



HAL
open science

Système Inertiel de Stockage d'Energie couplé au générateur Photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel

Cédric Abbezzot

► **To cite this version:**

Cédric Abbezzot. Système Inertiel de Stockage d'Energie couplé au générateur Photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel. Génie des procédés. Université de Corse, 2014. Français. NNT : . tel-01148068

HAL Id: tel-01148068

<https://hal.science/tel-01148068>

Submitted on 4 May 2015

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

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



UNIVERSITE DE CORSE-PASCAL PAOLI

**ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET
SOCIETE**

Laboratoire SPE UMR CNRS 6134



**Thèse présentée pour l'obtention du grade de
DOCTEUR EN MECANIQUE DES FLUIDES, ENERGETIQUE,
THERMIQUE, COMBUSTION, ACOUSTIQUE
Mention : Energétique et Génie des Procédés**

Soutenue publiquement par

Cédric ABBEZZOT

le 15 Décembre 2014

**Système Inertiel de Stockage d'Energie couplé au générateur
Photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel**

Directeurs :

Mr Philippe POGGI, Professeur, Université de Corse

Mr Marc MUSELLI, Professeur, Université de Corse

Rapporteurs :

Mr Seddik BACCHA, Professeur, Université de Joseph Fourier

Mr Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille

Jury

Mr Seddik BACCHA, Professeur, Université de Joseph Fourier

Mr Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille

Mr Tuan Quoc TRAN, Dr-HDR, encadrant CEA-LITEN-INES (Bourget-du-Lac)

Mme Marion PERRIN, Dr, co-encadrant CEA-LITEN-INES (Bourget-du-Lac)

Mr Philippe POGGI, Professeur, Université de Corse

Mr Marc MUSELLI, Professeur, Université de Corse



UNIVERSITE DE CORSE-PASCAL PAOLI

**ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET
SOCIETE**

Laboratoire SPE UMR CNRS 6134



**Thèse présentée pour l'obtention du grade de
DOCTEUR EN MECANIQUE DES FLUIDES, ENERGETIQUE,
THERMIQUE, COMBUSTION, ACOUSTIQUE
Mention : Energétique et Génie des Procédés**

Soutenue publiquement par

Cédric ABBEZZOT

le 15 Décembre 2014

**Systeme Inertiel de Stockage d'Energie couplé au générateur
Photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel**

Directeurs :

Mr Philippe POGGI, Professeur, Université de Corse

Mr Marc MUSELLI, Professeur, Université de Corse

Rapporteurs :

Mr Seddik BACCHA, Professeur, Université de Joseph Fourier

Mr Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille

Jury

Mr Seddik BACCHA, Professeur, Université de Joseph Fourier

Mr Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille

Mr Tuan Quoc TRAN, Dr-HDR, encadrant CEA-LITEN-INES (Bourget-du-Lac)

Mme Marion PERRIN, Dr, co-encadrant CEA-LITEN-INES (Bourget-du-Lac)

Mr Philippe POGGI, Professeur, Université de Corse

Mr Marc MUSELLI, Professeur, Université de Corse



« Tout cadeau de valeur, tout don parfait, nous vient d'en haut, du Père qui est toute lumière et en qui il n'y a ni changement, ni ombre due à des variations. »

La Bible

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier le Professeur Philippe Poggi pour m'avoir proposé cette thèse, pour l'avoir dirigée, pour son soutien et ses encouragements avant et pendant la thèse. Je n'oublierai jamais ce moment en septembre 2009, où j'étais à la Réunion et que j'étais en entretien pour prendre une décision sur mon avenir professionnel (autre que cette thèse), lorsque soudain j'ai reçu cet appel téléphonique de Philippe pour me proposer cette thèse. Je remercie également le Professeur Marc MUSSELLI d'avoir accepté la co-direction de cette thèse. Je remercie Marion PERRIN pour m'avoir accueilli dans son laboratoire, qui à mon arrivée s'intitulait « Laboratoire de Stockage d'Electricité » (LSE), pour les discussions que nous avons pu avoir et pour les aides financières accordées. Je remercie le CEA (mon employeur), la CTC (Collectivité Territoriale de Corse), et l'Université de Corse, qui ont participé au financement de cette thèse. Je remercie Pierre SERRE – COMBE pour m'avoir aidé et aiguillé dans toutes les démarches administratives (contrat de travail, achat des équipements, etc.). Je remercie également Denis BLANQUET, notre chef d'équipe local en Corse, pour son soutien. Je tiens aussi à remercier mes collègues du CEA et de l'Université pour la bonne ambiance au quotidien, pour leur temps mis à ma disposition et pour les sorties que nous avons pu faire ensemble. Merci à l'équipe, du laboratoire anciennement appelé « L2S », et les techniciens du laboratoire anciennement appelé « LSE », pour leur support technique lors de la mise en place de mes manipulations. Merci également à l'ingénieur sécurité Yannick COINTE, et à Arnaud BIRON pour leur support sur les aspects liés à la sécurité et à l'installation du volant d'inertie. Je remercie le laboratoire espagnol Tecnalia pour l'accueil qui m'a été offert et pour le support technique apporté lors des expérimentations sur leur volant d'inertie.

J'adresse mes remerciements spéciaux à Tuan Quoc TRAN pour son aide précieuse durant cette thèse, pour ses conseils scientifiques, pour son support pendant ces moments difficiles de mise en place des manipulations. Merci pour la lumière apportée à certains problèmes. Il a été moteur dans cette thèse : ce qui m'a permis d'accumuler des connaissances, et de les générer ensuite dans ce manuscrit. Bref, il a été d'une aide précieuse pour cette thèse expérimentale sur le couplage d'une centrale PV à un accumulateur électromécanique... Merci également pour cette relation d'amitié.

Je remercie ma seconde famille, les membres de l'église de la Pietrina et d'Aleria. Merci à la famille POUGET et à la famille RUSSO. Mes remerciements spéciaux à Pierre – Yves, Madeleine, Christelle, Patrice, Jacqueline, Marie Ange, Marie Lou, Domnica et François. Egalement, je tiens à remercier les églises de Bastia, de Porto Vecchio, de Chambéry, d'Aix-les-Bains et de Grenoble. Je remercie aussi l'association FEU de Chambéry pour leur accueil et toutes les activités à laquelle j'ai pu participer. Merci Rémy, Pierrick et Lucas pour ces sorties de randonnées que nous avons pu faire dans les montagnes corses et le massif de la Chartreuse. Merci à Grace pour ces moments de détente, pour le soutien et pour les conseils. Je remercie de tout cœur tous ceux qui m'ont apporté leur soutien lors du départ de mon père de ce monde en ce dimanche 11 décembre 2011. Je remercie ma famille et amis de la Réunion pour les encouragements, pour ma présence dans leurs cœurs malgré la distance. Enfin, je remercie tout le monde pour la bonne humeur apportée durant ces années de thèse, et tous ceux que j'ai pu rencontrer et qui ont pu me consacrer une partie de leur temps.

REMERCIEMENTS	v
ABREVIATIONS.....	vi
Table des Matières.....	vii
Introduction Générale.....	1
CHAPITRE I : Contexte et analyse de l’intermittence de l’énergie solaire.....	2
Sommaire.....	2
I.1. Introduction	4
I.2. Le réseau électrique de la Corse.....	5
I.2.1. Présentation générale	5
I.2.2. Les courbes de charge	5
I.2.3. Les moyens de production thermiques de base.....	5
I.2.4. Les moyens de production thermique de pointe	7
I.2.5. Les imports.....	7
I.2.6. Les moyens de production renouvelables	7
I.2.6.1. Le parc hydraulique	7
I.2.6.2. Le biogaz.....	7
I.2.6.3. L’énergie éolienne et l’énergie photovoltaïque	7
I.2.7. Les projets en cours sur les moyens de production renouvelables.....	8
I.2.7.1. Photovoltaïque	8
I.2.7.2. Eolien.....	9
I.2.7.3. Biogaz de décharge.....	9
I.2.7.4. Bois – Energie.....	9
I.2.7.5. Mini - hydraulique	10
I.3. La ressource solaire	10
I.4. Composantes déterministe et stochastique	11
I.5. Mesure de la ressource solaire.....	12
I.5.1. La station météo	12
I.5.1.1. Les capteurs utilisés.....	12
I.5.1.2. L’architecture utilisée	13
I.5.1.3. Le pyranomètre SP Lite 2 versus le pyranomètre CMP11	14
I.5.2. Les données de rayonnement valides.....	16
I.6. Etat de l’art sur l’étude de variabilité	17

I.6.1.	Les masques lointains et artificiels	17
I.6.2.	Méthodes de calcul des variations.....	18
I.6.3.	Effets de la surface du champ PV et de la localisation des points de mesure sur les variations	20
I.7.	Etude de l'intermittence	23
I.7.1.	Introduction	23
I.7.2.	Intermittence par rapport à la température	23
I.7.3.	Intermittence par rapport au rayonnement	25
I.8.	Conclusion.....	28
I.9.	Références.....	29
CHAPITRE II : Modélisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau.....		31
Sommaire.....		31
II.1.	Introduction : Architectures.....	32
II.2.	Structure et commande	35
II.2.1.	Modélisation du panneau PV.....	36
II.2.2.	PLL	37
II.2.3.	MPPT.....	39
II.2.3.1.	Méthode P&O.....	41
II.2.3.2.	Méthode de l'incrément de conductance (IncCond)	42
II.2.4.	Commande de la partie DC/DC.....	46
II.2.4.1.	Commande de la tension V_{PV} du module PV	46
II.2.4.2.	Commande du courant I_L (Figure II.22)	47
II.2.5.	Commande de la partie DC/AC.....	48
II.2.5.1.	Régulation de la tension du bus continue	49
II.2.5.2.	Commande du courant de sortie	49
II.3.	Validation par la Modélisation d'une centrale de 17 KVA.....	51
II.3.1.	Description de la centrale PV	51
II.3.2.	Validation du modèle	52
II.4.	Conclusion.....	54
II.5.	Références	55
CHAPITRE III : Le Système Inertiel de Stockage d'Energie (SISE)		62
Sommaire.....		62
III.1.	Introduction	58
III.2.	Le stockage de l'énergie.....	58
III.2.1.	Le Système Inertiel de Stockage d'Energie.....	58

III.2.1.1.	Historique.....	58
III.2.1.2.	Principe de fonctionnement.....	59
III.2.1.3.	Les principaux composants du SISE.....	59
III.2.1.3.1.	La machine électrique.....	59
III.2.1.3.2.	L'électronique de puissance.....	62
III.2.1.3.3.	Le volant d'inertie.....	62
III.2.1.3.4.	Les paliers.....	68
III.2.1.3.5.	L'enceinte de confinement.....	70
III.2.2.	Eléments de comparaison du SISE avec d'autres technologies de stockage	70
III.3.	Les fabricants/développeurs et quelques projets dans le monde.....	73
III.3.1.	Les fabricants et les développeurs.....	73
III.3.2.	Les applications et quelques projets dans le monde.....	74
III.3.2.1.	Les réseaux électriques, la gestion de l'énergie et les services systèmes	74
III.3.2.2.	Les énergies renouvelables.....	75
III.3.2.2.1.	Le Photovoltaïque.....	75
III.3.2.2.2.	L'Eolien.....	76
III.3.2.2.3.	L'énergie de la houle.....	77
III.3.2.3.	Les Smartgrids (ou réseaux intelligents).....	77
III.3.2.4.	Les applications industrielles.....	77
III.3.2.4.1.	Apport de puissance.....	77
III.3.2.4.2.	Alimentations Sans Interruption (ASI).....	78
III.3.2.4.3.	Dispositifs de levage.....	78
III.3.2.5.	Les applications embarquées.....	79
III.3.2.5.1.	Le spatial.....	79
III.3.2.5.2.	Le transport.....	79
III.3.2.5.3.	Comportement dynamique et effet gyroscopique.....	80
III.4.	recherches sur l'amélioration des SISE.....	81
III.4.1.	Quelques travaux de recherche effectués.....	81
III.4.2.	Quelques objectifs de la recherche sur l'amélioration des SISE.....	82
III.5.	Conclusion.....	84
III.6.	Références.....	85

CHAPITRE IV : SISE avec Machine Asynchrone et avec Machine à Réductance

Variable 88

Sommaire..... 88

IV.1.	Introduction	89
IV.2.	Le DERri (Distributed Energy Resources Research Infrastructure)	89
IV.2.1.	Présentation du DERri	89
IV.2.2.	Le projet proposé : « SMOOTHING ».....	89
IV.2.3.	Réponse favorable pour l'utilisation des équipements de Tecnalia	91
IV.3.	SISE avec Machine à Réductance Variable (MRV)	92
IV.3.1.	Présentation du SISE	92
IV.3.2.	Mise en place des manipulations.....	95
IV.3.3.	Résultats	96
IV.4.	Définition des cahiers des charges et choix du système de pilotage temps réel et du fournisseur du second SISE.....	100
IV.4.1.	Le système de pilotage temps réel.....	100
IV.4.1.	Cahier des charges du SISE.....	105
IV.5.	SISE avec Machine Asynchrone	107
IV.5.1.	Présentation du SISE avec machine asynchrone.....	107
IV.5.2.	Problèmes de Compatibilité Electromagnétique (CEM).....	109
IV.5.3.	Autodécharge et vibrations.....	111
IV.6.	Conclusion.....	115
IV.7.	Références	116
CHAPITRE V : Lissage de l'intermittence PV		117
Sommaire.....		117
V.1.	Introduction	119
V.2.	Compensation des variations de puissance.....	119
V.3.	Données PV de la journée du 13 novembre 2011	120
V.4.	Etat de l'art du lissage d'une puissance variable.....	121
V.4.1.	Superviseur 3-D	121
V.4.1.	Détermination de la constante de temps du filtre.....	123
V.5.	Contraintes sur la gestion du SISE	127
V.6.	Lissage de puissance d'une centrale PV de 15 kW et avec le volant d'inertie en prenant en compte une vitesse minimale de 3000 tr/min	129
V.6.1.	Détermination de la constante de temps T	129
V.6.2.	Gestion du SISE : Algorithme de contrôle/commande du SISE.....	129
V.7.	Résultats avec l'algorithme prenant en compte une vitesse minimale de 3000 tr/min	131
V.7.1.	Résultats sur le lissage	131
V.7.2.	Résultats sur l'autodécharge	133

V.8.	Lissage de puissance d'une centrale PV de 15 kW et avec le volant d'inertie en prenant en compte une vitesse minimale nulle	136
V.8.1.	Analyse du fonctionnement du superviseur 3-D	136
V.8.2.	Détermination des équations des superviseurs	139
V.8.2.1.	Superviseur 3-D	139
V.8.2.2.	Superviseur 2-D	141
V.8.3.	Détermination des paramètres des fonctions de lissage	142
V.8.3.1.	Détermination de la constante de temps de la fonction de transfert	142
V.8.3.2.	Détermination de la pente maximale de la fonction limiteur de pente	142
V.9.	Résultats avec les superviseur 3-D et 2-D prenant en compte une vitesse minimale nulle	145
V.9.1.	Comparaison des résultats du lissage des trois méthodes	145
V.9.1.	Résultats du lissage en faisant varier k	148
V.10.	Dimensionnement du volant pour du lissage	149
V.10.1.	Dimensionnement du moment d'inertie J	149
V.10.2.	Dimensionnement de la puissance du volant d'inertie	150
V.11.	Lissage et écrêtage avec le superviseur 2-D	151
V.12.	Conclusion	153
V.13.	Références	154
CHAPITRE VI : Participation du SISE au réglage de fréquence et de tension.....		155
Sommaire.....		155
VI.1.	Introduction	157
VI.1.1.	Des systèmes électriques conventionnels.....	157
VI.1.2.	Impacts techniques du photovoltaïque sur le système électrique..	157
VI.1.2.1.	Le changement de tension du réseau.....	158
VI.1.2.2.	Le changement de fréquence du réseau insulaire.....	161
VI.1.2.3.	La qualité de l'énergie électrique fournie	162
VI.1.2.3.1.	Surtension temporaire.....	162
VI.1.2.3.2.	Harmoniques de courant.....	162
VI.1.2.3.3.	Injection de courant continu	162
VI.1.2.3.4.	Contribution aux courants de court-circuit.....	162
VI.1.2.3.5.	Courants de fuite.....	162
VI.2.	Réglage de tension.....	163
VI.2.1.1.	Solution de réglage de tension sur le réseau de distribution ..	163
VI.2.1.2.	Développement de régulation de tension par volant d'inertie	164

VI.3. Réglage de fréquence	166
VI.3.1. Réglage primaire de fréquence [14]	166
VI.3.2. Réglage secondaire de fréquence [14].....	168
VI.3.3. Réglage tertiaire de fréquence [14]	169
VI.3.4. Développement de réglage de fréquence par volant d’inertie	170
VI.4. Banc d’essai pour les réglages de tension et de fréquence	171
VI.5. Le réglage de la tension par volant d’inertie	173
VI.5.1. Description du réseau et des scénarios	173
VI.5.2. Les résultats	174
VI.6. Le réglage de la fréquence.....	175
VI.6.2. Premier cas régulation de la fréquence sans gestion de la vitesse du volant 176	
VI.6.2.1. Description de la manipulation	176
VI.6.2.2. Les résultats.....	176
VI.6.3. Deuxième cas : régulation de la fréquence avec gestion de la vitesse du volant 178	
VI.6.3.1. Description de la manipulation	178
VI.6.3.2. Les résultats.....	178
VI.6.4. Troisième cas : impact du lissage du PV sur la fréquence	179
VI.6.4.1. Description de la manipulation	179
VI.6.4.2. Les résultats.....	180
VI.7. Conclusion.....	181
VI.8. Références	181
 CONCLUSION GENERALE	 183
ANNEXE I : Cahier Des Charges du SISE	185
ANNEXE II : Spécifications générale des convertisseurs SP2403 pour la CEM ...	201
RESUMES – MOTS CLES.....	203

Les réseaux électriques faiblement interconnectés ou non – interconnectés tels que les réseaux électriques insulaires sont moins stables que ceux du réseau continental. La fréquence représente l'image de cette stabilité. Pour se rendre compte de cette différence de stabilité, il suffit d'observer la déviation horaire de l'horloge d'un four micro – onde branché sur un réseau électrique insulaire et un autre sur le réseau continental. En effet, la synchronisation de cette horloge est basée sur la fréquence du réseau. On observera ainsi un décalage de quelques minutes après quelques semaines sur le premier four contrairement au second, qui aura moins de décalage. D'une part, nous avons cette problématique de stabilité du réseau électrique insulaire, et d'autre part nous avons la problématique de l'autonomie énergétique d'une île.

Pour atteindre son autonomie énergétique, une île a intérêt à utiliser ses ressources énergétiques, dont elle dispose naturellement. Le soleil, une ressource énergétique « gratuite » et renouvelable, en fait partie. Cependant, sa variabilité peu prédictible et non contrôlable n'est pas sans conséquence sur le réseau électrique, et surtout sur les réseaux électriques non – interconnectés et faiblement interconnectés, comme celui de la Corse. La loi française fixe par ailleurs une limite de 30% de ces énergies, dites intermittentes. Le chapitre I décrit le réseau électrique de la Corse et la variabilité de la ressource solaire à Ajaccio est analysée par l'intermédiaire des données d'un pyranomètre, enregistrées sur plus d'une année et demie au pas de temps de la seconde. Ensuite, dans le chapitre II, ces données sont utilisées pour simuler une centrale PV de 17 kVA, présente sur le site. Une solution pour faire face à cette variabilité est d'utiliser un système de stockage d'énergie. Nous nous intéressons particulièrement au Système Inertiel de Stockage d'Energie (SISE), encore appelé Accumulateur d'Energie Electromécanique, ou encore par abus de langage « volant d'inertie ». En effet, le « volant d'inertie » n'est qu'une partie du système de stockage, également constitué d'une machine électrique, d'électronique de puissance, et d'équipements secondaires (ventilateurs, éventuellement pompe à vide, etc.). Le chapitre III est consacré à l'état de l'art sur les volants d'inertie. Dans cette thèse expérimentale, nous nous sommes intéressés à deux cas : un SISE « commercial » sans système externe de contrôle temps réel, et un SISE « expérimental » avec un système de contrôle temps réel dSPACE. Le premier SISE a été utilisé au laboratoire espagnol Tecnalía, et le second au CEA, à l'Institut National de l'Energie Solaire (INES). Nous allons parler de ces deux SISE dans le chapitre IV. Enfin dans les chapitres V et IV, nous allons exposer quelques résultats obtenus avec le second SISE respectivement sur des applications de lissage de puissance PV, et sur la régulation de fréquence et de tension.

