



Université du Québec
à Chicoutimi

THÈSE DE DOCTORAT

DIAGNOSTIC D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE À STOCKAGE
PAR ESTIMATION PARAMÉTRIQUE ET COMMANDES ADRC,
INTÉGRÉ À UNE CENTRALE AUTONOME DE COGÉNÉRATION
D'ÉNERGIE

Par

ALBERT, AYANG

Ph.D

Sous la direction de :

Directeur de thèse : Mohamad Saad, ing.,Ph.D (UQAT)

Co-directeur de thèse : Mohand Ouhrouche, ing.,Ph.D (UQAC)

Présentée

À L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À CHICOUTIMI EN VUE DE
L'OBTENTION DU GRADE DE DOCTEUR EN PHILOSOPHIE EN
INGÉNIERIE

Octobre 2020

Jury :

Président: **Issouf Fofana**,ing.,PhD, Professeur titulaire, UQAC

Directeur de thèse: **Mohamad Saad**, ing.,PhD, Professeur titulaire, UQAT

Co-Directeur: **Mohand Ouhrouche**, ing.,PhD, Professeur titulaire, UQAC

Membre: **Tahar Tafticht**, ing.,PhD, Professeur, UQAT

Membre externe: **Mamoudou Lamine Dombia**, ing.,PhD, Professeur titulaire, UQTR

RESUMÉ

Ce travail porte sur l'élaboration des outils de diagnostic du sous-système PV/hacheur/charge, en fonctionnement, intégré à une centrale autonome de cogénération d'énergie. Les méthodes analytiques de diagnostic, telles que l'estimation paramétrique et les commandes ADRC (intégrant les observateurs d'état), sont utilisées.

La méthode par estimation paramétrique basée sur l'estimateur du maximum de vraisemblance, validée expérimentalement par des données du centre de recherche NERGICA et les données des constructeurs, a permis de diagnostiquer les dégradations des panneaux PV (Photovoltaïques).

L'analyse des résidus issus des paramètres, du ARCO Solar M75 après 20 ans de fonctionnement, montre que la résistance série, la résistance parallèle et le courant de court-circuit sont les paramètres qui varient beaucoup plus. L'analyse des courbes issues des paramètres permet de constater que la puissance maximale subit une baisse par rapport à la puissance de référence, provoquant ainsi la chute de tension et du courant du PV au point de puissance maximale; ceci révèle une dégradation du panneau PV. Une revue de littérature nous a permis de dresser les défauts en lien avec les paramètres dégradés; ainsi il est recommandé que l'opérateur de ce parc solaire vérifie les boîtes de jonction (vérification des câblages interne, nettoyage de l'intérieur des boîtes, remplacement des sous-composants défectueux dans les boîtes...), qu'il vérifie les bords des cellules PV (nettoyage, appliquer des anti corrosifs...), qu'il vérifie les câbles et les différents connecteurs.

La méthode par observateur d'état étendu basée sur la commande ADRC (commande du rejet actif des perturbations) et la commande SMC (commande par mode glissant) a permis de tester plusieurs types de défauts et a permis également de dresser les algorithmes de localisation des défauts. Pour cela le modèle dynamique a été adapté à un système d'équations multiples entrées-multiples sorties (MIMO) et au modèle d'état étendu nécessaire à l'application des commandes ADRC. Les résultats du test de ces commandes sur le sous-système montrent que les états et les perturbations sont bien estimés; ceci prouvant la robustesse des estimateurs utilisés. Du point de vue de sa mise en place, la commande généralisée du rejet actif des perturbations étant facile à implémenter, nous l'avons associée à la commande par mode glissant pour stabiliser les états nominaux autour des références lors des variations des perturbations; le test par simulation sur le sous-système s'est avéré concluant (les états estimés suivent les états réels et suivent les références définies) bien qu'on introduise simultanément les défauts au niveau des PV, de la charge et au niveau du hacheur survolteur. En assumant une tolérance de 5%, les défauts sont détectables, localisables et identifiables par estimation des états et analyse structurelle des résidus par rapport aux valeurs seuils (déterminées lorsque le sous-système est sans défauts). Les outils de diagnostic conçus sont simulés dans l'environnement Matlab/Simulink.

ABSTRACT

This work focuses on the development of diagnostic tools for the PV/DC-DC converter/load subsystem, in operation, integrated into an autonomous energy cogeneration plant. Analytic diagnostic methods such as parametric estimation and ADRC (Active Disturbance Rejection controls), including state observers, are used.

The parametric estimation method based on the maximum likelihood estimator, validated experimentally by data from the research center NERGICA and data from manufacturers, has made it possible to diagnose the degradations of PV panels (Photovoltaics).

Analysis from the parameters' residual vectors of the ARCO Solar M75 after 20 years of outdoors operation, shows that serial resistance, parallel resistance and short-circuit current get more changes than other parameters. Analysis of the curves from the parameters shows that the maximum power also changes and decreases from its reference value; thus, causing drops of the voltage and the current at the maximum power point; this reveals a degradation of the PV panel. A literature review allowed us to identify faults related to degraded parameters; so, it's recommended to act on the system through junction box, cell edges, wiring, busbars, and connectors.

The extended state observer method based on the ADRC and the SMC (Sliding Mode Control) is used to test several types of faults and helped to draw up some algorithms for locating faults in the subsystem. For this, the dynamic model has been adapted to a system of multiple input-multiple output (MIMO) equations and to the extended state model required to apply ADRC.

The simulation results of these controls on the subsystem show that the states and the disturbances are well estimated, but it is not easy to stabilize the nominal states on the defined references.

Generalized Active disturbance rejection control seems easy to design and simulate, so it's associated with sliding mode control for stabilizing the nominal states of the references in the case of faults; the simulation test of the proposed method on the subsystem proved to be accurate (the estimated states follow the real states and defined references) although defects of the PV, of the load and of the DC-DC converter's parameters are introduced at the same time. Assuming a tolerance of 5%, the faults are detectable, located and identifiable by estimation of the states and analysis of the residues compared to the threshold values (determined when the subsystem is free of faults). The diagnosis tool designed is simulated in the Matlab/Simulink environment.

REMERCIEMENTS

Le présent travail a été réalisé à l'École de Génie de l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (UQAT) et à l'École de Génie de l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC). J'aimerais témoigner ma gratitude à tous ceux et celles qui ont, de près ou de loin, contribué à la réalisation de la présente thèse de Doctorat. Je tiens à remercier tout particulièrement:

- **Pr. René Wamkeue** (ing.,Ph. D), mon premier directeur de thèse, pour m'avoir proposé de travailler sur ce sujet et pour son encadrement technique et académique ;
- **Pr. Mohamad SAAD** (ing.,Ph.D) Professeur titulaire à l'UQAT, mon deuxième directeur de thèse, qui a accepté de continuer à diriger mes travaux de recherche, et pour ses promptes réactions face à mes multiples questions et problèmes d'ordre académique ;

Je tiens également à remercier mon Co-directeur de thèse, **Pr. Mohand Ouhrouche** (ing.,Ph.D) Professeur titulaire à l'UQAC, pour sa disponibilité dès le début de cette thèse ; malgré la distance qui sépare Rouyn de Chicoutimi, il a pu apporter sa contribution à ce travail ;

Tous mes sincères remerciements à tous mes enseignants de l'UQAT et l'UQAC ;

Je tiens à remercier le rectorat de l'UQAT pour son support moral et financier malgré toutes les difficultés rencontrées durant ce chemin périlleux ;

Je tiens à remercier le centre de recherche **NERGICA** pour sa bonne collaboration qui m'a permis de compléter la validation de l'une des méthodes utilisées ;

Tous mes sincères remerciements à mes collègues-étudiants en Doctorat, pour les moments difficiles passés ensemble ;

Tous mes sincères remerciements au ministère de l'Enseignement Supérieur à travers l'Université de Maroua au Cameroun qui a pu m'accorder le temps de stage afin que je puisse achever cette formation.

Je tiens aussi à remercier ma grande famille à Figuil, Maroua, Guidiguis et Yaoundé au Cameroun pour la confiance et la patience qu'elle a su gérer durant toutes ces années d'absence. Des remerciements particuliers à ma mère **Woinsouaré Martine**, à mon garçon **Doba Ayang Manri Boris**, à la famille **DAKOL ANDRÉ** à Yaoundé et toutes les familles de près ou de loin qui ont pu m'apporter leurs soutiens moral et financier durant cette formation.

Je remercie également tous les membres du jury de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette soutenance de thèse de Ph.D/Doctorat.

Enfin, je remercie toutes les personnes que j'ai rencontrées au Canada, devenues ma seconde famille, pour leurs soutiens quotidiens indéfectibles à l'égard de mes travaux de Thèse de Ph.D/Doctorat.

DÉDICACE

À la mémoire de mon père, le regretté

MANRI JUSTIN

Père rigoureux, et soucieux pour la réussite de ses proches, qui nous a malheureusement quittés très tôt. Brillant électricien à la cimenterie de Figuil, que ce travail puisse être à la mesure de tes rêves jadis.

Et à ma mère

WOINSOUARÉ MARTINE

Femme courageuse, tu as su te battre toutes ces années avec bravoure et éthique pour une réussite effective de tes enfants; et ceci malgré l'absence de Papa. Que ce travail soit l'une des réponses à tes multiples efforts consentis.

Table des matières

RESUMÉ	i
ABSTRACT	ii
REMERCIEMENTS	iii
Liste des figures	xi
Liste des symboles/abréviations.....	xxi
CHAPITRE 1	1
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
1.1 CONTEXTE ET MOTIVATIONS.....	3
1.2.1 Motivations socio-économiques	3
1.1.2 Motivations scientifiques et problématique.....	5
1.2 OBJECTIF GÉNÉRAL	8
1.3 OBJECTIFS SPÉCIFIQUES.....	8
1.4 MÉTHODOLOGIE DE RECHERCHE ADOPTÉE.....	9
1.4.1 Cadre scientifique	9
1.4.2 Organigramme des activités de recherche.....	10
1.5 HYPOTHÈSES.....	15
1.6 CONTRIBUTIONS SCIENTIFIQUES/ORIGINALITÉ.....	16
1.7 CONTENU DE LA THÈSE.....	17
CHAPITRE 2	19
REVUE DE LITTÉRATURE.....	19
2.1 LES SYSTÈMES AUTONOMES HYBRIDES INTÉGRANT UN PV À STOCKAGE : FAISABILITÉ	19

2.2	LES SYSTÈMES AUTONOMES HYBRIDES INTÉGRANT UN PV À STOCKAGE : COMMANDE ET GESTION.....	21
2.3	MODÉLISATION ET DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES INCONNUS D'UN GÉNÉRATEUR PV	24
2.3.1	Modélisation du générateur PV	24
2.3.2	Relation entre les conditions de fonctionnement et les paramètres des PV 28	
2.3.3	Fonctionnement aux conditions standard de test	29
2.3.4	Fonctionnement aux conditions réelles (Irradiation et Température varient) 32	
2.4	CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES D'UN MODULE PV.....	35
2.5	MÉTHODES D'ESTIMATION DES PARAMÈTRES D'UN MODULE PV	36
2.6	DIAGNOSTIC DES DÉFAILLANCES D'UN SYSTÈME PV	42
2.7	DIAGNOSTIC PAR LA COMMANDE DU REJET ACTIF DES PERTURBATIONS	43
	CHAPITRE 3	45
	ESTIMATION DES PARAMÈTRES D'UN PANNEAU PV PAR LES MÉTHODES DES MOINDRES CARRÉS ET DU MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE	45
3.1	ESTIMATION DES PARAMÈTRES PAR LES MOINDRES CARRÉS...	45
3.1.1	Estimateur des moindres carrés.....	45
3.1.2	Résolution du modèle de prédiction du courant d'un PV à une diode 46	
3.1.3	Protocole CEI-60891	47
3.1.4	Algorithme d'estimation par les moindres carrés.....	49
3.1.5	Résultats et discussions.....	51

3.2	ESTIMATION DES PARAMÈTRES PAR LA MÉTHODE DU MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE	60
3.2.1	Formule de Bayes	60
3.2.2	La fonction de vraisemblance.....	60
3.2.3	Estimateur du maximum de vraisemblance.....	62
3.2.4	Procédure d'exécution de l'algorithme du maximum de vraisemblance (MLE)	63
3.2.5	Algorithme d'estimateur du maximum de vraisemblance	63
3.2.6	Résultats et discussions.....	65
CHAPITRE 4	81
	DIAGNOSTIC ET SUPERVISION DES DÉFAILLANCES D'UN PANNEAU PV PAR L'ESTIMATION DES PARAMÈTRES ET L'ANALYSE DES COURBES..	81
4.1	COMPOSANTES ET PARAMÈTRES DES PV.....	82
4.2	PUISSANCE MAXIMALE ET PARAMÈTRES D'UN PV	84
4.3	PROCÉDURE DE DIAGNOSTIC/SUPERVISION DES DÉFAILLANCES	
	87	
4.4	RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	91
CHAPITRE 5	99
	COMMANDE STANDARD DU REJET ACTIF DES PERTURBATIONS DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE	99
5.1	MODÈLE DYNAMIQUE DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE	
	100	
5.1.1	Phase d'accumulation d'énergie dans l'inductance de lissage L_{PV}	
	102	
5.1.2	Phase de transfert d'énergie	103
5.2	RAPPELS MATHÉMATIQUES	105

5.3	OBSERVATEUR STANDARD D'ÉTAT ÉTENDU	107
5.4	ANALYSE DE STABILITÉ	109
5.4.1	Analyse du système nominal en régime permanent.....	109
5.4.2	Analyse de stabilité du système étendu	110
5.5	LOI DE COMMANDE STANDARD	111
5.6	SIMULATIONS-RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	113
5.7	TEST DE ROBUSTESSE DE LA COMMANDE STANDARD	117
5.7.1	Variation de la tension du PV	117
5.7.2	Variation de la charge	120
CHAPITRE 6	124
COMMANDE GÉNÉRALISÉE DU REJET ACTIF DES PERTURBATIONS DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE	124
6.1	MODELE D'ETAT DYNAMIQUE NOMINAL	125
6.2	MODÈLE D'ÉTAT ÉTENDU	126
6.3	OBSERVATEUR GÉNÉRALISÉ D'ÉTAT ÉTENDU.....	127
6.4	LOI DE COMMANDE.....	127
6.5	ANALYSE DE STABILITÉ ET DU REJET ACTIF	128
6.5.1	Analyse de stabilité	128
6.5.2	Analyse du rejet actif des perturbations	130
6.6	ALGORITHME DE DIMENSIONNEMENT DE L'OBSERVATEUR.....	131
6.7	SIMULATIONS - RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	132
6.8	TEST DE ROBUSTESSE DE LA COMMANDE GÉNÉRALISÉE	135
6.8.1	Variation de la tension du PV	135

6.8.2	Variation de la charge	138
CHAPITRE 7	142
ANALYSE DES DÉFAUTS DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE PAR LA MISE EN COMMUN DE L'OBSERVATEUR GÉNÉRALISÉ D'ÉTAT ÉTENDU ET LA COMMANDE ROBUSTE PAR MODE GLISSANT.....		
7.1	MODÉLISATION DES PERTURBATIONS/DÉFAUTS	142
7.2	SYSTÈME PERTURBÉ/DÉFAILLANT	144
7.3	MODIFICATIONS DES PERTURBATIONS $d(x,u,t)$	144
7.4	MODIFICATIONS DES MATRICES D'ÉTAT ET DE COMMANDE	146
7.5	MODÈLE PERTURBÉ	146
7.6	COMMANDE ROBUSTE PAR MODE GLISSANT	148
7.7	ÉTUDE DE STABILITÉ PAR LA FONCTION DE LYAPUNOV	150
7.8	DIAGNOSTIC DES DÉFAUTS BASÉ SUR L'OBSERVATEUR D'ÉTAT	
	151	
7.8.1	Sélection des valeurs limites (seuils) nominales	152
7.8.2	Diagnostic par calcul des résidus des états et des perturbations..	153
7.8.3	Diagnostic basé sur l'estimation des états et des perturbations....	155
7.8.4	Algorithmes de détection et d'identification des défauts du PV/hacheur/charge basés sur la synthèse des résidus des perturbations .	156
7.9	SIMULATIONS - RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	161
7.9.1	PV/hacheur/charge nominal : sélection des valeurs limites.....	161
7.9.2	PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du PV	164
7.9.3	PV/hacheur/charge soumis aux dégradations de la charge	170
7.9.4	PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du hacheur	175
7.9.5	PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du bus DC.....	178

7.9.6	PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du hacheur et du bus DC	182
7.9.7	PV/hacheur/charge soumis simultanément aux dégradations du PV, de la charge et du hacheur et du bus DC	185
CHAPITRE 8		191
CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES		191
8.1	PRINCIPALES CONTRIBUTIONS	191
8.2	RETOMBÉS SCIENTIFIQUES	195
8.3	PERSPECTIVES ET TRAVAUX FUTURS	196
LISTE DE RÉFÉRENCES		197

Liste des figures

Figure 1 Prévission (GW) de la demande en consommation mondiale d'énergie [6]	4
Figure 2 Synoptique d'un système autonome de cogénération hydro/PV à stockage	6
Figure 3 Schéma descriptif des composants défailants du sous-système PV à stockage	7
Figure 4 Organigramme des activités de recherche	10
Figure 5 Méthodes de diagnostic.....	11
Figure 6 Redondances matérielle et analytique.....	13
Figure 7 Méthodes utilisées de diagnostic à base de modèles analytiques.....	13
Figure 8 Diagnostic par modèles analytiques en temps réel du sous-système PV/hacheur/charge	15
Figure 9 Modèle électrique d'un module PV	25
Figure 10 Circuits électriques des cellules, modules et champ d'un PV	26
Figure 11 Protection d'un champ PV : Diodes bypass et de blocage.....	27
Figure 12 Processus d'extraction des paramètres inconnus d'un panneau PV .	28
Figure 13 Caractéristiques électriques.....	35
Figure 14 Variation de (P-V) en fonction de la température et de l'irradiation.....	36
Figure 15 Classification des différentes méthodes d'extraction des paramètres d'un module PV.....	36
Figure 16 Algorithme d'estimation des paramètres d'un PV par les moindres carrés	50
Figure 17 Convergence de I_{ph} (a) et I_0 (b) par LSE aux STC	53
Figure 18 Convergence de R_s (a) et n (b) par LSE aux STC.....	53
Figure 19 Convergence de R_p par LSE aux STC	54

Figure 20 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par LSE du PV MSX60 aux STC	54
Figure 21 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée aux STC	55
Figure 22 (I-V) et (P-V) expérimentales et prédites à 1000 W/m ² et 75°C	55
Figure 23 (I-V) expérimentales et prédites issues de LSE, NR modifié, LS non linéaire, Vilalva et Lambert aux STC d'un PV MSX60.....	57
Figure 24 Courbes d'erreurs issues de de LSE, NR modifié, LS non linéaire, Vilalva et Lambert aux STC d'un PV MSX60.....	57
Figure 25 Courbes mesurées, extrapolées et estimées par LSE du champ PV 500 kW.....	59
Figure 26 Algorithme d'estimation des paramètres d'un PV par l'estimateur du maximum de vraisemblance	64
Figure 27 Convergence de (a) I _{ph} et (b) I _o par MLE	67
Figure 28 Convergence de (a) R _s et (b) n par MLE	67
Figure 29 Convergence de R _p par MLE	68
Figure 30 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE du PV MSX60 aux STC (1000 W/m ² , 25° C).....	68
Figure 31 Erreurs entre l'expérimentale et l'estimée aux STC déterminée par MLE	69
Figure 32 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE du PV MSX60 à 1000 W/m ² , 75° C	69
Figure 33 Superposition des courbes (I-V), (P-V) expérimentales et estimées à 1000 W/m ² 25° C.....	71
Figure 34 Superposition des courbes d'erreurs à 1000 W/m ² ,25° C.....	71
Figure 35 (I-V) ,(P-V) expérimentales et prédites du module PV CSK6-280M monocristallin aux conditions 1000 W/m ² 25° C, 800 W/m ² 25° C et 600 W/m ² 25° C	73
Figure 36 Champ PV sur site de recherche de Nergica et l'appareil « solmetric PV analyzer »	74

Figure 37 Disposition et connexion du champ PV sur site de recherche de Nergica	74
Figure 38 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 1 ^{ère} chaine du champ PV de Nergica	76
Figure 39 Erreurs entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 1 ^{ère} chaine du champ PV de Nergica	76
Figure 40 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 2 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica	76
Figure 41 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 2 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica.....	77
Figure 42 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 3 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica	77
Figure 43 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 3 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica.....	77
Figure 44 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 4 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica	78
Figure 45 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 4 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica.....	78
Figure 46 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 5 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica	78
Figure 47 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 5 ^{ème} chaine du champ PV de Nergica.....	79
Figure 48 Vue en coupe et encapsulation d'un module PV [139]	82
Figure 49 Effets de la résistance série R_s (a) et de la résistance parallèle R_p (b) sur la courbe (P-V).....	86
Figure 50 Effets du facteur d'idéalité n sur la courbe (P-V).....	86
Figure 51 Procédure de diagnostic et supervision des dégradations/défaillances basée sur l'estimation des paramètres et l'analyse des courbes (I-V) /(P-V).....	90
Figure 52 Courbes de ARCO Solar M75 en 1990.....	93
Figure 53 Courbes de ARCO Solar M75 en 2001.....	94

Figure 54 Courbes de ARCO Solar M75 en 1990 et en 2001	94
Figure 55 Courbes de ARCO Solar M75 en 2010.....	95
Figure 56 Analyse des courbes de ARCO Solar M75 en 1990, 2001, 2010	97
Figure 57 Types des défauts et localisation des défauts de ARCO Solar M75...	98
Figure 58 Convertisseur DC-DC et charge intégrés au système photovoltaïque	101
Figure 59 Phase d'accumulation d'énergie	102
Figure 60 Phase de transfert d'énergie	103
Figure 61 Schéma bloc du SADRC standard pour un système PV/hacheur/charge	113
Figure 62 Courant IL réel et estimé par SADRC	115
Figure 63 Erreur d'estimation du courant IL par SADRC	115
Figure 64 Tension VbusDC réelle et estimée par SADRC.....	115
Figure 65 Erreur d'estimation de la tension VbusDC par SADRC	116
Figure 66 Estimation des perturbations d1 par SADRC.....	116
Figure 67 Estimation des perturbations d2 par SADRC.....	117
Figure 68 Courant IL réel et estimé par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}	118
Figure 69 Tension Vbus_DC réelle et estimée par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}	118
Figure 70 Estimation des perturbations d1 par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}	119
Figure 71 Estimation des perturbations d2 par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}	119
Figure 72 Courant IL réel et estimé par SADRC subissant la variation de la charge	121

Figure 73 Tension VbusDC réelle et estimée par SADRC subissant la variation de la charge 121

Figure 74 Estimation des perturbations d1 par SADRC subissant la variation de la charge 122

Figure 75 Estimation des perturbations d2 par SADRC subissant la variation de la charge 122

Figure 76 Diagramme bloc de la commande ADRCG d'un système PV/hacheur/charge 128

Figure 77 Estimation du courant de l'inductance par GADRC 133

Figure 78 Estimation de la tension Vbus par GADRC 134

Figure 79 Estimation des perturbations d1 par GADRC 134

Figure 80 Estimation des perturbations d2 par GADRC 135

Figure 81 Courant IL réel et estimé par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv} 136

Figure 82 Tension VbusDC réelle et estimée par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv} 136

Figure 83 Estimation des perturbations d1 par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv} 137

Figure 84 Estimation des perturbations d2 par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv} 137

Figure 85 Courant IL réel et estimé par GADRC subissant la variation de la charge 139

Figure 86 Tension VbusDC réelle et estimée par GADRC subissant la variation de la charge 139

Figure 87 Estimation des perturbations d1 par GADRC subissant la variation de la charge 140

Figure 88 Estimation des perturbations d2 par GADRC subissant la variation de la charge 140

Figure 89 Schéma bloc de la commande par mode glissant associée à l'observateur d'état étendu de Luenberger d'un système PV/hacheur/charge ..	150
Figure 90 Diagnostic du système PV/hacheur/charge basé sur la génération des résidus	154
Figure 91 Diagnostic du système PV/hacheur/charge basé sur l'estimation ou l'observation des défauts	156
Figure 92 Algorithme de détection et d'identification des défauts par l'analyse des résidus de \bar{d}_1	158
Figure 93 Algorithme de détection d'identification des défauts par l'analyse des résidus de \bar{d}_2	159
Figure 94 Estimation du courant de l'inductance par GESO et SMC	161
Figure 95 Résidu et valeur limite T1	162
Figure 96 Estimation de la tension du bus DC par SMC et ESOG	162
Figure 97 Résidu et valeur limite T2	163
Figure 98 Estimation des perturbations d_1 par SMC et ESOG	163
Figure 99 Estimation des perturbations d_2 par SMC et ESOG	164
Figure 100 Courant réel et estimé par SMC et ESOG subissant la variation de la tension V_{pv}	165
Figure 101 Détection des défauts par analyse des résidus et estimation des défauts du courant par SMC et ESOG	166
Figure 102 Tension réelle et estimée par SMC et ESOG subissant la variation de la tension V_{pv}	166
Figure 103 Détection des défauts par analyse des résidus de la tension par SMC et ESOG	167
Figure 104 Perturbations réelles et estimées par SMC et ESOG subissant la variation de la tension V_{pv}	167

Figure 105 Détection des défauts par analyse des résidus et estimation des défauts des perturbations \bar{d}_1 par SMC et ESOG.....	168
Figure 106 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations \bar{d}_2 par SMC et ESOG	169
Figure 107 Courant réel et estimé par SMC et ESOG subissant la variation du courant de charge	170
Figure 108 Détection des défauts par analyse des résidus du courant par SMC et ESOG	171
Figure 109 Tension réelle et estimée par SMC et ESOG subissant la variation du courant de la charge	172
Figure 110 Détection des défauts par analyse des résidus et estimation des défauts de la tension VDC bus par SMC et ESOG	172
Figure 111 Perturbations réelle et estimée par SMC et ESOG subissant la variation de la charge	173
Figure 112 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations de \bar{d}_1 et \bar{d}_2 par SMC et ESOG	173
Figure 113 Estimation des défauts des perturbations \bar{d}_2 par SMC et ESOG....	174
Figure 114 Courant réel et estimé, tension réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} et L_{pv}	175
Figure 115 Détection des défauts par analyse des résidus du courant et de la tension	176
Figure 116 Perturbations réelles et estimées par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} et L_{pv}	177
Figure 117 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations.	177
Figure 118 Courant réel et estimé, tension réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de C_{dc}	179
Figure 119 Détection des défauts par analyse des résidus du courant et de la tension	179

Figure 120 Perturbations réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de C_{dc}	180
Figure 121 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations ..	181
Figure 122 Courant réel et estimé, tension réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} , L_{pv} et C_{dc}	183
Figure 123 Détection des défauts par analyse des résidus du courant et de la tension	183
Figure 124 Perturbations réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} , L_{pv} et C_{dc}	184
Figure 125 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations ..	184
Figure 126 Détection des défauts par estimation et analyse des résidus du courant soumis aux dégradations des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} , variations de la tension PV et de la charge	186
Figure 127 Détection des défauts par estimation et analyse des résidus de la tension du bus DC soumis aux dégradations des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} , variations de la tension PV et de la charge.....	187
Figure 128 Perturbations réelles et estimées par SMC et ESOG soumis aux dégradations des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} , variations de la tension PV et de la charge.....	188
Figure 129 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations ..	188

Liste des tableaux

Tableau 1	Caractéristiques électriques d'un module PV données par les fabricants	27
Tableau 2	Température et irradiation solaire au STC et au NOCT	28
Tableau 3	Caractéristiques électriques de ARCO Solar M75 à NOCT	35
Tableau 4	Caractéristiques électriques du générateur PV MSX60 aux STC	52
Tableau 5	Paramètres optimums extraits aux STC du générateur PV MSX60 par l'estimateur des moindres carrés	52
Tableau 6	Paramètres optimums extraits à 1000 W/m ² et 75°C du générateur PV MSX60 par l'estimateur des moindres carrés	55
Tableau 7	Tableau comparatif des paramètres optimums de PV MSX60 aux STC obtenus par cinq méthodes d'estimation.....	56
Tableau 8	Caractéristiques électriques du champ PV 500 kW PV aux STC.....	58
Tableau 9	Valeurs des paramètres estimés provenant de la courbe (I-V) de PV 500 kW mesurées à 899 W/m ² 47,2°C et translatées ou extrapolées aux STC ..	59
Tableau 10	Paramètres optimums extraits du générateur PV MSX60 par l'estimateur du maximum de vraisemblance	66
Tableau 11	Tableau comparatif des paramètres optimums de PV MSX60 aux STC obtenus par quatre méthodes d'estimation	70
Tableau 12	Caractéristiques électriques du module PV CSK6-280M.....	72
Tableau 13	Paramètres optimums extraits du module PV CSK6-280M.....	72
Tableau 14	Caractéristiques électriques du module PV CS6P-260P.....	74
Tableau 15	Paramètres optimums extraits des cinq chaines des installations PV de Nergica	75
Tableau 16	Valeurs limites et initiales des paramètres du générateur PV ARCO M75 aux NOCT	91

Tableau 17 Variation des paramètres du module ARCO Solar M75 aux NOCT en
1990, 2001, 201092

Tableau 18 Paramètres de simulation [118] 113

Liste des symboles/abréviations

Symbole	Description
IEO	International energy outlook
DC	Direct current
AC	Alternating current
P&O	Perturb & Observe
CEI	Commission électrotechnique internationale
PV	Photovoltaïque
Hydro	Hydroélectrique
SADRC	Standard Active Disturbance rejection control
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
PWM	Pulse width modulation
MIMO	Multiple Input Multiple Output
GADGC	Generalized Active Disturbance Rejection control
GESO	Generalized extended state observer
SESO	Standard Extended State Observer
SMC	Sliding Mode Control
L_{pv}	Inductance de lissage du hacheur
R_{pv}	Résistance du hacheur
C_{dc}	Condensateur de filtrage
STC	Standard Test Conditions
NOCT	Nominal Test conditions
I-V	Current-Voltage
P-V	Power-Voltage
kW	kilowatt
SOC	State Of Charge
Ah	Ampère heure
I	Courant
V	Tension

P	Puissance
I_{ph}	Photo courant du panneau PV
$I_{ph,ref}$	Photo courant de référence du panneau PV
I_o	Courant de saturation du panneau PV
$I_{o,ref}$	Courant de saturation de référence du PV
I_{sc}	Courant de court-circuit
$I_{sc,ref}$	Courant de court-circuit de référence
V_{oc}	Tension en circuit ouvert
R_s	Resistance série
R_p	Resistance parallèle
$V_{oc,ref}$	Tension de référence en circuit ouvert
α_v	Coefficient de température de la tension
α_I	Coefficient de température du courant
x_{opt}	Solution optimale
$V_T = \frac{k_B T_\theta}{q}$	Tension thermique du PV
$V_{T,ref}$	Tension thermique de référence du PV
n	Facteur d'idéalité pour la jonction (p-n) dans un PV
q	Charge d'électron ($1.602 \times 10^{-19} C$)
k_B	Constance de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} J / K$)
T_θ	Température absolue du panneau PV
I_{mp}	Courant au point de maximum de puissance
V_{mp}	Tension au point de maximum de puissance
P_{max}	Maximum de puissance
$P_{max,e}$	Maximum de puissance expérimentale
MLE	Maximum likelihood estimator

UV	Ultraviolet
FF	Facteur de Forme
EVA	Ethylene Vinyl Acetate
c/m/p	Cellule/ module/panneau
n_s	Nombre de cellules PV placées en série
n_p	Nombre de cellules placées en parallèle
N_s	Nombre de modules PV placées en serie
N_p	Nombre de modules placées en parallèle
$\kappa'(\Omega/^\circ C)$	Facteur de correction
A.M	Air mass
LS	Least square
IEC	International Electrotechnical Commission.
G_m	Irradiation mesurée
G_{ref}	Irradiation de reference
$V_{bus_DC_ref}$	Tension de référence sur le bus DC
I_{L_ref}	Courant de référence de l'inductance de lissage
μ	Rapport cyclique du hacheur
D	Diode du hacheur
I_{load}	Courant de charge
$L_{4 \times 2}$	Gain de l'observateur d'état de Luenberger
K_x	Gain du système nominal par retour d'état
K_d	Gain de la commande
S	Transformée de Laplace
D_{sup}	Limite supérieure des perturbations d(t,x,u)
$R(t)$	Vecteurs des résidus
$R_o(t)$	Vecteurs des résidus nominaux
T	Limites supérieures des seuils des résidus

CHAPITRE 1

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les dernières décennies ont été marquées par les questions énergétiques, devenues des enjeux internationaux. Nul ne peut passer outre le fait que le développement d'une région passe en grande partie par une production et un approvisionnement énergétique fiable, stable et durable. La production d'énergie est principalement faite à base des sources fossiles (soit près de 80% de la production totale d'énergie primaire dans le monde [1]) comme le pétrole, le charbon, le gaz, etc. Ce schéma de production d'énergie électrique provoquera à terme l'épuisement des réserves fossiles avec un risque permanent pour la source nucléaire (Fukushima [2]). Ceci peut également créer des problèmes environnementaux tels que les émissions de gaz à effets de serre, le rejet du dioxyde de carbone. Ces raisons amènent les décideurs et chercheurs à envisager de plus en plus l'utilisation des techniques dites « vertes » de production d'énergie électrique. Ces dernières sont issues des sources renouvelables comme l'eau, le soleil, le vent, la biomasse, etc.

Les sources d'énergies renouvelables représentent une option attrayante pour une électrification communautaire des zones rurales éloignées ou isolées [3]. D'autre part, les systèmes de production d'énergie renouvelables sont confrontés à des difficultés d'acceptation en raison des coûts d'investissement élevés et de disponibilité variable dans leur ensemble lors de la production d'énergie. Les

variations saisonnières posent un problème des fluctuations d'énergies durant tout le cycle climatique annuel [4].

Ces fluctuations d'énergies peuvent être surmontées partiellement ou totalement par la cogénération de plusieurs technologies de production d'énergies renouvelables. Cette cogénération permet d'optimiser au maximum l'utilisation des systèmes de production d'énergies renouvelables, aussi bien du point de vue technique qu'économique lorsqu'ils sont complémentaires [4, 5]. La cogénération permet aussi l'amélioration de la disponibilité de l'énergie fournie, tout en diminuant le besoin de stockage en énergie lorsque le système est autonome. Malheureusement, comme tout système, il subit des défaillances qui diminuent sa disponibilité et impactent sur la consommation énergétique.

Cette thèse s'inscrit dans une problématique globale de la production régulière et sécuritaire des systèmes de production d'énergie électrique à sources renouvelables; ceci pour faire face aux demandes de plus en plus grandissantes et pour répondre aux besoins de l'utilisation des énergies propres sans interruption majeure.

Dans le cadre de ce travail, nous nous intéressons à la production régulière et sécuritaire du sous-système photovoltaïque (PV) à stockage intégré dans une centrale autonome de cogénération. Dans ce travail, intitulé « *Diagnostic d'un système photovoltaïque à stockage par estimation paramétrique et commandes ADRC, intégré à une centrale autonome de cogénération d'énergie* », nous diagnostiquons les défauts du sous-système PV et nous cherchons à stabiliser les sorties autour des références en nous appuyant sur le modèle dynamique.

L'estimateur au maximum de vraisemblance est utilisé pour extraire les paramètres optimaux des panneaux PV. Ensuite, la synthèse des résidus des paramètres optimaux est utilisée comme méthode de diagnostic analytique des défauts. Quant au sous-système global du PV intégré, les commandes standard et généralisée du rejet actif des perturbations (en anglais « Standard and Generalized Active Disturbance Rejection control » ou ADRC) sont utilisées pour estimer les états réels et les perturbations/défauts du sous-système. Ensuite, pour stabiliser les sorties, nous combinons l'ADRC généralisé et la commande par mode glissant (en anglais « sliding mode control » ou SMC). Alors ces techniques vont permettre soit d'estimer directement les défauts ou soit de faire une synthèse des résidus issus des états et des perturbations estimés afin de diagnostiquer les défauts du sous-système.

1.1 CONTEXTE ET MOTIVATIONS

1.2.1 Motivations socio-économiques

La couverture des besoins énergétiques fondamentaux (éclairage, communication, soins et éducation, etc.) offre aux communautés et aux ménages des avantages considérables. Des raisons telles que les problèmes environnementaux et les pertes d'énergie occasionnées par les grandes lignes de transport d'énergie, la baisse continue des prix des systèmes énergétiques à sources renouvelables et l'espoir sur la fiabilité croissante de ces systèmes, justifient, de plus en plus, l'utilisation des systèmes énergétiques à sources renouvelables. La Figure 1 montre la prévision de la consommation mondiale jusqu'en 2040 de toutes les formes d'énergies primaires [6] ; L'utilisation des

énergies renouvelables croît plus rapidement que les autres formes d'énergie : augmentation en moyenne de 2,6% par an entre 2012 et 2040. Malgré les prévisions sur la croissance de la consommation des énergies renouvelables dans le monde, la consommation mondiale des énergies fossiles sera encore dominante d'ici 2040. Les énergies renouvelables représentent environ 9% de la production mondiale et l'hydroélectricité est la plus répandue [7] ; le solaire représente environ 2% des énergies renouvelables utilisées.

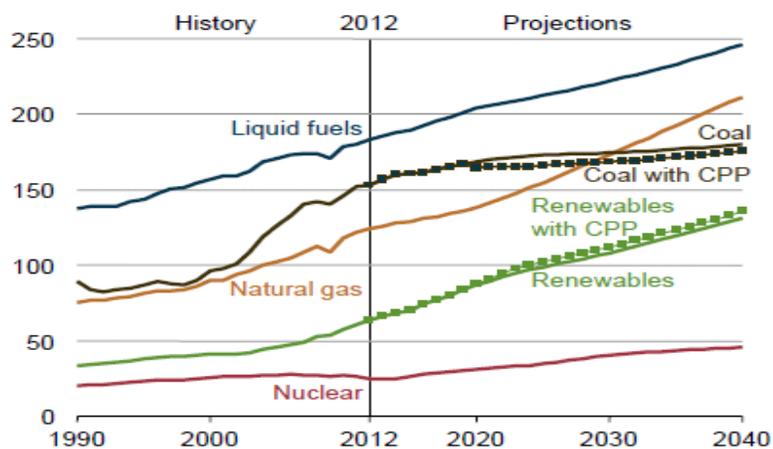


Figure 1 Prévision (GW) de la demande en consommation mondiale d'énergie [6]

Cette thèse s'inscrit dans un contexte socio-économique marqué par :

- Le rejet des sources d'énergie à haute teneur en carbone ;
- L'utilisation des sources d'énergies renouvelables pour lutter contre le réchauffement climatique et le souci de réduction des coûts élevés d'énergies issues des sources fossiles ;
- La nécessité de la disponibilité et de l'efficacité énergétique pour répondre aux problèmes des délestages et des fortes demandes en énergie électrique ;
- La sécurité des systèmes de production d'énergie électrique.

1.1.2 Motivations scientifiques et problématique

Les fluctuations d'énergie causées par les variations saisonnières (périodes des crues et étiages, variation de l'irradiation solaire et des températures) peuvent être surmontées partiellement ou totalement par la cogénération de plusieurs sources d'énergie renouvelables comme illustrées à la Figure 2. Comme tout système de production d'énergie, face à une demande permanente en énergie, le système de cogénération d'énergie sera confronté à un certain nombre de problèmes fonctionnels (des défaillances) qu'il faut en tout temps corriger. La mauvaise qualité d'énergie électrique accélère le vieillissement prématuré des installations, la baisse de rendement énergétique, et des pertes financières. Les réseaux électriques instables et caractérisés par de nombreux délestages affaiblissent le tissu industriel (fréquents arrêts de production, pertes de matières premières, pertes des données, etc.). Il est donc impératif que le système dans son ensemble soit performant et régulier pour assurer la continuité de l'alimentation en énergie électrique. Ici, on s'intéresse au diagnostic du sous-système photovoltaïque à stockage.

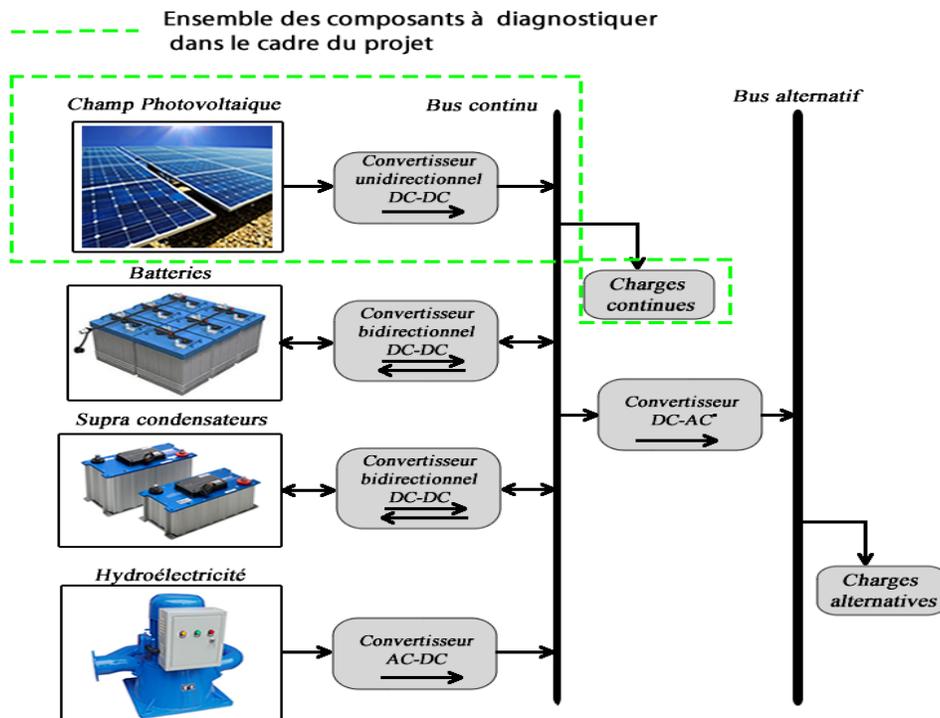


Figure 2 Synoptique d'un système autonome de cogénération hydro/PV à stockage
©albert ayang

Les motivations scientifiques liées à la production d'énergie sans interruption du sous-système photovoltaïque à stockage sont les suivantes :

- Mettre à la disposition des chercheurs et opérateurs d'énergies, des modèles dynamiques non perturbés et perturbés des composants du sous-système photovoltaïque à stockage;
- Améliorer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie issue du sous-système photovoltaïque à stockage;
- Développer des techniques de diagnostics pour améliorer l'expertise en diagnostic et maintenance du sous-système photovoltaïque à stockage.

Le suivi du sous-système, matérialisé à la Figure 3, doit être capable de détecter les défauts (des différents composants et capteurs), de les localiser, et de les

identifier pour décider des actions de maintenance à entreprendre. Ces différentes étapes, qui constituent la base du diagnostic, doivent être exécutées aussi rapidement que possible afin que la production d'énergie soit régulière. Il est donc nécessaire de connaître en temps réel l'état des composants du système de production d'énergie par l'implantation numériques des techniques de diagnostic optimales pour assurer une bonne maintenance.

Le sujet de thèse s'articule ainsi autour des problématiques de production sans interruption du système d'énergie photovoltaïque à stockage. Il est formulé comme suit : « **Diagnostic d'un système photovoltaïque à stockage par estimation paramétrique et commandes ADRC, intégré à une centrale autonome de cogénération d'énergie** ».

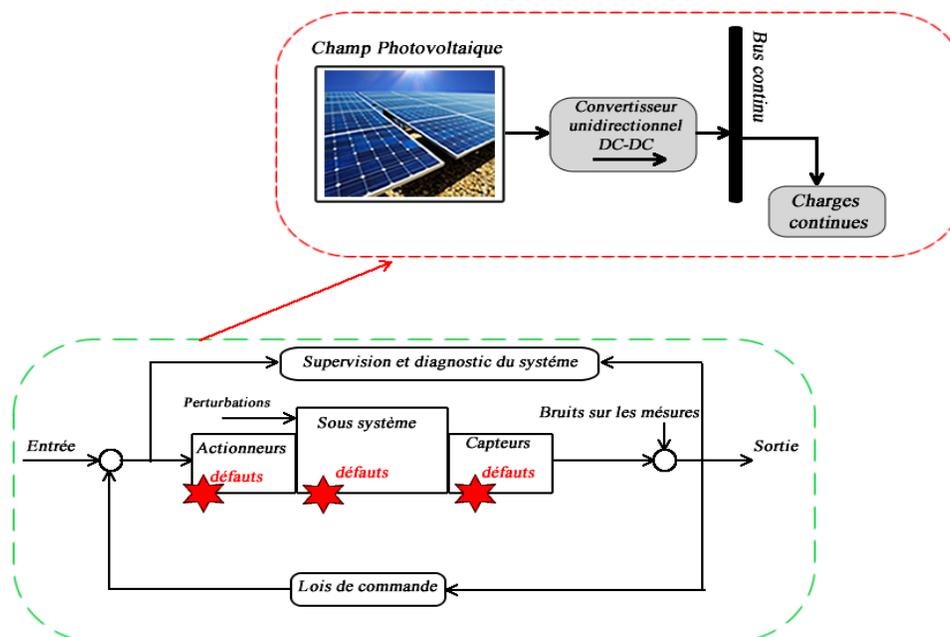


Figure 3 Schéma descriptif des composants défaillants du sous-système PV à stockage
©albert ayang

1.2 OBJECTIF GÉNÉRAL

Cette thèse traite des outils de diagnostic en opération d'un système de production d'énergie photovoltaïque à stockage, intégrée à une centrale autonome à cogénération d'énergie afin d'assurer une intervention rapide et de minimiser le temps d'arrêt du système.

1.3 OBJECTIFS SPÉCIFIQUES

Pour mener à bien l'objectif général, les objectifs spécifiques suivants sont fixés:

- Modélisation et estimation des paramètres inconnus des panneaux photovoltaïques en fonctionnement ;
- développement des modèles dynamiques non perturbés du sous-système définis comme des modèles nominaux ;
- développement des modèles dynamiques perturbés du sous-système de manière à reproduire par simulation les défauts répertoriés ;
- choix des méthodes de diagnostic et de commande appropriées afin de maintenir les états du système à des références définies malgré la présence des défauts ;
- génération des résidus entre les modèles non perturbés (nominaux) et perturbés, et détection des défauts par simulation ;
- développement des algorithmes de détection, d'identification et de localisation des défauts.

1.4 MÉTHODOLOGIE DE RECHERCHE ADOPTÉE

1.4.1 Cadre scientifique

Le projet de thèse basé sur le diagnostic du sous-système PV nécessite au préalable de connaître le comportement dynamique des composants du sous-système PV/hacheur/charge soumis à des facteurs externes et internes. Deux approches sont adoptées pour atteindre les résultats escomptés du diagnostic de ce système.

Premièrement, l'approche analytique nous permettra de développer et de modéliser le système PV/hacheur/charge à partir des relations physiques connues. Deuxièmement, l'approche numérique, est celle dans laquelle les équations dynamiques du sous-système PV/hacheur/charge seront simulées par Matlab/Simulink®. Enfin, une troisième approche de validation, utilisant des données expérimentales des panneaux Photovoltaïque trouvés dans la littérature et celles recueillies sur le site du centre de recherche de Nergica (en Gaspésie dans la province du Québec au Canada) sera mise en œuvre.

1.4.2 Organigramme des activités de recherche

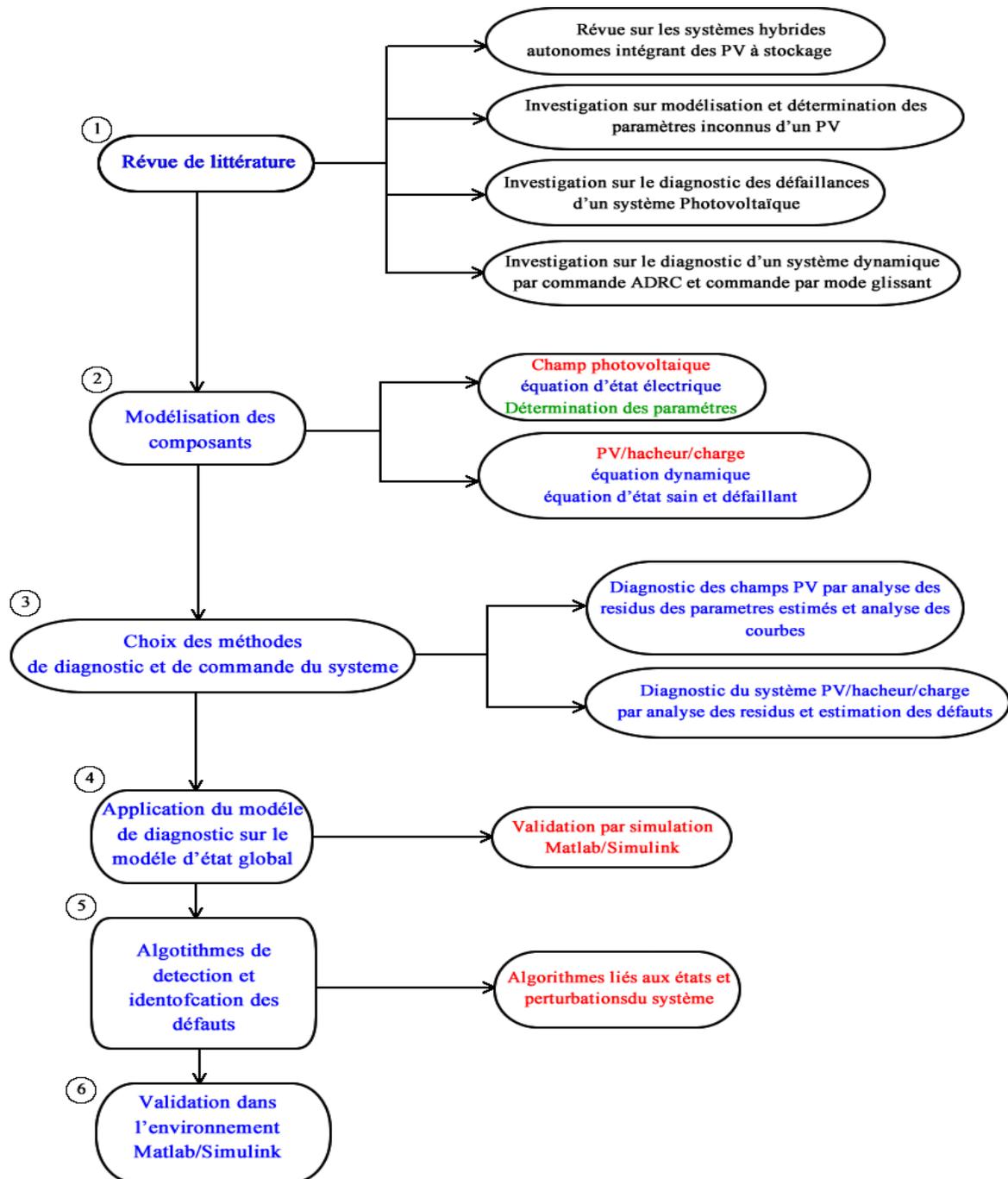


Figure 4 Organigramme des activités de recherche
©albert ayang

La Figure 4 illustre la démarche méthodologique à suivre pour réaliser cette thèse. Cette démarche méthodologique est établie sur la base des motivations scientifiques. La modélisation sous forme des modèles d'état des composants du sous-système sera basée sur les modèles dynamiques rencontrés dans la littérature. Dans cette démarche, le choix de la méthode de diagnostic est important.

1.4.2.1 Méthodes de diagnostic

Plusieurs auteurs ont travaillé sur les méthodes de diagnostic. Des plus récents [8-12] , les méthodes de diagnostic des défauts d'un système industriel sont récapitulés à la Figure 5. Chacune des méthodes est applicable selon ses avantages et selon la disponibilité des données du système en fonctionnement.

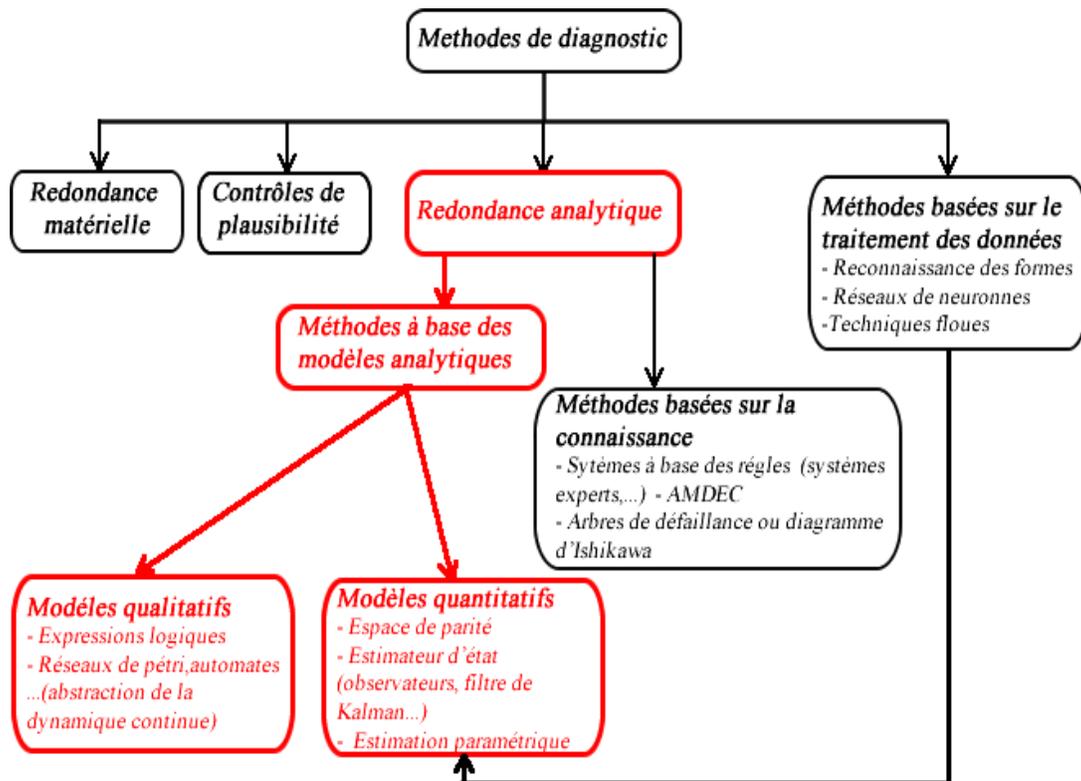


Figure 5 Méthodes de diagnostic
©albert ayang

1.4.2.2 Choix de méthode de diagnostic : Redondance Analytique

L'idée du diagnostic d'un système à base de modèle comportemental est née dans le but de remplacer le diagnostic basé sur la redondance matérielle par le modèle analytique du système comme illustré à la Figure 6. Le modèle du système est une description qualitative ou quantitative du comportement dynamique ou stationnaire du système. Ces modèles sont issus de l'expression mathématique des lois physiques ou peuvent être déduites d'une analyse statistique des mesures. Ces expressions sont utilisées pour la cohérence des mesures vis-à-vis du modèle du système en générant des signaux indicateurs de défauts, dont la valeur est révélatrice de la présence de défauts.

La redondance analytique permet une exploitation simultanée des informations fournies par les mesures et les modèles disponibles. Cette approche, ayant en contrepartie des calculs supplémentaires, permet par rapport à la redondance matérielle de réduire le nombre des capteurs nécessaires à la surveillance. En plus de limiter le nombre de capteurs nécessaires, la redondance analytique permet d'appréhender des défauts qui affectent aussi bien la chaîne d'instrumentation que le système commandé ou ses organes de commande puisqu'elle intègre plus d'informations que la redondance matérielle. Ainsi, une méthode de diagnostic basée sur les modèles analytiques génère une analyse plus claire sur la détection, la localisation et l'identification des défauts [11].

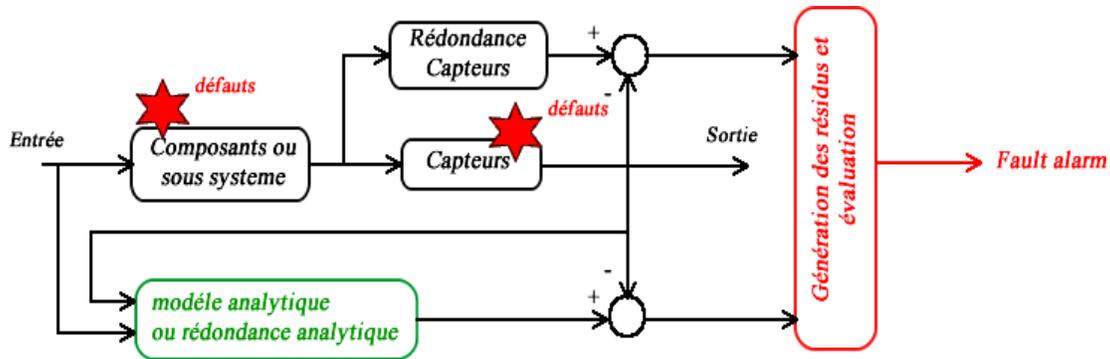


Figure 6 Redondances matérielle et analytique
©albert ayang

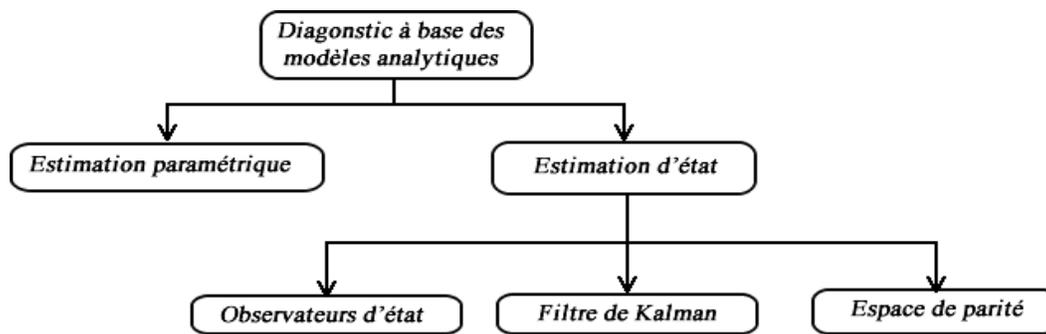


Figure 7 Méthodes utilisées de diagnostic à base de modèles analytiques
©albert ayang

Cette méthode requiert un modèle, généralement de type modèle d'état, qui représente la dynamique du système. Elle se subdivise en deux grands groupes (estimation paramétrique et estimation d'état), comme l'illustre la Figure 7.

L'équation suivante décrit le modèle d'état analytique d'un système perturbé :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) + E_d d + E_f f \\ y(t) = Cx(t) + Du(t) + F_d d + F_f f \end{cases} \quad (1.1)$$

avec E_d, E_f, F_d, F_f sont respectivement la matrice de commande des perturbations, la matrice de commande des défauts, la matrice de commande de sortie des perturbations et la matrice de commande de sortie des défauts,

$f = [f_A \quad f_p \quad f_s]^T$ est la matrice des défauts avec f_A est le défaut sur l'actionneur, f_p est le défaut sur le système et f_s est le défaut sur le capteur.

Dans le cadre de cette thèse, notre choix s'est porté sur le diagnostic par modèles analytiques quantitatifs, illustré à la Figure 5. Cette approche, robuste et pratique permet d'obtenir des résultats escomptés. Ici nous utiliserons la méthode d'estimation paramétrique pour le diagnostic des panneaux PV, et la méthode d'observateur d'état pour le diagnostic du sous-système global PV/hacheur/charge.

Le choix de ces méthodes analytiques repose sur sa force de générer une analyse plus claire et complète sur la détection, la localisation et l'identification des défauts telle mentionnée par [11] :

- La disponibilité d'un résidu structuré capable de détecter et d'isoler les défauts ;
- La possibilité d'obtention des informations sur les différents défauts telle que l'amplitude des défauts.

La Figure 8 illustre la supervision en ligne en utilisant le diagnostic des défauts par les méthodes analytiques de génération des résidus issus des paramètres estimés et des états observés du sous-système PV/hacheur/charge.

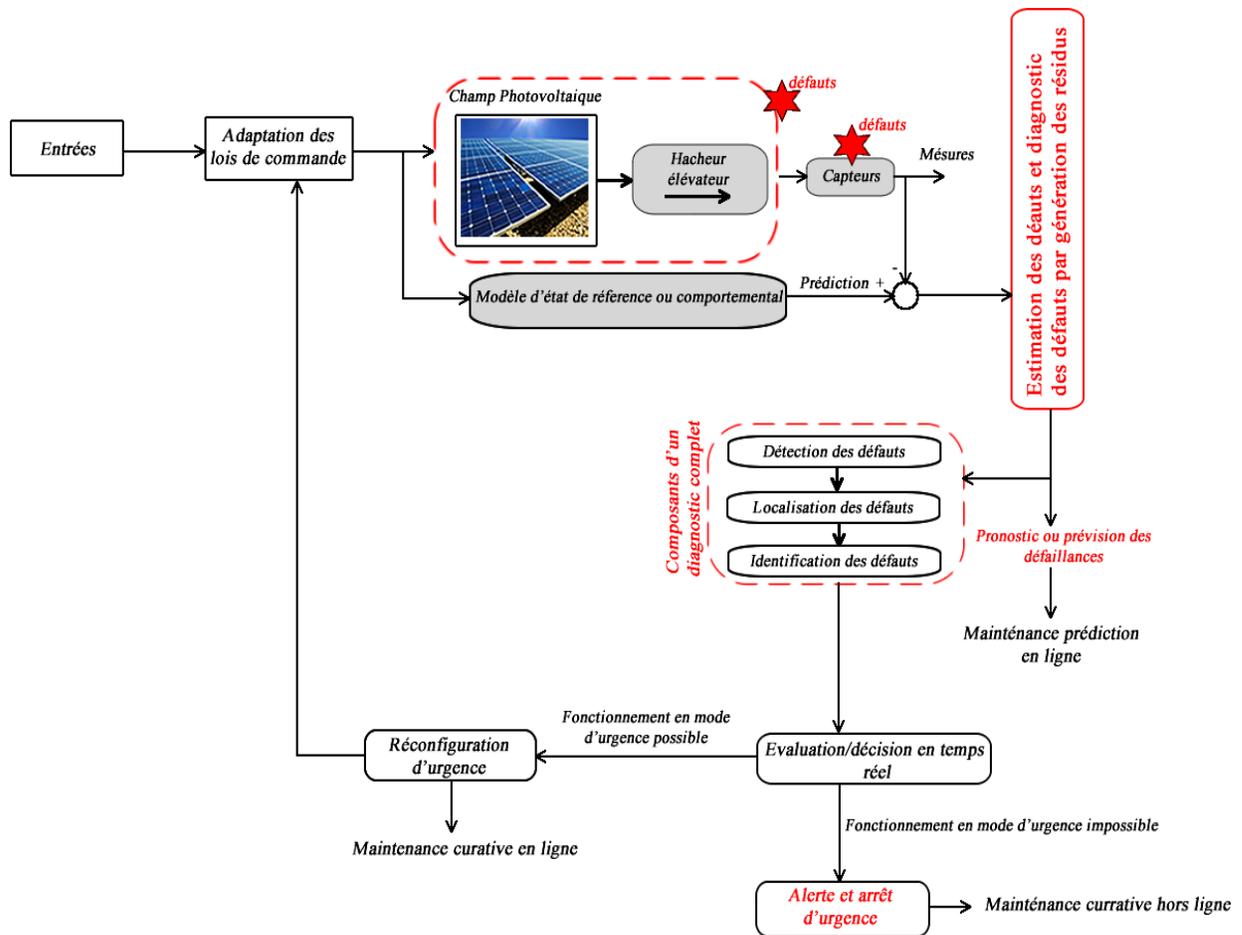


Figure 8 Diagnostic par modèles analytiques en temps réel du sous-système PV/hacheur/charge
©albert ayang

1.5 HYPOTHÈSES

Il convient, à ce stade, de souligner les hypothèses posées pour effectuer le travail :

- La valeur optimale du courant de saturation I_0 est la valeur obtenue à l'itération finale qui fait converger les autres paramètres ;
- Les conditions standard de test (STC) ou les conditions nominales de test (NOCT) sont considérées comme des références ;

- Les parties non linéaires du modèle dynamique sont considérées comme des perturbations ;
- La tension du champ PV et le courant de charge sans variations sont considérés comme des perturbations nominales ;
- Les perturbations et leurs dérivées sont bornées, et ont des valeurs constantes en régime permanent ;
- Les références et seuils sont définis en régime permanent ;
- On suppose que l'interrupteur du hacheur ST ne subit pas des défauts ;
- On suppose que les capteurs de mesure à la sortie du système sont sans défauts.

