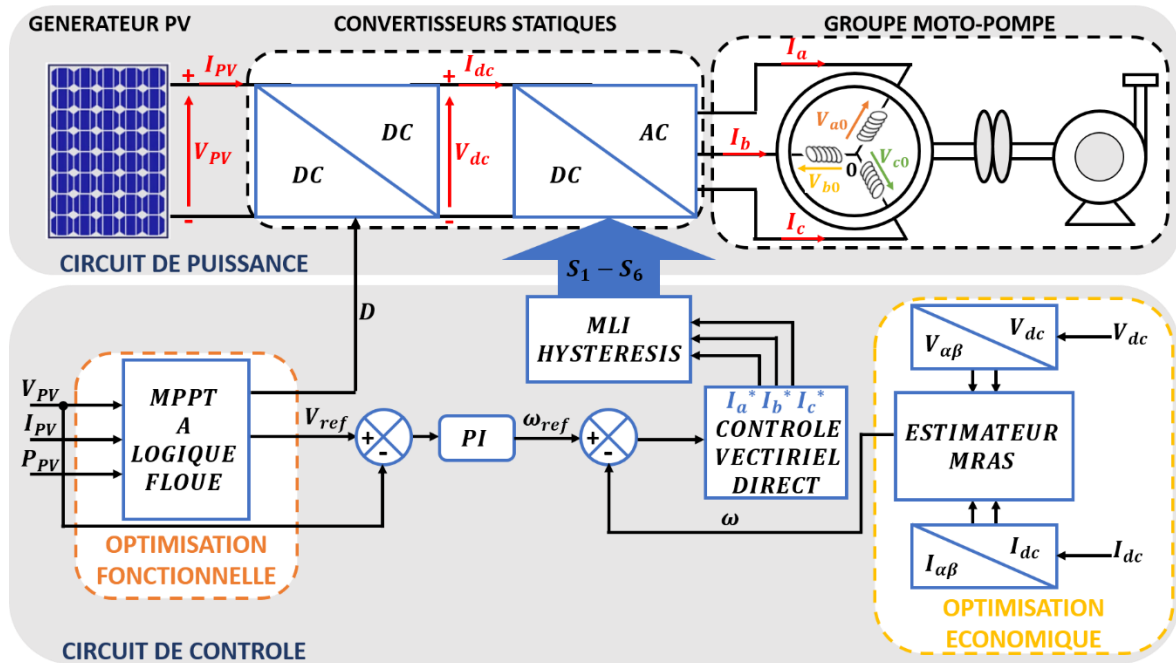


Figure IV.1 Schéma d'optimisation du système de pompage solaire étudié [1, 2].

IV.3 Optimisation fonctionnelle du système de pompage solaire

L'informatique puissante des microprocesseurs a permis d'utiliser la commande par logique floue (**LF**) dans le contrôleur MPPT. L'utilisation de la LF n'est pas obligatoire pour le modèle de système mais son existence donne de meilleures performances, c'est en soi un avantage essentiel car les changements de point de fonctionnement, les non linéarités et les incertitudes telles que les quantités physiques non modélisées peuvent être parfaitement traités [3]. Néanmoins, le concepteur doit avoir une certaine connaissance préalable de la façon dont le produit répond qualitativement aux entrées.

IV.3.1 Principe de la logique floue

La logique floue, fut proposée par le professeur *Lotfi Zadeh* en 1965, est une branche des mathématiques qui permet à un ordinateur de modéliser le monde réel de la même façon que les personnes [4]. Elle est préoccupée par la quantification et le raisonnement en utilisant un langage qui permet des définitions ambiguës, comme beaucoup, peu, petit, haut, dangereux. Elle s'occupe de situations où la question qui est posée et la réponse obtenue contiennent des concepts vagues.

Selon la logique floue, le raisonnement exact est un cas limite du raisonnement approximatif, tout n'est qu'un degré. Tout système logique peut être rendu flou. Les connaissances sont interprétées comme une collection de contraintes élastiques ou floues d'un ensemble de variables [5]. L'inférence est un processus de propagation de contraintes élastiques. La logique floue permet d'accommoder le concept de vérité partielle : des valeurs entre complètement vrai et complètement faux sont admises [3]. Elle supporte des modes de raisonnement approximatifs plutôt qu'exacts. Son importance provient du fait que le raisonnement humain est approximatif.

La définition de *Zadeh* [4, 5] :

Fuzzy Logic is determined as a set of mathematical principles for knowledge representation based on degrees of membership rather than on crisp membership of classical binary logic.

IV.3.2 Théorie des ensembles flous

La théorie des ensembles flous repose sur la notion d'appartenance partielle, chaque élément appartient partiellement ou graduellement aux ensembles flous qui ont été définis [4].

Un ensemble flou A dans X est défini par une fonction d'appartenance qui associe à chaque élément x de X . Le degré $\mu_A(x)$, compris entre 0 et 1, c'est la mesure dans laquelle l'élément x appartient à A [6]. Donc un ensemble flou peut être représenté par un ensemble de paires ordonnées comme suit :

$$A = \{x, \mu_A(x) / x \in X\} \quad \text{IV.1}$$

Où $\mu_A(x)$ Fonction d'appartenance d'un variable x .
 X Univers de discours (intervalle de variation de variable x), il peut contenir des valeurs discrètes ou continues.

- Si X est discrete :

$$A = \frac{\sum \mu_A(x)}{x} \quad \text{IV.2}$$

- Si X est continue :

$$A = \frac{\int \mu_A(x)}{x} \quad \text{IV.3}$$

IV.3.3 Opérateurs flous

Les opérateurs flous décrivent comment des ensembles flous interagissent ensemble. Ce paragraphe regardera certaines opérations communes, telles que *le complément*, *l'intersection* et *l'union* [6].

- **Complément** permet de vérifier de combien un élément n'appartient pas à un ensemble. Si A est l'ensemble flou, son complément ($\neg A$) est :

$$\mu_{\neg A}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad \text{IV. 4}$$

- **Intersection** de deux ensembles, en logique floue, est un peu différente des méthodes classiques. Elle cherche à savoir de combien un élément est-il dans les deux ensembles. Alors pour calculer l'intersection, la valeur minimale d'appartenance est utilisée :

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad \text{IV. 5}$$

- **Union**, en logique floue, est le contraire de l'intersection. Le processus de l'union cherche à savoir de combien un élément est-il dans l'un des deux ensembles. Alors, la valeur maximale d'appartenance doit utiliser :

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad \text{IV. 6}$$

IV.3.4 Conception du contrôleur flou

Le processus d'un contrôleur LF est présenté à la figure IV.2. Il est composé de trois blocs fonctionnels, à savoir *la fuzzification*, *inférence floue* (ou plutôt *inférence des règles*) et *la défuzzification*. En outre, il existe une base de données dans laquelle sont stockées les règles conçues, c'est ce qu'on appelle *le tableau des règles*. Le processus dans lequel LF effectue le calcul basé sur le tableau de règles pour générer la sortie est appelé inférence floue [4-6].

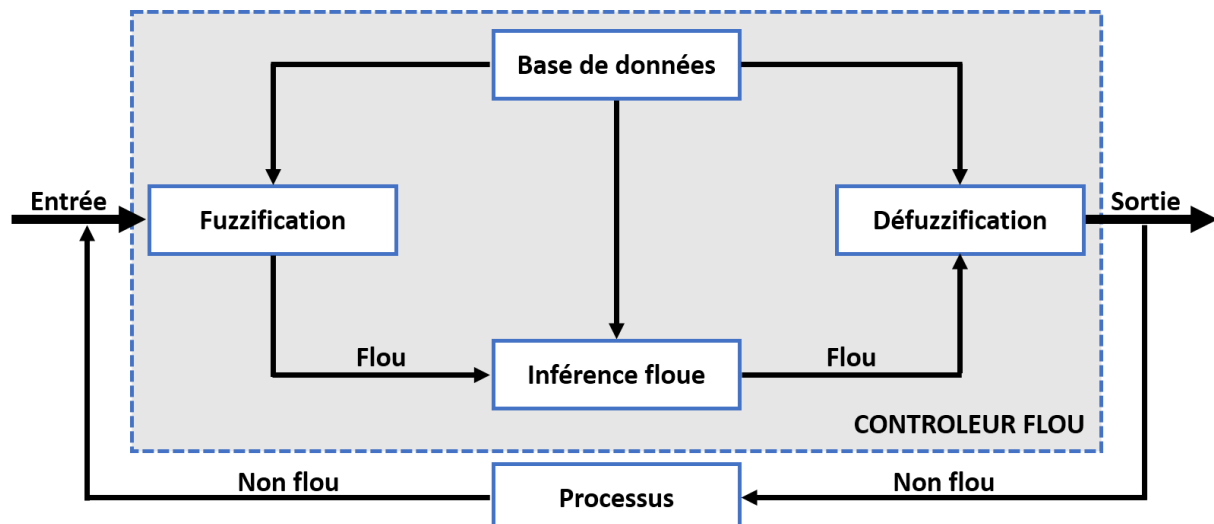


Figure IV.2 Schéma fonctionnel de la commande par logique floue [4].

A. Fuzzification

Le processus de fuzzification est utilisé pour transformer les variables d'entrée numériques en variables linguistiques à la sortie en basant sur une fonction d'appartenance, comme le montre la figure IV.3 (c'est un exemple illustratif). Cinq fonctions d'appartenance sont représentées : GN (Grande Négative), PN (Petite Négative), Z (Zéro), PP (Petite Positive) et GP (Grande Positive). Chacune de ces fonctions d'appartenance constitue un ensemble flou.

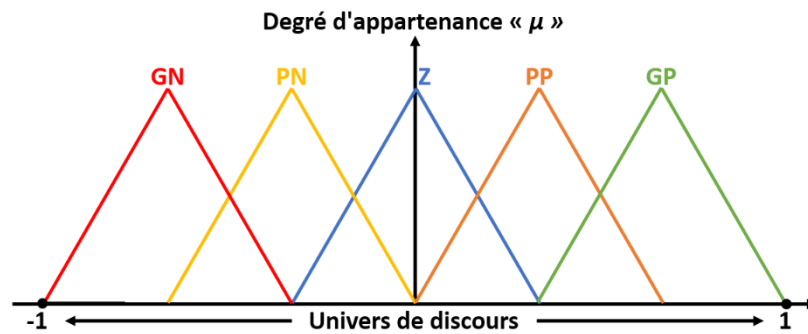


Figure IV.3 Fonctions d'appartenance floues [4].

B. Inférence floue et Tableau des règles

Le processus d'inférence floue est la colonne vertébrale de la structure du LF. C'est le bloc où les décisions de contrôle sont exécutées. Il est analogue aux lois de contrôle dans un contrôleur classique. La règle floue, c'est une déclaration linguistique où sa structure typique peut être écrite comme suit :

$$Rn : SI \ x \text{ est } A_i \text{ et } dx \text{ est } B_i \text{ ALORS } y \text{ est } C_i$$

IV. 7

Dans l'équation IV.7, Rn est la nième règle alors que : x , dx et y sont des variables linguistiques où x et dx sont des variables d'entrée et y représente la variable de sortie pour le contrôleur LF. Les A_i , B_i et C_i sont les valeurs (les étiquettes) linguistiques pour les entrées et les sorties, respectivement. L'évaluation de règles floues est faite suivant la théorie des ensembles flous, L'un des principaux défis de cette théorie est d'écrire des règles qui peuvent relier les variables d'entrée à la sortie. La syntaxe de l'équation IV.7 est souvent la plus adoptée pour établir les règles floues. Ces règles sont regroupées pour former un tableau de règles floues. Malheureusement, il n'existe pas de méthode précise pour concevoir les règles de contrôle. En fait, la conception de règles floues repose principalement sur les connaissances intuitives acquises par l'expérience pratique. Comme prévu, cette approche produit des résultats plutôt subjectifs. Le tableau IV.1 présente un tableau de règles typique pour le cas de cinq variables linguistiques. En général, un plus grand nombre de règles donne des résultats précis au détriment du temps de calcul.

Tableau IV.1 Tableau des règles floues [5].

x/dx	GP	PP	Z	PN	GN
GN	Z	PN	GN	GN	GN
PN	PP	Z	PN	GN	GN
Z	GP	PP	Z	PN	GN
PP	GP	GP	PP	Z	PN
GP	GP	GP	GP	PP	Z

C. Défuzzification

À ce stage, les données linguistiques sont reconverties en données précises et nettes. Il existe de nombreuses méthodes de défuzzification, par exemple le bissecteur d'area (**BoA**), la moyenne des maxima (**MoM**), le centre de gravité (**CoG**) et le centre de gravité pour le singleton (**CoGS**) [5]. Le choix de la méthode de défuzzification est un compromis entre la précision et l'intensité de calcul. La méthode la plus utilisée est la méthode du centre de gravité (CoG) qui est présentée par l'équation :

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \mu(x_i) x_i}{\sum_{i=1}^n x_i} \quad \text{IV.8}$$

Dans l'équation IV.8, la variable n représente le nombre de sorties de la fonction d'appartenance tandis que $\mu(x_i)$ est le degré de la fonction d'appartenance et x_i est l'emplacement de pointe de la fonction d'appartenance. La sortie peut être interprétée comme la moyenne pondérée des éléments.

Quant aux techniques MPPT classiques, la LF est plus efficace [3]. De plus, la LF offre un degré élevé de liberté pour régler ses paramètres de contrôle. Cela permet de le modifier facilement, le rendant ainsi compatible avec différents types de contrôleurs linéaires et non linéaires [7].