CHAPITRE I : CONTEXTE ET ANALYSE DE L'INTERMITTENCE DE L'ENERGIE SOLAIRE

SOMMAIRE

I.1.	Introduction	4
I.2.	Le réseau électrique de la Corse.....	5
I.2.1.	Présentation générale	5
I.2.2.	Les courbes de charge	5
I.2.3.	Les moyens de production thermiques de base.....	5
I.2.4.	Les moyens de production thermique de pointe	7
I.2.5.	Les imports.....	7
I.2.6.	Les moyens de production renouvelables	7
I.2.6.1.	Le parc hydraulique	7
I.2.6.2.	Le biogaz	7
I.2.6.3.	L'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque	7
I.2.7.	Les projets en cours sur les moyens de production renouvelables	8
I.2.7.1.	Photovoltaïque	8
I.2.7.2.	Eolien.....	9
I.2.7.3.	Biogaz de décharge.....	9
I.2.7.4.	Bois – Energie	9
I.2.7.5.	Mini - hydraulique	10
I.3.	La ressource solaire	10
I.4.	Composantes déterministe et stochastique	11
I.5.	Mesure de la ressource solaire	12
I.5.1.	La station météo	12
I.5.1.1.	Les capteurs utilisés.....	12
I.5.1.2.	L'architecture utilisée	13
I.5.1.3.	Le pyranomètre SP Lite 2 versus le pyranomètre CMP11	14
I.5.2.	Les données de rayonnement valides.....	16
I.6.	Etat de l'art sur l'étude de variabilité	17
I.6.1.	Les masques lointains et artificiels	17
I.6.2.	Méthodes de calcul des variations	19

I.6.3.	Effets de la surface du champ PV et de la localisation des points de mesure sur les variations	21
I.7.	Etude de l'intermittence	24
I.7.1.	Introduction.....	24
I.7.2.	Intermittence par rapport à la température.....	24
I.7.3.	Intermittence par rapport au rayonnement.....	26
I.8.	Conclusion.....	29
I.9.	Références	30

I.1. INTRODUCTION

La Corse fait partie des Zones Non Interconnectées (ZNI). Le système électrique insulaire est en effet raccordé au réseau continental italien de façon très limitée, et n'est pas raccordé au réseau continental métropolitain. A chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation doit être atteinte. Sur un réseau électrique insulaire, à la fois la production et la consommation peuvent varier de manière plus ou moins déterministe, voire de manière difficilement prévisible et non contrôlable. Cette variation difficilement prévisible et non contrôlable est notamment valable pour les systèmes de production photovoltaïque. Ainsi, l'Arrêté du 23 Avril 2008 [1] limite le taux de pénétration de ces énergies, dites « intermittentes », à 30%. La limitation actuelle à 30 % du taux de pénétration est liée non seulement au caractère intermittent de la source primaire (vent, ensoleillement) mais également à l'interfaçage par de l'électronique de puissance entre ces moyens de production et le réseau. Ceci est dû au fait que la substitution des masses tournantes (moteurs diesel, turbines hydrauliques) par des moyens statiques (PV) contribue à la diminution de l'inertie du système et donc à l'amplification de la sensibilité intrinsèque des systèmes insulaires aux variations rapides de l'équilibre production consommation. Le comportement de cette électronique de puissance pendant les défauts (court-circuit) peut également être à l'origine d'une aggravation des conséquences des incidents pour le système en l'absence de capacités de tenue aux défauts adéquates.

L'intermittence de la production ENR, en particulier de production PV, va se traduire par des transitoires de fréquence et une mobilisation de la réserve primaire disponible dans le système. Ce besoin de réserve engendré par l'intégration massive de production PV est d'autant plus problématique que l'accroissement de production peut se traduire par un arrêt de groupes conventionnels, et donc à une réduction du nombre de générateurs susceptibles de fournir cette réserve. Face à ce problème, l'installation de système de stockage est une solution, qui présente les avantages suivants :

- Eviter des coûts de modulation, d'arrêts/démarrages des groupes classiques,
- Eviter la perte d'énergie (délestage),
- Eviter la mise à disposition de réserve de puissance à la hausse et à la baisse par d'autres moyens de production,
- Permettre d'augmenter le taux de pénétration des sources renouvelables,
- Permettre de contribuer aux autres services système.

Dans ce chapitre, nous proposons d'abord de décrire le réseau électrique de la Corse. Ensuite, pour étudier et pour analyser l'intermittence de l'énergie solaire, nous avons besoin de savoir quelle est la quantité de la ressource solaire disponible.

I.2. LE RESEAU ELECTRIQUE DE LA CORSE

I.2.1. Présentation générale

Au 1^{er} Janvier 2013, sur son territoire de 8 680 km², la Corse compte 322 120 habitants (estimation INSEE), dont plus de 60 000 à Ajaccio, et plus de 40 000 à Bastia. Le réseau électrique de la Corse est maillé et possède une quarantaine de nœuds. Il est géré par Electricité De France – Système Electrique Insulaire (EDF – SEI). La longueur totale du réseau électrique HTB de la Corse est de 782 719 km, dont 754 849 correspondent aux lignes aériennes et 27 870 km aux lignes souterraines (voir Annexe). En 2012, l’énergie nette livrée au réseau a atteint 2 197 GWh [2]. La puissance de pointe maximale de consommation du réseau s’est élevée à 530 MW en février 2012 (voir Figure I-1), soit 62 MW de plus par rapport à l’année précédente. L’hiver était en effet plus doux en 2011. Le réseau électrique de la Corse est donc très sensible à l’aléa climatique. Dans les prochains paragraphes, la consommation selon les saisons et les sources de puissance disponibles en 2014 seront présentées.

I.2.2. Les courbes de charge

La consommation sur le réseau dépend des conditions météorologiques et des saisons (voir figure suivante).

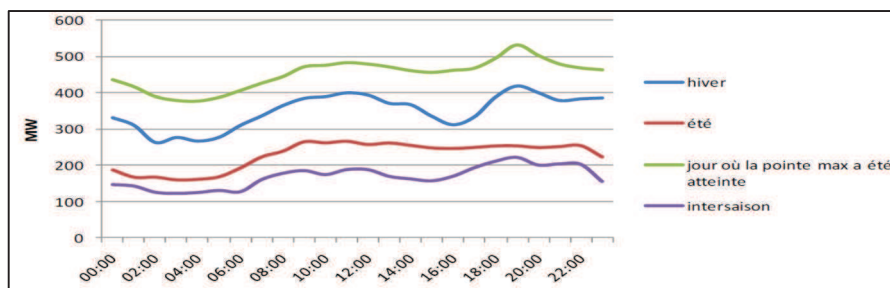


Figure I-1 : Courbes de charge pour l’année 2012 [2]

I.2.3. Les moyens de production thermiques de base

Sur la Figure I-2, nous pouvons voir les deux centrales thermiques produisant les besoins de base du réseau se situent à Lucciana (près de Bastia), et au Vazzino (Ajaccio). Elles sont équipées de groupes diesel, dont la puissance atteint respectivement 132,3 MW et 54 MW.

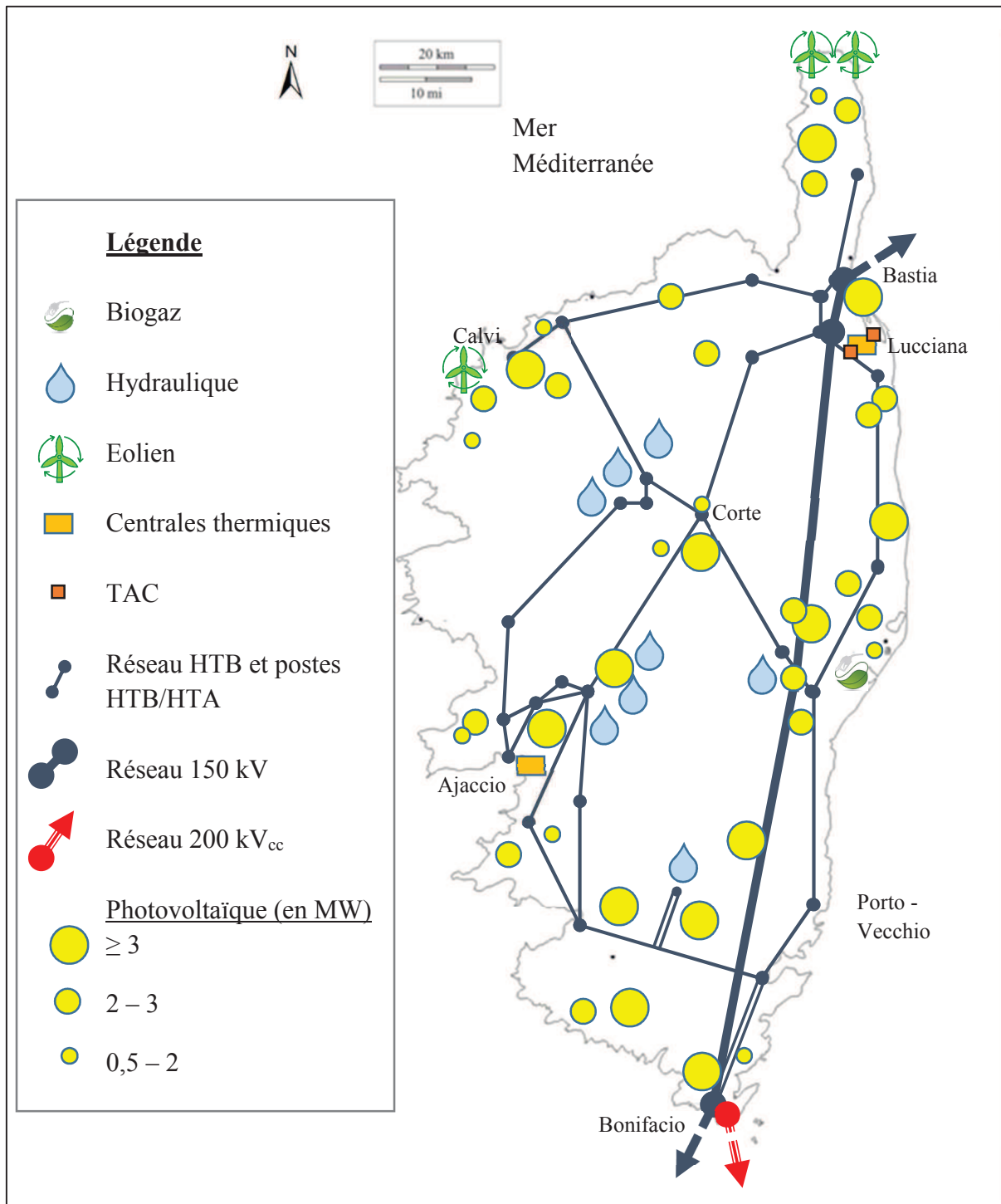


Figure I-2 : Schéma du réseau électrique de la Corse en 2012 [2], [3]

I.2.4. Les moyens de production thermique de pointe

La centrale de Lucciana possède également des turbines à combustion pour une puissance totale de 105 MW.

I.2.5. Les imports

La Corse est reliée à l'Italie et à la Sardaigne par :

- La liaison SACOI (SARdaigne – Corse – Italie). C'est une liaison continue de 200 kV_{cc} entre l'Italie et la Sardaigne. La liaison est sous – marine et emprunte une liaison aérienne le long de la côte orientale de la Corse. Une puissance maximale de 50 MW peut être soutirée à Lucciana par l'intermédiaire d'une station de conversion continue (200 kV_{cc}) – alternative (90 kV_{ca}).
- La liaison SARCO (SARdaigne – Corse). C'est une interconnexion synchrone sous – marine à courant alternatif reliant la Corse et la Sardaigne. La puissance de liaison est de 100 MW maximum. Cependant, cette puissance n'est pas toujours disponible en raison des contraintes côté sarde durant l'été.

I.2.6. Les moyens de production renouvelables

Sur le réseau électrique de la Corse, les énergies renouvelables stables telles que la biomasse, le biogaz et l'hydraulique cohabitent avec les énergies renouvelables intermittentes, c'est-à-dire l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne.

I.2.6.1. Le parc hydraulique

EDF gère des ouvrages de grande hydraulique pour une puissance totale de 194 MW. Ces moyens de production sont dispatchables : EDF gère le démarrage de ces centrales en fonction de la demande électrique. Au contraire, les ouvrages de petites hydrauliques fonctionnant au fil de l'eau et totalisant une puissance de 26 MW ne sont pas dispatchables en raison de leur production non modulable en fonction de la demande. Les centrales de petite hydraulique sont cependant peu fluctuantes et facilement prévisibles.

I.2.6.2. Le biogaz

Une centrale électrique au biogaz sur la Plaine Orientale alimente continuellement le réseau avec ses 1,7 MW depuis avril 2009.

I.2.6.3. L'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque

Actuellement, la Corse compte trois fermes éoliennes pour une puissance de 18 MW. Fin mars 2012, le nombre des installations photovoltaïques était de 766, et la puissance totale des installations photovoltaïques de 67 MW. Avec ces 85 MW (67 MW de photovoltaïque et 18 MW d'éolien), le gestionnaire de réseau pouvait, peut et pourra déconnecter les dernières installations photovoltaïques, dont la puissance dépasse les 3 kVA, pour respecter le seuil de 30% fixé par l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 [1].

Les projets peuvent cependant encore se développer [2] :

- Les centrales de puissance inférieure à 3 kVA ne peuvent pas être déconnectées,
- Les déconnexions ont lieu lorsque la consommation est basse, c’est-à-dire les dimanches de printemps et d’automne, et lorsque le vent est optimal et le ciel sans nuage. Cela représente une période de quelques heures par an.

En septembre 2012, 936 installations photovoltaïques étaient raccordées au réseau électrique, soit une puissance totale de 103 MW (voir Tableau I-1).

Type d’installation	Nombre	Puissance (MW)
Energie éolienne	3	18.0
Centrales PV au sol	22	73.4
Centrales PV sur toitures > 250 kVA	4	3.4
100 kVA < Centrales PV sur toitures < 250 kVA	15	2.3
36 kVA < Centrales PV sur toitures < 100 kVA	34	2.5
Centrales PV sur toitures < 36 kVA	858	3.6
Total	936	103.2

Tableau I-1 : Nombre et puissance totale des centrales photovoltaïques et éoliennes connectées au réseau en Corse en Septembre 2012 [4]

I.2.7. Les projets en cours sur les moyens de production renouvelables

I.2.7.1. Photovoltaïque

Le projet MYRTE (Mission hYdrogène Renouvelable pour l’inTégration au réseau Electrique) a pour objectif de coupler une centrale PV de 560 kW_c à une chaîne à hydrogène composée d’un électrolyseur de 200 kW, d’un stockage d’hydrogène de dioxygène et d’une pile à combustible de 200 kW (Figure I-3). Les applications visées sont le lissage et l’écrtage de la puissance PV [5].

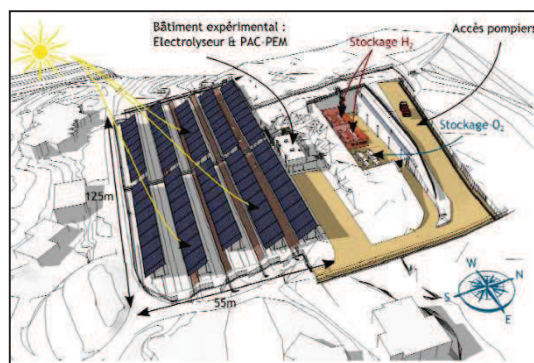


Figure I-3 : La plateforme MYRTE [6]

Le projet PAGLIA ORBA (Plateforme Avancée de Gestion éLectrique en milieu Insulaire Associant stOckage et énergie Renouvelable – oBjectif Autonomie) permet de développer un micro – réseau associant des systèmes photovoltaïques et des systèmes photovoltaïques à

concentration (CPV) à différentes technologies de stockage (batteries électrochimiques, volants d'inertie, Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Le micro – réseau aura une puissance totale de 100 kW. Il pourra être connecté au réseau EDF ou fonctionner en mode îlotage. Les applications visées sont la régulation de fréquence et de la tension, le lissage et l'écrêtage de la puissance PV.

Le projet MILLENER est un projet de réseaux électriques intelligents (« Smart Grids » en Anglais), cofinancé par l'EDF, la Collectivité Territoriale de Corse et l'Etat à travers les investissements d'avenir. Le but est d'expérimenter le pilotage de la charge et de batteries décentralisées couplées à un système photovoltaïque chez des clients EDF participant au projet.

I.2.7.2. Eolien

Le Gouvernement a lancé en 2010 un appel d'offres portant sur la construction d'installations éoliennes terrestres de production d'électricité pour une puissance totale de 95 MW répartie sur les régions de la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Réunion et les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin [7]. L'entreprise Eco Delta a remporté un appel d'offres sur la construction d'une ferme éolienne de 6 MW à Meria dans le Cap Corse. Les éoliennes seront couplées à des dispositifs de stockage d'énergie électrique. La production sera gérée grâce à la prévision [2], [7].

I.2.7.3. Biogaz de décharge

Des études sont actuellement menées pour valoriser le biogaz dans différents centres d'enfouissement technique (CET), comme Cervione, Prunelli di fium'orbu, Tallone et Viggianello (voir Figure I-4). On pourrait retirer de 3 à 5 MW_{él} [2].

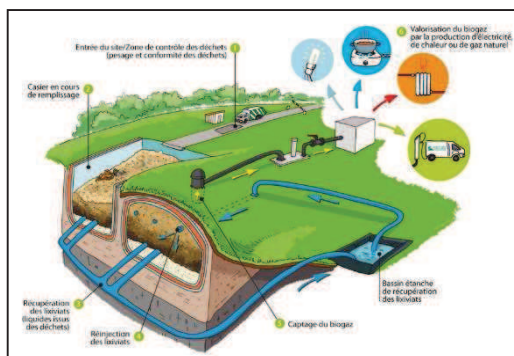


Figure I-4 : Valorisation du biogaz dans un CET [8]

I.2.7.4. Bois – Énergie

La chaufferie bois située à Corte étudie un projet de cogénération de 2,8 MW_{él}. Par ailleurs, dans le projet « PAESI », EDF SEI étudie la possibilité de produire de l'électricité par l'intermédiaire de la gazéification du bois. Cela permettrait de sécuriser l'alimentation d'un village de montagne en cas de rupture du réseau EDF, liée aux intempéries : le micro réseau du village s'iloterait.

I.2.7.5. Mini - hydraulique

Le débit réservé de certains barrages hydroélectriques a été augmenté (Tolla, Calacuccia et Sampolo) et entraîne une baisse de la production. La puissance totale des mini – centrales hydrauliques ainsi installées pour diminuer cette baisse est de 0,5 MW [2]. Cette puissance n'est pas suffisante pour compenser la perte de production liée à l'augmentation du débit réservé.

I.3. LA RESSOURCE SOLAIRE

Les systèmes photovoltaïques convertissent le rayonnement global du soleil en électricité. Nous allons voir les définitions importantes sur le rayonnement et l'ensoleillement.

La longueur d'onde du rayonnement du soleil atteignant la terre va approximativement de 0,3 à 4 μm . Une partie est réfléchiée ou absorbée par l'atmosphère, le reste est transmis à la surface de la terre (voir Figure I-5). Ainsi, les applications photovoltaïques pour l'espace utilisent un spectre solaire différent de celui des applications photovoltaïques à la surface de la terre.

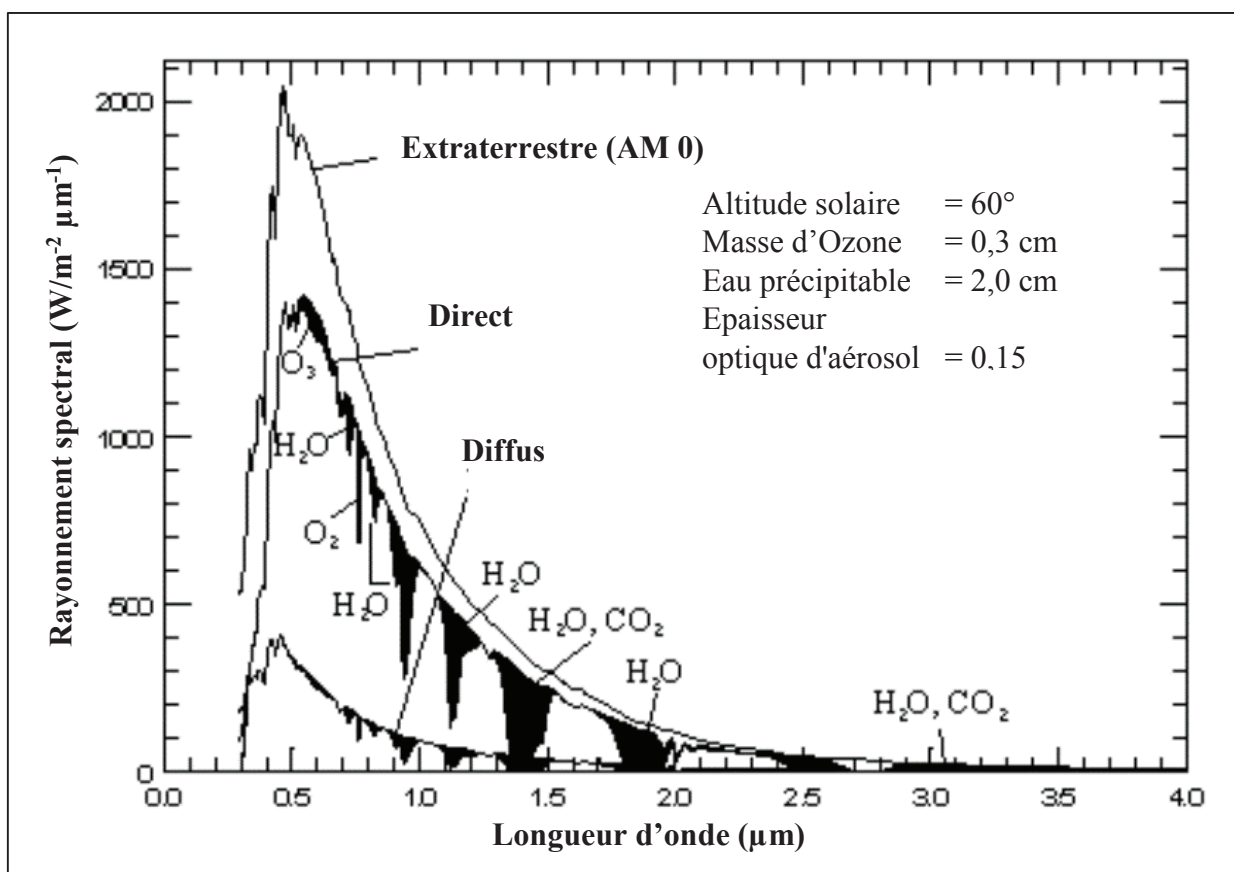


Figure I-5 : Rayonnement spectral extraterrestre, direct et diffus du soleil [9]

On distingue deux distributions spectrales différentes, appelé « nombre d'Air – masse » :

- AM0 (« Air Mass 0 ») : spectre en dehors de l'atmosphère,

- AM 1,5 : spectre au niveau de la mer, correspondant à un soleil à $48,19^\circ$ sur l'horizon et à des conditions atmosphériques particulières.