1.6 CONTRIBUTIONS SCIENTIFIQUES/ORIGINALITÉ

Le sous-système photovoltaïque à stockage subit des défaillances comme tout autre système industriel. Face à une demande permanente en énergie, il sera ainsi confronté à des problèmes fonctionnels (des défaillances) qu'il faut en tout temps corriger.

Cette thèse trouve son originalité à travers :

- l'identification des paramètres des panneaux PV en tenant comptes des perturbations ;
- la mise en place du modèle analytique perturbé du sous-système PV soumis aux défauts;
- la vérification de la robustesse des commandes standard et généralisée du rejet actif des perturbations (en anglais « Standard and Generalized Active Disturbance Rejection control » ou ADRC) sur le sous-système PV à stockage;

- la mise en commun du ADRC généralisé et de la commande par mode glissant (en anglais « sliding mode control » ou SMC) pour stabiliser les sorties, et pour diagnostiquer le sous-système en utilisant la synthèse des résidus et l'estimation des défauts;
- la mise en place des algorithmes d'identification et de localisation des défauts du sous-système.

1.7 CONTENU DE LA THÈSE

Le reste de cette thèse est organisée en sept (7) autres chapitres:

Au chapitre 2 sont présentées les revues de littérature sur la faisabilité des systèmes hybrides Hydro/PV/stockage, sur la modélisation et la détermination des paramètres inconnus d'un générateur PV, sur le diagnostic des défaillances d'un système PV, sur le diagnostic d'un système dynamique par commande ADRC et commande par mode glissant ;

Au chapitre 3, est élaborée, l'estimation des paramètres inconnus d'un panneau PV par la méthode des moindres carrés et la méthode de maximum de vraisemblance ; les résultats issus de ces deux méthodes d'optimisation sont comparés à ceux issus de certaines méthodes analytiques et itératives rencontrées dans la littérature ;

Au chapitre 4, nous élaborons le diagnostic et la supervision des défaillances d'un panneau PV par l'estimation des paramètres inconnus et l'analyse des courbes ; ici, les paramètres inconnus sont déterminés en début de fonctionnement des PV et après quelques années de fonctionnement ; des résidus issus de ces

paramètres sont élaborés pour détecter les défauts, et le diagnostic est complété par l'analyse des courbes (I-V) et (P-V) ;

Au chapitre 5, nous élaborons le modèle dynamique de l'ensemble du sous-système PV/hacheur/charge applicable à la commande standard du rejet actif afin d'estimer les états et perturbations en fonctionnement ; en présence des variations des perturbations, la robustesse de cette commande est vérifiée ;

Au chapitre 6, la commande généralisée du rejet actif des perturbations, en utilisant l'observateur de Luenberger, est appliquée au sous-système PV/hacheur/charge afin d'estimer les états et les perturbations en fonctionnement ; la robustesse de cette commande est aussi vérifiée face aux variations des perturbations ;

Au chapitre 7, pour diagnostiquer le sous-système PV/hacheur/charge, nous proposons la mise en commun de la commande par mode glissant et la commande généralisée du rejet actif pour non seulement stabiliser les sorties autour des références définies, mais également pour estimer les états et les perturbations du sous-système ; dans ce chapitre, sont également élaborées les méthodes de diagnostic par synthèse des résidus et par estimation des défauts.

Enfin, le chapitre 8 présente les conclusions générales qui incluent entre autres les publications scientifiques et les perspectives à explorer.

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTÉRATURE

Dans le présent chapitre, nous faisons un bref récapitulatif des références liées à la cogénération des sources d'énergie impliquant les PV, liées aux modèles existants des PV, liées aux méthodes de diagnostic des PV, et liées aux commandes et diagnostic par ADRC. Une liste plus exhaustive des documents consultés est donnée à la fin de ce document.

2.1 LES SYSTÈMES AUTONOMES HYBRIDES INTÉGRANT UN PV À STOCKAGE : FAISABILITÉ

Des nombreux systèmes de cogénération d'énergie, pour des zones isolées ou éloignées, incluant les systèmes PV sont évoqués dans la littérature. La majorité des travaux est axée sur les systèmes de jumelage PV-diesel ou PV-éolien [13-17]. Toutefois, quelques auteurs ont travaillé sur la possibilité du jumelage des systèmes PV aux centrales hydroélectriques. Quelques auteurs ont étudié la faisabilité du jumelage des systèmes PV aux centrales hydroélectriques.

Des nombreux outils de dimensionnement, de simulation et d'optimisation des systèmes de cogénération d'énergie sont disponibles (Homer, Retscreen, etc.). Le logiciel Homer a été utilisé par [18] , pour faire une étude de faisabilité et de dimensionnement du système de cogénération d'une microcentrale hydro/PV en fonction des variations saisonnières des sources solaire et hydraulique ; ceci donnant la possibilité d'analyser la complémentarité des deux sources d'énergie. Plus récemment une autre étude de pré-faisabilité a été faite, pour l'implantation

d'un système de cogénération hydro/PV sur les structures du réservoir du barrage de Val de Serra, dans le sud du Brésil. Le barrage est exploité pour fournir de l'eau potable à environ 60% de la population de la ville de Santa Maria, dans l'État de Rio Grande do Sul, dans le sud du Brésil. Cette étude de préfaisabilité, réalisée avec le logiciel Homer, indique que la centrale hydroélectrique d'une puissance de 227 kW peut être jumelée à une centrale PV de 60 kW [19];

L'étude de faisabilité, par simulation Matlab/Simulink des performances, du système hybride micro hydroélectrique et PV, a été également évoquée dans [20, 21]. Ces études incorporent l'apport d'autres sources d'énergie comme le générateur diesel et le biogaz dans les zones rurales ;

Des résultats avantageux de la cogénération du système PV et de la pompe hydraulique, permettant le stockage d'eau dans des réservoirs des centrales hydroélectriques, sont présentés dans les travaux de Margeta et al. [22] puisqu'ils se complètent mutuellement en ressource durant le cycle climatique annuel; le système PV sert non seulement de répondre directement aux besoins énergétiques des zones rurales mais aussi alimente les pompes hydrauliques pour retourner l'eau (qui se retrouve en aval) vers les réservoirs de stockage. Ceci évite ainsi l'accouplement des autres systèmes de stockage [22-24] ;

Les auteurs des travaux [4, 25] ont également montré qu'il est possible d'obtenir des résultats optimums en combinant une microcentrale hydroélectrique et PV, où le système PV joue le rôle dominant dans le système ;

Le concept de complémentarité énergétique a fait l'objet des études dans [26, 27] ; un index numérique non dimensionnel a été proposé pour évaluer la

complémentarité entre les différentes sources d'énergie dans une zone définie. Ce concept a été appliqué pour identifier la complémentarité entre les ressources d'énergie hydraulique et solaire le long du territoire de l'État du Rio Grande do Sul, dans le sud du Brésil.

2.2 LES SYSTÈMES AUTONOMES HYBRIDES INTÉGRANT UN PV À STOCKAGE : COMMANDE ET GESTION

La combinaison des différentes sources d'énergie renouvelables avec un système de stockage et une gestion efficace de l'énergie, conduit à une meilleure utilisation des avantages de chacune des sources d'énergie [28, 29]. Nous résumons ici quelques travaux sur la modélisation, la commande et la gestion d'énergie des systèmes de cogénération impliquant les micros centrales hydroélectriques, les systèmes PV, et les systèmes de stockage.

Dans les travaux de Shalavadi et al. [30], la modélisation, l'analyse et la simulation du comportement du système de cogénération PV/micro-turbine/supra condensateurs ont été réalisées. Le PV est choisi comme dominant dans le système. Pour réduire les fluctuations rapides de la demande en puissance, le système de stockage par supra-condensateurs est choisi; les supra condensateurs ont une grande densité d'énergie et une capacité de stocker rapidement de l'énergie. Le système proposé est validé par des résultats de simulation ;

Dans les travaux de Meshram et al. [31], la cogénération hydro/PV/batterie, judicieusement choisie, a été modélisée et simulée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Pour améliorer la qualité d'énergie électrique fournie par le

système et contrôler la distribution d'énergie entre les différentes sources d'énergie, un diagramme de gestion d'énergie a été développé pour gérer le flux d'énergie du système afin de répondre à toute demande en charge. Le système proposé est constitué d'un système PV dominant de 10 kW, d'une microcentrale hydroélectrique de 7,5 kW, des batteries de stockage de 200 V et 13,5 Ah. Le système proposé a fait l'étude d'un test sur une charge résistive (RL) et un moteur à induction. Les résultats montrent que le système peut répondre aux besoins énergétiques des zones isolées ; la stratégie de gestion et de contrôle proposée peut superviser, maintenir efficacement l'état de charge (SOC) du système de stockage dans la région spécifiée.

Dans les travaux de Meshram et al. [32, 33], le même système que précédemment (sans le système de stockage) est proposé. Le système PV de 10 kW et le système microcentrale hydroélectrique 7,5 kW sont connectés en parallèle pour former un système de cogénération. Il est intégré au réseau électrique interconnecté. La modélisation, la simulation et l'analyse de performance du système relié au réseau interconnecté, en utilisant Matlab/Simulink, ont été réalisées pour une zone rurale ; Dans les travaux de Ye et al. [34], des modèles dynamiques d'un système de cogénération d'énergies renouvelables (un système PV, une turbine hydraulique et un système d'excitation, des turbines éoliennes et un système de stockage etc.) ont été réalisés à l'aide du logiciel « Electromagnetic Transient Program/Alternatif transient program (EMTP/ATP) ». Les interfaces électroniques de puissance et les stratégies de commande ont été développées. Les études sont réalisées dans un réseau de distribution pour étudier le comportement dynamique du système sain

et défaillant. Les résultats des simulations montrent la faisabilité des modèles proposés ;

Dans les travaux de Cho et al. [35], la cogénération d'un système PV de 12 kW et un système de stockage par supra condensateur sont proposés. La conception et l'analyse du modèle dynamique et la commande du système hybride est réalisée dans ce travail. Pour gérer les flux de puissance entre le système PV et le supra condensateur, une stratégie de gestion d'énergie est proposée ; la simulation du système hybride sur une charge réelle présente d'excellentes performances ;

Dans les travaux de A. Albert et al. [36], la cogénération des PV et le système de stockage (batteries et supra condensateurs) est étudiée du point de vue de sa performance pendant la période hivernale dans une ville du Canada, les performances du système sont validées par simulation et la commande appliquée permet de suivre la référence de la tension du bus DC.

Plus récemment, d'autres auteurs ont travaillé sur les stratégies de modélisation, de commande et de gestion d'énergie sur les bus DC et/ou AC des systèmes hybrides de production d'énergie [37-42] ;

L'estimation de l'état de charge et des autres paramètres des systèmes de stockage (batteries/supra condensateurs) est vitale pour optimiser sa performance et garantir son bon fonctionnement. La fiabilité d'une technique d'estimation est étroitement liée au type de modèle dynamique développé. Les paramètres du système de stockage varient en fonction des facteurs tels que la température, le taux de charge/décharge, le cycle d'utilisation et l'âge du système. Par conséquent, une bonne approche de modélisation et d'estimation des paramètres

de ce système en fonctionnement est fondamentale pour la détermination de son état de fonctionnement réel. La mise en forme des modèles analytiques de ces systèmes et l'estimation des variables d'état par les méthodes d'observateurs de Luenberger, de filtres de kalman, etc. ont été abordées dans [43-49].

2.3 MODÉLISATION ET DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES INCONNUS D'UN GÉNÉRATEUR PV

Pour rendre l'énergie PV plus abordable et plus rentable, les centres de recherche et les industriels se concentrent principalement sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes PV. L'extraction des paramètres inconnus des générateurs PV joue un rôle crucial dans la simulation, la conception, et le processus d'optimisation d'un système PV. Les modèles mathématiques des générateurs PV sont non linéaires. Différentes méthodes (calcul analytique, itératif et évolutif) pour extraire les paramètres des générateurs PV, ont été proposées ces dernières années. Dans cette section, nous présentons une brève revue sur la modélisation des systèmes PV et les différentes méthodes utilisées pour extraire les paramètres du système PV.

2.3.1 Modélisation du générateur PV

Plusieurs modèles des PV ont été développés, avec succès, par plusieurs auteurs. En pratique, deux modèles sont les plus utilisés à savoir le modèle à une diode (2.1) et le modèle à deux diodes (2.2). Le modèle à une diode est la plus utilisée. Son modèle électrique est représenté à la Figure 9 [50-52]. La puissance, à la sortie du générateur PV, est calculée par (2.3).

$$I^{m/p} = I_{ph_{m/p}} - I_{o_{1m/p}} \left[\exp\left(\frac{V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p}}{n_1 V_{T_{m/p}}}\right) - 1 \right] - \left(V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p} \right) / R_{p_{m/p}} \quad (2.1)$$

$$I^{m/p} = I_{ph_{m/p}} - I_{o_{1m/p}} \left[\exp\left(\frac{V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p}}{n_1 V_{T_{m/p}}}\right) - 1 \right] \dots - I_{o_{2m/p}} \left[\exp\left(\frac{V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p}}{n_2 V_{T_{m/p}}}\right) - 1 \right] - \left(V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p} \right) / R_{p_{m/p}} \quad (2.2)$$

$$P^{m/p} = V^{m/p} \cdot I^{m/p} \quad (2.3)$$

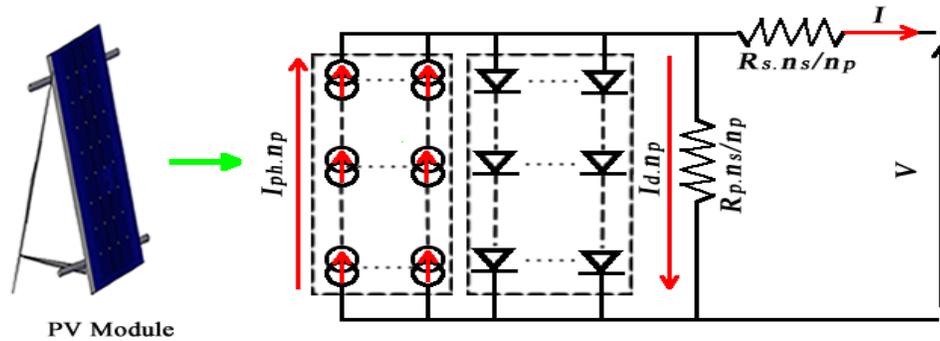


Figure 9 Modèle électrique d'un module PV
©albert ayang

Le modèle à deux diodes présente sept (7) paramètres inconnus, à savoir : photo courant ($I_{ph_{m/p}}$); les courants de saturation ($I_{o_{1m/p}}$ et $I_{o_{2m/p}}$); la résistance série ($R_{s_{m/p}}$); la résistance shunt ou parallèle ($R_{p_{m/p}}$) et les facteurs d'idéalité (n_1 et n_2).

Le concept du modèle à une diode est inspiré de la combinaison des courants de saturation des diodes, et l'introduction d'un seul facteur d'idéalité n . Ces dernières années, il a été validé que le modèle à une seule diode peut s'adapter avec succès dans une certaine mesure aux données expérimentales. La représentation de ce modèle peut être formulée comme indiqué à l'équation (2.1). Dans ce modèle, il y a cinq paramètres inconnus à identifier : le photo courant ($I_{ph_{m/p}}$); le courant de saturation ($I_{o_{m/p}}$); la résistance série ($R_{s_{m/p}}$); la résistance parallèle ($R_{p_{m/p}}$) et le facteur d'idéalité (n).

Le modèle à double diode améliore considérablement la précision du système PV, mais présente des calculs supplémentaires et complexes au niveau des paramètres. Quant au modèle à une seule diode, son utilisation est beaucoup plus simple; il est le plus utilisé dans la littérature.

Le modèle à une diode offre un bon compromis entre simplicité et précision [53]; il est utilisé par plusieurs auteurs, parfois avec des simplifications mais garde toujours la structure de base composée d'une source de courant et d'une diode en parallèle [54, 55].

En assumant que les cellules et les modules photovoltaïques sont parfaitement mis ensemble et uniformément illuminés, le panneau photovoltaïque est constitué d'un ensemble des modules photovoltaïques montés en série (N_s modules) et parallèle (N_p branches en parallèle) dont l'équation (2.4) représente le modèle mathématique et le circuit électrique représenté à la Figure 10. Cet assemblage des modules photovoltaïques est représenté à la Figure 11.

$$I_{pv} = N_p I_{ph_m} - N_p I_{o_m} \left[\exp\left(\frac{V_{pv_m} + I_{pv_m} R_{s_m} (N_s / N_p)}{n N_s V_{T_m}}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv_m} + I_{pv_m} R_{s_m} (N_s / N_p)}{R_{p_m} (N_s / N_p)} \quad (2.4)$$

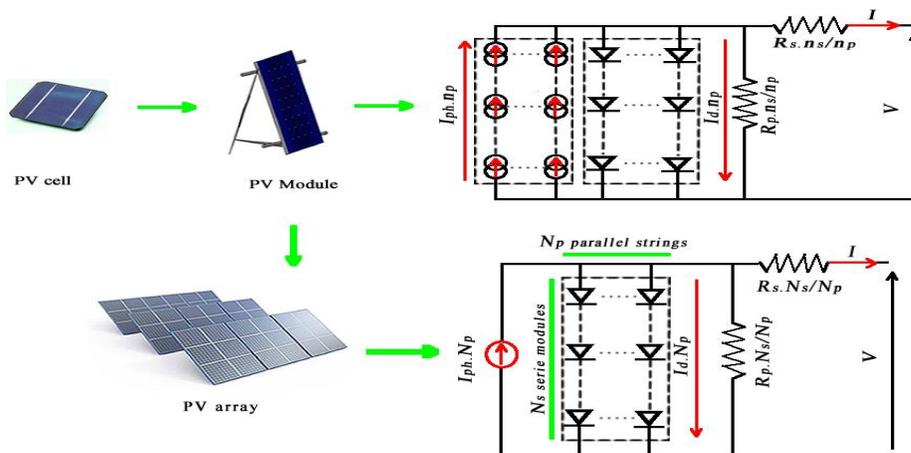


Figure 10 Circuits électriques des cellules, modules et champ d'un PV
©albert ayang

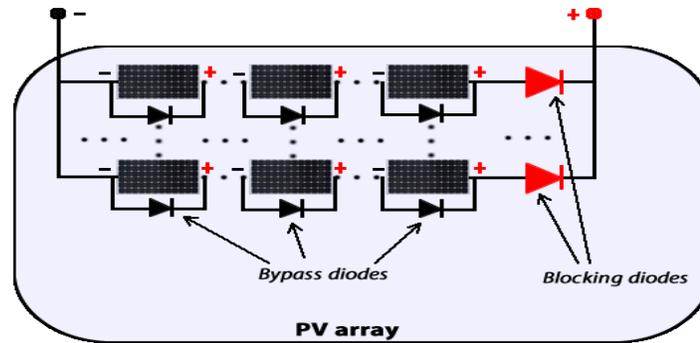


Figure 11 Protection d'un champ PV : Diodes bypass et de blocage
©albert ayang

Les fabricants des modules photovoltaïques fournissent certaines données aux utilisateurs dans les conditions standard de test (STC) ou dans les conditions nominales de test (NOCT), comme décrit dans les Tableau 1 et Tableau 2 [56] qui incluent le courant de court-circuit I_{sc} , la tension en circuit ouvert V_{oc} , le courant au point de puissance maximum I_{mp} , la tension au point de puissance maximum V_{mp} , la puissance expérimentale maximale à la sortie du système $P_{max,e}$, le coefficient de température de la tension α_v , le coefficient de température du courant α_I et le nombre de cellules mises en série dans les modules n_s . Certains fabricants fournissent également la courbe $(I-V)$ ou $(P-V)$ au STC ou au NOCT. Par conséquent, il sera utile d'analyser les courbes et les paramètres au STC ou au NOCT. Plusieurs méthodes d'extraction des paramètres inconnus sont développées par plusieurs auteurs sur la base des données des fabricants.

Tableau 1 Caractéristiques électriques d'un module PV données par les fabricants

I_{mp}	V_{mp}	$P_{max,e}$	I_{sc}	V_{oc}	α_v	α_I	n_s
----------	----------	-------------	----------	----------	------------	------------	-------

Tableau 2 Température et irradiation solaire au STC et au NOCT

Conditions standard de test (STC)	Conditions nominales de test (NOCT)
$G_{ref} = 1000W / m^2$	$G_{NOCT} = 800W / m^2$
$T_{ref} = 25^{\circ} C$	$T_{NOCT} = 20^{\circ} C$
Masse d'air (A.M) = 1.5	Vitesse de vent: 1 m/s

2.3.2 Relation entre les conditions de fonctionnement et les paramètres des PV

Les panneaux photovoltaïques sont le plus souvent soumis à des conditions standard de test ou conditions réelles de fonctionnement (intensité lumineuse et température); ces modifications entraînent des variations des paramètres connus et inconnus du modèle du système PV. Il est donc nécessaire de connaître les relations entre les paramètres du système PV et les conditions de fonctionnement, notamment l'intensité lumineuse et la température. Ainsi l'extraction des paramètres dépend des conditions météorologiques dans lesquelles le système PV fonctionne. Les étapes du processus d'extraction des cinq (5) paramètres sont décrits à la Figure 12.

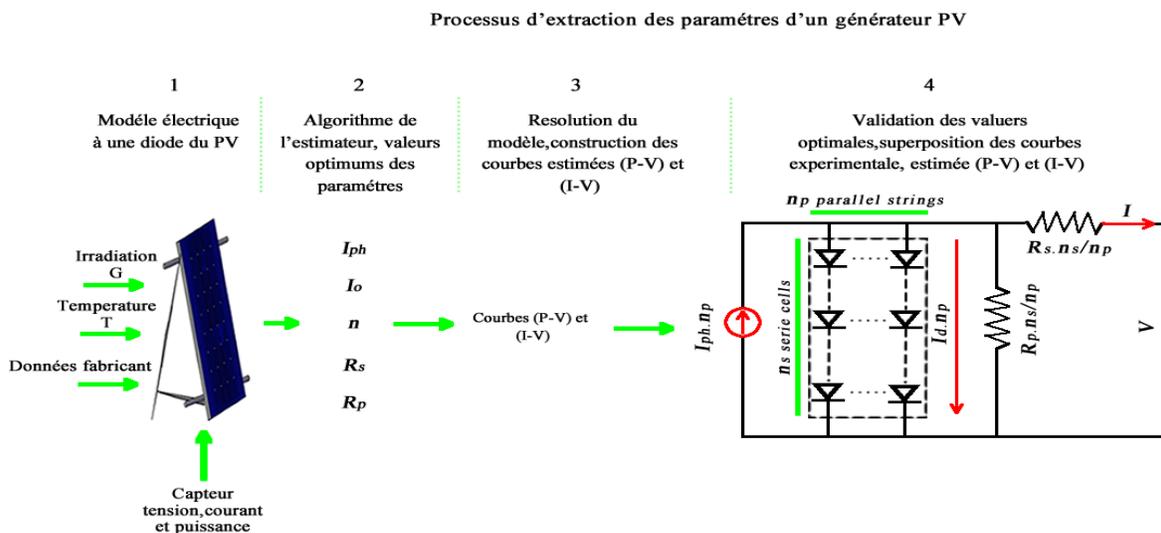


Figure 12 Processus d'extraction des paramètres inconnus d'un panneau PV
©albert ayang

Cette section décrit les relations entre les paramètres et les conditions de fonctionnement du module PV.

2.3.3 Fonctionnement aux conditions standard de test

Aux conditions standard de test, l'équation (2.1) peut se réécrire sous la forme :

$$I^{m/p} = \left(I_{ph_{m/p}} \right)_{ref} - \left(I_{o_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left[e^{\left(\left(V^{m/p} + \left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref} \cdot I^{m/p} \right) / n_{ref} \cdot \left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref} \right) - 1} \right] - \left(V^{m/p} + \left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref} \cdot I^{m/p} \right) / \left(R_{p_{m/p}} \right)_{ref} \quad (2.5)$$

avec $\left(I_{ph_{m/p}} \right)_{ref}$, $\left(I_{o_{m/p}} \right)_{ref}$, $\left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref}$, $\left(R_{p_{m/p}} \right)_{ref}$, n_{ref} sont respectivement le courant de photon, le courant de saturation, la résistance série, la résistance parallèle et le facteur de diode évalués aux conditions standards de test.

L'évaluation des courants aux points particuliers de fonctionnement (court-circuit, circuit ouvert, point de maximum de puissance) permet d'établir respectivement les équations suivantes :

$$\left(I^{m/p} \right)_{sc,ref} = \left(I_{ph_{m/p}} \right)_{ref} - \left(I_{o_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left[e^{\left(\left(\left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left(I^{m/p} \right)_{sc,ref} \right) / n_{ref} \cdot \left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref} \right) - 1} \right] - \left(\left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left(I^{m/p} \right)_{sc,ref} \right) / \left(R_{p_{m/p}} \right)_{ref} \quad (2.6)$$

$$\left(I_{ph_{m/p}} \right)_{ref} - \left(I_{o_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left[e^{\left(\left(V^{m/p} \right)_{Oref} / n_{ref} \cdot \left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref} \right) - 1} \right] - \left(V^{m/p} \right)_{Oref} / \left(R_{p_{m/p}} \right)_{ref} = 0 \quad (2.7)$$

$$\left(I^{m/p} \right)_{max,ref} = \left(I_{ph_{m/p}} \right)_{ref} - \left(I_{o_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left[e^{\left(\left(\left(V^{m/p} \right)_{max,ref} + \left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left(I^{m/p} \right)_{max,ref} \right) / n_{ref} \cdot \left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref} \right) - 1} \right] - \frac{\left(\left(V^{m/p} \right)_{max,ref} + \left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left(I^{m/p} \right)_{max,ref} \right)}{\left(R_{p_{m/p}} \right)_{ref}} \quad (2.8)$$

Aux conditions standards de test, la dérivée du modèle à une diode (2.2) en circuit ouvert, puis en court-circuit conduit respectivement aux valeurs de $\left(R_{s_{m/p}} \right)_{ref}$ et

$\left(R_{p_{m/p}} \right)_{ref}$ suivantes:

$$\left(R_{S_{m/p}} \right)_{ref} = - \frac{dV^{m/p}}{dI^{m/p}} \Big|_{I^{m/p}=0, V^{m/p}=(V^{m/p})_{O,ref}} - \frac{1}{X_V} \quad (2.9)$$

$$\text{avec } X_V = \frac{I_{O,ref}}{V_{th,ref}} \exp\left(\left(V^{m/p} \right)_{O,ref} / \left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref} \right)$$

$$\frac{dV^{m/p}}{dI^{m/p}} \Big|_{I^{m/p}=(I^{m/p})_{sc,ref}, V^{m/p}=0} = - \frac{1}{\left(R_{P_{m/p}} \right)_{ref}} \quad (2.10)$$

avec $\left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref}$ est la tension de la jonction thermique de la diode, $\left(I^{m/p} \right)_{sc,ref}$ est le courant de court-circuit, $\left(V^{m/p} \right)_{O,ref}$ la tension en circuit ouvert, $\left(V^{m/p} \right)_{max,ref}$ est la tension au point de fonctionnement maximal, $\left(I^{m/p} \right)_{max,ref}$ est le courant au point de fonctionnement maximal évalués aux conditions standards de test. Ces paramètres sont généralement fournis par les fabricants.

Au point de fonctionnement de maximum de puissance, la dérivée de la puissance en fonction de la tension est nulle. Alors,

$$\frac{dP^{m/p}}{dV^{m/p}} \Big|_{I^{m/p}=(I^{m/p})_{max,ref}, V^{m/p}=(V^{m/p})_{max,ref}} = 0 \quad (2.11)$$

De l'équation (2.7), le courant de photon s'écrit:

$$\left(I_{ph_{m/p}} \right)_{ref} = \left(I_{o_{m/p}} \right)_{ref} \cdot \left[\exp\left(\left(V^{m/p} \right)_{O,ref} / n_{ref} \cdot \left(V_{T_{m/p}} \right)_{ref} \right) - 1 \right] + \left(V^{m/p} \right)_{O,ref} / \left(R_{P_{m/p}} \right)_{ref} \quad (2.12)$$

La substitution de l'équation précédente dans (2.6) donne la relation (2.13) qui peut être simplifiée par l'équation (2.14).

$$(I^{m/p})_{sc,ref} = (I_{O_{m/p}})_{ref} \cdot \left[e^{(V^{m/p})_{O,ref} / n_{ref} \cdot (V_{T_{m/p}})_{ref}} - e^{\left(\left((R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{sc,ref} \right) / n_{ref} \cdot (V_{T_{m/p}})_{ref} \right)} \right] + \frac{(V^{m/p})_{O,ref} - \left((R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{sc,ref} \right)}{(R_{P_{m/p}})_{ref}} \quad (2.13)$$

$$(I^{m/p})_{sc,ref} = (I_{O_{m/p}})_{ref} \cdot \left[e^{(V^{m/p})_{O,ref} / n_{ref} \cdot (V_{T_{m/p}})_{ref}} \right] + \frac{(V^{m/p})_{O,ref} - \left((R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{sc,ref} \right)}{(R_{P_{m/p}})_{ref}} \quad (2.14)$$

L'équation précédente permet d'obtenir $(I_{O_{m/p}})_{ref}$:

$$(I_{O_{m/p}})_{ref} = \left[(I^{m/p})_{sc,ref} - \frac{(V^{m/p})_{O,ref} - \left((R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{sc,ref} \right)}{(R_{P_{m/p}})_{ref}} \right] \cdot e^{-\left((V^{m/p})_{O,ref} / n_{ref} \cdot (V_{T_{m/p}})_{ref} \right)} \quad (2.15)$$

En remplaçant les équations (2.15) et (2.12) dans (2.8), nous obtenons l'équation suivante:

$$(I^{m/p})_{max,ref} = (I_{O_{m/p}})_{ref} - (I_{O_{m/p}})_{ref} - \frac{\left((V^{m/p})_{max,ref} + (R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{max,ref} - (R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{ref} \right)}{(R_{P_{m/p}})_{ref}} \dots \quad (2.16)$$

$$\left((I_{O_{m/p}})_{ref} - \frac{(V^{m/p})_{O,ref} - \left((R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{ref} \right)}{(R_{P_{m/p}})_{ref}} \right) \cdot e^{\left(\left((V^{m/p})_{max,ref} + (R_{S_{m/p}})_{ref} \cdot (I^{m/p})_{max,ref} \right) / n_{ref} \cdot (V_{T_{m/p}})_{ref} \right)}$$

L'équation (2.11) devient :

$$\frac{dP^{m/p}}{dV^{m/p}} \Big|_{I^{m/p} = (I^{m/p})_{max,ref}, V^{m/p} = (V^{m/p})_{max,ref}} = \frac{d(I^{m/p} \cdot V^{m/p})}{dV^{m/p}} = I^{m/p} + \frac{d(I^{m/p})}{dV^{m/p}} \cdot V^{m/p} \quad (2.17)$$

Le terme $\frac{d(I^{m/p})}{dV^{m/p}}$ peut se réécrire [57] sous la forme suivante:

$$\frac{d(I^{m/p})}{dV^{m/p}} = \frac{\frac{\partial f(I^{m/p}, V^{m/p})}{\partial V^{m/p}}}{1 - \frac{\partial f(I^{m/p}, V^{m/p})}{\partial I^{m/p}}} \quad (2.18)$$

En considérant l'équation (2.16) comme une fonction $f\left(\left(I^{m/p}\right)_{\max,ref}, \left(V^{m/p}\right)_{\max,ref}\right)$,

nous obtenons l'équation suivante :

$$\left. \frac{dP^{m/p}}{dV^{m/p}} \right|_{I^{m/p}=(I^{m/p})_{\max,ref}, V^{m/p}=(V^{m/p})_{\max,ref}} = \left(I^{m/p}\right)_{\max,ref} + \frac{\frac{\partial f(I^{m/p}, V^{m/p})}{\partial V^{m/p}}}{1 - \frac{\partial f(I^{m/p}, V^{m/p})}{\partial I^{m/p}}} \cdot \left(V^{m/p}\right)_{\max,ref} \quad (2.19)$$

En prenant en compte les équations (2.9),(2.10),(2.12),(2.15) et (2.19) les paramètres $\left(I_{ph_{m/p}}\right)_{ref}, \left(I_{o_{m/p}}\right)_{ref}, \left(R_{s_{m/p}}\right)_{ref}, \left(R_{p_{m/p}}\right)_{ref}, n_{ref}$ sont ainsi déterminés.

2.3.4 Fonctionnement aux conditions réelles (Irradiation et Température varient)

Le photo courant de référence $\left(I_{ph_{m/p}}\right)_{ref}$ obtenu aux conditions standard de test (STC) est lié au courant de court-circuit de référence $\left(I^{m/p}\right)_{sc,ref}$ au STC , par

l'équation suivante [58, 59] :

$$\left(I^{m/p}\right)_{sc,ref} \approx \frac{\left(I_{ph_{m/p}}\right)_{ref}}{\left(1 + \frac{\left(R_{s_{m/p}}\right)_{ref}}{\left(R_{p_{m/p}}\right)_{ref}}\right)} \quad (2.20)$$

Dans le cas d'un modèle idéal ($\left(R_{s_{m/p}}\right)_{ref} \approx 0$ and $\left(R_{p_{m/p}}\right)_{ref} \approx +\infty$), on obtient

l'équation suivante :

$$\left(I^{m/p}\right)_{sc,ref} \approx \left(I_{ph_{m/p}}\right)_{ref} \quad (2.21)$$

La relation entre la radiation solaire, la température du module PV et le courant de photon est décrite par l'équation suivante [60-62] :

$$I_{ph_{m/p}} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot \left((I_{ph_{m/p}})_{ref} + \alpha_I (T - T_{ref}) \right) \quad (2.22)$$

$$I_{ph_{m/p}} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot (I_{ph_{m/p}})_{ref} \quad (2.23)$$

avec G_{ref} la radiation solaire de référence obtenue au STC du milieu où est placé le module PV, T_{ref} la température de référence du module PV, T la température du module PV, α_I le coefficient de température du courant de court-circuit du module PV. Le courant de photon $I_{ph_{m/p}}$ satisfait l'équation (2.24) si $\alpha_I \approx 0$.

La tension en circuit ouvert est liée à la température du module PV par l'équation suivante :

$$(V^{m/p})_O = (V^{m/p})_{O,ref} + \alpha_V (T - T_{ref}) \quad (2.24)$$

avec $(V^{m/p})_{O,ref}$ est la tension en circuit ouvert de référence obtenue au STC et α_V est le coefficient de température de la tension en circuit ouvert du module PV.

Le courant de saturation dépend de la température du module PV et peut être déterminé par l'équation suivante [61, 62] :

$$I_{o_{m/p}} = (I_{o_{m/p}})_{ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left(\frac{q}{nk_B} \left(\frac{E_{g,ref}}{T_{ref}} - \frac{E_g}{T} \right) \right) \quad (2.25)$$

où E_g matérialise le gap d'énergie de la bande interdite. k_B la constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} J / K$); q la charge d'électron ($1.602 \times 10^{-19} C$);

Le gap d'énergie de la bande interdite dépend légèrement de la température du panneau PV aux conditions réelles de fonctionnement, et peut être déterminé par l'équation suivante [61, 63] :

$$E_g = E_{g,ref} \left(1 - 0.0002677 (T - T_{ref}) \right) \quad (2.26)$$

La résistance série aux conditions réelles de fonctionnement est déterminée par l'équation suivante [63, 64] :

$$R_{smp} = \left(R_{smp} \right)_{ref} \frac{T}{T_{ref}} \left(1 - \beta_{oc} \ln \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \right) \quad (2.27)$$

avec $\beta_{oc} \approx 0,217$ est le coefficient de température de la résistance série.

La valeur de la résistance parallèle R_p est liée à la pente de la courbe (I-V) au point du courant de court-circuit [65]; sa valeur aux conditions réelles de fonctionnement est déterminée par l'équation suivante [63, 66] :

$$R_p = R_{p,ref} \cdot \left(T / T_{ref} \right) \quad (2.28)$$

Plusieurs auteurs ont travaillé sur les différentes manières d'estimer la valeur du facteur d'idéalité n [53, 67]. Le plus souvent $1 \leq n \leq 2$ et le choix de n dépend des autres paramètres du modèle électrique du module PV. Plusieurs valeurs de n , basées sur des analyses empiriques, se trouvent dans la littérature [68]. D'autres auteurs déterminent le facteur d'idéalité dans les conditions standards de test (STC) par la relation suivante [62].

$$n_{ref} = \frac{q \left(2V_{mpp,ref} - V_{oc,ref} \right)}{N_s KT \left(\ln \left(1 - \frac{I_{mpp,ref}}{I_{sc,ref}} \right) - \frac{I_{mpp,ref}}{I_{sc,ref} - I_{mpp,ref}} \right)} \quad (2.29)$$

Le facteur d'idéalité, aux conditions réelles de fonctionnement, peut être déterminé en utilisant l'équation suivante [61, 69, 70] :

$$n = n_{ref} \cdot (T/T_{ref}) \quad (2.30)$$

2.4 CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES D'UN MODULE PV

Dans cette section, il est question de représenter graphiquement les caractéristiques électriques du module photovoltaïque ARCO Solar M75 dont les données du fabricant sont illustrées au Tableau 3.

Tableau 3 Caractéristiques électriques de ARCO Solar M75 à NOCT

I_{mp}	V_{mp}	$P_{max,e,module}$	I_{sc}	V_{oc}	α_v	α_I	N_s
3,5 A	15,7 V	54 W	3,75 A	18,2 V	-0,080 V/K	0,0032 A/K	33

Les caractéristiques électriques du module photovoltaïque ARCO Solar M75 sont représentées à la Figure 13: Il s'agit du point de maximum de puissance (V_{mp}, I_{mp}), la tension en circuit ouvert V_{oc} , le courant de court-circuit I_{sc} , et le facteur de forme $FF = (V_{mp} I_{mp}) / (V_{oc} I_{sc})$. Ces caractéristiques varient en fonction de la température, et de l'irradiation conduisant à la variation des courbes (I-V) et (P-V) en fonction de la température et de l'irradiation, comme l'illustre la Figure 14.

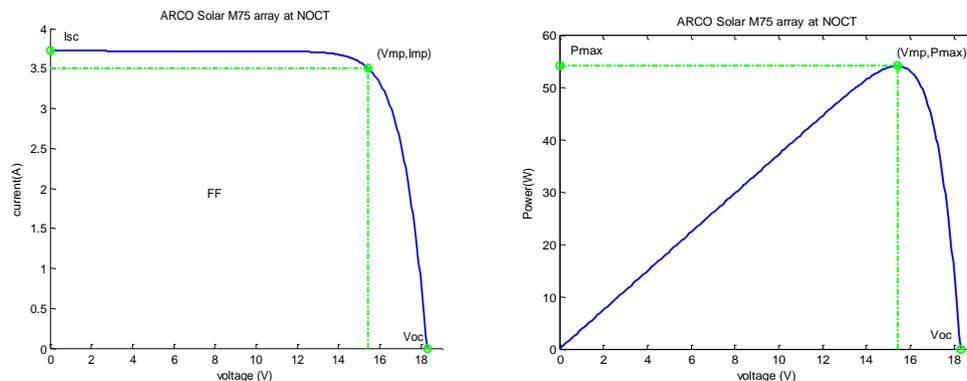


Figure 13 Caractéristiques électriques

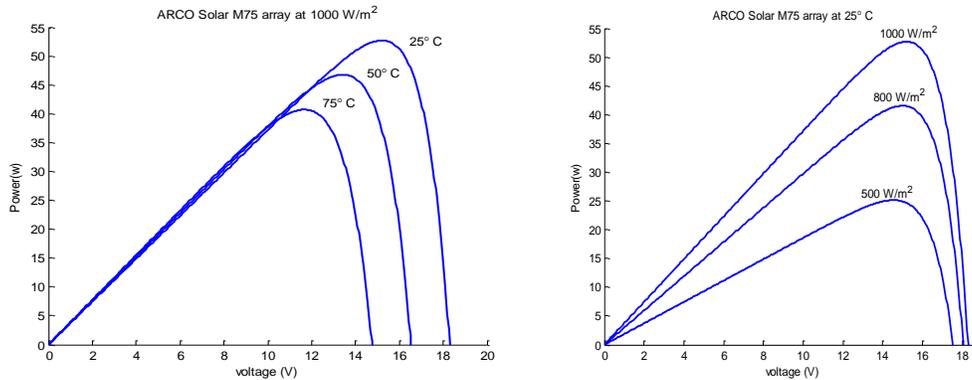


Figure 14 Variation de (P-V) en fonction de la température et de l'irradiation

2.5 MÉTHODES D'ESTIMATION DES PARAMÈTRES D'UN MODULE PV

Dans la littérature, plusieurs méthodes ont été développées pour déterminer les cinq (5) paramètres du modèle à une diode d'un module PV, à base des informations fournies sur la fiche technique par les fabricants. Ces méthodes sont généralement classées en trois catégories, à savoir : les méthodes analytiques, les méthodes itératives et les méthodes intelligentes [71], comme illustrées à la Figure 15. Dans la littérature, l'application de ces méthodes montre que les précisions obtenues des résultats sont différentes d'une méthode à une autre [72].

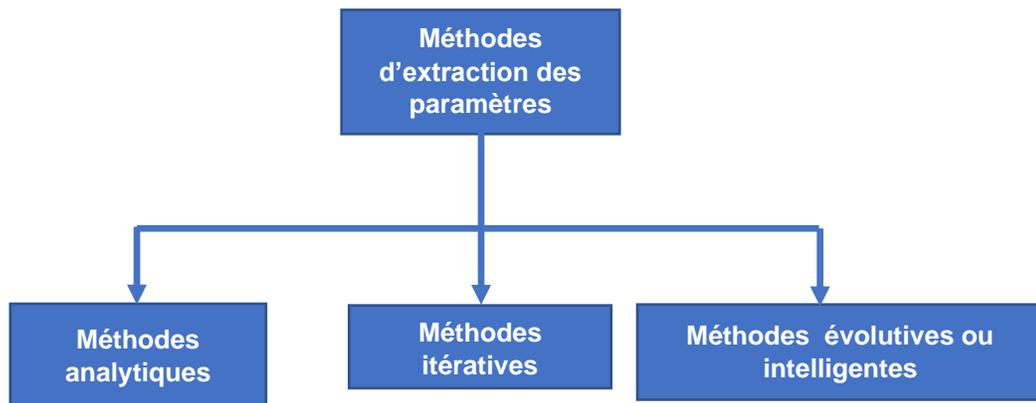


Figure 15 Classification des différentes méthodes d'extraction des paramètres d'un module PV
©albert ayang

Les méthodes analytiques sont les plus utilisées pour estimer les paramètres d'un module PV. Ces méthodes résolvent les équations analytiques explicites, elles nécessitent moins de temps de calcul puisqu'une équation analytique est suffisante pour obtenir une solution d'un paramètre [71]. Ces méthodes sont concluantes pour certains modèles des modules PV aux conditions standards de test (STC) ainsi que sous d'autres conditions environnementales. Certaines de ces méthodes ont été proposées en utilisant la fonction de Lambert W. Comme exemple, Femia et al. [73] ont proposé une méthode pour calculer analytiquement les résistances série R_s et parallèle R_p en utilisant la fonction de Lambert W. Cette méthode exprime explicitement le courant de sortie du module PV en fonction de la tension, et présente des bonnes performances. De même, Batzelis et al. [74] ont plutôt exprimé la tension en fonction du courant en utilisant la fonction de Lambert W. Par conséquent, cette méthode combine la polyvalence et la précision fournies par le modèle à une diode avec une exécution plus rapide et plus robuste. Cubas et al. [75] ont travaillé sur une méthode basée sur une formulation analytique qui permet de transformer l'équation de résistance série R_s en une équation explicite à l'aide de la fonction de Lambert W. Cette dernière méthode a été utilisée pour analyser les performances d'un module PV commercial pour plusieurs niveaux de température et de radiation solaire. De plus, Khatib et al. [76] ont proposé un modèle mathématique d'un module PV à une diode basé sur les relations entre les paramètres du module PV et les données météorologiques comme l'irradiation solaire et la température ambiante. De plus, Bai et al. [61] ont proposé une nouvelle méthode composée d'une méthode d'ajustement par

morceaux associée au modèle à quatre paramètres afin de simplifier les procédures de calcul qui permettent d'obtenir les cinq paramètres. La meilleure méthode d'estimation consiste à formuler un système d'équations à partir de la fiche technique des données du fabricant [77, 78]. Il est, le plus souvent, difficile de résoudre analytiquement ces systèmes d'équations, mais peuvent être résolus par des méthodes numériques [72].

Plusieurs méthodes itératives sont disponibles dans la littérature. Parmi ces méthodes itératives figurent probablement des bonnes méthodes pour estimer les paramètres. La méthode de Newton Raphson (NR) est l'une des meilleures méthodes utilisées [79-81], mais un choix inapproprié des conditions initiales affecte la précision et la convergence des solutions. Villalva et Moballegh [81, 82] ont choisi des valeurs de résistance série R_s qui débutent par zéro, et cette résistance est augmentée jusqu'à ce qu'une marge d'erreur spécifiée et acceptable existe entre la valeur calculée et les valeurs du point de maximum de puissance. Siddique et Rahman [78, 83] ont utilisé la même démarche, mais au lieu d'ajuster la résistance série R_s , ils ont varié la valeur du facteur d'idéalité entre 1 et 2. Mahmoud et al. [77] ont proposé une autre méthode pour évaluer la résistance parallèle R_p , dans laquelle les quatre autres paramètres sont calculés à partir du système d'équations. Pendant ce temps, Navabi et al. [84] ont eu recours à un processus itératif simple pour déterminer les paramètres globaux de l'installation photovoltaïque, quels que soient le temps et les conditions de fonctionnement. Mares et al. [85] ont amélioré, et ont implémenté la procédure modifiée pour résoudre le système d'équations non linéaire à cinq paramètres, qui

est la version modifiée de la méthode de bisection garantissant la convergence de l'algorithme numérique.

Récemment, des méthodes évolutives ou intelligentes utilisant les techniques d'intelligence artificielle ont été largement utilisées pour estimer les paramètres des modules PV; et ceci en raison de leur précision et de leur fiabilité en termes de performances. De nombreux travaux sont menés à base de certains algorithmes évolutifs plus populaires tels que les algorithmes génétiques (GA) [86], l'optimisation par l'essaim des particules (PSO) [87], l'optimisation par le couplage simplifié des oiseaux (SBMO) [88], l'optimisation par l'essaim de chat (CSO) [89], l'optimisation artificielle par les essaims des abeilles (ABSO) [90], l'optimisation par la recherche de bactéries (BF) [91], l'algorithme de pollinisation des fleurs (FPA) [92], l'algorithme par évolution différentielle avec mutation adaptative (DEAM) [93], l'algorithme évolutif (EA) basé sur la méthode analytique [94], et l'algorithme du réseau de neurones artificiels (ANN) [95, 96]. Ismail et al. [86] ont utilisé l'optimisation par l'algorithme génétique pour extraire les paramètres d'un module PV soumis à des températures et irradiances solaires variables ainsi que soumis à des conditions d'ombrage partielles. Alam et al. [92] ont proposé une nouvelle méthode d'optimisation, FPA, qui a la qualité de se converger rapidement vers la solution optimale des paramètres du module PV à une et à deux diodes. Cette méthode est simple, très efficace et peut être plus performant que les méthodes GA et PSO. Muhsen et al. [93] ont proposé d'utiliser l'algorithme DEAM, qui utilise la notion d'attraction-répulsion pour renforcer l'opération de mutation de l'évolution différentielle (DE) d'origine, une méthode qui offre une grande précision,

une convergence rapide et des paramètres de contrôle ajustés optimaux. M. Barukčić et al. [94] ont utilisé une fonction analytique pour exprimer les dépendances des paramètres par rapport à la température et à la radiation solaire, qui sont ensuite estimés à l'aide d'un algorithme évolutif. Fathabadi et al. [96] ont proposé une nouvelle technique d'analyse neuronale basée sur l'application du réseau de neurones artificiels à rétroaction associée à la fonction de Lambert W. L'algorithme basé sur l'ajustement de la courbe par la méthode des moindres carrés non linéaire est utilisé par M. Azab [97]. Les auteurs utilisent initialement la méthode d'optimisation par des essais des particules (PSO) afin d'améliorer la recherche des solutions qui est menée par l'algorithme des moindres carrés (LS), en considérant les solutions finales obtenues par PSO comme les paramètres initiaux de l'algorithme des moindres carrés (LS). Les auteurs supposent que le photo-courant est égal au courant de court-circuit aux conditions standards de test (STC), et les quatre autres paramètres sont extraits par l'algorithme basé sur l'ajustement de la courbe par la méthode des moindres carrés non linéaire. La même méthode basée sur les moindres carrés non linéaires est utilisée par B. Nayak et al. [98] pour extraire tous les paramètres inconnus du modèle à une diode ; ici, les auteurs minimisent une fonction objective, qui est une somme de plusieurs fonctions objectives décrites dans la méthode de Newton-Raphson modifiée [99]. A. Ayang et al. dans [100, 101], ont utilisé l'estimateur du maximum de vraisemblance (MLE) et l'estimateur des moindres carrés (LSE) pour extraire les paramètres du module PV à une diode dans les conditions standard de test. Les performances de ces deux méthodes sont comparées à d'autres méthodes

analytiques, itératives et évolutives rencontrées dans la littérature telles que la méthode de Villalva, la solution de Lambert, la méthode de moindres carrés non linéaire, la méthode Newton Raphson (NR).

De nombreux chercheurs ont mené des travaux de comparaison de quelques méthodes d'estimation des paramètres des modules PV, ayant pour but de déceler les méthodes qui ressortent des meilleures performances en termes de précision, d'efficacité et de convergence. Tamrakar et Gupta [71] ont mené une enquête sur l'estimation des paramètres du module PV et les méthodes analytiques avancées les plus récentes. Ils concluent que les méthodes analytiques nécessitent moins de temps de calcul mais certaines d'entre elles sont incapables de déterminer tous les paramètres inconnus. Ils concluent également que les méthodes itératives souffrent des problèmes de convergence, et que les méthodes évolutives ou intelligentes sont mieux adaptées pour les modules PV soumis à des conditions météorologiques variables et à des conditions d'ombrage partielles. En revanche les méthodes intelligentes souffrent des problèmes de convergence en cas de choix inapproprié des conditions aux limites et des paramètres de contrôle. Chin et al. [80] ont mené d'importants travaux de revue sur les modélisations et les méthodes d'estimation des paramètres des modules PV. Humada et al. [102] ont discuté, résumé et classifié les techniques d'estimation des paramètres ainsi que les modèles basés sur le nombre des paramètres à estimer. D'autres références plus récentes [57, 60, 72, 80, 103] ont largement menés des travaux de revue résumant les méthodes d'estimation des paramètres des modules PV à une ou plusieurs diodes.

2.6 DIAGNOSTIC DES DÉFAILLANCES D'UN SYSTÈME PV

Une fois installés, les panneaux photovoltaïques sont exposés aux aléas climatiques naturels (canicules, orages, grêle, neige, etc.), à l'influence de la faune (chutes de branche d'arbre, ombrages empêchant le rayonnement solaire, etc...) et à d'autres aléas d'origines diverses.

Les systèmes photovoltaïques subissent différents types de défaillances. Il est important d'identifier les types de défaillances sur les systèmes photovoltaïques. Les défaillances sont généralement dues au mauvais suivi du système, aux manques d'informations sur les caractéristiques des types des défaillances sur ces systèmes et aux incidents naturels (orages, canicule, etc.). La puissance délivrée diminue au fil du temps en raison des défaillances. Ces défaillances, pour la plupart, sont non détectées à des longues périodes sur les modules photovoltaïques, les câbles de connexions, et les convertisseurs. L'analyse des défaillances dans le système photovoltaïque est fondamentale pour accroître sa fiabilité, son efficacité et sa maintenabilité. La non-détection de ces défaillances conduit non seulement à la réduction de la puissance fournie, mais aussi accélère son vieillissement et l'indisponibilité de tout le système. Ces défaillances doivent être détectées et éliminées le plus vite possible pour éviter des chutes de puissance, mais éviter aussi des incidents et risques d'incendie [104]. De nos jours, les différents types d'appareils de détection, d'isolation et de protection des défauts sont installés sur les sites abritant des champs photovoltaïques. Ils permettent d'isoler les panneaux photovoltaïques et les convertisseurs du reste du réseau en cas de défauts graves sur le système. Les méthodes de détection sont

généralement de types visuels (décoloration, brunissement, salissures sur la surface et délamination, etc.), thermiques (points thermiquement chauds sur la surface du panneau photovoltaïque), et électriques (mesure des courbes (I-V), (P-V), etc.). L'utilisation des signatures électriques est plus avantageuse et prometteuse lors du diagnostic et de la surveillance des systèmes PV [105, 106]. Les types des défaillances, les techniques de détection, les systèmes de protection et d'isolation, sont évoqués dans la littérature [107-109].

2.7 DIAGNOSTIC PAR LA COMMANDE DU REJET ACTIF DES PERTURBATIONS

La commande du rejet actif des perturbations ou encore en anglais « Active Disturbance Rejection Control (ADRC) » a été initialement proposée par Han [110] il y a deux décennies et a été simplifiée par Gao [111, 112] pour faciliter sa mise en œuvre pratique. Elle est constituée: du modèle dynamique du système, de l'observateur étendu aux perturbations internes/externes et de la commande pour atténuer les perturbations internes/externes.

L'idée de base du ADRC est d'estimer la dynamique interne des états et les perturbations internes/externes en temps réel par un observateur d'état étendu ou encore en anglais « Extended State Observer (ESO) », puis de les compenser activement par une loi de commande. Gao a également développé une méthode de bande passante pour simplifier le processus de réglage en réduisant le nombre de paramètres du contrôleur à deux, c'est-à-dire la bande passante de l'observateur et la bande passante du contrôleur [111]. Le réglage de ADRC est effectif en réglant ces deux bandes passantes. En raison de sa simplicité et de sa

bonne capacité de rejet des perturbations, le ADRC a été appliqué à des nombreux domaines de l'ingénierie tels que les convertisseurs continus ou alternatifs.

Les convertisseurs continus sont utilisés dans des nombreuses applications à courant continu où les alimentations en tensions continues sont nécessaires, tels que les appareils électriques industriels, les équipements de communication et l'entraînement des moteurs en continu, etc. Le plus souvent la charge varie en fonction du temps ou peut être inconnue ou présente des défauts. De même, la source d'alimentation du convertisseur peut être variable ou peut également présenter des défauts. Ainsi, pour ces convertisseurs, l'objectif le plus souvent est de maintenir la tension de sortie à la valeur de référence avec de bonnes réponses dynamiques en termes de réjection des perturbations.

Quelques auteurs ont travaillé sur le ADRC ou sur l'observateur étendu (qui est une composante essentielle du ADRC) ou encore à la mise en commun du ADRC et de la commande par mode glissant appliqués aux convertisseurs continus afin de stabiliser la tension de sortie autour de la référence fixée [113-116].

D'autres ont abordé le diagnostic de ces convertisseurs continus en se basant sur l'observateurs de Luenberger et l'observateur à gain élevé [117-123].

CHAPITRE 3

ESTIMATION DES PARAMÈTRES D'UN PANNEAU PV PAR LES MÉTHODES DES MOINDRES CARRÉS ET DU MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE

La revue de littérature sur les méthodes d'estimation des paramètres d'un système PV révèle que les méthodes évolutives ou intelligentes sont mieux adaptées pour les panneaux PV soumis à des conditions météorologiques variables et à des conditions d'ombrage partielles; en revanche, ces méthodes souffrent des problèmes de convergence en cas de choix inapproprié des paramètres initiaux et des paramètres limites. Pour la suite de nos travaux, nous avons choisi de déterminer les paramètres du PV par des méthodes évolutives ou intelligentes. Les paramètres inconnus du PV sont extraits par la méthode des moindres carrés, et puis par la méthode de maximum de vraisemblance qui prend en compte les bruits de mesure des données.

3.1 ESTIMATION DES PARAMÈTRES PAR LES MOINDRES CARRÉS

3.1.1 Estimateur des moindres carrés

L'estimateur des moindres carrés est une méthode mathématique d'optimisation utilisée pour déterminer des paramètres optimaux basée sur des mesures. Il permet de calculer la somme des carrés des erreurs entre les valeurs prédites ($I(x, k)$) et mesurées ($I_{mes}(k)$), et puis permet de minimiser cette somme. La méthode des moindres carrés est sensible aux erreurs brutes, étant donné que les mesures contiennent des erreurs considérables [124]. Le vecteur des paramètres

x^* est celui qui minimise la fonction coût, défini comme une fonction objective, décrit à l'équation suivante :

$$f(\varepsilon(x, k)) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N (\varepsilon^T(x, k) \cdot \varepsilon_k(x, k)) \quad (3.1)$$

Les paramètres optimaux $x^* = x_{opt}$ sont ceux qui satisfont l'équation suivante :

$$\nabla f = \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right]_{x=x^*} = 0 \quad (3.2)$$

∇f représente le gradient de la fonction coût f , $\varepsilon(x, k) = I(x, k) - I_{mes}(k)$ représente l'erreur de mesure ou le résidu des courants pour des valeurs des tensions connues $V^{m/p}$ aux bornes du générateur PV.

Le problème d'optimisation est ainsi formulé comme suit :

$$\begin{cases} \min f \\ \text{sous contraintes} \end{cases} \begin{cases} x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ x \geq 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

$$x = [I_{ph}, I_o, R_s, n, R_p]^T \quad (3.4)$$

x_{\min} et x_{\max} représentent respectivement les valeurs limites inférieures et supérieures du vecteur des paramètres x .

3.1.2 Résolution du modèle de prédiction du courant d'un PV à une diode

L'expression du modèle électrique du panneau PV à une diode du courant, décrit à l'équation 2.1 du chapitre précédent, est un modèle prédit du courant $I(x, k)$.

Cette équation est non linéaire et complexe à résoudre car la valeur de $I(x, k)$ est

récursive par la présence de la résistance série R_s dans le modèle. Pour obtenir les valeurs prédites $I(x, k)$, nous avons opté de résoudre le modèle prédit par l'algorithme de Newton Raphson décrit aux équations (3.5) et (3.6). Cette méthode de résolution est choisie pour sa convergence rapide après 5 itérations [125].

$$g(I^{m/p}) = I_{ph_{m/p}} - I^{m/p} - I_{o_{m/p}} \left[\exp\left(\frac{(V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p})}{nV_{T_{m/p}}}\right) - 1 \right] - \frac{(V^{m/p} + R_{s_{m/p}} I^{m/p})}{R_{p_{m/p}}} \quad (3.5)$$

$$I_{i+1}^{m/p} = I_i^{m/p} - g(I_i^{m/p}) / \dot{g}(I_i^{m/p}) \quad (3.6)$$

avec $i = 0, 1, \dots, 4$ l'itération; $\dot{g}(I_i^{m/p})$ est la dérivée de $g(I_i^{m/p})$ par rapport à $I_i^{m/p}$

et $g(I_i^{m/p})$

3.1.3 Protocole CEI-60891

Le plus souvent, les fabricants fournissent les données courant-tension ou puissance-tension aux conditions de test standard (STC) ou aux conditions nominales de test (NOCT) considérées le plus souvent comme références. Ainsi, pour l'analyse des performances et le diagnostic des modules PV, il est souvent utile d'extrapoler les données et les paramètres aux références conformément aux procédures de la Commission électrotechnique internationale (CEI)-60891. Deux protocoles sont généralement proposés dans la littérature [126, 127].

CEI-60891-1 : Ce protocole de correction [126] translate un point (V_1, I_1) de la courbe (I-V) mesurée (à une irradiation G_{mes} quelconque et une température T_1 quelconque du PV) vers un point (V_2, I_2) de la courbe de référence (irradiation G_{ref} de référence et une température T_2 de référence du PV). La translation de la

tension V_1 vers V_2 réduit la tension V_1 par une chute de tension dû à la résistance série interne R_s^* du PV (la variation de la température fait varier la résistance) [équation (2) de [126]]. La valeur de R_s^* est trouvée par une démarche itérative sur un ensemble des courbes (I-V) mesurées à des irradiations différentes et à une température constante : Premièrement, les valeurs des courants sur chacune des courbes (I-V) sont translatées linéairement à une irradiation de référence commune, puis R_s^* est trouvée en minimisant la variance du maximum de puissance P_{\max} des courbes (I-V) translatées vers la référence. La répétabilité et l'incertitude de ce premier protocole sont examinées dans [128].