IV.3.5 Types des systèmes flous

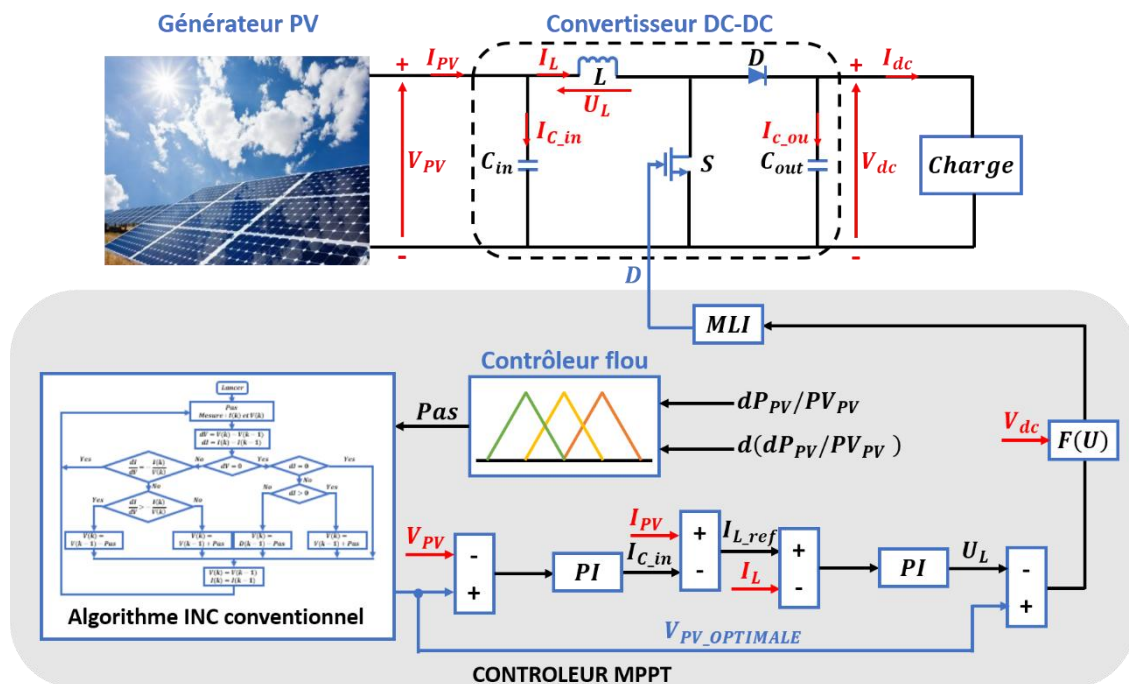
Selon la syntaxe d'écrire les règles floues SI-ALORS, il existe deux types de systèmes flous :

- **Système flou de Mamdani** : Dans ce type de systèmes flous, l'entrée et la sortie sont floues. Après l'inférence, le résultat est donc un ensemble flou caractérisé par sa fonction d'appartenance. Il faut passer par une étape de défuzzification afin d'obtenir la valeur réelle de la commande à appliquer [6].
- **Système flou de Takagi-Sugeno (TS)** : Il est dit de type procédural. En effet, seule l'entrée est floue. La sortie, qui correspond à la commande, est directement une constante réelle ou une expression polynomiale (n'est pas floue) [6].

IV.3.6 Implémentation du contrôleur MPPT à base de la logique floue

Le processus comprend l'inclusion d'un contrôleur MPPT flou au sein de l'algorithme INC conventionnel afin d'optimiser ce dernier d'une part, et d'exploiter le maximum d'énergie possible du

générateur PV d'autre part. L'algorithme de base d'incrémentation de conductance utilise une taille de pas fixe pour les mises à jour du rapport cyclique et ainsi de la tension de fonctionnement du générateur PV. L'utilisation d'un pas plus grand accélère le suivi, mais peut également faire osciller l'algorithme autour du PPM. D'autre part, une taille de pas plus petit entraîne la diminution de la vitesse de convergence vers le PPM [8]. Par conséquent, un INC amélioré (**INC-A**), correspondant à l'algorithme de conductance incrémentielle combiné à un contrôleur à logique floue (**CLF**), est étudié pour suivre le PPM. La taille de pas utilisée est donnée par CLF pour résoudre le problème du compromis entre la réponse dynamique et les oscillations [9, 10]. Le CLF étudié pour optimiser la précision de suivi d'algorithme MPPT INC conventionnel est illustré à la figure IV.4.



Zoom : Organigramme de l'algorithme INC conventionnel

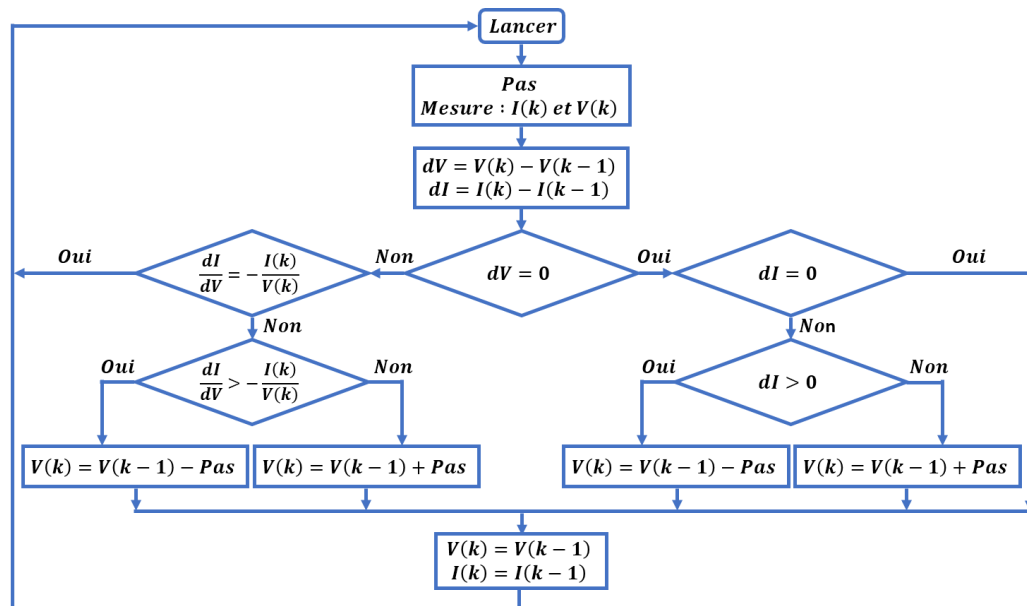


Figure IV.4 Système photovoltaïque avec contrôle MPPT à logique floue [9].

Les entrées du CLF sont l'erreur (**E**), qui désigne la variation de la puissance par rapport à celle de la tension, et la variation de l'erreur (**ΔE**), la sortie sera la taille de pas (**Pas**) de la tension de perturbation. Ces entrées varient en fonction de l'équation IV.9 ci-dessous, où $P_{PV}(k)$ et $V_{PV}(k)$ sont la puissance et la tension du module PV à l'instant d'échantillonnage k [11].

$$\begin{cases} E(k) = \frac{P_{PV}(k) - P_{PV}(k-1)}{V_{PV}(k) - P_{PV}(k-1)} \\ \Delta E(k) = E(k) - E(k-1) \end{cases} \quad IV.9$$

Comme l'illustre la figure IV.5, le système CLF fonctionne en trois étapes : fuzzification, mécanisme d'inférence et défuzzification. Les variables d'entrée sont traduites des variables numériques en variables linguistiques basées sur la fonction d'appartenance qui s'échelonne en sept sous-ensembles : GN (grande négative), MN (moyenne négative), PN (petite négative), Z (zéros), PP (petite positive), MP (moyenne positive), GB (grande positive). Les variables linguistiques de sortie sont : Z (zéros), PP (petit positif), GPP (grand petit positif), MP (moyen positif), GMP (grand moyen positif), GP (grand positif), EP (énorme positif).

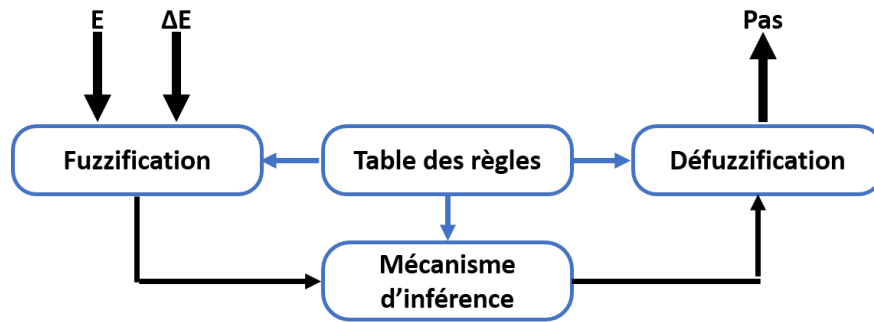
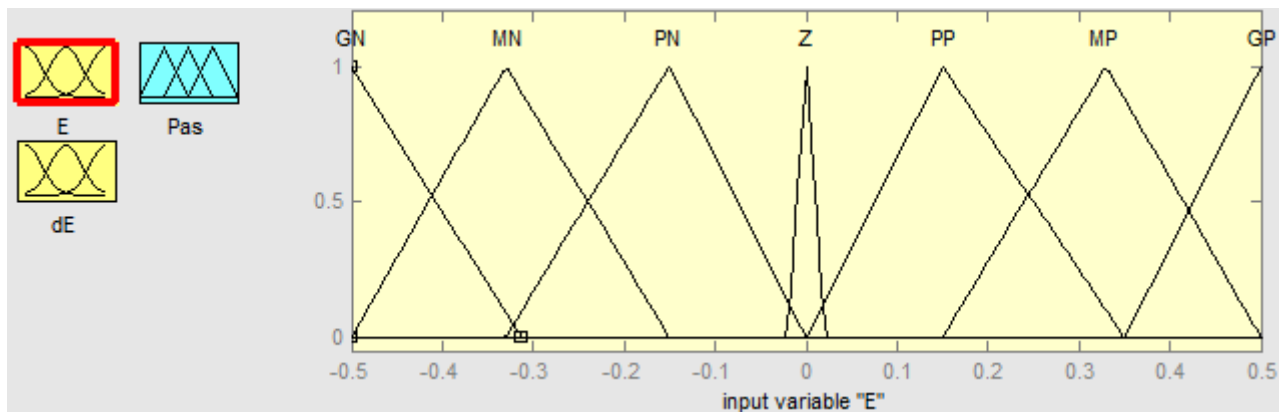
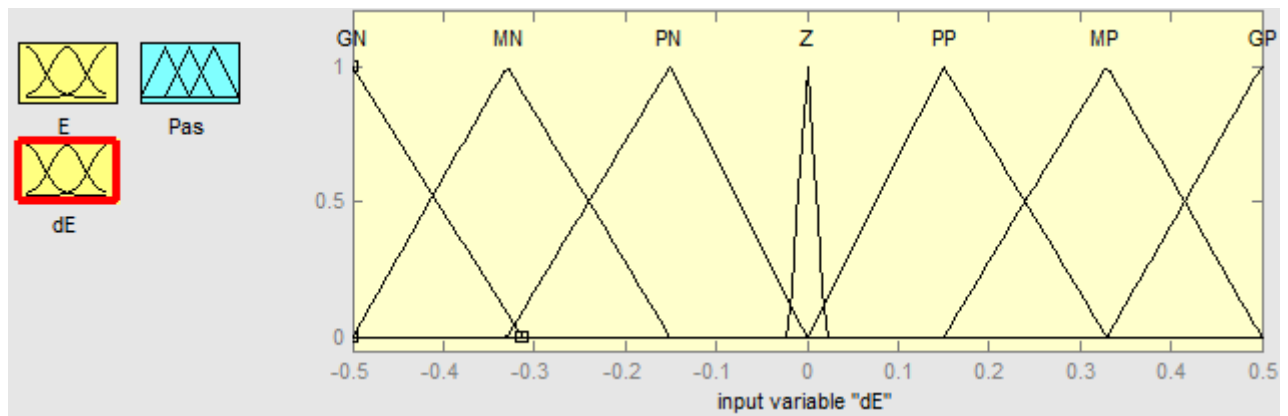


Figure IV.5 Structure étudiée du contrôleur à base de logique floue.

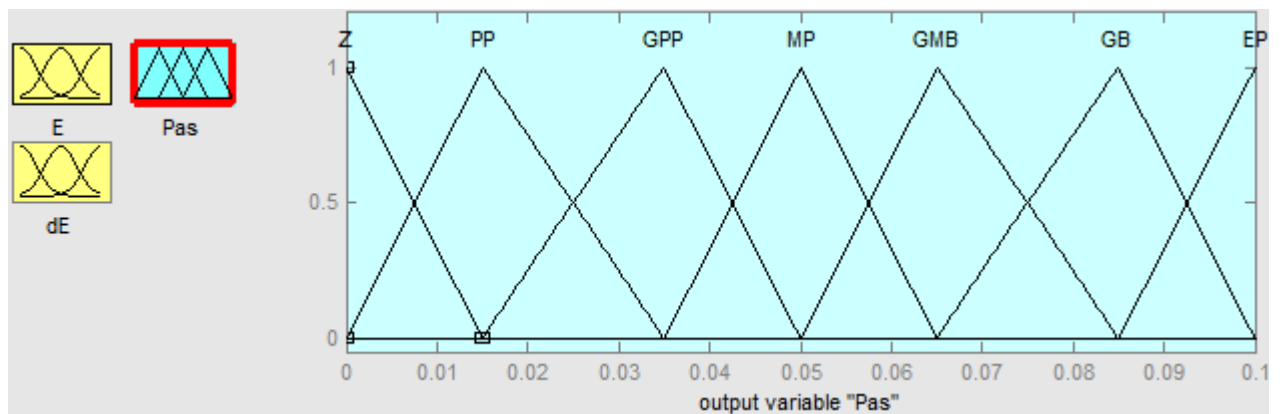
Ces variables sont ajustées par l'utilisateur, comme présenté dans la figure IV.6. La fonction d'appartenance de chacune variable est de forme triangulaire alors que l'univers de discours varie d'une variable à une autre.