Plusieurs grandeurs physiques peuvent être définies de la manière suivante :

1. Le rayonnement spectral I_λ , correspondant à la puissance reçue par unité de surface dans une longueur d'onde différentielle $d\lambda$. Les unités sont $W/m^2\mu m$.
2. Le rayonnement, correspondant à l'intégrale du rayonnement spectral étendu à toutes les longueurs d'onde concernées. Les unités sont W/m^2 . Dans le rayonnement, il y a plusieurs composants :
 - a. Le rayonnement direct, qui atteint la terre sans diffraction,
 - b. le rayonnement diffus, qui se forme par réfraction, réflexion et diffusion en raison des nuages, de l'atmosphère, des poussières, de l'environnement, et qui atteint les panneaux photovoltaïques sans orientation particulière,
 - c. le rayonnement global G , qui est la puissance rayonnante totale du soleil atteignant les panneaux photovoltaïques.
3. L'ensoleillement, correspondant à l'intégration temporelle du rayonnement, étendu à une période donnée. Les unités sont donc des unités d'énergie. Couramment le J/m^2 est utilisé.

La Figure I-6 est un résumé de la description des trois grandeurs physiques ci-dessus.

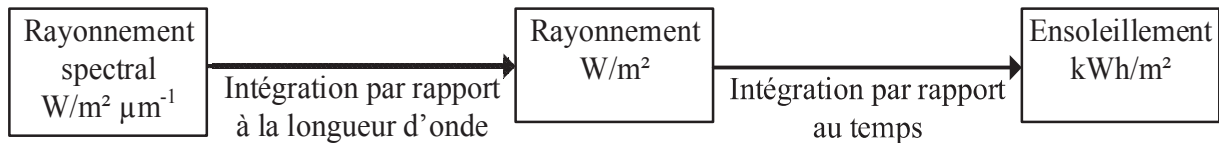


Figure I-6 : Lien entre le rayonnement spectral, le rayonnement et l'ensoleillement [10]

Sur la Figure I-5, le rayonnement spectral direct et diffus ont été tracés pour une altitude solaire de 60° et des conditions atmosphériques indiquées sur la figure.

Dans l'énergie solaire, des composantes déterministe et stochastique apparaissent également.

I.4. COMPOSANTES DETERMINISTE ET STOCHASTIQUE

D'un point de vue de variabilité de l'énergie solaire, deux composantes apparaissent dans cette forme d'énergie : une composante déterministe et une composante stochastique. La composante déterministe ne dépend que de la distance entre le centre du soleil et le point de mesure, et est déterminée avec des règles de mécanique céleste et de physique énergétique [11]. La seconde composante dépend de l'état de l'atmosphère (passages nuageux, taux d'ozone, taux d'humidité, etc.) [11]. Elle comporte donc un caractère aléatoire. Ainsi, pour les modèles de prévision de la ressource solaire, seulement la seconde composante est étudiée, l'autre composante pouvant être calculée localement de manière déterministe. Voyant [11] étudie les données de rayonnement, dont les heures sont uniquement comprises entre 08h00 et 16h00, Temps Solaire Vrai (TSV). Ce choix a été fait pour éliminer les rayonnements, qui sont trop

faibles pour une utilisation énergétique, et qui sont biaisés par le relief et les constructions masquant le rayonnement direct. Cependant, ces horaires ont été choisis de manière arbitraire. De plus, ces horaires fixes ne permettraient pas d'éliminer les données extrêmes dans les journées courtes en hiver, et vice versa, permettraient d'éliminer un trop grand nombre de données dans les journées longues de l'été. Haurant [12] propose d'utiliser le ration énergétique R :

$$R = 100 \cdot \frac{H_{\text{intervalle, Cls}}}{H_{\text{jour, Cls}}} = 100 \cdot \frac{\int_{h_{\text{limr}}}^{h_{\text{lims}}} G_{\text{Cls}}(t) dt}{\int_{h_r}^{h_s} G_{\text{Cls}}(t) dt} \quad (\text{I-1})$$

Avec : $H_{\text{intervalle, Cls}}$, l'irradiation globale de l'intervalle énergétique en conditions de ciel clair (Wh/m^2)

$H_{\text{jour, Cls}}$, l'irradiation globale journalière en conditions de ciel clair (Wh/m^2)

G_{Cls} , l'irradiance en conditions de ciel clair (W/m^2)

h_{lims} et h_{limr} , les heures limites de l'intervalle énergétique, respectivement du matin et du soir

h_r et h_s , les heures théoriques de lever et de coucher du soleil sans prise en compte du masque. Elles correspondent aux heures où l'élévation du soleil est supérieure à $0,833^\circ$ [12].

Un ratio R de 80% a été choisi dans la thèse de Haurant [12] pour obtenir un échantillon de données équilibrées et pour éliminer celles inutilisables.

Dans cette thèse, nous n'allons pas séparer ces deux composantes. Nous allons en effet étudier la variabilité de la ressource solaire localement et nous ne faisons pas comparaison avec d'autres sites. De plus, la centrale photovoltaïque étudiée est située à proximité de la station météo permettant de mesurer le rayonnement global (voir ci-après). L'objectif final étant de pouvoir gérer le système de stockage étudié dans cette thèse en fonction des variations de la puissance solaire reçue en un lieu sur Terre.

I.5. MESURE DE LA RESSOURCE SOLAIRE

L'ensemble du littoral de la Corse présente un climat uniforme de type méditerranéen avec un potentiel solaire très important, et le centre de l'île présente une multitude de microclimats. L'objet de cette partie est d'aborder le problème de l'intermittence court – terme de la ressource solaire localement à Ajaccio pendant une période assez étendue, pendant au moins une année pour pouvoir observer la variabilité de la ressource solaire sur les quatre saisons.

I.5.1. La station météo

I.5.1.1. Les capteurs utilisés

Pour pouvoir se rendre compte de l'intermittence de l'énergie solaire, une station météo a été installée sur le site de Vignola ($41^\circ 54' 44''$ Nord/ $8^\circ 39' 11''$ Est) où se trouve la centrale photovoltaïque de la plateforme MYRTE [5] (voir Figure I-3 et Figure I-7). La centrale PV est équipée de 28 onduleurs SMA SUNNY TRIPOWER 17000TL d'une puissance de 17 kW_c.

chacun. Les panneaux PV utilisés sont des monocristallins de TENESOL TE2200 (245 W_c). 80 modules sont connectés à chaque onduleur, soit 19 600 W_c par onduleur (3 strings de 21 modules en série et un string de 17 modules en série).

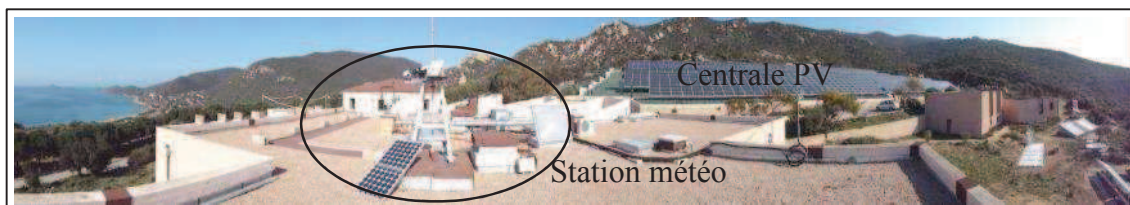


Figure I-7 : Photo de la centrale PV et de la station météo

La station devait être installée rapidement au début de la thèse. Elle est constituée de deux pyranomètres Kipp & Zonen SP Lite 2 et CMP11, et d’une sonde PT100 pour mesurer la température ambiante. Le pyranomètre SP Lite 2 a la particularité d’avoir une photo-diode au silicium, dont la sensibilité est de 68 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ et dont le temps de réponse à 95% est inférieur à 500 nanosecondes. Le pyranomètre CMP11 a quant à lui un temps de réponse inférieur à 5 secondes et une sensibilité de 8,70 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$. Il faut bien comprendre que ce temps de réponse correspond à une variation pleine échelle, c’est-à-dire lorsque le rayonnement fait un échelon de 0 à 1000 W/m² : en réalité le rayonnement peut varier de quelques centaines de W/m² en quelques secondes. Nous allons voir plus tard que malgré son temps de réponse plus long, le CMP11 a un temps de réponse assez court pour mesurer des données de rayonnement échantillonnées à la seconde. Le pas de temps choisi pour mesurer les données est donc la seconde. Les variations rapides du rayonnement solaire peuvent alors être observées. Le pyranomètre a la même inclinaison et la même orientation que la centrale PV à proximité, c’est-à-dire une inclinaison de 30° et une orientation Sud.

I.5.1.2. L’architecture utilisée

L’architecture de cette station météo est indiquée à la figure suivante.

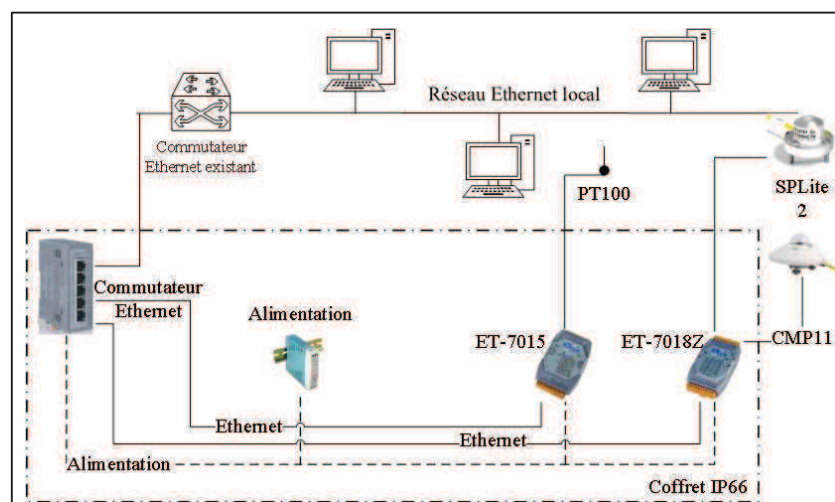


Figure I-8 : Architecture de la station météo

Les mesures des différents capteurs sont encapsulées dans des trames Ethernet par l'intermédiaire des modules ICPAS ET-7018Z et ET-7015. Ces trames Ethernet sont ensuite lues par des PC sur le réseau local par l'intermédiaire du logiciel EZ Data Logger de ICPAS. Il y a eu au moins deux PC, qui ont fait l'acquisition de données. De cette manière, en cas de plantage de l'un des PC, l'acquisition n'est pas interrompue. L'horloge des PC est synchronisée avec le serveur temps «time.windows.com». Cette architecture présente néanmoins l'inconvénient de ne pas avoir de système de redondance ailleurs : il y a un seul commutateur Ethernet, un seul module pour chaque type de capteurs, une seule alimentation, etc. L'alimentation électrique est d'ailleurs tombée en panne une fois lors du démarrage et du test de la station en septembre – octobre 2011.

I.5.1.3. Le pyranomètre SP Lite 2 versus le pyranomètre CMP11

La fréquence d'échantillonnage du convertisseur analogique numérique ET-7018Z sur lequel sont connectés les pyranomètres est de 10 Hz. Nous allons voir dans la figure suivante que le SP Lite 2 mesure des variations trop rapides pour ce convertisseur, contrairement au CMP11.

Le rayonnement mesuré par ces deux capteurs, pour la journée du 10 Juin 2013 entre 14 :41 et 14 :48 (journée avec de fortes variations), ont été tracés à la Figure I-9.

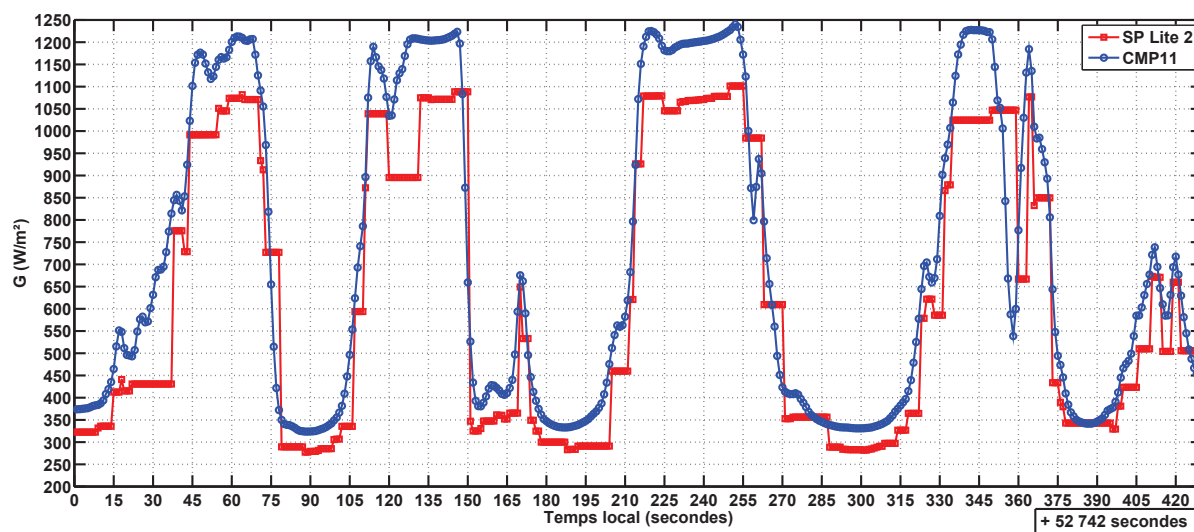


Figure I-9 : Problème de conversion analogique numérique des mesures du SP Lite 2

La fréquence d'échantillonnage du convertisseur analogique numérique utilisé est donc trop petite pour le SP Lite 2. Selon le théorème de Shannon, la fréquence d'échantillonnage doit être strictement supérieure au double de la fréquence maximale du signal mesuré. Cette condition n'est donc pas vérifiée pour le SP Lite 2. Le convertisseur analogique numérique est adapté au CMP11. Aux alentours de $t = 150$ s, une chute brutale du rayonnement se produit : le rayonnement passe de 1220 W/m^2 à 380 W/m^2 en 8 secondes (l'intervalle de temps entre deux points successifs sur le graphique est la seconde). Le temps de réponse du CMP11 (réponse à un échelon de 0 à 1000 W/m^2 en moins de 5 secondes) est donc suffisant pour mesurer cette variation.

Par ailleurs, les mesures données par le SP Lite 2 sont sensibles à la température ambiante contrairement au CMP11, dont les mesures sont peu sensibles à la température. Le coefficient de température du SP Lite 2 est de +/-0,15%/°C [13].

Le rayonnement $G(t)_{SP\ Lite\ 2}$ mesuré au court du temps par le SP Lite 2 peut donc s'écrire :

$$G(t)_{SP\ Lite\ 2} = G(t)_{réel} + \Delta G(t, T_{amb})_{SP\ Lite\ 2} \quad (I-2)$$

Avec $\Delta G(t, T_{amb})_{SP\ Lite\ 2}$ positif ou négatif, et dépendant de la température ambiante.

Le CMP11 a quant à lui [14] :

- Un offset inférieur à 7 W/m², qui s'ajoute au rayonnement réel à cause de l'échauffement du capteur par le soleil (à partir de 200 W/m²),
- Un offset inférieur à 2 W/m² à cause du changement de température (à partir de 5°C/heure).

Nous allons comparer les mesures de ces deux capteurs en hiver, où la température est basse, et en été, où la température est haute. Nous pouvons observer les écarts de mesure entre ces deux capteurs à la Figure I-10.

Pendant la journée d'hiver considérée, l'écart maximal entre le CMP11 et le SP Lite 2 est atteint à 09 :47 :56 et vaut -8%. Sur la Figure I-10 (a), nous voyons très nettement que les valeurs de rayonnement du SP Lite 2 sont supérieures à celles du CMP11 pendant la matinée, quand la température est assez basse. En cours de journée, la température augmente et nous observons le phénomène inverse. Pendant la journée d'été considérée, l'écart maximal est atteint à 14 :26 :39 et vaut 11%: Les températures étant assez hautes pendant l'été, les valeurs données par le SP Lite 2 sont nettement inférieures à celles du CMP11.

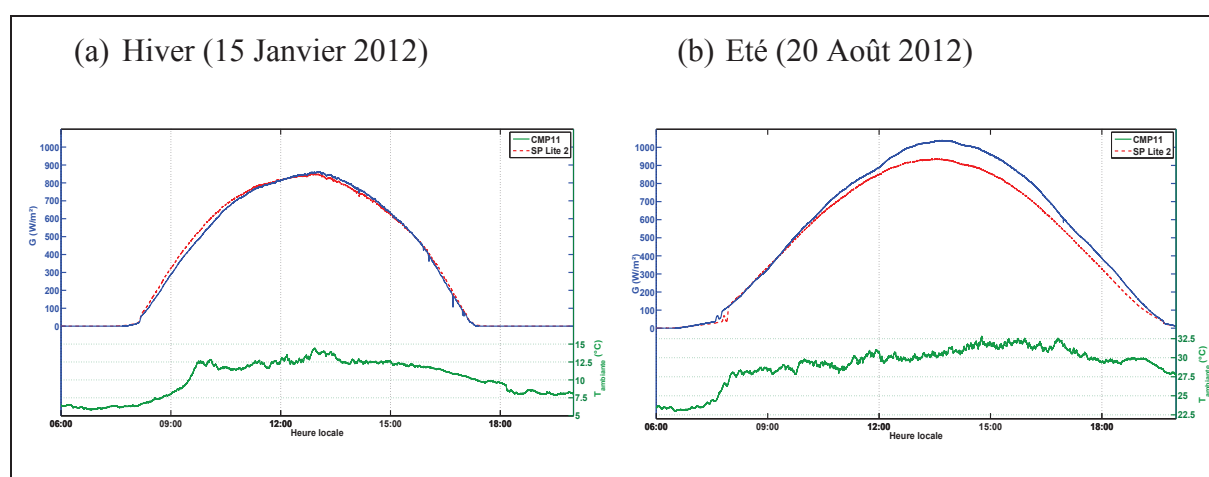


Figure I-10 : Comparaison des mesures du SP Lite 2 et du CMP11 en hiver (a) et en été (b)

Les mesures du CMP11 seront donc prises en compte pour l'analyse de l'intermittence. Cependant, le SP Lite 2 est utilisé pour repérer d'éventuelles erreurs de mesure du CMP11 : des chutes brutales et courtes du rayonnement ont été par exemple repérées sur les mesures du CMP11, une comparaison avec les mesures du SP Lite 2 a permis de savoir qu'il s'agit d'artefacts.

I.5.2. Les données de rayonnement valides

Les pyranomètres CMP11 et SP Lite 2 ont été respectivement calibrés au 12 Août 2011 et au 26 Avril 2010. Ces capteurs devant être recalibrés tous les deux ans, la campagne de mesures a été effectuée entre Octobre 2011 et Juillet 2013. Pendant cette période, les données de 572 jours de mesures sont correctes (voir figure suivante). Pour rappel, le pyranomètre SP Lite 2 sert à repérer les éventuels artefacts dans les données, qui serviront à corriger les données du CMP11 en cas de doute sur les valeurs de certaines mesures. Ce sont donc les données de ce pyranomètre CMP11, qui vont être utilisées pour les analyses.

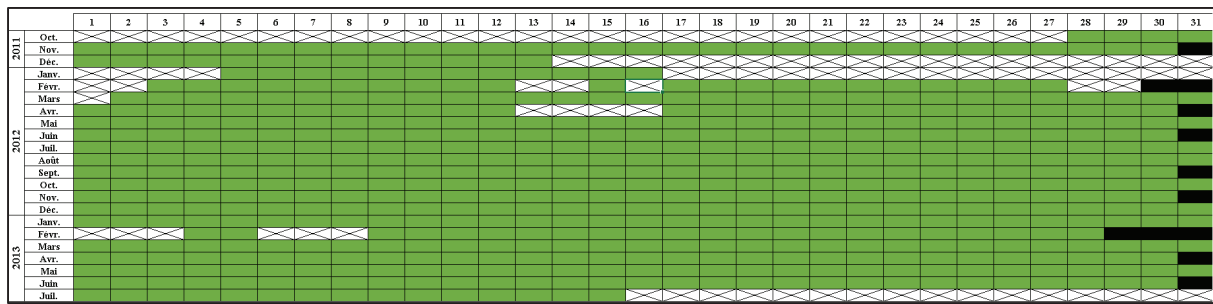


Figure I-11 : Inventaire des mesures correctes

Les données manquantes sont marquées par une croix. La redondance de l'acquisition sur le nombre de PC utilisé pour effectuer cette tâche a permis d'avoir le moins de trous possible. Cependant, n'ayant pas de redondance sur le réseau Ethernet, un grand nombre de données a été perdu suite à une incidence sur le réseau local. Notamment à partir de la seconde moitié du mois de Décembre 2011, un problème sur le réseau local a causé des perturbations sur l'acquisition des données. Le même problème est survenu à partir de la seconde moitié de Janvier 2012, et entre le 13 et 16 avril 2012. Sur la Figure I-12, toutes les courbes de rayonnement de la période d'étude ont été tracées.

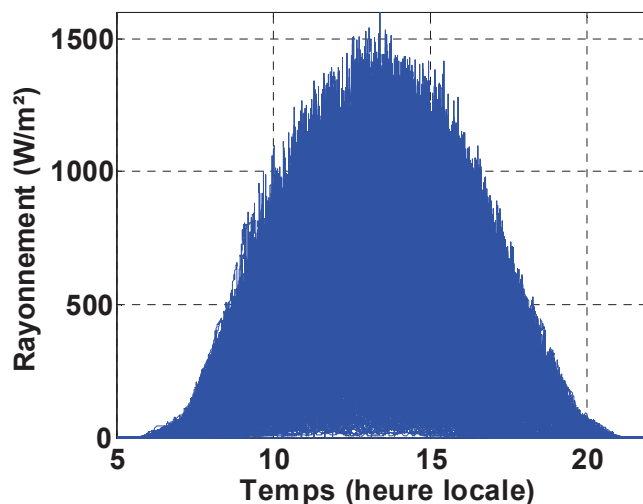


Figure I-12 : Superposition des rayonnements journaliers pendant toute la période d'étude

I.6. ETAT DE L'ART SUR L'ETUDE DE VARIABILITE

I.6.1. Les masques lointains et artificiels

Comme nous pouvons voir sur la photo de la Figure I-8, la station météo est située près du littoral, près de la mer. Pour se repérer, le panneau solaire sur le premier plan de la photo est orienté plein sud. Nous avons toutefois des masques lointains, à la fois à l'Ouest et à l'Est (du côté Est, le relief est non visible sur la photo). Il n'y a pas à priori de masque artificiel proche. Sur la Figure I-13, l'élévation du soleil a été tracée en fonction de la direction sur la période du 20 Juin au 21 Décembre 2012. En effet, aucune donnée n'est manquante. Les courbes sont colorées en fonction de l'intensité du rayonnement global G . Sur cette figure, les masques lointains peuvent être observés : nous pouvons voir que le relief masque le rayonnement direct et annule celui-ci au début et à la fin des journées. L'épaisseur de l'atmosphère atténue le rayonnement direct. Dans la thèse de HAURANT à la page 131 [12], les masques artificiels tels que des pylônes électriques peuvent être observés à l'aide de cette méthode. Les données de rayonnement sont ici perturbées par aucun masque artificiel.