CEI-60891-2 : Ce protocole de correction [126] translate un point (V_1, I_1) de la courbe (I-V) mesurée (à une irradiation G_{mes} quelconque et une température T_1 quelconque du PV) vers un point (V_2, I_2) correspondant sur une courbe de référence (irradiation G_{ref} de référence et une température T_2 de référence du PV). La translation de la tension et l'obtention de la résistance série R_s^* s'opèrent de la même manière que dans le premier protocole CEI-60891-1. Cependant, il faut noter que des termes additionnels s'ajoutent afin d'adapter les courbes (I-V) avec des valeurs d'irradiations plus élevées. La détermination de R_s^* demande une translation des courbes pour une même irradiation et une deuxième translation pour minimiser la variance de la tension en circuit ouvert V_{oc} .

Dans le cadre de ce travail, le deuxième protocole est utilisé pour corriger les courbes mesurées vers les courbes des références. Les équations suivantes expriment les corrections ou la translation des points (I, V) vers la référence.

$$I_{ref} = I_{mes} \cdot \left(1 + \alpha_I \cdot (T_2 - T_1)\right) \cdot \frac{G_{ref}}{G_{mes}} \quad (3.7)$$

$$V_{ref} = V_{mes} + V_{OCmes} \cdot \left(\alpha_V \cdot (T_{ref} - T_{mes}) + a \ln \left(\frac{G_{ref}}{G_{mes}} \right) \right) - R_S^* \cdot (T_{ref} - T_{mes}) - \beta I_{ref} (T_{ref} - T_{mes}) \quad (3.8)$$

où les indices ref et mes indiquent respectivement les valeurs de référence et mesurée. V est la tension ; V_{oc} est la tension en circuit ouvert; I est le courant; G est l'irradiation; α_I et α_V sont les coefficients de température du courant et de la tension de référence; a est une constante (le plus souvent $a = 0,06$); R_S^* est la résistance série interne du PV; β est le coefficient de température de la résistance interne. En considérant les valeurs de l'irradiation durant les mesures, il est possible de simplifier les équations de correction ou de translation comme suit :

$$I_{ref} = I_{mes} \cdot \frac{G_{ref}}{G_{mes}} \quad (3.9)$$

$$P_{max,ref} = P_{max,mes} \cdot \frac{G_{ref}}{G_{mes}} \quad (3.10)$$

Dans le cadre de ce travail, les conditions standards de test (STC, irradiation 1000 W/m² et température 25°C) sont considérées comme la référence.

3.1.4 Algorithme d'estimation par les moindres carrés

La Figure 16 décrit les étapes de l'algorithme d'estimation des paramètres optimums x^* d'un panneau PV par l'estimateur des moindres carrés tout en tenant

compte des étapes de translation des courbes mesurées vers la référence pour les besoins d'analyses et/ou de diagnostic.

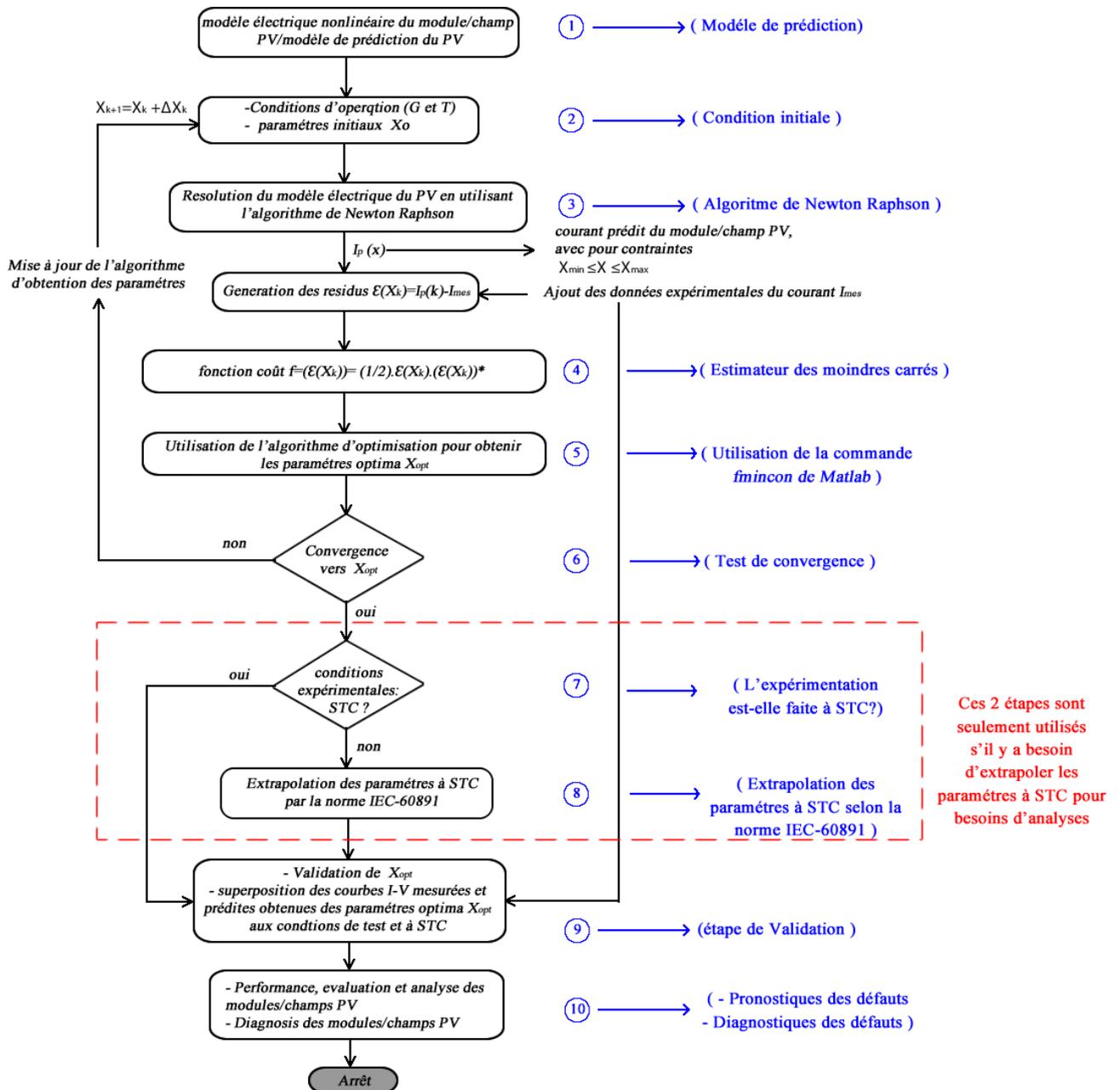


Figure 16 Algorithme d'estimation des paramètres d'un PV par les moindres carrés
©albert ayang

La 1ere étape consiste à écrire le modèle électrique du générateur PV ; les paramètres de ce modèle sont initialisés à des conditions météorologiques de

fonctionnement précises comme mentionnées à la 2e étape de l'organigramme. La troisième étape consiste à résoudre le modèle de prédiction par la méthode de Newton Raphson en utilisant cinq (5) itérations. La fonction coût est construite à la 4e étape et le problème d'optimisation est résolu en utilisant la commande *fmincon* à la 5e étape. Les convergences des paramètres extraits vers des valeurs constantes sont vérifiées à la 6e étape en traçant les courbes de variation des paramètres en fonction de l'itération. À la 7e étape, on vérifie si les tests ou les mesures ne sont pas effectués dans les conditions météorologiques de référence, pour des besoins d'analyses des performances à la référence, les courbes mesurées et les paramètres obtenus sont extrapolés à la référence en utilisant le protocole CEI-60891 (8e étape de l'organigramme). Les deux dernières étapes consistent à vérifier si les paramètres obtenus sont optimums ; ici, il s'agit de faire une comparaison entre les courbes issues des paramètres optimums, et celles mesurées et/ou extrapolées vers la référence. Une fois, les paramètres optimums validés, l'analyse des performances et le diagnostic des PV sont ainsi faciles à réaliser.

3.1.5 Résultats et discussions

Cette partie présente les résultats expérimentaux obtenus par l'estimateur des moindres carrés.

3.1.5.1 PV MSX60 à 1000 W/m² 25°C (STC), et à 1000 W/m² 75°C

La première validation de cette méthode a été effectuée sur un module PV MSX60 de type polycristallin dont les caractéristiques électriques données par le fabricant (aux conditions standards de test) se trouvent au Tableau 4.

Tableau 4 Caractéristiques électriques du générateur PV MSX60 aux STC

I_{mp}	V_{mp}	$P_{\max,e,module}$	I_{sc}	V_{oc}	α_v	α_I	n_s
3,5 A	17,1 V	59,85 W	3,8 A	21,1 V	-0,080 V/K	0,0032 A/K	36

Tableau 5 Paramètres optimums extraits aux STC du générateur PV MSX60 par l'estimateur des moindres carrés

Valeurs initiales x_0 : $R_s=0,2\Omega$; $R_p=50\Omega$; $n=1,2$; $I_{ph}=3,5$ (A) ; $I_0=10^{-10}$ (A)					
Limites inférieures x_{\min} : $R_s=0,05\Omega$; $R_p=40\Omega$; $n=1$; $I_{ph}=3,15$ (A) ; $I_0=10^{-10}$ (A)					
Limites supérieures x_{\max} : $R_s=0,5\Omega$; $R_p=600\Omega$; $n=1,5$; $I_{ph}=4$ (A) ; $I_0=10^{-9}$ (A)					
T°C	n	$R_p(\Omega)$	$R_s(\Omega)$	I_{ph} (A)	I_0 (A)
25°C	1,0365	117,99	0,33	3,859	$1,2654 \cdot 10^{-9}$

Les valeurs initiales, limites, et celles optimales estimées des cinq paramètres par l'estimateur des moindres carrés sont présentées dans le Tableau 5.

Nous constatons que les valeurs optimales trouvées sont effectivement situées entre les limites inférieures et supérieures définies dans le tableau 5. Les courbes de convergence des paramètres recherchés en fonction des itérations, sont présentées dans les Figure 17 (a et b), Figure 18 (a et b) et Figure 19. L'observation de ces figures montre que tous les paramètres recherchés commencent exactement aux valeurs initiales définies. I_{ph} atteint la valeur supérieure (4 A) après 40 itérations, mais n'atteint pas la valeur inférieure (3,15 A), il se stabilise à une valeur constante (3,859 A) après 175 itérations; R_s atteint la valeur supérieure (0,5 Ω) après 25 itérations, mais n'atteint pas la valeur inférieure (0,2 Ω), il se stabilise à une valeur constante (0,33 Ω) après 190 itérations. n atteint la valeur inférieure (1) après 20 itérations, mais n'atteint pas la valeur supérieure (1,5), il se stabilise à une valeur constante (1,0365 Ω) après 140 itérations. R_p n'atteint pas ni la valeur supérieure (600 Ω) ni la valeur inférieure (40 Ω), mais il se stabilise à une valeur constante (117,99 Ω) après 222 itérations. Le courant de saturation I_0

a une petite valeur et oscille en permanence entre 10^{-10} A et 10^{-9} A et ne peut converger correctement vers une valeur constante comme le montre la Figure 17 (b). La valeur optimale du courant de saturation I_0 ($1,2654 \cdot 10^{-9}$ A) est la valeur obtenue à l'itération finale qui fait converger les quatre autres paramètres. Ainsi, l'ensemble des paramètres recherchés se stabilisent après 222 itérations.

Comme tout autre méthode d'optimisation évolutive ou intelligente, nous avons constaté que la méthode des moindres carrés à des difficultés de faire converger les paramètres recherchés vers des valeurs optimales si les paramètres initiaux de simulation sont mal choisis.

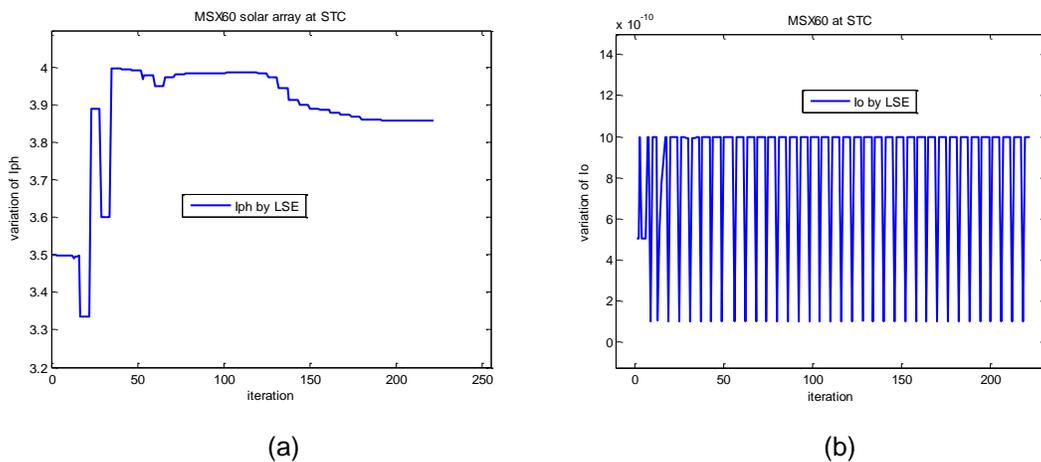


Figure 17 Convergence de Iph (a) et I0 (b) par LSE aux STC

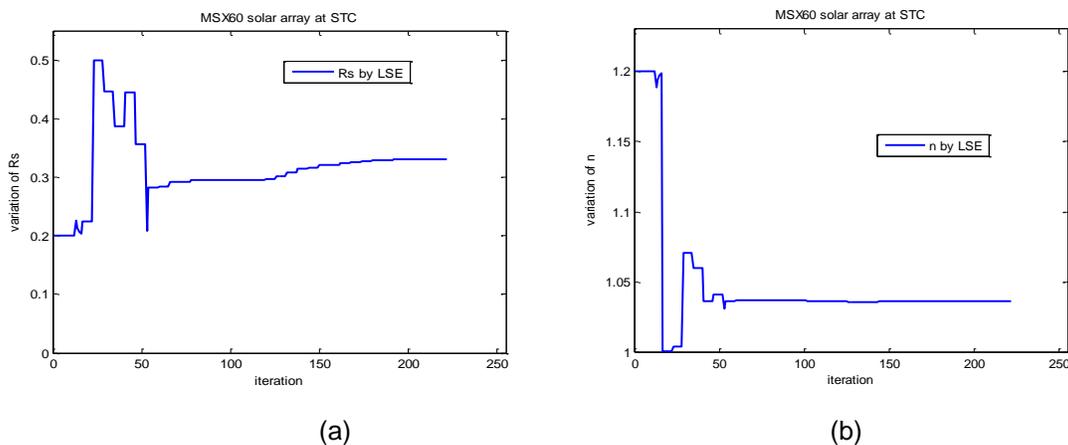


Figure 18 Convergence de Rs (a) et n (b) par LSE aux STC

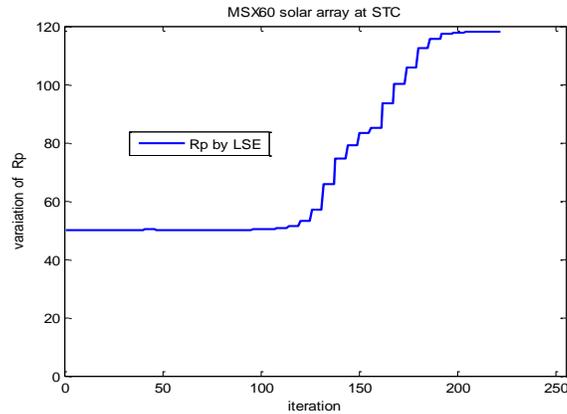


Figure 19 Convergence de Rp par LSE aux STC

Les paramètres optimums obtenus au tableau 5 permettent de tracer les courbes prédites (I-V) et (P-V). Ces courbes sont superposées à celles obtenues expérimentalement comme le montre la Figure 20. On constate que les courbes prédites et expérimentales sont pratiquement les mêmes. Nous avons également ressorti les erreurs entre les courbes expérimentale et prédite comme l'indique la Figure 21; nous constatons que les erreurs sont proches de zéro (au plus 0,06). Ainsi la méthode utilisée est d'une bonne précision aux conditions de test standards (STC).

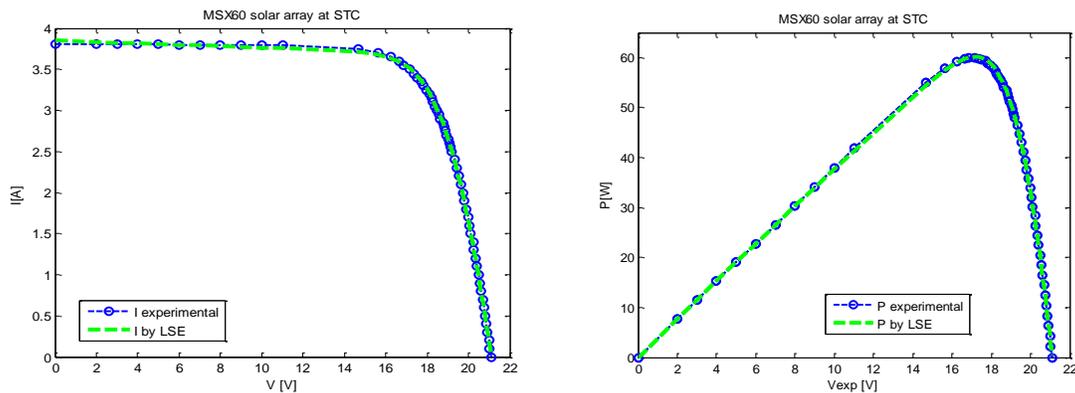


Figure 20 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par LSE du PV MSX60 aux STC

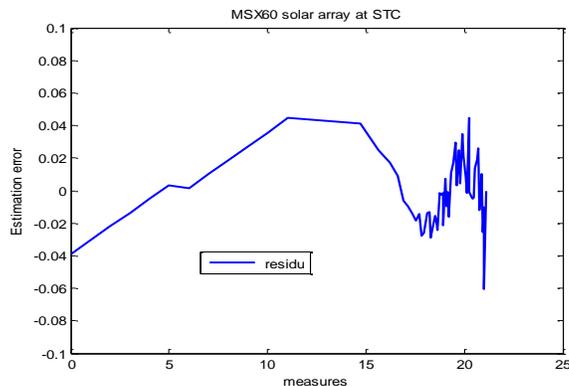


Figure 21 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée aux STC

L'estimateur des moindres carrés est appliqué au même module PV dans les conditions 1000 W/m^2 75°C . Nous avons obtenu des paramètres optimums illustrés au Tableau 6, et les courbes prédites à la Figure 22. Les courbes prédites obtenues et les courbes expérimentales se superposent avec bonne précision.

Tableau 6 Paramètres optimums extraits à 1000 W/m^2 et 75°C du générateur PV MSX60 par l'estimateur des moindres carrés

Valeurs initiales x_0 : $R_s=0,2\Omega$; $R_p=50 \Omega$; $n=1,2$; $I_{ph}=3,5 \text{ (A)}$; $I_0=10^{-10} \text{ (A)}$					
Limites inférieures x_{\min} : $R_s=0,05\Omega$; $R_p=40\Omega$; $n=1$; $I_{ph}=3,15 \text{ (A)}$; $I_0=10^{-10} \text{ (A)}$					
Limites supérieures x_{\max} : $R_s=0,5\Omega$; $R_p=600\Omega$; $n=1,5$; $I_{ph}=4 \text{ (A)}$; $I_0=10^{-9} \text{ (A)}$					
T°C	n	$R_p(\Omega)$	$R_s(\Omega)$	$I_{ph} \text{ (A)}$	$I_0 \text{ (A)}$
75°C	1,0150	200,01	0,28	3,95	$6,57 \cdot 10^{-7}$

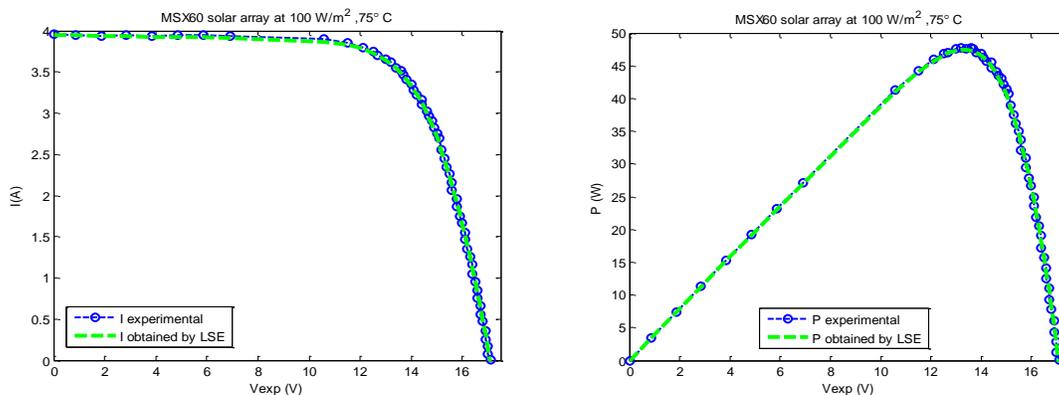


Figure 22 (I-V) et (P-V) expérimentales et prédites à 1000 W/m^2 et 75°C

L'estimateur des moindres carrés permet d'extraire les paramètres optimums malgré la variation de température du module PV.

3.1.5.2 Étude comparative aux STC du PV MSX60

Les paramètres optimums obtenus dans les conditions standards de test (STC) sont comparés à ceux obtenus par d'autres méthodes telles que Villalva [81], Lambert [129], les moindres carrés non linéaire [98], Newton Raphson modifié [99] comme illustré dans le Tableau 7.

Tableau 7 Tableau comparatif des paramètres optimums de PV MSX60 aux STC obtenus par cinq méthodes d'estimation

Paramètres	n	Rp(Ω)	Rs(Ω)	Iph(A)	Io(A)
Moindres carrés (LSE)	1,0365	117,99	0,32	3,8598	1,2654*10 ⁻⁹
Newton Raphson modifié (NR)	1,035	89,10	0,33	3,7926	9,796*10 ⁻¹⁰
Moindres carrés non linéaire (LS)	1,3000	99,05	0,33	3,8100	9,99*10 ⁻¹⁰
Méthode de Villalva (VM)	1,0345	80,16	0,35	3,8165	9,360*10 ⁻¹⁰
Méthode de Lambert (LSM)	1,0345	81,52	0,31	3,8000	1,007*10 ⁻¹⁰

Les courbes de la Figure 23 montrent que la courbe issue de l'estimateur des moindres carrés est plus proche de la courbe expérimentale. La courbe d'erreurs (Figure 24) montre que les erreurs obtenues par l'estimateur des moindres carrés, comparées à celles obtenues par les autres méthodes, sont plus proches des zéros. La méthode des moindres carrés, malgré qu'elle soit rependue, permet d'estimer les paramètres optimums et de reproduire les courbes prédites avec moins d'erreurs d'estimation que d'autres méthodes rencontrées dans la littérature.

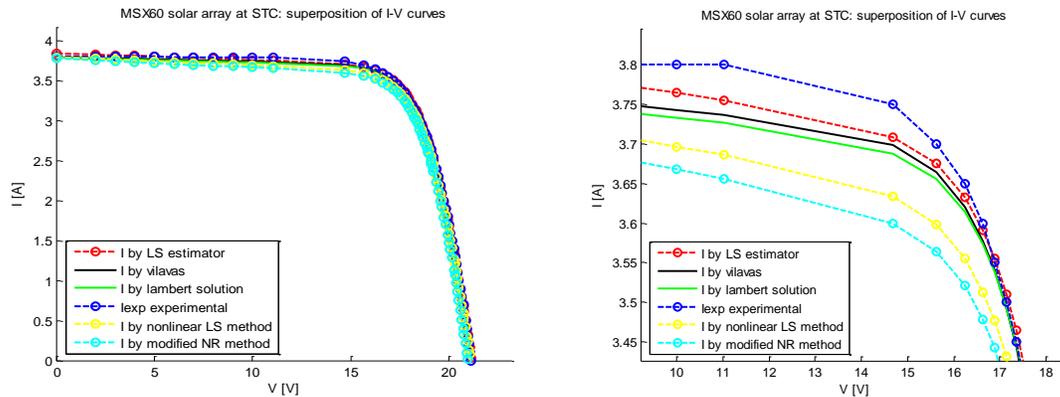


Figure 23 (I-V) expérimentales et prédites issues de LSE, NR modifié, LS non linéaire, Vilva et Lambert aux STC d'un PV MSX60

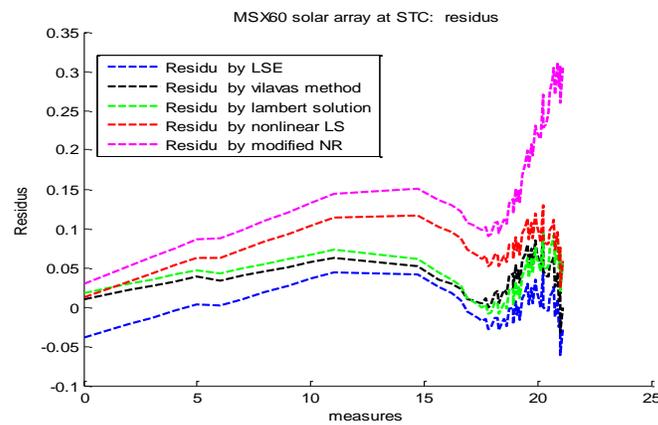


Figure 24 Courbes d'erreurs issues de de LSE, NR modifié, LS non linéaire, Vilva et Lambert aux STC d'un PV MSX60

3.1.5.3 PV 500 kW à 1000 W/m² 75°C : Protocole CEI-60891

Dans les sections précédentes, nous avons appliqué la méthode proposée à un module PV de puissance maximale 59,85 W et de type polycristallin. Dans l'actuelle section, nous avons opté étendre l'étude à un champ PV de 500 kW de type monocristallin [130] (mesures obtenues dans les conditions à 899 W/m² 47,2°C), la courbe (I-V) obtenue sous ces conditions réelles est ensuite extrapolée ou translâtée aux conditions standard de test (1000 W/m² 25°C) selon le protocole

CEI-60891. Les caractéristiques électriques de ce champ PV, données par le constructeur, sont illustrées dans le Tableau 8.

Tableau 8 Caractéristiques électriques du champ PV 500 kW PV aux STC

$P_{\max,e,PV \text{ generator}}$	I_{sc}	V_{oc}	α_v	α_I	N_s	N_p	$P_{\max,module}$
535 924 W	810 A	876 V	-0,0033 V/K	0,00041 A/K	23	93	250 W

Les principaux résultats obtenus de cette étude sont présentés au Tableau 9. A partir des mesures aux conditions réelles, les paramètres optimums sont déterminés dans ces conditions par l'estimateur des moindres carrés. En utilisant le protocole CEI-60891-2 décrit plus haut, les mesures sont extrapolées aux STC. A partir des mesures extrapolées, on construit la courbe des mesures pour lire les caractéristiques électriques. De même, les mesures extrapolées sont utilisées pour faire rouler l'algorithme de l'estimateur des moindres carrés afin d'obtenir les paramètres optimums extrapolés comme illustrés au Tableau 9. Les erreurs, d'une part entre les paramètres de mesure et ceux estimés, et d'autre part entre les paramètres extrapolés et ceux estimés, sont calculées dans le Tableau 9. Ces erreurs montrent des faibles écarts. Une fois les mesures extrapolées obtenues et les paramètres optimums obtenus, nous avons tracé les courbes mesurées, extrapolées et celles prédites par les paramètres optimums comme l'illustre la Figure 25. Cette figure montre la bonne adéquation, d'une part entre les courbes mesurée et estimée, puis d'autre part entre les courbes extrapolée et estimée.

Tableau 9 Valeurs des paramètres estimés provenant de la courbe (I-V) de PV 500 kW mesurées à 899 W/m² 47,2°C et translâtées ou extrapolées aux STC

Paramètres	Valeurs experimentales[130]	Valeurs estimées par LSE à 899 W/m ² 47,2°C	% erreurs	Paramètres extrapolés à STC par CEI- 60891-2	Valeurs estimées par LSE aux STC	% erreurs
I_{ph} (A)	-	711,854	-	-	794,829	-
I_o (A)	-	0,000010	-	-	0,00000411	-
n	-	1,13	-	-	1,16	-
R_p (Ω)	-	500,00	-	-	490,00	-
R_s^* (Ω)	0,091	0,07622	1,4	0,071	0,0489	2,21
V_{oc} (V)	780	780	0	846,1	847	0,10
I_{sc} (A)	709	710,770	0,24	788,65	794,6	0,75
I_{mp} (A)	650	648,32	0,25	723,02	739,82	0,14
V_{mp} (V)	614,4	617	0,42	687,6	688	0,058
P_{mp} (W)	400 550	400 010	0,13	503 216	509 000	1,14
β ($\Omega^{-1} / ^\circ C$)	$1,25 \cdot 10^{-3}$	$1,25 \cdot 10^{-3}$	-	$1,25 \cdot 10^{-3}$	$1,25 \cdot 10^{-3}$	-

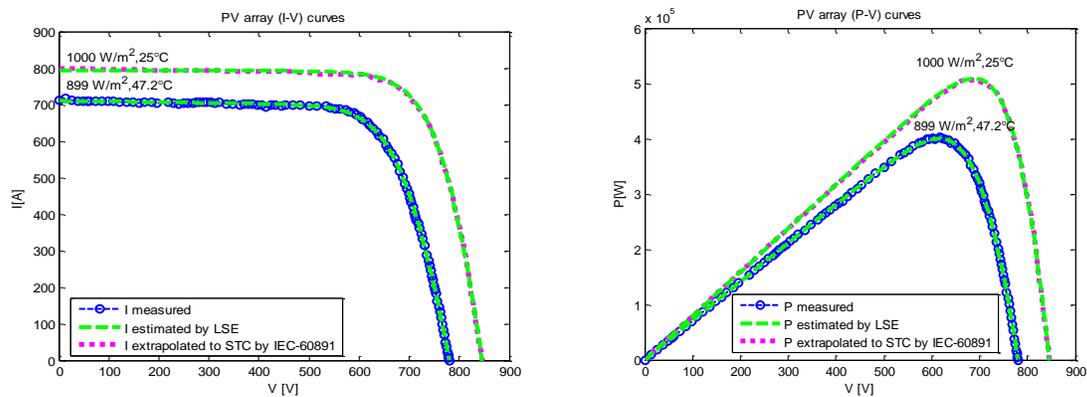


Figure 25 Courbes mesurées, extrapolées et estimées par LSE du champ PV 500 kW

L'estimateur des moindres carrés a permis d'estimer les paramètres inconnus d'un module PV et d'un champ PV sous différentes conditions de fonctionnement. Comparé à d'autres estimateurs rencontrés dans la littérature, les courbes issues de cet estimateur sont plus proches des courbes expérimentales.

Par ailleurs, cette méthode est l'une des méthodes les plus répandues et ne prend pas en compte les bruits du processus et des mesures. Ainsi, pour avoir des résultats plus proches des valeurs réelles, nous avons opté d'utiliser l'estimateur

de maximum de vraisemblance qui prend en compte les bruits liés au système de fonctionnement et les mesures.

3.2 ESTIMATION DES PARAMÈTRES PAR LA MÉTHODE DU MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE

3.2.1 Formule de Bayes

L'estimateur du maximum de vraisemblance est tiré du théorème de Bayes [131] :

$$P_r(x / I_{mes}) = \frac{P_r(I_{mes} / x) \cdot P_r(x)}{P_r(I_{mes})} = \frac{P_r(mesures / parametres) \cdot P_r(parametres)}{P_r(mesures)} \quad (3.11)$$

où P_r est la fonction densité de probabilité. Les paramètres estimés x^* de Bayes est un ensemble des paramètres x qui maximise la densité de probabilité $P_r(x)$ connaissant les mesures I_{mes} . L'estimation des paramètres x^* de Bayes nécessite à la fois les densités de probabilité des mesures I_{mes} et celles des paramètres inconnus.

3.2.2 La fonction de vraisemblance

Si les densités de probabilité des paramètres ne sont pas connues, alors le choix convenable est de supposer qu'elles sont uniformément distribuées, autrement dit

$P_r(x) = cste$. La densité de probabilité des mesures $P_r(I_{mes})$ est considérée comme

un facteur d'échelle, donc une constante $P_r(I_{mes}) = cste$. L'expression du théorème

de Bayes devient :

$$P_r(x / I_{mes}) = \frac{P_r(I_{mes} / x) \cdot P_r(x)}{P_r(I_{mes})} = cste \cdot P_r(I_{mes} / x) \quad (3.12)$$

La fonction $L(x) = P_r(I_{mes} / x)$ est appelée la fonction de vraisemblance, et peut être déterminée à partir des fonctions densités de probabilité des mesures bruités sans avoir besoin des fonctions densités de probabilité des paramètres.

Dans la plupart des problèmes à résoudre, le plus souvent, la fonction de vraisemblance $L(x)$ est remplacée par $L_n(x) = P_{r_n}(I_{mes} / x)$, P_{r_n} où est la fonction de vraisemblance d'une distribution normale gaussienne.

Désignons par I_p la valeur exacte de mesure ou la valeur prédite, et si l'on admet que $\varepsilon = I_{mes} - I_p$ est de distribution normale gaussienne (P_{r_n}), la fonction de vraisemblance devient :

$$L(x) = P_r(I_{mes} / x) = \prod_{k=1}^N P_r(I_{mes}(k) / I_p) = \prod_{k=1}^N P_{r_n}(I_{mes}(k) - I_p(k)) = \prod_{k=1}^N P_{r_n}(\varepsilon(k))$$

$$= \frac{\exp\left\{-\frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \left(-\frac{1}{2} (\varepsilon(k, x))^T \cdot (R(x))^{-1} \cdot \varepsilon(k, x)\right)\right\}}{\sqrt{[(2\pi)^p \cdot \det(R(x))]^N}} \quad (3.13)$$

où N est le nombre de mesures effectuées, $R(x)$ est la matrice de covariance.

L'estime au maximum de vraisemblance x^* est la valeur de x qui maximise la fonction de vraisemblance $L(x)$. De manière équivalente, et pour rester conforme avec les conventions utilisées en optimisation, x^* est également la valeur de x qui minimise l'opposé du logarithme de $L(x)$ défini par (3.14) où les termes constants sont omis [132].

$$V(x) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N (\varepsilon_k^T R(x)^{-1} \varepsilon_k) + \frac{1}{2} N \log(\det R(x)) \quad (3.14)$$

Il est prouvé qu'aux paramètres optimums x^* , un meilleur estimé de la matrice de covariance $R(x)$ est donné par [133] :

$$R(x) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (\varepsilon_k^T \cdot \varepsilon_k) = E(\varepsilon_k^T \cdot \varepsilon_k) \quad (3.15)$$

3.2.3 Estimateur du maximum de vraisemblance

L'estimateur du maximum de vraisemblance est une méthode mathématique d'optimisation utilisée pour déterminer des paramètres optimums basés sur des données expérimentales. Le maximum de vraisemblance d'un vecteur de paramètres est un ensemble des valeurs des paramètres inconnus $x^* = x_{opt}$ qui maximisent la probabilité qu'une valeur prédite $I_p(k, x)$ soit égale à une mesure $I_{mes}(k)$. Cette méthode d'estimation des paramètres se résume également par la minimisation de la fonction coût (3.14) adaptée pour l'estimation des paramètres d'un système contenant des bruits de fonctionnement et des mesures.

Les paramètres optimums $x^* = x_{opt}$ sont ceux qui satisfont l'équation suivante:

$$\nabla V = \left[\frac{\partial V}{\partial x} \right]_{x=x^*} = 0 \quad (3.16)$$

∇V représente le gradient de la fonction coût V , $\varepsilon_k = I_{mes}(k) - I_p(k, x)$ représente l'erreur de mesure ou le résidu des courants pour des valeurs des tensions connues $V^{m/p}$ aux bornes du générateur PV. $R(x) = E(\varepsilon_k^T \cdot \varepsilon_k)$ correspond à la matrice de covariance des bruits de fonctionnement et des mesures. N est le nombre des mesures effectuées.

Le problème d'optimisation est ainsi formulé comme suit:

$$\begin{cases} \min V(x) \\ \text{sous les contraintes} \begin{cases} x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ x \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (3.17)$$

$$x = [I_{ph}, I_o, R_s, n, R_p]^T \quad (3.18)$$

x_{\min} et x_{\max} représentent respectivement les valeurs limites inférieures et supérieures du vecteur des paramètres x .

3.2.4 Procédure d'exécution de l'algorithme du maximum de vraisemblance (MLE)

Le vecteur des paramètres x est obtenu en utilisant les trois étapes de l'algorithme suivant [134, 135]:

1. Initialiser $R(x) = I_{n \times n}$ et minimiser l'équation (3.17) ayant pour contraintes x ;
2. Calculer $R(x) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (\varepsilon_k^T \cdot \varepsilon_k)$ à partir de l'étape précédente ;
3. Formuler la fonction coût (3.14) et résoudre le problème de minimisation (3.17).
Répéter les étapes 2 et 3 jusqu'à la convergence des paramètres recherchés vers des valeurs constantes.

3.2.5 Algorithme d'estimateur du maximum de vraisemblance

La Figure 26 décrit les étapes de l'algorithme d'estimation des paramètres optimaux x^* d'un panneau PV par l'estimateur du maximum de vraisemblance.

La 1ere étape consiste à écrire le modèle électrique du générateur PV ; les paramètres de ce modèle sont initialisés à des conditions météorologiques de fonctionnement précises comme mentionnées à la 2e étape de l'organigramme.

La troisième étape consiste à résoudre le modèle de prédiction par la méthode de Newton Raphson en utilisant 5 itérations.

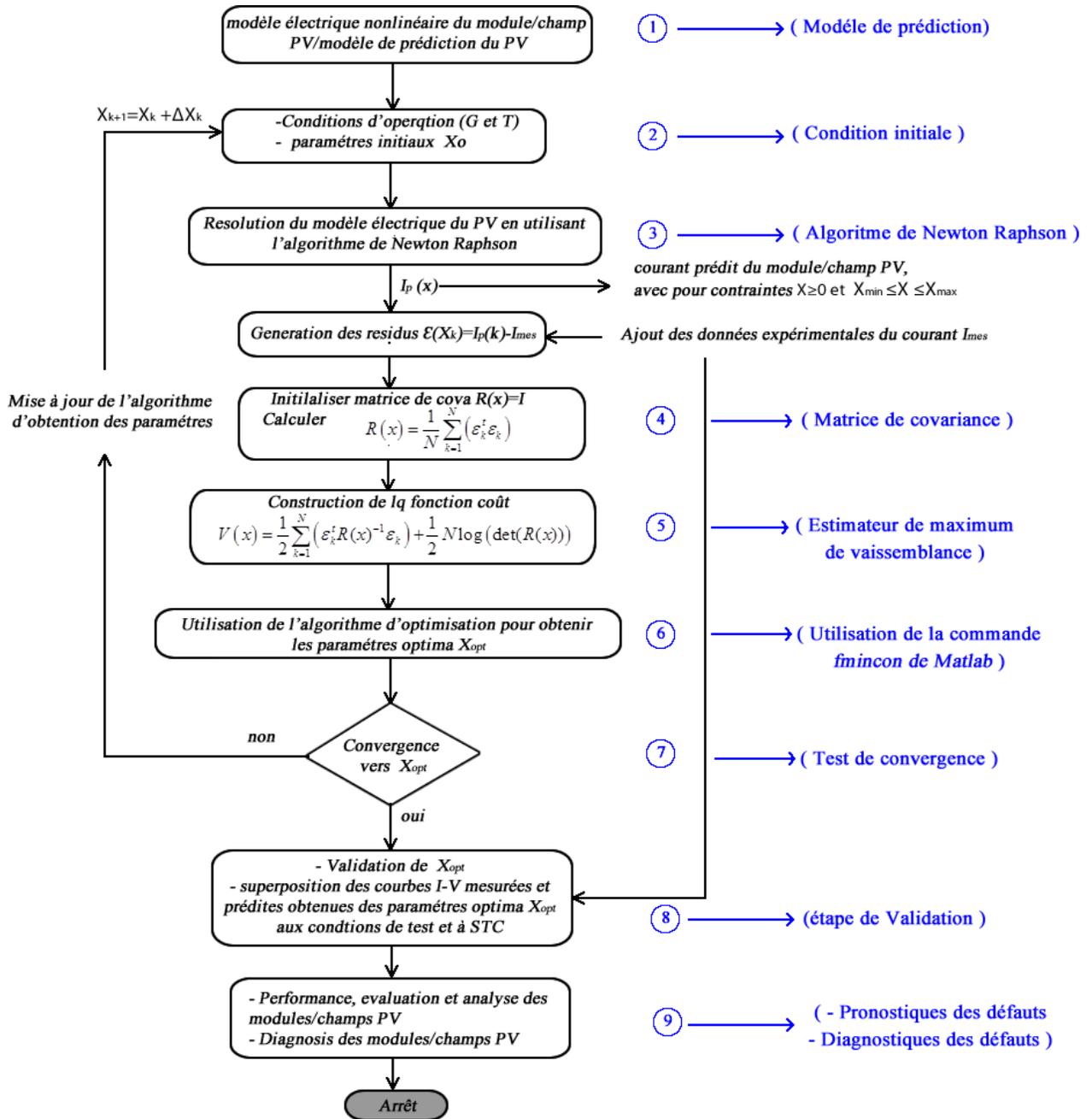


Figure 26 Algorithme d'estimation des paramètres d'un PV par l'estimateur du maximum de vraisemblance
©albert ayang

La matrice de covariance est initialisée et calculée à la 4e étape; la 5e étape permet de construire la fonction coût du maximum de vraisemblance et le problème d'optimisation est résolu en utilisant la commande « fmincon » de Matlab à la 6e étape. La convergence des paramètres extraits vers des valeurs constantes est vérifiée à la 7e étape en traçant les courbes de variation des paramètres en fonction de l'itération. Les deux dernières étapes consistent à vérifier si les paramètres obtenus sont optimaux; ici, il s'agit de faire une comparaison entre les courbes issues des paramètres optimaux, et celles mesurées et/ou extrapolées vers la référence. Une fois, les paramètres optimaux validés, l'analyse des performances et le diagnostic des PV peuvent ainsi se réaliser.

3.2.6 Résultats et discussions

Cette partie présente les résultats expérimentaux obtenus par l'estimateur du maximum de vraisemblance.

3.2.6.1 PV MSX60 à 1000 W/m² 25°C (STC), et à 1000 W/m² 75°C

Le module solaire photovoltaïque MSX60 de type polycristallin, dont les caractéristiques électriques données par le fabricant (aux conditions standards de test) se trouvent au Tableau 4, est le 1^{er} module solaire auquel nous avons déterminé les paramètres optimaux par l'estimateur du maximum de vraisemblance. Après la simulation de l'algorithme par Matlab, les courbes de variation des paramètres en fonction de l'itération sont tracées.

Les valeurs initiales, les valeurs limites, et les valeurs optimales estimées des cinq paramètres par l'estimateur des moindres carrés sont présentées dans le Tableau 10.

Tableau 10 Paramètres optimums extraits du générateur PV MSX60 par l'estimateur du maximum de vraisemblance

Valeurs initiales x_0 : $I_{ph}=3,2$ (A); $I_o=10^{-10}$ (A); $R_s=0,4(\Omega)$; $n=1,2$; $R_p=120(\Omega)$						
Limites inférieures x_{min} : $I_{ph}=3$ (A); $I_o=10^{-15}$ (A); $R_s=0,3(\Omega)$; $n=1$; $R_p=100$ (Ω)						
Limites supérieures x_{max} : $I_{ph}=4$ (A); $I_o=10^{-8}$ (A); $R_s=0,7(\Omega)$; $n=2$; $R_p=600(\Omega)$						
Paramètres	T° C	I_{ph} (A)	I_o (A)	$R_s(\Omega)$	n	$R_p(\Omega)$
obtenus	25°C	3,8280	10^{-8}	0,3	1,15	265,48
	75°C	3,953	$6,57 \cdot 10^{-7}$	0,31	1,015	200,01

Nous constatons que les valeurs optimales trouvées à 25°C et 75°C sont bien situées entre les valeurs limites inférieures et supérieures définies dans le Tableau 10. Les courbes de convergence des paramètres recherchés à 25°C en fonction des itérations, sont présentées aux Figure 27 (a et b), Figure 28 (a et b) et Figure 29 .

L'observation de ces figures montre que tous les paramètres recherchés commencent exactement aux valeurs initiales définies. I_{ph} atteint la valeur supérieure (4 A) après 25 itérations, mais n'atteint pas la valeur inférieure (3 A), il se stabilise à une valeur constante (3,8280 A) après 140 itérations; R_s atteint la valeur supérieure (0,5 Ω) après 45 itérations, mais n'atteint pas la valeur inférieure (0,3 Ω), il se stabilise à une valeur constante (0,3 Ω) après 50 itérations. n n'atteint ni la valeur inférieure (1) ni la valeur supérieure (2), il se stabilise à une valeur constante (1,15 Ω) après 60 itérations. R_p n'atteint ni la valeur supérieure (600 Ω) ni la valeur inférieure (100 Ω), mais il se stabilise à une valeur constante (265,48 Ω) après 150 itérations. Le courant de saturation I_o a une petite valeur et oscille

en permanence entre 10^{-10} A et 10^{-9} A et ne peut converger correctement vers une valeur constante comme le montre la Figure 27 (b). La valeur optimale du courant de saturation I_0 (10^{-8} A) est la valeur obtenue à l'itération finale qui fait converger les quatre autres paramètres. Ainsi, l'ensemble des paramètres recherchés se stabilisent après 150 itérations.

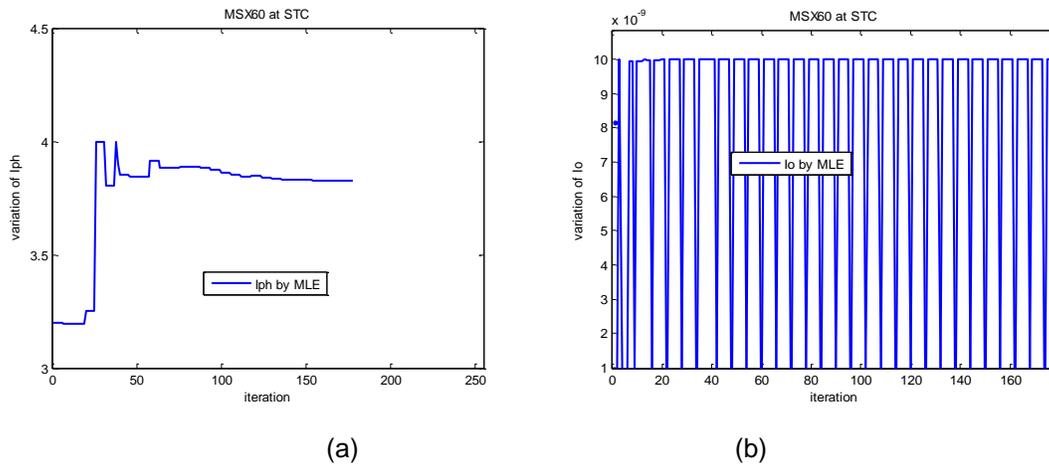


Figure 27 Convergence de (a) Iph et (b) I0 par MLE

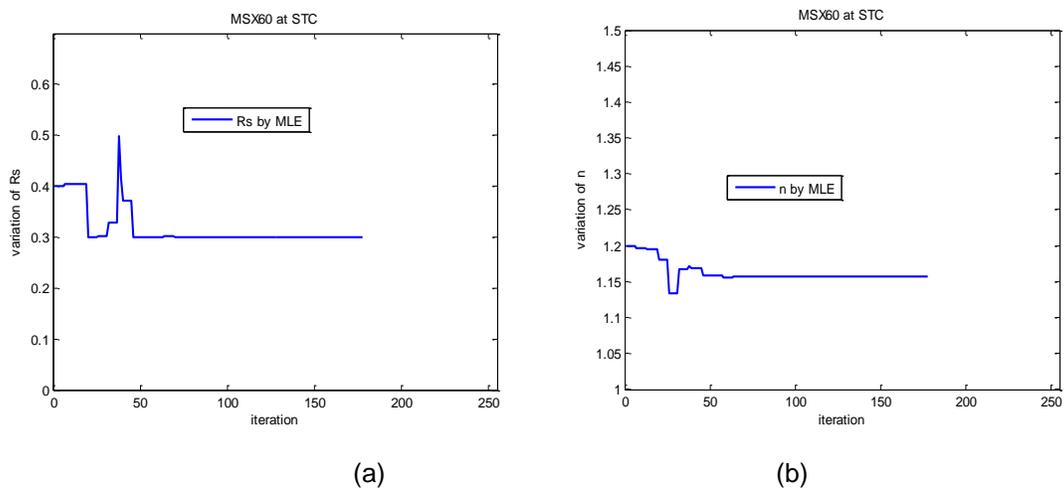


Figure 28 Convergence de (a) Rs et (b) n par MLE

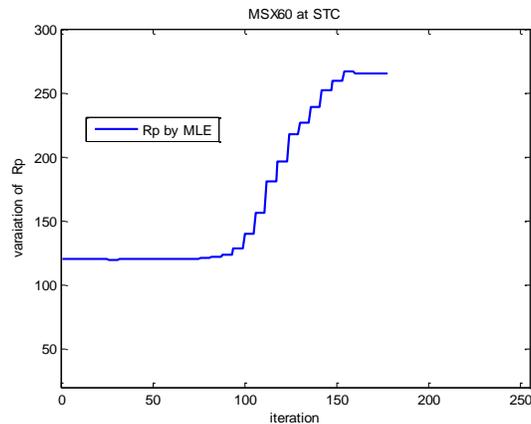


Figure 29 Convergence de Rp par MLE

Les paramètres optimums obtenus au Tableau 10 permettent de tracer les courbes prédites (I-V) et (P-V). Les courbes à 25°C sont superposées à celles obtenues expérimentalement comme le montre la Figure 30. On constate que les courbes prédites et expérimentales se superposent correctement. Nous avons également ressorti les erreurs entre les courbes expérimentale et prédite comme l'indique la Figure 31; nous constatons que les erreurs sont proches de zéro (au plus $| - 0,06|$). On remarque ainsi que la méthode utilisée est d'une bonne précision aux conditions de test standards (STC).

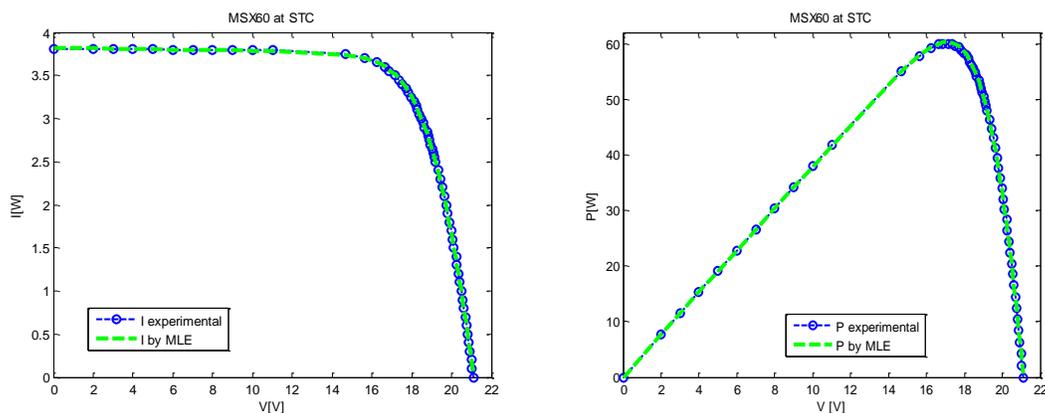


Figure 30 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE du PV MSX60 aux STC (1000 W/m^2 , 25° C)

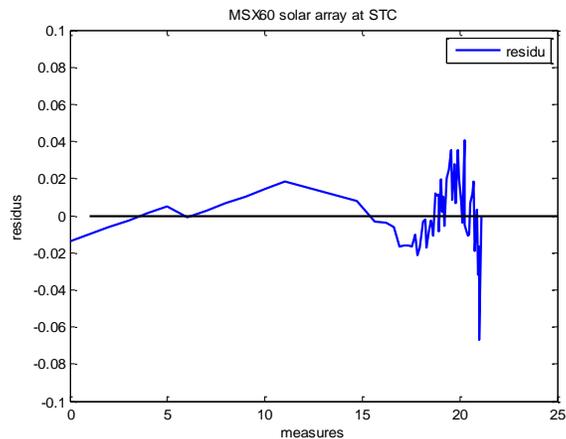


Figure 31 Erreurs entre l'expérimentale et l'estimée aux STC déterminée par MLE

Pour le même module PV, aux conditions 1000 W/m^2 75°C , les paramètres optimums ont été également déterminés par l'estimateur du maximum de vraisemblance comme illustré dans le Tableau 10. Les courbes prédites issues de ces paramètres optimums sont illustrées à la Figure 32. Les courbes prédites obtenues et les courbes expérimentales se superposent avec une bonne précision.

L'estimateur du maximum de vraisemblance permet d'extraire les paramètres optimums malgré la variation de la température du module PV.

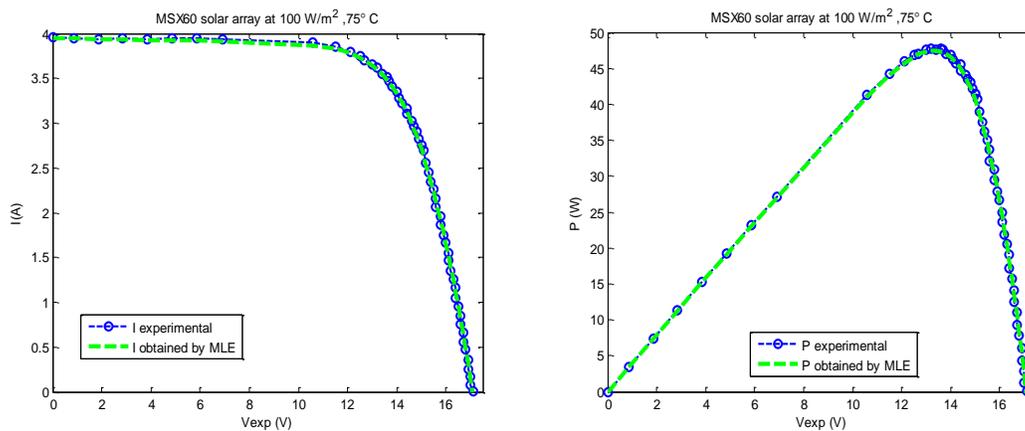


Figure 32 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE du PV MSX60 à 1000 W/m^2 , 75°C

3.2.6.2 Étude comparative aux STC du PV MSX60

Le Tableau 11 illustre une comparaison des paramètres optimaux, aux STC, entre ceux obtenus par le maximum de vraisemblance et ceux obtenus précédemment par les moindres carrés, et deux autres méthodes à savoir la méthode de Lambert [129] (méthode analytique) et la méthode de Villalva [81] (méthode itérative). Les courbes issues de ces paramètres sont superposées à la Figure 33. Cette figure montre que la courbe issue de l'estimateur du maximum de vraisemblance est plus proche de la courbe expérimentale. De la courbe d'erreurs (Figure 34), on observe que les erreurs évoluent de la même manière; cela montre que les méthodes utilisées quantifient les erreurs de la même façon. La Figure 34 nous montre également que les erreurs obtenues par l'estimateur du maximum de vraisemblance, comparées à celles obtenues par les autres méthodes, sont plus proches de zéro (de la courbe des abscisses); ceci signifie que l'estimateur du maximum de vraisemblance est le plus proche des mesures effectuées.

Tableau 11 Tableau comparatif des paramètres optimaux de PV MSX60 aux STC obtenus par quatre méthodes d'estimation

Paramètres	$I_{ph}(A)$	$I_0(A)$	$R_s(\Omega)$	n	$R_p(\Omega)$	$P_{max}(W)$	Temps d'exécution	Nombre d'itérations
MLE	3,828	10^{-8}	0,3	1,156	565,48	60,261	0,293 s	150
LSE	3,859	$1,265 \cdot 10^{-9}$	0,32	1,236	117,99	60,16	0,345 s	222
VM	3,816	$9,36 \cdot 10^{-10}$	0,35	1,034	80,16	59,85	15 s	-
LSM	3,800	$1,007 \cdot 10^{-9}$	0,31	1,034	81,52	59,85	17 s	-

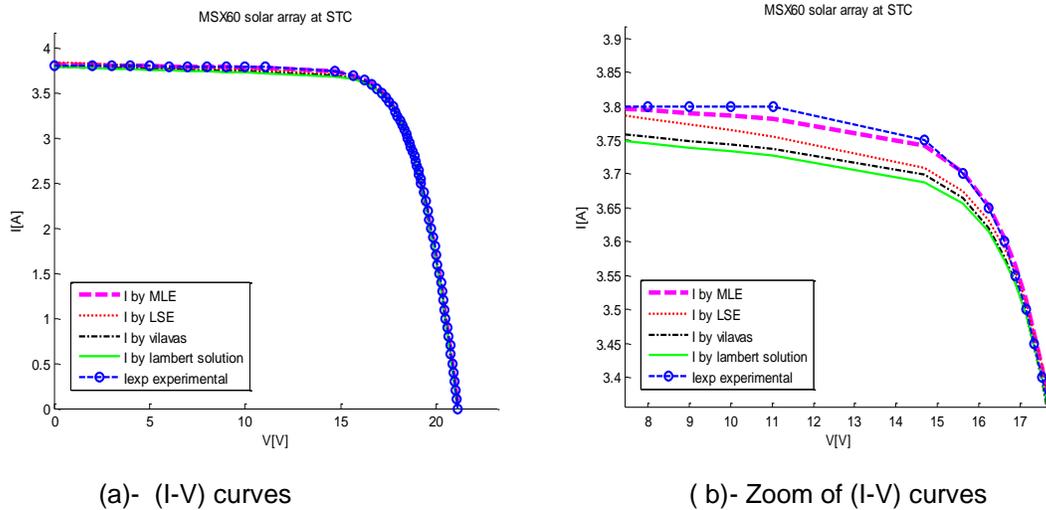
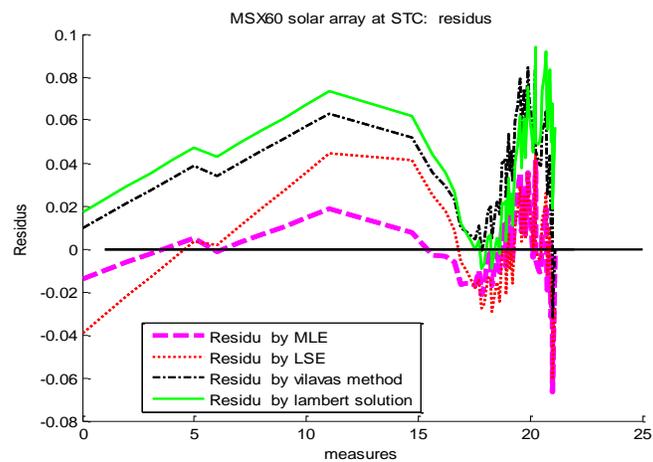


Figure 33 Superposition des courbes (I-V), (P-V) expérimentales et estimées à 1000 W/m^2 25° C



La méthode du maximum de vraisemblance, dont on n'a pas rencontré son application sur l'extraction des paramètres PV dans la littérature et qui a été publiée dans [100, 136], permet d'améliorer l'extraction des paramètres optimums et de reproduire les courbes prédites avec moins d'erreurs d'estimation que d'autres méthodes rencontrées dans la littérature.

3.2.6.3 CSK6-280M module de type monocristallin

Pour étendre la validation de l'estimateur du maximum de vraisemblance, nous avons opté d'étendre l'étude au module PV CSK6-280M de type monocristallin soumis à plusieurs irradiations (1000 W/m² 25°C, 800 W/m² 25°C, 600 W/m² 25°C).

Les caractéristiques électriques de ce module PV, données par le constructeur, sont illustrées dans le Tableau 12.

Tableau 12 Caractéristiques électriques du module PV CSK6-280M

I_{mp}	V_{mp}	$P_{max,e}$	I_{sc}	V_{oc}	α_v	α_I	n_s
8,89 A	31,5 V	280 W	9,43 A	38 V	-0,0011V/K	0,00019A/K	60

Les principaux résultats obtenus de cette étude sont présentés au Tableau 13. A partir des mesures aux conditions réelles, les paramètres optimums sont déterminés dans ces conditions par l'estimateur des moindres carrés.

Tableau 13 Paramètres optimums extraits du module PV CSK6-280M à 25 °C et soumis aux irradiations 1000,800,600 W/m² par MLE

Paramètres	G(W/m ²)	I _{ph} (A)	I _o (A)	R _s (Ω)	n	R _p (Ω)
	1000	9,46	10 ⁻¹⁰	0,168	1,108	599,99
	800	7,559	10 ⁻¹⁰	0,104	1,08	599,99
	600	5,768	20,6*10 ⁻¹¹	0,166	1,01	546,29

Des paramètres optimums obtenus dans le Tableau 13, les courbes prédites sont superposées aux courbes réelles (données par le fabricant) comme l'illustre la Figure 35. Cette figure montre que les courbes estimées, malgré la variation des irradiations, sont trop proches des courbes expérimentales.

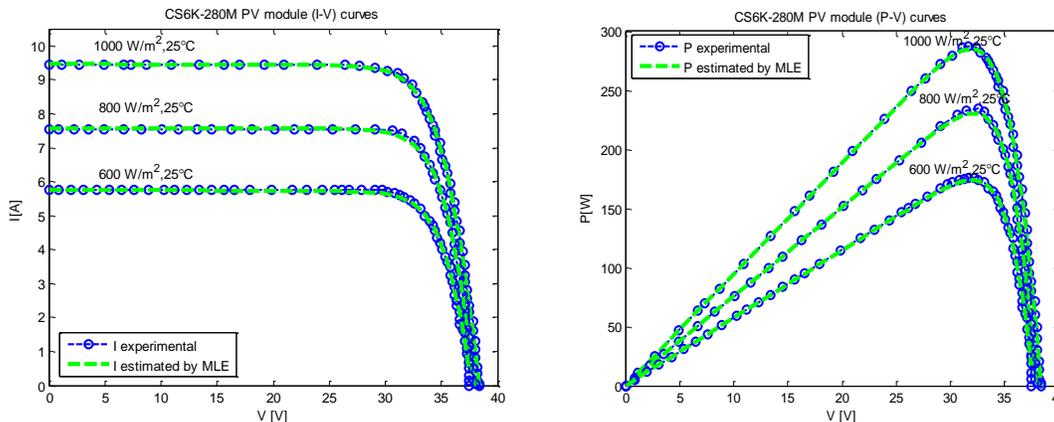


Figure 35 (I-V) ,(P-V) expérimentales et prédites du module PV CSK6-280M monocristallin aux conditions 1000 W/m^2 25°C , 800 W/m^2 25°C et 600 W/m^2 25°C

3.2.6.4 Application au champ PV du site de recherche de NERGICA

L'estimateur du maximum de vraisemblance a été également appliqué pour extraire les paramètres sur les données réelles des PV au site de recherche de NERGICA situé en région Gaspésienne (Québec, Canada). Sur ce site de recherche, il est installé plusieurs équipements de recherche en énergie (2*1 MW de l'éolien, 2*25 kW éoliennes Éocycle, 15 kW de PV, 2 génératrices diesel de 45 kW chacune, stockage par air comprimé de 200 kW, un générateur électrique de 50 kW).