(a) Erreur.



(b) Variation de l'erreur.



(c) Pas.

Figure IV.6 Fonctions d'appartenance des entrées et des sorties sous MATLAB.

Sur la base de la description du système à régler en plus des variables linguistiques et de la définition des fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée et de sortie, Les règles d'inférence flous appropriées pour le CLF dans ce cas sont développées selon la syntaxe SI-ALORS où le tableau suivant indique brièvement à ces règles qui sont au nombre de 49.

Tableau IV.2 Règles floues proposées.

E/ΔE	GN	MN	PN	Z	PP	MP	GP
GN	PP	PP	PP	PP	GPP	MP	Z
MN	PP	PP	PP	GPP	MP	Z	GMP
PN	PP	PP	GPP	MP	Z	GMP	GP
Z	PP	GPP	MP	Z	GMP	GP	EP
PP	GPP	MP	Z	GMP	GP	EP	EP
MP	MP	Z	GMP	GP	EP	EP	EP
GP	Z	GMP	GP	EP	EP	EP	EP

Le mécanisme d'inférence floue est réalisé par la méthode de Mamdani. En plus, la méthode du centre de gravité (CoG) est adoptée pour défuzzifier la sortie (Pas).

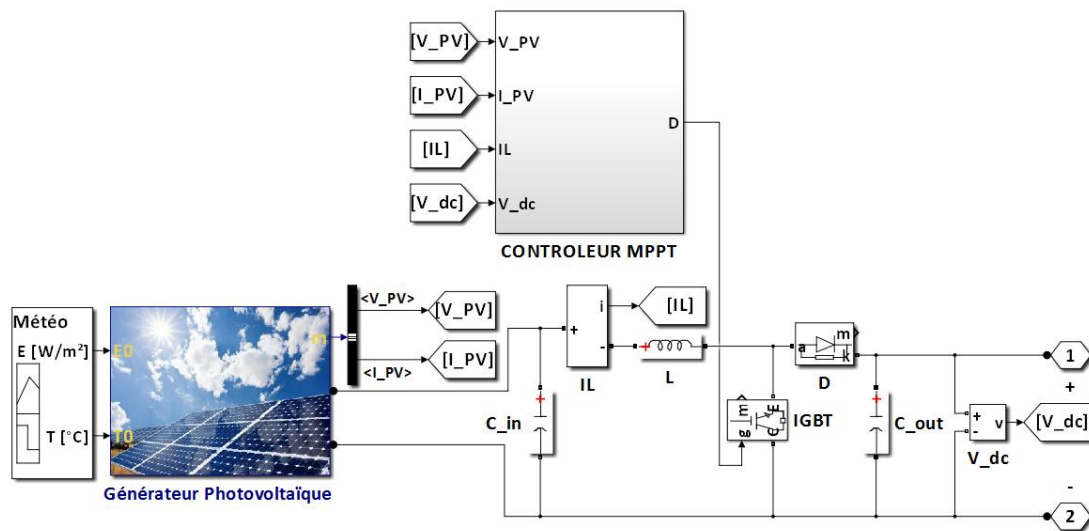
Il est pratiquement difficile d'obtenir l'erreur zéro en raison du bruit et de la fluctuation des facteurs climatiques, ce qui entraîne des opérations de suivi continu qui provoquent des oscillations

inutiles autour du PPM. Il est possible d'atténuer ce problème en choisissant une tolérance (ϵ) proche de zéro comme le montre l'équation IV.10 [10, 11].

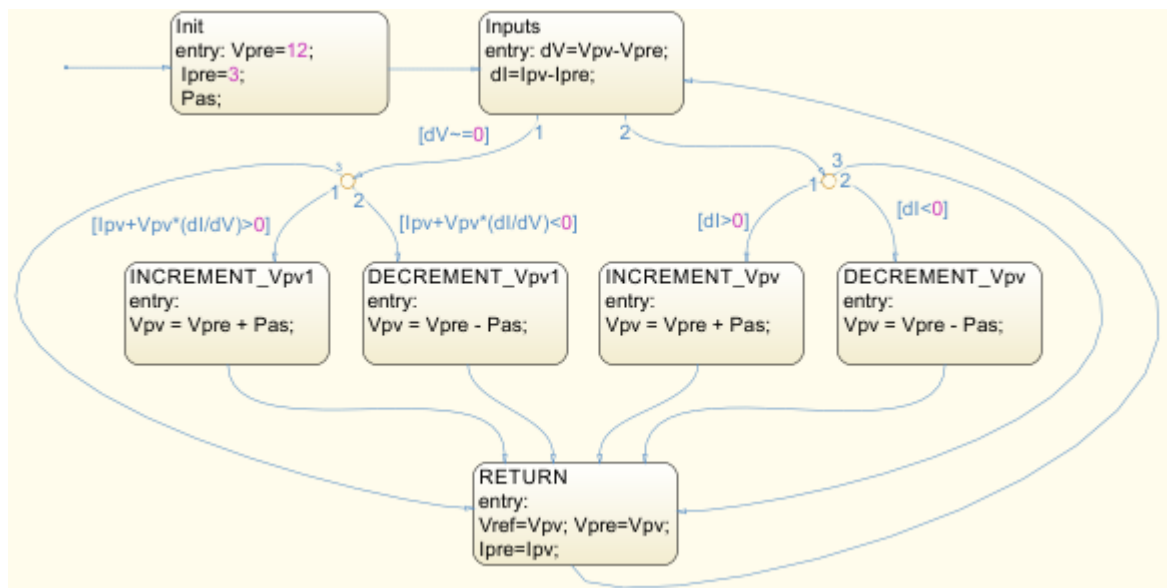
$$\left| \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} \right| \leq \epsilon \quad \text{IV.10}$$

IV.3.7 Modèle SIMULINK du contrôleur MPPT à base de logique floue

L'environnement MATLAB/SIMULINK fournit de nombreux outils pour les technologies d'intelligence artificielle, y compris la technologie de logique floue. La figure suivante montre le contrôle du générateur PV à l'aide du CLF étudié et développé en utilisant les outils de la bibliothèque de logique floue dans l'environnement MATLAB/SIMULINK.



(a) Conception du système de contrôle.



(b) Organigramme de l'algorithme INC classique.

Figure IV.7 Contrôle du système photovoltaïque avec un contrôleur à logique floue basé sur l'algorithme INC.

IV.4 Optimisation économique du système de pompage solaire

Ces derniers temps, la demande de moteurs asynchrone a augmenté dans les industries. L'étude de ce projet présente la méthode sans capteur pour l'estimation et le contrôle de la vitesse d'un moteur asynchrone triphasé. Aucun capteur n'est utilisé, ce système est donc robuste et simple. Le modèle dynamique du moteur asynchrone est dérivé de l'utilisation d'un moteur biphasé en axe direct et en quadrature.

Ici, la méthode MRAS (abréviation en anglais de : **M**odel **R**eference **A**ddaptive **S**ystem) est utilisée pour l'estimation et le contrôle de la vitesse car elle est moins complexe et plus efficace. Les MRAS contiennent deux modèles, le modèle de référence et le modèle adaptatif. La sortie du modèle adaptatif est comparée à celle du modèle de référence et cette différence est utilisée pour estimer la vitesse du moteur asynchrone triphasé [12].

IV.4.1 Principe du contrôle sans capteur

La méthode MRAS est utilisée pour le contrôle sans capteur du moteur asynchrone. Le contrôle sans capteur du moteur asynchrone signifie essentiellement un contrôle vectoriel sans capteur de vitesse pour la sensation d'un paramètre quelconque. Le flux et la vitesse sont estimés à l'aide d'estimateurs de flux et de vitesse, puis ces signaux sont comparés avec des valeurs de référence et contrôlés à l'aide d'un contrôleur PI.

La détermination du signal de vitesse d'un système d'entraînement à moteur asynchrone sans utiliser des capteurs nécessite l'estimation de la composante de vitesse du rotor, cela peut être effectué à partir de la tension et du courant [13]. Un codeur de vitesse incrémental monté sur l'arbre, généralement de type optique, est nécessaire pour le contrôle de la vitesse ou de la position en boucle fermée dans les entraînements à commande scalaire et vectorielle. L'information sur la vitesse du rotor est extraite de la tension et du courant statoriques mesurés aux bornes du moteur [14].

IV.4.2 Conception du système MRAS

Pour le contrôle adaptatif des moteurs asynchrone, la technique du système MRAS est utilisée. Le système MRAS est moins complexe et plus efficace. Ce système comporte deux modèles : l'un est *un modèle de référence* et l'autre *un modèle adaptatif* (aussi appelé le modèle ajustable) [13, 15]. Dans le premier cas, le modèle de référence ne comporte pas de quantité à estimer (vitesse du rotor) et le modèle adaptatif comporte la quantité à estimer. Dans le schéma MRAS, la sortie du modèle de référence et du modèle adaptatif est comparée et la différence est utilisée pour piloter *un mécanisme d'adaptation* approprié, dont la sortie est la quantité à estimer. La sortie de ces deux modèles est comparée jusqu'à ce que l'erreur entre deux modèles disparaisse à zéro. Pour fixer la valeur correcte de la vitesse du rotor, la sortie déterminée par les deux modèles devraient correspondre. Un

algorithme d'adaptation avec un contrôleur PI peut être utilisé pour régler la valeur de vitesse jusqu'à ce que les deux sorties correspondent [16]. La figure IV.8 illustre la description MRAS avec le schéma fonctionnel correspondant.

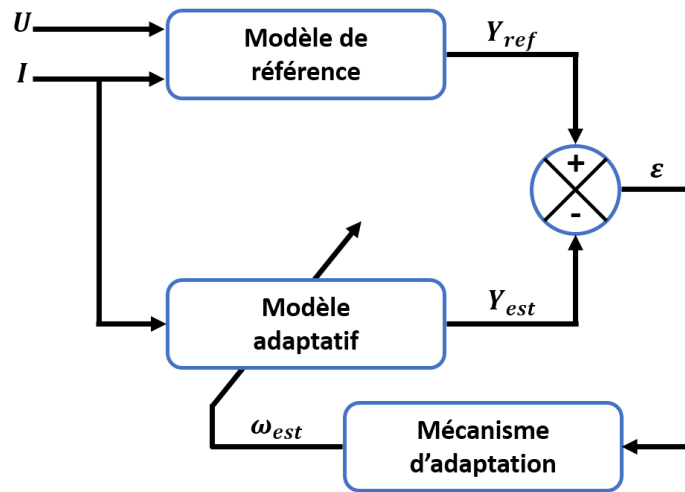


Figure IV.8 Configuration de base du système MRAS [16].

En fait, de nombreuses techniques MRAS ont été développées pour estimer la vitesse de rotation, dont les plus courantes sont [2, 12-17] :

- MRAS basée sur le flux rotorique.
- MRAS basée sur la f.é.m.
- MRAS basée sur la puissance réactive.
- MRAS basée sur le courant statorique.

Le modèle de chacun des systèmes MRAS ci-dessus a été construit selon le modèle biphasé du moteur asynchrone fixé au stator ou plutôt selon le référentiel (α - β), car cette référence est la mieux adaptée pour développer les observateurs, estimateurs et les variateurs de vitesse (ce point a été traité au deuxième chapitre).

IV.4.2.1 MRAS basée sur le flux rotorique

L'exploitation de cette méthode pour l'estimation de la vitesse d'un moteur asynchrone a été développée par *Schauder*. Pour estimer la vitesse, le flux de sortie du modèle de référence est comparé avec celui du modèle adaptatif. La différence ou bien l'erreur est corrigée par un correcteur PI qui donne la valeur de la vitesse estimée.