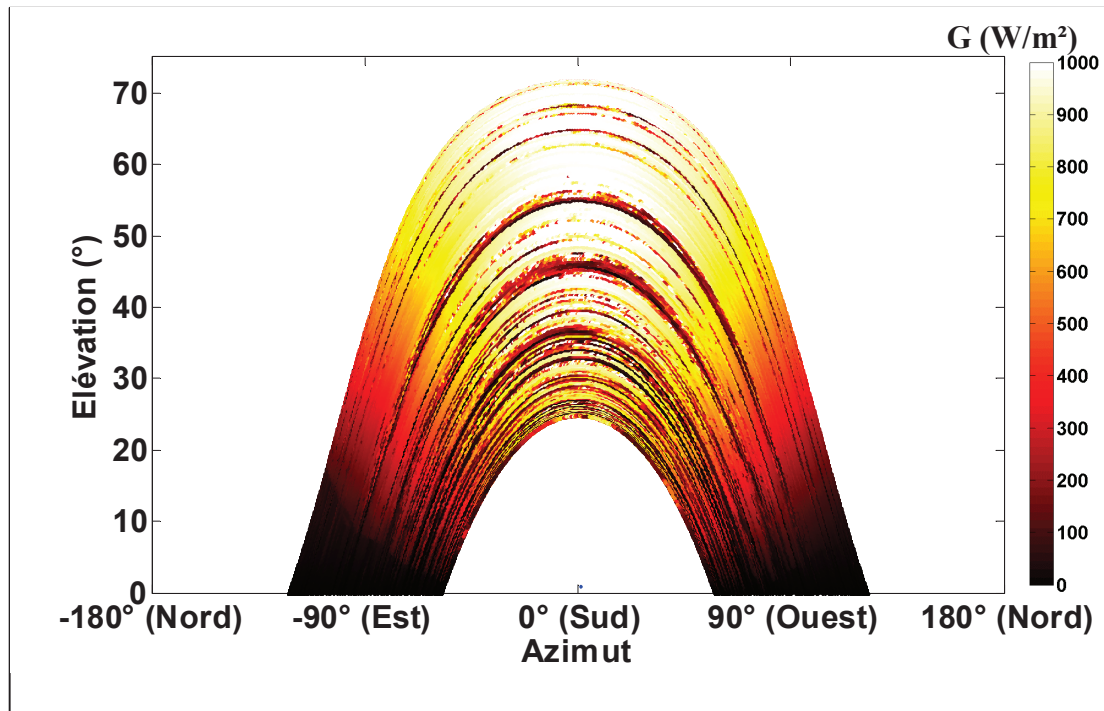


Figure I-13 : Elévation du soleil en fonction de l'azimut et du rayonnement global sur un plan incliné de 30° du 20 Juin au 21 décembre 2012

I.6.2. Méthodes de calcul des variations

Haurant [12] calcule les variations sur des durées des intervalles Δt . Les variations des données de plusieurs pyranomètres SP Lite 2 (système d'acquisition différent de celui utilisé ici), disposés un peu partout en Corse et ayant une période d'échantillonnage d'une seconde, sont calculées en utilisant cette fonction :

$$\mathit{Var}(G(t)) = f(G(t), G(t - \Delta t)) \quad (\text{I-3})$$

f étant la fonction permettant de calculer les variations. Deux méthodes de calculs ont été étudiées :

- Dans la première méthode, les variations relatives sont considérées dans l'intervalle $[t - \Delta t, t]$, suivant cette relation :

$$\mathit{Var}(G(t)) = \frac{|\Delta G_{\Delta t}(t)|}{G(t - \Delta t)} \times 100 = \left| \frac{G(t) - G(t - \Delta t)}{G(t - \Delta t)} \right| \times 100 \quad (\text{I-4})$$

- Dans la seconde méthode, la différence relative entre le maximum et le minimum de rayonnement mesuré dans l'intervalle $[t - \Delta t, t]$ ramené à la moyenne du rayonnement de l'intervalle considéré $\overline{G(\tau)}_{\tau \in [t - \Delta t, t]}$:

$$\mathit{Var}(G(t)) = \frac{\max(G(\tau))_{\tau \in [t - \Delta t, t]} - \min(G(\tau))_{\tau \in [t - \Delta t, t]}}{\overline{G(\tau)}_{\tau \in [t - \Delta t, t]}} \times 100 \geq 0 \quad (\text{I-5})$$

Nous n'allons pas prendre la valeur absolue de l'équation (I-4) car nous voulons également observer les chutes. Pour l'équation (I-5), il suffit d'ajouter un signe moins si le maximum est antérieur au minimum. En effet, les chutes brutales et concomitantes peuvent déstabiliser le réseau. Nous nous intéresserons uniquement à la première méthode de calcul (sans la valeur absolue). Selon la thèse de Haurant [12], dans la méthode 2, nous observons en effet des variations persistantes, surtout pour Δt grand (≥ 1200 s). Des résultats similaires ont été obtenus pour les deux méthodes pour Δt petit (1 et 60 s).

A la Figure I-14, les variations pour la journée du 26 Janvier 2013 ont été tracées en utilisant la méthode de l'équation (I-4). Le calcul des hausses de G est accentué par cette méthode et les chutes sont atténuées. Aussi, les variations sont accentuées en début et en fin de journée alors qu'à ces moments, la quantité d'énergie solaire est faible. D'où, la nécessité de supprimer ces données (voir paragraphe précédent) dans l'analyse de l'intermittence, lorsque la méthode des équations (I-4) et (I-5) est utilisée. D'autres part, l'intérêt de soustraire le rayonnement global G à l'instant t et à l'instant $t - dt$ au numérateur permet d'annuler les erreurs intrinsèques au capteur (offset par exemple) et extrinsèques à ce dernier (poussière, qui s'est déposée sur le capteur au

fil du temps par exemple). Cependant, la division par $G(t-\Delta t)$ au dénominateur inclurait ces erreurs dans le calcul des variations.

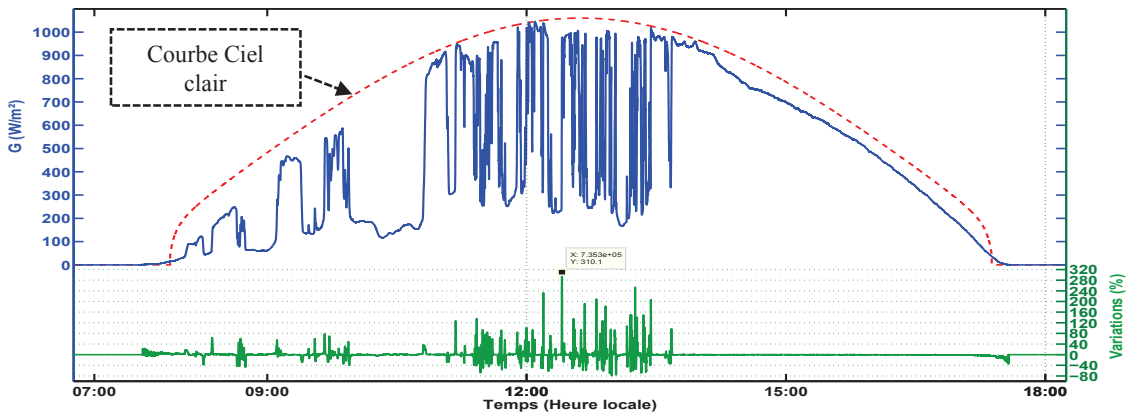


Figure I-14 : Calcul des variations en utilisant la méthode de l'équation (I-4) (sans la valeur absolue) avec $\Delta t = 20$ s – Journée du 26 Janvier 2013

De plus, le pourcentage des variations sont plus grand que cent. La variable au dénominateur sera donc remplacée par une valeur fixe qui permettrait d'avoir des variations qui se rapprocheraient des variations d'un système PV par rapport à sa puissance nominale. Particulièrement, nous pouvons la remplacer par la valeur maximale fixe de G de 1000 W/m^2 .

En modifiant l'équation (I-4), cette troisième méthode est obtenue pour le calcul des variations :

$$\text{Var}(G(t)) = \frac{\Delta G_{\Delta t}(t)}{1000} \times 100 = \frac{G(t) - G(t - \Delta t)}{10} \quad (\text{I-6})$$

En utilisant cette dernière méthode de calcul, nous avons tracé sur la Figure I-15 les variations:

- Sur les données du capteur CMP11 (données échantillonnées au pas de temps de la seconde),
- Sur les données de la centrale PV de puissance nominale 17 kW_c . Ces données ont été enregistrées à la fréquence de 4 Hz à l'aide d'un analyseur réseau Fluke® connecté à la sortie triphasée de l'onduleur. Pour les calculs de variation, les données ont été moyennées sur une seconde.

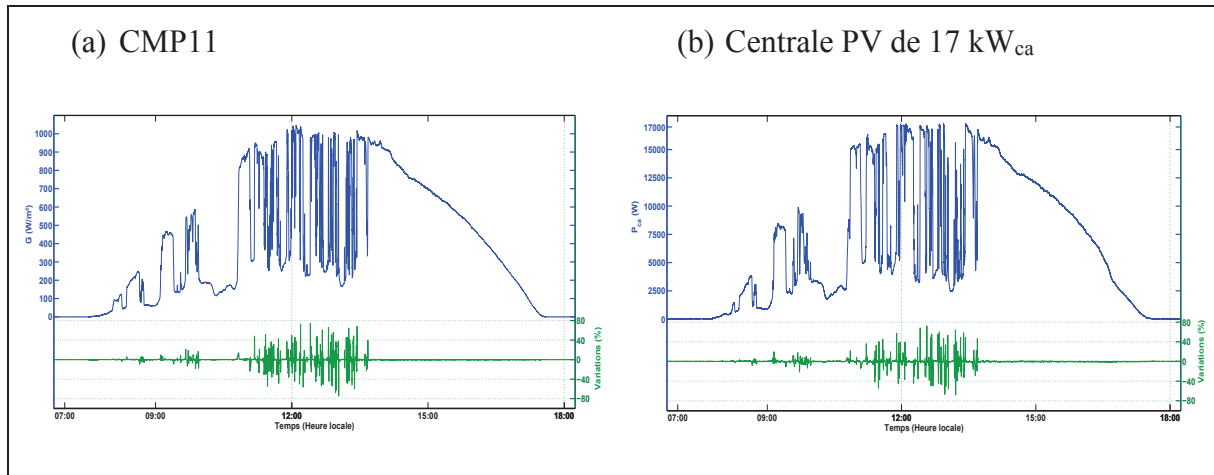


Figure I-15 : Calcul des variations en utilisant la méthode de l'équation (I-6) sur les données du pyranomètre (a) et celles de la centrale (b)

I.6.3. Effets de la surface du champ PV et de la localisation des points de mesure sur les variations

La variation du rayonnement n'est pas homogène dans une zone donnée. Le rayonnement mesuré par un pyranomètre est très localisé dans l'espace, contrairement à une centrale PV. En effet, pour une technologie de panneau photovoltaïque donnée, plus un générateur PV est de forte puissance, plus sa surface n'est grande.

Le générateur PV de 17 kW_{ca} occupe une surface d'environ 140 m² (voir Figure I-16).

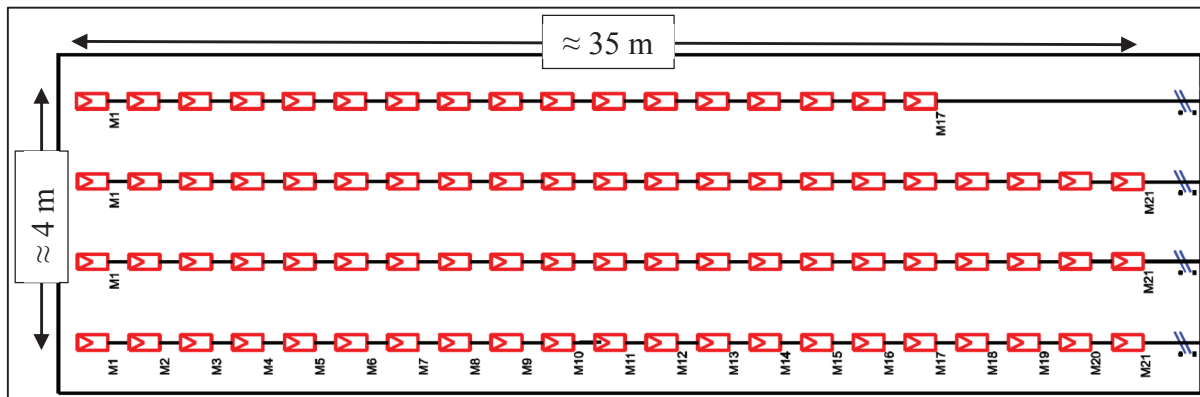


Figure I-16 : Surface occupée par la centrale PV de 17 kW_{ca}

De plus, le générateur PV et le CMP11 sont éloignés d'une trentaine de mètres. Il serait donc intéressant de vérifier si une très grande différence est présente dans les variations d'un générateur photovoltaïque de cette taille et d'un pyranomètre mesurant le rayonnement sur quelques centimètres carrés.

	Minimum de variations		Maximum de variations	
	Valeur(%)	Heure	Valeur(%)	Heure
CMP11	-74	13h02m02s	74	12h24m33s
Centrale PV	-68	13h12m36s	72	12h33m58s

Tableau I-2 : Les maximum et minimum de variations du capteur CMP11 et de la centrale

Selon le Tableau I-2, les valeurs minimales et maximales, mesurées par le CMP11 et la centrale PV, ne sont donc pas atteintes pour un même passage nuageux. En d'autres termes, la plus forte variation et la plus petite variation sont atteintes pour des passages nuageux différents dans le cas du CMP11 et dans le cas de la centrale PV.

La Figure I-17 montre une vue zoomée de la Figure I-15 entre 12h et 13h30. Nous pouvons ainsi voir les variations perçues par la centrale PV de 17 kW_c (b) et par le pyranomètre CMP11 (a), en observant particulièrement cinq zones :

1. Un passage nuageux au niveau du CMP11 fait localement chuter l'intensité du rayonnement. Apparemment, cette chute est due à un « petit » nuage très localisé car le passage de ce nuage n'a pas d'incidence sur la production de la centrale PV,
2. A cet instant, il y a eu un éclairci rapide et localisé. La centrale est assez grande et la variation du flux de puissance y est plus importante.
3. Voir point 1.
4. Le nuage présent dans la zone est plus « grand » que celui du point 1. La durée de présence de ce nuage mesurée est un peu plus de 440 secondes à la fois pour le CMP11 et pour la centrale.
5. Les passages nuageux sont beaucoup plus localisés au niveau de la centrale.

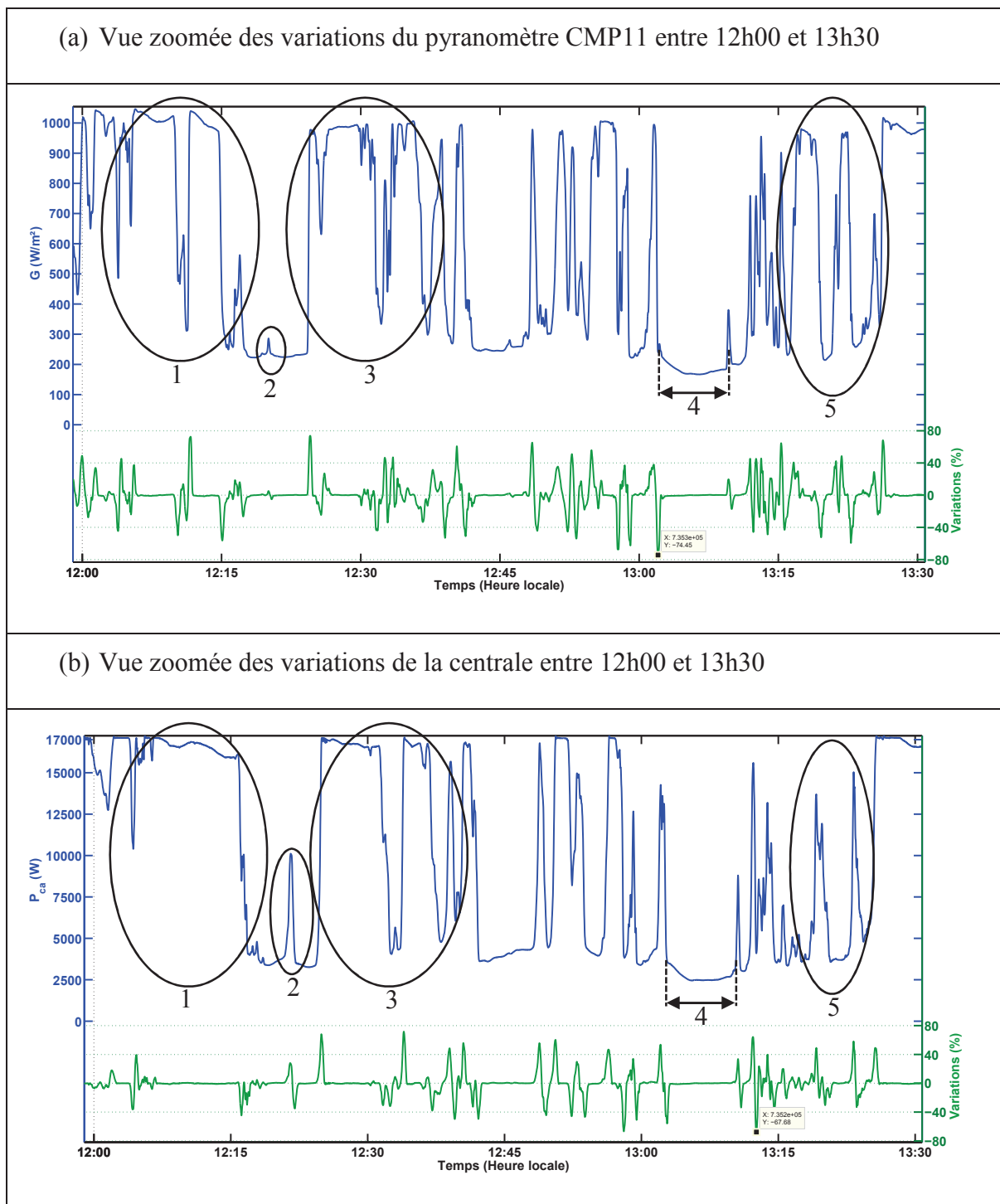


Figure I-17 : Variations de la journée du 26 Janvier 2013 zoomées entre 12h00 et 13h30

Les analyses portées sur la variabilité de la ressource solaire mesurée par le CMP11 pendant ces 572 jours vont donc être qualitatives et non quantitatives. Nous allons nous intéresser à connaître la proportion de journées où il fait beau, où il y a beaucoup de variabilité et où la ressource solaire est moindre.

I.7. ETUDE DE L'INTERMITTENCE

I.7.1. Introduction

Plusieurs niveaux d'intermittence peuvent être définis : l'intermittence due aux quatre saisons, l'alternance jour/nuit et l'intermittence à court terme dû à des passages nuageux. Les deux premiers niveaux d'intermittence sont prévisibles, mais doivent être pris en compte pour le choix de la technologie du système de stockage d'énergie, sa gestion et son confinement. En effet, la température est liée au cycle du soleil : en général, la température est plus basse en hiver qu'en été, également pendant la nuit. L'intermittence à court terme est cependant peu prévisible et non contrôlable. Dans ce paragraphe, nous allons analyser l'intermittence sur le site de Vignola dans le but de mener une réflexion sur la manière de gérer le système de stockage étudié dans cette thèse, à savoir le Système Inertiel de Stockage d'Energie (SISE), et de justifier le choix de cette technologie de stockage. Quelques caractéristiques particulières du SISE par rapport aux batteries électrochimiques peuvent être citées [15] :

- Autodécharge plus importante,
- Temps de recharge moins long,
- Cyclabilité plus importante,
- Indépendance par rapport à la température.

I.7.2. Intermittence par rapport à la température

Nous proposons d'observer les températures des jours où les températures minimales et maximales ont été atteintes pour chaque saison météorologique ou climatique. Il y a plusieurs définitions de saison ; nous nous intéresserons uniquement à la saison météorologique boréale définie par rapport aux variables climatiques, telles que la température, les précipitations, l'hygrométrie, l'ensoleillement, etc. Les quatre saisons sont ainsi définies par :

- Le printemps : du 1^{er} Mars au 31 Mai,
- L'été : du 1^{er} Juin au 31 Août,
- L'Automne : du 1^{er} Septembre au 30 Novembre,
- L'hiver : du 1^{er} Décembre au 28 Février.

Sur la Figure I-18 et dans le Tableau I-3, les températures ambiantes minimales, moyennes et maximales pendant les quatre saisons ont été représentées. Sur une année, la température ambiante peut ainsi présenter une forte variabilité allant d'une température négative de $-1,7^{\circ}\text{C}$ à plus de 36°C . Les batteries électrochimiques peuvent être plus ou moins performantes selon leur température de fonctionnement. Ainsi, dans cette publication [16], un système de stockage de l'hydrogène par des hydrures métalliques est étudié en fonction de la température. Plus

précisément, la famille d’hydrures d’alliages A₂B (Mg₂Ni) est utilisée. Il est ressort que le stockage et le déstockage de l’hydrogène dans cet alliage sont accélérés à 70°C. Cependant, à 30°C, le processus est ralenti. Un système de régulation de la température serait donc nécessaire pour augmenter les performances de ce genre de système et sa durée de vie. Le SISE, étant constitué d’éléments électromécaniques, est peu sensible à la température.