La Figure 36 montre le champ PV en opération du site de recherche, et l'appareil utilisé pour effectuer les mesures expérimentales des courbes (P-V) /(I-V).

Les mesures ont été faites par chaîne (« string ») de PV. La Figure 37 illustre la disposition des PV en 5 chaînes. Le 1^{er} groupement a trois chaînes dont chacune est constituée de 12 PV identiques en série. Le 2^{eme} groupement a deux chaînes dont chacune est constituée de 12 PV identiques en série. Les caractéristiques

électriques du module PV, données par le constructeur, sont présentées dans le Tableau 14

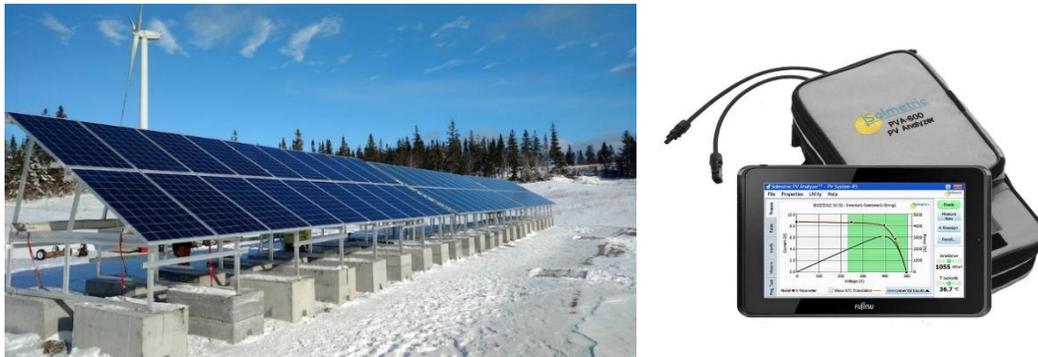


Figure 36 Champ PV sur site de recherche de Nergica et l'appareil « solmetric PV analyzer » source : NERGICA

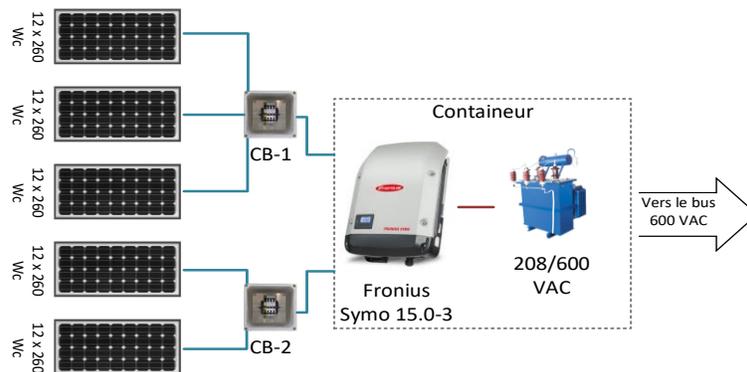


Figure 37 Disposition et connexion du champ PV sur site de recherche de Nergica source : NERGICA

Tableau 14 Caractéristiques électriques du module PV CS6P-260P

I_{mp}	V_{mp}	$P_{max,e}$	I_{sc}	V_{oc}	α_v	α_I	n_s
8,6 A	30,4 V	260,22 W	9,1 A	37,5 V	-0,113 V/°C	0,004 A/°C	60

Une fois les données des cinq chaînes recueillies, l'algorithme de MLE a permis d'extraire les paramètres inconnus.

Le Tableau 15 illustre les paramètres optimaux obtenus par MLE pour chacune des chaînes.

Tableau 15 Paramètres optimums extraits des cinq chaines des installations PV de Nergica

Paramètres obtenus par MLE	I_{ph} (A)	I_o (A)	12*Rs(Ω)	n	12*Rp(Ω)
String 1 13,97 °C et 751,13 W/m ²	6,46	4,9*10 ⁻¹⁰	3,03	1,10	2454,68
String 2 11,85 °C et 748,995 W/m ²	6,42	9,9*10 ⁻¹¹	3,03	1,10	2454,68
String 3 11,26 °C et 748,34 W/m ²	6,31	1,9*10 ⁻¹⁰	3,10	1,08	4460,64
String 4 10,876 °C et 743,02 W/m ²	6,25	2,9*10 ⁻¹⁰	3,038	1,10	3347,93
String 5 11,68 °C et 738,05 W/m ²	6,19	4,9*10 ⁻¹¹	3,33	1,02	2765,02

Alors, il est possible de ressortir les courbes estimées et de les superposer à celles obtenues par expérimentation comme l'illustrent les Figure 38, Figure 40, Figure 42, Figure 44, Figure 46. Nous constatons que les courbes estimées et expérimentales se superposent avec bonne précision, et ceci malgré la variation de l'irradiation solaire et de la température. Les courbes d'erreurs illustrées aux Figure 39, Figure 41, Figure 43, Figure 45, Figure 47 montrent également très peu d'écarts entre l'estimée et l'expérimentale.

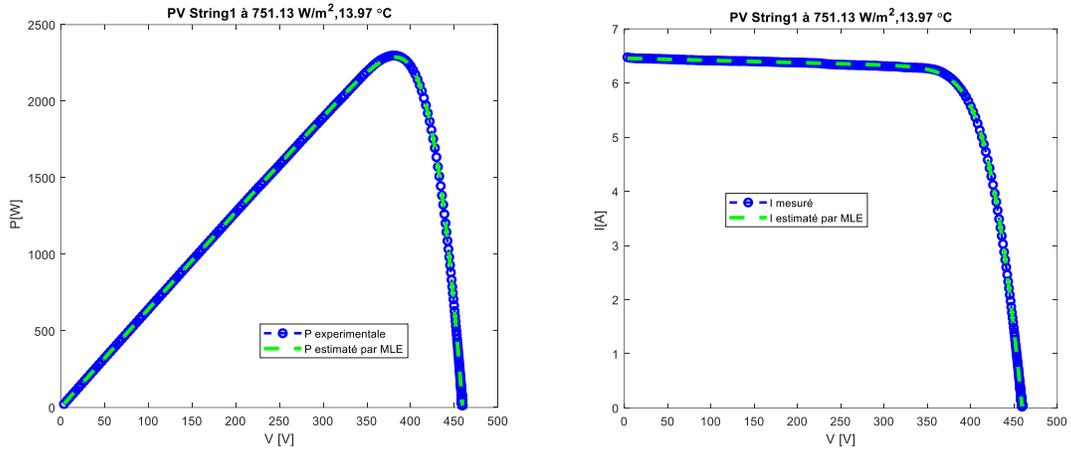


Figure 38 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 1^{ère} chaîne du champ PV de Nergica

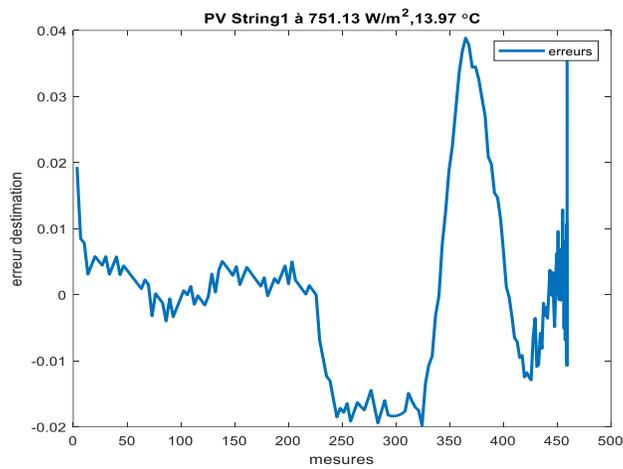


Figure 39 Erreurs entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 1^{ère} chaîne du champ PV de Nergica

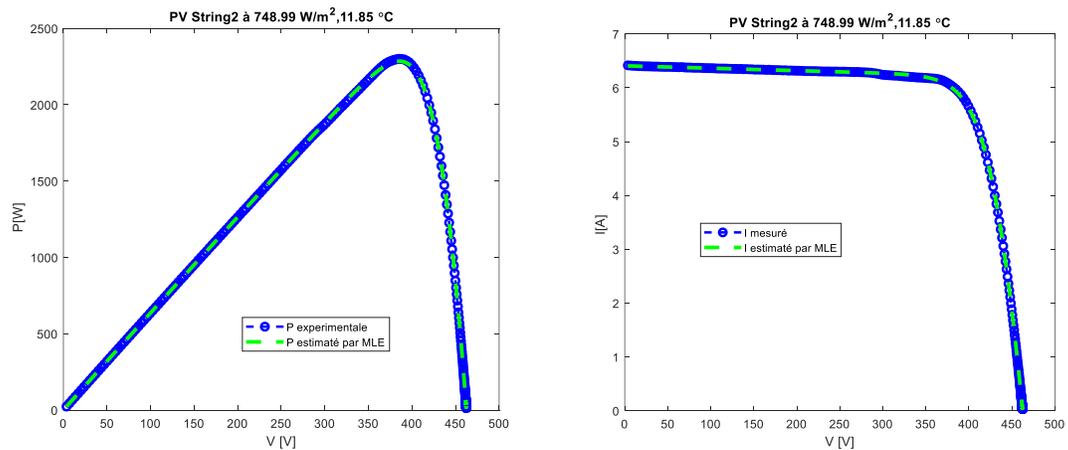


Figure 40 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 2^{ème} chaîne du champ PV de Nergica

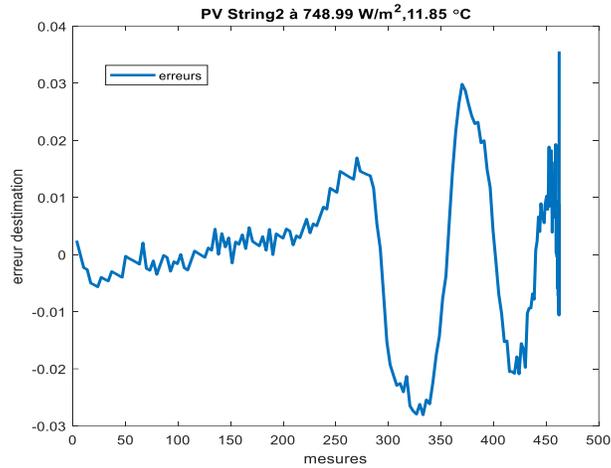


Figure 41 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 2eme chaine du champ PV de Nergica

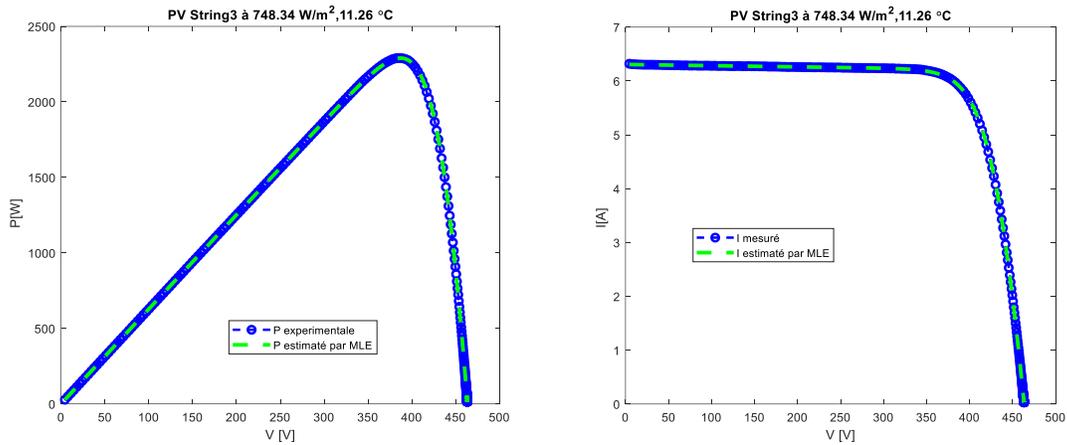


Figure 42 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 3eme chaine du champ PV de Nergica

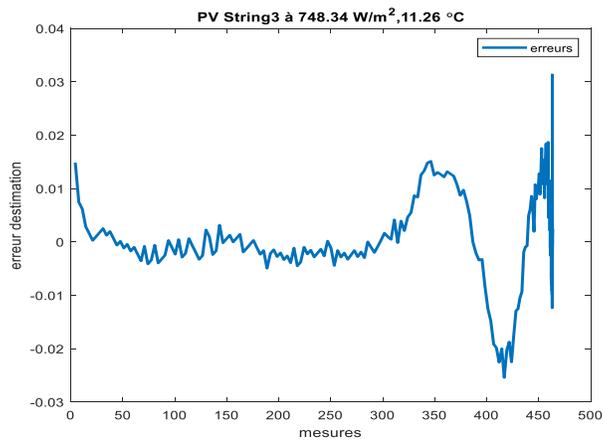


Figure 43 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 3eme chaine du champ PV de Nergica

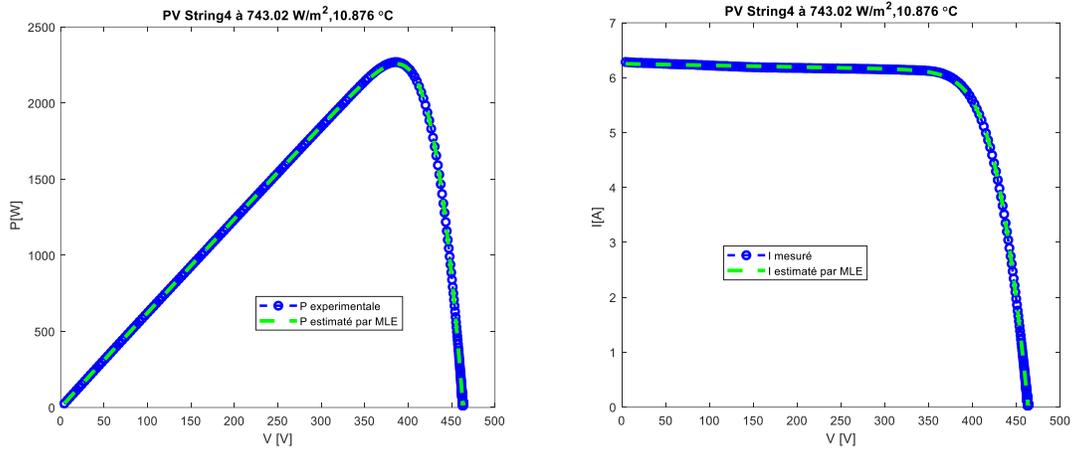


Figure 44 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 4eme chaine du champ PV de Nergica

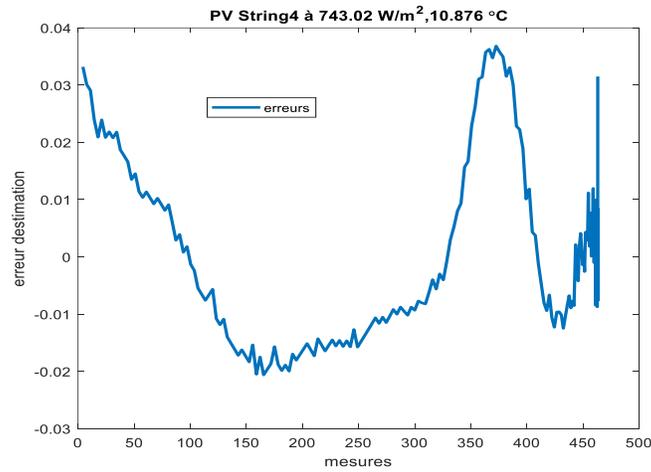


Figure 45 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 4eme chaine du champ PV de Nergica

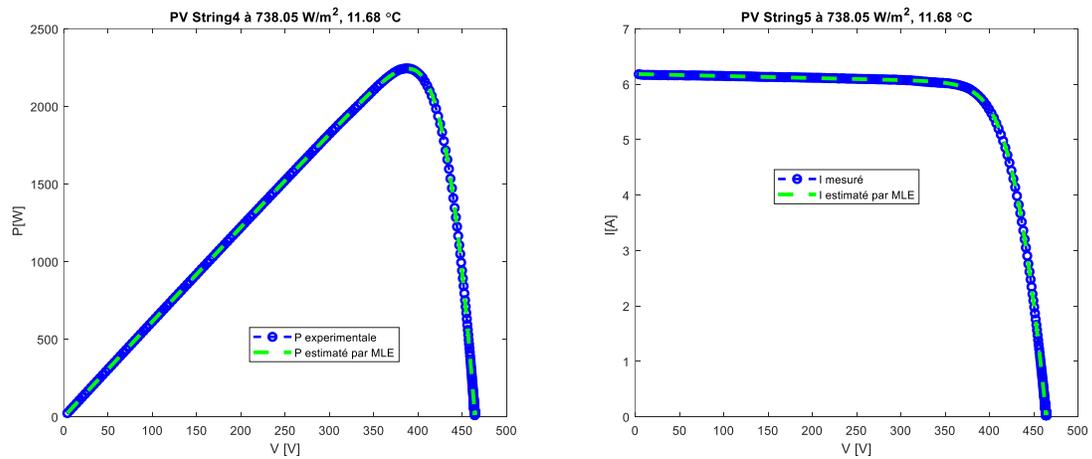


Figure 46 (I-V), (P-V) expérimentales et prédites par MLE de la 5eme chaine du champ PV de Nergica

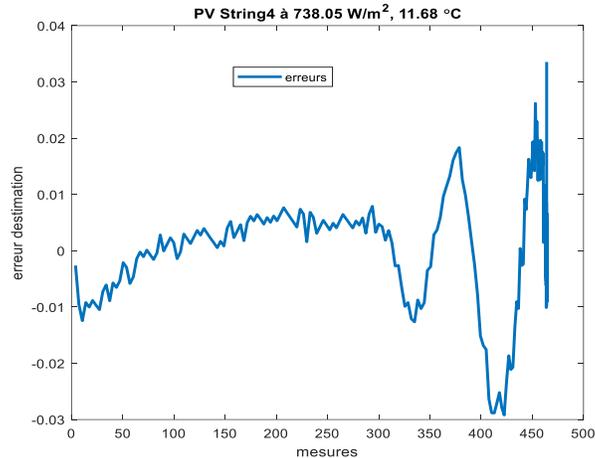


Figure 47 Erreurs ou résidu entre l'expérimentale et l'estimée par MLE de la 5eme chaine du champ PV de Nergica

L'estimateur du maximum de vraisemblance a permis d'estimer les paramètres inconnus des modules PV de type polycristallin et monocristallin, des chaines PV et des champs PV soumis à plusieurs conditions météorologiques de fonctionnement. Comparé à d'autres estimateurs rencontrés, l'estimateur du maximum de vraisemblance est plus proche des valeurs expérimentales.

Pour cette méthode d'optimisation, nous constatons qu'elle a des difficultés de faire converger les paramètres recherchés vers des valeurs optimales si les paramètres initiaux de simulation sont mal choisis comme mentionné pour d'autres méthodes intelligentes [98, 101]; les méthodes analytiques comme la solution de Lambert peuvent aider pour calibrer l'intervalle ou les valeurs limites ou encore les valeurs initiales des paramètres. Il est également constaté que le courant de saturation I_0 ne converge pas strictement, ceci peut être dû à sa sensibilité aux petites variations de la température.

Dans la littérature, il est mentionné que pour un module PV idéal, $R_p \approx +\infty$, $R_s \approx 0$.

Alors comparé aux moindres carrés, nous constatons que $R_{p_{MLE}} \gg R_{p_{LSE}}$ et

$R_{s_{LSE}} \gg R_{s_{MLE}}$, l'estimateur du maximum de vraisemblance estime mieux les paramètres du module PV.

CHAPITRE 4

DIAGNOSTIC ET SUPERVISION DES DÉFAILLANCES D'UN PANNEAU PV PAR L'ESTIMATION DES PARAMÈTRES ET L'ANALYSE DES COURBES

Il est important de cerner les défaillances et/ou les dégradations des systèmes photovoltaïques (PV) pour assurer une bonne conception, un bon dimensionnement, et une bonne supervision. Une bonne fiabilité à long terme des systèmes PV est cruciale pour assurer une bonne viabilité technique et économique. Un taux de dégradation ou des défaillance élevé peut entraîner des graves pannes et une perte de puissance dans le système, et ceci entraîne une réduction du retour sur investissement et une augmentation du risque financier [137, 138]. Ainsi l'analyse des mécanismes des défaillances des systèmes PV est importante pour garantir une longue durée de vie. Les systèmes PV sont connus pour leur fiabilité mais, de plus en plus, des nombreux modules PV se dégradent et connaissent des défaillances lors de leur fonctionnement. Les utilisateurs ou exploitants des systèmes PV doivent maîtriser leurs mécanismes de défaillances afin de concevoir des plans de maintenance appropriés.

Ce chapitre traite du diagnostic et de supervision des défauts d'un module PV, par la méthode d'estimation des paramètres et de l'analyse des courbes courant-tension ou/et puissance-tension issues des mesures et des paramètres optimums déterminés.

4.1 COMPOSANTES ET PARAMÈTRES DES PV

Un générateur photovoltaïque est composé d'un ensemble des cellules photovoltaïques, l'encapsulation, des diodes bypass, des connecteurs, des boites de jonction, les câbles de connections, un verre de protection sur la face avant du générateur PV, une vitre ou un film polymère (Tedlar) en arrière du module (Figure 48). L'assemblage de ces composants protègent les cellules PV contre des chocs et contre des agressivités environnementales telles que l'humidité et les températures élevées, qui sont capables de provoquer des dégradations et des défaillances majeures.

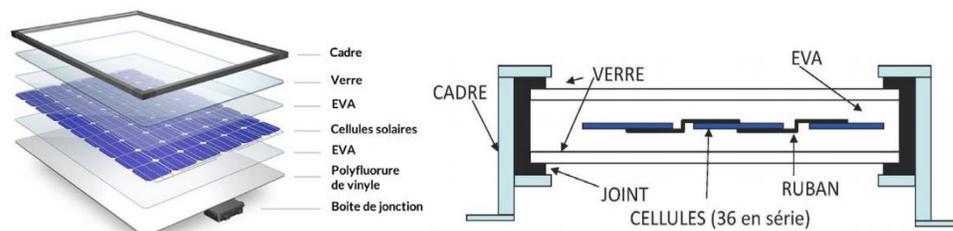


Figure 48 Vue en coupe et encapsulation d'un module PV [139]

Le modèle électrique d'un générateur PV à une diode décrit dans les chapitres précédents révèle qu'il y a cinq paramètres inconnus à déterminer, à savoir : le photo courant I_{ph} , le courant de saturation I_o , la résistance série R_s , la résistance parallèle R_p , et le facteur d'idéalité n .

Il est donc nécessaire de savoir comment ces paramètres font partie des composants externes et internes du générateur PV.

La résistance série R_s du générateur PV représente la somme des résistances apportées par toutes les couches de cellules connectées en série, les contacts des jeux de barres d'interconnexion, les résistances dans les boîtes de jonction et le câblage entre les deux extrémités du circuit du système [140]. La résistance série réduit la tension produite par le générateur PV (chute de tension due à la résistance série), ce qui réduit les performances du générateur PV. Bien que les fabricants des générateurs PV cherchent à minimiser la résistance série, le cycle thermique quotidien des modules exposés à l'extérieur fait augmenter progressivement la résistance série. La valeur de la résistance série est affectée par les changements liés aux résistances des composants et sous-composants du générateur PV. L'augmentation de la résistance série est liée à la corrosion à l'intérieur des modules et des connecteurs, à la dégradation ultraviolet (UV) du silicium et à d'autres processus de dégradation des matériaux qui contribuent à la dégradation globale du générateur PV [141].

La résistance parallèle R_p est la résultante de tout chemin parallèle à haute conductivité à travers le générateur PV ou sur les bords du générateur PV [142]. Ceux-ci seraient dus aux cristaux endommagés, et aux impuretés à l'intérieur et à proximité de la jonction.

Le facteur d'idéalité n exprime le degré d'idéalité des diodes incorporées dans le générateur PV. De nombreux auteurs discutent des moyens d'estimer la valeur de cette constante [53].

Le courant I_o exprime le courant de saturation de la diode du générateur PV.

Le photo courant I_{ph} exprime le courant généré directement par l'irradiation solaire sur le générateur PV.

4.2 PUISSANCE MAXIMALE ET PARAMÈTRES D'UN PV

Le maximum de puissance P_{\max} d'un générateur PV est défini par (4.1) et (4.2).

$$P_{\max} = V_{mp} I_{mp} \quad (4.1)$$

$$P_{\max} = V_{oc} I_{sc} (FF_o) \quad (4.2)$$

avec V_{mp} et I_{mp} sont ,respectivement, la tension et le courant au point de puissance maximale dans le cas d'un générateur idéal. V_{oc} est la tension en circuit ouvert. I_{sc} est le courant de court-circuit. FF_o est le facteur de forme d'un générateur PV idéal, défini par :

$$FF_o = (V_{mp} I_{mp}) / (V_{oc} I_{sc}) \quad (4.3)$$

Plus le facteur de forme est proche de l'unité, plus la générateur PV est de bonne qualité; son expression empirique est donnée par [143] :

$$FF_o = (v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)) / (v_{oc} + 1) \quad (4.4)$$

avec $v_{oc} = V_{oc} / (n.V_T)$ et V_T est la tension thermique du générateur PV; en substituant (4.4) dans (4.2), la puissance maximale d'un générateur idéal est liée au facteur d'idéalité n et la tension en circuit ouvert V_{oc} .

Pour un générateur PV quelconque (pas nécessairement idéal), le facteur de forme FF est exprimé par l'équation suivante :

$$FF = (V_{mp}^* I_{mp}^*) / (V_{oc} I_{sc}) \quad (4.5)$$

Les effets des résistances série et parallèle sur la puissance maximale peuvent être observés en introduisant la résistance caractéristique R_{ch} définie par :

$$R_{ch} = V_{mp} / I_{mp} \quad (4.6)$$

La puissance maximale peut s'exprimer par:

$$P_{\max}^* = V_{mp}^* I_{mp}^* \quad (4.7)$$

avec V_{mp}^* et I_{mp}^* sont les valeurs de la tension et du courant au point de puissance maximale pour un générateur PV quelconque. V_{mp}^* et I_{mp}^* dépendent de V_{mp} et I_{mp} par les équations suivantes:

$$V_{mp}^* = (V_{mp} - I_{mp} R_s) \quad (4.8)$$

$$I_{mp}^* = (I_{mp} - (V_{mp} - I_{mp} R_s) / R_p) \quad (4.9)$$

La puissance maximale P_{\max}^* est ainsi exprimée par :

$$P_{\max}^* = P_{\max} (1 - r_s) (1 - (1 - r) / r_p) \quad (4.10)$$

avec P_{\max} est la puissance maximale pour le cas d'un générateur PV idéal défini à l'équation (4.2), $r_s = R_s / R_{ch}$ et $r_p = R_p / R_{ch}$.

Comme l'illustre l'équation (4.10), le maximum de puissance dépend du facteur d'idéalité n à travers le facteur de forme FF_o , de la tension en circuit ouvert V_{oc} , du courant de court-circuit I_{sc} , de la résistance série R_s à travers r_s , et de la résistance parallèle R_p à travers r_p .

En se basant sur le modèle électrique et la résolution du modèle par la méthode de Newton Raphson, la courbe prédite (P-V) est construite, et les effets de variation des paramètres R_s , R_p , n sont illustrés aux Figure 49 (a et b) et Figure 50. Ces courbes montrent que la variation des paramètres entraîne la variation de la puissance maximale. Les paramètres étant liés aux composants et sous composants du générateur PV; leurs modifications sont liées aux conditions environnementales, aux dégradations et défaillances du générateur PV.

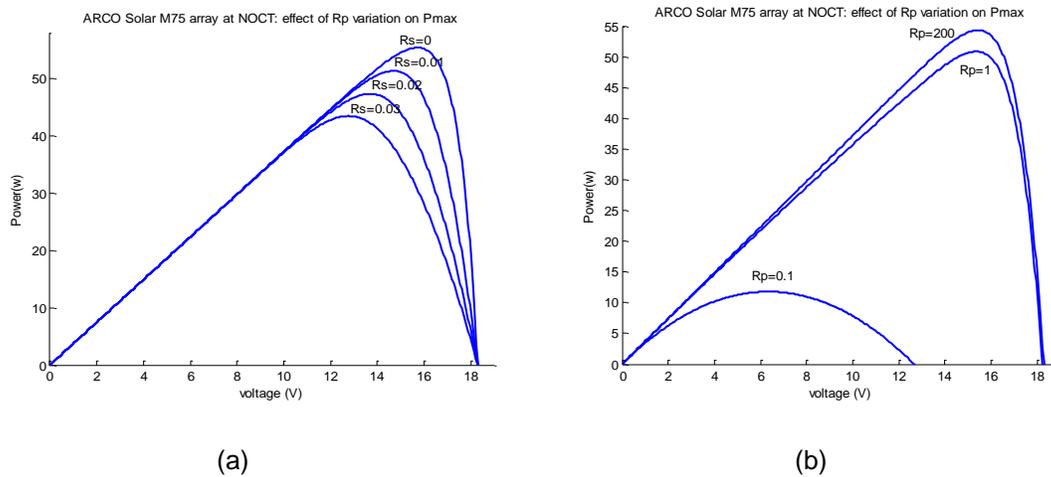


Figure 49 Effets de la résistance série R_s (a) et de la résistance parallèle R_p (b) sur la courbe (P-V)

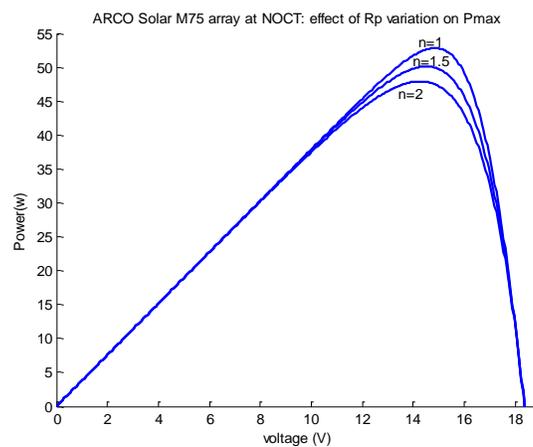


Figure 50 Effets du facteur d'idéalité n sur la courbe (P-V)

4.3 PROCÉDURE DE DIAGNOSTIC/SUPERVISION DES DÉFAILLANCES

Les variations des paramètres dues aux dégradations et défaillances modifient le modèle électrique du générateur PV de la manière suivante :

$$I = \bar{I}_{ph} - \bar{I}_o \left[\exp\left(\frac{(V + \bar{R}_s I)}{\bar{n} V_T}\right) - 1 \right] - (V + \bar{R}_s I) / \bar{R}_p \quad (4.11)$$

avec $\bar{I}_{ph} = I_{ph} + \Delta I_{ph}$; $\bar{I}_o = I_o + \Delta I_o$; $\bar{R}_s = R_s + \Delta R_s$; $\bar{n} = n + \Delta n$; $\bar{R}_p = R_p + \Delta R_p$.

ΔI_{ph} , ΔI_o , Δn , ΔR_s , ΔR_p sont les variations des paramètres (I_{ph} , I_o , R_s , n , R_p). Le

vecteur de variation $\Delta x = \left[\Delta I_{ph} \quad \Delta I_o \quad \Delta n \quad \Delta R_s \quad \Delta R_p \right]^T$ est définie comme un vecteur des résidus entre les paramètres nominaux et ceux qui ont subi des modifications.

Dans le cadre de ce travail, les paramètres optimums sont déterminés par l'estimateur du maximum de vraisemblance, étudié par A. Ayang et al. [100, 136].

Le logigramme de diagnostic des dégradations/défaillances des générateurs PV est construit sur la base de la procédure de diagnostic et surveillance proposée. Cette procédure est basée sur la construction et l'analyse du vecteur des résidus des paramètres Δx , et sur l'analyse des courbes (I-V) /(P-V) issues des paramètres estimés.

Les détails de la méthodologie, adoptée pour le diagnostic et la surveillance des dégradations/défaillances, basée sur l'estimation des paramètres sont illustrés à la Figure 51. Les paramètres sont extraits dans les conditions nominales de test (NOCT) ou dans les conditions standards de test (STC).

La première étape de la méthodologie consiste à faire évaluer et extraire les paramètres d'un champ photovoltaïque, sans défauts (pas de décoloration, pas de cassures sur les panneaux, pas des cellules défectueuses...), au début de son installation; ces paramètres sont fixés comme des paramètres références lorsque les modules sont sans défauts. La seconde phase de la méthodologie consiste à enregistrer les paramètres extraits à tout moment et d'établir une comparaison avec les paramètres références mesurées au début de fonctionnement du système. Ici la comparaison s'effectue en calculant le vecteur résidu et en superposant les courbes de simulation issues des paramètres extraits. L'étude comparative des vecteurs résidus et des courbes superposées permet de détecter des anomalies dans le fonctionnement des champs PV. Si $\Delta x \approx \alpha$ (α est une quantité très proche de zéro), les courbes mesurées et estimées se superposent avec une bonne précision, alors le générateur PV n'a pas subi des dégradations/défaillances; dans ce cas les paramètres sont optimums, les courbes estimées sont stockées et définies comme références. Ces références serviront pour l'analyse et le diagnostic à long terme. Si $\Delta x > \alpha$, les courbes mesurées et estimées sont différentes. Un vecteur résidu non nul stipule des défauts, et des courbes simulées superposées peu identiques stipulent également des défauts. Une procédure de diagnostic complet peut ainsi être mener pour identifier et localiser les types des défauts. Une fois les défauts détectés, il faut analyser le vecteur résidu pour savoir exactement les paramètres non identiques aux paramètres références; en se référant à la littérature ou à l'origine de chacun des paramètres, cette étape permet de localiser les composants qui peuvent être

concernés par ces défauts. Une fois les composants susceptibles d'être défectueux localisés, il est nécessaire de faire une évaluation des défauts. Cette évaluation nous permet de savoir si les défauts sont majeurs ou non; pour les défauts majeurs il est important de passer à une prise de décision pour prendre des mesures correctives afin d'éviter un arrêt complet du système. Pour des défauts mineurs il faut procéder à une maintenance prédictive ou préventive pour anticiper sur les défauts plus graves en s'appuyant sur les méthodes de protection.

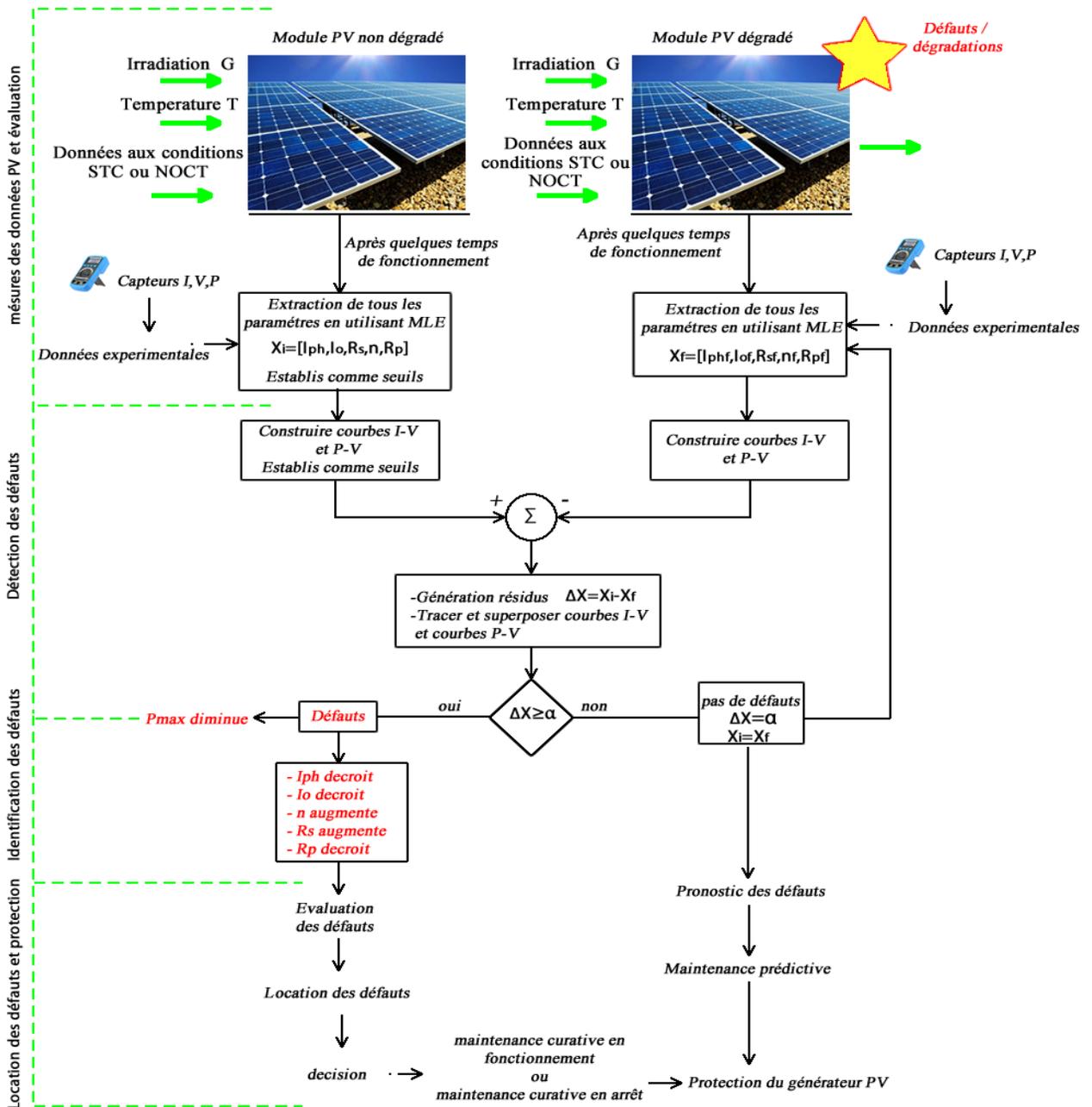


Figure 51 Procédure de diagnostic et supervision des dégradations/défaillances basée sur l'estimation des paramètres et l'analyse des courbes (I-V)/(P-V)
 ©albert ayang

4.4 RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

La procédure de diagnostic et d'analyse des dégradations/défaillances est validée sur un module PV ARCO Solar M75 dont l'état de fonctionnement a été évalué en 1990, et réévalué en 2001, 2010 [144-146]. Ce module PV a été installé en 1990 par « Schatz Energy Research Center », et fonctionne dans un milieu froid et humide depuis plus de 20 ans.

Les valeurs limites et initiales, des paramètres du générateur PV ARCO M75 aux NOCT, qui permettent l'extraction des paramètres optimums par l'estimateur du maximum de vraisemblance se trouvent au Tableau 16. Les paramètres optimums obtenus au Tableau 17 sont utilisés non seulement pour détecter les dégradations/défaillances à long terme (vieillessement, salissure, délaminage, etc...), mais également pour construire les courbes de références qui permettront de détecter les défauts brusques (par exemple, ombrage, diodes de panne, etc....) et les graves défauts. Toute déviation au-dessus des références signifierai des anomalies du module PV dues aux dégradations/défaillances causées par le vieillissement et/ou des défauts de fonctionnement par manque de protection.

Tableau 16 Valeurs limites et initiales des paramètres du générateur PV ARCO M75 aux NOCT

Paramètres	Rs(ohm)	Rp(ohm)	Iph (A)	Io (A)	n
Valeur initiale	0,01	20	3	10^{-11}	1
Intervalle	0,005-0,7	20-600	2-4	10^{-13} - 10^{-8}	1-2

Tableau 17 Variation des paramètres du module ARCO Solar M75 aux NOCT en 1990, 2001, 2010

Paramètres	I _{ph} (A)	I _o (A)	n	R _s (Ω)	R _p (Ω)	I _{sc} (A)	V _{oc} (V)	P _{max} (W)	
MLE	1990	3,299	10 ⁻⁸	1,036	0,3	114,60	3,282	18,3	41,73
	2001	3,495	10 ⁻⁸	1,020	0,328	25,630	3,449	18,01	39,43
	2010	2,987	10 ⁻⁸	1,048	0,385	20,000	2,504	18	30,84
% /residu/ 1990-2001	5,94	0	1,54	44,5	77,63	5,08	1,58	5,51	
% /residu/ 2001-2010	14,53	0	2,74	19,51	21,96	27,39	0,055	21,78	
% /residu/ 1990-2010	9,45	0	1,15	34,96	82,54	23,70	1,63	26,09	
Commentaires	Augmente légèrement et puis décroît	Constant	Décroit légèrement et puis augmente	Décroit et puis augmente légèrement	Décroit	Augmente légèrement et puis décroît	Décroit	Décroit	

Comme mentionné dans la méthodologie du diagnostic et supervision à la Figure 51, il est important d'établir d'abord les références des paramètres optimums et les références des courbes (I-V)/(P-V). Ainsi, les courbes estimées et les courbes mesurées (dès la 1^{ère} année de fonctionnement 1990) sont superposées comme l'illustre la Figure 52. On remarque que les courbes estimées et mesurées se superposent avec bonne précision. Ainsi, les modules PV installés en 1990 sont en bon état, et les paramètres optimums extraits sont fixés comme références. Au Tableau 17, sont illustrés les paramètres optimums des trois années d'évaluation du module PV ARCO M75 en utilisant l'estimateur du maximum de vraisemblance. De ce tableau, il ressort que tous les vecteurs de résidus de trois évaluations sont non nuls, soit $\Delta x \neq \alpha$.

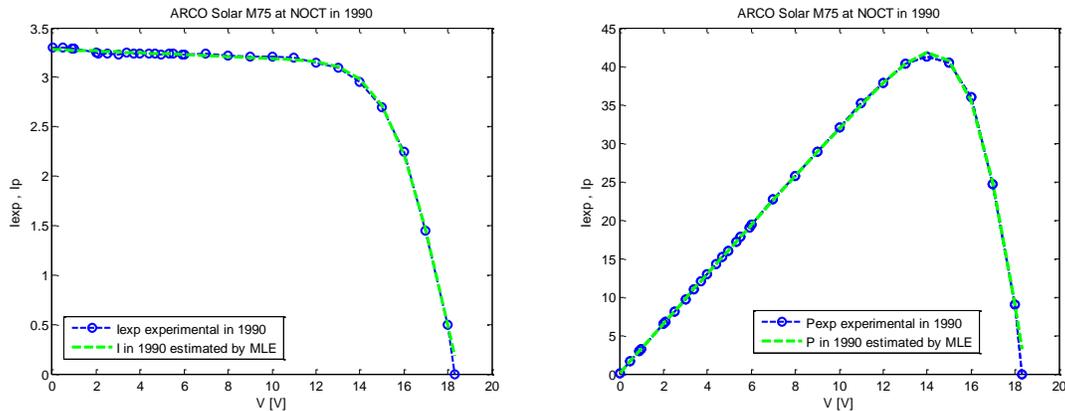
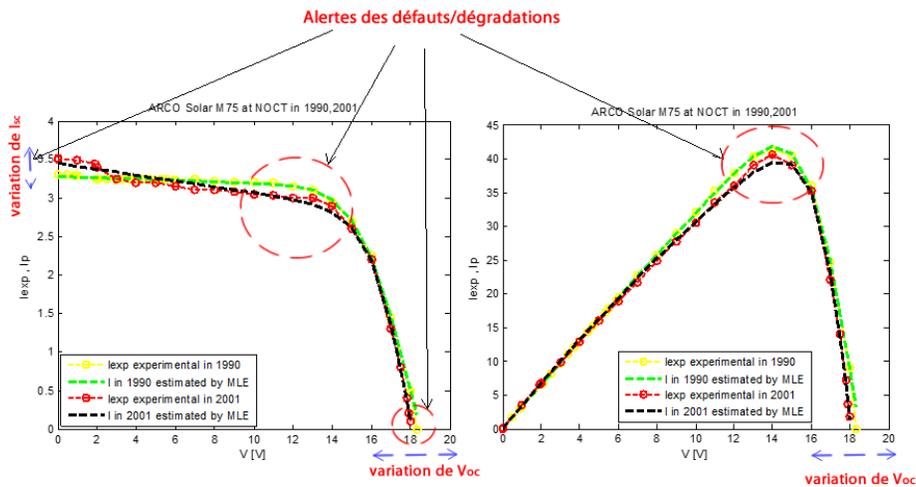
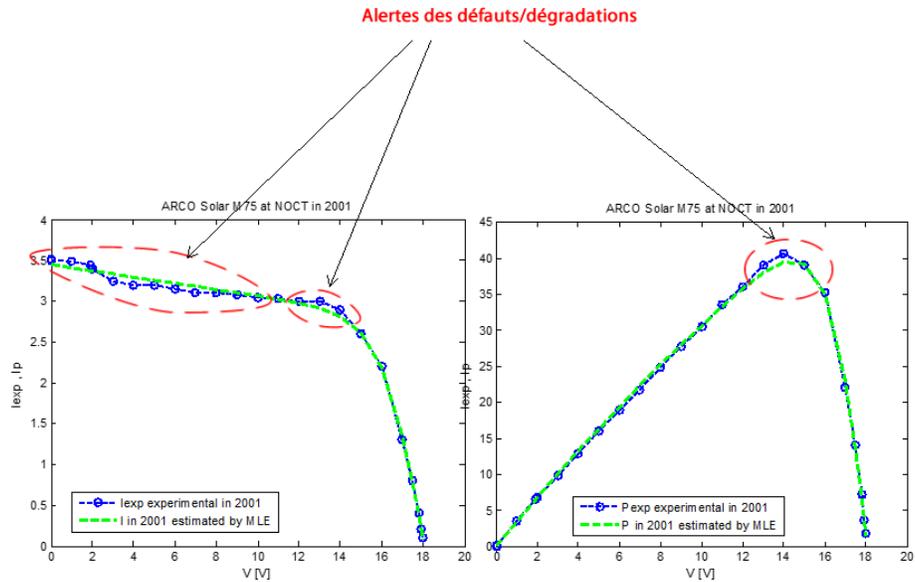


Figure 52 Courbes de ARCO Solar M75 en 1990

Le 1er vecteur des résidus, établi entre la 1ere année d'opération du module et 2001, montre que la résistance parallèle R_p (25,630 ohms) décroît fortement par rapport à la référence (114,601 ohms); les autres paramètres subissent des légères modifications influençant tout de même la valeur du courant de court-circuit (3,44 A), la tension en circuit ouvert (18,01 V) et la puissance maximale du système (39,43 W). La puissance maximale subit ainsi une perte de 5,51 % par rapport à sa valeur initiale (41,73 W). Les courbes de puissance et de courant issues des paramètres extraits et des mesures, en 2001, sont superposées à la Figure 53; il est observé des légers décalages à certains points entre les courbes estimées et celles mesurées. Lorsqu'on compare ces courbes à celles obtenues en 1990, comme illustré à la Figure 54, on constate que ces courbes sont différentes au niveau du courant de court-circuit I_{sc} , au niveau de la tension en circuit ouvert V_{oc} et au niveau de la puissance maximale P_{max} . Ces décalages et différences entre ces courbes sont des indices des dégradations/défaillances sur le module PV.



Le 2eme vecteur de résidu, évalué entre les années de fonctionnement 2001 et 2010, montre également que la résistance parallèle R_p subi une décroissance de 21,96 % par rapport à la valeur extraite en 2001. La résistance shunt subit une augmentation de 19,51 % par rapport à la valeur extraite en 2001. Les autres paramètres subissent des légères variations : I_{ph} (14,53 %), n (2,74 %). Les

variations que subissent les paramètres influencent également sur les valeurs du courant de court-circuit (diminue de 27,39 %), et de la tension en circuit ouvert (diminue de 0,05 %). La puissance maximale subit ainsi une perte de 21,78 % par rapport à sa valeur en 2001 (39,43 W). Les courbes (prédites et mesurées) de puissance et de courant sont superposées à la Figure 55; On remarque qu'elles sont complètement différentes en plusieurs points. Alors, il est clair qu'en observant l'écart entre ces courbes, le module PV a subi des dégradations/défaillances. La décroissance de la tension V_{oc} indique une variation de la résistance série R_s . D'autre part, la modification du courant I_{sc} indique une variation de la résistance parallèle R_p . Alors, les dégradations/défaillances du module PV dans ce cas sont principalement dues aux fortes variations des résistances série et parallèle.

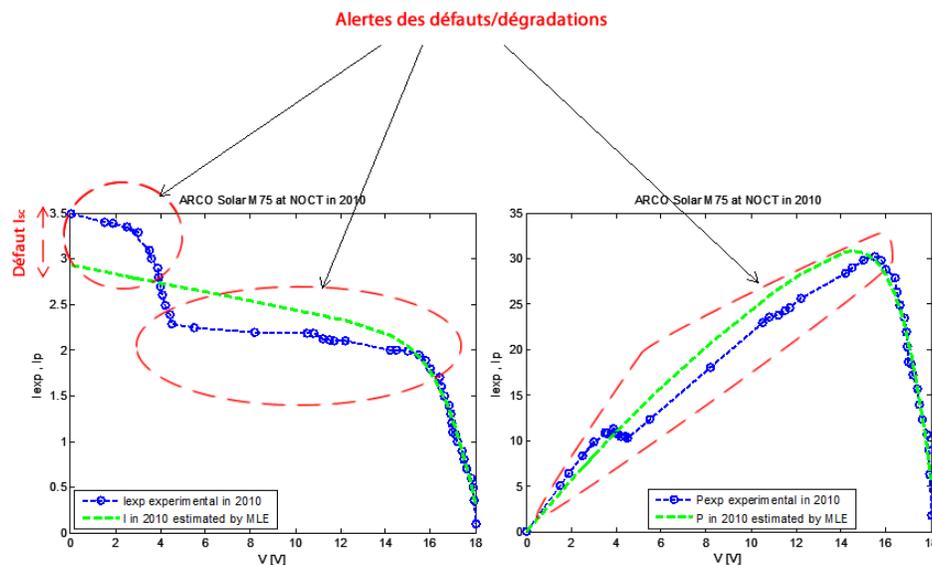


Figure 55 Courbes de ARCO Solar M75 en 2010

Le 3eme vecteur de résidu, établi entre 1990 et 2010, est beaucoup plus global du début de fonctionnement jusqu'à la dernière extraction effectuée en 2010. Il est

constaté globalement que tous les paramètres extraits subissent des variations sauf le courant de saturation I_0 . Les paramètres qui varient plus sont la résistance parallèle R_p (soit une modification de 82,54 %), la résistance série R_s (soit une modification de 34,96 %), le courant de photon I_{ph} (soit une modification de 9,45 %); le facteur d'idéalité subit une légère modification de 1,15 %. La puissance maximale diminue ainsi de 26,09 %.

Les indices des dégradations/défaillances des performances du module PV sont montrés à travers les observations suivantes : R_s augmente légèrement, R_p diminue, n augmente, I_0 est constant. Ainsi, V_{oc} diminue légèrement, I_{sc} diminue et P_{max} diminue. Comme mentionné dans la Section 4.2, les modifications des paramètres entraînent généralement des pertes des puissances. On constate qu'en 2010 le module PV a perdu environ 26,09 % de sa puissance initiale. Selon [147], les fabricants considèrent qu'un module PV est dégradé/défaillant si sa puissance est en dessous de 80 % de sa puissance initiale; alors les modules PV sous études sont considérés dégradés/défaillants puisqu'ils ont perdu plus de 26,09 % de leur puissance initiale. La perte de puissance maximale est illustrée à la Figure 56 où les courbes estimées et mesurées pour les trois années d'évaluation sont tracées. L'analyse des courbes de la Figure 56 montre qu'en 2001 et 2010, les courbes estimées et mesurées sont différentes et ne se superposent pas à celles de 1990 (considérées comme références); ces observations indiquent la présence des anomalies entre 2001 et 2010.

Les causes des dégradations viendraient beaucoup plus des corrosions à l'intérieur des modules et des connecteurs, des dégradations ultraviolet (UV) du

silicium, des dégradations des couches de cellules connectées en série, des contacts des jeux de barres d'interconnexion, dégradations des boîtes de jonction et le câblage entre les deux extrémités du circuit du système, dégradations des bords du générateur PV.

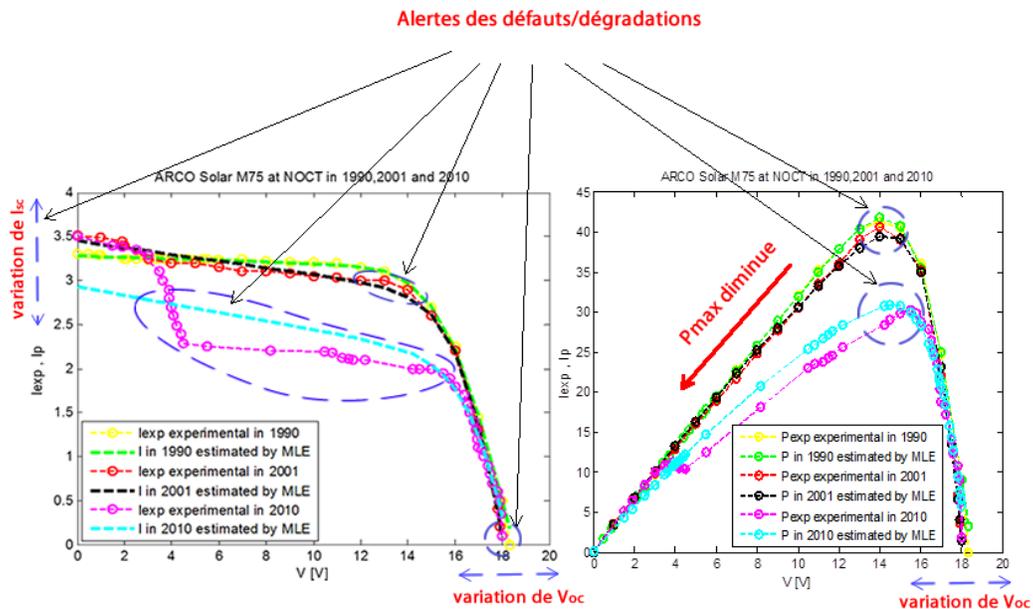


Figure 56 Analyse des courbes de ARCO Solar M75 en 1990, 2001, 2010

En se basant sur la revue de la littérature [147-155], les types des défauts et les composants défaillants liés aux variations des paramètres du module PV sous étude entre 1990 et 2010 sont résumés à la Figure 57. Cette figure localise les composants défaillants et désigne les types des défauts liés aux modifications des paramètres.

Il est donc recommandé que l'opérateur de ce parc solaire agisse au niveau des boîtes de jonction (vérification des câblages interne, nettoyage de l'intérieur des boîtes, remplacement des sous composants défectueux dans les boîtes...), au niveau des bords des cellules PV (nettoyage, appliquer des anti corrosifs...), au niveau des câbles, et des connecteurs.

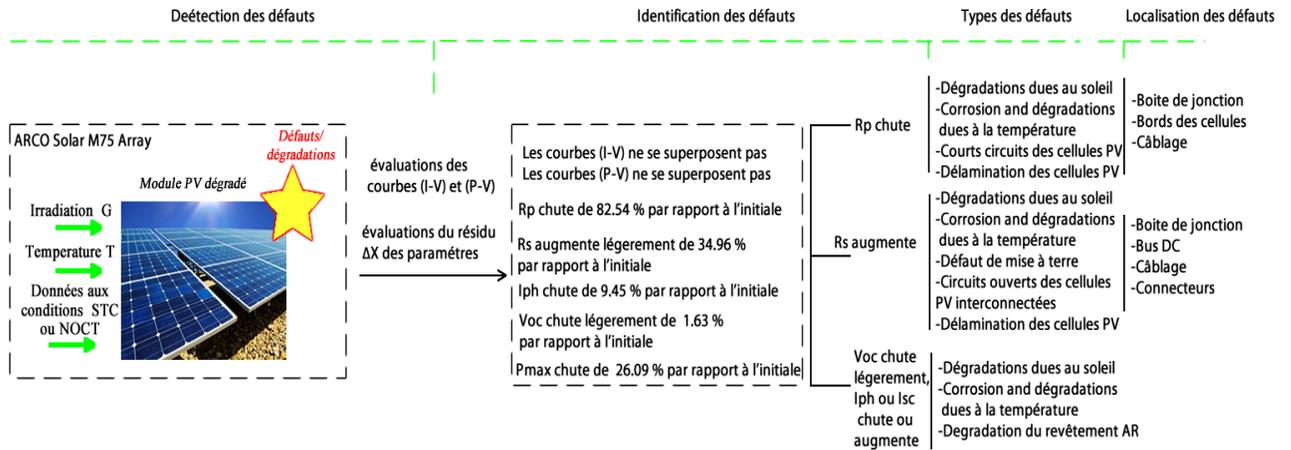


Figure 57 Types des défauts et localisation des défauts de ARCO Solar M75
©albert ayang

Cette approche montre que le diagnostic est capable de détecter les dégradations du panneau PV et par conséquent la chute de la puissance maximale (P_{max}), qui implique également une décroissance de la tension (V_{mp}) et du courant (I_{mp}) au point de puissance maximale.

L'approche utilisée a plusieurs avantages dans un processus automatique de diagnostic des dégradations/défaillants pour assurer une supervision et une surveillance à distance des générateurs PV. Cette approche de diagnostic peut être intégrée dans un système d'acquisition de données d'une installation PV; ceci permettra de mettre en place un système de supervision et une surveillance intelligente qui pourront automatiquement donner à l'opérateur une indication des défauts.

Dans les prochains chapitres, nous cherchons à diagnostiquer l'ensemble du sous-système PV/hacheur/charge. Le panneau PV est dans ce cas représenté par sa tension V_{mp} qui va varier en cas des défauts sur le panneau PV.

CHAPITRE 5

COMMANDE STANDARD DU REJET ACTIF DES PERTURBATIONS DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE

La commande du rejet actif des perturbations ou encore en anglais « Standard Active Disturbance rejection control (SADRC) » a été choisie en raison de sa simplicité et de sa bonne capacité de rejet des perturbations évoquées dans la littérature. Elle est composée de trois parties [156]:

- le modèle dynamique du système à étudier ;
- l'observateur d'état étendu standard du système ou encore en anglais « standard extended state observer (SESO) » connu aussi dans la littérature comme un observateur à gain élevé ;
- la loi de commande pour atténuer les perturbations/défauts.

Ce chapitre a pour objectifs de tester la commande du rejet actif des perturbations standard appliquée au sous-système PV/hacheur/charge. Il s'agit de :

- Formuler le système d'équations différentielles du modèle dynamique et du modèle dynamique étendu aux perturbations/défauts ;
- Concevoir un observateur d'état étendu standard afin d'estimer les états du système, estimer les états étendus ou les perturbations/défauts du système ;
- Concevoir une loi de commande par retour d'état et vérifier la robustesse face aux variations de la tension PV et de la charge.

5.1 MODÈLE DYNAMIQUE DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE

Les systèmes photovoltaïques utilisent des convertisseurs de puissance à interrupteur dont le modèle dynamique est, le plus souvent, non linéaire.

Dans le cadre de ce travail le convertisseur utilisé est un hacheur survolteur. Sa structure est représentée à la Figure 58. Le hacheur survolteur permet d'obtenir aux bornes de la charge, une tension plus élevée que celle de la source. Il est appelé hacheur parallèle car le commutateur de puissance est en parallèle avec le circuit de la charge. Le système comprend :

- l'inductance de lissage L_{pv} et la résistance R_{pv} qui sont utilisées pour limiter l'ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source (photovoltaïque) ;
- le commutateur de puissance ST (MOSFET, IGBT ou BJT) couplé à la diode de transfert D, assurant le transfert d'énergie vers la charge I_{load} ;
- le condensateur de filtrage C_{dc} permet de réduire les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur.

La commande est fournie par le modulateur MLI (Modulation de largeur d'impulsion) ou PWM (Pulse width modulation) qui produit un train d'impulsions de fréquence $f = 1/T$ et de largeur $\mu.T$, appliqué à l'interrupteur ST. $\mu \in [0,1]$ est le rapport cyclique des impulsions de commande du transistor.

L'énergie stockée dans l'inductance est utilisée pour fournir une surtension, redressée et filtrée par l'ensemble diode et condensateur de sortie. Les hautes

fréquences de fonctionnement permettent d'obtenir des faibles taux d'ondulations pour des valeurs des capacités faibles.

Par un tel convertisseur, on cherche à fixer une tension moyenne $V_{bus_DC_ref}$ à la sortie du convertisseur, qui puisse répondre aux critères suivants :

- $V_{bus_DC_ref} > V_{PV}$;
- $V_{bus_DC_ref}$ réglable.

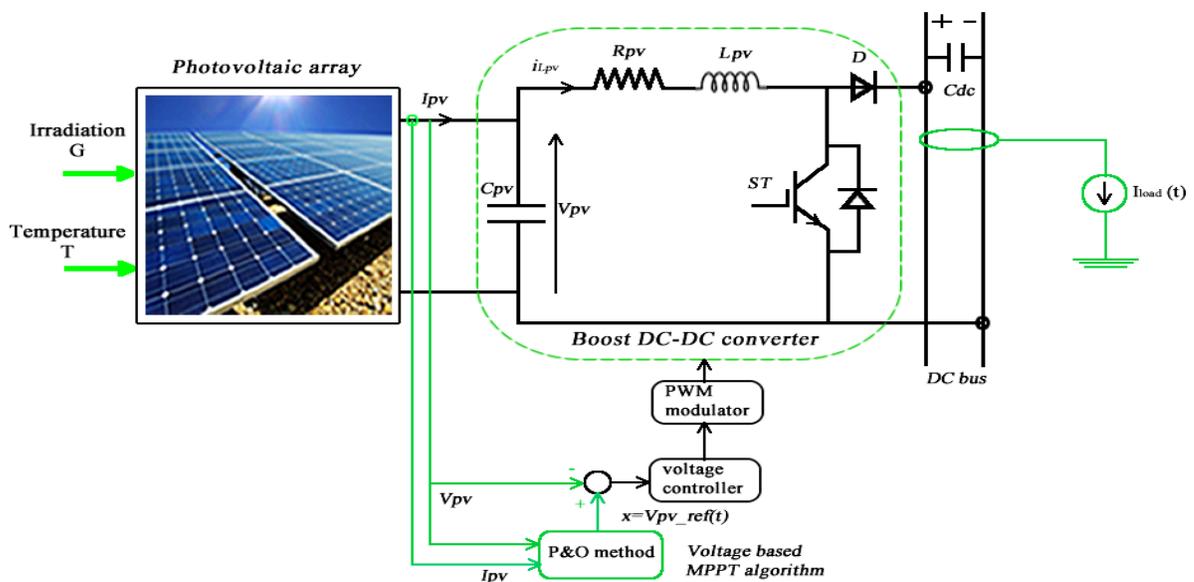


Figure 58 Convertisseur DC-DC et charge intégrés au système photovoltaïque
©albert ayang

Nous supposons que la tension venant du PV est la tension V_{mp} au point de puissance maximale obtenu par la commande « perturb & observe » [36]; donc ici

$$V_{PV} = V_{mp}.$$

5.1.1 Phase d'accumulation d'énergie dans l'inductance de lissage L_{pv}

Pour $\mu = 1$ l'interrupteur ST est fermé et la diode D est ouverte. Pendant cette phase, l'inductance L_{pv} se met à accumuler de l'énergie. En effet l'inductance est soumise à une source de tension constante V_{pv} . La diode D de transfert est bloquée et le condensateur C_{dc} , initialement chargé, se décharge lentement dans la charge I_{load} ; le schéma du circuit équivalent est illustré à la Figure 59.