Modèle de référence

Sur la base des équations II.54 et les équations du flux statorique et rotorique dans le repère fixe (α - β), il est possible d'écrire ce qui suit :

$$v_{s_\alpha\beta} = R_s i_{s_\alpha\beta} + \frac{d\phi_{s_\alpha\beta}}{dt} \quad IV.11$$

$$\phi_{s_\alpha\beta} = L_s i_{s_\alpha\beta} + L_m i_{r_\alpha\beta} \quad IV.12$$

$$\phi_{r_ \alpha\beta} = L_r i_{r_ \alpha\beta} + L_m i_{s_ \alpha\beta} \quad IV.13$$

De l'équation IV.12, l'expression du courant rotorique est extraite sous la forme suivante :

$$i_{r_ \alpha\beta} = \frac{1}{L_m} (\phi_{s_ \alpha\beta} - L_s i_{s_ \alpha\beta}) \quad IV.14$$

L'introduction de l'équation IV.14 dans IV.13 avec la dérivation produit :

$$\frac{d\phi_{r_ \alpha\beta}}{dt} = \frac{L_r}{L_m} \frac{d\phi_{s_ \alpha\beta}}{dt} + \left(L_m - \frac{L_s L_r}{L_m} \right) \frac{di_{s_ \alpha\beta}}{dt} \quad IV.15$$

De l'équation IV.11, l'expression de la dérivée du flux statorique s'écrit comme suit :

$$\frac{d\phi_{s_ \alpha\beta}}{dt} = v_{s_ \alpha\beta} - R_s i_{s_ \alpha\beta} \quad IV.16$$

En remplaçant l'équation IV.16 dans IV.15, il résulte :

$$\frac{d\phi_{r_ \alpha\beta}}{dt} = \frac{L_r}{L_m} (v_{s_ \alpha\beta} - R_s i_{s_ \alpha\beta}) + \left(L_m - \frac{L_s L_r}{L_m} \right) \frac{di_{s_ \alpha\beta}}{dt} \quad IV.17$$

Finalement, le modèle de référence est défini de la façon suivante :

$$\begin{cases} \frac{d\phi_{r\alpha}}{dt} = \frac{L_r}{L_m} \left(v_{s\alpha} - R_s i_{s\alpha} - \sigma L_s \frac{di_{s\alpha}}{dt} \right) \\ \frac{d\phi_{r\beta}}{dt} = \frac{L_r}{L_m} \left(v_{s\beta} - R_s i_{s\beta} - \sigma L_s \frac{di_{s\beta}}{dt} \right) \end{cases} \quad IV.18$$

Modèle adaptatif

Suivant le modèle d'état du moteur alimenté en tension donné par l'équation II.51, les équations du flux sont :

$$\begin{cases} \frac{d\phi_{r\alpha}}{dt} = -\frac{1}{T_r} \phi_{r\alpha} - \omega \phi_{r\beta} + \frac{L_m}{T_r} i_{s\alpha} \\ \frac{d\phi_{r\beta}}{dt} = -\frac{1}{T_r} \phi_{r\beta} + \omega \phi_{r\alpha} + \frac{L_m}{T_r} i_{s\beta} \end{cases} \quad IV.19$$

Il est bien clair que la vitesse apparaît explicitement. Pour estimer le flux et la vitesse de sorte que le courant du stator sera considéré comme entrée mesurable, l'équation IV.19 devient :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \hat{\phi}_{r\alpha} = -\frac{1}{T_r} \hat{\phi}_{r\alpha} - \hat{\omega} \hat{\phi}_{r\beta} + \frac{L_m}{T_r} i_{s\alpha} \\ \frac{d}{dt} \hat{\phi}_{r\beta} = -\frac{1}{T_r} \hat{\phi}_{r\beta} - \hat{\omega} \hat{\phi}_{r\alpha} + \frac{L_m}{T_r} i_{s\beta} \end{cases} \quad IV.20$$

Maintenant, il faut développer un algorithme ou bien un mécanisme d'adaptation afin de faire converger le modèle adaptatif vers le modèle de référence en minimisant l'erreur et avoir une stabilité du système.

Mécanisme d'adaptation

L'entrée de ce mécanisme est activée par l'erreur entre ϕ_r et $\hat{\phi}_r$ comme indiqué dans l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt}\phi_r - \frac{d}{dt}\hat{\phi}_r = \frac{d}{dt}e \quad IV.21$$

Après avoir effectué le calcul, l'expression de l'erreur est la suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_r} & -\omega \\ \omega & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{bmatrix} + (\omega - \hat{\omega}) \begin{bmatrix} -\phi_{r\alpha} \\ \phi_{r\beta} \end{bmatrix} \quad IV.22$$

Pour assurer la convergence du système, *Schauder* a proposé une loi d'adaptation qui satisfait le critère de stabilité de Popov donnée par la relation [18] :

$$\omega = K_p e + K_i \int e. dt \quad IV.23$$

Avec :

$$e = \phi_{r\beta}\hat{\phi}_{r\alpha} - \phi_{r\alpha}\hat{\phi}_{r\beta} \quad IV.24$$

Suivant le modèle développé pour le modèle de référence, modèle adaptatif et le mécanisme d'adaptation, le système MRAS basé sur le flux rotorique est représenté par le schéma fonctionnel suivant :

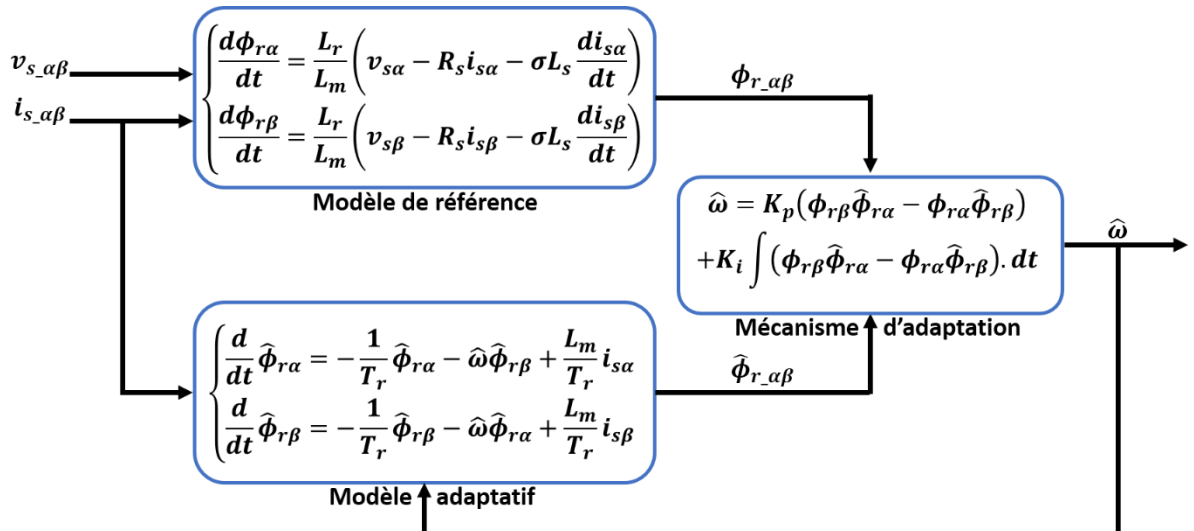


Figure IV.9 Schéma Bloc du système MRAS basé sur le flux rotorique [14].

IV.4.2.2 MRAS basée sur la f.é.m

Cette technique de MRAS basée sur l'estimation de la force électromotrice est proposée pour résoudre le problème de la stabilité à la variation de la résistance statorique.

Modèle de référence

Le modèle de référence est représenté par l'équation suivante :

$$\begin{cases} E_{r\alpha} = \frac{d}{dt} \phi_{r\alpha} = \frac{L_r}{L_m} \left(v_{s\alpha} - R_s i_{s\alpha} - \sigma L_s \frac{di_{s\alpha}}{dt} \right) \\ E_{r\beta} = \frac{d}{dt} \phi_{r\beta} = \frac{L_r}{L_m} \left(v_{s\beta} - R_s i_{s\beta} - \sigma L_s \frac{di_{s\beta}}{dt} \right) \end{cases} \quad IV.25$$

Où $E_{r\alpha}$ [V] Force électromotrice du rotor.

Modèle adaptatif

Le modèle adaptatif est le suivant :

$$\begin{cases} \hat{E}_{r\alpha} = \frac{d}{dt} \hat{\phi}_{r\alpha} = -\frac{1}{T_r} \hat{\phi}_{r\alpha} - \hat{\omega} \hat{\phi}_{r\beta} + \frac{L_m}{T_r} i_{s\alpha} \\ \hat{E}_{r\beta} = \frac{d}{dt} \hat{\phi}_{r\beta} = -\frac{1}{T_r} \hat{\phi}_{r\beta} - \hat{\omega} \hat{\phi}_{r\alpha} + \frac{L_m}{T_r} i_{s\beta} \end{cases} \quad IV.26$$

Mécanisme d'adaptation

L'erreur entre les sorties des deux modèle est utilisée pour commander le mécanisme d'adaptation qui génère la vitesse estimée suivant la relation suivante :

$$\omega = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) (E_r - \hat{E}_r) \quad IV.27$$

Avec :

$$\begin{cases} E_r = E_{r\alpha} - E_{r\beta} \\ \hat{E}_r = \hat{E}_{r\alpha} - \hat{E}_{r\beta} \end{cases} \quad IV.28$$

La figure IV.10 représente le schéma de principe de la technique MRAS basé sur l'estimation de la f.é.m.

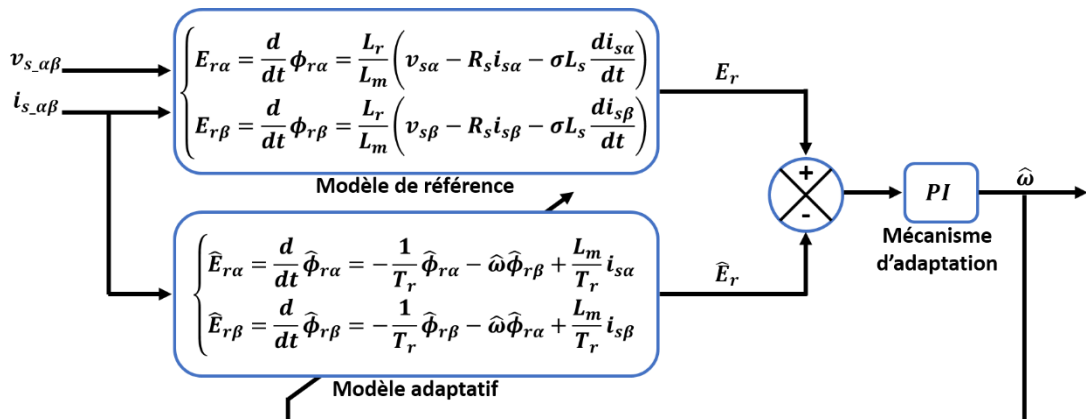


Figure IV.10 Schéma Bloc du système MRAS basé sur la f.é.m [13].

IV.4.2.3 MRAS basée sur la puissance réactive

La technique MRAS basée sur la puissance réactive est proposée par *J.Holtz* pour fournir une amélioration par rapport à la technique basée sur le flux rotorique. La technique basée sur la puissance réactive n'exige aucune intégration pure, ni dans le modèle de référence, ni dans le modèle adaptatif. Cette technique donne des bons résultats même à basses vitesses. La technique MRAS basée sur la puissance réactive est complètement robuste vis à vis les variations de la résistance statorique en comparant avec celle basée sur le flux rotorique.

Modèle de référence

Le modèle de référence représente ici l'expression de la puissance réactive instantanée du moteur asynchrone :

$$Q_r = v_{s\beta} i_{s\alpha} - v_{s\alpha} i_{s\beta} - \sigma L_s \left(i_{s\alpha} \frac{di_{s\beta}}{dt} - i_{s\beta} \frac{di_{s\alpha}}{dt} \right) \quad IV.29$$

Modèle adaptatif

Le modèle adaptatif estime la puissance réactive à partir de produit suivant :

$$\hat{Q}_r = i_{s\alpha} \hat{E}_{m\beta} - i_{s\beta} \hat{E}_{m\alpha} \quad IV.30$$

Où, E_m est la f.é.m induite magnétisante (la f.é.m d'entrefer). Elle est définie comme suit :

$$\begin{cases} \hat{E}_{m\alpha} = \frac{L_m^2}{L_r} \frac{di_{m\alpha}}{dt} = \frac{L_m^2}{L_r} \left(-\frac{1}{T_r} \hat{\omega} i_{m\beta} - i_{m\alpha} + i_{s\alpha} \right) \\ \hat{E}_{m\beta} = \frac{L_m^2}{L_r} \frac{di_{m\beta}}{dt} = \frac{L_m^2}{L_r} \left(-\frac{1}{T_r} \hat{\omega} i_{m\alpha} - i_{m\beta} + i_{s\beta} \right) \end{cases} \quad IV.31$$

Avec, i_m représente le courant magnétisant.

Mécanisme d'adaptation

Le critère de l'hyper-stabilité du *Popov* est utilisé pour construire le mécanisme d'adaptation [19]. Afin d'estimer la vitesse de rotation, ce mécanisme d'adaptation est donné par l'expression suivante :

$$\begin{cases} e_Q = Q_r - \hat{Q}_r \\ \omega = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) e_Q \end{cases} \quad IV.32$$

La Figure IV.11 présente la structure du système MRAS basée sur l'estimation de la puissance réactive.