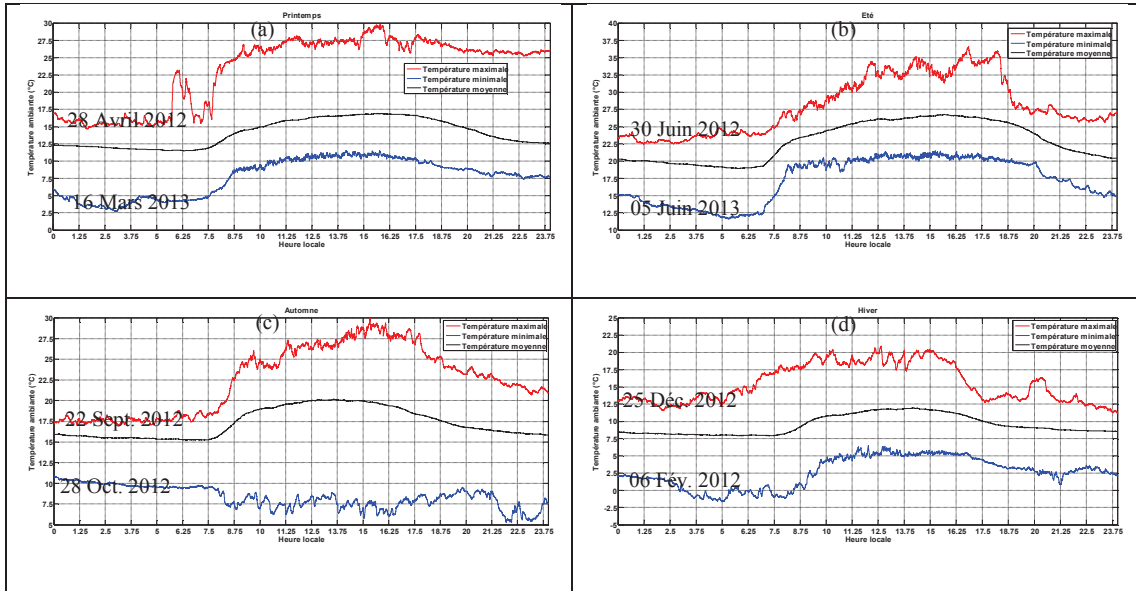


Figure I-18 : Températures ambiantes minimales, moyennes et maximales pendant le printemps (a), l’été (b), l’automne (c) et l’hiver (d)

	Température minimale		Température maximale	
	Date	Valeur	Date	Valeur
Printemps	16 Mars 2013	2,7 °C	28 Avril 2012	29,8 °C
Été	05 Juin 2013	11,6 °C	30 Juin 2012	36,6 °C
Automne	28 Octobre 2012	5,3 °C	22 Sept. 2012	29,9 °C
Hiver	06 Février 2012	-1,7 °C	25 Déc. 2012	20,9 °C

Tableau I-3 : Températures ambiantes minimales et maximales atteintes pendant les quatre saisons sur la période d’études

I.7.3. Intermittence par rapport au rayonnement

A la Figure I-20, l’enseillement journalier sur la période d’étude permet de se rendre compte de la forte variabilité de la ressource solaire d’un jour à l’autre tout au long de l’année. Toutefois, la ressource solaire tend à être plus importante en été qu’en hiver.

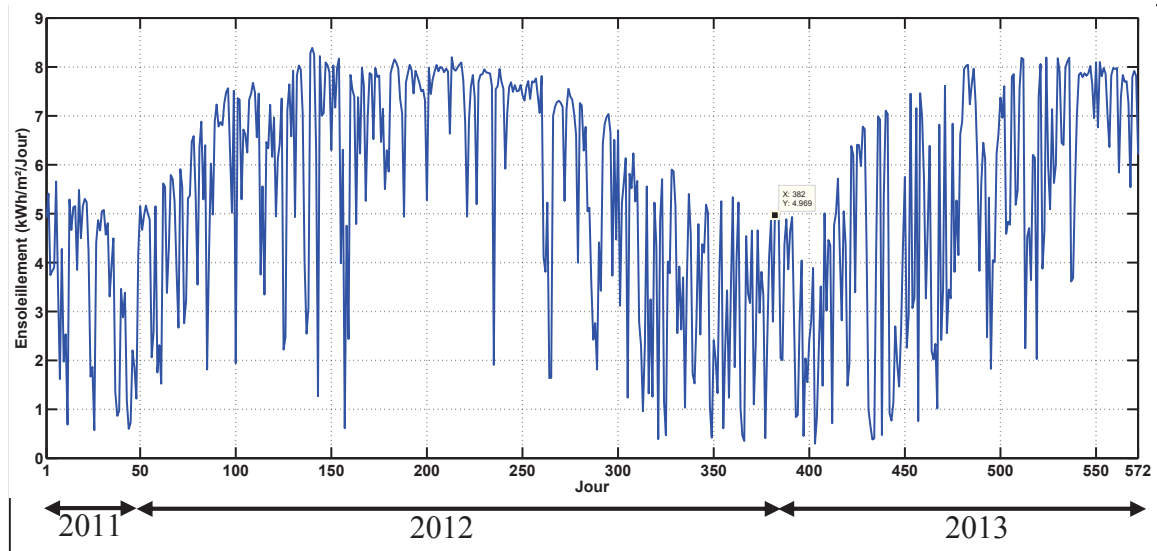


Figure I-19 : Enseillement journalier pendant la période d’études (Octobre 2011 – Juillet 2013)

Quatre types de journée peuvent être définis selon la variabilité de la ressource solaire (voir Figure I-20) :

- Le type 1, où il y a quasiment aucun passage nuageux (peu de variation et beaucoup de ressource solaire),
- Le type 2, où au contraire le ciel est entièrement couvert pendant toute la journée (peu de variation et peu de ressource solaire),
- Le type 3, où la ressource solaire peut être assez importante pendant certains moments de la journée, et varie à certains moments de la journée avec de fortes amplitudes. Il peut y avoir des moments de la journée où la ressource est peu importante.
- Le type 4, où la ressource solaire varie toute au long de la journée avec de fortes amplitudes.

Ainsi, pour une application de lissage avec le volant d’inertie, il est préférable de ne pas utiliser ce système de stockage pour les journées de type 1 (pas de variation) et de type 2 (pas assez de puissance et d’énergie).

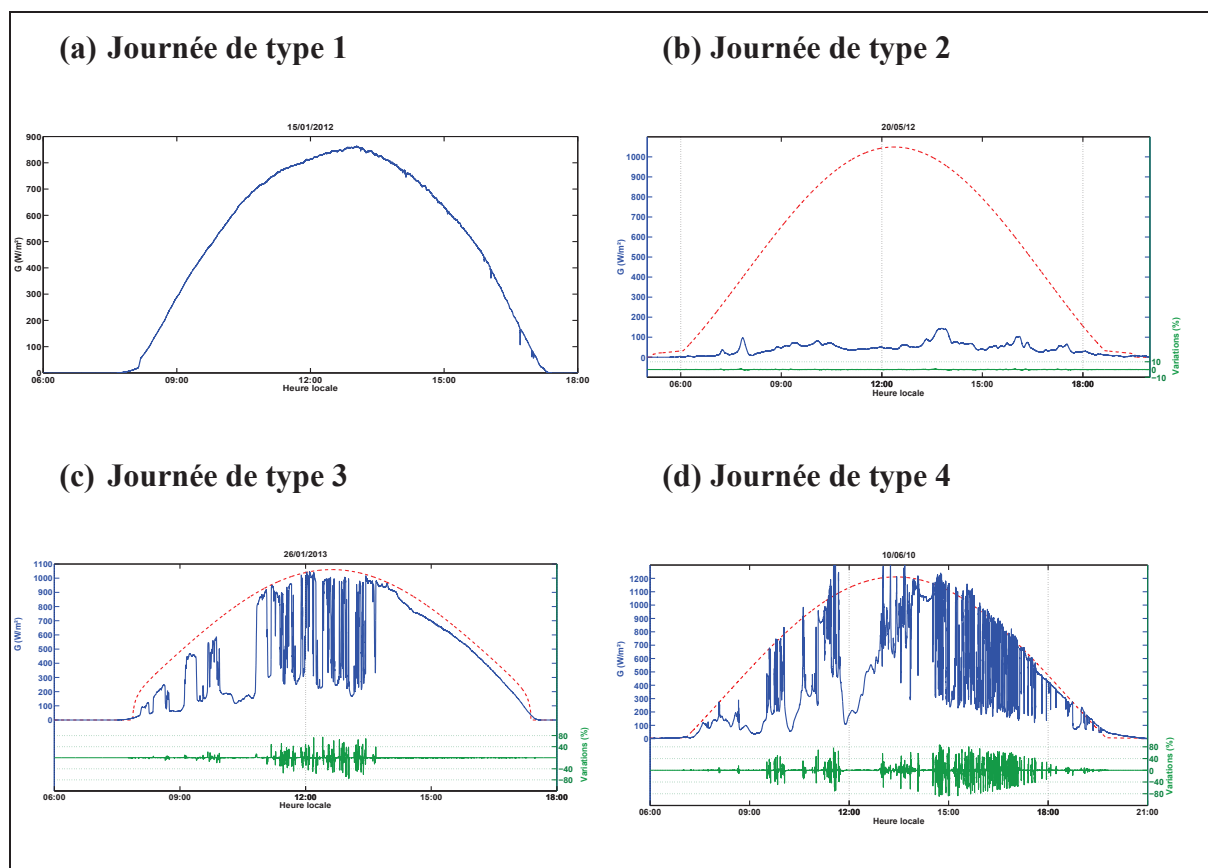


Figure I-20 : Exemple de types de journée selon la variation de la ressource solaire ($\Delta t = 20$ s, la courbe en tiret rouge représente le modèle ciel clair)

Cependant, pour les journées de type 3, le volant peut être utilisé à certain moment de la journée, et pour le type 4 pendant toute la journée.

Un premier tri a été effectué sur les journées de types 1 et 2 en utilisant des seuils :

- Journée de type 1, si la valeur absolue des variations sur 20 s glissantes sont inférieures à 10% et si G_{\max} est supérieur à 750 W/m^2 .
- Journée de type 2, si la valeur absolue des variations sur 20 s glissantes sont inférieures à 5% et si G_{\max} est inférieur à 600 W/m^2 .
- Sinon, ce sont des journées de types 3 et 4.

Les valeurs des seuils ont été choisies de manière empirique. Avec ce premier tri, 96 journées ont été classées type 1, 9 de type 2 et le reste de types 3 et 4. Puis, un contrôle visuel sur chaque journée a été effectué pour corriger le tri. Selon la variation maximale et le rayonnement global maximal de la journée du 07 Juin 2013, celle-ci serait placée dans le type 3 ou le type 4. Mais, comme nous pouvons le voir à la Figure I-21. Celle-ci présente une variation due à un artefact ou un nuage de « petite taille ».

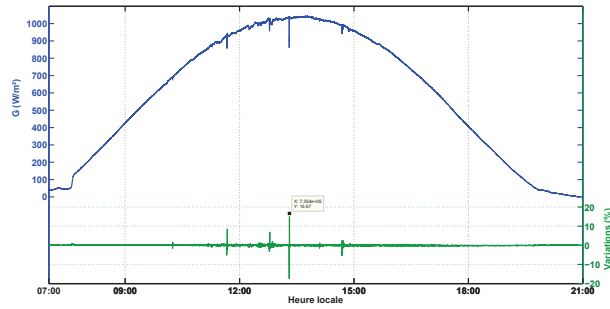


Figure I-21 : Exemple de journée classée dans le type 3 en considérant les valeurs de seuils

Dans le cas du passage d’un tel nuage, cela n’aurait aucune incidence sur une centrale de grande surface, et donc de forte puissance. Cette journée est alors classée de type 1. Sur les 572 journées, 123 journées de type 1 ont alors été recensées et 11 journées de type 2, le reste étant de types 3 et 4. Ramenées sur une année de 365 jours, ces quantités deviennent : 78 journées de type 1, 7 de type 2, et 280 de types 3 et 4.

A la Figure I-22 (a), le nombre moyen de journées de type 1 a été calculé. Leur nombre est plus important en été : l’éventuel entretien du système de stockage devrait donc être programmé pendant cette période, où la probabilité d’avoir les journées de type 1 est plus forte, notamment en Juillet et en Août.

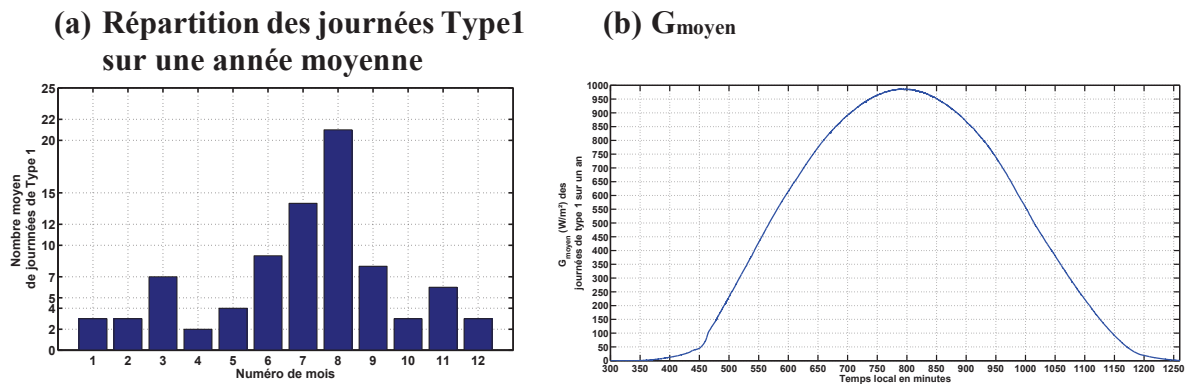


Figure I-22 : Nombre moyen de journées de type 1 (a) et G_{moyen} (b) par an

La Figure I-22 (b) représente le rayonnement global moyen des journées de type 1 sur la période d’études. Ainsi, dans l’hypothèse qu’un système de stockage tel qu’un volant d’inertie est utilisé tout au long de l’année, même lorsqu’il n’y a pas de variation, nous pouvons calculer les pertes énergétiques engendrées par ces journées de type 1. En effet, supposons que le volant se mette en route pour une valeur de G supérieur à 200 W/m^2 . Le volant se chargera alors jusqu’à sa vitesse maximale pour faire face à une éventuelle chute de la puissance photovoltaïque. Prenons l’exemple d’un volant de 15 kW avec roulement à billes et n’ayant pas de vide dans son enceinte. Les pertes à vitesse maximale de ce volant sont d’environ 1 kW (voir Chapitre 4). Sur la Figure I-22 (b), nous pouvons lire le temps moyen par journée pendant lequel le volant sera en rotation. En l’occurrence, nous lisons environ 600 minutes, soit 10h. Soit $78 \times 10 = 780$ heures sur une année moyenne. Nous aurons donc $0,78 \text{ MWh}$ de pertes dans le système de stockage « à cause » de ces journées de type 1. Par ailleurs, dans la durée de vie du volant, il

faudra déduire ces 780 heures/an. Dans notre cas, le volant utilisant notamment des roulements à billes. Il est donc nécessaire de repérer ces journées de type 1 pour réduire les pertes et allonger la durée de vie du volant.

Grâce à son nombre de cycles de charge et de décharge important (de l'ordre de 10^5), le SISE est parfaitement adapté pour les applications de lissage des journées types 3 et 4. Ces journées présentent en effet beaucoup de variations (successions de hausses et de chutes du rayonnement solaire). Il est donc nécessaire d'avoir un système de stockage qui puisse absorber et restituer rapidement de la puissance en un nombre de cycles importants.

Dans la gestion du SISE, il faudra néanmoins faire attention à l'autodécharge de ce système de stockage, qui est de plus courte durée qu'une batterie électrochimique. Sur la Figure I-17, nous pouvons observer des niveaux minimaux du PV (autour de 12h45 et après 13h par exemple) et des niveaux maximaux (avant 12h15 et avant 12h30 par exemple). Si la puissance minimale du PV est connue (à estimer avec les outils de prédiction), il serait préférable que le volant soit dans une phase de décharge suite à la chute du PV, et si la durée du niveau de la puissance minimale est trop long, le volant devrait « accompagner » la chute de la puissance de manière à ne plus avoir d'énergie lorsque la puissance minimale du PV serait atteinte. Dans le cas contraire, de l'énergie serait perdue dans les forces de frottement. Lorsque le PV atteint la puissance maximale, le volant doit être chargé au maximum pour pouvoir faire face à une éventuelle chute : le système de stockage doit être conçu de manière à limiter les forces de frottement, et donc les pertes par autodécharge.

I.8. CONCLUSION

Suite à l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 concernant la limite des 30% d'intégration des énergies renouvelables intermittentes sur les réseaux électriques faiblement interconnectés, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a notamment publié des appels d'offres portant sur les générateurs photovoltaïques couplés à des systèmes de stockage d'énergie [17]. Le réseau électrique de la Corse est concerné par cette limite de 30% et par ces appels d'offres de la CRE, qui concernent des projets locaux. Nous avons proposé d'étudier la variabilité de la ressource solaire à Ajaccio afin de mettre en avant les atouts du Système Inertiel de Stockage d'Énergie (SISE). Le SISE a l'avantage d'avoir une faible indépendance à la température, un temps de réponse rapide et une forte cyclabilité. Ce système de stockage semble être adapté pour des applications de lissage de la puissance du photovoltaïque, et pour des applications de régulation de la fréquence et de la tension.

I.9. REFERENCES

- [1] Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique. .
- [2] EDF SEI, « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre / demande d'électricité », Corse, juill. 2013.
- [3] « Rapport d'activités 2011 », Direction déléguée à l'énergie - Office de l'Environnement de la Corse (OEC), 2011.
- [4] EDF SEI (Electricité De France - Système Electrique Insulaire) Corse, « Nombre et puissance totale des centrales photovoltaïques et éoliennes en Corse en Septembre 2012 », sept-2012.
- [5] C. Darras, M. Muselli, P. Poggi, C. Voyant, J.-C. Hogue, et F. Montignac, « PV output power fluctuations smoothing: The MYRTE platform experience », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 37, n° 19, p. 14015–14025, oct. 2012.
- [6] « Plateforme MYRTE : Mission hYdrogène Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique ». [En ligne]. Disponible sur: <http://myrte.univ-corse.fr/>. [Consulté le: 18-sept-2014].
- [7] « Eolien terrestre dans les départements d'outre-mer et en Corse : désignation des lauréats de l'appel d'offres - Ministère du Développement durable ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Eolien-terrestre-dans-les,26932.html>. [Consulté le: 18-sept-2014].
- [8] « La gestion des déchets - Communauté de Communes Fium'Orbu Castellu ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.comcomfiumorbucastellu.fr/La_gestion_des_dechets.T.htm#La_gestion_des_dechets.T. [Consulté le: 18-sept-2014].
- [9] « Atténuation du rayonnement dans l'atmosphère ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.eumetcal.org/euromet/french/satmet/s2720/s2720003.htm>. [Consulté le: 01-août-2014].
- [10] L. Castañer, *Modelling photovoltaic systems using PSpice*. Chichester, England ; Hoboken, NJ: J. Wiley, 2002.
- [11] C. Voyant, « Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels », 2011.
- [12] P. HAURANT, « De la sélection multicritère de parcs photovoltaïques à la cartographie et l'étude de l'intermittence de la ressource : modélisations appliquées à l'île de Corse », Université de Corse, Ajaccio, 2012.
- [13] Campbell Scientific Inc, « SP-LITE Silicon Pyranometer ». .
- [14] Campbell Scientific Inc, « CMP6-L, CMP11-L, and CMP21-L Pyranometers ». .
- [15] J. KAUV et J. BONAL, « Stockage inertiel de l'énergie », *Tech. Ing.*, févr. 2012.
- [16] C. Iwakura, S. Hazui, et H. Inoue, « Effect of temperature on electrochemical characteristics of Mg₂Ni alloy », *Electrochimica Acta*, vol. 41, n° 3, p. 471–472, févr. 1996.
- [17] Commission de Régulation de l'Energie (CRE), « Appel d'offres supérieure à 250 kWc : publication du cahier des charges ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.photovoltaïque.info/+Appel-d-offres-superieure-a-250+.html>. [Consulté le: 13-mai-2014].

CHAPITRE II : MODELISATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTEE AU RESEAU

SOMMAIRE

II.1.	Introduction : Architectures	32
II.2.	Structure et commande	35
II.2.1.	Modélisation du panneau PV	36
II.2.2.	PLL.....	37
II.2.3.	MPPT	39
II.2.3.1.	Méthode P&O	41
II.2.3.2.	Méthode de l'incrément de conductance (IncCond)	42
II.2.4.	Commande de la partie DC/DC	46
II.2.4.1.	Commande de la tension V_{PV} du module PV	46
II.2.4.2.	Commande du courant I_L (Figure II.22).....	47
II.2.5.	Commande de la partie DC/AC	48
II.2.5.1.	Régulation de la tension du bus continue.....	49
II.2.5.2.	Commande du courant de sortie.....	49
II.3.	Validation par la Modélisation d'une centrale de 17 KVA.....	51
II.3.1.	Description de la centrale PV	51
II.3.2.	Validation du modèle	52
II.4.	Conclusion.....	54
II.5.	Références	55

II.1. INTRODUCTION : ARCHITECTURES

L'onduleur transforme le courant électrique continu produit par le module PV en courant électrique alternatif injecté au réseau. Le point-clés dans la conception de l'onduleur reste toujours le rendement de conversion DC/AC pour les onduleurs actuels. Le rendement des onduleurs actuels est très élevé : par exemple, SolarMax fabrique les onduleurs ayant un rendement jusqu'à 97% pour quelques dizaines de kilowatts, et jusqu'à 98,5% pour quelques centaines de kilowatts [1]. Comme tout composant électronique, l'onduleur a une durée de vie limitée, comprise entre 10 et 15 ans. Actuellement, il existe principalement trois associations de module PV et onduleur comme indiqué dans Figure II.1 :

- Système centralisé : un seul onduleur dimensionné en fonction de la puissance totale : soit l'option la plus adaptée aux petites installations,
- Système modulaire : plusieurs onduleurs sont reliés à une série de modules PV. L'option requise lorsque plusieurs champs de modules sont orientés différemment,
- Système onduleurs intégrés aux modules PV pour les installations de grande puissance.