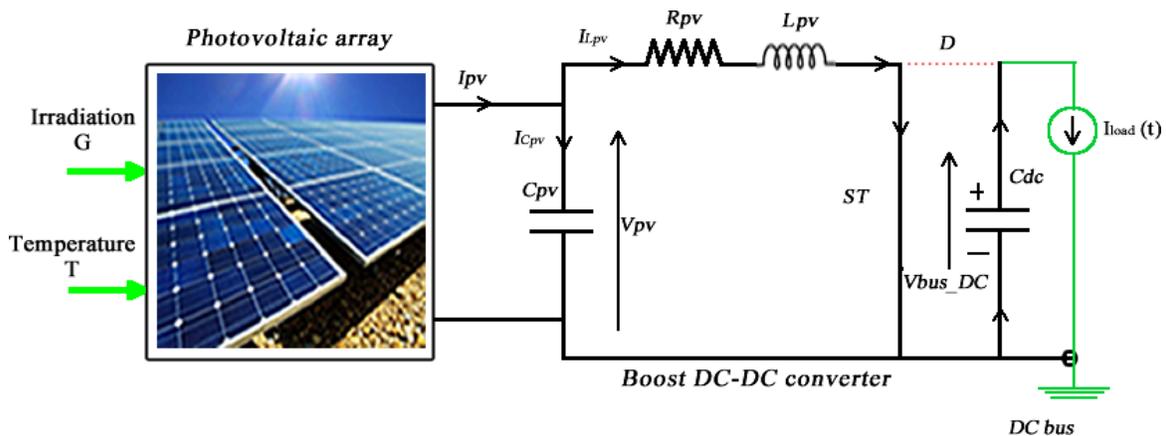


Figure 59 Phase d'accumulation d'énergie
©albert ayang

Les lois des mailles et des nœuds nous permettent d'écrire les équations suivantes :

$$V_{pv} = V_{C_{pv}} = \frac{1}{C_{pv}} \int I_{C_{pv}} dt = R_{pv} I_{L_{pv}} + L_{pv} \frac{dI_{L_{pv}}}{dt} \quad (5.1)$$

$$I_{pv} = I_{L_{pv}} + I_{C_{pv}} \quad (5.2)$$

$$-V_{bus_DC} = \frac{1}{C_{dc}} \int (I_{load}) dt \quad (5.3)$$

En procédant à des substitutions, nous obtenons le système d'équations suivant:

$$\begin{cases} \frac{dI_{L_{pv}}}{dt} = -\frac{R_{pv}}{L_{pv}} I_{L_{pv}} + \frac{V_{pv}}{L_{pv}} \\ \frac{dV_{bus_dc}}{dt} = -\frac{1}{C_{dc}} I_{load} \end{cases} \quad (5.4)$$

5.1.2 Phase de transfert d'énergie

Pour $\mu = 0$ l'interrupteur ST est ouvert et la diode D est fermée.

La diode D se met à conduire pour assurer la continuité du courant dans l'inductance L_{pv} . L'énergie accumulée par l'inductance est alors transférée à la charge et au condensateur qui renouvelle sa tension. Le circuit équivalent est schématisé à la Figure 60.

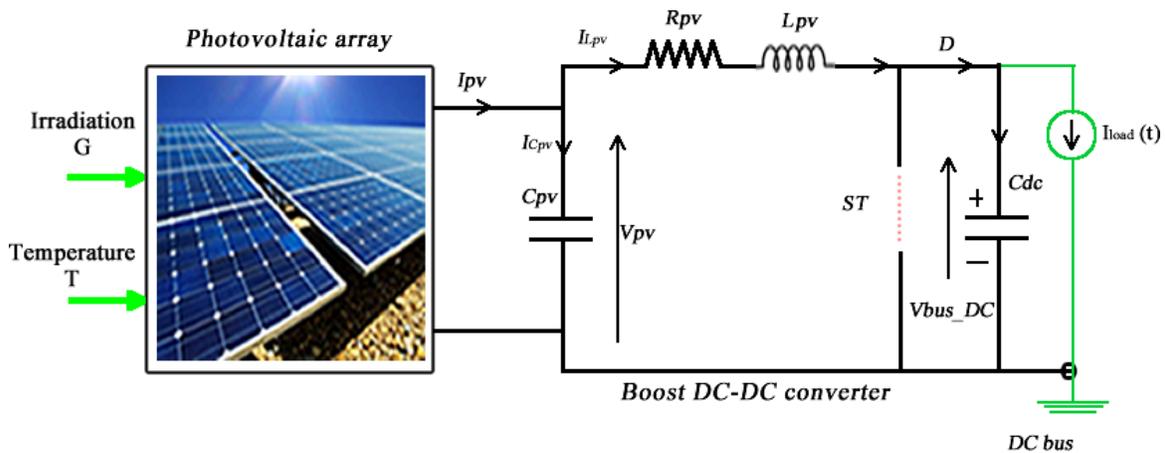


Figure 60 Phase de transfert d'énergie
©albert ayang

Les lois des mailles et des nœuds nous permettent d'écrire les équations suivantes :

$$V_{PV} = V_{C_{pv}} = \frac{1}{C_{pv}} \int I_{C_{pv}} dt = R_{pv} I_{L_{pv}} + L_{pv} \frac{dI_{L_{pv}}}{dt} + V_{bus_DC} \quad (5.5)$$

$$I_{L_{pv}} = I_{C_{dc}} + I_{load} \quad (5.6)$$

En procédant à des substitutions, nous obtenons le système d'équation suivant:

$$\begin{cases} \frac{dI_{L_{pv}}}{dt} = \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} I_{L_{pv}} + \frac{V_{pv}}{L_{pv}} - \frac{V_{bus_DC}}{L_{pv}} \\ \frac{dV_{bus_DC}}{dt} = -\frac{1}{C_{dc}} I_{load} + \frac{I_{L_{pv}}}{C_{dc}} \end{cases} \quad (5.7)$$

Lorsque la fréquence de découpage de l'interrupteur est élevée, alors il est possible de modéliser le comportement dynamique moyen de ces convertisseurs [157, 158].

En combinant les systèmes d'équations (5.4) et (5.7), on obtient le modèle dynamique moyen du sous-système:

$$\begin{cases} \frac{dI_{L_{pv}}}{dt} = \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} I_{L_{pv}} + \frac{V_{pv}}{L_{pv}} - \frac{(1-\mu)}{L_{pv}} V_{bus_DC} \\ \frac{dV_{bus_DC}}{dt} = \frac{(1-\mu)}{C_{dc}} I_{L_{pv}} - \frac{1}{C_{dc}} I_{load} \end{cases} \quad (5.8)$$

avec $\mu \in [0,1]$.

En posant $x_1 = I_{L_{pv}}$ et $x_2 = V_{bus_DC}$, l'équation (5.8) prend la forme suivante :

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + g(x) \cdot \mu + E_d \cdot d \quad (5.9)$$

$$\text{avec } A = \begin{pmatrix} -R_{pv} / L_{pv} & -1 / L_{pv} \\ 1 / C_{dc} & 0 \end{pmatrix}, g(x) = \begin{pmatrix} x_2(t) / L_{pv} \\ -x_1(t) / C_{pv} \end{pmatrix}, E_d = I_{2 \times 2}, d = \begin{pmatrix} V_{pv} / L_{pv} \\ -I_{load} / C_{dc} \end{pmatrix}.$$

L'équation (5.9) représente le modèle dynamique non linéaire du système à étudier.

5.2 RAPPELS MATHÉMATIQUES

Remarque 1: Une matrice A est dite Hurwitz si elle est carrée, et toutes les parties réelles de ses valeurs propres sont strictement négatives, c'est-à-dire le système ou le sous-système ayant A pour matrice d'état est stable.

Hypothèse 1 [159] : Considérons le système MIMO (multiple entrées multiple sorties) ci-dessous ayant des incertitudes et perturbations considérables.

$$\begin{cases} x_1^{(n_1)}(t) = f_1(x_1(t), \dots, x_1^{(n_1-1)}(t), \dots, x_m^{(n_m-1)}(t), w_1(t)) + g_1(u_1(t), \dots, u_k(t)), \\ x_2^{(n_2)}(t) = f_2(x_1(t), \dots, x_1^{(n_1-1)}(t), \dots, x_m^{(n_m-1)}(t), w_2(t)) + g_2(u_1(t), \dots, u_k(t)), \\ \quad \vdots \\ x_m^{(n_m)}(t) = f_m(x_1(t), \dots, x_1^{(n_1-1)}(t), \dots, x_m^{(n_m-1)}(t), w_m(t)) + g_m(u_1(t), \dots, u_k(t)), \\ y_i(t) = x_i(t), i = 1, 2, \dots, m. \end{cases} \quad (5.10)$$

f_i représente la fonction non linéaire du système, $w_i(t)$ les perturbations externes, $u_i(t)$ les commandes, $y_i(t)$ les sorties du système, et $g_i \in C(\mathbb{R}^k, \mathbb{R})$.

Pour tout $i \in \{1, 2, \dots, m\}$, tout $u_i(t), w_i(t), \dot{w}_i(t)$, et les solutions du MIMO sont bornés; $g_i \in C(\mathbb{R}^k, \mathbb{R})$, $f_i \in C^1(\mathbb{R}^{n_1 + \dots + n_m + 1}, \mathbb{R})$.

Hypothèse 2 [159]: Pour tout $i \in \{1, 2, \dots, m\}$, il existe des constantes positives $\lambda_{i,j}$ ($j=1, 2, \dots, m$), β_i , et des fonctions positives $V_i, W_i : \mathbb{R}^{n_i+1} \rightarrow \mathbb{R}$ qui satisfont les

conditions suivantes :

- $\lambda_{i,1} \|y\|^2 \leq V_i(y) \leq \lambda_{2,i} \|y\|^2, \lambda_{i,3} \|y\|^2 \leq W_i(y) \leq \lambda_{4,i} \|y\|^2,$
- $\sum_{l=1}^{n_i} \frac{\partial V_i(y)}{\partial y_l} (y_{l+1} - \varphi_{i,l}(y_1)) - \frac{\partial V_i(y)}{\partial y_{n_i+1}} \varphi_{i,n_i+1}(y_1) \leq -W_i(y)$

$$- \left| \frac{\partial V_i(y)}{\partial y_{n_i+1}} \right| \leq \beta_i \|y\|, \forall y = (y_1, y_2, \dots, y_{n+1})$$

Théorème 1 [159]: Sous les hypothèses 1 et 2, pour toutes les valeurs initiales données du MIMO

- Pour toute constante positive $a > 0$,

$$\lim_{\tau \rightarrow 0} |x_{i,j}(t) - \hat{x}_{i,j}(t)| = 0 \text{ uniformément pour } t \in [a, \infty) ;$$

- Il existe $\tau_0 > 0$ tel que pour chaque $\tau \in (0, \tau_0)$ il existe $t_\tau > 0$ tel que

$$|x_{i,j}(t) - \hat{x}_{i,j}(t)| \leq K_{ij} \tau^{n_i+2-j}, t \in (t_\tau, \infty).$$

Un exemple typique de l'observateur d'état étendu standard ou encore en anglais « Standard Extended State Observer (SESO) » satisfaisant les conditions du théorème est un observateur d'état étendu linéaire ou en anglais « Linear Extended State Observer » (LESO) de la forme suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\hat{x}}_{i,1}(t) = \hat{x}_{i,2}(t) + \frac{1}{\tau} k_{i,1} (x_{i,1}(t) - \hat{x}_{i,1}(t)) \\ \dot{\hat{x}}_{i,2}(t) = \hat{x}_{i,3}(t) + \frac{1}{\tau^2} k_{i,2} (x_{i,1}(t) - \hat{x}_{i,1}(t)) \\ \quad \quad \quad \vdots \\ \dot{\hat{x}}_{i,n_i}(t) = \hat{x}_{i,n_i+1}(t) + \frac{1}{\tau^{n_i}} k_{i,n_i} (x_{i,1}(t) - \hat{x}_{i,1}(t)) + g_i(u_1(t), u_2(t), \dots, u_k(t)) \\ \dot{\hat{x}}_{i,n_i+1}(t) = \frac{1}{\tau^{n_i+1}} k_{i,n_i+1} (x_{i,1}(t) - \hat{x}_{i,1}(t)), i = 1, 2, \dots, m. \end{array} \right. \quad (5.11)$$

$$\text{Notons } E_i = \begin{pmatrix} -k_{i,1} & 1 & 0 & \dots & 0 \\ -k_{i,2} & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -k_{i,n_i} & 0 & 0 & \dots & 1 \\ -k_{i,n_i+1} & 0 & 0 & \dots & 0 \end{pmatrix}$$

Toutes les matrices E_i sont supposées être Hurwitz et les hypothèses 1 et 2 sont satisfaites.

5.3 OBSERVATEUR STANDARD D'ÉTAT ÉTENDU

En fixant les variables d'état de références à suivre $i_{L_{pv_ref}} = x_{1_ref}(t)$ et

$V_{bus_DC_ref} = x_{2_ref}(t)$, l'équation (5.8) peut se réécrire sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} x_1(t) - \frac{1}{L_{pv}} x_2(t) + \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv}} \mu + \left[\frac{V_{pv}}{L_{pv}} + \left(\frac{1}{L_{pv}} x_2(t) - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv}} \right) \mu \right] \\ \dot{x}_2(t) = \frac{1}{C_{dc}} x_1(t) - \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \mu + \left[-\frac{1}{C_{dc}} I_{load} + \left(-\frac{1}{C_{dc}} x_1(t) + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \right) \mu \right] \end{cases} \quad (5.12)$$

En posant $U = \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_{2_ref}(t) \mu \\ x_{1_ref}(t) \mu \end{pmatrix}$ comme étant la commande du système, et

$$d(x, u, t) = \begin{pmatrix} d_1(x, u, t) \\ d_2(x, u, t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{V_{pv}}{L_{pv}} + \left(\frac{1}{L_{pv}} x_2(t) - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv}} \right) \mu \\ -\frac{1}{C_{dc}} I_{load} + \left(-\frac{1}{C_{dc}} x_1(t) + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \right) \mu \end{pmatrix}$$

une fonction non linéaire représentant la non-linéarité et les parties susceptibles d'être perturbées du sous-système, l'équation (5.12) devient :

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} x_1(t) - \frac{1}{L_{pv}} x_2(t) + \frac{1}{L_{pv}} U_1(t) + d_1(x, u, t) \\ \dot{x}_2(t) = \frac{1}{C_{dc}} x_1(t) + \left(-\frac{1}{C_{dc}} \right) U_2(t) + d_2(x, u, t) \end{cases} \quad (5.13)$$

En posant $b_{1,0} = \frac{1}{L_{pv}}$ et $b_{2,0} = -\frac{1}{C_{dc}}$, l'équation (5.13) devient :

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} x_1(t) - \frac{1}{L_{pv}} x_2(t) + b_{1,0} U_1(t) + d_1(x, u, t) \\ \dot{x}_2(t) = \frac{1}{C_{dc}} x_1(t) + b_{2,0} U_2(t) + d_2(x, u, t) \end{cases} \quad (5.14)$$

Remarque 2:

- Les perturbations d_1 sont influencées par les paramètres V_{pv} , L_{pv} , l'état x_2 et par le rapport cyclique μ .
- Les perturbations d_2 sont influencées par les paramètres I_{load} , C_{dc} , l'état x_1 et par le rapport cyclique μ .

La relation (5.14) prend la forme d'un système MIMO présenté à l'équation (5.10).

Ainsi nous avons un système MIMO, et en se référant à l'équation (5.11), alors

l'observateur d'état étendu standard du sous-système prend la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}}_1(t) = \hat{d}_1 + \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} \hat{x}_1(t) - \frac{1}{L_{pv}} \hat{x}_2(t) + b_{1,0} U_1(t) + \frac{k_1}{\varepsilon_1^2} (x_1(t) - \hat{x}_1(t)) \\ \dot{\hat{d}}_1 = \frac{k_2}{\varepsilon_1^3} (x_1(t) - \hat{x}_1(t)) \\ \dot{\hat{x}}_2(t) = \hat{d}_2 + \frac{1}{C_{dc}} \hat{x}_1(t) + b_{2,0} U_2(t) + \frac{k_3}{\varepsilon_2^2} (x_2(t) - \hat{x}_2(t)) \\ \dot{\hat{d}}_2 = \frac{k_4}{\varepsilon_2^3} (x_2(t) - \hat{x}_2(t)) \end{cases} \quad (5.15)$$

$$k_1, k_2, k_3, k_4 \in \mathbb{R}^+ ; \varepsilon \in (0, \varepsilon_0).$$

En choisissant convenablement les coefficients k_1, k_2, k_3, k_4 des matrices

$$E_1 = \begin{pmatrix} -k_1 & 1 \\ -k_2 & 0 \end{pmatrix} \text{ et } E_2 = \begin{pmatrix} -k_3 & 1 \\ -k_4 & 0 \end{pmatrix} \text{ de telle manière qu'elles soient Hurwitz, l'équation}$$

(5.15) estime les variables d'état x_1 et x_2 , et les perturbations $d_1(x, u, t)$ et $d_2(x, u, t)$.

Ainsi l'observateur d'état étendu standard est dimensionné pour estimer toutes les variables d'état et les perturbations.

Théorème 2 : En choisissant convenablement le gain de l'observateur E_1 et E_2 , la stabilité de l'équation (5.15) est garantie sous l'hypothèse que $d_1(t)$ et $d_2(t)$ sont bornées [160].

5.4 ANALYSE DE STABILITÉ

5.4.1 Analyse du système nominal en régime permanent

Posons $\zeta(t) = \begin{pmatrix} \zeta_1(t) \\ \zeta_2(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1(t) - x_{1_ref}(t) \\ x_2(t) - x_{2_ref}(t) \end{pmatrix}$ l'erreur entre les états nominaux et les références définies.

La dynamique de l'erreur devient :

$$\dot{\zeta}(t) = \begin{pmatrix} \dot{\zeta}_1(t) \\ \dot{\zeta}_2(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{-R_{pv}}{L_{pv}}(\zeta_1(t) + x_{1_ref}(t)) - \frac{(1-\mu)}{L_{pv}}(\zeta_2(t) + x_{2_ref}(t)) + \frac{V_{pv}}{L_{pv}} \\ \frac{(1-\mu)}{C_{dc}}(\zeta_1(t) + x_{1_ref}(t)) - \frac{1}{C_{dc}}I_{load} \end{pmatrix} \quad (5.16)$$

En régime permanent $\dot{\zeta}(t) = \zeta(t) = 0_{2 \times 1}$, ainsi :

$$\begin{pmatrix} \frac{-R_{pv}}{L_{pv}}x_{1_ref}(t) - \frac{(1-\mu)}{L_{pv}}x_{2_ref}(t) + \frac{V_{pv}}{L_{pv}} \\ \frac{(1-\mu)}{C_{dc}}x_{1_ref}(t) - \frac{1}{C_{dc}}I_{load} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (5.17)$$

A des hautes fréquences μ est une constante. Ainsi la tension du PV et le courant de la charge s'exprime par :

$$\begin{pmatrix} V_{pv} \\ I_{load} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_{pv}x_{1_ref}(t) + (1-\mu)x_{2_ref}(t) \\ (1-\mu)x_{1_ref}(t) \end{pmatrix} \quad (5.18)$$

Cette équation permet de faire des choix convenables des valeurs de la tension du PV et du courant de la charge en fonction du rapport cyclique et des références $x_{1_ref}(t)$, et $x_{2_ref}(t)$.

5.4.2 Analyse de stabilité du système étendu

Posons l'erreur d'estimation $e(t) = \begin{pmatrix} e_1(t) \\ e_2(t) \\ e_3(t) \\ e_4(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1(t) - \hat{x}_1(t) \\ x_2(t) - \hat{x}_2(t) \\ d_1(t) - \hat{d}_1(t) \\ d_2(t) - \hat{d}_2(t) \end{pmatrix}$

La dynamique de l'erreur d'estimation s'écrit :

$$\dot{e}(t) = \begin{pmatrix} \dot{e}_1(t) \\ \dot{e}_2(t) \\ \dot{e}_3(t) \\ \dot{e}_4(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{x}_1(t) - \dot{\hat{x}}_1(t) \\ \dot{x}_2(t) - \dot{\hat{x}}_2(t) \\ \dot{d}_1(t) - \dot{\hat{d}}_1(t) \\ \dot{d}_2(t) - \dot{\hat{d}}_2(t) \end{pmatrix} \quad (5.19)$$

$$\dot{e}(t) = \begin{pmatrix} \frac{-R_{pv}}{L_{pv}}(x_1(t) - \hat{x}_1(t)) - \frac{1}{L_{pv}}(x_2(t) - \hat{x}_2(t)) - \frac{k_1}{\varepsilon_1^2}(x_1(t) - \hat{x}_1(t)) + (d_1 - \hat{d}_1) \\ \frac{1}{C_{dc}}(x_1(t) - \hat{x}_1(t)) - \frac{k_3}{\varepsilon_2^2}(x_2(t) - \hat{x}_2(t)) + (d_2 - \hat{d}_2) \\ \dot{d}_1 - \frac{k_2}{\varepsilon_2^2}(x_1(t) - \hat{x}_1(t)) \\ \dot{d}_2 - \frac{k_4}{\varepsilon_4^2}(x_2(t) - \hat{x}_2(t)) \end{pmatrix} \quad (5.20)$$

Sous forme de matrice d'état, la dynamique d'erreur s'écrit :

$$\dot{e}(t) = \Gamma e + Eh(t) \quad (5.21)$$

avec

$$\Gamma = \begin{pmatrix} -\frac{R_{pv}}{L_{pv}} - \frac{k_1}{\varepsilon_1^2} & -1/L_{pv} & 1 & 0 \\ \frac{1}{C_{dc}} & -\frac{k_3}{\varepsilon_3^2} & 0 & 1 \\ -\frac{k_2}{\varepsilon_2^2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{k_4}{\varepsilon_4^2} & 0 & 0 \end{pmatrix}, E = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}, h(t) = \begin{pmatrix} \dot{d}_1(t) \\ \dot{d}_2(t) \end{pmatrix}$$

La solution de la dynamique d'erreur devient :

$$e(t) = \exp(\Gamma t)e(0) + Eh(t) \int_0^t \exp(\Gamma(t-\tau))d\tau \quad (5.22)$$

où $e(0)$ est l'erreur d'estimation initiale.

La stabilité du système étendu repose ainsi sur la stabilité de la matrice Γ .

Ainsi le système étendu est stable si et seulement si Γ est une matrice Hurwitz.

5.5 LOI DE COMMANDE STANDARD

La loi de commande d'un SADRC d'un système monovariante est habituellement dimensionnée comme suit [110, 156, 161] :

$$U_i^*(t) = \frac{1}{b_{i,0}} (U_{i,0}(t) - \hat{d}_i(t)) \quad (5.23)$$

$U_{i,0}(t)$ est généralement choisi comme une loi de commande linéaire proportionnelle et dérivée $U_{i,0}(t) = K_{i,p1}(r_i - \hat{x}_{i,1}(t)) - K_{i,p2}\hat{x}_{i,2}(t)$ avec

$K_{i,p} = [K_{i,p1} \quad K_{i,p2}]$ est le gain de la commande par retour d'état et $r_i = V_{bus_DC_ref}$

ou $r_i = I_{L_ref}$ est la tension référentielle du bus DC ou l'intensité de référence dans l'inductance du hacheur.

Lorsque l'observateur d'état étendu est bien dimensionné, la valeur estimée $\hat{d}_i(x, u, t) \approx d_i(x, u, t)$ et $K_{i,p} = [\omega_{i,c}^2 \quad 2\omega_{i,c}]$ où $\omega_{i,c}$ est la bande passante de la boucle fermée [111].

Remarque 3:

En présence des perturbations, la loi de commande de l'observateur d'état étendu standard $u(t) = (K_x \hat{x}(t) - \hat{d}(t))$ (où $\hat{d}(t) = \hat{x}_{n+1}$, K_x étant le gain de retour d'état) ne peut pas compenser efficacement les incertitudes du système (5.8). Il convient de noter que les perturbations ne peuvent être complètement atténuées de l'équation dynamique, quel que soit le contrôleur conçu [162]. Dans ce cas, l'un des objectifs les plus réalistes serait d'éliminer les perturbations à la sortie du système en régime permanent.

La Figure 61 schématise la commande du rejet actif standard des perturbations (SADRC) du sous-système PV/hacheur/charge constituée de deux observateurs d'état étendu.

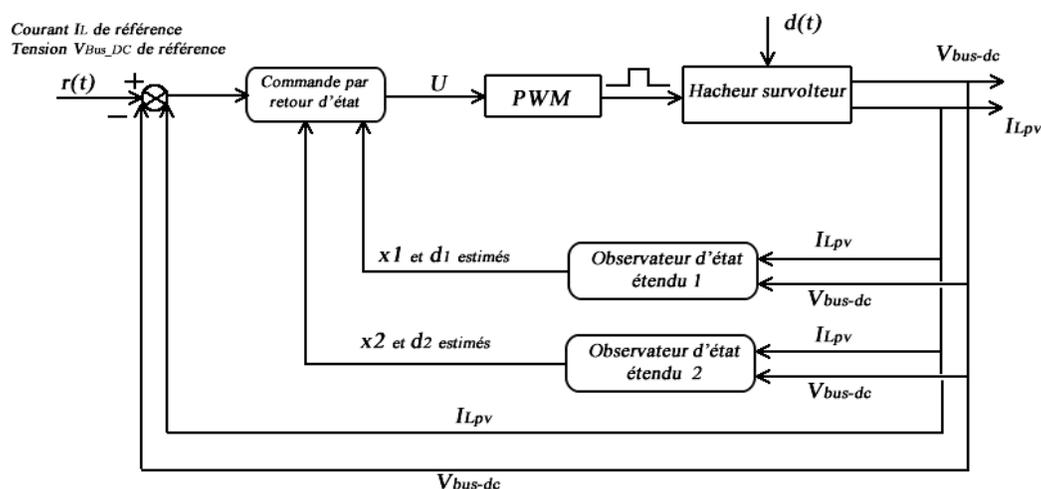


Figure 61 Schéma bloc du SADRC standard pour un système PV/hacheur/charge
©albert ayang

5.6 SIMULATIONS-RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

La commande du rejet actif des perturbations standard appliquée au sous-système PV/hacheur/charge a été implémentée et validée par le logiciel Matlab/Simulink selon les paramètres indiqués au Tableau 18. Les paramètres du hacheur, la tension du PV, et la tension du bus DC sont tirés des travaux effectués par *Palak Jain et al.*, [118].

Tableau 18 Paramètres de simulation [118]

Paramètres	Valeurs
Tension de référence du bus, $V_{dc_bus_ref}$	240 V
Courant d'inductance de référence, I_{L_ref}	12 A
Tension d'entrée du système panneau photovoltaïque supposée fixe, V_{pv}	120 V
Courant de charge supposé fixe I_{load}	12 A
Inductance du hacheur L_{pv}	0,005 H
Capacité du hacheur entrée charge C_{dc}	0,00285 F
Resistance du hacheur R_{pv}	1 ohm
Paramètres du PWM : Fréquence de découpage et pas d'échantillonnage	$f=10\ 000$ hz $P=0,00001$ s

En choisissant convenablement les paramètres de l'observateur d'état étendu

standard de l'équation (15) tels que : $\varepsilon_1 = 0,0065$ $\varepsilon_2 = 0,0095$ et $E_1 = E_2 = \begin{pmatrix} -3 & 1 \\ -1 & 0 \end{pmatrix}$,

les valeurs propres de E_1 et E_2 sont $\{-2,6180; -0,3820\}$; ces valeurs propres sont des réelles strictement négatives. Ainsi les solutions de l'observateur d'état étendu standard (équation 5.15) sont stables.

Les paramètres de la commande standard et de convergence des états estimés

sont les suivantes : $\omega_{1,c} = 0,026$ et $K_{p_1} = [0,0007 \ 0,0793]$, $\omega_{2,c} = 0,288$ et

$K_{p_2} = [0,0833 \ 0,8658]$.

La Figure 62 illustre le courant d'inductance réel et son estimé. On constate que l'estimateur utilisé estime bien le courant et la commande permet de suivre la référence malgré les oscillations (de l'ordre maximale de 60 A) en début de simulation. La Figure 63 illustre l'erreur d'estimation du courant de l'inductance; il est constaté que la courbe de l'erreur tend pratiquement vers zéro soit de l'ordre de 10^{-4} .

La Figure 64 illustre la tension du bus DC réelle et estimée. On constate que l'estimateur utilisé estime bien la tension et la commande permet de suivre la référence malgré les oscillations (de l'ordre maximal de 310 V) en début de simulation. La Figure 65 illustre l'erreur d'estimation de la tension du bus DC; il est constaté que la courbe de l'erreur tend pratiquement vers zéro soit de l'ordre de 10^{-4} .

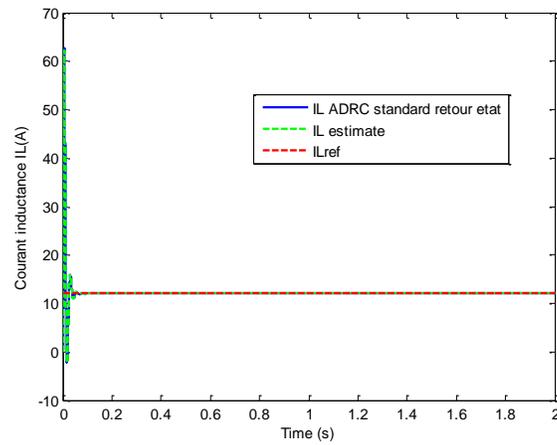


Figure 62 Courant IL réel et estimé par SADRC

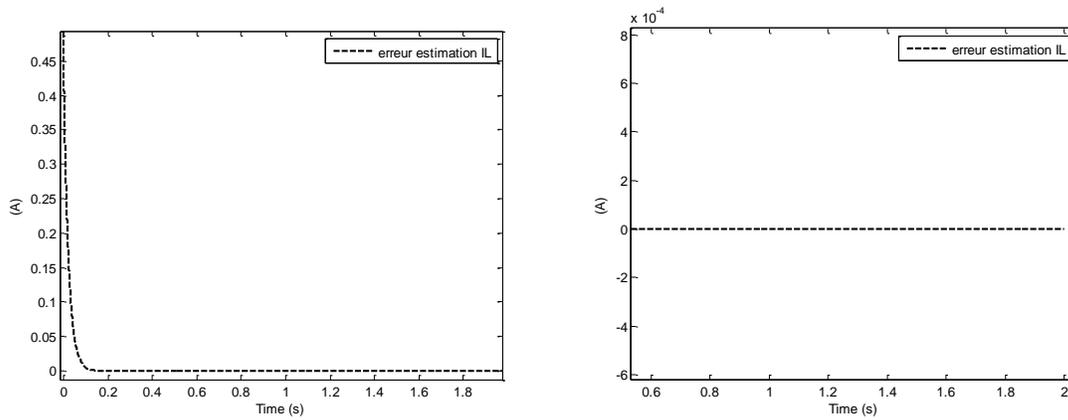


Figure 63 Erreur d'estimation du courant IL par SADRC

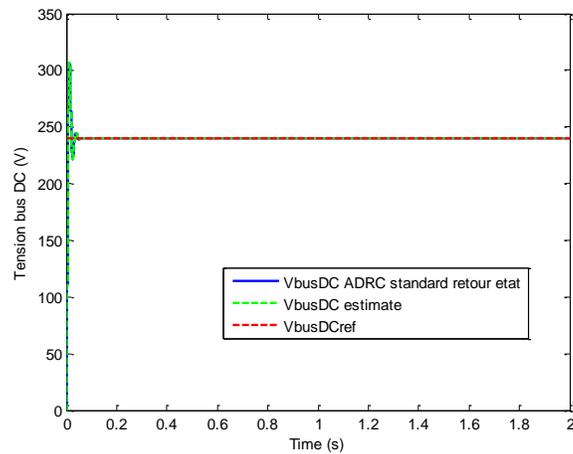


Figure 64 Tension VbusDC réelle et estimée par SADRC

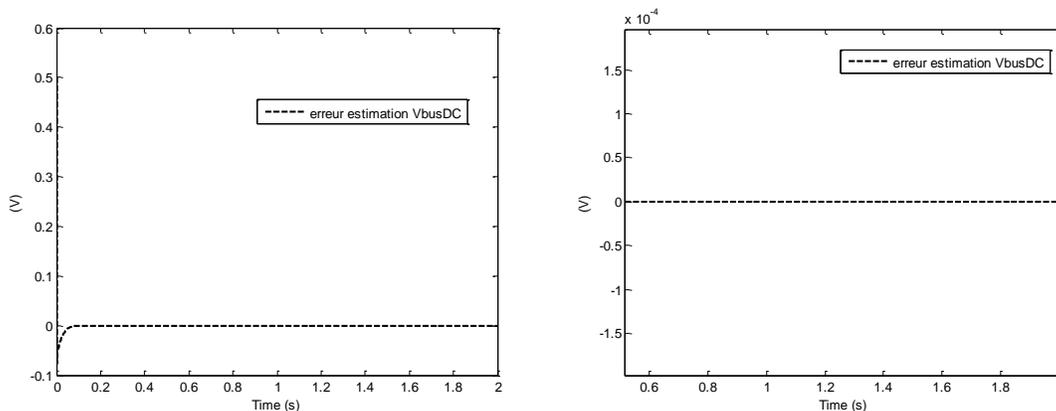


Figure 65 Erreur d'estimation de la tension VbusDC par SADRC

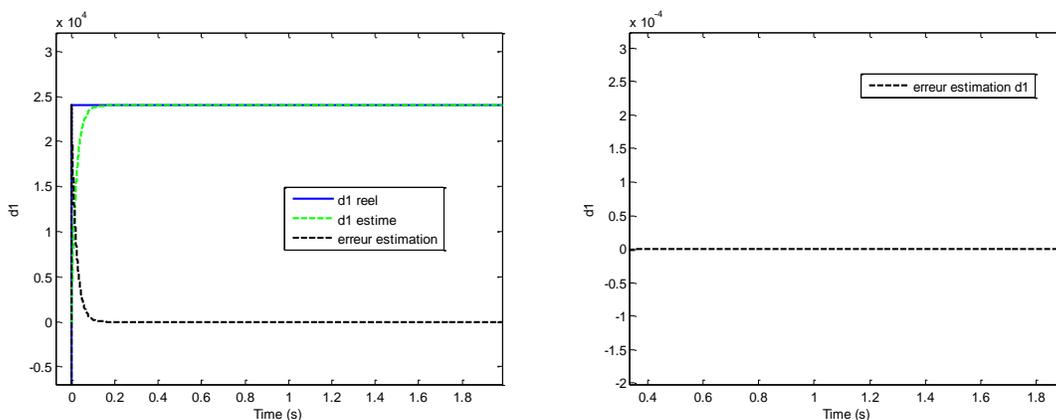


Figure 66 Estimation des perturbations d1 par SADRC

La Figure 66 montre l'évolution des perturbations d1 réelles et estimées du sous-système. On constate que les valeurs estimées, par le modèle standard, suivent les valeurs réelles des perturbations. La courbe de l'erreur tend vers zéro soit de l'ordre de 10^{-4} .

La Figure 67 montre l'évolution des perturbations d2 réelles et estimées du système. On constate que les valeurs estimées, par le modèle standard, suivent les valeurs réelles des perturbations. La courbe de l'erreur tend vers zéro soit de l'ordre de 10^{-6} .

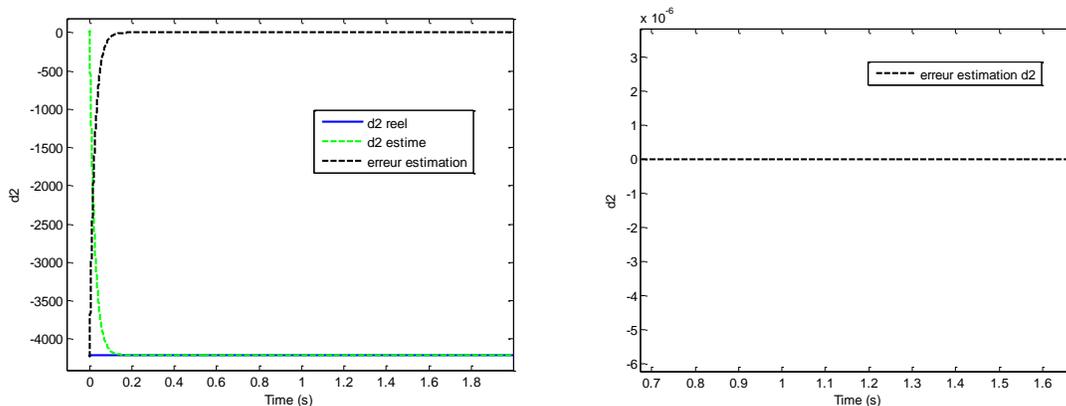


Figure 67 Estimation des perturbations d2 par SADRC

5.7 TEST DE ROBUSTESSE DE LA COMMANDE STANDARD

Dans cette section, nous voulons tester la robustesse de la commande du rejet actif des perturbations standard face aux perturbations/défauts du PV et face aux perturbations/défauts de la charge.

5.7.1 Variation de la tension du PV

Supposons que la tension V_{pv} du PV est perturbée et évolue comme suit:

$$V_{pv} = \begin{cases} 120 \text{ V, pour } t \in [0; 0,5[\text{ s} \\ 110 \text{ V, pour } t \in [0,5; 1[\text{ s} \\ 120 \text{ V, pour } t \in [1; 2] \text{ s} \end{cases} \quad (5.24)$$

Nous constatons que la variation de la tension V_{pv} influence sur le courant I_L réel et estimé. La Figure 68 montre qu'aux instants de variation (0,5 s; 1 s) le courant subit des oscillations (de petites amplitudes). La courbe d'erreur d'estimation montre des pics à ces instants. Cette courbe d'erreur montre toutefois que l'estimateur utilisé estime bien le courant I_L malgré les perturbations venant du PV.

Nous constatons que la tension du bus DC, à la Figure 69, subit également des oscillations aux instants de variation (0,5 s; 1 s) de la tension V_{pv} du PV. La tension du bus DC a du mal à suivre la référence lorsque la tension du panneau Photovoltaïque subit des variations. La courbe d'erreur d'estimation de la tension du bus DC montre que l'estimateur utilisé est robuste aux perturbations venant du Panneau PV.

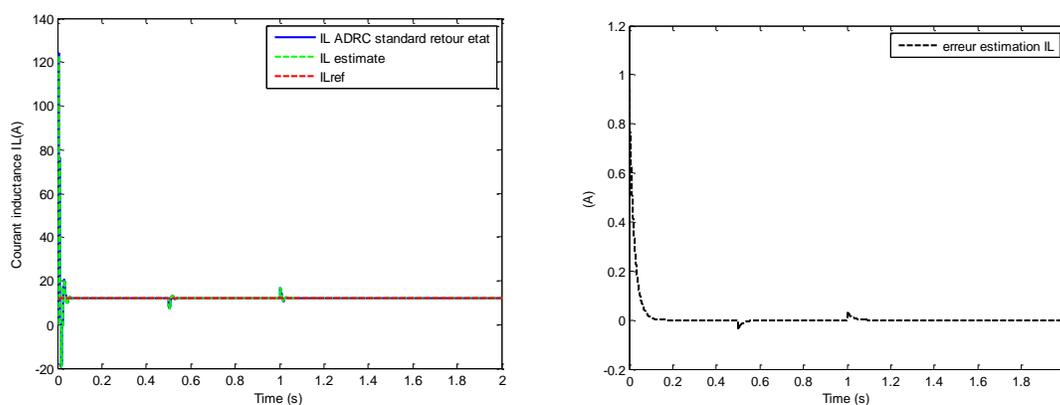


Figure 68 Courant IL réel et estimé par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

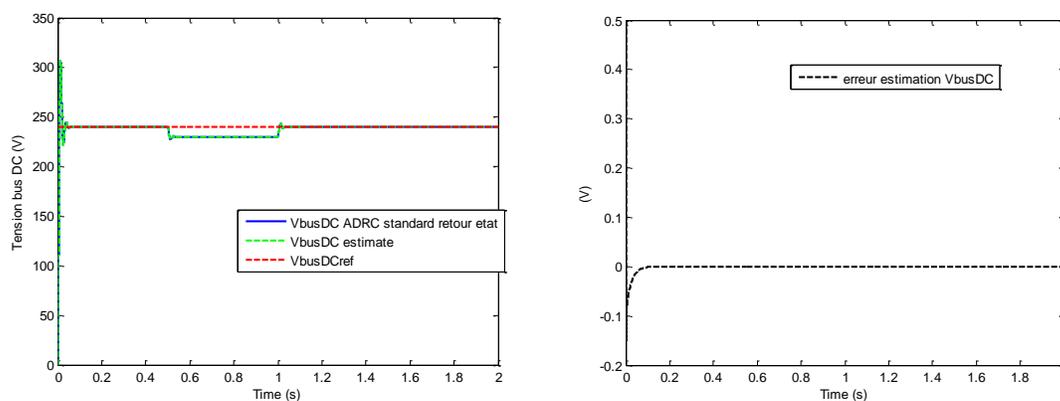


Figure 69 Tension V_{bus_DC} réelle et estimée par SADRC subissant la variation de la tension

$$V_{pv}$$

La variation de la tension V_{pv} influence directement les perturbations d_1 telle que mentionné à la Remarque 2. La Figure 70 montre qu'aux instants de variation (0,5

s; 1 s) les perturbations d_1 suivent la forme de la variation de la tension V_{pv} . La courbe d'erreur d'estimation montre des pics élevés (de l'ordre de 3000) à ces instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations d_1 malgré la variation de V_{pv} .

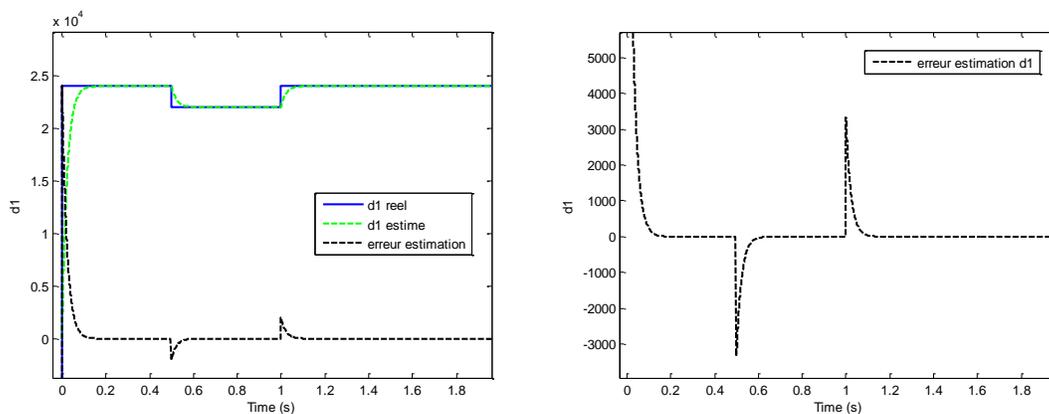


Figure 70 Estimation des perturbations d_1 par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

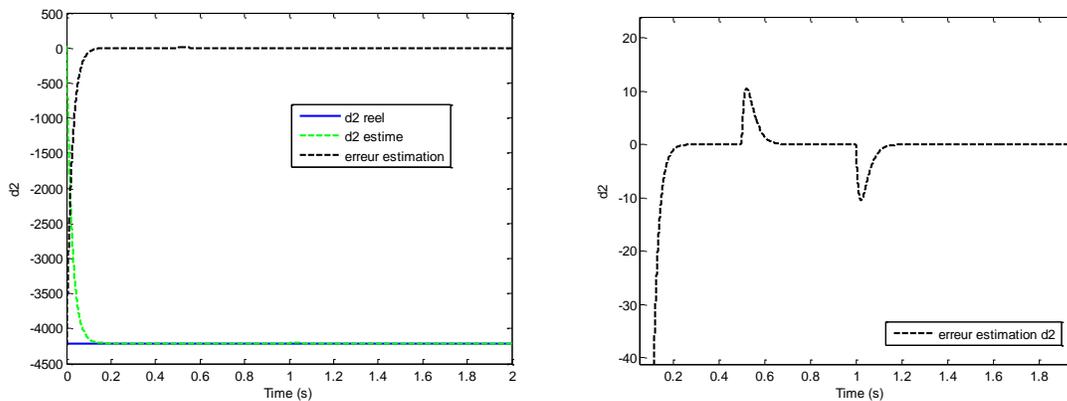


Figure 71 Estimation des perturbations d_2 par SADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

Nous constatons que la variation de la tension V_{pv} influence peu les perturbations d_2 . La Figure 71 montre qu'aux instants de variation (0,5 s; 1 s) les perturbations d_2 subissent des légères variations instantanément. La courbe d'erreur

d'estimation montre des pics (de l'ordre de 10) à ces instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations $d2$ malgré la variation de V_{pv} .

En somme, nous constatons que, face aux variations de la tension V_{pv} , l'observateur d'état étendu standard utilisé est robuste mais la commande ne permet pas de suivre exactement les références définies pendant la période perturbée.

5.7.2 Variation de la charge

Supposons que le courant de charge I_{load} est perturbé et évolue comme suit :

$$I_{load} = \begin{cases} 12 \text{ A, pour } t \in [0; 0,25[\text{ s} \\ 10 \text{ A, pour } t \in [0,25; 0,5[\text{ s} \\ 8 \text{ A, pour } t \in [0,5; 1] \text{ s} \\ 12 \text{ A, pour } t \in [1; 2] \text{ s} \end{cases} \quad (5.25)$$

Nous constatons que la variation de la charge I_{load} influence sur le courant I_L réel et estimé. La Figure 72 montre qu'aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) le courant subit des oscillations et est dévié de la référence. La courbe d'erreur tend vers zéro et il est difficile d'observer des modifications pendant les instants de variation de la charge. Ainsi l'estimateur estime bien le courant mais la commande ne permet pas que le courant suive la référence pendant les périodes de perturbations.

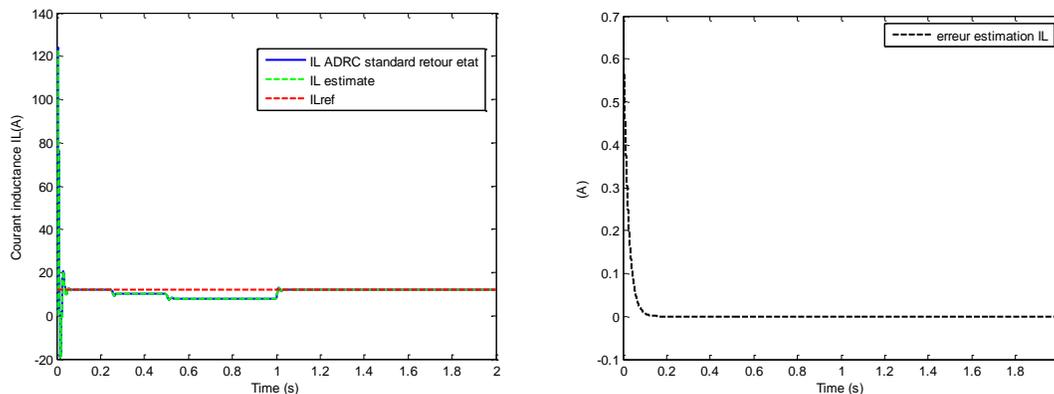


Figure 72 Courant I_L réel et estimé par SADRC subissant la variation de la charge

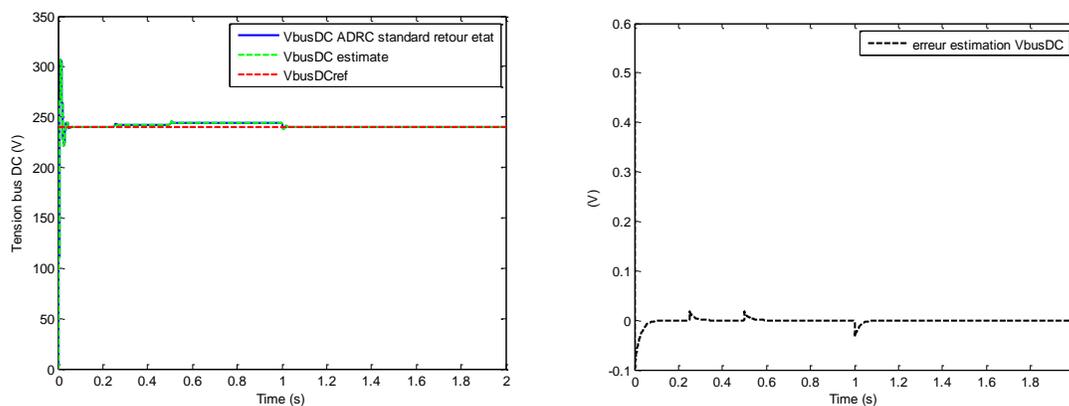


Figure 73 Tension V_{busDC} réelle et estimée par SADRC subissant la variation de la charge

Nous constatons également que la tension du bus DC, à la Figure 73, subit également des oscillations aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) de la charge. La tension du bus DC subit des oscillations de petites amplitudes. La courbe d'erreur d'estimation montre des pics instantanés à ces instants. Cette courbe d'erreur montre que l'estimateur utilisé est robuste aux perturbations venant de la charge.

Nous constatons que la variation de la charge influence peu les perturbations d_1 .

La Figure 74 montre qu'aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) les

perturbations d_1 subissent des légères perturbations due à la variation de la charge. La courbe d'erreur d'estimation montre des pics instantanés (de l'ordre de 3) à ces instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations d_1 malgré la variation de de la charge.

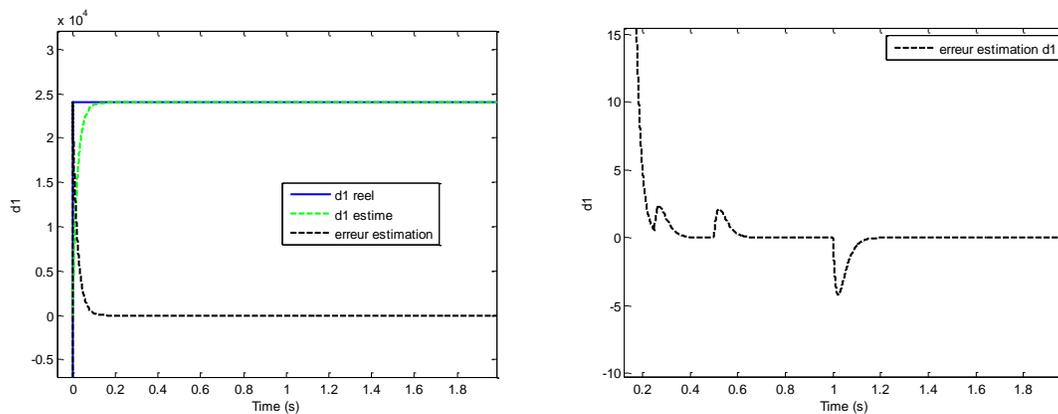


Figure 74 Estimation des perturbations d_1 par SADRC subissant la variation de la charge

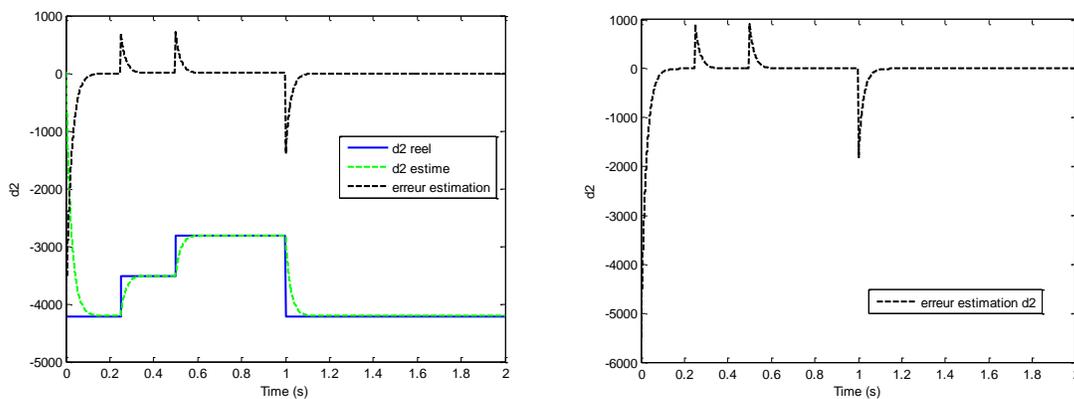


Figure 75 Estimation des perturbations d_2 par SADRC subissant la variation de la charge

La variation de la charge influence directement les perturbations d_2 tel que mentionné à la Remarque 2. La Figure 75 montre qu'aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) les perturbations d_2 suivent l'allure de la variation de la charge. La courbe d'erreur d'estimation montre des pics élevés (de l'ordre de 1000) à ces

instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations $d2$ malgré la variation de la charge.

En somme, nous constatons que, face aux variations de la charge, l'observateur standard d'état étendu est robuste mais la commande ne permet pas de suivre exactement les références.

Dans ce chapitre, la commande standard du rejet actif des perturbations a été appliquée au sous-système PV/hacheur/charge. Il ressort de ce travail que l'observateur standard d'état étendu est robuste aux perturbations. Par ailleurs nous constatons des légères oscillations en début des simulations et pendant les instants de variation des perturbations, et en plus la commande n'arrive pas à faire suivre les références pendant les périodes de perturbations.

Toutefois, il faut noter que trouver les paramètres de convergence de l'observateur d'état étendu et de la commande est laborieuse ; en même temps il est constaté que le temps de simulation réel est long (près de 5 minutes sans variations des perturbations et près de 10 minutes avec variation des perturbations). Au prochain chapitre, nous appliquerons la commande par rejet actif généralisée au sous-système, qui utilise l'observateur d'état de Luenberger étendu dont le dimensionnement semble être plus dynamique.

CHAPITRE 6

COMMANDE GÉNÉRALISÉE DU REJET ACTIF DES PERTURBATIONS DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE

Ce chapitre a pour objectifs de tester la commande du rejet actif des perturbations généralisée ou encore en anglais « Generalized Active Disturbance Rejection control (GADRC) » appliquée au sous-système PV/hacheur/charge. Il s'agit de :

- formuler le modèle d'état dynamique et le modèle d'état dynamique étendu;
- concevoir un observateur d'état de Luenberger étendu encore appelé observateur d'état généralisé ou encore en anglais « Generalized extended state observer (GESO) » afin d'estimer les états du système et estimer les états étendus ou les perturbations/défauts au système ;
- concevoir une loi de commande et vérifier la robustesse du système face aux perturbations du PV, et de la charge.

6.1 MODELE D'ETAT DYNAMIQUE NOMINAL

Le modèle dynamique, équation (5.12) du chapitre précédent, peut se réécrire sous forme d'équations d'état suivante :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) + E_d d(t, x, u) \\ y(t) = Cx(t) + Du(t) \end{cases} \quad (6.1)$$

avec

$$x(t) = \begin{bmatrix} i_{L_{pv}}(t) & V_{bus_dc}(t) \end{bmatrix}^T, y(t) = \begin{bmatrix} i_{L_{pv}} & V_{bus_dc} \end{bmatrix}^T, u(t) = \begin{bmatrix} x_{2_ref}(t) \cdot \mu & x_{1_ref}(t) \cdot \mu \end{bmatrix}^T$$

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} & -\frac{1}{L_{pv}} \\ \frac{1}{C_{dc}} & 0 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{pv}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{dc}} \end{bmatrix}, C = I_{2 \times 2}, E_d = I_{2 \times 2}, D = 0_{2 \times 2}$$

$$\text{et } d(x, u, t) = \begin{pmatrix} d_1(x, u, t) \\ d_2(x, u, t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{V_{pv}}{L_{pv}} + \left(\frac{1}{L_{pv}} x_2(t) - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv}} \right) \cdot \mu \\ -\frac{1}{C_{dc}} I_{load} + \left(-\frac{1}{C_{dc}} x_1(t) + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \right) \cdot \mu \end{pmatrix}$$

Ce modèle est non linéaire par l'expression de $d(t, x, u)$.

Remarque 3 : Contrôlabilité et Observabilité du système nominal (système sans perturbations).

Posons $n(A)$ l'ordre de la matrice A , $n(A) = 2$.

$\text{rang}([B \ AB]) = n(A)$, donc (A, B) est contrôlable.

$\text{rang}([C \ CA]^T) = n(A)$, donc (A, C) est observable.

6.2 MODÈLE D'ÉTAT ÉTENDU

Similairement à l'observateur d'état étendu standard présenté au chapitre précédent, ajoutons des variables étendues au système.

$$\begin{cases} x_{n+1} = d_1(t) \\ x_{n+2} = d_2(t) \end{cases} \text{ et } \begin{cases} h_1 = \dot{d}_1(t) \\ h_2 = \dot{d}_2(t) \end{cases} \quad (6.2)$$

L'équation d'état étendue s'écrit:

$$\begin{cases} \dot{x}_e(t) = A_e x_e(t) + B_e u(t) + E h(t) \\ y_e(t) = C_e x_e(t) \end{cases} \quad (6.3)$$

avec $x_e(t) = [i_{L_{pv}}(t) \quad V_{bus_dc}(t) \quad d_1(t) \quad d_2(t)]^T$, $u(t) = [x_{2_ref}(t) \cdot \mu \quad x_{1_ref}(t) \cdot \mu]^T$,

$$h(t) = [h_1(t) \quad h_2(t)]^T$$

$$A_e = \begin{bmatrix} \frac{-R_{pv}}{L_{pv}} & -\frac{1}{L_{pv}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{C_{dc}} & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, B_e = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{pv}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{dc}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, C_e = [C \quad 0_{2 \times 2}]^T, E = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Remarque 4 : Commandabilité et Observabilité du système d'état étendu.

Posons $n(A_e)$ l'ordre de la matrice A_e , $n(A_e) = 4$.

$\text{rang} \left(\begin{bmatrix} B_e & A_e B_e & A_e^2 B_e & A_e^3 B_e \end{bmatrix} \right) \neq n(A_e)$, donc (A_e, B_e) n'est pas contrôlable

$\text{rang} \left(\begin{bmatrix} C_e & C_e A_e & C_e A_e^2 & C_e A_e^3 \end{bmatrix}^T \right) = n(A_e)$, donc (A_e, C_e) est observable

Donc le système étendu permet d'observer les états et les perturbations.

Remarque 5: Ce système est partiellement contrôlable pour les états nominaux du système mais non contrôlable pour les états étendus.

Il est normal que la partie étendue soit non contrôlable puisqu'il n'est pas important, voire impossible de contrôler les perturbations d'un système. Le plus important serait de rejeter les perturbations et de contrôler les états du système.

6.3 OBSERVATEUR GÉNÉRALISÉ D'ÉTAT ÉTENDU

A partir du modèle d'état étendu précédent, l'observateur d'état de Luenberger étendu généralisé est conçu comme suit :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}}_e(t) = A_e \hat{x}_e(t) + B_e u(t) + L(y - \hat{y}_e) \\ \hat{y}_e(t) = C_e \hat{x}_e(t) \end{cases} \quad (6.4)$$

avec $\hat{x}_e(t) = \left[(\hat{x}(t))^T \quad (\hat{d}(t))^T \right]^T = \left[\hat{i}_{L_{pv}}(t) \quad \hat{V}_{bus_dc}(t) \quad \hat{d}_1(t) \quad \hat{d}_2(t) \right]^T$ qui sont les estimées des variables d'état $x_e(t) = \left[i_{L_{pv}}(t) \quad V_{bus_dc}(t) \quad d_1(t) \quad d_2(t) \right]^T$.

$L \in \mathbb{R}^{4 \times 2}$ est le gain de l'observateur d'état étendu à dimensionner.

6.4 LOI DE COMMANDE

En supposant que les deux états sont mesurables ou estimables, pour atténuer les perturbations du système en régime permanent, la loi de commande appropriée [163, 164] proposée est la suivante :

$$u(t) = \bar{u}_0(t) + K_x \hat{x} + K_d \hat{d} \quad (6.5)$$

avec K_x est le gain de commande par retour d'état du sous-système nominal, K_d est le gain de compensation des perturbations à dimensionner.

$\bar{u}_0(t) = \ell^{-1}(C(s)E(s))$, $C(s)$ est un contrôleur du modèle interne avec retour d'état du système nominal, $E(s)$ est la transformation de Laplace de l'erreur $e(t)$ (équation 6.6), et ℓ^{-1} est la transformée de Laplace inverse.

$$e(t) = r(t) - y(t) = \begin{bmatrix} i_{L_{pv_ref}} & V_{busdc_ref} \end{bmatrix}^T - \begin{bmatrix} i_{L_{pv}} & V_{bus_dc} \end{bmatrix}^T \quad (6.6)$$

Le schéma bloc de la structure de la commande du rejet actif généralisée est présenté à la Figure 76.