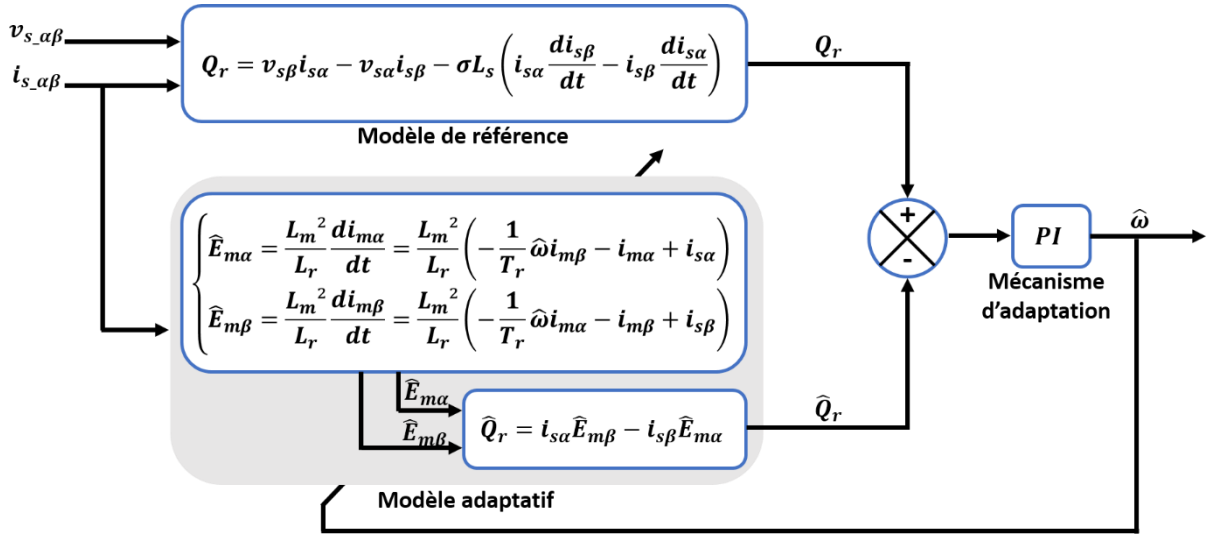


Figure IV.11 Schéma Bloc du système MRAS basé sur la puissance réactive [17].

IV.4.2.4 MRAS basée sur le courant statorique

La technique de MRAS basée sur le courant statorique utilise ce dernier comme variable d'état pour l'estimation de vitesse. Cette technique, proposée par *Woo Park*, non seulement peut produire l'estimation rapide de vitesse mais offre également une bonne exécution d'une commande sans capteur de vitesse.

Modèle de référence

Puisque les courants statoriques sont mesurables dans le sens où ils sont directement accessibles. Alors dans ce cas, il n'est pas nécessaire de développer un modèle pour les obtenir.

Modèle adaptatif

A partir de l'équation IV.19, les courants statoriques peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{cases} \hat{i}_{s\alpha} = \frac{1}{L_m} \left(T_r \frac{d\phi_{r\alpha}}{dt} + \phi_{r\alpha} + \omega T_r \phi_{r\beta} \right) \\ \hat{i}_{s\beta} = \frac{1}{L_m} \left(T_r \frac{d\phi_{r\beta}}{dt} + \phi_{r\beta} - \omega T_r \phi_{r\alpha} \right) \end{cases} \quad \text{IV.33}$$

Dont, les flux rotoriques peuvent être calculés selon l'équation IV.18.

Mécanisme d'adaptation

De la différence entre les courants statoriques mesurés et estimés, il vient :

$$\begin{cases} i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha} = \frac{T_r}{L_m} (\omega - \hat{\omega}) \phi_{r\beta} \\ i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta} = \frac{T_r}{L_m} (\omega - \hat{\omega}) \phi_{r\alpha} \end{cases} \quad \text{IV.34}$$

En multipliant les deux équations du système IV.34 par le flux rotorique, puis en les additionnant, il résulte :

$$\phi_{r\beta}(i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha}) + \phi_{r\alpha}(i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta}) = \frac{T_r}{L_m}(\omega - \hat{\omega})(\phi_{r\alpha}^2 + \phi_{r\beta}^2) \quad \text{IV. 35}$$

L'erreur de la vitesse du rotor est donc obtenue comme suit :

$$\omega - \hat{\omega} = \frac{L_m}{T_r} \frac{1}{\phi_{r\alpha}^2 + \phi_{r\beta}^2} [\phi_{r\beta}(i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha}) + \phi_{r\alpha}(i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta})] \quad \text{IV. 36}$$

De l'équation IV.36, l'erreur de l'estimation de vitesse peut être calculée à partir du courant de stator et du flux de rotor. Cette erreur est alors appliquée à un contrôleur PI qui contrôlera la vitesse estimée en annulant cette erreur. La figure IV.12 montre le schéma bloc de la méthode.

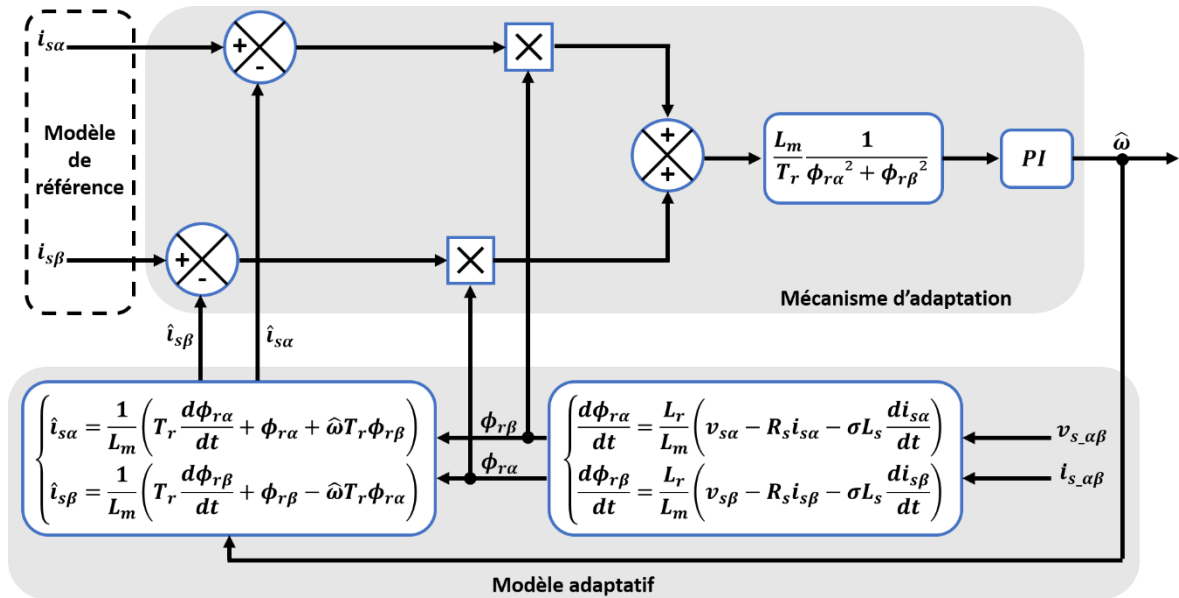


Figure IV.12 Schéma Bloc du système MRAS basé sur le courant statorique [16].

IV.4.3 Modèle SIMULINK du système MRAS

Du fait de la facilité de mise en œuvre de la technique MRAS basée sur le flux rotorique et de l'efficacité de ses performances d'une part, et des caractéristiques du système de pompage solaire étudié d'autre part, la technique MRAS basée sur le flux rotorique est alors la plus adaptée de l'utiliser à la place du capteur de vitesse afin économiser le contrôle du moteur asynchrone. Sous l'environnement MATLAB/SIMULINK, le modèle de simulation de la technique MRAS basée sur le flux rotorique a été développé selon le schéma bloc correspondant (figure IV.9). La figure ci-dessous montre le modèle de simulation de cette technique.

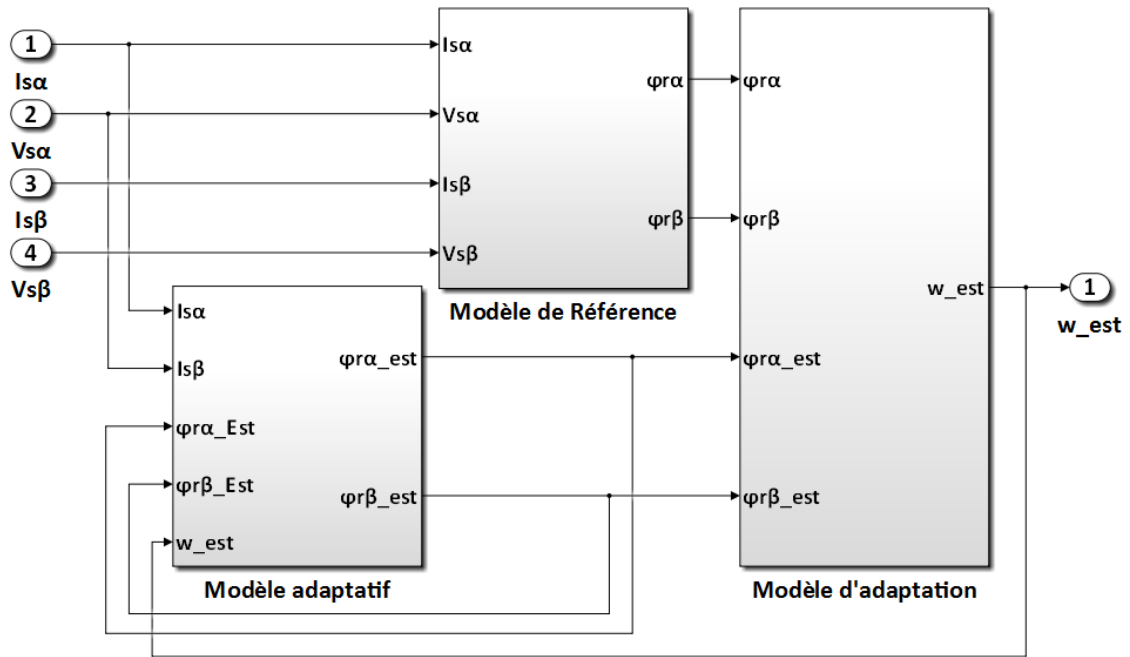


Figure IV.13 Modèle SIMULINK du système MRAS basé sur le flux rotorique.

Où, tous les sous-systèmes qui composent ce modèle ont été créés comme suit :

Modèle de référence

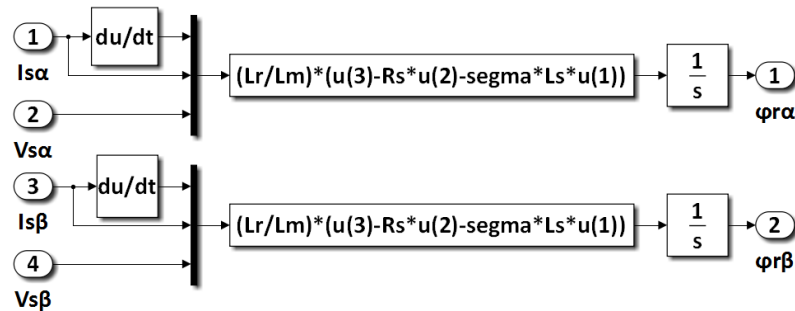


Figure IV.14 Schéma SIMULINK du modèle de référence.

Modèle adaptatif

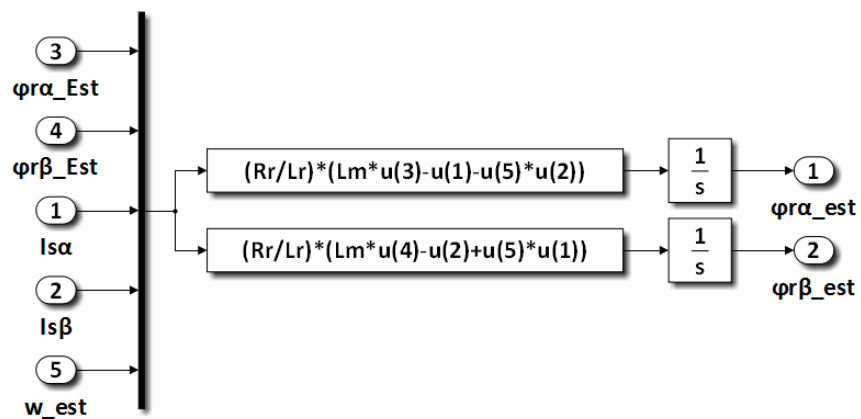


Figure IV.15 Schéma SIMULINK du modèle adaptatif.

Modèle d'adaptation

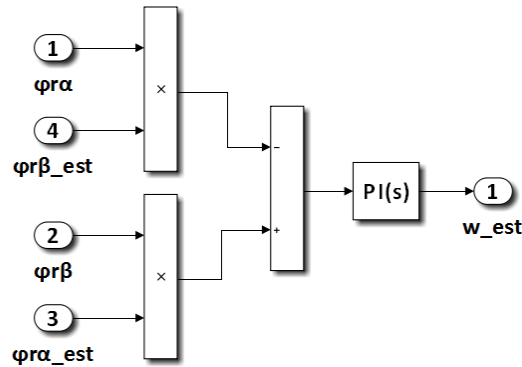


Figure IV.16 Schéma SIMULINK du modèle d'adaptation.

➤ Après avoir étudié les technologies proposées pour l'amélioration fonctionnelle et économique du système de pompage solaire, il faut s'assurer que son efficacité est garantie, et cela sera vérifié dans le sujet du paragraphe suivant.

IV.5 Résultats de la simulation et Discussion

Le modèle étudié d'optimisation fonctionnelle et économique par la technique MRAS et celle de la logique floue est réalisé dans l'environnement MATLAB/SIMULINK (voir l'annexe D). Le système étudié fonctionne dans diverses conditions de changement d'ensoleillement (irradiance). Les performances de la commande dans différentes conditions sont expliquées ci-dessous.