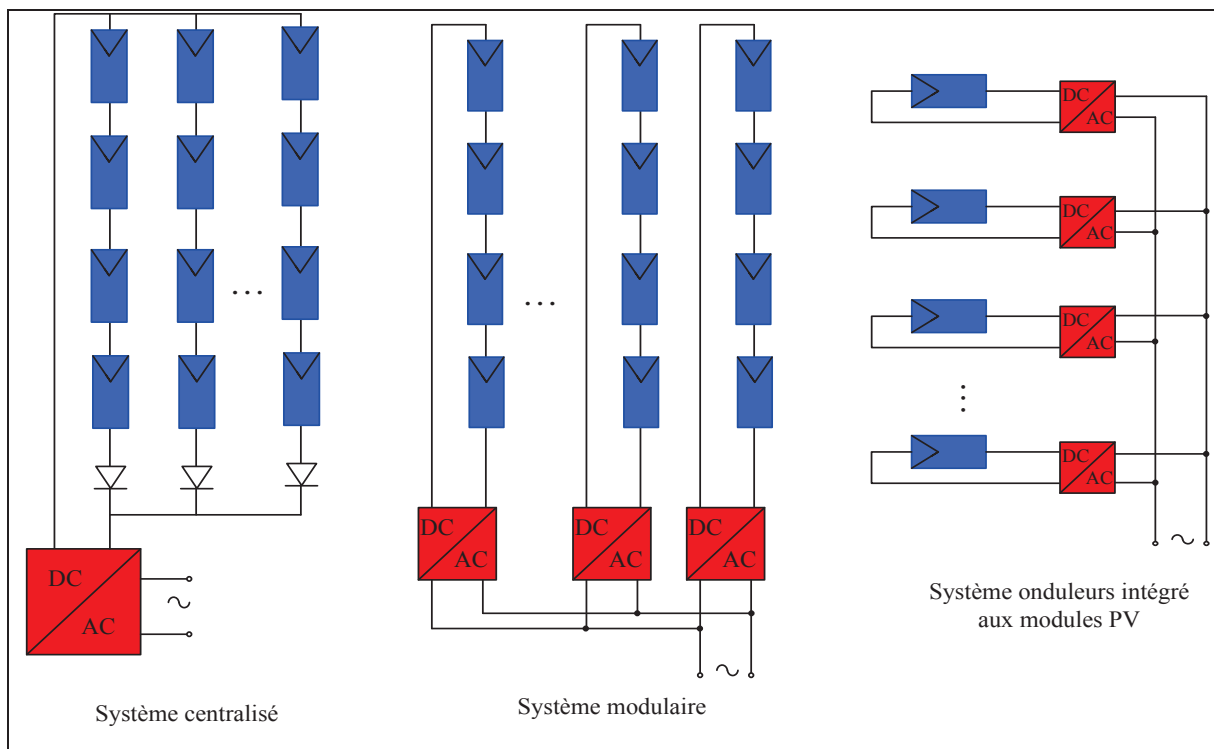


Figure II.1 : Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique [2]

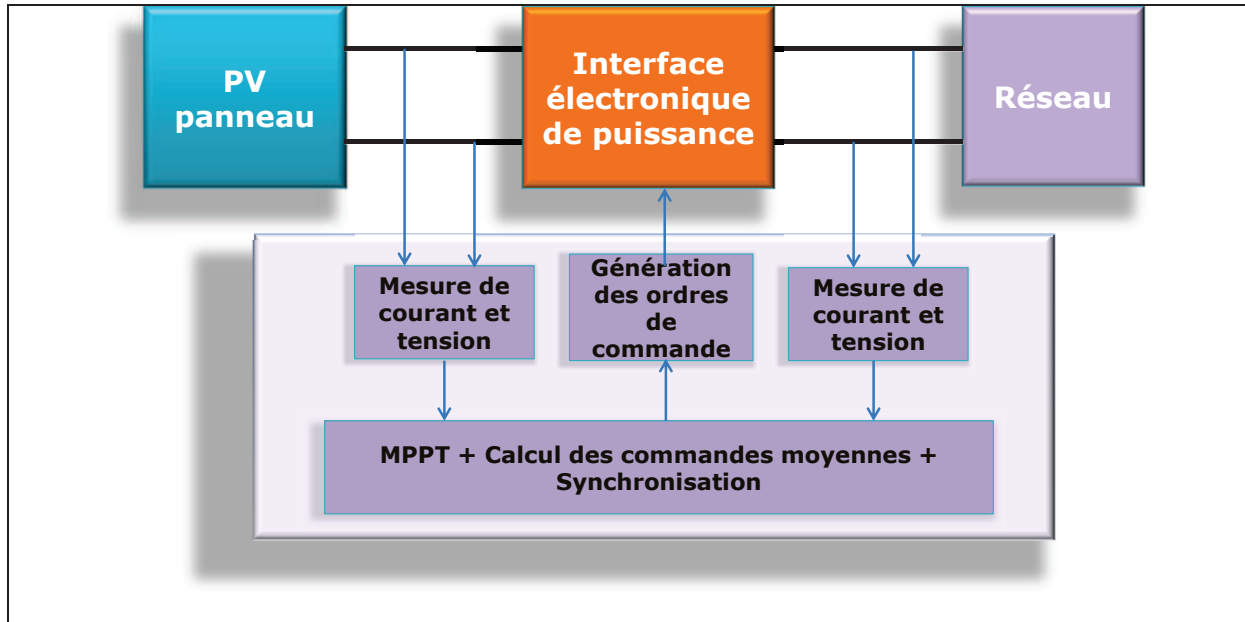


Figure II.2 : Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique [2]

La structure générale d'un système PV est présentée dans la Figure II.2

L'isolement galvanique de l'onduleur connecté au réseau dépend des normes de chaque pays. Par exemple aux Etats-Unis, l'isolement galvanique est toujours exigé. Pour l'isolement galvanique, on utilise un transformateur de BF ou HF. Cette dernière solution est plus compacte, mais il faut faire attention à la conception de transformateurs afin de minimiser les pertes (les pertes de l'onduleur dépendent surtout du transformateur). C'est pourquoi l'onduleur sans transformateur a toujours le rendement plus élevé. Les différents types de l'onduleur PV sont présentés dans la Figure II.3.

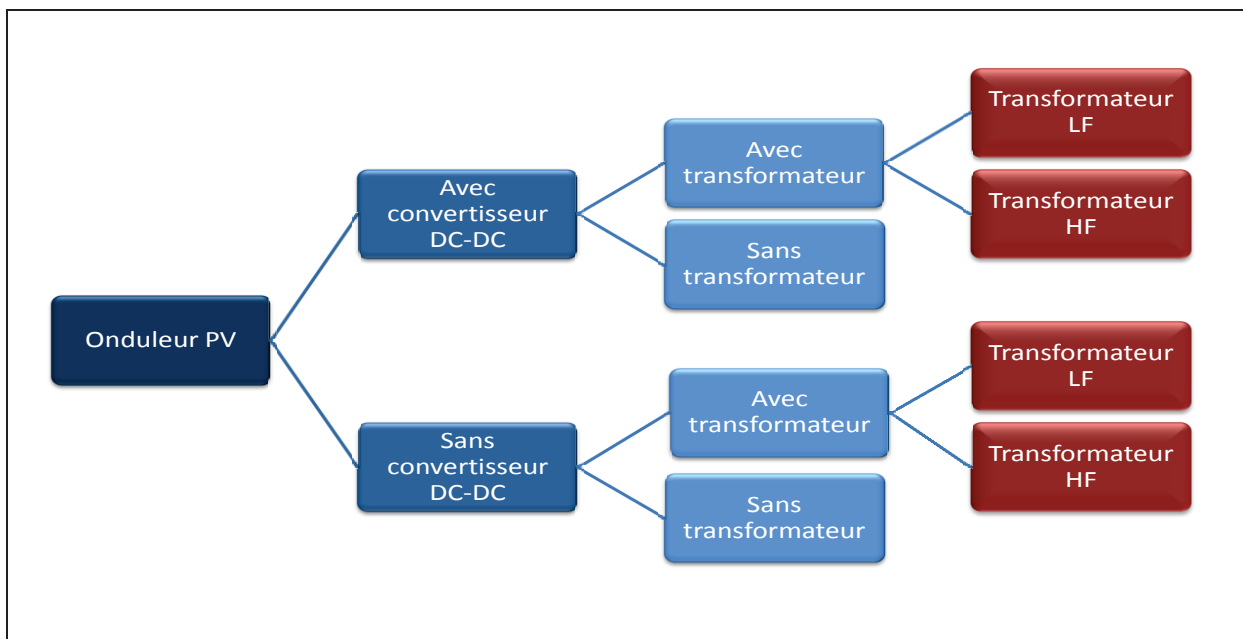


Figure II.3 : Classement des onduleurs PV [2]

Les systèmes PV produisant un courant continu, la connexion au réseau électrique rend nécessaire un étage DC/AC. Parfois un seul convertisseur assure les deux réglages usuels : l'extraction du maximum de puissance et l'injection au réseau de courants sinusoïdaux. Mais on se prive d'un degré de liberté du fait qu'il n'y a qu'un seul étage de conversion. C'est pour cela que la plupart des structures industrialisées comportent deux étages de conversion successifs : un DC/DC et un DC/AC.

Il existe plusieurs types d'étage adaptation, dans [3] on donne une liste de schémas correspondants aux applications PV. Le type du hacheur parallèle (Boost) est souvent choisi [4] d'une part pour sa simplicité, et d'autre part quand un rapport d'élévation (le quotient de la tension sortie et la tension entrée du hacheur), inférieur à environ 3, permet d'obtenir un rendement correct.

Il existe fréquemment deux types d'onduleur : monophasé et triphasé connecté au réseau, comme indiqué sur la Figure II.4. Alors, dans cette partie, nous allons présenter le contrôle/commande global du système PV triphasé avec convertisseur DC/DC. Ces deux types d'onduleur comportent les fonctions suivantes :

- Commande du hacheur Boost pour régler le courant du bus continu, la référence de ce courant est donné par un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracker),
- Commande de l'onduleur de tension pour régler le courant sortie et la tension du bus continu, incluant :
 - Une boucle à verrouillage de phase (PLL : Phase locked Loop) pour la synchronisation à la tension du réseau,
 - Une boucle de réglage de la tension du bus continu laquelle impose la référence du courant à injecter au réseau,
 - Une boucle de poursuite du courant réseau désiré.

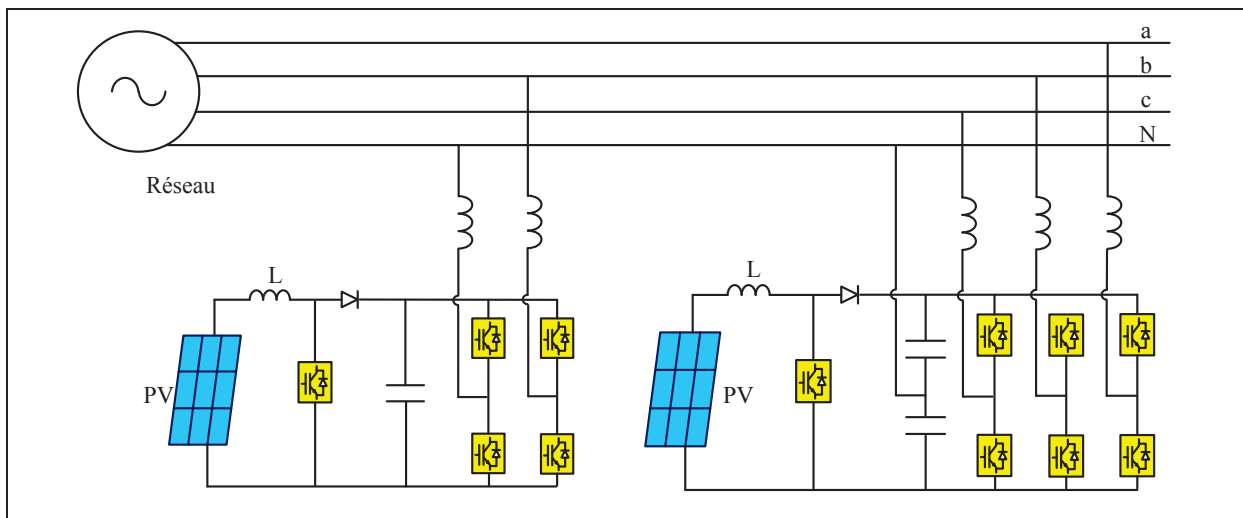


Figure II.4. Onduleurs monophasé et triphasé connectés au réseau [2]

II.2. STRUCTURE ET COMMANDE

Dans cette partie, un système PV triphasé avec convertisseur DC/DC est étudié. Ce type de convertisseur est largement utilisé dans les onduleurs commercialisés comme ceux de :

- RIELLO type Helios Power 10065,
- DANFOSS série TLX.

Leur structure présentée dans la Figure II.5 comporte :

- Les panneaux, raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre EMI (non représenté sur le schéma),
- Un hacheur survolteur, appelé également convertisseur Boost (une seule entrée est représentée sur le schéma),
- Les trois convertisseurs Boost, qui sont raccordés en parallèle sur un pont triphasé (3 demi ponts), qui convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais), dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz (le point milieu des condensateurs situés juste avant le pont triphasé est raccordé au neutre du réseau),
- Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

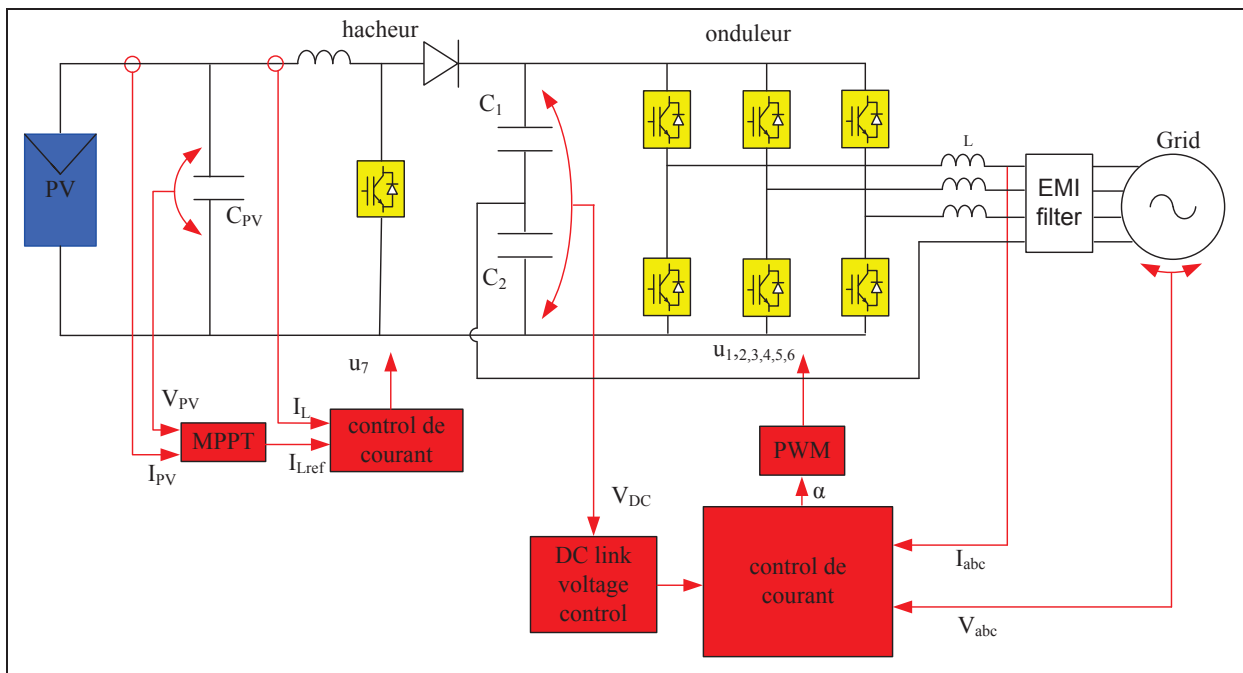


Figure II.5. Circuit de puissance et commande d'un système PV triphasé [2]

La Figure II.6 présente le circuit de puissance et de commande d'un système PV triphasé en Corse que nous avons développé dans le cadre de cette thèse. La modélisation détaillée et la description du système seront présentées dans les parties suivantes.

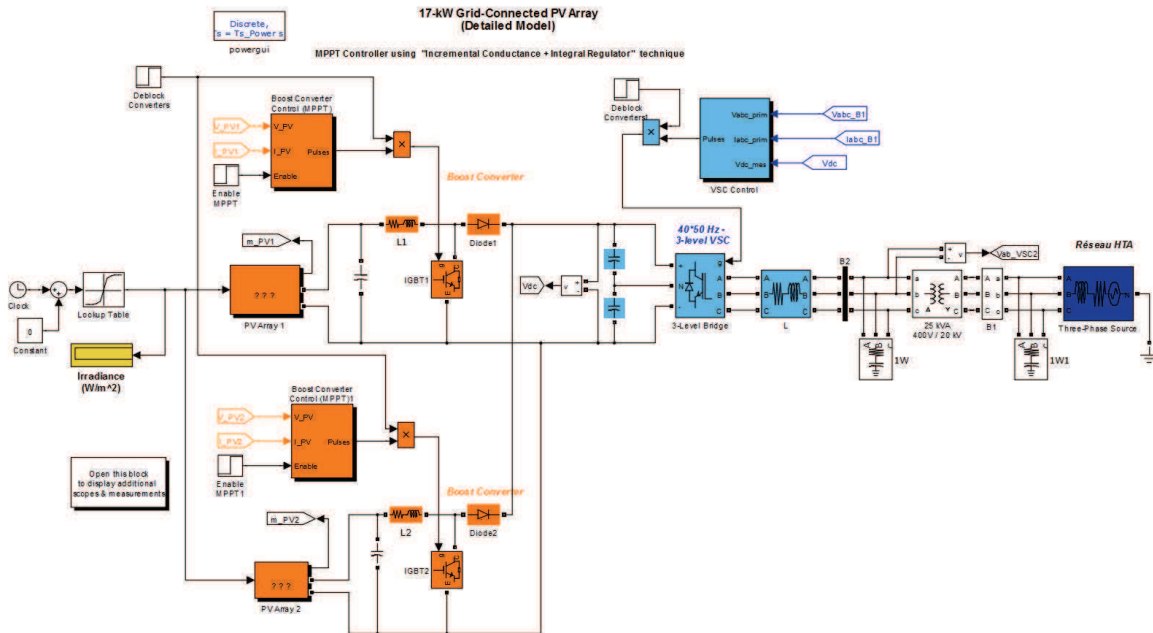


Figure II.6. Circuit de puissance et commande d'un système PV triphasé développés

II.2.1. Modélisation du panneau PV

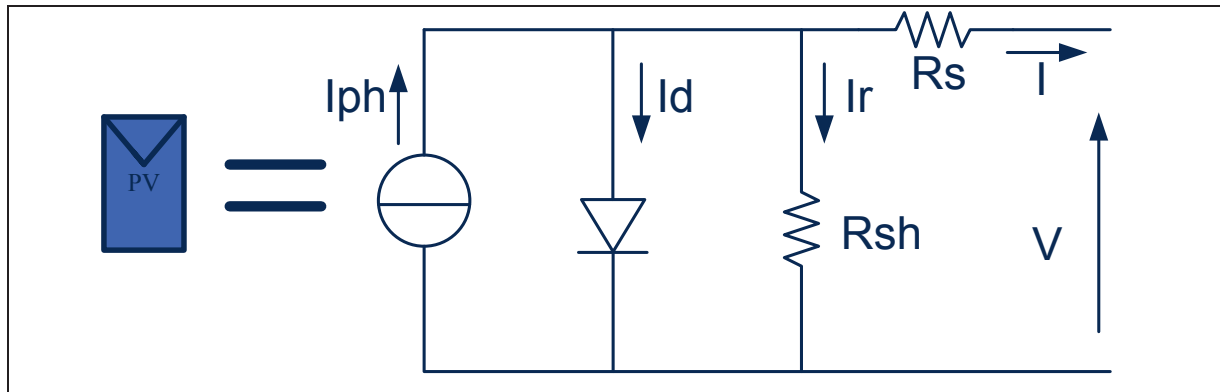


Figure II.7. Circuit équivalent du panneau PV

Un panneau PV est modélisé par un circuit équivalent comme présenté sur la Figure II.7. Le courant du panneau est déterminé par :

$$I = I_{cc} \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s I}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II.1})$$

Où :

$$V_T = \frac{nkT}{q}$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode

G : Rayonnement (W/m^2)

k : Constante de Boltzmann ($1,3 \cdot 10^{-23}$ J/K)

q : Charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C)

n : Facteur d'idéalité du PV, compris entre 1 et 5 dans la pratique

T : Température de jonction en K

I_{cc} : Courant de court-circuit quand $V=0$

$$I_{cc} = I_{sh} - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s I}{V_T}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \Rightarrow I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (\text{II.2})$$

II.2.2. PLL

Afin de connecter des sources PV au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur PV à celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire.

Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes classiques telles que [2] :

- « Zero Crossing » [5] qui utilise une logique de OU Exclusif,
- Méthode de filtrage de la tension comme $\alpha\beta$ filtre [6][7][8] ou dq filtre [2],
- Méthode PLL (Phase Locked Loop).

La méthode PLL est la plus efficace, sa structure est très diversifiée, mais comprend toujours trois blocs : détecteur de phase, correcteur, oscillateur commandé en tension.

Pour le système triphasé, le principe du PLL est présenté dans [1][3][9][10][11]. Avec les techniques avancées de PLL, on recherche une poursuite robuste de la phase du réseau malgré

les perturbations possibles : saut de phase, creux et bosses de tension, harmoniques, saut de fréquence.