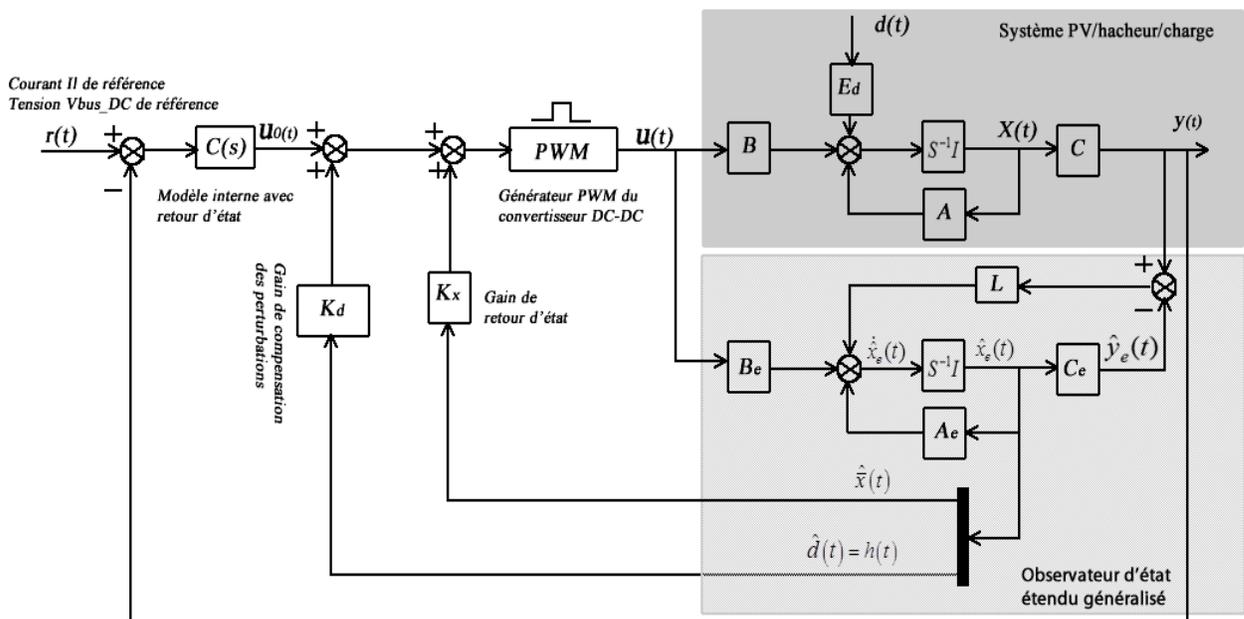


Figure 76 Diagramme bloc de la commande ADRCG d'un système PV/hacheur/charge
©albert ayang

6.5 ANALYSE DE STABILITÉ ET DU REJET ACTIF

6.5.1 Analyse de stabilité

Hypothèse 3: Les perturbations et leurs dérivées sont bornées, et ont des valeurs constantes en régime permanent, c'est-à-dire $\lim_{t \rightarrow \infty} \dot{d}_i(t, x, u)$ et

$\lim_{t \rightarrow \infty} d_i(t, x, u) \approx D_i \approx \text{constante}$, avec $i = 1, 2$.

Les erreurs d'estimation des variables d'état et des perturbations sont définies comme suit :

$$\varepsilon = x_e - \hat{x}_e = \begin{bmatrix} i_{L_{pv}}(t) - \hat{i}_{L_{pv}}(t) & V_{bus_dc}(t) - \hat{V}_{bus_dc}(t) & d_1(t) - \hat{d}_1(t) & d_2(t) - \hat{d}_2(t) \end{bmatrix}^T$$

De l'équation d'état étendu (6.3) et celle de l'observateur d'état étendu généralisé (6.4), l'équation d'état dynamique de l'erreur est donnée par :

$$\dot{\varepsilon}(t) = (A_e - LC_e)\varepsilon(t) + Eh(t) \quad (6.7)$$

Lemme 1 : [165, 166] Supposons que le vecteur gain L de l'observateur d'état étendu soit choisi de telle manière que $(A_e - LC_e)$ est une matrice Hurwitz, ainsi l'erreur de l'observation $\varepsilon(t)$ pour l'observateur d'état étendu est bornée pour toute perturbations $d_i(t)$ bornée.

Lemme 2 : [165, 166] Pour tout système dynamique $\dot{\eta} = M\eta + g(\eta)$ avec $\eta \in R^n$ et $M \in R^{n \times n}$. La variable d'état η est bornée si la matrice M est Hurwitz et $g(\eta)$ est borné.

Théorème 3 : [165, 167] Supposons l'hypothèse 3 vraie. Si le vecteur gain L de l'observateur et le gain de commande par retour d'état K_x sont choisis de telle manière que $(A_e - LC_e)$ et $(A + BK_x)$ sont des matrices Hurwitz, respectivement, ainsi la stabilité de l'observateur d'état étendu généralisé du sous-système PV/hacheur/charge est établie.

Supposons que $C(A + BK_x)^{-1}B$ est inversible, alors le gain de compensation des perturbations prend la forme : $K_d = -\left[C(A + BK_x)^{-1}B \right]^{-1} C(A + BK_x)^{-1} E_d$ (6.8)

Théorème 4 : [165, 167] Supposons que l'hypothèse 1 est vraie. Pour le modèle d'état avec perturbations, si les conditions suivantes sont satisfaites :

- 1- $(A_e - LC_e)$ est une matrice Hurwitz ;
- 2- $(A + BK_x)$ est une matrice Hurwitz ;
- 3- $C(A + BK_x)^{-1} B$ est inversible.

Alors les perturbations $d(x,t)$ peuvent être atténuées au niveau de la sortie du sous-système en régime permanent grâce à la loi de commande

$$u(t) = \bar{u}_0(t) + K_x \hat{x}(t) + K_d \hat{d}(t) \text{ avec } K_d = -\left[C(A + BK_x)^{-1} B \right]^{-1} C(A + BK_x)^{-1} E_d.$$

Remarque 6 : Comme indiqué dans [168], il est pratiquement impossible d'éliminer totalement les perturbations sur les états du système. Dans ce cas, l'un des objectifs principaux à réaliser est d'éliminer les effets des perturbations à la sortie du système. Le théorème 4 fournit assez d'information sur les conditions nécessaires pour l'observateur d'état étendu généralisé en boucle fermée, qui garantissent la stabilité et que les perturbations peuvent être atténuées à la sortie du système en régime permanent.

Il peut être utilisé directement pour concevoir les gains de l'observateur d'état étendu et la commande par retour d'état.

6.5.2 Analyse du rejet actif des perturbations

En substituant les expressions $\varepsilon_x(t) = x(t) - \hat{x}(t)$, $\varepsilon_d(t) = d(t) - \hat{d}(t)$ et $u(t) = \bar{u}_0(t) + K_x \hat{x}(t) + K_d \hat{d}(t)$ dans l'équation (6.1), on obtient :

$$x(t) = (A + BK_x)^{-1} \left[\dot{x}(t) - B\bar{u}_0(t) + (BK_d + E_d)\varepsilon_d(t) - (BK_d + E_d)d(t) + BK_x \varepsilon_x(t) \right] \quad (6.9)$$

En substituant les expressions $K_d = -\left[C(A+BK_x)^{-1} B \right]^{-1} C(A+BK_x)^{-1} E_d$ et celle de l'équation (6.9) dans l'équation (6.1), on obtient l'expression de sortie suivante :

$$y(t) = Cx(t) = C(A+BK_x)^{-1} \dot{x}(t) - C(A+BK_x)^{-1} B\bar{u}_0(t) + C(A+BK_x)^{-1} BK_x \varepsilon_x(t) \quad (6.10)$$

De l'expression (6.10), on peut observer que la sortie ne contient pas l'expression des perturbations du système. Ainsi, on peut conclure qu'il y a un rejet actif des perturbations à la sortie du système.

6.6 ALGORITHME DE DIMENSIONNEMENT DE L'OBSERVATEUR

Étape 1 Dimensionner le gain L de l'observateur d'état étendu par la méthode de placement des pôles, tout en s'assurant que $(A_e - LC_e)$ soit une matrice Hurwitz ;

Étape 2 Dimensionner le gain K_x de la commande par retour d'état par la méthode de placement de pôle, tout en s'assurant que $(A+BK_x)$ soit une matrice Hurwitz ;

Étape 3 Vérifier si $C_0(A+BK_x)^{-1} B$ est inversible, sinon retourner à l'étape 2 et redimensionner K_x ;

Étape 4 Calculer le gain $K_d = -\left[C_0(A+BK_x)^{-1} B \right]^{-1} C_0(A+BK_x)^{-1} E_d$.

6.7 SIMULATIONS - RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Les paramètres de simulation utilisés sont ceux du Tableau 18 du chapitre précédent.

Pour un placement de pôles $polesA = [-6 \ -9]$ sur le système nominal, nous

obtenons un gain de retour d'état : $K_x = \begin{bmatrix} -0,004 & -0,0042 \\ -0,0833 & -0,0021 \end{bmatrix}$

On obtient les valeurs propres suivantes $\{-6; -9\}$ de la matrice $(A+BK_x)$. Les parties réelles des valeurs propres sont négatives, donc $(A+BK_x)$ est une matrice Hurwitz assurant ainsi la stabilité des solutions du système nominal. De même $(A+BK_x)$ est Hurwitz par ses valeurs propres.

Ainsi $K_d = -\left[C(A+BK_x)^{-1} B \right]^{-1} C(A+BK_x)^{-1} E_d$ est obtenu:

$$K_d = 10^{-3} * \begin{bmatrix} -0,0208 & 0 \\ 0 & 0,2375 \end{bmatrix}.$$

Pour déterminer L, on choisit les pôles suivants à placer :

$polesA_e = [-70 \ -315 \ -475 \ -2160]$. Le gain de l'observateur d'état étendu L est

obtenu en plaçant les pôles tel que $k = place(A_e^T, C_e^T, polesA_e)$ et $L = (k)^T$. Ce

placement de pôles dans le système étendu, nous permet d'obtenir le gain suivant :

$$L = \left(\begin{bmatrix} 2435 & 350,8 & 1026000 & 0 \\ -200 & 385 & 0 & 22050 \end{bmatrix} \right)^T$$

Les valeurs propres de la matrice $(A_e - LC_e)$ sont les suivantes : $\{-2160; -475; -315; -70\}$, elles sont négatives, donc $(A_e - LC_e)$ est une matrice Hurwitz assurant ainsi la stabilité des solutions de l'observateur d'état étendu de Luenberger.

La Figure 77 nous permet de constater que les courants réel et estimé suivent la référence en régime permanent. En début de simulation (régime transitoire) on observe un pic (de l'ordre de 95 A). La courbe d'erreurs entre les valeurs réelles et estimées tend vers zéro.

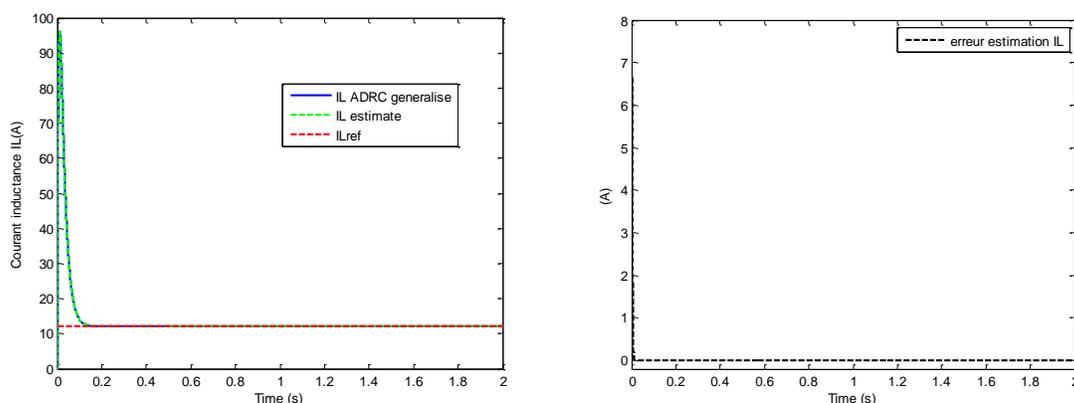
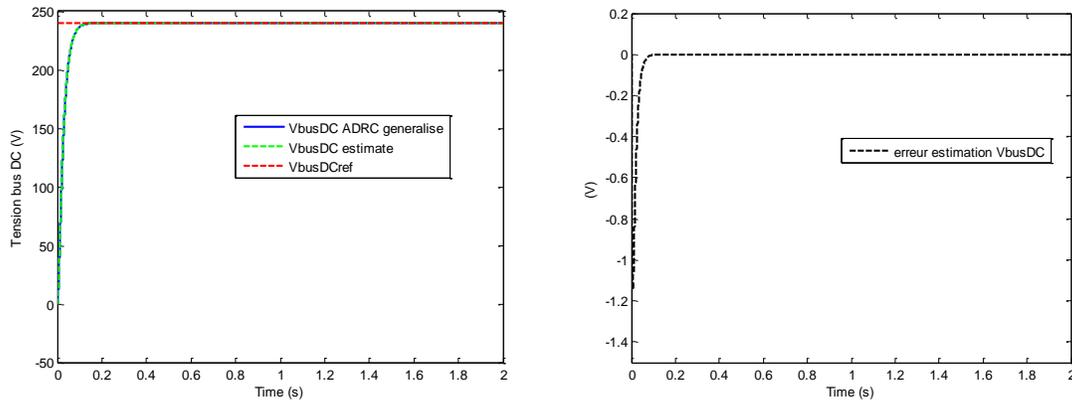
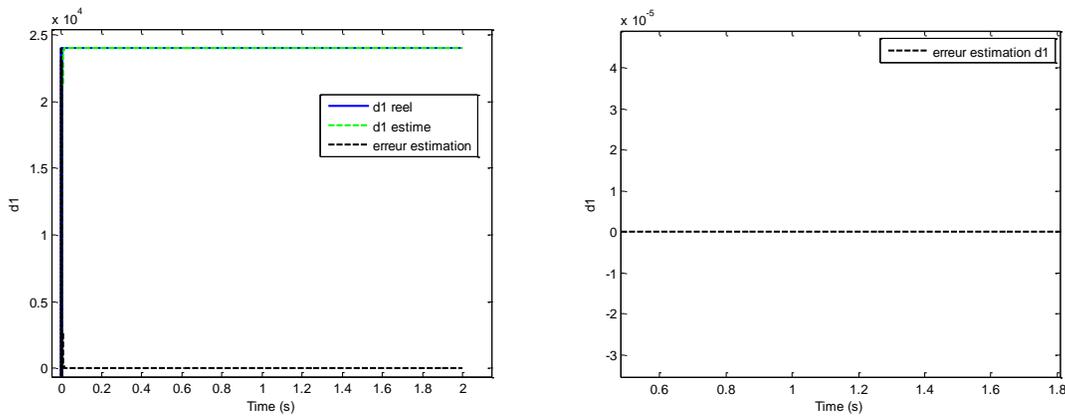


Figure 77 Estimation du courant de l'inductance par GADRC

La Figure 78 illustre la tension du bus DC réelle et estimée. On constate que l'estimateur utilisé estime bien la tension et la commande permet de suivre la référence sans aucune oscillation en régime transitoire. On constate que la courbe d'erreurs d'estimation de la tension du bus DC tend pratiquement vers zéro.

Figure 78 Estimation de la tension V_{bus} par GADRC

La Figure 79 montre les perturbations $d1$ réelles et estimées du système. On constate que les valeurs estimées, par le modèle généralisé, suivent les valeurs réelles des perturbations. On constate que la courbe d'erreurs tend vers zéro soit de l'ordre de 10^{-5} .

Figure 79 Estimation des perturbations $d1$ par GADRC

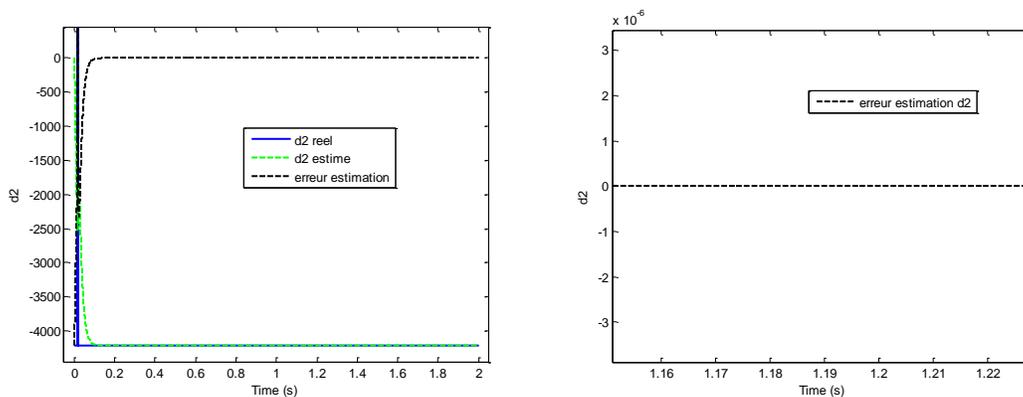


Figure 80 Estimation des perturbations d2 par GADRC

La Figure 80 montre les perturbations d_2 réelles et estimées du système. On constate que les valeurs estimées, par le modèle généralisé, suivent les valeurs réelles des perturbations. On constate également que la courbe d'erreurs tend vers zéro soit de l'ordre de 10^{-6} .

6.8 TEST DE ROBUSTESSE DE LA COMMANDE GÉNÉRALISÉE

Dans cette section, nous cherchons à tester la robustesse de la commande du rejet actif généralisé face aux perturbations/défauts du PV et de la charge.

6.8.1 Variation de la tension du PV

Supposons que la tension V_{pv} est perturbée et évolue comme suit:

$$V_{pv} = \begin{cases} 120 \text{ V, pour } t \in [0; 0,5] \text{ s} \\ 110 \text{ V, pour } t \in [0,5; 1] \text{ s} \\ 120 \text{ V, pour } t \in [1; 2] \text{ s} \end{cases} \quad (6.11)$$

Nous constatons que la variation de la tension V_{pv} influence sur les courants I_L réel et estimé. La Figure 81 montre qu'aux instants de variation (0,5 s; 1 s) le courant subit des chutes de petites amplitudes. La courbe d'erreur d'estimation montre des pics (d'ordre de 0,8 A) à ces instants. Cette courbe d'erreur montre

que l'estimateur utilisé estime bien le courant I_L malgré les perturbations venant du panneau Photovoltaïque.

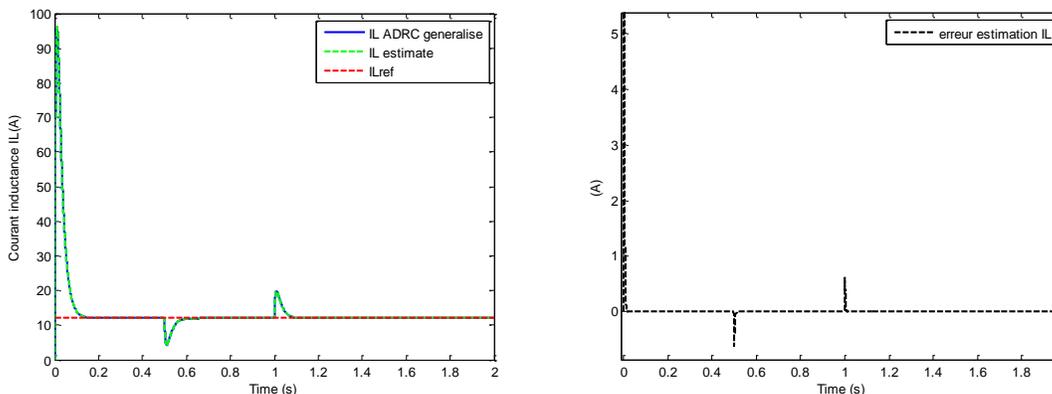


Figure 81 Courant I_L réel et estimé par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

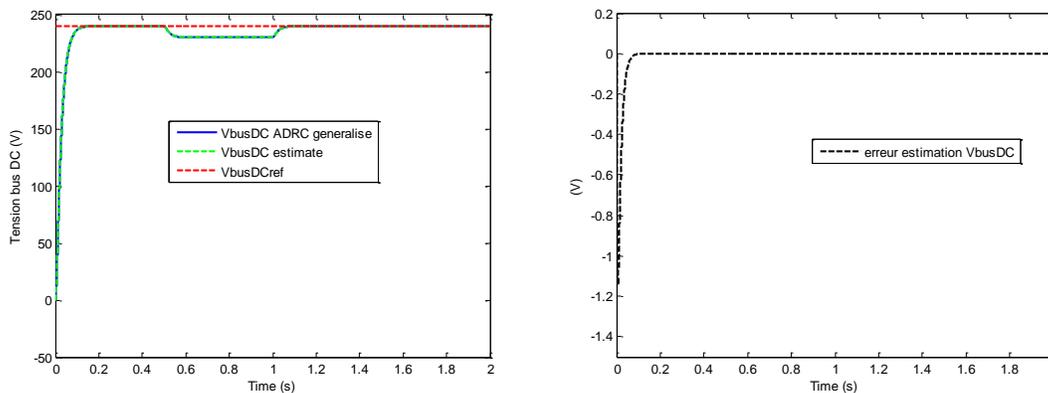


Figure 82 Tension V_{busDC} réelle et estimée par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

Nous constatons également que la tension du bus DC, à la Figure 82, est influencée par la variation de la tension du PV; ici la tension du bus DC prend la forme de la variation de la tension du PV. La tension du bus DC a ainsi du mal à suivre la référence lorsque la tension du panneau Photovoltaïque subit des variations. La courbe d'erreur d'estimation de la tension du bus DC montre que

l'estimateur utilisé est robuste aux perturbations venant du PV mais la commande ne permet pas de suivre la référence définie.

La variation de la tension V_{pv} influence directement les perturbations $d1$. La Figure 83 montre qu'aux instants de variation (0,5 s; 1 s) les perturbations $d1$ prend la forme de la variation de la tension V_{pv} . La courbe d'erreur d'estimation montre des pics élevés (de l'ordre de 2000) à ces instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations $d1$ malgré la variation de V_{pv} .

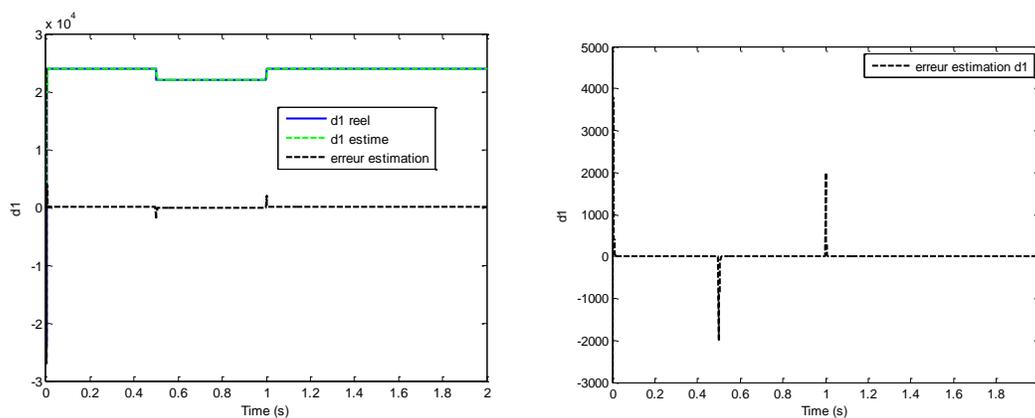


Figure 83 Estimation des perturbations $d1$ par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

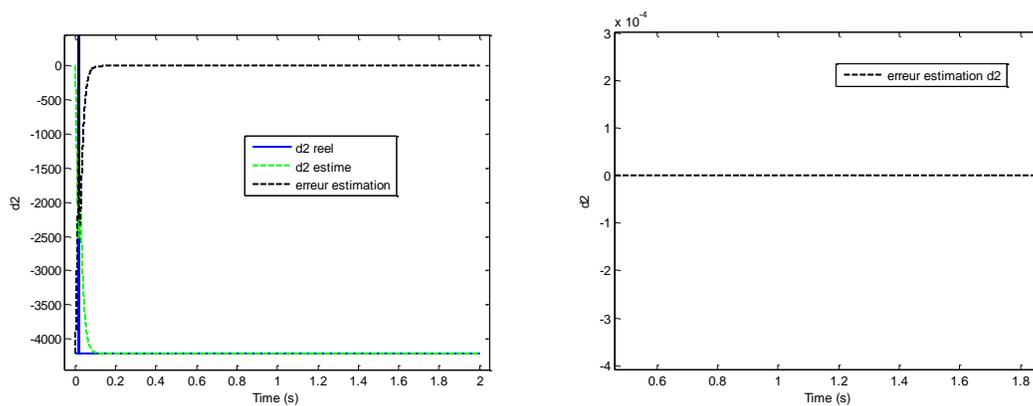


Figure 84 Estimation des perturbations $d2$ par GADRC subissant la variation de la tension V_{pv}

Visiblement en observant la Figure 84, on constate que la variation de la tension V_{pv} influence très peu les perturbations $d2$. La Figure 84 montre qu'aux instants de variation (0,5 s; 1 s) les perturbations $d2$ ne subissent pas des variations instantanément. La courbe d'erreur d'estimation ne montre aucun pic à ces instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations $d2$ malgré la variation de V_{pv} .

Ainsi, face aux variations de la tension V_{pv} , l'observateur d'état étendu généralisé est robuste mais la commande ne permet pas de suivre exactement les références définies.

6.8.2 Variation de la charge

Supposons que le courant de charge I_{load} est perturbé et évolue comme suit :

$$I_{load} = \begin{cases} 12 \text{ A, pour } t \in [0; 0,25[\text{ s} \\ 10 \text{ A, pour } t \in [0,25; 0,5[\text{ s} \\ 8 \text{ A, pour } t \in [0,5; 1] \text{ s} \\ 12 \text{ A, pour } t \in [1; 2] \text{ s} \end{cases} \quad (6.12)$$

La Figure 85 montre qu'aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) le courant prend la forme de la variation de la charge et est dévié de la référence fixée. La courbe d'erreur d'estimation montre une bonne estimation du courant. Ainsi l'estimateur estime bien le courant mais ce dernier n'arrive pas à suivre exactement la référence définie.

Nous constatons également que la tension du bus DC, à la Figure 86, prend la forme de la variation de la charge aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s). La

tension du bus DC subit des chutes aux instants de variation de la charge. La courbe d'erreur d'estimation montre des pics (maximalement de 0,2) à ces instants. Cette courbe d'erreur montre que l'estimateur utilisé est robuste aux perturbations venant de la charge.

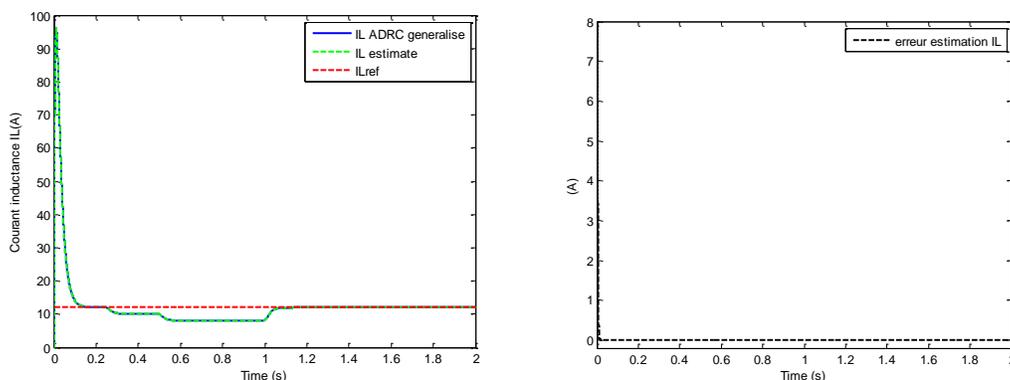


Figure 85 Courant IL réel et estimé par GADRC subissant la variation de la charge

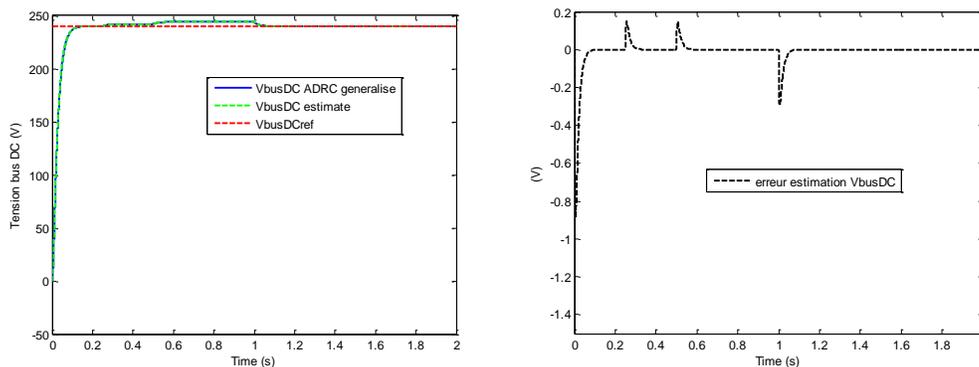


Figure 86 Tension V_{busDC} réelle et estimée par GADRC subissant la variation de la charge

Nous constatons que la variation de la charge influence très peu les perturbations d_1 . Visiblement, la Figure 87 montre qu'aux instants de variation (0,25 s; 0.5 s; 1 s) les perturbations d_1 ne subissent pas des fluctuations dues à la variation de la charge. La courbe d'erreur d'estimation ne montre aucun pic à ces instants. Toutefois l'estimateur utilisé estime les perturbations d_1 malgré la variation de la charge.

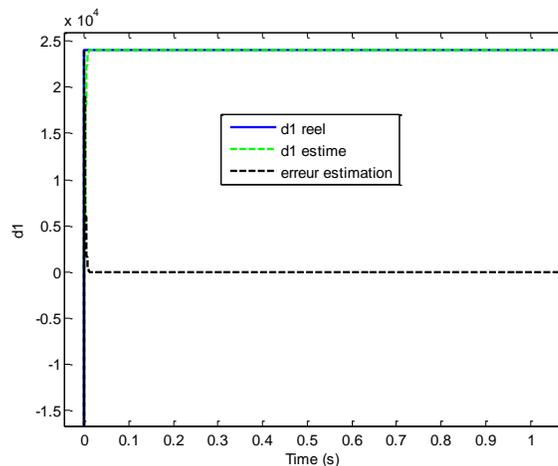


Figure 87 Estimation des perturbations d_1 par GADRC subissant la variation de la charge

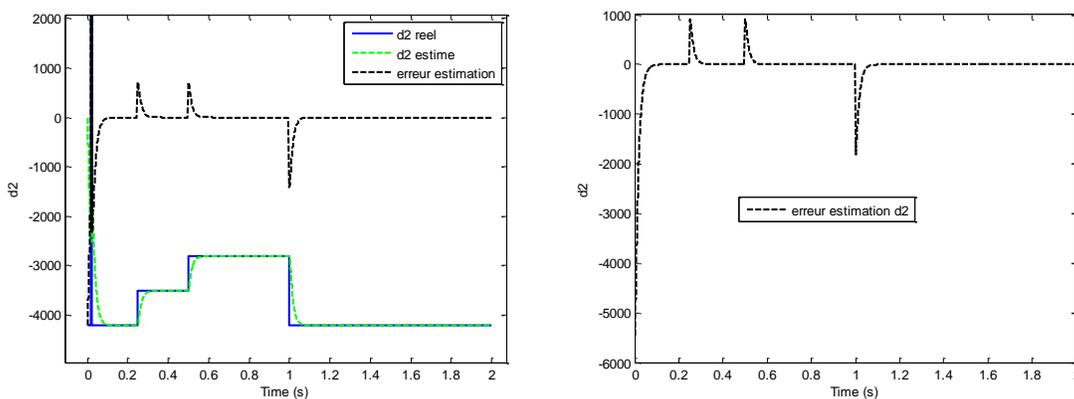


Figure 88 Estimation des perturbations d_2 par GADRC subissant la variation de la charge

La variation de la charge influence directement les perturbations d_2 . La Figure 88 montre qu'aux instants de variation (0.25 s, 0.5 s, 1 s) les perturbations d_2 suivent l'allure de la variation de la charge. La courbe d'erreur d'estimation montre des pics élevés (de l'ordre de 2000) à ces instants. Malgré la variation de la charge, les perturbations estimées suivent les perturbations réelles.

Nous constatons que, face aux variations de la charge, l'observateur d'état étendu généralisé est robuste mais la commande ne permet pas de suivre exactement les références définies.

Dans ce chapitre, la commande généralisée du rejet actif des perturbations a été appliquée au sous-système PV/hacheur/charge. Il ressort de ce travail que l'observateur généralisé d'état étendu est robuste aux perturbations. Par ailleurs nous constatons que la commande utilisée ne fait pas suivre les références fixées pendant les périodes perturbées.

Toutefois, il faut noter qu'ici la conception et le dimensionnement des gains utilisés pour une bonne stabilité des états, sont mieux structurés et moins laborieux. En plus, il faut souligner que les temps de simulation réels sont relativement bas (près de 10 s sans variations des perturbations et près de 30 s avec variation des perturbations) par rapport à la commande du rejet actif des perturbations standard étudiée au chapitre précédent.

Pour maintenir les états du système sur la référence malgré les perturbations ou variations externes, au prochain chapitre, nous faisons appel à une commande reconnue robuste dans la littérature, à savoir la commande par mode glissant associée à l'observateur généralisé d'état étendu étudié dans l'actuel chapitre.

CHAPITRE 7

ANALYSE DES DÉFAUTS DU SOUS-SYSTÈME PV/HACHEUR/CHARGE PAR LA MISE EN COMMUN DE L'OBSERVATEUR GÉNÉRALISÉ D'ÉTAT ÉTENDU ET LA COMMANDE ROBUSTE PAR MODE GLISSANT

7.1 MODÉLISATION DES PERTURBATIONS/DÉFAUTS

Dans les applications pratiques, la modélisation du système est généralement obtenue sous plusieurs hypothèses. Il faut par exemple négliger les pertes de commutation afin de simplifier le dimensionnement des convertisseurs. Toutefois, ces modèles sont inexacts et peuvent différer du comportement réel du système sous certaines conditions d'utilisation. Ainsi, un contrôleur ou un régulateur devrait être conçu pour être robuste face aux perturbations internes et externes. Pour cette raison, les variations des paramètres, à savoir L_{pv} , R_{pv} , et C_{dc} sont totalement considérées et incluses dans le modèle de sorte que la robustesse du contrôleur ou du régulateur soit effective. Ces paramètres sont écrits comme suit:

$L_{pv} = L_{pv0} + \Delta L_{pv}$, $R_{pv} = R_{pv0} + \Delta R_{pv}$, $C_{dc} = C_{dc0} + \Delta C_{dc}$ où L_{pv0} , R_{pv0} et C_{dc0} sont les valeurs nominales, et ΔL_{pv} , ΔR_{pv} , et ΔC_{dc} sont les modifications ou perturbations/défauts sur les paramètres nominaux qui peuvent être considérés comme des signaux variants inconnus dus aux défauts.

Les variations de la charge I_{load} sont considérées aussi comme des perturbations/défauts venant de la charge (exemple l'augmentation ou la chute

brusque du courant de la charge due à des courts circuits ou des chutes de tension).

Les variations de la tension V_{pv} sont généralement dues aux perturbations/défauts des PV (phénomènes d'ombrage, fissures des panneaux, défauts des diodes de protection qui modifient la tension à la sortie du panneau photovoltaïque ...).

Plusieurs types des perturbations/défauts peuvent être modélisés dans ce sous-système [169-171] :

- Les défauts ou perturbations à l'entrée du convertisseur venant du panneau photovoltaïque ($V_{pv}(t)$) et de la charge ($I_{load}(t)$). Ici les grandeurs deviennent respectivement $\bar{V}_{pv}(t) = V_{pv0}(t) + \Delta V_{pv}(t)$ et $\bar{I}_{load}(t) = I_{load0}(t) + \Delta I_{load}(t)$;
- Les défauts sur le convertisseur (dégradations des composantes passives et/ou de l'interrupteur), ici les défauts modifient les matrices A et B tel que $\bar{A} = A_o + \Delta A$ et $\bar{B} = B_o + \Delta B$;
- Les défauts de l'interrupteur modifiant la commande $u(t)$ tel que $\bar{u}(t) = u_o(t) + \Delta u(t)$;
- Les défauts ou perturbations sur les capteurs à la sortie du sous-système, ce qui modifie la matrice de sortie $\bar{C} = C_o + \Delta C$.

Ainsi le modèle d'état décrit au chapitre précédent est modifié.

7.2 SYSTÈME PERTURBÉ/DÉFAILLANT

Le modèle d'état défaillant prend ainsi la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = \bar{A}x(t) + \bar{B}\bar{u}(t) + E_d\bar{d}(t) \\ y(t) = \bar{C}x(t) + \bar{D}\bar{u}(t) + F_d\bar{d}(t) \end{cases} \quad (7.1)$$

Hypothèse 4:

- Dans ce travail, nous supposons que les capteurs de mesure et l'interrupteur (ST) sont sans défauts : $\bar{C} = C$, $F_d = 0_{2 \times 2}$, $\bar{u}(t) = u_0(t)$, $\bar{D} = 0_{2 \times 2}$.
- Les perturbations/défauts considérés sont ceux qui modifient les composantes passives du hacheur, et ceux qui modifient la tension $V_{pv}(t)$ du panneau PV et le courant de la charge $I_{load}(t)$.

7.3 MODIFICATIONS DES PERTURBATIONS $d(x, u, t)$

Les variations apportées aux composantes du sous-système modifient $d_1(x, u, t)$

de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \bar{d}_1(x, u, t) = & \frac{V_{pv0}}{L_{pv0}} + \left(-\frac{V_{pv0}}{L_{pv0}} + \frac{V_{pv0} + \Delta V_{pv}}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) + \left(\frac{1}{L_{pv0}} x_2(t) + \left(-\frac{1}{L_{pv0}} x_2(t) + \frac{1}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} x_2(t) \right) \dots \right. \\ & \left. \dots - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} + \left(\frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) \right) \mu \end{aligned} \quad (7.2)$$

$$\text{Posons } \begin{cases} \Delta \left(\frac{V_{pv}}{L_{pv}} \right) = \left(-\frac{V_{pv0}}{L_{pv0}} + \frac{V_{pv0} + \Delta V_{pv}}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) \\ \Delta \left(\frac{x_2(t)}{L_{pv}} \right) = \left(-\frac{1}{L_{pv0}} x_2(t) + \frac{1}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} x_2(t) \right) \\ \Delta \left(\frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} \right) = \left(\frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) \end{cases} \quad (7.3)$$

$$\text{Ainsi } \bar{d}_1(x, u, t) = d_1(x, u, t) + \Delta d_1(x, u, t) \quad (7.4)$$

$$\text{avec } d_1(x, u, t) = \frac{V_{pv0}}{L_{pv0}} + \left(\frac{1}{L_{pv0}} x_2(t) - \frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} \right) \cdot \mu$$

$$\text{et } \Delta d_1(x, u, t) = \Delta \left(\frac{V_{pv}}{L_{pv}} \right) + \Delta \left(\frac{x_2(t)}{L_{pv}} \right) \cdot \mu + \Delta \left(\frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} \right) \cdot \mu$$

Les variations apportées aux composantes du sous-système modifient

$d_2(x, u, t)$ de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \bar{d}_2(x, u, t) = & -\frac{I_{load0}}{C_{dc0}} + \left(\frac{I_{load0}}{C_{dc0}} - \frac{I_{load0} + \Delta I_{load}}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) + \left(-\frac{x_1(t)}{C_{dc0}} + \left(\frac{x_1(t)}{C_{dc0}} - \frac{x_1(t)}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \dots \right. \\ & \left. \dots + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc0}} + \left(-\frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc0}} + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \right) \mu \end{aligned} \quad (7.5)$$

$$\text{Posons } \begin{cases} \Delta \left(\frac{I_{load}}{C_{dc}} \right) = \left(\frac{I_{load0}}{C_{dc0}} - \frac{I_{load0} + \Delta I_{load}}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \\ \Delta \left(\frac{x_1(t)}{C_{dc}} \right) = \left(\frac{x_1(t)}{C_{dc0}} - \frac{x_1(t)}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \\ \Delta \left(\frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \right) = \left(-\frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc0}} + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \end{cases} \quad (7.6)$$

$$\text{Ainsi } \bar{d}_2(x, u, t) = d_2(x, u, t) + \Delta d_2(x, u, t) \quad (7.7)$$

$$\text{avec } d_2(x, u, t) = -\frac{I_{load0}}{C_{dc0}} + \left(-\frac{x_1(t)}{C_{dc0}} + \frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc0}} \right) \cdot \mu$$

$$\text{et } \Delta d_2(x, u, t) = \Delta \left(\frac{I_{load}}{C_{dc}} \right) + \Delta \left(\frac{x_1(t)}{C_{dc}} \right) \cdot \mu + \Delta \left(\frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \right) \cdot \mu$$

7.4 MODIFICATIONS DES MATRICES D'ÉTAT ET DE COMMANDE

$$\bar{A} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{pv0}}{L_{pv0}} + \left(\frac{R_{pv0}}{L_{pv0}} - \frac{R_{pv0} + \Delta R_{pv}}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) & -\frac{1}{L_{pv0}} + \left(\frac{1}{L_{pv0}} - \frac{1}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) \\ \frac{1}{C_{dc0}} + \left(\frac{-1}{C_{dc0}} + \frac{1}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) & 0 \end{bmatrix}$$

$$\text{Posons } \Delta A = \begin{pmatrix} \Delta a_{11} & \Delta a_{12} \\ \Delta a_{21} & 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \left(\frac{R_{pv0}}{L_{pv0}} - \frac{R_{pv0} + \Delta R_{pv}}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) & \left(\frac{1}{L_{pv0}} - \frac{1}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) \\ \left(\frac{-1}{C_{dc0}} + \frac{1}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) & 0 \end{pmatrix}$$

$$\text{Alors } \bar{A} = A_o + \Delta A \quad (7.8)$$

$$\bar{B} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{pv0}} + \left(\frac{-1}{L_{pv0}} + \frac{1}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{dc0}} + \left(\frac{1}{C_{dc0}} - \frac{1}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \end{bmatrix}$$

$$\text{Posons } \Delta B = \begin{pmatrix} \Delta b_{11} & 0 \\ 0 & \Delta b_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \left(\frac{-1}{L_{pv0}} + \frac{1}{L_{pv0} + \Delta L_{pv}} \right) & 0 \\ 0 & \left(\frac{1}{C_{dc0}} - \frac{1}{C_{dc0} + \Delta C_{dc}} \right) \end{pmatrix}$$

$$\bar{B} = B_o + \Delta B \quad (7.9)$$

7.5 MODÈLE PERTURBÉ

Les équations 7.1-7.9 nous permettent d'avoir le modèle perturbé suivant :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = A_o x(t) + (\Delta A) x(t) + B_o u(t) + (\Delta B) u(t) + E_d \bar{d}(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (7.10)$$

$$\text{Posons } \bar{\bar{d}}(t) = (\Delta A) x(t) + (\Delta B) u(t) + \bar{d}(t)$$

Le modèle perturbé à étudier devient :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = A_o x(t) + B_o u(t) + E_d \bar{\bar{d}}(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (7.11)$$

avec $E_d = I_{2 \times 2}$ et

$$\bar{\bar{d}}(x, t) = \begin{bmatrix} \bar{\bar{d}}_1 \\ \bar{\bar{d}}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\Delta a_{11} x_1(t) + \Delta a_{12} x_2(t) + \Delta b_{11} \cdot x_{2_ref}(t) \cdot \mu + d_1(x, u, t) + \Delta d_1(x, u, t)) \\ (\Delta a_{21} x_1(t) + \Delta b_{22} \cdot x_{1_ref}(t) \cdot \mu + d_2(x, u, t) + \Delta d_2(x, u, t)) \end{bmatrix}$$

De ce modèle perturbé, on peut définir le modèle d'état défaillant étendu comme définit au chapitre précédent.

Comme au chapitre précédent, ajoutons des variables étendues au système.

$$\begin{cases} x_{n+1} = \bar{\bar{d}}_1(t) \\ x_{n+2} = \bar{\bar{d}}_2(t) \end{cases} \text{ et } \begin{cases} h_1 = \dot{\bar{\bar{d}}}_1(t) \\ h_2 = \dot{\bar{\bar{d}}}_2(t) \end{cases} \quad (7.12)$$

L'équation d'état étendu s'écrit:

$$\begin{cases} \dot{x}_e(t) = A_e x_e(t) + B_e u(t) + E \cdot h(t) \\ y_e(t) = C_e x_e(t) \end{cases} \quad (7.13)$$

$$\text{avec } x_e(t) = \begin{bmatrix} i_{L_{pv}}(t) & V_{bus_dc}(t) & \bar{\bar{d}}_1(t) & \bar{\bar{d}}_2(t) \end{bmatrix}^T, u(t) = \begin{bmatrix} x_{2_ref}(t) \cdot \mu & x_{1_ref}(t) \cdot \mu \end{bmatrix}^T,$$

$$h(t) = \begin{bmatrix} h_1(t) & h_2(t) \end{bmatrix}^T$$

$$A_e = \begin{bmatrix} \frac{-R_{pv0}}{L_{pv}} & -\frac{1}{L_{pv0}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{C_{dc0}} & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, B_e = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{pv0}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{dc0}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, C_e = [C \ 0_{2 \times 2}]^T, E = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Et de la même manière on applique un observateur d'état étendu standard ou observateur étendu de Luenberger pour estimer les états et les perturbations, comme suit :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}}_e(t) = A_e \hat{x}_e(t) + B_e u(t) + L(y - \hat{y}_e) \\ \hat{y}_e(t) = C_e \hat{x}_e(t) \end{cases} \quad (7.14)$$

Avec $\hat{x}_e(t) = \left[\left(\hat{x}(t) \right)^T \left(\hat{\bar{d}}(t) \right)^T \right]^T = \left[\hat{i}_{L_{pv}}(t) \quad \hat{V}_{bus_dc}(t) \quad \hat{\bar{d}}_1(t) \quad \hat{\bar{d}}_2(t) \right]^T$ qui sont les

estimées des variables d'état $x_e(t) = \left[i_{L_{pv}}(t) \quad V_{bus_dc}(t) \quad \bar{\bar{d}}_1(t) \quad \bar{\bar{d}}_2(t) \right]^T$, et $L \in \mathbb{R}^{4 \times 2}$

est le gain de l'observateur d'état étendu à dimensionner.

7.6 COMMANDE ROBUSTE PAR MODE GLISSANT

Lors des simulations précédentes (cas de l'observateur d'état étendu standard et observateur d'état étendu de Luenberger), nous avons constatons qu'en cas des perturbations les états réels et estimés ont du mal à suivre les références définis. Ainsi les commandes utilisées précédemment ne sont pas robustes bien que les observateurs restent robustes. C'est pour cette raison que nous avons opté d'utiliser une commande par mode glissant dont la robustesse est connue dans la littérature.

L'équation (7.11) peut se réécrire sous la forme suivante :

$$\dot{x}(t) = f(x) + g_1(x)u(t) + g_2(x)\bar{\bar{d}}(t) \quad (7.15)$$

avec $f(x) = Ax(t)$, $g_1(x) = B$, $g_2(x) = E_d$

La forme de l'équation d'état estimé s'écrit :

$$\dot{\hat{x}}(t) = f(\hat{x}) + g_1(\hat{x})u(t) + g_2(\hat{x})\hat{\bar{d}}(t) \quad (7.16)$$

Soit :

$$s = \dot{\hat{e}} + \beta \int \hat{e} dt \quad (7.17)$$

la surface de glissement de la forme intégrale [172], avec $\hat{e} = \hat{x} - x_d$ est l'erreur au niveau des états, \hat{x} les états, et x_d les états désirés par la commande du système.

En dérivant la surface de glissement $s = \dot{\hat{e}} + \beta \hat{e} = (\dot{\hat{x}} - \dot{x}_d) + \beta(\hat{x} - x_d)$ et en le combinant à l'équation (7.17), on obtient :

$$\dot{s} = 0 \Rightarrow (\dot{\hat{x}} - \dot{x}_d) + \beta(\hat{x} - x_d) = 0 \Rightarrow f(\hat{x}) + g_1(\hat{x})u(t) + g_2(\hat{x})\hat{\bar{d}}(t) - \dot{x}_d + \beta\hat{e} = 0$$

Ainsi la commande devient :

$$u^*(t) = (g_1(\hat{x}))^{-1} \left[\dot{x}_d - \beta\hat{e} - f(\hat{x}) - g_2(\hat{x})\hat{\bar{d}}(t) - K \cdot \text{sign}(s) - s \frac{|g_2(\hat{x})|^2}{\eta(\hat{x})} \right] \quad (7.18)$$

Avec $\eta > 0$, $K > D_{\text{sup}}$, $\hat{\bar{d}}(t)$ étant des perturbations bornées et $\left| \hat{\bar{d}}(t) \right| \leq D_{\text{sup}}$, $\hat{e} = \begin{pmatrix} \hat{e}_1 \\ \hat{e}_2 \end{pmatrix}$

$\hat{\bar{d}}(t)$ est estimé par l'observateur d'état étendu standard ou généralisé.

Le diagramme bloc de l'implémentation de l'observateur d'état étendu aux perturbations basé sur la commande par mode glissant est schématisé à la Figure 89.

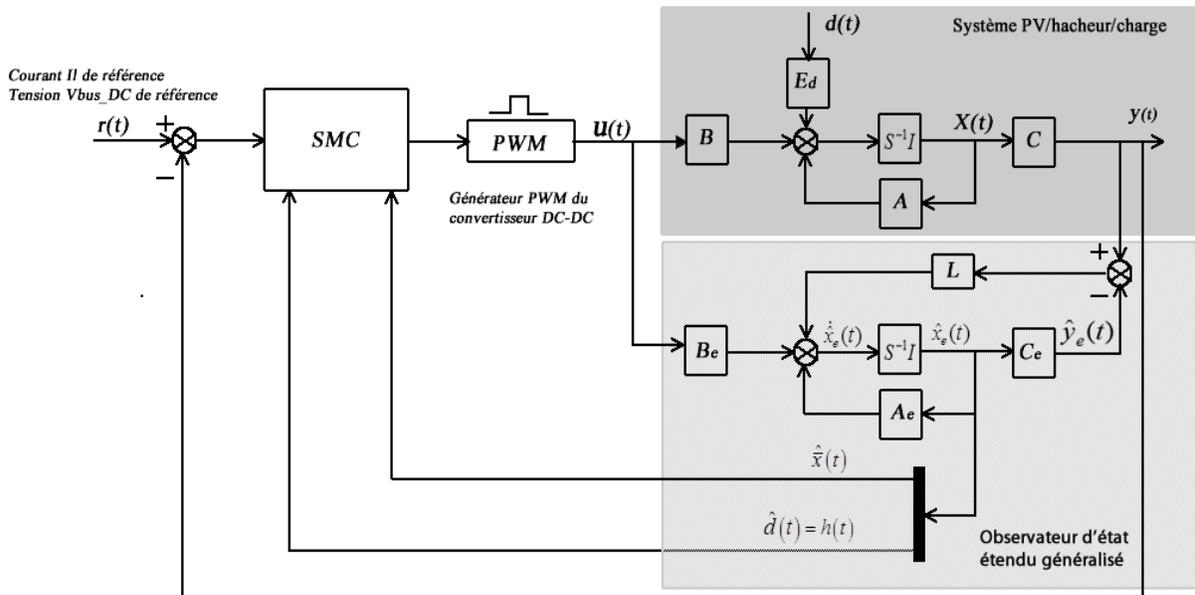


Figure 89 Schéma bloc de la commande par mode glissant associée à l'observateur d'état étendu de Luenberger d'un système PV/hacheur/charge
©albert ayang

Hypothèse 5: Les perturbations et leurs dérivées sont bornées, et ont des valeurs

constantes en régime permanent, c'est-à-dire $\lim_{t \rightarrow \infty} \ddot{\hat{d}}(t, x, u) = 0$ et

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \bar{\bar{d}}(t, x, u) = \sup |\bar{\bar{d}}(t, x, u)|$$

7.7 ÉTUDE DE STABILITÉ PAR LA FONCTION DE LYAPUNOV

Considérons la fonction de Lyapunov suivante :

$$V = \frac{1}{2} s^2 \quad (7.19)$$

La dérivée de la fonction de Lyapounov donne :

$$\dot{V} = \dot{s}s \quad (7.20)$$

En considérant les équations 7.16-7.18 :

$$\begin{aligned} \dot{V} &= s \left(\beta \hat{e} + (\dot{\hat{x}} - \dot{\hat{x}}_d) \right) \\ &= s \left(\beta \hat{e} + f(\hat{x}) + g_1(\hat{x})u(t) + g_2(\hat{x})\hat{\hat{d}}(t) - \dot{\hat{x}}_d \right) \end{aligned} \quad (7.21)$$

$$\begin{aligned}
\text{Or } g_1(\hat{x})u(t) &= \dot{x}_d - \beta\hat{e} - f(\hat{x}) - g_2(\hat{x})\hat{\hat{d}}(t) - K.\text{sign}(s) - s \frac{|g_2(\hat{x})|^2}{\eta(\hat{x})} \\
\dot{V} &= s \left(\beta\hat{e} + f(\hat{x}) + \dot{x}_d - \beta\hat{e} - f(\hat{x}) - g_2(\hat{x})\hat{\hat{d}}(t) - K.\text{sign}(s) - s \frac{|g_2(\hat{x})|^2}{\eta(\hat{x})} + g_2(\hat{x})\hat{\hat{d}}(t) - \dot{x}_d \right) \\
&= s \left(-K.\text{sign}(s) - s \frac{|g_2(\hat{x})|^2}{\eta(\hat{x})} \right)
\end{aligned} \tag{7.22}$$

Donc

$$\dot{V} \leq -|s|k - |s|^2 \frac{|g_2(\hat{x})|^2}{\eta(\hat{x})} \tag{7.23}$$

Or $K > 0$ et $\eta(\hat{x}) > 0$, ainsi pour tout $s \neq 0$:

$$\dot{V} < 0 \tag{7.24}$$

Ce qui signifie $\lim_{t \rightarrow \infty} (s) \approx 0$

La surface de glissement est ainsi atteinte et la stabilité en régime permanent est assurée par la surface de glissement (7.17).

7.8 DIAGNOSTIC DES DÉFAUTS BASÉ SUR L'OBSERVATEUR D'ÉTAT

Comme indiqué à la section 7.2, en supposant que toutes les perturbations/défauts sont des états étendus, l'observateur standard ou généralisé d'état étendu est utilisé pour estimer les perturbations/défauts, et des résidus entre les valeurs nominales réelles et estimées sont générés pour évaluation. Le diagnostic par les observateurs peut être fait par deux approches, à savoir : le diagnostic par les résidus et le diagnostic par l'observation direct des défauts. La dernière approche montre directement la forme du défaut, ce qui peut considérablement simplifier et réduire la logique d'isolement des défauts avec parfois moins de calcul.

Chacune des approches comporte généralement deux étapes à savoir le dimensionnement de l'observateur pour produire des résidus ou observer directement les défauts et la méthode utilisée pour définir les valeurs limites (seuils) des résidus nominaux ou des états nominaux. Une décision booléenne (décision à deux états généralement notés oui ou non) peut être utilisée pour déterminer l'état défectueux ou non défectueux du système. Différents observateurs de diagnostic des défauts sont conçus dans la littérature pour générer des résidus [173-175]. Dans le cadre de notre travail, nous avons opté pour l'utilisation de l'observateur généralisé d'état étendu étudié au chapitre précédent à cause de sa rapidité d'exécution, et aussi à cause de son dimensionnement plus structuré.

7.8.1 Sélection des valeurs limites (seuils) nominales

La sélection des valeurs limites tolérables est généralement critique pour un bon diagnostic des défauts. Le plus souvent, plus les valeurs seuils sont petites, moins est le temps de détection des défauts. Cependant, des petites valeurs seuils provoqueraient facilement des fausses alarmes, qui réduisent la fiabilité du diagnostic. Par ailleurs, des valeurs seuils élevées réduiraient la rapidité du diagnostic. Ainsi les valeurs seuils ont un impact direct sur la robustesse et la rapidité du diagnostic. Ces deux dernières doivent être soigneusement équilibrées de telle sorte que le taux de fausses alarmes et le taux de détection manquée soient bas. Idéalement, les résidus d'un système sans défauts tournent autour de valeurs nulles.

Les valeurs seuils ou limites qui permettent la détection des défauts sont définies comme suit : $T = \sup \|R_o(t)\|$

avec $R_o(t)$ le vecteur de résidu lorsque le sous-système fonctionne sans défauts.

Hypothèse 6: En admettant une tolérance de l'ordre de 5% de T, la valeur seuil définitive admise est $T = 1.05 * \sup \|R_o(t)\|$.

La philosophie de sélection des valeurs seuils est la suivante :

- Générer les résidus entre les valeurs réelles et estimées des états lorsque le système PV/hacheur/charge est sain. Les valeurs limites supérieures et inférieures de ces résidus sont choisies comme les valeurs limites (seuils) du système et considérées comme les intervalles robustes des seuils. De la même manière les états et les perturbations estimés pour un système sain sont considérés comme les valeurs seuils nominales ;
- Générer des résidus lorsque le système est défaillant. Ainsi, lorsque ces résidus sont situés hors des intervalles robustes des seuils, les défauts sont détectés. De la même manière, les états et perturbations estimés pour un système défaillant et lorsque ceux-ci sont décalés des valeurs seuils nominales alors des défauts sont détectés.

7.8.2 Diagnostic par calcul des résidus des états et des perturbations

La méthode de diagnostic basée sur la génération des résidus du système PV/hacheur/charge est illustrée à la Figure 90. Comme indiqué plus haut,

l'observateur d'état étendu permet d'estimer les valeurs prédites des états et des perturbations en utilisant la même entrée (commande SMC) que le sous-système PV/hacheur/charge réel. Ensuite les résidus sont générés entre les valeurs nominales des états (déterminer par la méthode de sélection des valeurs seuils) et les valeurs estimées par l'observateur d'état. Les résidus sont réinjectés dans la commande par mode glissant pour compenser les perturbations lors des sorties réelles des états. Les résidus sont ensuite évalués par rapport aux valeurs seuils. On considère qu'un défaut se produit lorsque le résidu généré est supérieur aux valeurs seuils.

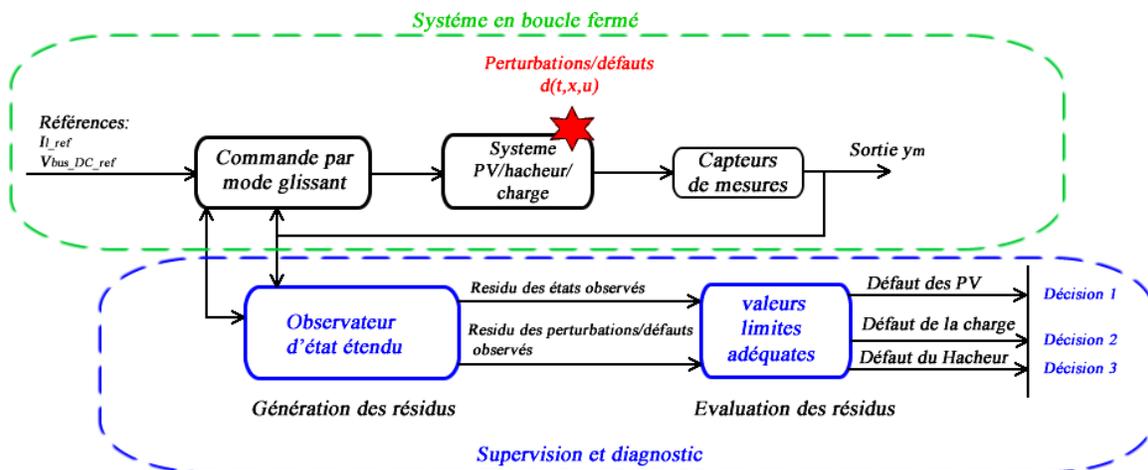


Figure 90 Diagnostic du système PV/hacheur/charge basé sur la génération des résidus
©albert ayang

L'erreur d'estimation est :

$$e = [x_e - \hat{x}_e]^T = \left[i_{L_{pv0}}(t) - \hat{i}_{L_{pv}}(t) \quad V_{bus_dc0}(t) - \hat{V}_{bus_dc}(t) \quad d_1(t) - \hat{\hat{d}}_1(t) \quad d_2(t) - \hat{\hat{d}}_2(t) \right]^T$$

Ainsi, on définit le résidu:

$$\|R(t)\| = \left(\sum_{i=1}^n e e^T \right)^{1/2} \quad (7.25)$$

7.8.3 Diagnostic basé sur l'estimation des états et des perturbations

La méthode de diagnostic basée sur l'estimation des défauts du système PV/hacheur/charge est illustrée à la Figure 91. Elle estime directement les défauts en utilisant des observateurs des perturbations [176],[119]. La logique de diagnostic est la suivante : lorsque les défauts sont estimés, on peut savoir directement si un défaut s'est produit ou non et quel type de défaut s'est produit en vérifiant si l'estimation du défaut s'écarte d'un intervalle prédéfini centré sur zéro.

Une fois de plus, le concept des états étendus est utilisé pour estimer les défauts. Les défauts ou perturbations sont considérés comme les états étendus. Dans les deux précédents chapitres, nous avons dimensionné deux observateurs d'état étendus nécessaires pour estimer ces perturbations.

Remarque 7: Le dimensionnement du gain d'observateur a , le plus souvent, d'influence sur l'estimation des états et des perturbations comme le temps de détection des défauts, la robustesse de l'observateur face aux perturbations, la sensibilité de l'observateur face aux défauts. Pour plus d'informations, se référer au travail de J. Meseguer et al., [177] où l'effet du gain d'observateur sur la détection des défauts est étudié.

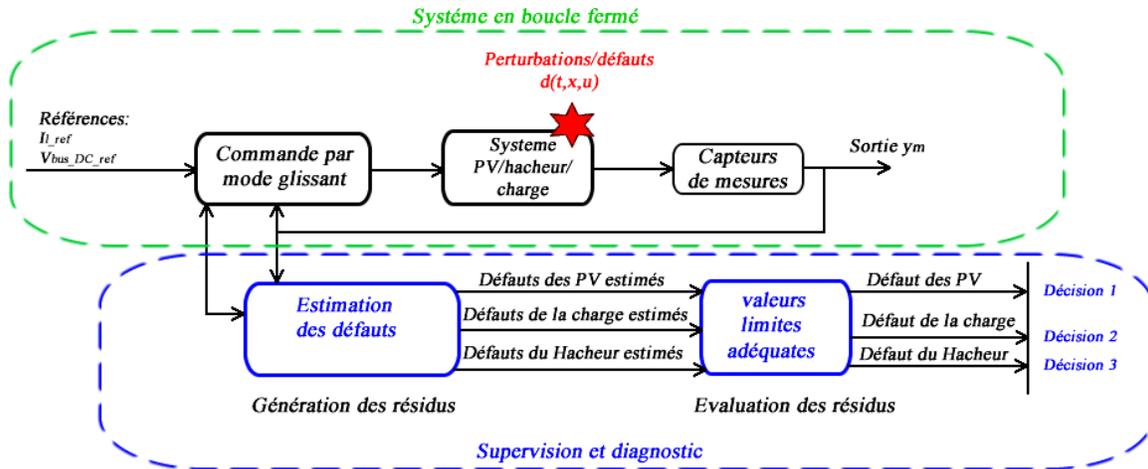


Figure 91 Diagnostic du système PV/hacheur/charge basé sur l'estimation ou l'observation des défauts
©albert ayang

7.8.4 Algorithmes de détection et d'identification des défauts du PV/hacheur/charge basés sur la synthèse des résidus des perturbations

Dans cette section, nous décrivons les étapes nécessaires pour détecter et identifier les défauts du système en se basant sur les résidus des perturbations tirés des équations 7.3-7.11 :

$$\|R_d(t)\| = \begin{bmatrix} (\Delta a_{11}x_1(t) + \Delta a_{12}x_2(t) + \Delta b_{11}x_{2_ref}(t) \cdot \mu + \Delta d_1(x, u, t)) \\ (\Delta a_{21}x_1(t) + \Delta b_{22}x_{1_ref}(t) \cdot \mu + \Delta d_2(x, u, t)) \end{bmatrix} \quad (7.26)$$

$$\text{avec } \Delta d_1(x, u, t) = \Delta \left(\frac{V_{pv}}{L_{pv}} \right) + \Delta \left(\frac{x_2(t)}{L_{pv}} \right) \cdot \mu + \Delta \left(\frac{x_{2_ref}(t)}{L_{pv0}} \right) \cdot \mu$$

$$\text{et } \Delta d_2(x, u, t) = \Delta \left(\frac{I_{load}}{C_{dc}} \right) + \Delta \left(\frac{x_1(t)}{C_{dc}} \right) \cdot \mu + \Delta \left(\frac{x_{1_ref}(t)}{C_{dc}} \right) \cdot \mu$$

Les expressions explicites des quantités $\Delta d_1(x, u, t)$ et $\Delta d_2(x, u, t)$ sont élaborées à la section 7.2 de ce chapitre.