IV.5.1 Réponse du système en régime permanent et transitoire

Dans la figure IV.17, le système fonctionne aux CTS (c'est-à-dire que $E=1000[W/m^2]$ et $T=25[^\circ C]$). Les figures IV.17-a et IV.17-b montrent les caractéristiques de démarrage du générateur PV et du groupe motopompe. La figure IV.17-a présente la tension PV (V_{PV}) et le courant PV (I_{PV}) qui atteignent leurs valeurs MPP à 0.15[s]. L'énergie solaire PV contrôle la vitesse de référence du moteur (ω_{ref}) qui atteint sa valeur nominale de 120[rad/sec] dès que le moteur démarre et prend de la vitesse. La figure IV.17-b montre les caractéristiques du groupe motopompe pendant le démarrage du moteur, où l'on observe que la vitesse du moteur (ω) suit (ω_{ref}) en douceur. Le démarrage du moteur provoque le passage d'un courant d'appel important qui est limité à 2 fois sa valeur nominale. Le couple atteint sa valeur nominale en un rien de temps après le démarrage, tandis que le couple de charge de la pompe suit le couple du moteur et augmente pour atteindre sa valeur nominale afin de fournir ses performances nominales.

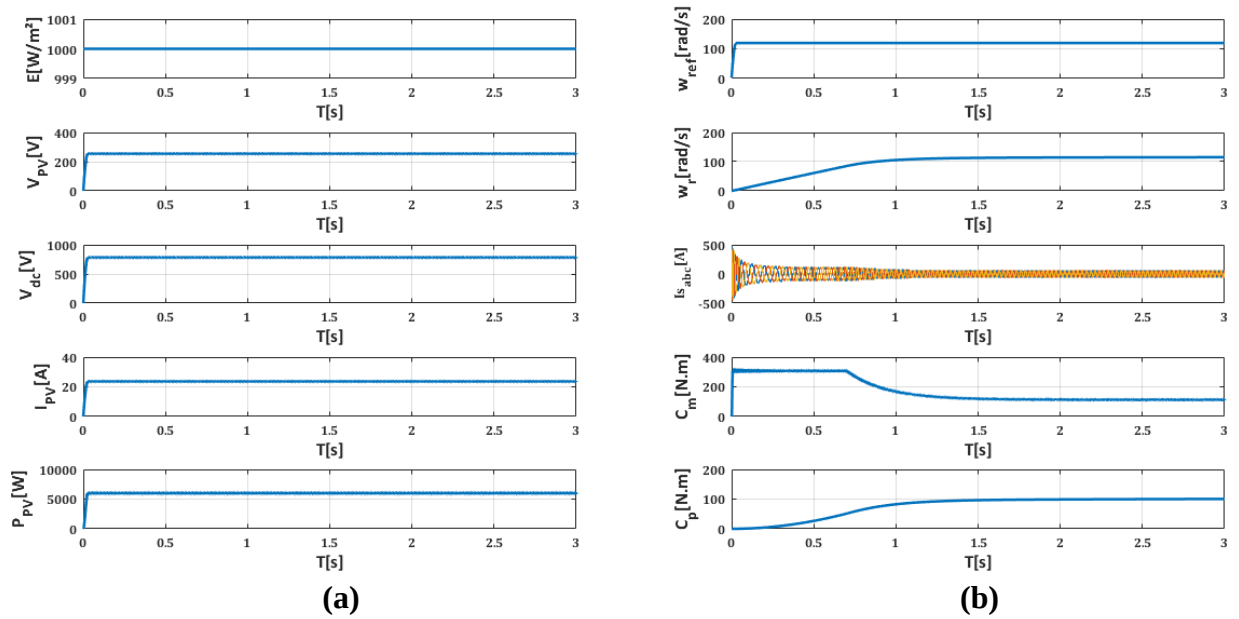


Figure IV.17 Performance du système en régime permanent et transitoire aux CTS :
(a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe.

IV.5.2 Dynamique du système pendant la diminution progressive de l'irradiance

Dans la figure IV.18, on observe une diminution progressive de l'irradiance solaire de 1000 $[W/m^2]$ à 500 $[W/m^2]$. Le PPM se déplace vers une valeur inférieure avec la diminution de l'irradiance et correspondant à laquelle on observe une diminution de V_{PV} , I_{PV} . La vitesse de référence diminue en même temps que la vitesse d'un moteur asynchrone qui suit la référence, et les deux se stabilisent à une valeur de 70 $[rad/s]$. Avec le changement du niveau d'irradiance solaire à une valeur plus faible, il y a un changement dans l'amplitude des courants de phase du moteur qui diminue. En conséquence, le couple du moteur réduit aussi, ce qui entraîne la diminution du couple de la pompe.

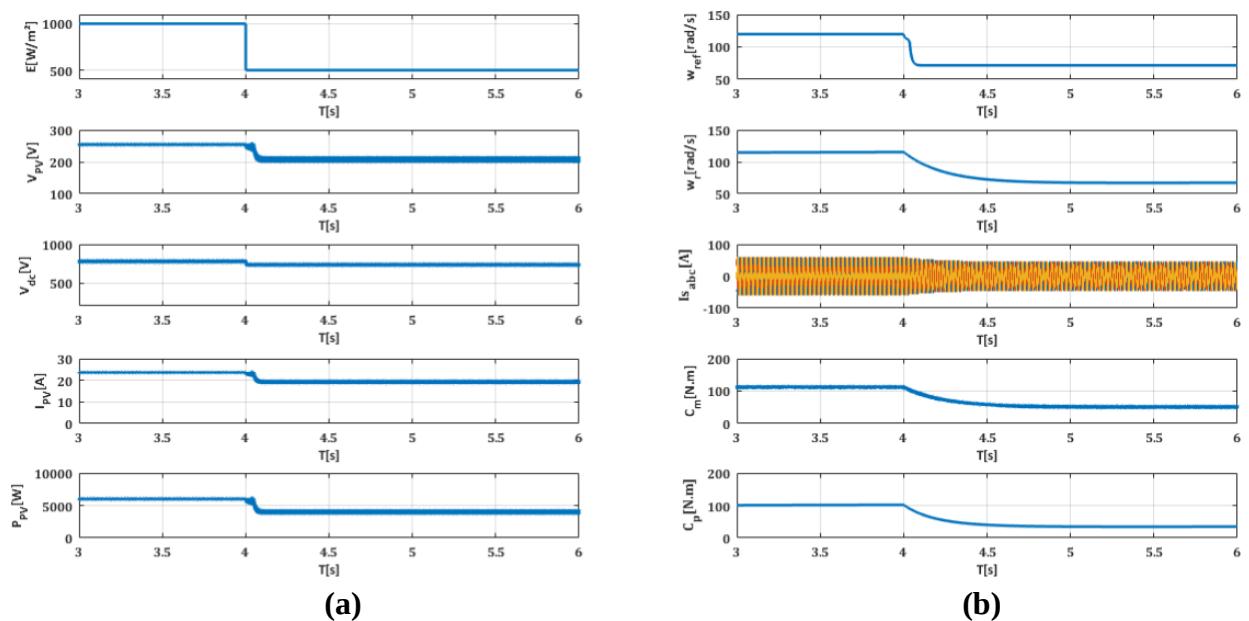


Figure IV.18 Performance du système durant la réduction de l'irradiance (1000-500) $[W/m^2]$:
(a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe.

IV.5.3 Dynamique du système pendant l'augmentation progressive de l'irradiance

Sur la figure IV.19, il y a une augmentation du niveau d'irradiance solaire de $500[\text{W/m}^2]$ à $1000[\text{W/m}^2]$ en raison de laquelle la position de la courbe PPM se déplace vers un point de fonctionnement plus importante, ce qui entraîne une modification de la vitesse de référence du moteur qui est directement liée à la puissance PV (rayonnement solaire). En conséquence, le couple de charge requis de la pompe rend plus grand, ce qui entraîne une modification des courants de phase du moteur et une augmentation de leur amplitude.

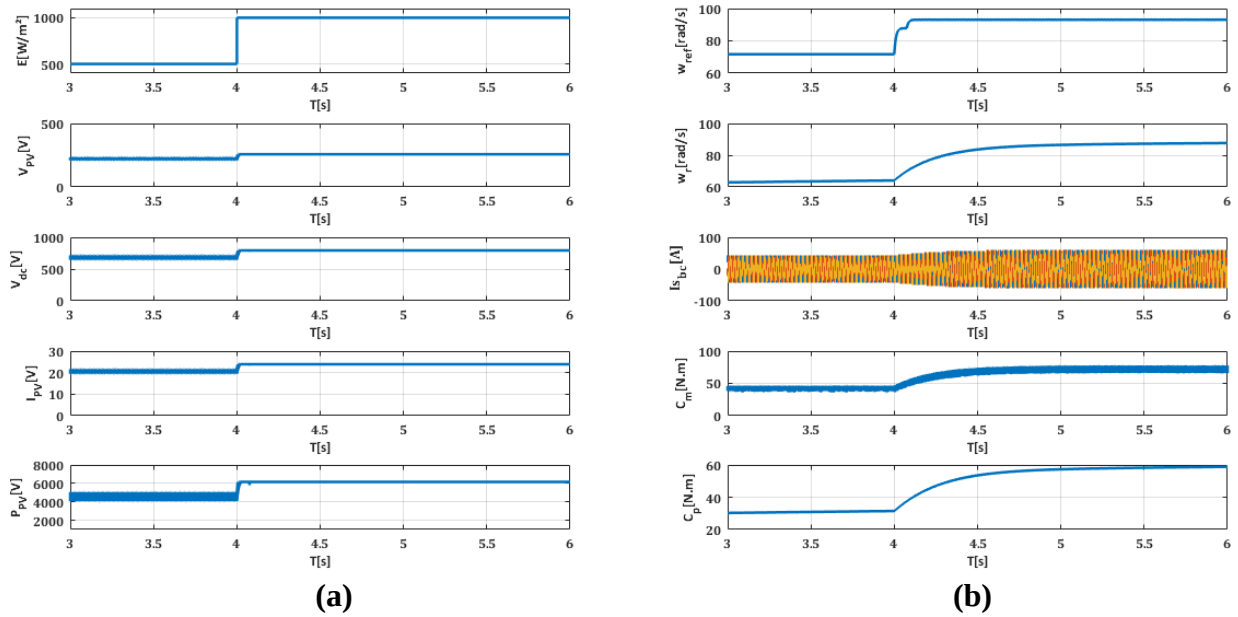


Figure IV.19 Performance du système durant l'augmentation d'irradiance ($500\text{-}1000$)[W/m^2] :
(a) Générateur PV. (b) Groupe motopompe.

IV.5.4 Performance de l'algorithme à logique floue

La figure IV.20 montre la dynamique du système de pompage solaire étudié avec deux types d'algorithme MPPT, le premier est lié à l'algorithme MPPT INC conventionnel à base de logique floue (figure IV.20-a) et le deuxième est l'algorithme MPPT INC avancé développé dans le chapitre précédent (figure IV.20-b). De toute évidence, l'algorithme MPPT flou donne de meilleure performance aussi bien en le régime permanent qu'en régime transitoire en plus de cet algorithme répond mieux aux critères de rendement, rapidité et de stabilité. En conséquence, on peut dire que l'adoption de la technologie de la logique floue dans le développement d'un contrôleur MPPT donne une sorte d'optimisation fonctionnelle au niveau de la performance et de la dynamique du système.

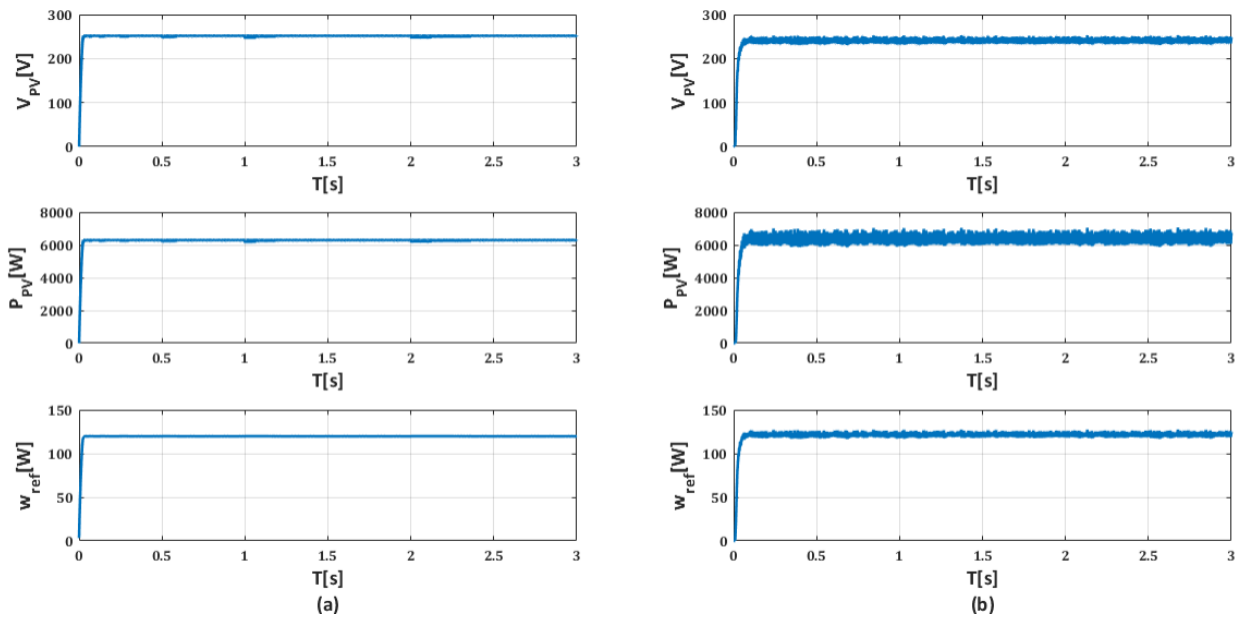


Figure IV.20 Etude comparative de la performance du système avec l'algorithme MPPT INC avancé par rapport à l'INC conventionnel à base de logique floue.