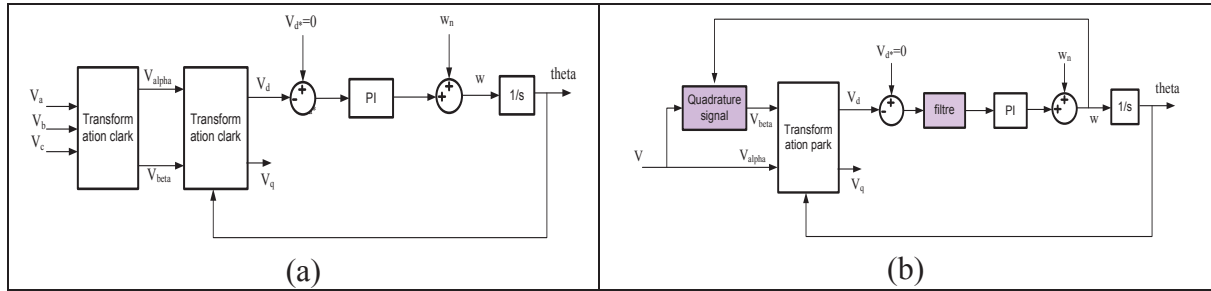


Figure II.8. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b)

Les PLL monophasées sont soumises aux mêmes problèmes que le triphasé avec une difficulté supplémentaire qui tient du champ d'information plus réduit (une seule phase). Pour créer deux signaux orthogonaux, la PLL triphasée peut utiliser la transformation de Park, mais pour la PLL monophasée, il faut rajouter un bloc « Quadrature » de démodulation. Plusieurs solutions sont décrites dans la littérature en utilisant des retards, diverses transformations Hilbert, la projection sur un repère orthogonal, les intégrateurs généralisés... [6][7]. Et enfin, un filtre est souvent introduit dans la boucle afin de réduire les distorsions du signal de la tension mesurée : simple passe bas, résonant, moyenné glissant [9][10][11].

Dans cette partie, un PLL dont la structure présentée dans la Figure II.9 ci-dessous est utilisé :

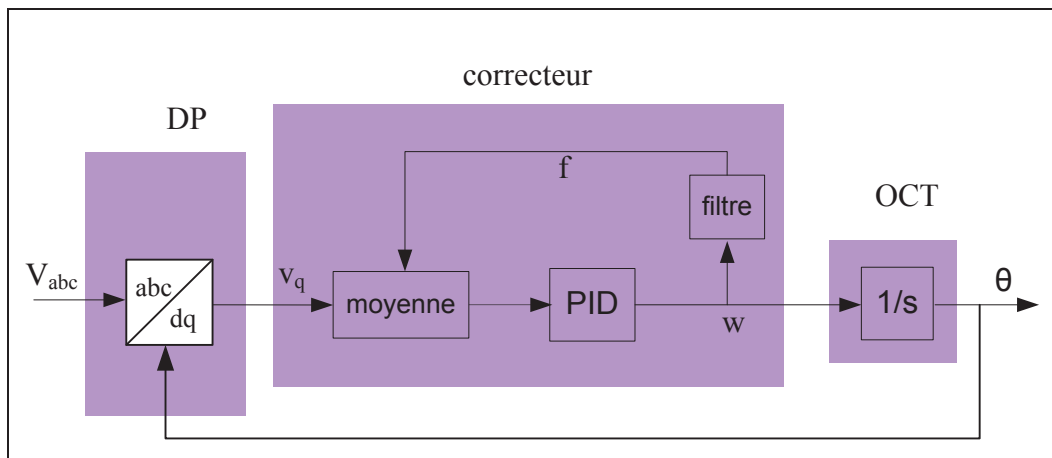


Figure II.9. Structure du PLL triphasé

- Bloc DP représente le Détecteur de Phase,
- Bloc Moyenne dans le correcteur calcule la valeur moyenne de l'entrée dans une période variable et il joue le rôle de filtre anti harmoniques, et s'adapte à la fréquence variable.

Il est possible de conclure que la PLL choisie est performante et robuste par rapport aux perturbations du réseau. Les lois de contrôle/commande du système PV sans se soucier outre mesure des performances de la PLL sont exploitées.

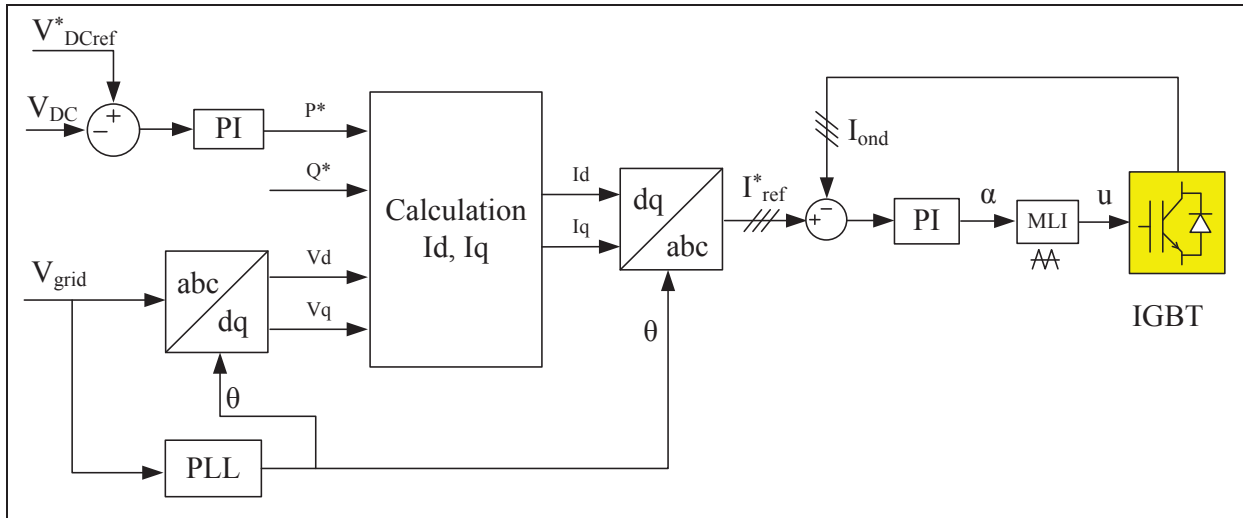


Figure II.10. Boucles de commande de l'étage DC/AC

Les composantes directe et quadrature (Figure II.10) sont calculées comme suit :

$$I_d = \frac{2 P^* V_d + Q^* V_q}{3 \sqrt{V_d^2 + V_q^2}}; I_q = \frac{2 P^* V_q + Q^* V_d}{3 \sqrt{V_d^2 + V_q^2}} \quad (\text{II.3})$$

Où :

I_{dq} , V_{dq} – courant et tension dans la transformation de Park

P^* - Référence de puissance active, donnée par boucle de control tension V_{DC}

Q^* - Référence de puissance réactive, normalement égale 0.

II.2.3. MPPT

Une structure d'un panneau PV commercialisé dans Figure II.11: un système PV. Une diode by-pass est connectée en parallèle à un groupe de 9 cellules séries, 2 groupes (chaque groupe de 9 cellules) sont mis en série avec une diode anti-retour, enfin, 4 blocs (chaque bloc de 18 cellules) sont connectés en parallèle.

Dans [11], l'équation du courant du panneau PV est donnée en fonction de différents paramètres. La Figure II.12 illustre la relation courant-tension et puissance-tension du PV.

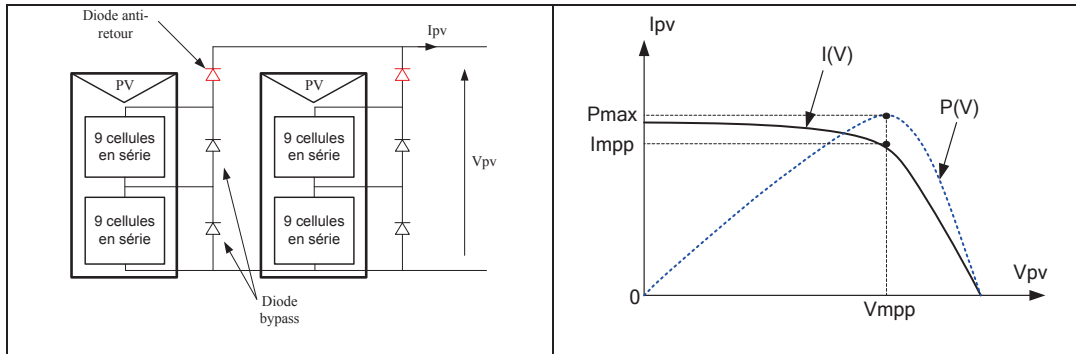
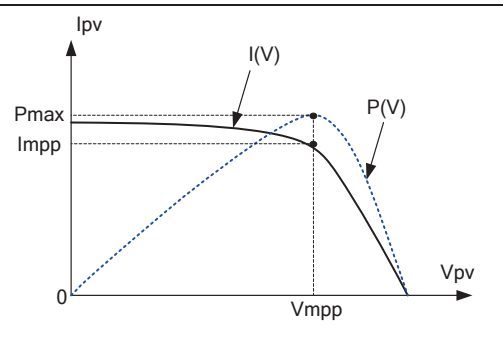


Figure II.11. Structure d'un panneau photovoltaïque commercialisé

Figure II.12. Caractéristique I(V), P(V)



Les systèmes PV se comportent comme une source intermittente, leur puissance dépend de la température et de l'éclairement : la Figure II.13 montre ces caractéristiques. Dans le cas du système PV raccordé au réseau, on travaille au point de puissance maximale MPP aux fins de maximisation du rendement. Mais ce MPP varie toujours en fonction de l'irradiation, de la dérive des paramètres, de la température, du non uniformité du rayonnement, etc. On doit donc mettre en œuvre un algorithme permettant de retrouver ce point en temps réel, il s'agit de l'algorithme MPPT.

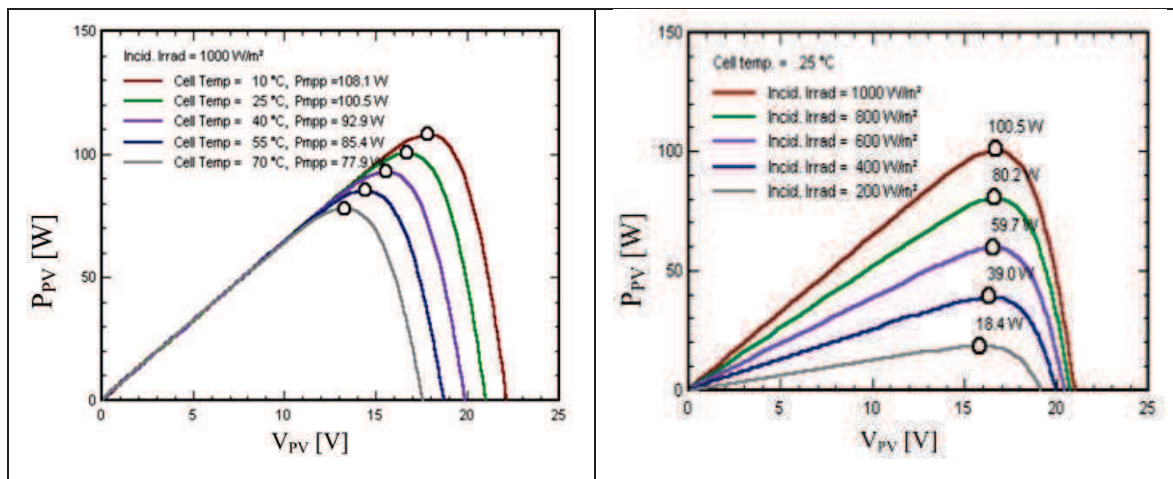


Figure II.13. Puissance maximale en fonction de la température (gauche) et de l'éclairement (droite) [11]

La Figure II.14 présente la courbe I(V) et la courbe P(V) en fonction de l'irradiation pour les modules de Tenesol pour trois strings de 21 panneaux en série (cas réel à Ajaccio). La centrale comporte également un quatrième string de 17 panneaux en série. Les paramètres des modules PV de Tenesol (TE2200, 245 W_c) comportant de 60 cellules sont:

- Tension circuit ouvert $V_{ouvert} = 37,4$ V
- Tension mpp $V_{mpp} = 29,8$ V
- Courant de court-circuit $I_{cc} = 8,7$ A
- Courant de mpp $I_{mpp} = 8,3$ A

- Puissance mpp $P_{mpp}=250$ W.

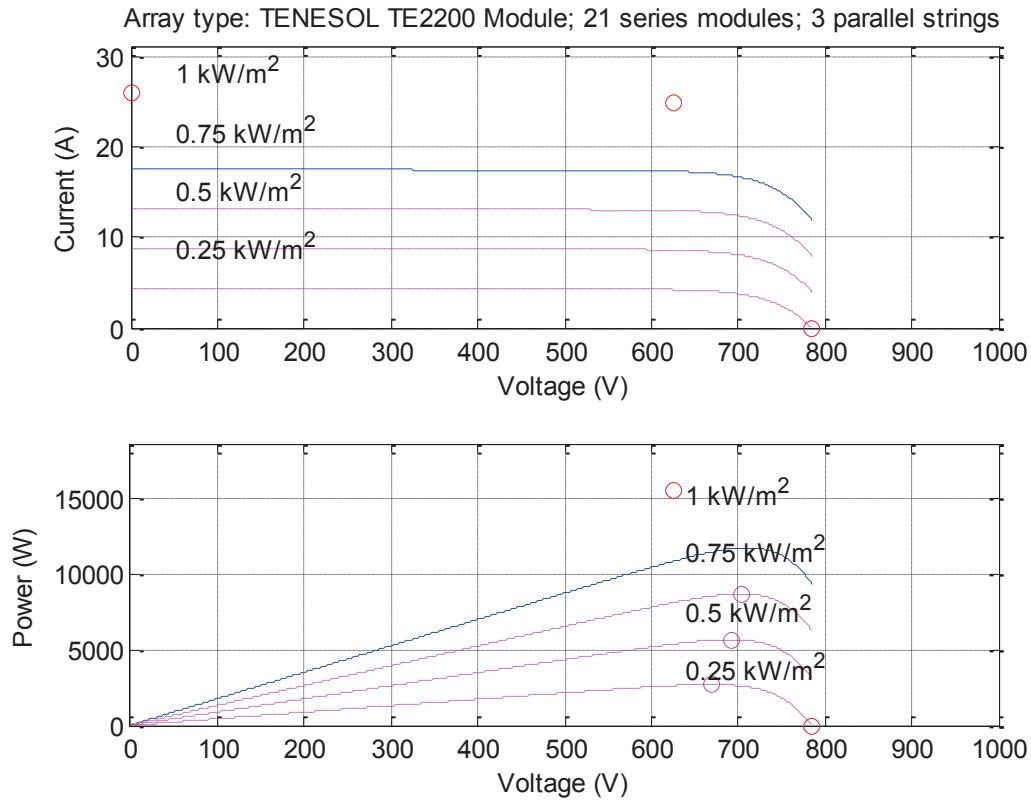


Figure II.14. Courbe I(V) et P(V) en fonction de l'irradiation pour les modules de Tenesol (cas réel à Ajaccio)

Dans la littérature, il existe beaucoup d'articles sur le MPPT, les trois méthodes les plus utilisées sont Hill Climbing, Perturbation and Observation (P&O) [5] et l'Incrémentation de Conductance (IncCond). Dans [11] un point de vue global sur 19 méthodes de MPPT est présenté, et donne une estimation et une comparaison basée sur les critères suivants : simplicité, nombre de capteur, prix et application.

II.2.3.1. Méthode P&O

Le principe de la commande de type P&O consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude ΔV autour de sa valeur initiale et à analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte.

Plus concrètement, au temps initial, la puissance est P_1 , on incrémente la tension jusqu'à $V_2=V_1+\Delta V$ et la puissance change à P_2 après un pas de temps Δt .

- Si $P_2 > P_1$, cela signifie que le point de fonctionnement actuel se trouve à gauche du MPP comme l'illustre dans la Figure II.15. Alors, dans le pas du temps suivant, il faut commencer à incrémenter la tension $V_3=V_2+\Delta V$

- Si au contraire, $P_2 < P_1$, cela signifie que le point de fonctionnement actuel se trouve à droite du MPP. Alors dans le pas de temps suivant, il faut décroître la tension $V_3 = V_2 - \Delta V$.

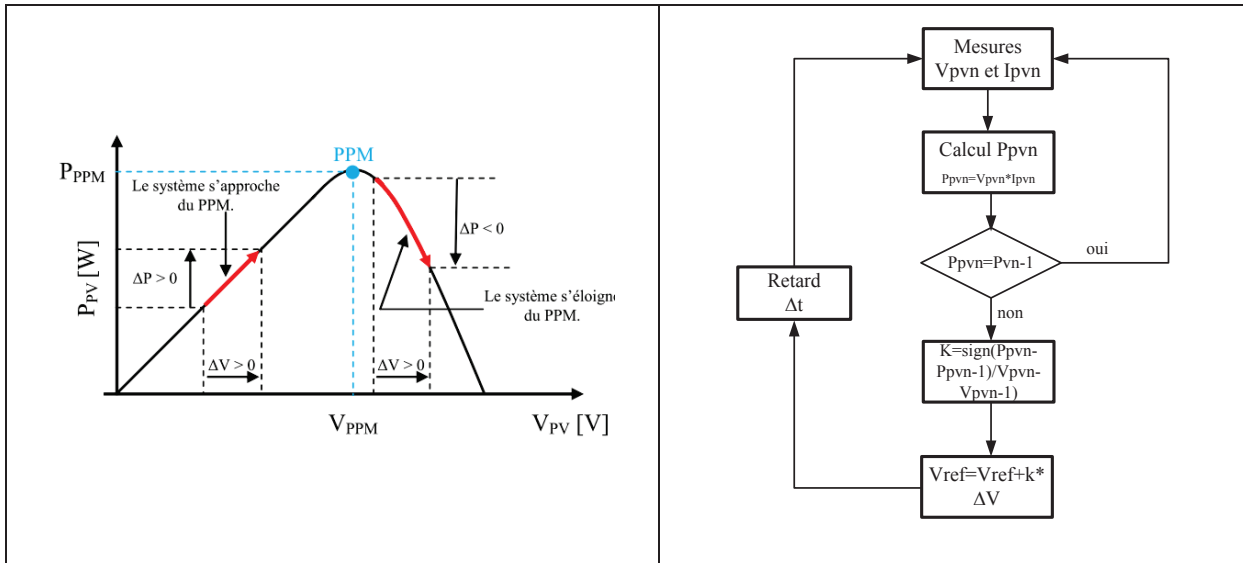


Figure II.15. Caractéristique P(V)

Figure II.16. Algorithme de la méthode P&O

Une analyse similaire peut être effectuée lorsque la tension (V_1) décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique P(V), il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. La Figure II.15 illustre l'algorithme de cette méthode.

Une caractéristique de la méthode P&O est qu'elle envoie de petites perturbations autour du MPP en régime établi car le principe de recherche du MPP doit être répété périodiquement, obligeant ainsi le système à osciller en permanence autour du MPP, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation.

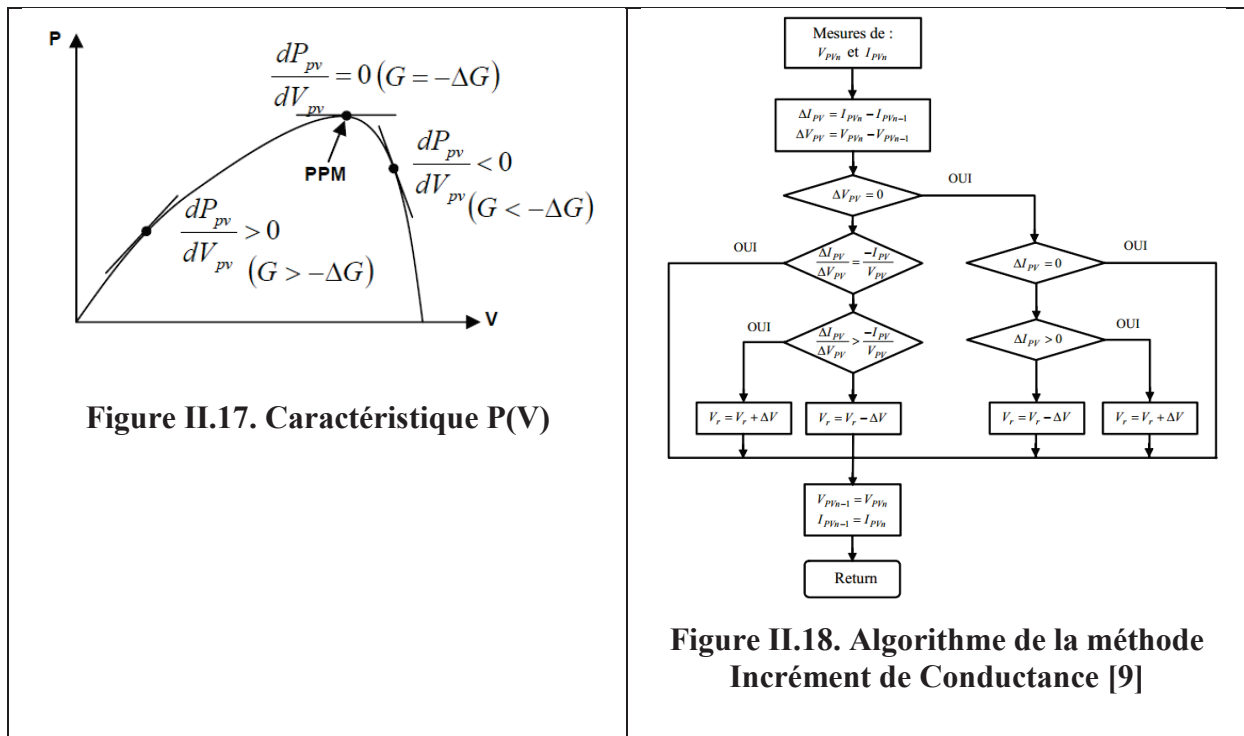
II.2.3.2. Méthode de l'incrément de conductance (IncCond)

La méthode d'incrément de la conductance est basée sur le fait que le point de puissance soit maximal (MPP) quand dP/dV est nulle. Avec les caractéristiques du module photovoltaïque sur la Figure II.14 on observe que la dérivée est supérieure à zéro à gauche du MPP et inférieure à zéro à droite du MPP.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (\text{II.4})$$

- Si $\frac{dP}{dV} > 0 \rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est à gauche du MPP,

- Si $\frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est sur le MPP,
- Si $\frac{dP}{dV} < 0 \rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est sur la droite du MPP.