7.8.4.1 Détection et identification des défauts par l'analyse des résidus des perturbations \bar{d}_1

En analysant la première composante du résidu $\|R_d(t)\|$, on constate qu'elle est liée à la tension du panneau photovoltaïque, aux paramètres L_{pv} et R_{pv} .

Hypothèse 7: Ici on suppose que la tension V_{pv} est mesurable, les perturbations nominales $d_1(t)$ sont connues, l'inductance L_{pv} nominale et la résistance R_{pv} nominale sont connues. La Figure 92 décrit le logigramme pour détecter et identifier les défauts du système par l'analyse des résidus issus de \bar{d}_1 .

Les défauts liés aux perturbations \bar{d}_1 sont identifiés en suivant les étapes de l'algorithme suivant :

1. Relever les mesures de V_{pv} , estimer $\bar{d}_1(\hat{d}_1)$ et calculer la quantité :

$$\Delta V_{pv} = |V_{pv} - V_{pv0}|.$$

2. Calculer le résidu $\|R_{d1}\| = |d_1 - \hat{d}_1|$.

3. Si $\|R_{d1}\| < \alpha_1$ (avec α_1 la valeur seuil du résidu des perturbations d_1 , obtenue en fonctionnement nominal), alors le système est non défectueux.

4. Si $\|R_{d1}\| \geq \alpha_1$, alors le système PV/hacheur/charge est défectueux
 - Si $\Delta V_{pv} \approx 0$, alors le système PV/hacheur/charge est défectueux par ses paramètres L_{pv} et/ou R_{pv} (défauts hacheur)

Alors vérifier la quantité $\|R_{d1}\| - \Delta V_{pv} / L_{pv}$

- Si $\|R_{d1}\| - \Delta V_{pv} / L_{pv} \approx 0$, donc $\Delta L_{pv} \approx 0$, alors le système est défaillant au niveau des PV.
- Si $\|R_{d1}\| - \Delta V_{pv} / L_{pv} \neq 0$, donc $\Delta L_{pv} \neq 0$, alors le système est défaillant au niveau des PV et les paramètres du hacheur.

L'analyse des résidus issus des perturbations \bar{d}_1 permet ainsi d'identifier les défauts des PV à travers V_{pv} et les défauts sur le hacheur à travers L_{pv} .

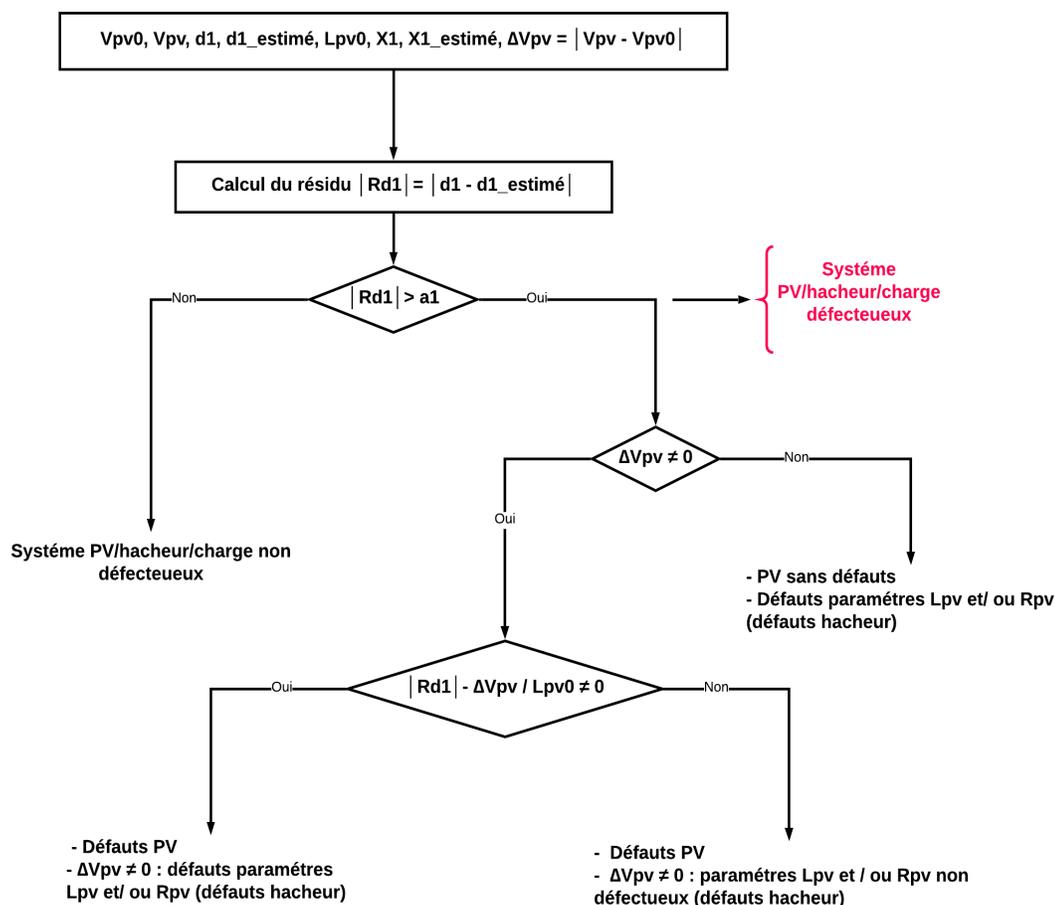


Figure 92 Algorithme de détection et d'identification des défauts par l'analyse des résidus de \bar{d}_1

7.8.4.2 Détection et identification des défauts par l'analyse des résidus des perturbations \bar{d}_2

Quant à l'analyse de la deuxième composante du $\|R_d(t)\|$, elle est liée à la charge du système et au paramètre C_{dc} du bus DC.

Hypothèse 8: Ici on suppose que le courant du charge I_{load} est mesurable, les perturbations nominales $d_2(t)$ sont connues, et la capacité nominale C_{dc0} est connue. La Figure 93 décrit le logigramme pour détecter et identifier les défauts du système par l'analyse des résidus issus de \bar{d}_2 .

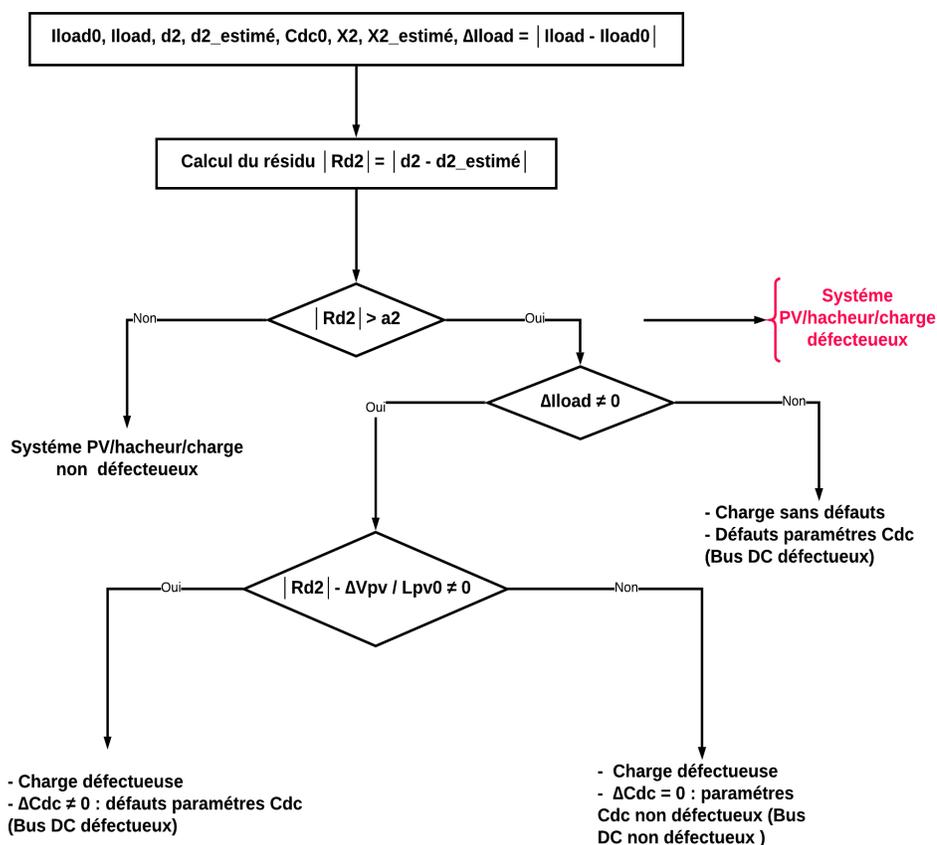


Figure 93 Algorithme de détection d'identification des défauts par l'analyse des résidus de \bar{d}_2

Les défauts liés aux perturbations \bar{d}_2 sont identifiés en suivant les étapes de l'algorithme suivant :

1. Relever les mesures de I_{load} , estimer \bar{d}_2 ($\hat{\bar{d}}_2$) et calculer la quantité :

$$\Delta I_{load} = |I_{load} - I_{load0}| .$$

2. Calculer le résidu $\|R_{d2}\| = \left| d_2 - \hat{\bar{d}}_2 \right|$.

3. Si $\|R_{d2}\| < \alpha_2$,(avec α_2 la valeur seuil du résidu des perturbations d_2 , obtenue en fonctionnement nominal), alors le système est non défectueux.

4. Si $\|R_{d2}\| \geq \alpha_2$, alors le système PV/hacheur/charge est défectueux

- Si $\Delta I_{load} \approx 0$, alors le système PV/hacheur/charge est défectueux par ses paramètres C_{dc} (défauts bus DC)
- Si $\Delta I_{load} \neq 0$,

Alors vérifier la quantité $\|R_{d2}\| - \Delta I_{load} / C_{dc}$

- Si $\|R_{d2}\| - \Delta I_{load} / C_{dc} \approx 0$, donc $\Delta C_{dc} \approx 0$, alors le système est défaillant au niveau de la charge fournie.
- Si $\|R_{d2}\| - \Delta I_{load} / C_{dc} \neq 0$, donc $\Delta C_{dc} \neq 0$, alors le système est défaillant au niveau de la charge et au niveau de la capacité de sortie sur le bus DC.

L'analyse des résidus issus des perturbations \bar{d}_2 permet ainsi d'identifier les défauts de la charge à travers I_{load} et les défauts du bus DC de sortie à travers C_{dc}

7.9 SIMULATIONS - RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Les paramètres nominaux de simulation utilisés sont ceux du Tableau 86 utilisés au chapitre 5 pour la commande du rejet actif standard.

Le gain de retour d'état et le gain de l'observateur d'état étendu du système sont également ceux dimensionnés au chapitre 6.

Les paramètres de la commande par mode glissant sont les suivants :

$$K = \begin{bmatrix} K_1 \\ K_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 40000 \\ 19100 \end{bmatrix} > \begin{bmatrix} |V_{pv}/L_{pv}| \\ |-I_{load}/C_{dc}| \end{bmatrix}, \quad \beta = \begin{pmatrix} 30 \\ 30 \end{pmatrix}, \quad \eta(x) = \begin{pmatrix} \eta_1 \\ \eta_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2 \\ 1 \end{pmatrix}, \quad c_{01} = 5 \cdot 10^{-6},$$

$$s_{01} = e_{01}, \quad c_{02} = 5 \cdot 10^{-6}, \quad s_{02} = e_{02}, \quad s = \begin{pmatrix} s_1 \\ s_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} c_{01} \cdot s_{01} + e_1 \\ c_{02} \cdot s_{02} + e_2 \end{pmatrix}$$

7.9.1 PV/hacheur/charge nominal : sélection des valeurs limites

La Figure 95 montre le courant réel de l'inductance et son estimé obtenu par la mise en commun de l'observateur d'état étendu généralisé (GESO) et la commande par mode glissant (SMC). Les deux courants suivent la référence donnée. Le résidu issu des valeurs réelles et estimées tend vers zéro comme l'illustre le deuxième graphe de la Figure 94.

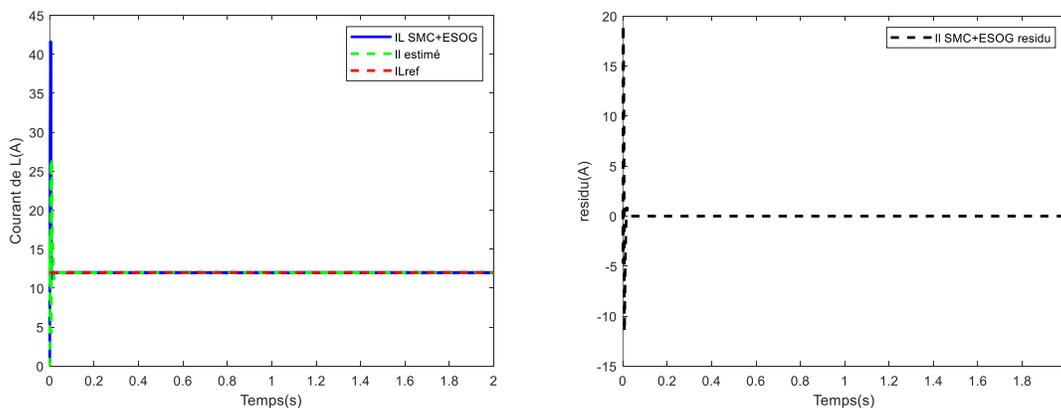


Figure 94 Estimation du courant de l'inductance par GESO et SMC

Le résidu étant obtenu en nominal permet de définir le seuil du résidu du courant de l'inductance. En admettant une tolérance de 5% comme indiqué à la section 7, la valeur seuille (qui permet de détecter un défaut) du résidu est de l'ordre $T_1 = 10,28 * 10^{-5}$ comme illustré à la Figure 95.

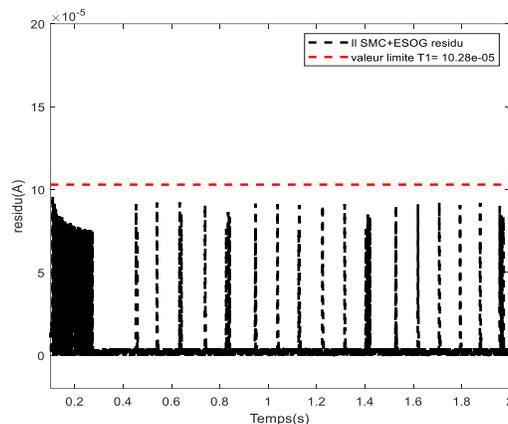


Figure 95 Résidu et valeur limite T1

La Figure 96 montre la tension du bus DC et son estimée obtenue par la mise en commun de l'observateur d'état étendu généralisé (GESO) et la commande par mode glissant (SMC). Les deux tensions suivent la référence. Le résidu issu des valeurs réelles et estimées tend vers zéro comme l'illustre le deuxième graphe de la Figure 96.

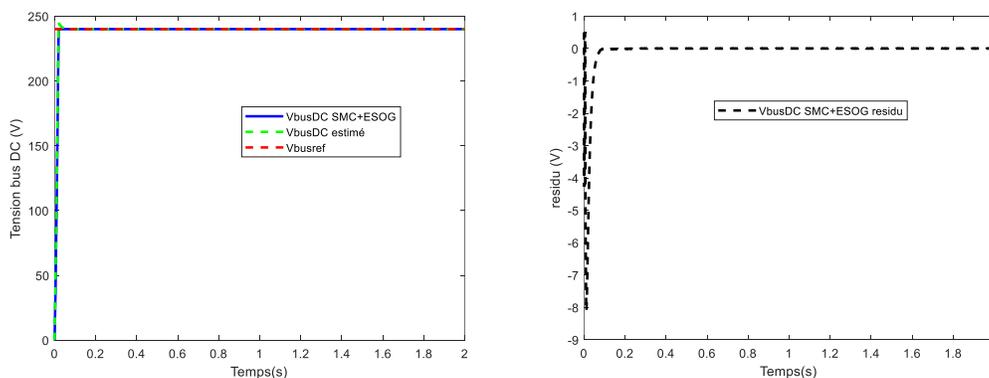


Figure 96 Estimation de la tension du bus DC par SMC et ESOG

La valeur seuille du résidu est de l'ordre de $T_2 = 0,002$ comme illustré à la Figure 97.

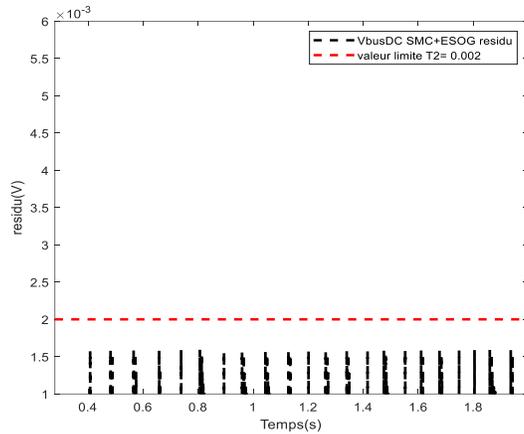


Figure 97 Résidu et valeur limite T2

La Figure 98 montre l'évolution des perturbations d_1 réelles et estimées. On constate que les valeurs estimées, par la mise en commun de l'observateur d'état étendu généralisé (GESO) et la commande par mode glissant (SMC), suivent les valeurs réelles des perturbations. Le résidu tend vers zéro et la valeur seuille obtenue est de l'ordre de $T_3 = 0,64$ comme illustré à la Figure 98.

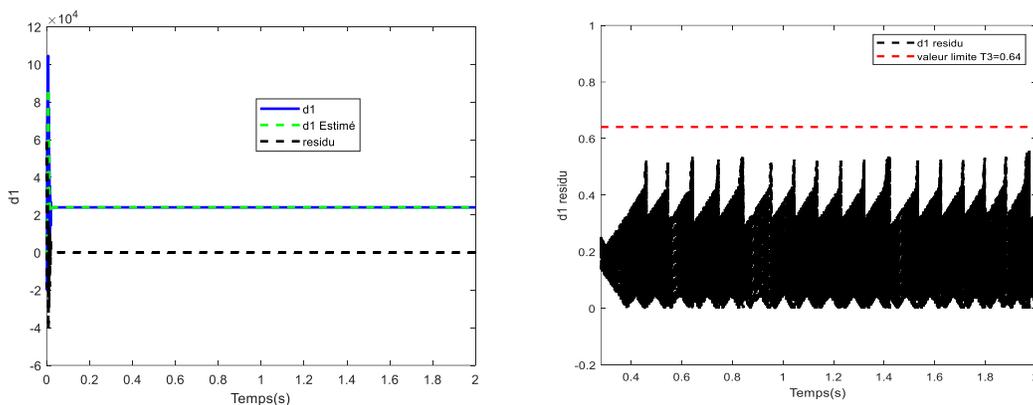


Figure 98 Estimation des perturbations d_1 par SMC et ESOG

La Figure 99 montre l'évolution des perturbations d_2 réelles et estimées. On constate que les valeurs estimées suivent les valeurs réelles des perturbations. Le résidu tend vers zéro et la valeur seuille obtenue est de l'ordre de $T_4 = 10$ comme illustré à la Figure 99.

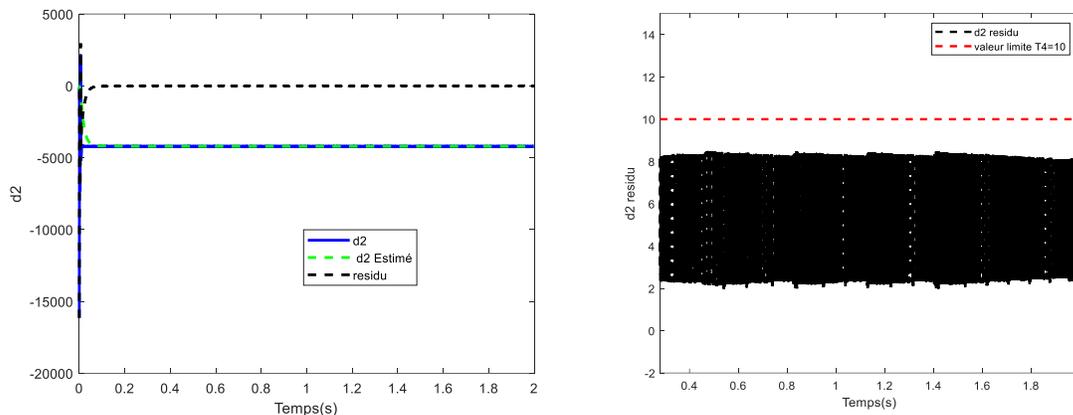


Figure 99 Estimation des perturbations d_2 par SMC et ESOG

Les valeurs seuils des résidus étant définies, nous allons par la suite perturber le système nominal par la variation de la tension du panneau PV, la variation de la charge les variations des paramètres. Ceci nous permettra de vérifier la robustesse de la mise en commun du GESO et SMC, et permettra également de vérifier si le sous-système est capable de diagnostiquer ces variations (considérées comme des défauts).

7.9.2 PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du PV

Comme au chapitre précédent, supposons que la tension V_{pv} du Panneau PV est perturbée et évolue comme suit:

$$V_{pv} = \begin{cases} 120 \text{ V, pour } t \in [0; 0,5[\text{ s} \\ 110 \text{ V, pour } t \in [0,5; 1[\text{ s} \\ 120 \text{ V, pour } t \in [1; 2] \text{ s} \end{cases} \quad (7.27)$$

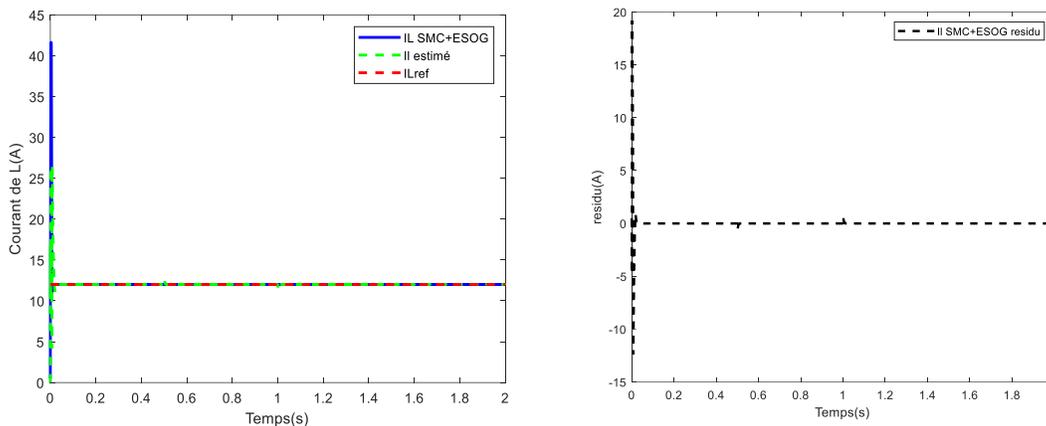


Figure 100 Courant réel et estimé par SMC et ESOG subissant la variation de la tension V_{pv}

Les courants réel et estimé suivent la référence malgré la variation de la tension du PV comme l'illustre la Figure 100. La courbe de résidu montre également une tendance quasi nulle malgré qu'on observe des petits pics (de l'ordre de 0,6 A) aux instants de variation (0,5 s; 1 s) de la tension.

La synthèse de la courbe des résidus des courants réel et estimé nous permet de détecter, aux instants de variation (0,5 s; 1 s) de la tension, que le résidu est supérieur à la valeur seuille T_1 ; ceci est révélateur des défauts à ces instants comme l'illustre le 1^{er} graphe de la Figure 101. En observant de près la courbe des courants réel et estimé, il est également possible d'estimer le défaut (par l'estimé du courant) occasionné par la variation de la tension PV comme l'illustre le 2^{ème} graphe de la Figure 101. Aux instants des variations de la tension PV, on constate clairement le décalage entre le courant réel et le courant estimé, révélant les défauts.

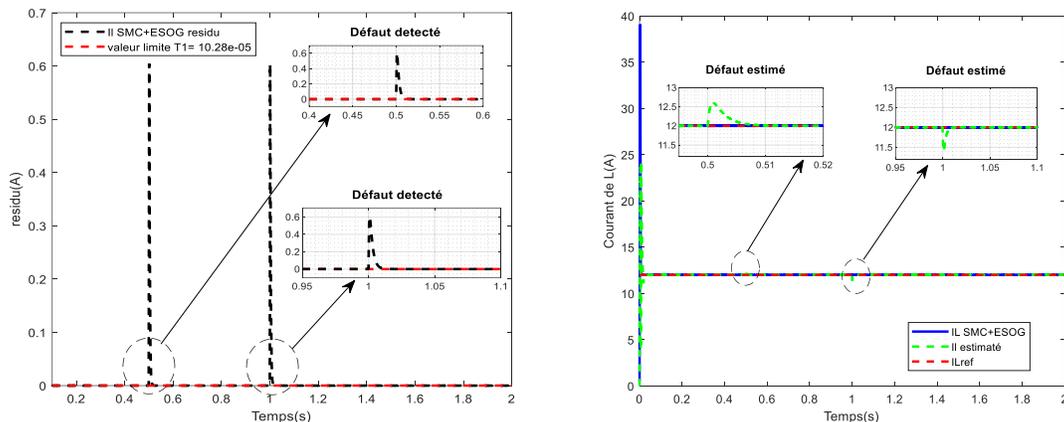


Figure 101 Détection des défauts par analyse des résidus et estimation des défauts du courant par SMC et ESO

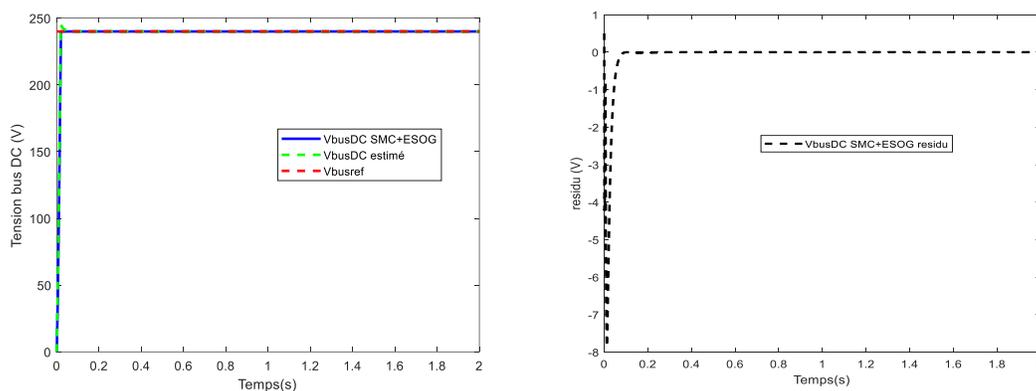


Figure 102 Tension réelle et estimée par SMC et ESO subissant la variation de la tension V_{pv}

Les tensions réelle et estimée suivent la référence malgré la variation de la tension du PV comme l'illustre la Figure 102. La courbe de résidu montre également une tendance quasi nulle et visiblement, aux instants de variation (0,5 s ; 1 s) de la tension, il est difficile de déceler des pics. Toutefois l'analyse des résidus comparativement à la valeur seuil T_2 , montre qu'à ces instants, le résidu est supérieur à T_2 révélant ainsi des défauts comme l'illustre la Figure 103.

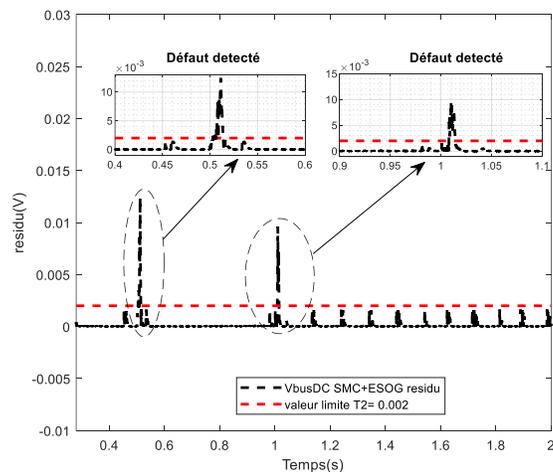


Figure 103 Détection des défauts par analyse des résidus de la tension par SMC et ESO

L'observateur d'état étendu nous permet d'estimer également les perturbations \bar{d}_1 et \bar{d}_2 comme l'illustre la Figure 104. Nous constatons que, malgré la variation de la tension du PV, les perturbations estimées suivent les perturbations réelles.

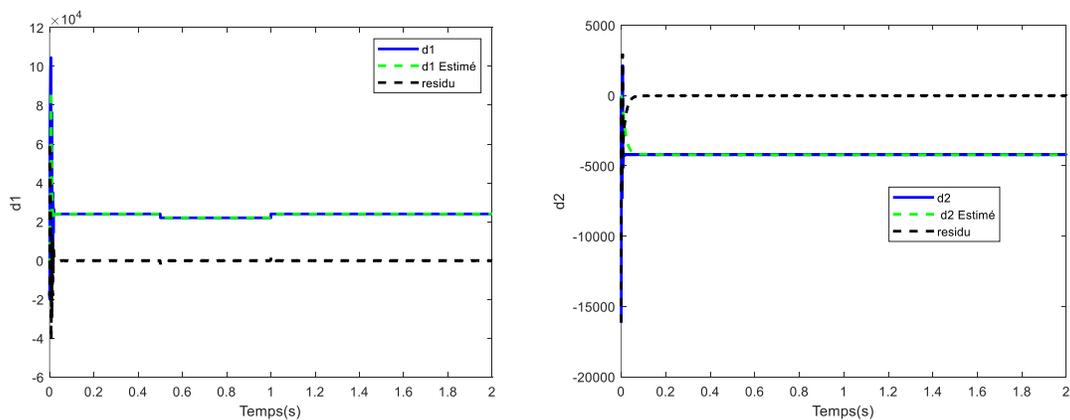


Figure 104 Perturbations réelles et estimées par SMC et ESO subissant la variation de la tension V_{pv}

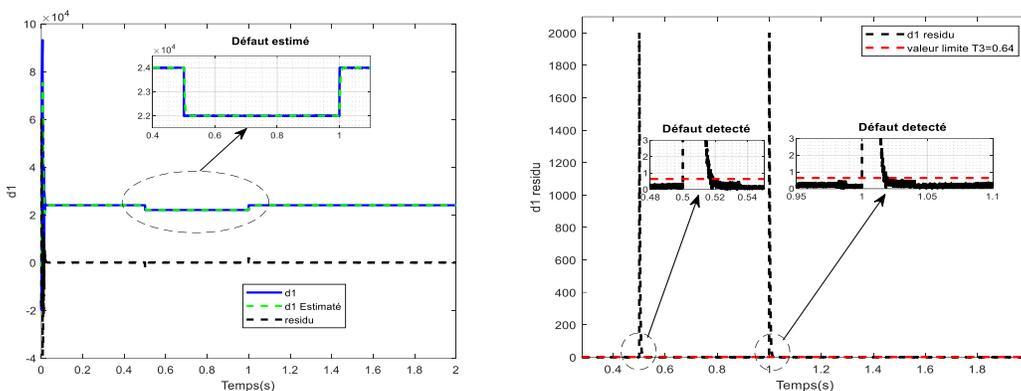


Figure 105 Détection des défauts par analyse des résidus et estimation des défauts des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ par SMC et ESOG

En observant les perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ (réelle et estimée), il est facile de déceler le défaut puisque la tendance de la courbe estimée montre (1^{er} graphe de la Figure 105) la variation des perturbations aux instants de variation de la tension du PV. La synthèse du résidu issu des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ montre, qu'aux instants des variations de la tension PV, des pics élevés de l'ordre de 2000 comme l'illustre le 2^{eme} graphe de la Figure 105; ces valeurs sont supérieures à la valeur seuille T_3 , révélant ainsi des défauts à ces instants.

Une observation des perturbations $\bar{\bar{d}}_2$ réelle et estimée ne nous permet pas de déceler directement les défauts. Pour cela, nous passons par l'analyse des résidus issus de ces perturbations. Cette analyse, illustrée à la Figure 106, nous permet de constater qu'aux instants des variations de la tension PV le résidu est légèrement supérieure à la valeur seuille T_4 .

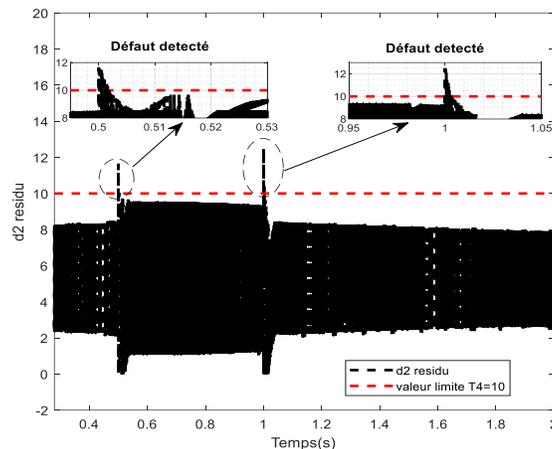


Figure 106 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations \bar{d}_2 par SMC et ESOG

Ainsi les défauts de la tension PV sont détectables à travers l'estimation directe du courant de l'inductance et des perturbations \bar{d}_1 . Ils sont également détectables par l'analyse des résidus issus des courants (réels et estimés) et des perturbations \bar{d}_1 (réelle et estimée).

Par ailleurs, ces défauts sont difficilement détectables par l'estimation de la tension du bus DC, et des perturbations \bar{d}_2 . Toute fois en passant par la synthèse des résidus issus des tensions (réelles et estimées) et des perturbations \bar{d}_2 (réels et estimés), on constate qu'il est possible de détecter les défauts bien que les résidus soient légèrement supérieurs aux valeurs seuilles.

En présence de ces variations, les valeurs estimées des états suivent les valeurs réelles et restent sur les références, et les perturbées estimées suivent aussi les valeurs réelles. Ces observations montrent que l'estimateur et la commande utilisés sont robustes face aux variations de la tension du PV.

7.9.3 PV/hacheur/charge soumis aux dégradations de la charge

Supposons que la charge est perturbée et varie comme suit :

$$I_{load} = \begin{cases} 12 \text{ A, pour } t \in [0; 0,25[\text{ s} \\ 10 \text{ A, pour } t \in [0,25; 0,5[\text{ s} \\ 8 \text{ A, pour } t \in [0,5; 1] \text{ s} \\ 12 \text{ A, pour } t \in [1; 2] \text{ s} \end{cases} \quad (7.28)$$

Les courants réel et estimé suivent la référence malgré la variation de la charge comme l'illustre la Figure 107. La courbe de résidu montre une tendance quasi nulle n'ayant visiblement aucun signe des perturbations aux instants de variation de la charge (0,25 s; 0,5 s; 1 s). Par ailleurs, la synthèse de la courbe des résidus des courants réel et estimé nous permet de détecter, aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) de la tension, que le résidu est légèrement supérieur à la valeur seuille T_1 ; ceci est révélateur des défauts à ces instants comme l'illustre la Figure 108.

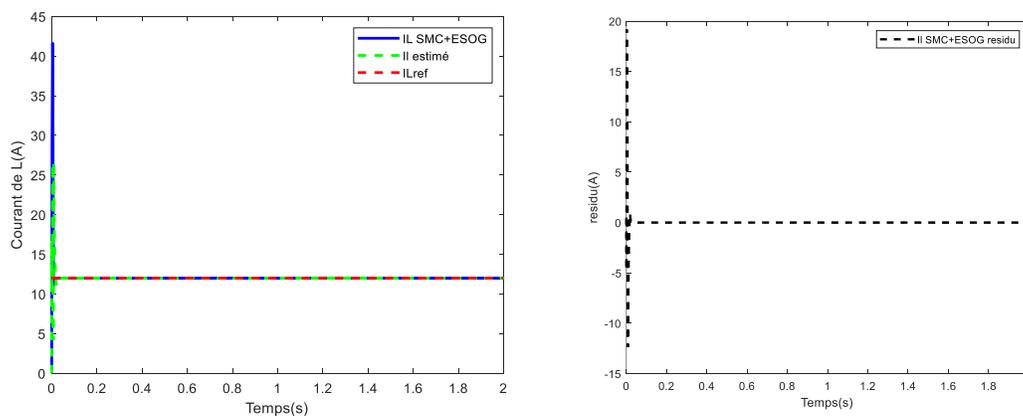


Figure 107 Courant réel et estimé par SMC et ESOG subissant la variation du courant de charge

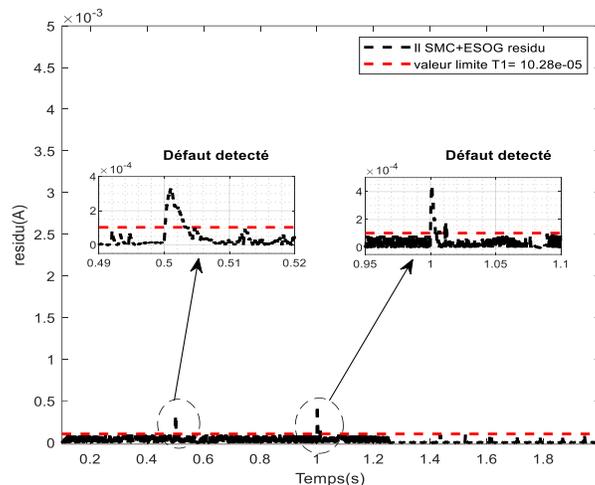


Figure 108 Détection des défauts par analyse des résidus du courant par SMC et ESO

Les tensions réelle et estimée suivent la référence malgré la variation de la charge comme l'illustre la Figure 109. La courbe de résidu montre des fluctuations (d'ordre de 2 V) aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) de la charge. Malgré ces fluctuations, les tensions réelles et estimées reviennent instantanément à la référence définie.

Ainsi la synthèse de la courbe des résidus des tensions réelle et estimée nous permet de détecter, aux instants de variation (0,25 s; 0,5 s; 1 s) de la charge, que le résidu est supérieur à la valeur seuille T_2 ; ceci est révélateur des défauts à ces instants comme l'illustre le 1^{er} graphe de la Figure 110. En observant de près la courbe des tensions réelle et estimée, il est également possible d'estimer le défaut (par la courbe de tension estimée) occasionné par la variation de la charge comme l'illustre le 2^{ème} graphe de la Figure 110; aux instants des variations de la charge, on constate clairement le décalage entre la tension réelle et la tension estimée, révélant ainsi les défauts.

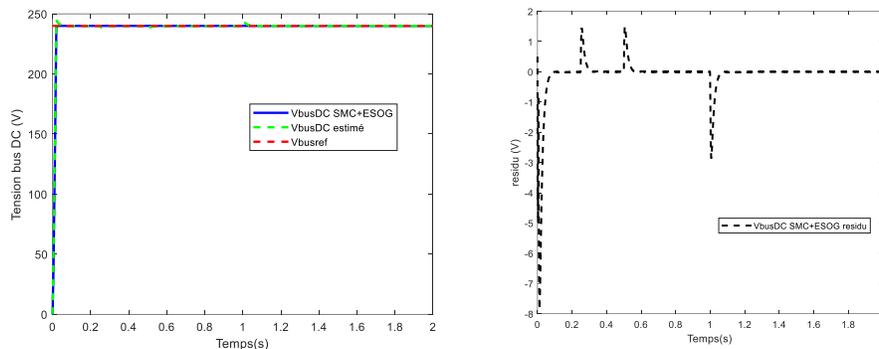


Figure 109 Tension réelle et estimée par SMC et ESOG subissant la variation du courant de la charge

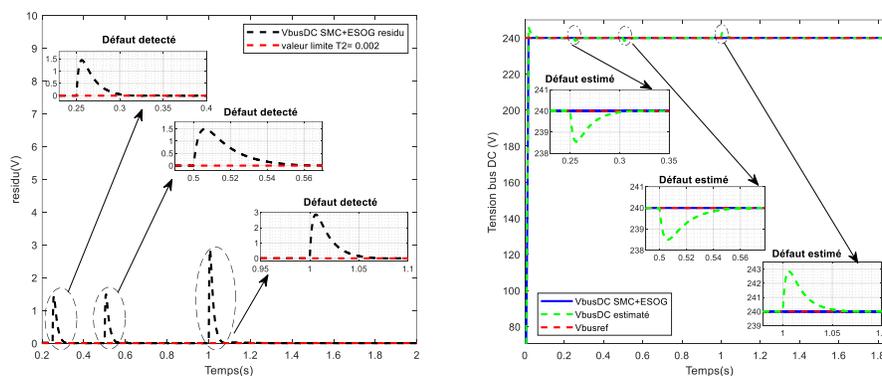


Figure 110 Détection des défauts par analyse des résidus et estimation des défauts de la tension V_{DC} bus par SMC et ESOG

A la Figure 111, nous constatons que, malgré la variation de la charge, les perturbations estimées suivent les perturbations réelles.

Une observation des perturbations réelle et estimée \bar{d}_2 ne nous permet pas de déceler directement les défauts. Pour cela, nous passons par l'analyse des résidus issus de ces perturbations. Cette analyse, illustrée au 1^{er} graphe de la Figure 112, nous permet de constater qu'aux instants des variations de la charge le résidu est légèrement supérieure à la valeur seuille T_3 .

En observant les perturbations \bar{d}_2 (réelle et estimée), il est facile de déceler le défaut puisque la tendance de la courbe estimée montre (2^{ème} graphe de la

Figure 111) la variation des perturbations aux instants de variation de la charge.

La synthèse du résidu issu des perturbations \bar{d}_2 montre, qu'aux instants des variations de la tension PV, des pics élevés de l'ordre de 1400 comme l'illustre le 2eme graphe de la Figure 112; ces valeurs sont supérieures à la valeur seuille T_4 , révélant ainsi des défauts à ces instants.

Les perturbations \bar{d}_2 prennent la forme de la variation de la charge, permettant une estimation directe du défaut de la charge comme l'illustre la Figure 113.

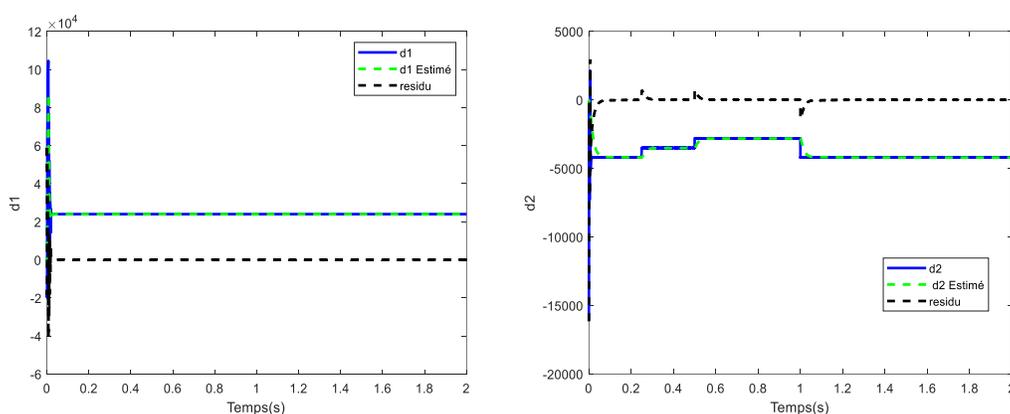


Figure 111 Perturbations réelle et estimée par SMC et ESOG subissant la variation de la charge

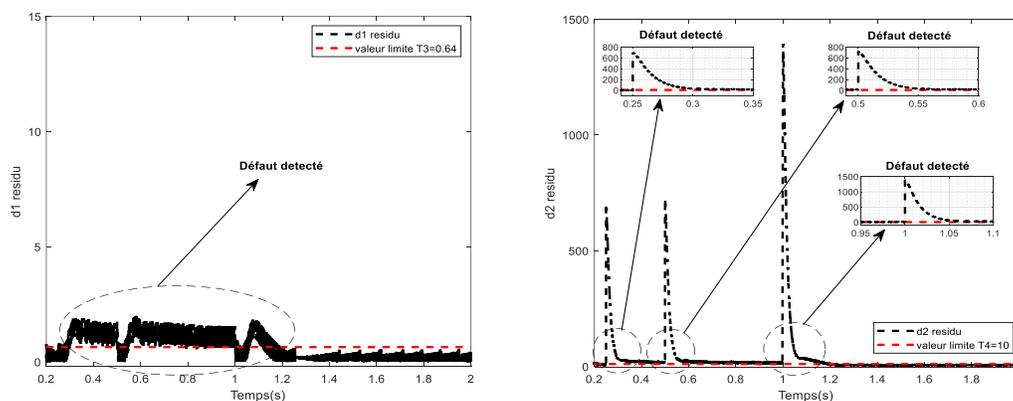


Figure 112 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations de \bar{d}_1 et \bar{d}_2 par SMC et ESOG

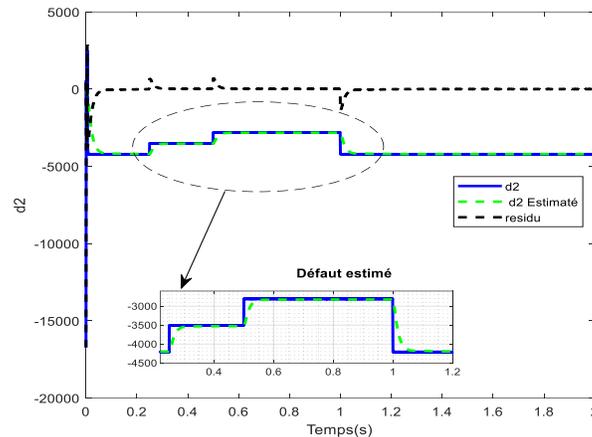


Figure 113 Estimation des défauts des perturbations \bar{d}_2 par SMC et ESOG

Ainsi, nous pouvons dire que les défauts de la charge sont détectables à travers l'estimation directe de la tension du bus DC et des perturbations \bar{d}_2 . Ces défauts sont également détectables par l'analyse des résidus issus des tensions (réelle et estimée) et des perturbations \bar{d}_2 (réelle et estimée).

Par ailleurs, ces défauts sont difficilement détectables par l'estimation du courant de l'inductance, et des perturbations \bar{d}_1 . Toutefois en passant par la synthèse des résidus issus des courants de l'inductance (réel et estimé) et des perturbations \bar{d}_1 (réelle et estimée), on constate qu'il est possible de détecter les défauts bien que les résidus soient légèrement supérieurs aux valeurs seuilles.

En présence de ces variations, les valeurs estimées des états suivent les valeurs réelles et restent sur les références, et les perturbations estimées suivent aussi les valeurs réelles. Ces observations montrent que l'estimateur et la commande utilisés sont robustes face aux variations de la charge.

7.9.4 PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du hacheur

Considérons cette fois ci des perturbations internes des paramètres du hacheur. Nous commençons par étudier le sous-système soumis aux défauts de l'inductance de lissage L_{pv} et la résistance R_{pv} qui sont utilisés pour limiter les ondulations dans le hacheur.

Supposons des taux des dégradations comme suit :

$$\begin{cases} \Delta(R_{pv}) = 5\% * R_{pv0} \\ \Delta(L_{pv}) = -5\% * L_{pv0} \\ \Delta(C_{dc}) = 0 \end{cases} \quad (7.29)$$

A la Figure 114, nous constatons que, malgré les taux de dégradations introduits dans le modèle, les courants et les tensions (réels et estimés) suivent les références sans aucune fluctuation. Ce qui prouve que la commande SMC+ESOG est robuste aux dégradations introduites dans le modèle. Il est difficile d'observer directement les défauts en observant les états réel et estimé du sous-système comme l'illustre la Figure 114.

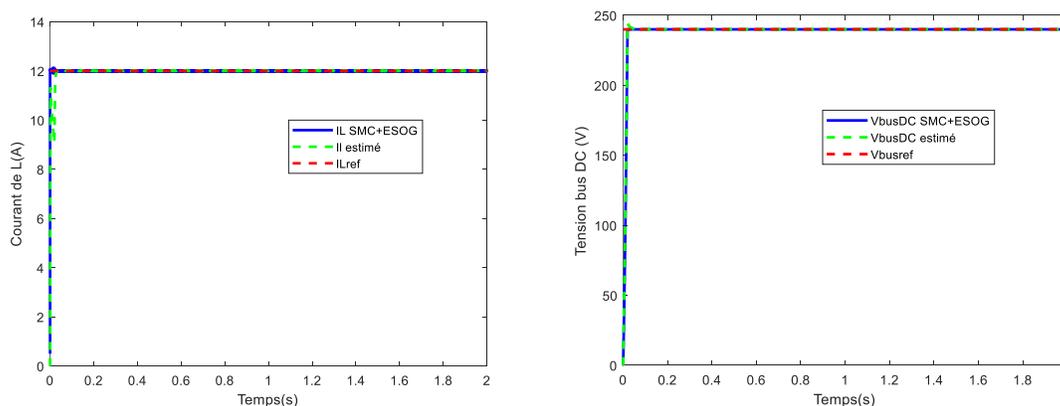


Figure 114 Courant réel et estimé, tension réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} et L_{pv}

En passant par l'analyse des résidus tel qu'illustré à la Figure 115, nous constatons que le résidu issu des courants est légèrement supérieur à la valeur seuille T_1 ; et de même nous constatons que le résidu issu des tensions est légèrement supérieur la valeur seuille T_2 . Ces observations sont révélatrices des défauts dans le sous-système.

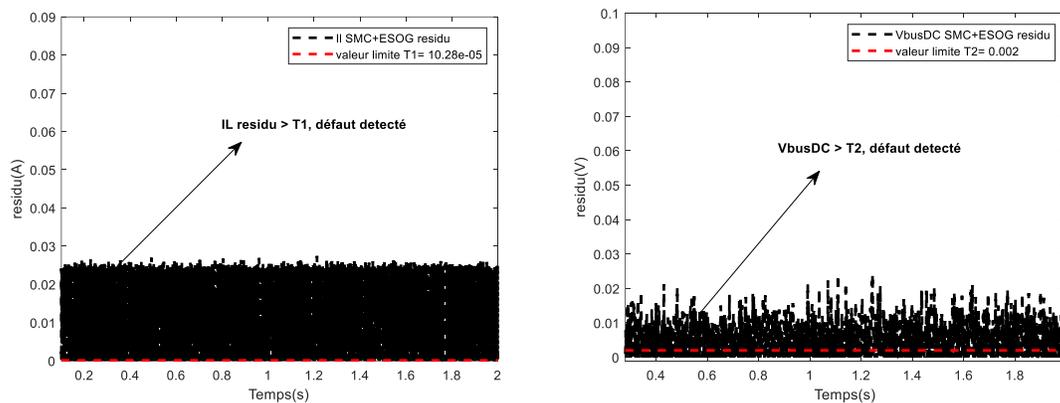


Figure 115 Détection des défauts par analyse des résidus du courant et de la tension

L'observateur d'état étendu nous permet d'estimer également les perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ et $\bar{\bar{d}}_2$ comme l'illustre la Figure 116. Nous constatons que $\bar{\bar{d}}_1$ subit beaucoup des fluctuations et $\bar{\bar{d}}_2$ est stable. Visiblement les dégradations de R_{pv} et L_{pv} influent beaucoup plus les perturbations $\bar{\bar{d}}_1$. Ainsi une simple observation de $\bar{\bar{d}}_1$ permet de déceler des anomalies dans le système alors qu'une simple observation des perturbations réelle et estimée $\bar{\bar{d}}_2$ ne nous permet pas immédiatement de déceler les défauts.

Pour compléter le diagnostic, nous passons par l'analyse des résidus issus de ces perturbations. L'analyse des résidus des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$, illustrée au 1^{er} graphe

de la Figure 117, nous permet de constater que les résidus sont largement supérieurs (de l'ordre de 10^5) à la valeur seuille T_3 ; cette analyse révèle que le sous-système est affecté par des défauts.

La synthèse du résidu issu des perturbations \bar{d}_2 , illustré au 2eme graphe de la Figure 117, montre que les résidus sont supérieurs (de l'ordre de 150) à la valeur seuil T_4 , révélant des défauts.

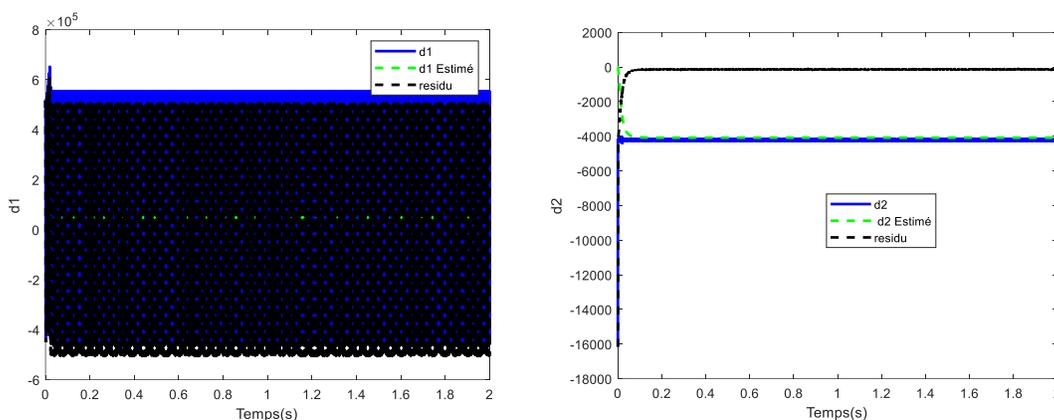


Figure 116 Perturbations réelles et estimées par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} et L_{pv}

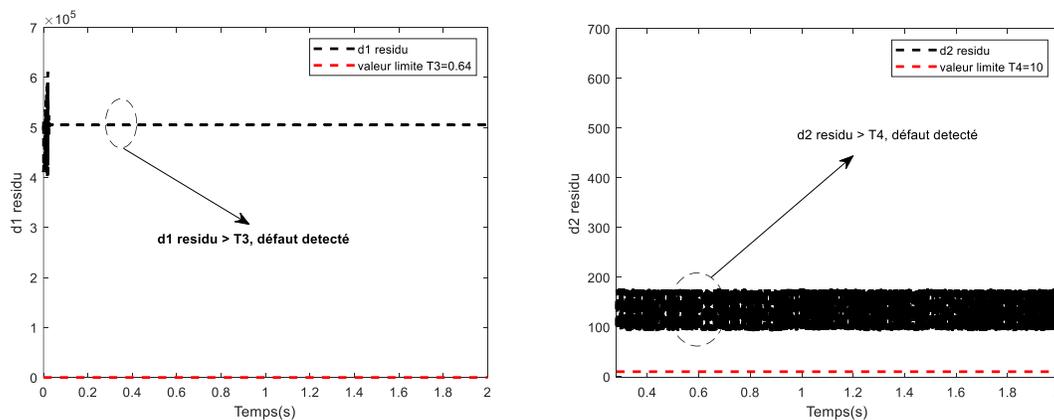


Figure 117 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations

Ainsi, nous pouvons dire que les dégradations R_{pv} et L_{pv} sont détectables par estimation direct des perturbations \bar{d}_1 puisqu'elles fluctuent beaucoup. Ces

défauts sont aussi facilement détectables par l'analyse des résidus issus des perturbations (réelle et estimée).

Par ailleurs, ces défauts sont difficilement détectables par l'estimation du courant de l'inductance, et de la tension. Toutefois en passant par la synthèse des résidus issus des courants de l'inductance (réel et estimé) et de la tension du bus DC (réelle et estimée), on constate qu'il est possible de détecter les défauts bien que les résidus soient légèrement supérieurs aux valeurs seuils.

En présence des dégradations des paramètres R_{pv} et L_{pv} , les valeurs estimées des états suivent les valeurs réelles et restent sur les références, et les perturbations \bar{d}_1 estimées suivent peu les valeurs réelles tandis que les perturbations \bar{d}_2 estimées sont légèrement décalées des valeurs réelles. Ces observations montrent que l'estimateur et la commande utilisés sont robustes vis-à-vis des sorties (courant et tension), et révèlent les défauts internes des paramètres au travers des perturbations estimées.

7.9.5 PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du bus DC

Considérons cette fois ci des dégradations internes des paramètres à la sortie du hacheur, c'est-à-dire sur le bus DC. Le sous-système est ainsi soumis aux dégradations du condensateur de filtrage C_{dc} qui permet de réduire les ondulations de la tension du bus DC. Supposons les taux des dégradations suivants :

$$\begin{cases} \Delta(R_{pv}) = 0 \\ \Delta(L_{pv}) = 0 \\ \Delta(C_{dc}) = -5\% * C_{dc0} \end{cases} \quad (7.30)$$

La Figure 118 nous montre que malgré les dégradations du bus DC introduites dans le modèle, le courant et la tension (réels et estimés) suivent les références sans aucune fluctuation. Ce qui prouve que la commande SMC+ESOG est robuste aux dégradations introduites dans le modèle. Il est difficile d'observer directement les défauts en observant les états réel et estimé du sous-système comme l'illustre la Figure 118.

En passant par l'analyse des résidus tel qu'illustré à la Figure 119, nous constatons que le résidu issu des courants est légèrement supérieur à la valeur seuille T_1 par endroits; et de même nous constatons que le résidu issu des tensions est légèrement supérieur la valeur seuille T_2 par endroits.

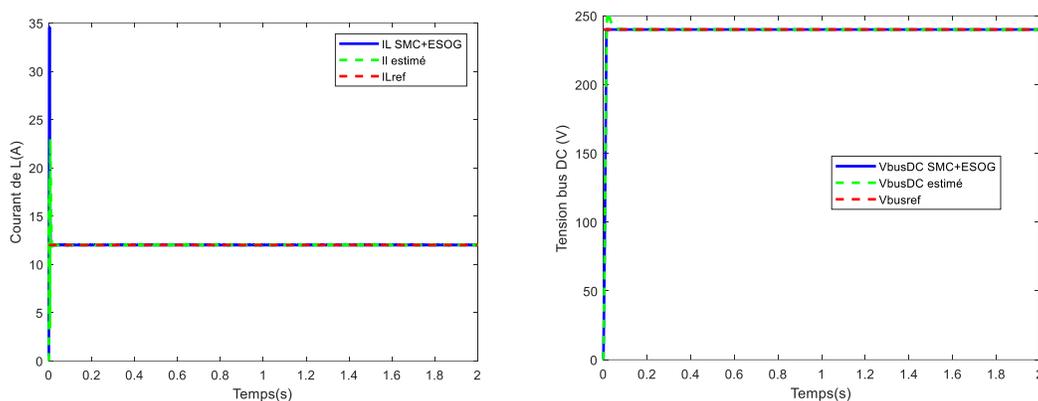


Figure 118 Courant réel et estimé, tension réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de C_{dc}

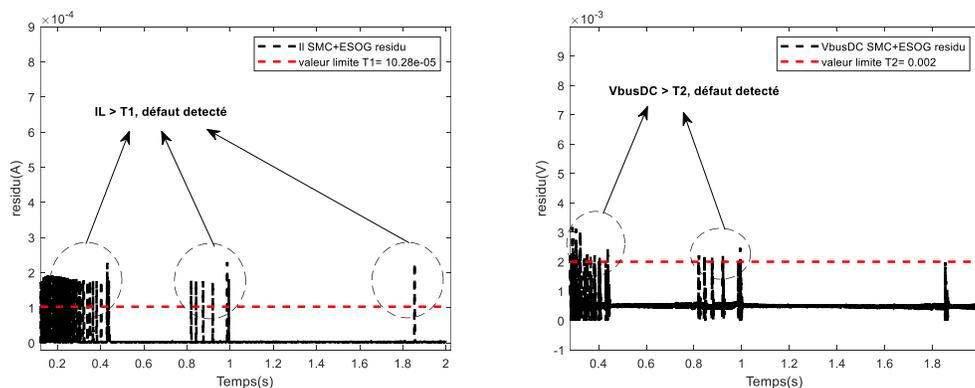


Figure 119 Détection des défauts par analyse des résidus du courant et de la tension

Les perturbations \bar{d}_1 et \bar{d}_2 sont également estimées comme l'illustre la Figure 120.

Nous constatons que \bar{d}_1 est stable et \bar{d}_2 subit beaucoup des fluctuations.

Visiblement les dégradations de C_{dc} influent beaucoup plus les perturbations \bar{d}_2 .

Ainsi une simple observation de \bar{d}_2 permet de détecter des anomalies dans le

système alors qu'une simple observation des perturbations réelles et estimées \bar{d}_1

ne nous permet pas immédiatement de détecter les défauts.

Pour compléter le diagnostic, nous passons une fois de plus par l'analyse des

résidus issus de ces perturbations. L'analyse des résidus des perturbations \bar{d}_2 ,

illustrée au 2ème graphe de la Figure 121, nous permet de constater que les

résidus sont largement supérieurs (de l'ordre de 10^4) à la valeur seuille T_4 ; cette

analyse révèle que le sous-système est affecté par des défauts.

La synthèse du résidu issu des perturbations \bar{d}_1 , illustré au 1^{er} graphe de la Figure

121, montre que les résidus sont légèrement supérieurs (par endroits) à la valeur

seuille T_3 , révélant des défauts.