IV.5.5 Étude analytique de la performance du système avec la technique MRAS

La figure IV.21 présente la dynamique du système de pompage solaire étudiée avec la technique MRAS (sans capteur de vitesse) comme le montre la figure IV.21-a et sans la technique MRAS (avec capteur de vitesse) comme le montre la figure IV.21-b. Évidemment, les mêmes performances résultent à peu près dans les deux cas avec un petit peu des turbulences et des harmoniques dans le comportement du système avec la technologie MRAS. Cela confirme que la technologie MRAS peut remplacer efficacement le rôle du capteur de vitesse, ce qui ajoute une sorte d'optimisation économique au système de pompage solaire étudié dans ce projet.

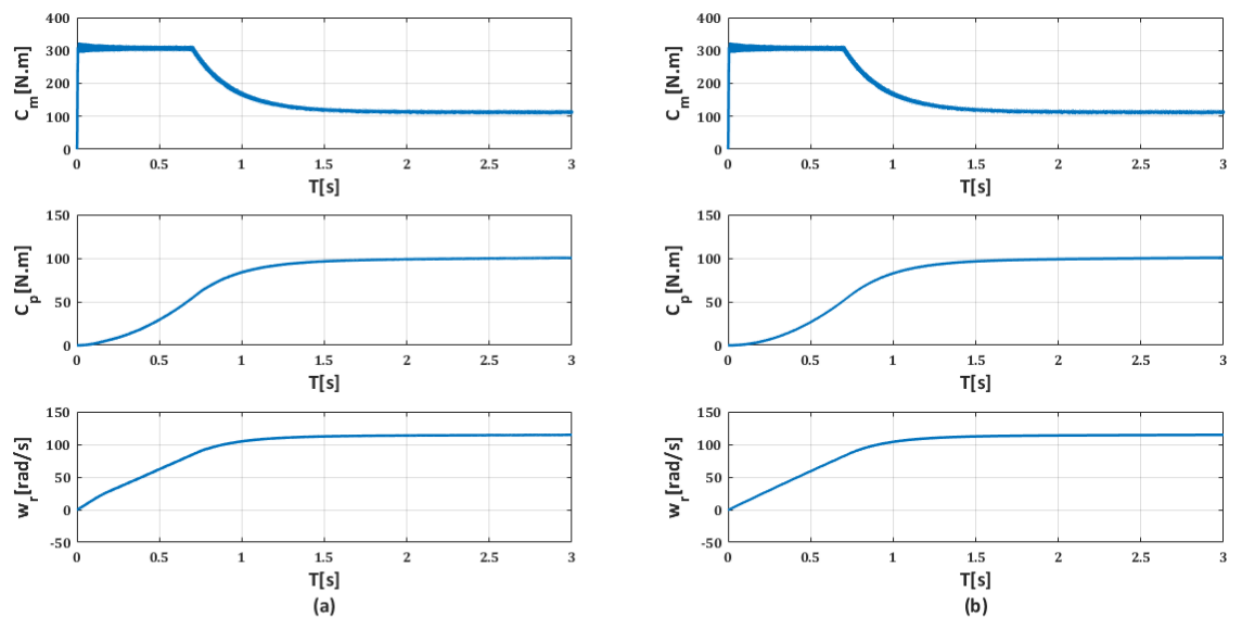


Figure IV.21 Etude comparative de la performance du système avec et sans l'implémentation de la technique MRAS.

IV.6 Conclusion

- ✓ À la fin de ce chapitre, une bonne stratégie d'optimisation du système de pompage solaire étudié a été développée. Comme l'ont montré les résultats simulés, le contrôleur à logique floue a amélioré la dynamique du système que ce soit dans le régime permanent ou transitoire, et la technologie MRAS a fourni une dynamique similaire à celle qui résulte en utilisant le capteur de vitesse. Ce qui confirme la mise en œuvre de cette stratégie d'optimisation augmente le rendement et la qualité du système (il s'agit d'optimisation fonctionnel) et réduit son coût économique (il s'agit d'optimisation économique).
- ✓ Dans l'environnement MATLAB/SIMULINK, le système fonctionne de manière très satisfaisante avec la preuve que ses performances interagissaient parfaitement avec la stratégie de contrôle et d'optimisation au moment du démarrage, en régime transitoire et en régime permanent dans des conditions de changement du niveau d'irradiance du générateur PV.

Ainsi, on peut dire que le système de pompage solaire étudié dans ce projet est prêt pour l'implémenter pratiquement et l'investissement dans celui-ci.

Références

- [1] A. Elgharbi, D. Mezghani, and A. Mami, "Intelligent Control of a Photovoltaic Pumping System," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 9, no. 5, pp. 4689-4694, 10/09, 2019.
- [2] S. Shukla, and B. Singh, "Reduced Current Sensor Based Solar PV Fed Motion Sensorless Induction Motor Drive for Water Pumping," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 7, pp. 3973-3986, 2019.
- [3] K. Benlarbi, L. Mokrani, and M. S. Nait-Said, "A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system," *Solar Energy*, vol. 77, no. 2, pp. 203-216, 2004/01/01/, 2004.
- [4] G. P. T. T. Chen, *INTRODUCTION TO FUZZY SETS, FUZZY LOGIC, AND FUZZY CONTROL SYSTEMS*, [S.l.]: CRC PRESS, 2019.
- [5] T. J. Ross. "Fuzzy logic with engineering applications," <http://www.books24x7.com/marc.asp?bookid=132624>.
- [6] K. M. Hangos, R. Lakner, and M. Gerzson. "Intelligent Control Systems : An Introduction with Examples," <https://doi.org/10.1007/b101833>.
- [7] H. Mahamudul, M. Saad, and M. Ibrahim Henk, "Photovoltaic System Modeling with Fuzzy Logic Based Maximum Power Point Tracking Algorithm," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2013, pp. 762946, 2013/09/30, 2013.
- [8] H. Deboucha, and S. Lalouni, "Improved incremental conductance maximum power point tracking algorithm using fuzzy logic controller for photovoltaic system," *Revue Roumaine des Sciences Techniques Serie Electrotechnique et Energetique*, vol. 62, pp. 381-387, 12/01, 2017.
- [9] B. Zirata, Kadalla, I. Thuku, and J. Angeti, "Maximum Power Point Tracking Control of Photovoltaic System using Fuzzy Logic Controller based on Incremental Conductance Technique," *Communications on Applied Electronics*, vol. 7, 09/14, 2019.
- [10] N. G. M. Thao, K. Uchida, and N. Nguyen-Quang, "An Improved Incremental Conductance-Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Fuzzy Logic for Photovoltaic Systems," *SICE Journal of Control, Measurement, and System Integration*, vol. 7, no. 2, pp. 122-131, 2014.

- [11] M. Y. Allani, D. Mezghani, F. Tadeo, and A. Mami, "FPGA Implementation of a Robust MPPT of a Photovoltaic System Using a Fuzzy Logic Controller Based on Incremental and Conductance Algorithm," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 9, no. 4, pp. 4322-4328, 08/10, 2019.
- [12] M. M. BHANDRI, M. A. Patil, M. P. Patil, M. A. Patil, M. r. Patil, and M. G. Patil, "SPEED CONTROL OF THREE PHASE INDUCTION MOTOR BY USING MRAS."
- [13] P. Kumar, D. M. Deshpande, and M. Dubey, "Model Reference Adaptive System (MRAS) Based Speed Sensorless Vector Control of Induction Motor Drive."
- [14] M. R. Khan, and A. Iqbal, "Model reference adaptive system with simple sensorless flux observer for induction motor drive: MRAS with simple sensorless flux observer for induction motor drive." pp. 1-6.
- [15] S. Meziane, R. Toufouti, H. Benalla, and C. Algeria, "MRAS based Speed Control of sensorless Induction Motor Drives."
- [16] M. Dybkowski, and T. Orlowska-Kowalska, "Speed Sensorless Induction Motor Drive System with MRAS type Speed and Flux Estimator and Additional Parameter Identification," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 46, no. 11, pp. 33-38, 2013/01/01/, 2013.
- [17] R. Rai, S. Shukla, and B. Singh, "Reactive Power Based MRAS for Speed Estimation of Solar Fed Induction Motor With Improved Feedback Linearization for Water Pumping," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 7, pp. 4714-4725, 2020.
- [18] R. P. Vieira, and H. A. Grundling, "Sensorless speed control with a MRAS speed estimator for single-phase induction motors drives." pp. 1-10.
- [19] Y. A. Zorgani, Y. Koubaa, and M. Boussak, "Sensorless speed control with MRAS for induction motor drive." pp. 2259-2265.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

L'énergie photovoltaïque (PV) représente une technologie d'énergie renouvelable prometteuse et motivante pour la production future d'électricité et a récemment acquis une attention mondiale. En outre, les avantages de l'énergie photovoltaïque, tels que l'absence de coûts de carburant, de pollution atmosphérique et de bruit, ont stimulé la demande de ce type d'énergie dans de nombreuses applications, par exemple les systèmes de pompage d'eau dans les régions isolées et éloignées. De ce fait, cette mémoire a été réalisée. Elle vise à développer un système de pompage solaire qui répond à tous les besoins avec toute la qualité et l'efficacité en construisant une stratégie de contrôle robuste et fiable tout en prenant en compte l'aspect économique. Les points ci-dessous résument le travail effectué dans cette mémoire, ses importants résultats en plus de ses aspirations pour l'avenir.

A. Travail effectué

Pour atteindre l'objectif de cette mémoire, quatre chapitres ont été structurés où les plus importants sont résumés dans ce qui suit :

Tout d'abord, un aperçu détaillé a été présenté à propos du pompage solaire : C'est quoi cette technologie? Son principe et Comment ça marche? Les éléments de base qui le composent? En plus de présenter un ensemble de preuves et d'études qui prouvent la supériorité du pompage solaire sur le pompage traditionnel en termes d'investissement et de qualité de production. Tous les résultats théoriques et conclusions tirés indiquent l'importance que la technologie du pompage solaire occupe actuellement, et par conséquent, il convient de la mettre davantage en évidence et de la généraliser dans divers domaines et applications.

Ensuite, le système de pompage solaire étudié (figure II.1) a été conçu et simulé dans l'environnement MATLAB/SIMULINK. Dans lequel, un groupe motopompe alimenté par une installation photovoltaïque solaire par l'intermédiaire d'un VSI triphasé où ce dernier est connecté à un convertisseur DC-DC de type élévateur. Le moteur est entraîné suivant la technique du contrôle vectoriel direct à flux rotorique orienté où le couple et le flux rotorique ont été contrôlés indépendamment. Le moteur est démarré en douceur. La vitesse de référence est générée par la régulation de la tension photovoltaïque réelle avec celle de référence. L'onduleur triphasé assure l'alimentation du moteur à induction où les signaux de déclenchement sont produits à l'aide du contrôleur hystérésis des courants. Le générateur photovoltaïque a maintenu le point de puissance maximale avec un temps de suivi réduit pendant la canalisation de l'irradiation. Ceci est obtenu en utilisant un algorithme MPPT avancé basé sur l'incrément de conductance (INC). Les résultats de la simulation ont montré que ce système étudié fonctionne de manière satisfaisante dans diverses

conditions de fonctionnement. La performance du système était bonne au démarrage, en régime transitoire et en régime permanent dans des conditions de changement de niveau d'irradiance du générateur photovoltaïque.

Enfin, le système de pompage solaire étudié a été optimisé fonctionnellement et économiquement (figure IV.1). L'optimisation fonctionnelle a consisté à adopter un contrôleur à logique floue afin de préciser plus la taille de pas et maximiser ainsi la puissance photovoltaïque résultante. L'optimisation économique était d'estimer la vitesse du moteur au lieu d'utiliser des capteurs. L'estimation s'est faite par la technique MRAS en utilisant le flux rotorique. La simulation sous l'environnement MATLAB a présenté un fonctionnement stable du système avec une réponse rapide face aux ordres de commande. Ainsi, des performances de haute qualité ont été atteintes au coût le plus bas possible.

B. Résultats saillants

À la fin de cette mémoire, plusieurs résultats peuvent être mis en évidence. Les points ci-dessous résument les résultats les plus importants qui peuvent être tirés de cette étude :

- ✓ Suivi précis du PPM grâce à une technique MPPT avancé basé sur l'algorithme INC classique, en plus de la bonne adaptation du générateur photovoltaïque aux changements climatiques soudains.
- ✓ Utilisation du contrôleur hystérésis des courants avec l'algorithme de contrôle vectoriel direct a permis d'obtenir une dynamique satisfaisante du moteur à induction avec le moins d'ondulation possible.
- ✓ Développement d'un contrôleur à logique floue pour fournir plus de précision et de vitesse à l'algorithme MPPT afin de forcer le générateur photovoltaïque à fonctionner exactement en PPM quelles que soient les fluctuations météorologiques.
- ✓ Conception du système MRAS permet une bonne estimation de la vitesse de rotation en tant que capteur virtuel.

En conclusion, l'objectif de cette étude a été atteint en développant un système de pompage solaire qui répond aux besoins avec une haute qualité et à faible coût.