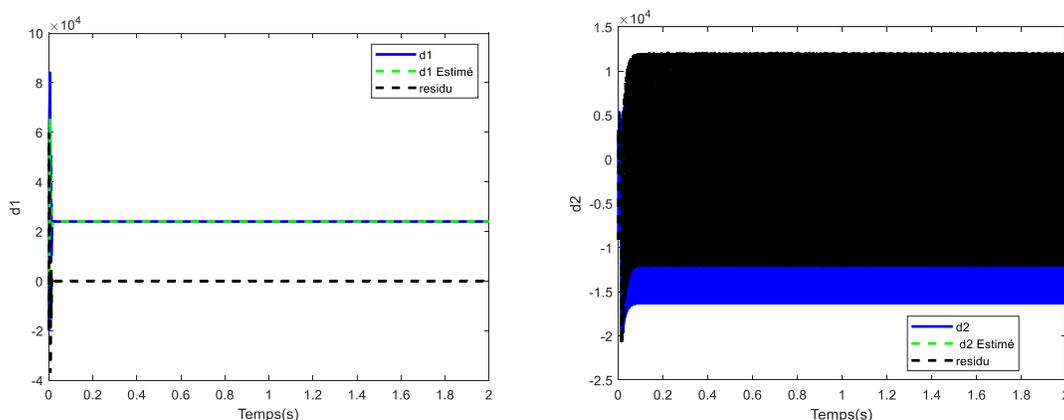


Figure 120 Perturbations réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de C_{dc}

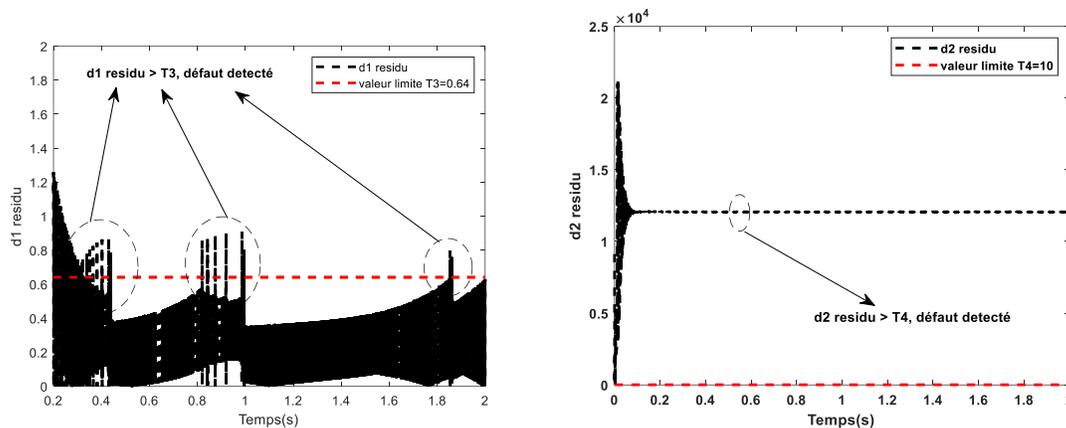


Figure 121 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations

Il est ainsi facile de constater que les dégradations C_{dc} sont facilement détectables par estimation direct des perturbations d_2 puisqu'elles fluctuent beaucoup. Ces défauts sont aussi facilement détectables par l'analyse des résidus issus des perturbations (réelle et estimée).

Par ailleurs, ces défauts sont difficilement détectables par l'estimation du courant de l'inductance, et de la tension. En passant par la synthèse des résidus issus des courants de l'inductance (réel et estimé) et de la tension du bus DC (réelle et estimée), on constate qu'il est possible de détecter les défauts bien que les résidus soient légèrement supérieurs aux valeurs seuilles.

En présence des dégradations du paramètre C_{dc} , les valeurs estimées des états suivent les valeurs réelles et restent sur les références, et les perturbations \bar{d}_2 estimées suivent peu les valeurs réelles tandis que les perturbations \bar{d}_1 estimées sont légèrement décalées des valeurs réelles. Ces observations montrent que l'estimateur et la commande utilisés sont robustes vis-à-vis des sorties (courant et

tension), et révèlent les défauts internes du paramètre C_{dc} à travers les perturbations estimées.

7.9.6 PV/hacheur/charge soumis aux dégradations du hacheur et du bus DC

Supposons que le sous-système subit des dégradations internes de tous ses paramètres dont les taux des dégradations sont:

$$\begin{cases} \Delta(R_{pv}) = 5\% * R_{pv0} \\ \Delta(L_{pv}) = -5\% * L_{pv0} \\ \Delta(C_{dc}) = -5\% * C_{dc0} \end{cases} \quad (7.31)$$

La Figure 122 nous montre que malgré les dégradations des trois paramètres introduits dans le modèle, le courant et la tension (réels et estimés) suivent les références sans aucune fluctuation. Ce qui prouve que la commande SMC+ESOG est robuste aux dégradations introduites dans le modèle. Il est difficile d'observer directement les défauts en observant les états réels et estimé du sous-système comme l'illustre la Figure 122.

En passant par l'analyse des résidus tel qu'illustré à la Figure 123, nous constatons que le résidu issu des courants est légèrement supérieur à la valeur seuille T_1 par endroits; et de même nous constatons que le résidu issu des tensions est légèrement supérieur la valeur seuille T_2 par endroits.

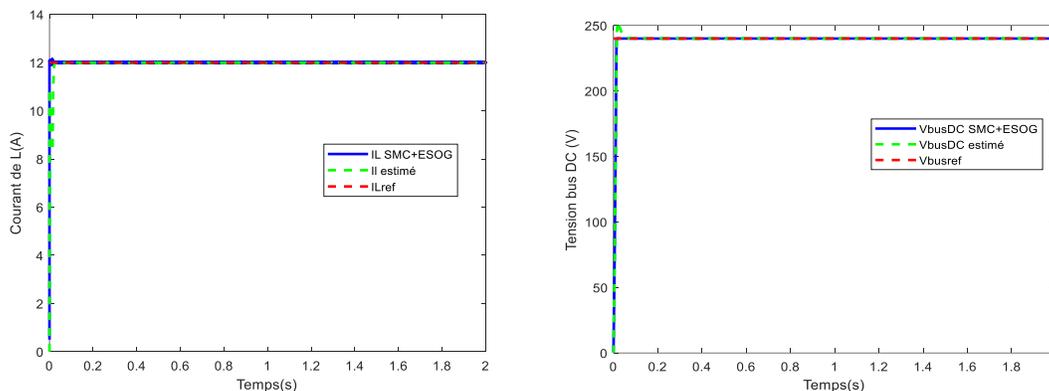


Figure 122 Courant réel et estimé, tension réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} , L_{pv} et C_{dc}

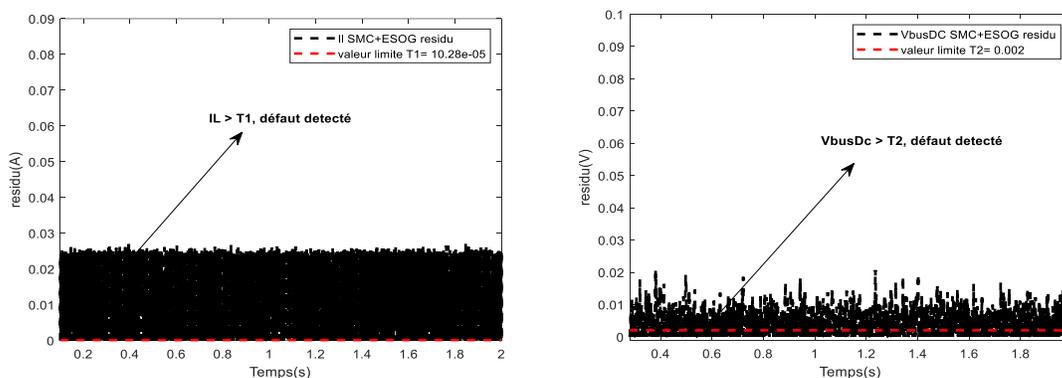


Figure 123 Détection des défauts par analyse des résidus du courant et de la tension

La Figure 124 illustre les perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ et $\bar{\bar{d}}_2$ estimées. Nous constatons que les deux perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ et $\bar{\bar{d}}_2$ subissent beaucoup des fluctuations. Ainsi une simple observation de de ces perturbations permettent de détecter des anomalies dans le sous-système.

L'analyse des résidus des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$, illustrée au 1er graphe de la Figure 125, nous permet de constater que les résidus sont largement supérieurs (de l'ordre de 10^5) à la valeur seuille T_3 ; cette analyse révèle clairement que le sous-système est affecté par des défauts.

De même la synthèse du résidu issu des perturbations \bar{d}_2 , illustré au 2eme graphe de la Figure 125, montre que les résidus sont largement supérieurs à la valeur seuille T_4 , révélant ainsi des défauts.

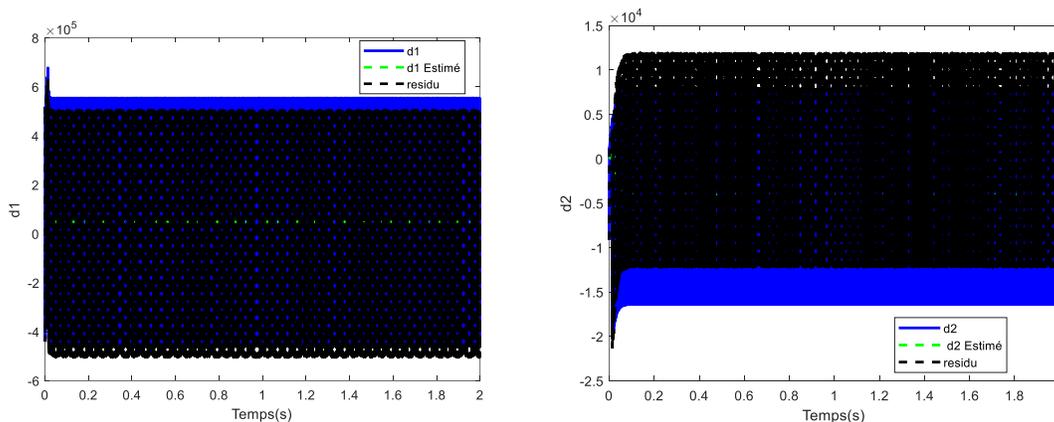


Figure 124 Perturbations réelle et estimée par SMC et ESOG soumis aux dégradations de R_{pv} , L_{pv} et C_{dc}

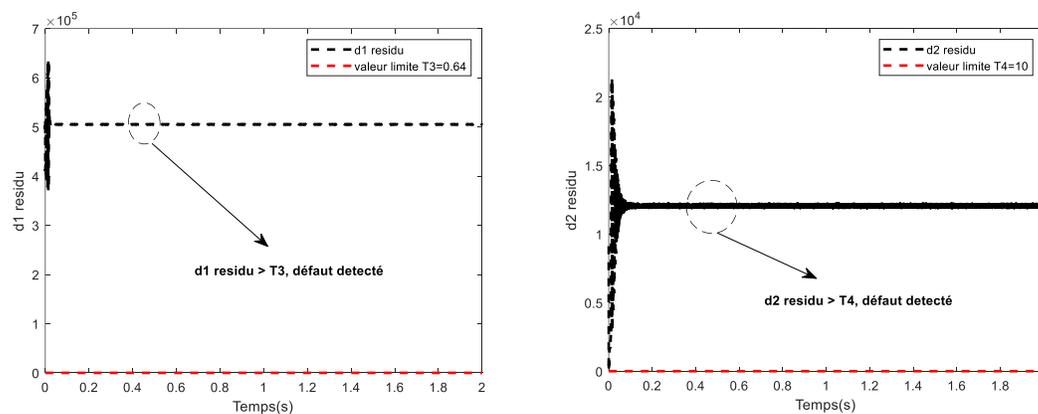


Figure 125 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations

Les dégradations sont facilement détectables par estimation direct des perturbations \bar{d}_1 et \bar{d}_2 puisqu'elles fluctuent beaucoup. Elles sont aussi facilement détectables par l'analyse des résidus issus des perturbations (réelle et estimée).

Elles sont difficilement détectables par l'estimation du courant de l'inductance, et de la tension. En passant par la synthèse des résidus issus des courants de l'inductance (réel et estimé) et de la tension du bus DC (réelle et estimée), on constate qu'il est possible de détecter les défauts bien que les résidus soient légèrement supérieurs aux valeurs seuilles.

En présence des dégradations des paramètres, les valeurs estimées des états suivent les valeurs réelles et restent sur les références, et les perturbations estimées suivent peu les valeurs réelles. Ces observations montrent, une fois de plus, que l'estimateur et la commande utilisés sont robustes vis-à-vis des sorties (courant et tension), et révèlent les défauts internes des paramètres à travers l'estimation des perturbations.

7.9.7 PV/hacheur/charge soumis simultanément aux dégradations du PV, de la charge et du hacheur et du bus DC

Ici nous voulons observer comment le sous-système se comporte face aux dégradations de tous les paramètres internes, et face aux dégradations externes sur la tension du PV et la charge, simultanément.

Supposons que le sous-système subit toutes les dégradations et défauts étudiés précédemment.

Le 1^{er} graphe de la Figure 126 nous montre qu'il est possible d'estimer directement les défauts à travers l'estimation du courant. Selon les analyses précédentes, les défauts estimés à travers le courant sont dus aux variations de la tension du PV. En analysant le résidu issu des courants, comme nous le montre le 2^{eme} graphe de la Figure 126, il est facile détecter que les pics révélateurs des défauts du PV

et de constater le résidu dans son ensemble est supérieur à la valeur seuille T_1 révélant les défauts des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} . Malgré les dégradations internes et externes, le courant (réel et estimé) suit la référence sans fluctuations majeures. Ce qui prouve que la commande SMC+ESOG est robuste à toutes les dégradations introduites simultanément dans le modèle.

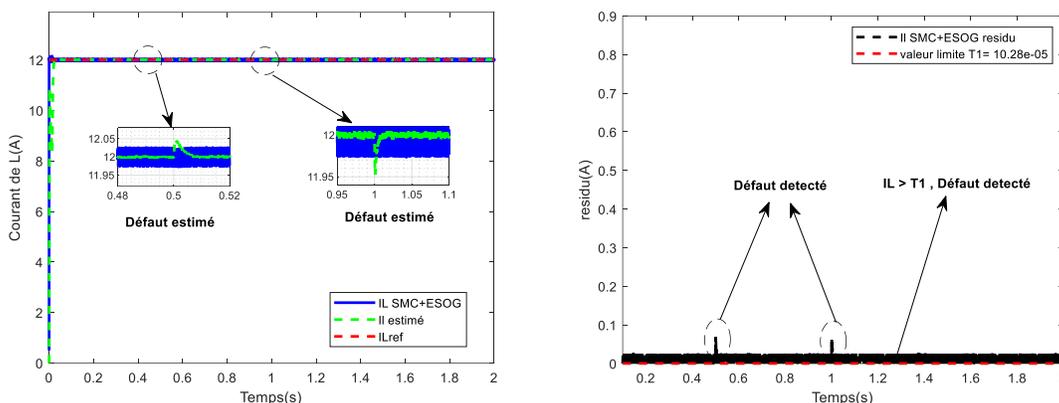


Figure 126 Détection des défauts par estimation et analyse des résidus du courant soumis aux dégradations des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} , variations de la tension PV et de la charge

Le 1^{er} graphe de la Figure 127 nous montre aussi qu'il est possible d'estimer directement les défauts à travers l'estimation de la tension. Selon les analyses précédentes, les défauts estimés à travers la tension du bus DC sont dus aux variations de la charge. En analysant le résidu issu des tensions, comme nous le montre le 2^{eme} graphe de la Figure 127, il est facile détecter que les pics révélateurs des défauts de la charge et de constater que le résidu dans son ensemble est supérieur à la valeur seuille T_2 révélant les défauts des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} . Malgré les dégradations internes et externes, la tension (réelle et estimée) suit la référence sans fluctuations majeures. Ce qui prouve que la

commande SMC+ESOG est robuste à toutes les dégradations introduites simultanément dans le modèle.

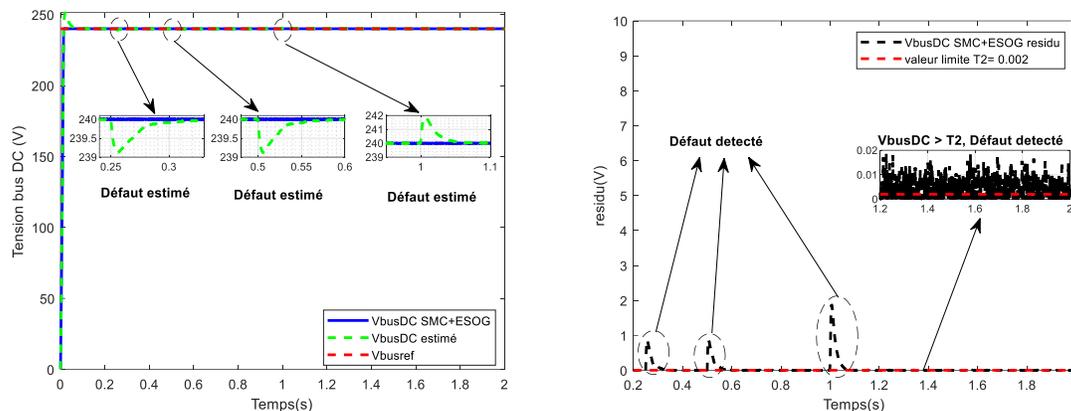


Figure 127 Détection des défauts par estimation et analyse des résidus de la tension du bus DC soumis aux dégradations des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} , variations de la tension PV et de la charge

La Figure 128 illustre les perturbations \bar{d}_1 et \bar{d}_2 réelles et estimées. Nous constatons que les deux perturbations \bar{d}_1 et \bar{d}_2 subissent beaucoup des fluctuations révélant les défauts des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} comme étudié précédemment. Ainsi une simple observation de de ces perturbations permettent de déceler des anomalies dans le sous-système.

L'analyse des résidus des perturbations \bar{d}_1 , illustrée au 1er graphe de la Figure 129, nous permet de constater que les résidus sont largement supérieurs (de l'ordre de 10^5) à la valeur seuille T_3 ; cette analyse révèle clairement que le sous-système est affecté par des défauts.

De même la synthèse du résidu issu des perturbations \bar{d}_2 , illustré au 2ème graphe de la Figure 129, montre que les résidus sont largement supérieurs (de l'ordre de 10^5) à la valeur seuille T_4 , révélant ainsi des défauts.

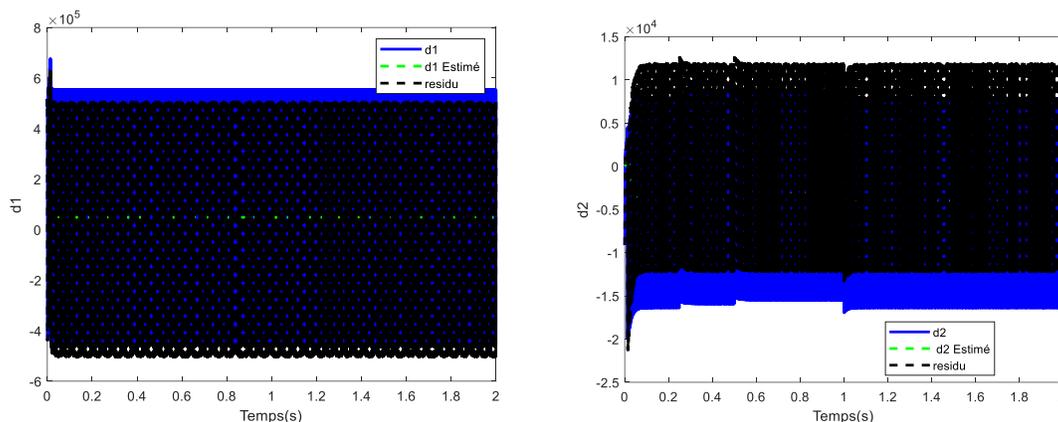


Figure 128 Perturbations réelles et estimées par SMC et ESOG soumis aux dégradations des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} , variations de la tension PV et de la charge

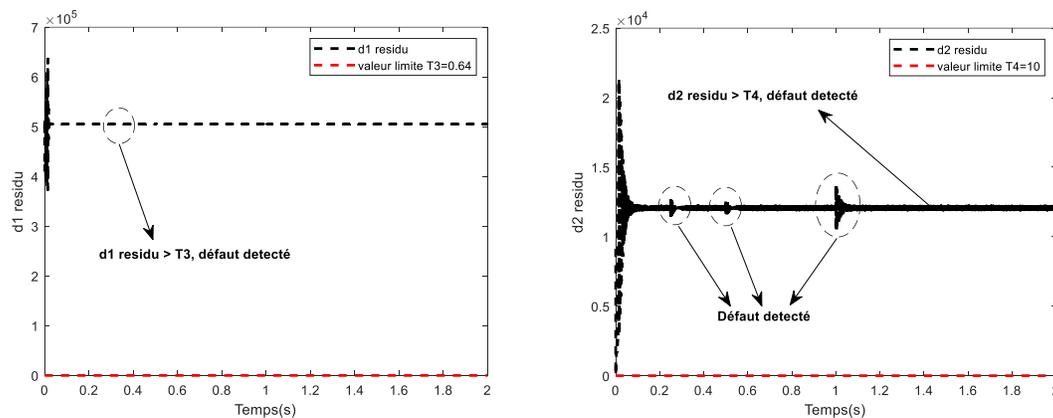


Figure 129 Détection des défauts par analyse des résidus des perturbations

Nous pouvons ainsi conclure que le modèle proposé est capable de détecter simultanément toutes les dégradations internes et externes du sous-système. Nous retenons que nos outils de diagnostic sont capables de détecter les dégradations externes comme suit :

- Les défauts du PV sont facilement détectables par estimation du courant de l'inductance et par estimation des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$;
- Les défauts du PV sont également détectables par l'analyse structurée des résidus issus de tous les états ; il faut noter que les résidus issus des courants et des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$ sont plus révélateurs des défauts par leurs amplitudes aux instants des défauts ;
- Les défauts de la charge sont détectables par estimation directe de la tension du bus DC, et par l'estimation des perturbations $\bar{\bar{d}}_2$;
- Les défauts de la charge sont également détectables par l'analyse structurée des résidus issus de tous les états ; il faut noter que les résidus issus des tensions du bus DC et des perturbations $\bar{\bar{d}}_2$ sont plus révélateurs des défauts par leurs amplitudes aux instants des défauts ;
- Les défauts des paramètres R_{pv}, L_{pv} sont détectables par estimation directe des perturbations $\bar{\bar{d}}_1$;
- Les défauts des paramètres internes R_{pv}, L_{pv} sont également détectables par la synthèse structurée des résidus de tous les états ;
- Les défauts du paramètre C_{dc} sont facilement détectables par estimation directe des perturbations $\bar{\bar{d}}_2$;
- Les défauts du paramètre C_{dc} sont également détectables par la synthèse structurée des résidus de tous les états ;

En présence de toutes les dégradations, les valeurs estimées des états suivent les valeurs réelles et restent sur les références. Ces observations montrent, une fois de plus, que l'estimateur et la commande utilisés sont robustes vis-à-vis des sorties (courant et tension).

CHAPITRE 8

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

La cogénération des énergies permet d'augmenter la disponibilité d'énergie malgré la variation saisonnière. Toutefois la demande accrue d'énergie exige une fiabilité et une disponibilité permanente des différents sous-systèmes de production d'énergie qui sont sujette à des défaillances de divers ordres. Dans l'optique de maintenir permanemment le système en fonctionnement, la présente thèse se propose de contribuer à l'élaboration des outils de diagnostic du sous-système PV/hacheur/charge intégré au système de cogénération d'énergie (en fonctionnement) en s'appuyant sur des méthodes de diagnostic par modèles analytiques.

8.1 PRINCIPALES CONTRIBUTIONS

Dans une première approche, nous avons utilisé le diagnostic par modèle analytique d'estimation paramétrique associé à l'analyse des courbes (I-V)/(P-V) pour diagnostiquer les panneaux PV. Après la modélisation, dans cette approche, les paramètres inconnus des panneaux PV sont obtenus d'abord par l'estimateur des moindres carrés et puis par l'estimateur du maximum de vraisemblance. La méthode d'optimisation par l'estimateur du maximum de vraisemblance trouve sa première application, en extraction des paramètres des PV, dans cette thèse. Ses applications à des données des fabricants des modules PV, et à des données réelles des chaînes des PV (du centre de recherche NERGICA) montrent qu'elle est de bonne précision. Les résultats montrent que le maximum du vraisemblance

est un bon estimateur paramétrique comparativement à d'autres méthodes telles que la méthode des moindres carrés (méthode intelligente testée aussi dans ce travail), la méthode de Lambert (méthode analytique rencontrée dans la littérature), la méthode de Vilalva (méthode itérative rencontrée dans la littérature); ensuite des résidus des paramètres obtenus du panneau ARCO Solar M75 après 20 ans de fonctionnement, ont permis de détecter et de localiser les dégradations des panneaux PV .

La deuxième approche utilisée est le diagnostic par modèle analytique d'estimateur d'état pour diagnostiquer le sous-système dynamique PV/hacheur/charge. Ici il était question d'estimer ou d'observer les états du modèle analytique défaillant ou modèle d'état défaillant du sous-système PV/hacheur/charge. Nous avons adapté et divisé le modèle dynamique en deux parties : une partie nominale linéaire et une partie non linéaire considérée comme des perturbations du système. Le modèle est réécrit de telle manière que la partie perturbations représente les états étendus de l'ensemble du modèle dynamique. Ainsi dans le cas où le modèle présente des défauts, les quantitatives des défauts sont envoyés dans les états étendus; donc les états étendus comportent la non-linéarité et les défauts du sous-système. Une nouvelle commande, récemment développée dans la littérature, à savoir la commande du rejet actif des perturbations standard et généralisée ou encore en anglais « Standard or Generalized Active Disturbance rejection control » a été appliquée au sous-système PV/hacheur/charge afin d'estimer les états nominaux et les perturbations/défauts.

Les résultats montrent que la commande du rejet actif des perturbations standard permet d'estimer les états nominaux et les perturbations/défauts, mais est laborieuse à concevoir ; en plus le temps de simulation est long; lorsqu'on introduit les variations au niveau de la tension PV et la charge, nous constatons que l'observateur standard utilisé est robuste mais les états (réels et observés) sont déviés des références définies. Quant à la commande généralisée du rejet actif des perturbations, qui utilise l'observateur de Luenberger étendu plus structuré; les résultats montrent qu'elle permet d'estimer bien les états nominaux et les perturbations/défauts du sous-système avec un temps de simulation relativement moins long que le cas standard; lorsqu'on introduit les variations au niveau de la tension PV et de la charge, nous constatons que l'observateur généralisé utilisé est robuste mais les états (réels et observés) sont déviés des références définies. Pour stabiliser les états nominaux sur les références définies bien qu'on introduise les variations des perturbations, nous avons associé la commande par mode glissant (reconnue comme une commande robuste) à l'observateur généralisé d'état étendu. Les résultats montrent que les états nominaux sont estimés et maintenus sur les références, et les perturbations sont également estimées.

Une fois que nous nous sommes rassuré que les états nominaux peuvent s'estimer et se stabiliser sur les références, et que les perturbations/défauts sont estimables, alors il était important de développer une méthodologie de diagnostiquer des défauts sur le sous-système en fonctionnement; il s'agit du choix des valeurs seuils des résidus, et d'écrire des algorithmes afin de détecter et d'estimer et de localiser les défauts.

Le choix des valeurs seuils est basé sur les résidus issus des états réels et leurs estimés dans le cas où le système est sans défauts. Une tolérance de 5% est admise pour les valeurs seuils des résidus. Plusieurs types de défauts ont été testés avec succès: les défauts venant de la tension PV, les défauts venant du courant de la charge, des dégradations de 5% des paramètres R_{pv} , L_{pv} et C_{dc} . Ces défauts externes (défauts de PV ou de la charge) sont détectables par estimation des états nominaux et perturbations ou par analyse structurée de tous les résidus. Les défauts des paramètres sont estimables beaucoup plus par l'observation des perturbations, et sont aussi détectables par une bonne synthèse de tous les résidus.

Ainsi pour une tolérance de 5% des valeurs seuils, les synthèses de tous les résidus des états permettent de déceler les défauts. Le choix de la tolérance des valeurs seuils est crucial pour le diagnostic et la supervision du sous-système. Des valeurs seuils basses pourraient enclencher de fausses alarmes et une grande tolérance des valeurs seuils peut aussi engendrer des retards de détection des défauts. Alors dans la suite de notre projet, nous suggérons une application expérimentale pour définir, avec plus de précision, l'intervalle de tolérance admissible.

8.2 RETOMBÉS SCIENTIFIQUES

Le présent travail a donné lieu aux articles scientifiques suivants :

- [1] A. Ayang *et al.*, "Maximum likelihood parameters estimation of single-diode model of photovoltaic generator," *Renewable energy*, vol. 130, pp. 111-121, 2019.
- [2] A. Ayang *et al.*, "Least square estimator and IEC-60891 procedure for parameters estimation of single-diode model of photovoltaic generator at Standard Test Conditions (STC)", *Journal of electrical engineering – Springer*, 2020
- [3] A. Ayang, M. Saad, M. Ouhrouche, and R. Wamkeue, "Modeling, P&O MPPT and PI controls and performance analysis of PV/Energy storage hybrid power system," in *2018 4th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*, 2018: IEEE, pp. 1-6.
- [4] A. Ayang, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, N. Essiane Salomé, and N. Djongyang, "Parameters estimation of single-diode Photovoltaic module/array using least square estimator: A comparative study" ,*5th International Conference on Control & Signal Processing (CSP-2017) Proceeding of Engineering and Technology- PET* Vol.26
- [5] A. Ayang, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, and B. H. Malwe, "Maximum Likelihood Parameters Estimation Of Single-Diode Photovoltaic Module/Array: A Comparative Study At STC," in *2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2018: IEEE, pp. 1-6.
- [6] A. Ayang, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, and M. Saad, "Faults Diagnosis And Monitoring Of A Single Diode Photovoltaic Module Based On Estimated Parameters," in *2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2018: IEEE, pp. 1-6.

8.3 PERSPECTIVES ET TRAVAUX FUTURS

Les résultats de ce travail de thèse sont satisfaisants, mais il reste des points à améliorer. Dans l'optique de se rapprocher de la perfection et d'améliorer les outils de diagnostic proposés, il serait important :

- De suivre, chaque mois, les paramètres des cinq chaînes (Champ PV de Nergica) afin de pronostiquer ou diagnostiquer les défauts des cas échéants ;
- De définir une procédure ou une méthode de choix optimal des paramètres de la commande standard du rejet actif des perturbations ;
- De définir une procédure ou une méthode de choix optimal des paramètres de la commande généralisée du rejet actif des perturbations ;
- De retoucher les paramètres de simulation pour diminuer la valeur seuil du résidu issu des perturbations \bar{d}_2 ;
- De tester les outils de diagnostic lorsque les dégradations évoluent en fonction du temps ;
- De tester expérimentalement les deux algorithmes de localisation des défauts proposés à la section 7.7.4 du chapitre 7 ; de confronter les résultats de simulation aux résultats expérimentaux ; donc une étude expérimentale de ce travail améliorera sa portée scientifique.

Pour la suite de ces travaux, ces résultats concluants sont applicables aux autres sous-systèmes (stockage par batteries et supra-condensateurs, macro-générateurs...) du système autonome de cogénération d'énergie.

LISTE DE RÉFÉRENCES

- [1] R. Adib, "Renewables 2015 Global Status Report," 2015.
- [2] Y. Lautre, "Pollutions radioactives de Fukushima & Contaminations (archives 2011)," 2011.
- [3] D. HELD, E.-M. NAG, and C. ROGER, "La gouvernance du changement climatique dans les pays en développement," 2013.
- [4] A. Beluco, P. K. Souza, and A. Krenzinger, "PV hydro hybrid systems," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 6, no. 7, 2008.
- [5] A. Beluco, P. K. de Souza, and A. Krenzinger, "Influence of different degrees of complementarity of solar and hydro energy availability on the performance of hybrid hydro PV generating plants," 2013.
- [6] U. E. I. Administration, "International energy outlook 2013," 2013.
- [7] J. Weber, "Gestion des ressources renouvelables: fondements théoriques d'un programme de recherche," in *Rendre possible*: Editions Quæ, 2013, pp. 35-52.
- [8] M. S. Mahmoud and Y. Xia, *Analysis and synthesis of fault-tolerant control systems*. John Wiley & Sons, 2013.
- [9] R. J. Patton, P. M. Frank, and R. N. Clark, *Issues of fault diagnosis for dynamic systems*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [10] R. Isermann, *Fault-diagnosis applications: model-based condition monitoring: actuators, drives, machinery, plants, sensors, and fault-tolerant systems*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [11] S. Ding, *Model-based fault diagnosis techniques: design schemes, algorithms, and tools*. Springer Science & Business Media, 2008.
- [12] R. Isermann, *Fault-diagnosis systems: an introduction from fault detection to fault tolerance*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [13] G. Bekele and G. Tadesse, "Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia," *Applied Energy*, vol. 97, pp. 5-15, 2012.
- [14] B. Ai, H. Yang, H. Shen, and X. Liao, "Computer-aided design of PV/wind hybrid system," *Renewable energy*, vol. 28, no. 10, pp. 1491-1512, 2003.
- [15] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, "A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system," *Energy Policy*, vol. 35, no. 11, pp. 5708-5718, 2007.

- [16] M. Ashari and C. Nayar, "An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)–diesel–battery hybrid power system," *Solar Energy*, vol. 66, no. 1, pp. 1-9, 1999.
- [17] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms," *Solar energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33-46, 2005.
- [18] J. Kenfack, F. P. Neirac, T. T. Tatietsé, D. Mayer, M. Fogue, and A. Lejeune, "Microhydro-PV-hybrid system: Sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 2259-2263, 2009.
- [19] L. E. Teixeira, J. Caux, A. Beluco, I. Bertoldo, J. A. S. Louzada, and R. C. Eifler, "Feasibility Study of a Hydro PV Hybrid System Operating at a Dam for Water Supply in Southern Brazil," *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 3, no. 09, p. 70, 2015.
- [20] K. Kusakana, J. Munda, and A. Jimoh, "Feasibility study of a hybrid PV-micro hydro system for rural electrification," in *AFRICON, 2009. AFRICON'09.*, 2009: IEEE, pp. 1-5.
- [21] E. Nfah and J. Ngundam, "Feasibility of pico-hydro and photovoltaic hybrid power systems for remote villages in Cameroon," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 6, pp. 1445-1450, 2009.
- [22] J. Margeta and Z. Glasnovic, "Theoretical settings of photovoltaic-hydro energy system for sustainable energy production," *Solar energy*, vol. 86, no. 3, pp. 972-982, 2012.
- [23] J. Margeta and Z. Glasnovic, "Feasibility of the green energy production by hybrid solar+ hydro power system in Europe and similar climate areas," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 6, pp. 1580-1590, 2010.
- [24] Z. Glasnovic and J. Margeta, "The features of sustainable solar hydroelectric power plant," *Renewable energy*, vol. 34, no. 7, pp. 1742-1751, 2009.
- [25] R. Muhida, A. Mostavan, W. Sujatmiko, M. Park, and K. Matsuura, "The 10 years operation of a PV-micro-hydro hybrid system in Taratak, Indonesia," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 67, no. 1, pp. 621-627, 2001.
- [26] A. Beluco, P. K. de Souza, and A. Krenzinger, "A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 10, pp. 2157-2165, 2008.
- [27] A. Beluco, P. K. de Souza, and A. Krenzinger, "A method to evaluate the effect of complementarity in time between hydro and solar energy on the performance of hybrid hydro PV generating plants," *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 24-30, 2012.

- [28] K.-S. Jeong, W.-Y. Lee, and C.-S. Kim, "Energy management strategies of a fuel cell/battery hybrid system using fuzzy logics," *Journal of power sources*, vol. 145, no. 2, pp. 319-326, 2005.
- [29] C. Wang and M. H. Nehrir, "Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 957-967, 2008.
- [30] B. S. Shalavadi, R. Vankina, and U. R. Yaragatti, "Modelling and Analysis of a Standalone PV/Micro Turbine/Ultra Capacitor Hybrid System," *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 6, no. 3, pp. 847-855, 2016.
- [31] S. Meshram, G. Agnihotri, and S. Gupta, "Power management strategy for active power sharing in hydro/PV/battery hybrid energy system," *Chinese Journal of Engineering*, vol. 2013, 2013.
- [32] S. Meshram, G. Agnihotri, and S. Gupta, "Modeling of grid connected DC linked PV/hydro hybrid system," *Electr. Electron. Eng.(ELELIJ)*, vol. 2, no. 3, pp. 13-27, 2013.
- [33] S. Meshram, G. Agnihotri, and S. Gupta, "Performance analysis of grid integrated hydro and solar based hybrid systems," *Advances in Power Electronics*, vol. 2013, 2013.
- [34] L. Ye, H. B. Sun, X. R. Song, and L. C. Li, "Dynamic modeling of a hybrid wind/solar/hydro microgrid in EMTP/ATP," *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 96-106, 2012.
- [35] J. H. Cho and W.-P. Hong, "Power control and modeling of a solar-ultra capacitor hybrid energy system for stand-alone applications," in *Control Automation and Systems (ICCAS), 2010 International Conference on*, 2010: IEEE, pp. 811-814.
- [36] A. Ayang, M. Saad, M. Ouhrouche, and R. Wamkeue, "Modeling, P&O MPPT and PI controls and performance analysis of PV/Energy storage hybrid power system," in *2018 4th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*, 2018: IEEE, pp. 1-6.
- [37] E. Jamshidpour, P. Poure, B. Nahid-Mobarakeh, and S. Saadate, "Differential flatness-based control of a stand-alone solar-PV energy generating system," in *Control Applications (CCA), 2015 IEEE Conference on*, 2015: IEEE, pp. 721-726.
- [38] E. Jamshidpour, S. Saadate, and P. Poure, "Energy management and control of a stand-alone photovoltaic/ultra capacitor/battery microgrid," in *Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT), 2015 IEEE Jordan Conference on*, 2015: IEEE, pp. 1-6.

- [39] K. Rahbar, J. Xu, and R. Zhang, "Real-time energy storage management for renewable integration in microgrid: An off-line optimization approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 124-134, 2015.
- [40] A. Tani, M. B. Camara, and B. Dakyo, "Energy management in the decentralized generation systems based on renewable energy— Ultracapacitors and battery to compensate the wind/load power fluctuations," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1817-1827, 2015.
- [41] H. Yin, C. Zhao, M. Li, and C. Ma, "Utility function-based real-time control of a battery ultracapacitor hybrid energy system," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, no. 1, pp. 220-231, 2015.
- [42] A. M. Dizqah, A. Maheri, K. Busawon, and A. Kamjoo, "A multivariable optimal energy management strategy for standalone dc microgrids," *IEEE transactions on power systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2278-2287, 2015.
- [43] M. F. Samadi and M. Saif, "State-Space Modeling and Observer Design of Li-Ion Batteries Using Takagi–Sugeno Fuzzy System," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 25, no. 1, pp. 301-308, 2017.
- [44] B. Wang, Z. Liu, S. E. Li, S. J. Moura, and H. Peng, "State-of-charge estimation for lithium-ion batteries based on a nonlinear fractional model," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 25, no. 1, pp. 3-11, 2017.
- [45] Z. Xu and S. Gao, "State of charge estimation based on improved LiFePO₄ battery model and Kalman filtering," in *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016 IEEE 8th International*, 2016: IEEE, pp. 2455-2460.
- [46] Q. Ouyang, J. Chen, and K. You, "State of charge estimation of lithium-ion batteries with unknown model parameters," in *American Control Conference (ACC), 2016*, 2016: IEEE, pp. 4012-4017.
- [47] L. W. Yao, J. Aziz, N. Idris, and I. M. Alsofyani, "Online battery modeling for state-of-charge estimation using extended Kalman filter with Busse's adaptive rule," in *Industrial Electronics Society, IECON 2015-41st Annual Conference of the IEEE*, 2015: IEEE, pp. 004742-004747.
- [48] W. Chen, W.-T. Chen, M. Saif, M.-F. Li, and H. Wu, "Simultaneous fault isolation and estimation of lithium-ion batteries via synthesized design of Luenberger and learning observers," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 22, no. 1, pp. 290-298, 2014.
- [49] H. He, R. Xiong, X. Zhang, F. Sun, and J. Fan, "State-of-charge estimation of the lithium-ion battery using an adaptive extended Kalman filter based on an improved Thevenin model," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, no. 4, pp. 1461-1469, 2011.

- [50] K. Ishaque, Z. Salam, and H. Taheri, "Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 2, pp. 586-594, 2011.
- [51] M. AlRashidi, M. AlHajri, K. El-Naggar, and A. Al-Othman, "A new estimation approach for determining the I–V characteristics of solar cells," *Solar Energy*, vol. 85, no. 7, pp. 1543-1550, 2011.
- [52] V. L. Brano, A. Orioli, G. Ciulla, and A. Di Gangi, "An improved five-parameter model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 8, pp. 1358-1370, 2010.
- [53] C. Carrero, J. Amador, and S. Arnaltes, "A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 15, pp. 2579-2589, 2007.
- [54] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and V. Tzitzilouis, "Development of an FPGA-based system for real-time simulation of photovoltaic modules," *Microelectronics journal*, vol. 40, no. 7, pp. 1094-1102, 2009.
- [55] W. Yi-Bo, W. Chun-Sheng, L. Hua, and X. Hong-Hua, "Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system," in *Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on*, 2008: IEEE, pp. 1-6.
- [56] A. D. Hansen, P. E. Sørensen, L. H. Hansen, and H. W. Bindner, "Models for a stand-alone PV system," 8755027741, 2001.
- [57] R. Abbassi, A. Abbassi, M. Jemli, and S. Chebbi, "Identification of unknown parameters of solar cell models: A comprehensive overview of available approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 453-474, 2018.
- [58] D. Zahira, "Extraction des paramètres physique d'une cellule solaire à deux exponentiels par la méthode des algorithmes génériques," Université Ferhat Abbas de Sétif 1.
- [59] S. Alem-Boudjemline, "réalisation et caractérisation de cellules photovoltaïques plastiques," Université d'Angers, 2004.
- [60] A. R. Jordehi, "Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 61, pp. 354-371, 2016.
- [61] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang, and Y. Zhang, "Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules," *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 294-303, 2014.
- [62] M. Kumar and A. Kumar, "An efficient parameters extraction technique of photovoltaic models for performance assessment," *Solar Energy*, vol. 158, pp. 192-206, 2017.

- [63] A. K. Tossa, Y. Soro, Y. Azoumah, and D. Yamegueu, "A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions," *Solar energy*, vol. 110, pp. 543-560, 2014.
- [64] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays," *Solar Energy*, vol. 100, pp. 31-41, 2014.
- [65] D. Tyson, "Design and simulation of photovoltaic super system using simulink," *Project of Electrical Engineering, California Polytechnic State University, San Luis Obispo*, 2006.
- [66] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78-88, 2006.
- [67] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model," *Journal of Electrical & Electronics Engineering*, vol. 21, no. 1, pp. 49-56, 2001.
- [68] W. De Soto, S. Klein, and W. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78-88, 2006.
- [69] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, and L. Rahmani, "Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 20, no. 1, pp. 46-58, 2012.
- [70] M. Siddiqui and M. Abido, "Parameter estimation for five-and seven-parameter photovoltaic electrical models using evolutionary algorithms," *Applied soft computing*, vol. 13, no. 12, pp. 4608-4621, 2013.
- [71] R. Tamrakar and A. Gupta, "A Review: extraction of solar cell modelling parameters," *Int. J. Innovative Res. Electr., Electron., Instrum. Control Eng.*, vol. 3, no. 1, pp. 55-60, 2015.
- [72] T. Ayodele, A. Ogunjuyigbe, and E. Ekoh, "Evaluation of numerical algorithms used in extracting the parameters of a single-diode photovoltaic model," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 13, pp. 51-59, 2016.
- [73] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power electronics and control techniques for maximum energy harvesting in photovoltaic systems*. CRC press, 2017.
- [74] E. I. Batzelis, I. A. Routsolias, and S. A. Papathanassiou, "An explicit PV string model based on the lambert W function and simplified MPP expressions for operation under partial shading," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 301-312, 2013.

- [75] J. Cubas, S. Pindado, and C. De Manuel, "Explicit expressions for solar panel equivalent circuit parameters based on analytical formulation and the Lambert W-function," *Energies*, vol. 7, no. 7, pp. 4098-4115, 2014.
- [76] T. Khatib, K. Sopian, and H. A. Kazem, "Actual performance and characteristic of a grid connected photovoltaic power system in the tropics: A short term evaluation," *Energy Conversion and Management*, vol. 71, pp. 115-119, 2013.
- [77] Y. A. Mahmoud, W. Xiao, and H. H. Zeineldin, "A parameterization approach for enhancing PV model accuracy," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 12, pp. 5708-5716, 2012.
- [78] H. A. B. Siddique, P. Xu, and R. W. De Doncker, "Parameter extraction algorithm for one-diode model of PV panels based on datasheet values," in *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2013: IEEE, pp. 7-13.
- [79] S. Shongwe and M. Hanif, "Comparative analysis of different single-diode PV modeling methods," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 3, pp. 938-946, 2015.
- [80] V. J. Chin, Z. Salam, and K. Ishaque, "Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review," *Applied Energy*, vol. 154, pp. 500-519, 2015.
- [81] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [82] S. Moballegh and J. Jiang, "Modeling, prediction, and experimental validations of power peaks of PV arrays under partial shading conditions," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 293-300, 2013.
- [83] S. A. Rahman, R. K. Varma, and T. Vanderheide, "Generalised model of a photovoltaic panel," *IET Renewable Power Generation*, vol. 8, no. 3, pp. 217-229, 2014.
- [84] R. Navabi, S. Abedi, S. H. Hosseinian, and R. Pal, "On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies," *Energy conversion and management*, vol. 89, pp. 497-506, 2015.
- [85] O. Mares, M. Paulescu, and V. Badescu, "A simple but accurate procedure for solving the five-parameter model," *Energy Conversion and Management*, vol. 105, pp. 139-148, 2015.
- [86] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. Mahlia, "Characterization of PV panel and global optimization of its model parameters using genetic algorithm," *Energy Conversion and Management*, vol. 73, pp. 10-25, 2013.

- [87] J. J. Soon and K.-S. Low, "Photovoltaic model identification using particle swarm optimization with inverse barrier constraint," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 9, pp. 3975-3983, 2012.
- [88] A. Askarzadeh and L. dos Santos Coelho, "Determination of photovoltaic modules parameters at different operating conditions using a novel bird mating optimizer approach," *Energy Conversion and Management*, vol. 89, pp. 608-614, 2015.
- [89] L. Guo, Z. Meng, Y. Sun, and L. Wang, "Parameter identification and sensitivity analysis of solar cell models with cat swarm optimization algorithm," *Energy conversion and management*, vol. 108, pp. 520-528, 2016.
- [90] A. Askarzadeh and A. Rezaazadeh, "Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identification of solar cell models," *Applied Energy*, vol. 102, pp. 943-949, 2013.
- [91] M. A. Awadallah, "Variations of the bacterial foraging algorithm for the extraction of PV module parameters from nameplate data," *Energy conversion and management*, vol. 113, pp. 312-320, 2016.
- [92] D. Alam, D. Yousri, and M. Eteiba, "Flower pollination algorithm based solar PV parameter estimation," *Energy Conversion and Management*, vol. 101, pp. 410-422, 2015.
- [93] D. H. Muhsen, A. B. Ghazali, T. Khatib, and I. A. Abed, "Extraction of photovoltaic module model's parameters using an improved hybrid differential evolution/electromagnetism-like algorithm," *Solar Energy*, vol. 119, pp. 286-297, 2015.
- [94] M. Barukčić, V. Čorluka, and K. Miklošević, "The irradiance and temperature dependent mathematical model for estimation of photovoltaic panel performances," *Energy conversion and management*, vol. 101, pp. 229-238, 2015.
- [95] F. Bonanno, G. Capizzi, G. Graditi, C. Napoli, and G. M. Tina, "A radial basis function neural network based approach for the electrical characteristics estimation of a photovoltaic module," *Applied Energy*, vol. 97, pp. 956-961, 2012.
- [96] H. Fathabadi, "Novel neural-analytical method for determining silicon/plastic solar cells and modules characteristics," *Energy conversion and management*, vol. 76, pp. 253-259, 2013.
- [97] M. Azab, "Identification of one-diode model parameters of PV devices from nameplate information using particle swarm and least square methods," in *Smart Grid and Renewable Energy (SGRE), 2015 First Workshop on*, 2015: IEEE, pp. 1-6.

- [98] B. Nayak, A. Mohapatra, and K. Mohanty, "Parameters estimation of photovoltaic module using nonlinear least square algorithm: A comparative study," in *2013 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 2013: IEEE, pp. 1-6.
- [99] A. Mohapatra, B. Nayak, and K. Mohanty, "Comparative study on single diode photovoltaic module parameter extraction methods," in *Power, Energy and Control (ICPEC), 2013 International Conference on*, 2013: IEEE, pp. 30-34.
- [100] A. Ayang *et al.*, "Maximum likelihood parameters estimation of single-diode model of photovoltaic generator," *Renewable energy*, vol. 130, pp. 111-121, 2019.
- [101] A. Ayang, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, N. Essiane Salomé, and N. Djongyang, *Parameters estimation of single-diode Photovoltaic module/array using least square estimator: A comparative study*. 2018.
- [102] A. M. Humada, M. Hojabri, S. Mekhilef, and H. M. Hamada, "Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 494-509, 2016.
- [103] P. J. Gnetchejo, S. N. Essiane, P. Ele, R. Wamkeue, D. M. Wapet, and S. P. Ngoffe, "Important notes on parameter estimation of solar photovoltaic cell," *Energy Conversion and Management*, vol. 197, p. 111870, 2019.
- [104] B. Brooks, "The bakersfield fire-A lesson in ground-fault protection," *SolarPro Mag*, pp. 62-70, 2011.
- [105] P. Ducange, M. Fazzolari, B. Lazzerini, and F. Marcelloni, "An intelligent system for detecting faults in photovoltaic fields," in *Intelligent systems design and applications (ISDA), 2011 11th international conference on*, 2011: IEEE, pp. 1341-1346.
- [106] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, K. Kato, and M. Ishida, "Experimental studies of failure detection methods in PV module strings," in *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*, 2006, vol. 2: IEEE, pp. 2227-2230.
- [107] M. Sabbaghpur Arani and M. Hejazi, "The Comprehensive Study of Electrical Faults in PV Arrays," *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2016, 2016.
- [108] M. K. Alam, F. Khan, J. Johnson, and J. Flicker, "A comprehensive review of catastrophic faults in PV arrays: Types, detection, and mitigation techniques," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 3, pp. 982-997, 2015.
- [109] M. K. Alam, F. H. Khan, J. Johnson, and J. Flicker, "PV faults: Overview, modeling, prevention and detection techniques," in *Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2013 IEEE 14th Workshop on*, 2013: IEEE, pp. 1-7.

- [110] J. Han, "From PID to active disturbance rejection control," *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 3, pp. 900-906, 2009.
- [111] Z. Gao, "Scaling and bandwidth-parameterization based controller tuning," in *Proceedings of the American control conference*, 2006, vol. 6, pp. 4989-4996.
- [112] Z. Gao, "Active disturbance rejection control: a paradigm shift in feedback control system design," in *2006 American control conference*, 2006: IEEE, p. 7 pp.
- [113] C. Zhang, J. Yang, S. Li, and N. Yang, "A generalized active disturbance rejection control method for nonlinear uncertain systems subject to additive disturbance," *Nonlinear Dynamics*, vol. 83, no. 4, pp. 2361-2372, 2016.
- [114] J. Wang, S. Li, J. Yang, B. Wu, and Q. Li, "Extended state observer-based sliding mode control for PWM-based DC–DC buck power converter systems with mismatched disturbances," *IET Control Theory & Applications*, vol. 9, no. 4, pp. 579-586, 2015.
- [115] J. Yang, H. Cui, S. Li, and A. Zolotas, "Optimized active disturbance rejection control for DC-DC buck converters with uncertainties using a reduced-order GPI observer," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 65, no. 2, pp. 832-841, 2017.
- [116] B. Wu, J. Yang, J. Wang, and S. Li, "Extended state observer based control for DC-DC buck converters subject to mismatched disturbances," in *Proceedings of the 33rd Chinese control conference*, 2014: IEEE, pp. 8080-8085.
- [117] S. Zhuo, A. Gaillard, L. Xu, C. Liu, D. Paire, and F. Gao, "Observer-Based Robust Switch Open-Circuit Fault Diagnosis of DC-DC Converter for Fuel Cell Application," in *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*: IEEE, pp. 1-6.
- [118] P. Jain *et al.*, "A Luenberger observer-based fault detection and identification scheme for photovoltaic DC-DC converters," in *IECON 2017-43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2017: IEEE, pp. 5015-5020.
- [119] J. Su, W.-H. Chen, and B. Li, "Disturbance observer based fault diagnosis," in *Proceedings of the 33rd Chinese control conference*, 2014: IEEE, pp. 3024-3029.
- [120] S. Zhuo, L. Xu, A. Gaillard, Y. Huangfu, D. Paire, and F. Gao, "Robust open-circuit fault diagnosis of multi-phase floating interleaved DC–DC boost converter based on sliding mode observer," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 5, no. 3, pp. 638-649, 2019.

- [121] D. R. E. Trejo, S. Taheri, and J. A. P. Sánchez, "Switch fault diagnosis for boost DC–DC converters in photovoltaic MPPT systems by using high-gain observers," *IET Power Electronics*, vol. 12, no. 11, pp. 2793-2801, 2019.
- [122] J. Poon, I. C. Konstantakopoulos, C. Spanos, and S. R. Sanders, "Real-time model-based fault diagnosis for switching power converters," in *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2015: IEEE, pp. 358-364.
- [123] J. Poon, P. Jain, I. C. Konstantakopoulos, C. Spanos, S. K. Panda, and S. R. Sanders, "Model-based fault detection and identification for switching power converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 2, pp. 1419-1430, 2016.
- [124] H. Chi, "A Discussions on the Least-Square Method in the Course of Error theory and Data Processing," in *Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), 2015 International Conference on*, 2015: IEEE, pp. 486-489.
- [125] A. Oi, "Design and simulation of photovoltaic water pumping system," *California Polytechnic State University*, 2005.
- [126] P. Devices, "Procedures for temperature and irradiance corrections to measured IV characteristics," ed: IEC, 2010.
- [127] C. W. Hansen and B. H. King, "Determining series resistance for equivalent circuit models of a PV module," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. 2, pp. 538-543, 2018.
- [128] G. Trentadue, D. Pavanello, E. Salis, M. Field, and H. Müllejans, "Determination of internal series resistance of PV devices: repeatability and uncertainty," *Measurement Science and Technology*, vol. 27, no. 5, p. 055005, 2016.
- [129] P. Wolf and V. Benda, "Identification of PV solar cells and modules parameters by combining statistical and analytical methods," *Solar Energy*, vol. 93, pp. 151-157, 2013.
- [130] R. Moretón, E. Lorenzo, and J. Muñoz, "A 500-kW PV generator I–V curve," *Progress in Photovoltaics: Research and applications*, vol. 22, no. 12, pp. 1280-1284, 2014.
- [131] J. Schoukens and R. Pintelon, *Identification of linear systems: a practical guideline to accurate modeling*. Elsevier, 2014.
- [132] R. Wamkeue, *Modélisation et identification statistique des machines synchrones: outils et concepts*. 1999.
- [133] G. A. Seber and C. J. Wild, "Nonlinear Regression. Hoboken," *New Jersey: John Wiley & Sons*, vol. 62, p. 63, 2003.

- [134] A. Lalami and R. Wamkeue, "Synchronous generator off-line diagnosis approach including fault detection and estimation of failures on machine parameters," *Electric Power Components and Systems*, vol. 41, no. 15, pp. 1501-1517, 2013.
- [135] R. Wamkeue, I. Kamwa, and X. Dai-Do, "Short-circuit test based maximum likelihood estimation of stability model of large generators," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 14, no. 2, pp. 167-174, 1999.
- [136] A. Ayang, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, and B. H. Malwe, "Maximum Likelihood Parameters Estimation Of Single-Diode Photovoltaic Module/Array: A Comparative Study At STC," in *2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2018: IEEE, pp. 1-6.
- [137] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic degradation rates—an analytical review," *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 1, pp. 12-29, 2013.
- [138] D. Jordan, *Methods of Analysis of Outdoor Performance Data*. National Renewable Energy Laboratory, 2011.
- [139] K. Park, G. Kang, H. Kim, G. Yu, and J. Kim, "Analysis of thermal and electrical performance of semi-transparent photovoltaic (PV) module," *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2681-2687, 2010.
- [140] S. R. Wenham, *Applied photovoltaics*. Routledge, 2012.
- [141] S. Chattopadhyay *et al.*, "Visual degradation in field-aged crystalline silicon PV modules in India and correlation with electrical degradation," *IEEE Journal of photovoltaics*, vol. 4, no. 6, pp. 1470-1476, 2014.
- [142] E. Kaplani, "Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [143] M. Green, "Solar cells: operating principles, technology, and system applications. University of New South Wales, Kensington," *New South Wales, Australia*, pp. 96-97, 1992.
- [144] J. Zoellick, "Testing and matching photovoltaic modules to maximize solar electric array performance "," *Senior project presented to the Department of Environmental Resources Engineering Humboldt State University*, 1990.
- [145] A. M. Reis, N. T. Coleman, M. W. Marshall, P. A. Lehman, and C. E. Chamberlin, "Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure," in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 2002: IEEE, pp. 1432-1435.
- [146] C. Chamberlin, M. Rocheleau, M. Marshall, A. Reis, N. Coleman, and P. Lehman, "Comparison of PV module performance before and after 11 and 20 years of field exposure," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, 2011: IEEE, pp. 000101-000105.

- [147] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. Kébé, P. A. Ndiaye, and V. Sambou, "Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review," *Solar Energy*, vol. 96, pp. 140-151, 2013.
- [148] J. Wohlgemuth, D. W. Cunningham, A. Nguyen, G. Kelly, and D. Amin, "Failure modes of crystalline Si modules," in *PV Module Reliability Workshop*, 2010.
- [149] V. Sharma and S. Chandel, "Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 753-767, 2013.
- [150] J. H. Wohlgemuth and S. Kurtz, "Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity," in *2011 International Reliability Physics Symposium*, 2011: IEEE, pp. 5E. 3.1-5E. 3.6.
- [151] M. K. Al-Smadi and Y. Mahmoud, "Analysis of Photovoltaic Systems Power Losses in Partial Shading Conditions," in *IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2018: IEEE, pp. 1699-1704.
- [152] D. S. Pillai and N. Rajasekar, "A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 18-40, 2018.
- [153] S. R. Madeti and S. Singh, "A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system," *Solar Energy*, vol. 158, pp. 161-185, 2017.
- [154] A. Triki-Lahiani, A. B.-B. Abdelghani, and I. Slama-Belkhodja, "Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2680-2692, 2018.
- [155] A. Mellit, G. M. Tina, and S. A. Kalogirou, "Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1-17, 2018.
- [156] R. Zhou and W. Tan, "A generalized active disturbance rejection control approach for linear systems," in *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2015 IEEE 10th Conference on*, 2015: IEEE, pp. 248-255.
- [157] J. G. Kassakian, M. F. Schlecht, and G. C. Verghese, *Principles of power electronics*. Graphis, 2000.
- [158] I. Boldea and L. N. Tutelea, *Electric Machines: Steady State, Transients, and Design with MATLAB®*. CRC press, 2009.
- [159] B.-Z. Guo and Z.-L. Zhao, *Active disturbance rejection control for nonlinear systems: An introduction*. John Wiley & Sons, 2016.

- [160] Z.-Q. Chen, M.-W. Sun, and R. Yang, "On the stability of linear active disturbance rejection control," *Acta Automatica Sinica*, vol. 39, no. 5, pp. 574-580, 2013.
- [161] D. Sun, "Comments on active disturbance rejection control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 6, pp. 3428-3429, 2007.
- [162] S. Li, J. Yang, W.-H. Chen, and X. Chen, "Generalized extended state observer based control for systems with mismatched uncertainties," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 12, pp. 4792-4802, 2011.
- [163] S. Li, J. Yang, W.-H. Chen, and X. Chen, "Generalized extended state observer based control for systems with mismatched uncertainties," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 12, pp. 4792-4802, 2012.
- [164] S. N. Pawar, R. Chile, and B. Patre, "Design of generalized extended state observer based control for nonlinear systems with matched and mismatched uncertainties," in *2017 Indian Control Conference (ICC)*, 2017: IEEE, pp. 65-71.
- [165] S. Li, J. Yang, W.-H. Chen, and X. Chen, *Disturbance observer-based control: methods and applications*. CRC press, 2016.
- [166] Z. Gao, "Active disturbance rejection control: a paradigm shift in feedback control system design," in *American Control Conference, 2006*, 2006: IEEE, p. 7 pp.
- [167] L. Zhou, L. Cheng, C. Pan, and Z. Jiang, "Generalized Extended State Observer Based Speed Control for DC Motor Servo System," in *2018 37th Chinese Control Conference (CCC)*, 2018: IEEE, pp. 221-226.
- [168] W.-H. Chen, J. Yang, L. Guo, and S. Li, "Disturbance-observer-based control and related methods—An overview," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 2, pp. 1083-1095, 2016.
- [169] J. Poon, P. Jain, I. C. Konstantakopoulos, C. Spanos, S. K. Panda, and S. R. Sanders, "Model-based fault detection and identification for switching power converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 2, pp. 1419-1430, 2017.
- [170] P. Jain, J.-X. Xu, S. K. Panda, J. Poon, C. Spanos, and S. R. Sanders, "Fault diagnosis via PV panel-integrated power electronics," in *Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2016 IEEE 17th Workshop on*, 2016: IEEE, pp. 1-6.
- [171] G. C. Verghese, J. Kassakian, and M. Schlecht, "Principles of Power Electronics," ed: Reading, MA: Addison-Wesley, 1991.
- [172] A. n. c. v. P. h. J.-J. E. Slotine and W. Li and N. Englewood Cliffs, 1991.
- [173] J. Chen and R. J. Patton, *Robust model-based fault diagnosis for dynamic systems*. Springer Science & Business Media, 2012.

- [174] J. Su and W.-H. Chen, "Fault diagnosis for vehicle lateral dynamics with robust threshold," in *2016 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2016: IEEE, pp. 1777-1782.
- [175] J. Su, W.-H. Chen, and B. Li, "High order disturbance observer design for linear and nonlinear systems," in *2015 IEEE International Conference on Information and Automation*, 2015: IEEE, pp. 1893-1898.
- [176] Z. Gao, C. Cecati, and S. X. Ding, "A survey of fault diagnosis and fault-tolerant techniques—Part I: Fault diagnosis with model-based and signal-based approaches," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 6, pp. 3757-3767, 2015.
- [177] J. Meseguer, V. Puig, T. Escobet, and J. Saludes, "Observer gain effect in linear interval observer-based fault detection," *Journal of process control*, vol. 20, no. 8, pp. 944-956, 2010.