C. Projets futurs

Dans le but de développer l'étude présentée dans cette mémoire, plusieurs perspectives et projets futurs peuvent être proposés, parmi eux :

1. Réduction des capteurs de courant en s'appuyant sur un système solaire photovoltaïque assurant le contrôle vectoriel sans capteur mécanique d'un moteur à induction triphasé pour le pompage de l'eau : Ce projet propose d'utiliser un seul capteur de courant au lieu de trois pour

entraîner un moteur à induction triphasé au sein d'un système de pompage solaire photovoltaïque en adoptant la stratégie du contrôle vectoriel sans l'utilisation du capteur de vitesse. Il s'agit de reconstituer le courant statorique triphasé en fonction du courant continu produit par le générateur photovoltaïque.

Référence à propos du projet proposé

S. Shukla, and B. Singh, "Reduced Current Sensor Based Solar PV Fed Motion Sensorless Induction Motor Drive for Water Pumping," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 7, pp. 3973-3986, 2019.

2. Contrôle direct du couple sans capteur de vitesse d'un moteur asynchrone triphasé en utilisant un seul capteur de courant au sein du système de pompage solaire photovoltaïque : Le but de ce projet est de mettre en œuvre le contrôle direct du couple d'un moteur à induction triphasé intégré dans un système de pompage de l'eau en mode hybride autonome ou connecté à une batterie. La technique MRAS est utilisée pour estimer la vitesse de rotation. De plus, le courant statorique triphasé est obtenu à l'aide d'un seul capteur (phase de reconstruction du courant).

Référence à propos du projet proposé

S. Shukla, and B. Singh, "Reduced-Sensor-Based PV Array-Fed Direct Torque Control Induction Motor Drive for Water Pumping," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 6, pp. 5400-5415, 2019.

3. MRAS basé sur la puissance réactive pour l'estimation de la vitesse du moteur à induction triphasé intégré dans un système de pompage solaire photovoltaïque avec une amélioration de la linéarisation de rétroaction : Ce projet se concentre sur la façon d'obtenir des courants de référence à l'aide de la technique de la linéarisation de rétroaction (Improved Feedback Linearization). Cette technique est très utile pour assurer un fonctionnement stable du moteur à induction et ainsi améliorer la qualité de pompage de l'eau.

Référence à propos du projet proposé

R. Rai, S. Shukla, and B. Singh, "Reactive Power Based MRAS for Speed Estimation of Solar Fed Induction Motor With Improved Feedback Linearization for Water Pumping," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 7, pp. 4714-4725, 2020.

Annexes

Fiche Technique du Module Solaire

JAP6-72-320/4BB

JA SOLAR

JAP6

-72/305-325/4BB

MULTICRYSTALLINE SILICON MODULE



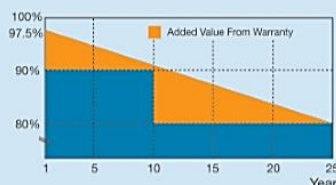
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 18, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

Address: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing
 Tel: +86 (10) 63611888
 Fax: +86 (10) 63611999
 Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

- 10-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



www.jasolar.com

Key Features



JA 4BB design module reduce cell series resistance and stress between cell interconnectors improves module reliability and module conversion efficiency



High output, 16.51% highest conversion efficiency



Designed for DC IEC 1000V applications



Anti-reflective and anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

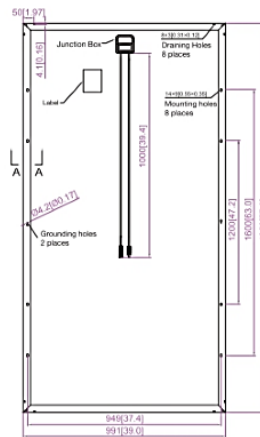
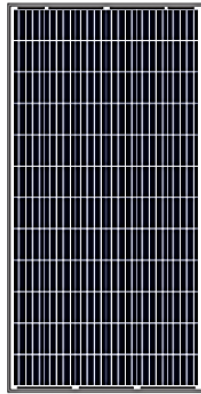
- Positive power tolerance: 0~+5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Modules binned by current to improve system performance
- Potential Induced Degradation (PID) Resistant

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management systems
- ISO 14001: 2004: Environmental management systems
- BS OHSAS 18001: 2007: Occupational health and safety management systems
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JA SOLAR



Units: mm (inch)

A-A

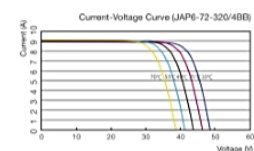
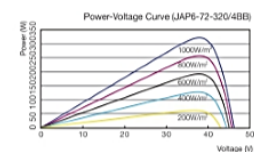
455 (18)

355 (14)

WORKING CONDITIONS

Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Operating Temperature	-40°C~85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

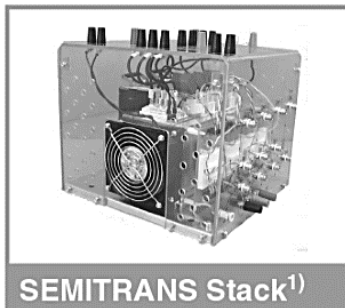
I-V CURVE



TYPE	JAP6-72-30S/4BB	JAP6-72-310/4BB	JAP6-72-315/4BB	JAP6-72-320/4BB	JAP6-72-325/4BB
Max Power (Pmax) [W]	221.43	225.06	228.69	232.32	235.95
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	41.53	41.71	41.92	42.12	42.32
Max Power Voltage (Vmp) [V]	33.81	33.95	34.08	34.27	34.45
Short Circuit Current (Isc) [A]	6.95	7.01	7.06	7.12	7.18
Max Power Current (Imp) [A]	6.55	6.63	6.71	6.78	6.85
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.				

JA Solar 05.2016

Fiche Technique de l'Onduleur triphasé SEMITEACH-IGBT. SKM 50 GB 123D. SKD 51. P3/250F

SEMITRANS Stack¹⁾

Three-phase rectifier +
inverter with brake
chopper

SEMITEACH - IGBT
SKM 50 GB 123D
SKD 51
P3/250F

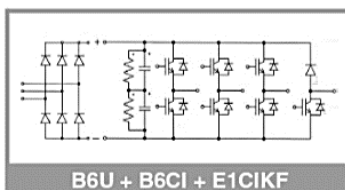
Features

- Multi-function IGBT converter
- Transparent enclosure to allow visualization of every part
- IP2x protection to minimize safety hazards
- External banana/BNC type connectors for all devices
- Integrated drive unit offering short-circuit detection/cut-off, power supply failure detection, interlock of IGBTs + galvanic isolation of the user
- Forced-air cooled heatsink

Typical Applications

- Education: One stack can simulate almost all existing industrial applications:
 - 3-phase inverter+brake chopper
 - Buck or boost converter
 - Single phase inverter
 - Single or 3-phase rectifier

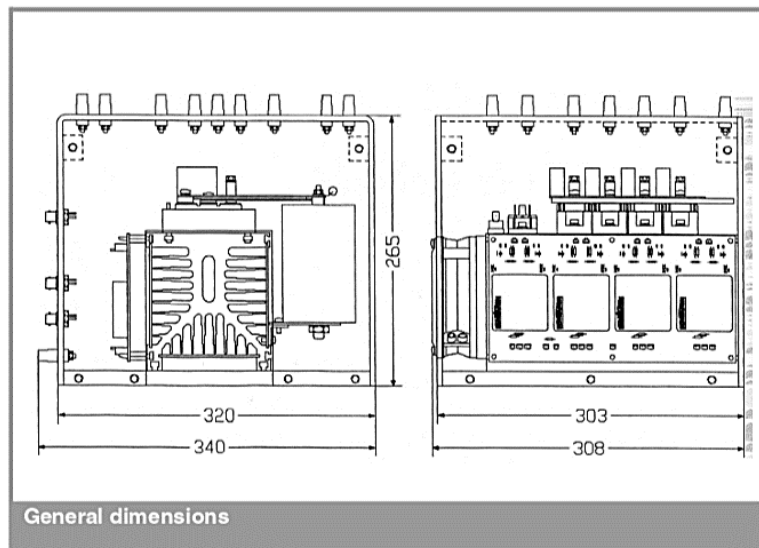
¹⁾ Photo non-contractual



B6U + B6CI + E1CIKF

Circuit	I _{rms} (A)	V _{ac} / V _{dcmax}	Types
B6CI	30	440 / 750	SEMITEACH - IGBT

Symbol	Conditions	Values	Units
I _{rms}	no overload IGBT - 4x SKM 50 GB 123D	30	A
V _{CES}		1200	V
V _{CE(SAT)}	I _c = 50A, V _{GE} = 15V, chip level; T _j = 25(125)°C	2,7 (3,5)	V
V _{GES}		±20	V
I _c	T _{case} = 25 (80)°C	50 (40)	A
I _{CM}	T _{case} = 25 (80)°C; t _p = 1ms	100 (80)	A
V _{in(max)}	Rectifier - 1x SKD 51/14 without filter with filter	3 x 480 3 x 380	V V
C _{eqvl}	DC Capacitor bank - Electrolytic 2x 2200µF/400V total equivalent capacitance	1100 / 800	µF / V
V _{DCmax}	max. DC voltage applied to the capacitor bank	750	V
Power supply	Driver - 4x SKHI 22	0 / 15	V
Current consumption	max; per driver	16	mA
Thermal trip	Normally Open type (NO)	71	°C

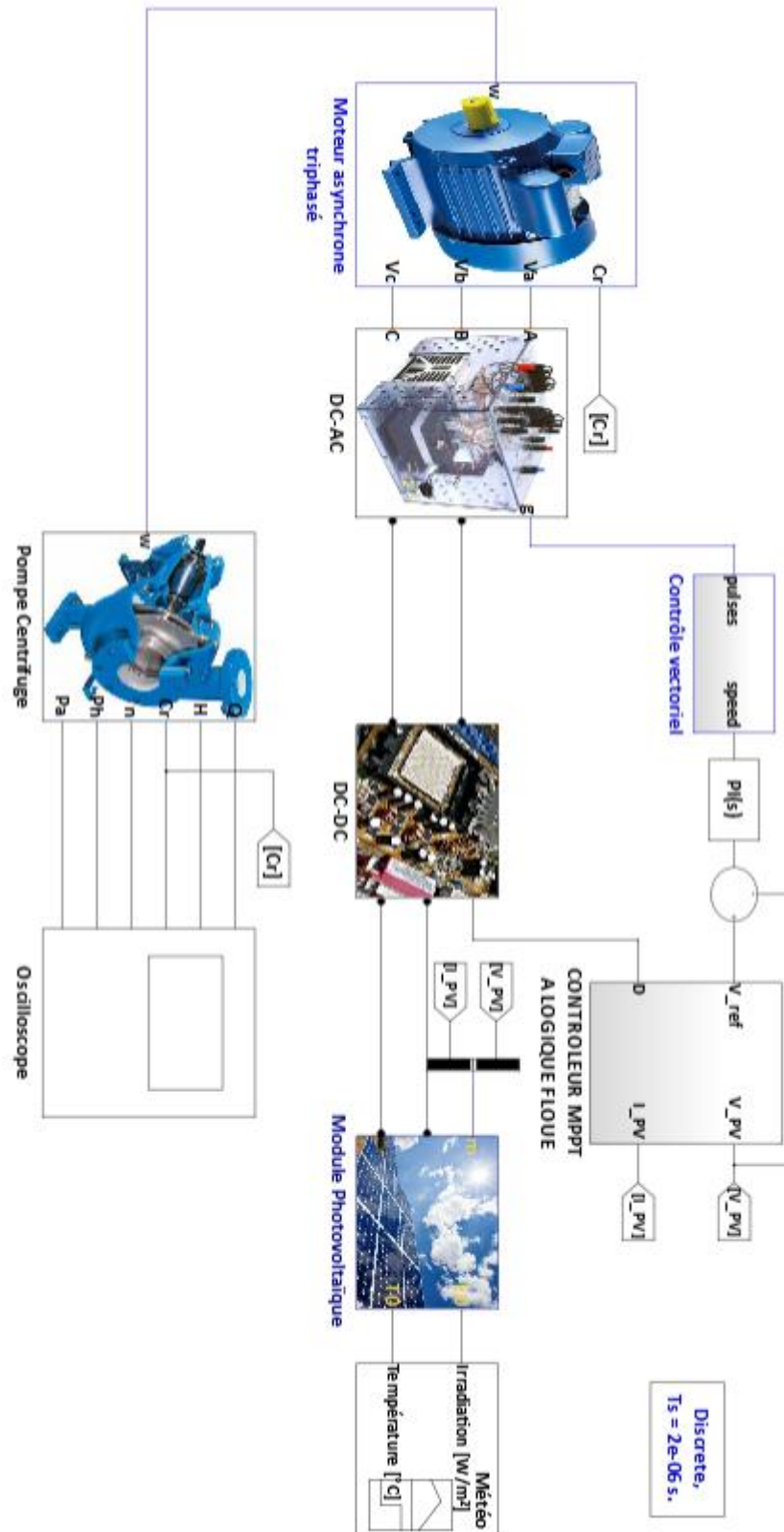


General dimensions

This technical information specifies semiconductor devices but promises no characteristics. No warranty or guarantee expressed or implied is made regarding delivery, performance or suitability.

Annexe C

Modèle SIMULINK de la Figure II.1



Annexe D

Modèle SIMULINK de la Figure IV.1