La Figure II.17 et Figure II.18 présentent l'algorithme de la méthode d'incrément de conductance [9]. Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance (I/V) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta I/\Delta V$).

La méthode d'incrément de conductance présente des avantages :

- Pour les variations de l'ensoleillement et de variation de température, cette méthode donne un faible retard de réponse, une capacité de poursuite du MPP,
- Par sa précision, le rendement élevé.

C'est pourquoi dans cette thèse, elle est utilisée pour développer dans la partie de simulation de la centrale PV à Ajaccio.

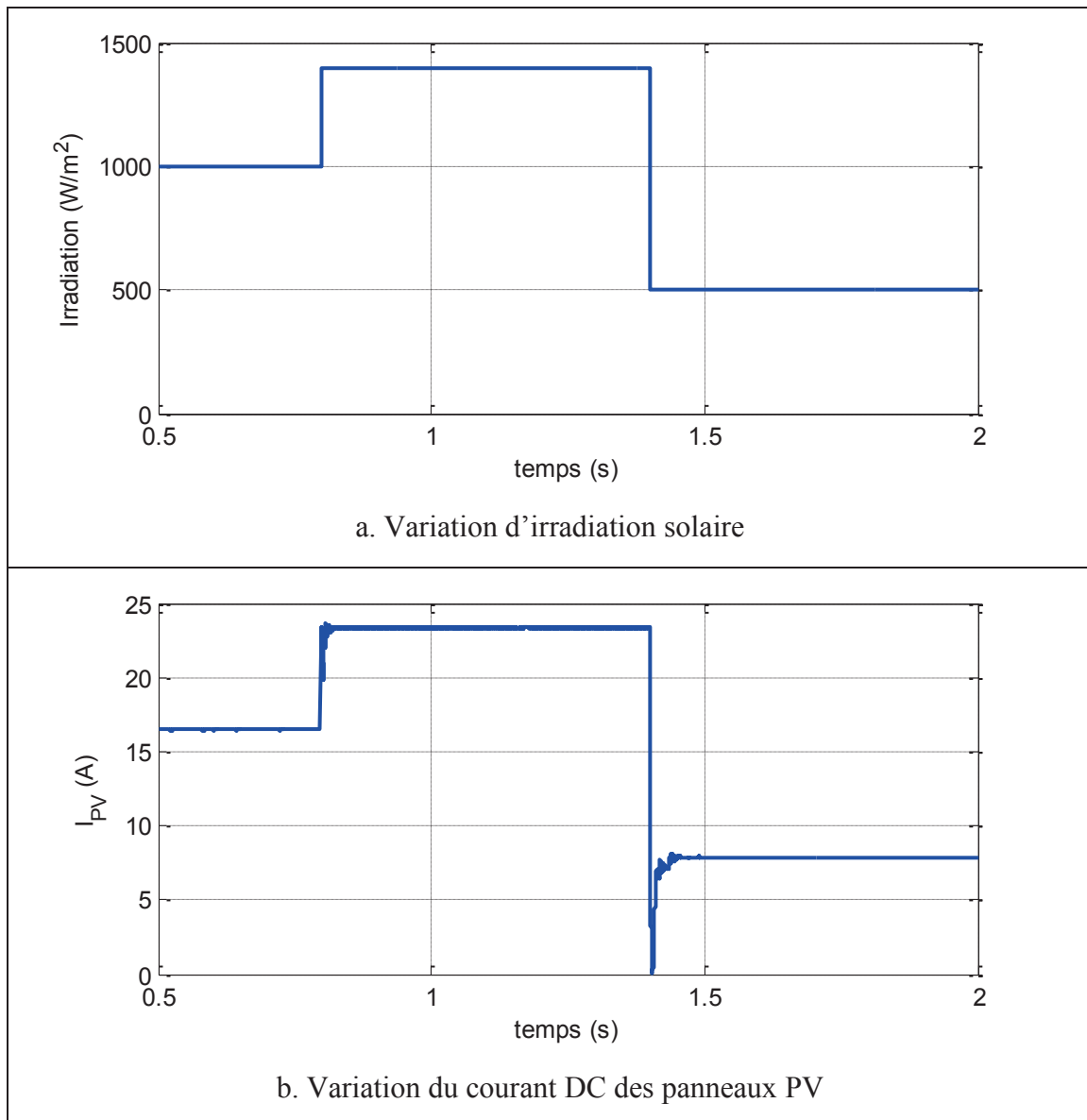
Validation de la méthode d'incrément de conductance développée

Pour valider la performance de l'algorithme MPPT développé ; nous utilisons un système des panneaux PV avec les caractéristiques présentés sur Figure II.14. Le changement par trois valeurs de l'irradiation est utilisé pour valider l'algorithme proposé :

- De 0 à 0,8 s, Rayonnement = 1000 W/m²
- De 0,8 à 1,4 s, Rayonnement = 1400 W/m²
- A partir de 1,4 s, Rayonnement = 500 W/m²

Trois MPP correspondant aux trois valeurs de rayonnement solaire sont :

- $V_{MPP1} = 676 \text{ V}$, $I_{MPP1} = 16,5 \text{ A}$, $P_{MPP1} = 11.1 \text{ kW}$
- $V_{MPP2} = 677 \text{ V}$, $I_{MPP2} = 23,4 \text{ A}$, $P_{MPP2} = 15.7 \text{ kW}$
- $V_{MPP3} = 676 \text{ V}$, $I_{MPP3} = 7,9 \text{ A}$, $P_{MPP3} = 5.4 \text{ kW}$



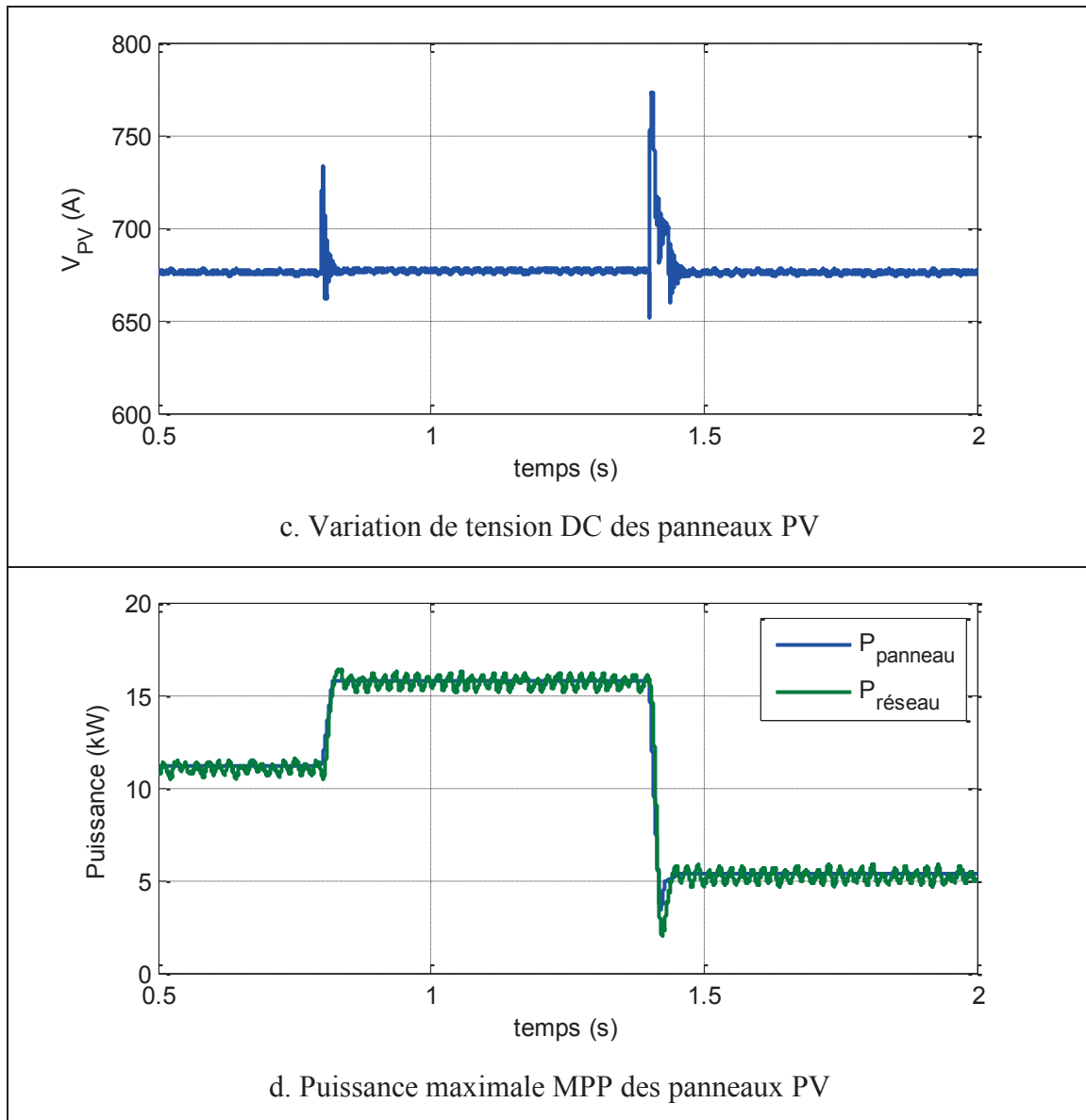


Figure II.19. Comportement du MPPT

Dans la Figure II.19, on trouve que

- à 0.8s, PV change sa caractéristique, le MPPT trouve le nouveau MPP avec un temps de recherche inférieur à 0,1s
- à 1.4s, PV revient sa dernière caractéristique, le MPPT retrouve l'ancien MPP avec un temps de recherche inférieur à 0.1s

Le point de puissance maximale du système PV oscille autour du MPP.

II.2.4. Commande de la partie DC/DC

II.2.4.1. Commande de la tension V_{PV} du module PV

Le bloc MPPT donne la tension V_{pv_ref} , on doit ensuite déterminer le courant de référence I_{Lref} qui assure cette tension et ce, via la commande du hacheur. Un correcteur PI est utilisé pour déterminer I_{Lref} , dont les correcteurs K_p et K_i sont calculés comme suit (Figure II.20) :

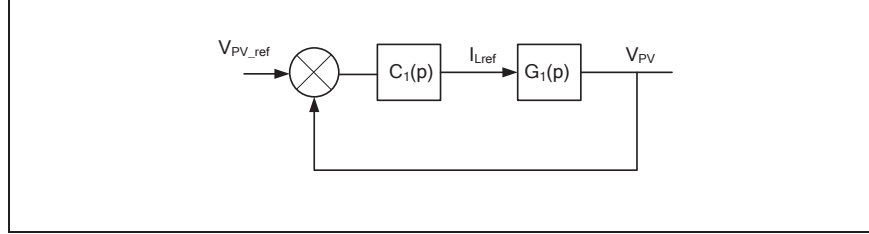


Figure II.20. Boucle fermée, calcul du courant de référence I_{Lref}

L'équation du condensateur C_{PV} est :

$$C_{PV} \left(\frac{dV_{PV}}{dt} \right) = i_{PV} - i_L \quad (II.5)$$

La transformation Laplace de la fonction de transfert du modèle en petits signaux s'écrit :

$$G_1(p) = \frac{V_{PV}(p)}{i_L(p)} = -\frac{1}{C_{PV} \cdot p} \quad (II.6)$$

Avec un correcteur PI $C_1(p) = K_{p1} + \frac{K_{i1}}{p}$, la fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) s'écrit :

$$FTBF_1(p) = \frac{C_1(p)G_1(p)}{1 + C_1(p)G_1(p)} = \frac{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}} p}{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}} p - \frac{C_{PV}}{K_{i1}} p^2} \quad (II.7)$$

En identifiant le dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_i p + \omega_i^2$, on obtient :

$$\begin{cases} K_{i1} = -C_{PV}\omega_i^2 \\ K_{p1} = -2\sigma C_{PV}\omega_i \end{cases} \quad (II.8)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$. Un temps de réponse $T_1=10ms$ ($\omega_i=1/T_1$) est choisi.

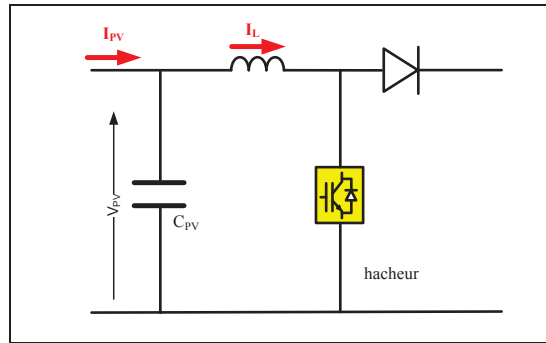


Figure II.21. Partie DC/DC

II.2.4.2. Commande du courant I_L (Figure II.22)

Le hacheur joue le rôle de commande du courant I_L suivant le courant référence I_{ref} fournit par MPPT pour assurer la puissance maximale produite par le PV.

Un correcteur PI (dont les coefficients K_p et K_i sont calculés comme suit est utilisé pour déterminer le rapport cyclique α de l'interrupteur IGBT (Figure II.22).

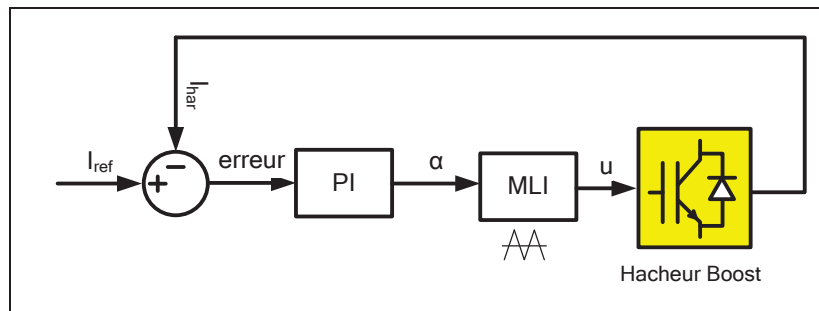


Figure II.22. Boucle de commande du courant de Hacheur

L'équation du hacheur est la suivante :

$$L_{har} \frac{di_L}{dt} = V_{PV} - R_{har} i_L - V_{DC}(1 - u) \quad (II.9)$$

Avec L_{har} , R_{har} : inductance et résistance du hacheur.

Si l'on suppose que l'équation ci-dessus est linéaire, c'est-à-dire en supposant V_{DC} constante (ce n'est donc pas une variable d'état), on peut écrire sa transformation de Laplace :

$$\begin{aligned} L_{har} I_L(p) \cdot p &= V_{PV} - R_{har} \cdot I_L(p) - V_{DC}(1 - u(p)) \\ &= V_{PV} - R_{har} \cdot I_L(p) - V_{DC} + V_{DC} \cdot u(p) \end{aligned} \quad (II.10)$$

L'intégration de la MLI consiste à remplacer dans le modèle la commande du hacheur $u(p)$ par sa valeur moyenne. Le modèle de grands signaux étant non linéaire, pour obtenir la fonction transfert, on utilise le modèle des petits signaux :

Fonction de transfert reliant $I_L(p)$ et $u(p)$ soit

$$G_2(p) = \frac{I_L(p)}{u(p)} = \frac{\frac{V_{DC}}{R_{har}}}{1 + \frac{L_{har}}{R_{har}} p} \quad (II.11)$$

Le correcteur PI est de la forme $C_2(p) = K_{p2} + \frac{K_{i2}}{p}$

Fonction transfert en boucle fermée :

$$\begin{aligned} FTBF_2(p) &= \frac{C_2(p)G_2(p)}{1 + C_2(p)G_2(p)} \\ &= \frac{\frac{V_{DC}}{L_{har}} (p \cdot K_{p2} + K_{i2})}{p^2 + \frac{K_{p2}V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} p + \frac{K_{i2}V_{DC}}{L_{har}}} \end{aligned} \quad (II.12)$$

En identifiant le dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_i p + \omega_i^2$

On obtient :

$$\begin{cases} \frac{K_{p2}V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i2}V_{DC}}{L_{har}} = \omega_i^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{p2} = \frac{2\sigma\omega_i L_{har} - R_{har}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 L_{har}}{V_{DC}} \end{cases} \quad (II.13)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$.

II.2.5. Commande de la partie DC/AC

La partie DC/AC de l'onduleur joue le rôle de commande du courant de sortie et indirectement de la tension du bus continu, il se compose donc de deux parties dont le schéma de commande est représenté dans : deux parties avec deux rôles différents : commande du courant de sortie (boucle interne) et commande de la tension du bus continu (boucle externe) via la commande de la puissance sortie de l'onduleur.

II.2.5.1. Régulation de la tension du bus continue

La tension moyenne V_{DC} aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. La principale cause susceptible de la modifier est les pertes (dans interrupteurs et filtre de sortie) ou bien la fluctuation de la tension du réseau. La sortie du régulateur P_{ref} donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant ainsi V_{DC} . La puissance P_{ref} représente la puissance active nécessaire pour maintenir la tension V_{DC} égale à la valeur de la tension de référence souhaitée (V_{DCref}).

En négligeant les pertes de commutation de l'onduleur ainsi que l'énergie stockée dans l'inductance du filtre de sortie, la relation entre la puissance absorbée par le filtre actif et la tension aux bornes du condensateur peut s'écrire sous la forme suivante :

$$P_{ref} = C_{DC} \cdot V_{DCref} \cdot \frac{d(V_{DC})}{dt} \quad (II.14)$$

A partir de la relation ci-dessus, et en prenant en compte le régulateur PI, la boucle de régulation de la tension continue peut être représentée par le schéma de la Figure II.23 :

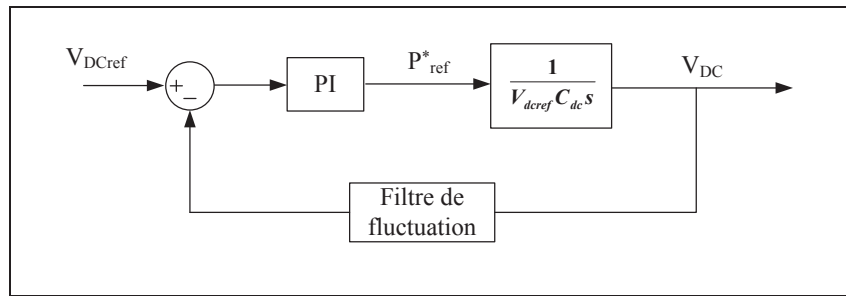


Figure II.23. Boucle de régulation de la tension continue

II.2.5.2. Commande du courant de sortie

Les composantes directe et en quadrature sont calculées comme suit :

$$I_d = \frac{2 P^* V_d + Q^* V_q}{3 (V_d^2 + V_q^2)}; I_q = \frac{2 P^* V_q + Q^* V_d}{3 (V_d^2 + V_q^2)} \quad (II.15)$$

Où :

I_{dq}, V_{dq} : Transformation de Park des courants et tensions en sortie de l'onduleur.

P^* : Référence de puissance active, donnée par boucle de control tension V_{DC}

Q^* : Référence de puissance réactive, normalement égale 0.

L'équation d'état de l'onduleur est la suivante :

$$\mathbf{R}_{\text{ond}}\mathbf{I}_{\text{ond}} + \mathbf{L}_{\text{ond}} \frac{d\mathbf{I}_{\text{ond}}}{dt} = \mathbf{V}_{\text{ond}} - \mathbf{V}_{\text{res}} \quad (\text{II.16})$$

L_{ond} et R_{ond} : inductance et résistance de l'onduleur

La transformation de Laplace de la fonction de transfert du modèle aux petits signaux s'écrit :

$$\mathbf{G}_3(\mathbf{p}) = \frac{\mathbf{I}_{\text{ond}}(\mathbf{p})}{\mathbf{u}(\mathbf{p})} = \frac{\mathbf{V}_{\text{DC}}}{\mathbf{L}_{\text{ond}} \cdot \mathbf{p} + \mathbf{R}_{\text{ond}}} \quad (\text{II.17})$$

Le correcteur PI est de la forme $C_3(p) = K_{p3} + \frac{K_{i3}}{p}$

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$\begin{aligned} \text{FTBF}_3(\mathbf{p}) &= \frac{\mathbf{C}_3(\mathbf{p})\mathbf{G}_3(\mathbf{p})}{1 + \mathbf{C}_3(\mathbf{p})\mathbf{G}_3(\mathbf{p})} \\ &= \frac{\frac{\mathbf{V}_{\text{ond}}}{\mathbf{L}_{\text{ond}}} (\mathbf{p}K_{p3} + K_{i3})}{\mathbf{p}^2 + \frac{K_{p3}\mathbf{V}_{\text{DC}} + \mathbf{R}_{\text{ond}}}{\mathbf{L}_{\text{ond}}} \mathbf{p} + \frac{K_{i3}\mathbf{V}_{\text{DC}}}{\mathbf{L}_{\text{ond}}}} \end{aligned} \quad (\text{II.18})$$

En identifiant dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_i p + \omega_i^2$, on obtient :

$$\begin{cases} \frac{K_{p3}\mathbf{V}_{\text{DC}} + \mathbf{R}_{\text{ond}}}{\mathbf{L}_{\text{ond}}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i3}\mathbf{V}_{\text{DC}}}{\mathbf{L}_{\text{ond}}} = \omega_i^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{p3} = \frac{2\sigma\omega_i\mathbf{L}_{\text{har}} - \mathbf{R}_{\text{ond}}}{\mathbf{V}_{\text{DC}}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2\mathbf{L}_{\text{ond}}}{\mathbf{V}_{\text{DC}}} \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$.

II.3. VALIDATION PAR LA MODELISATION D'UNE CENTRALE DE 17 KVA

II.3.1. Description de la centrale PV

La centrale est située à Vignola (Ajaccio, Corse). La centrale du MYRTE L'onduleur utilisé est celui d'SMA : l'onduleur Sunny Tripower 17000TL, sans transformateur.

Pour tester le modèle PV, on simule un système PV TENESOL TE2200 avec onduleur centralisé, deux par PV :

- Par PV1 : trois groupes en parallèle donc chaque groupe comporte 21 panneaux en série,
- Par PV2 : un groupe de 21 panneaux en série,

Au total, le système comporte 80 panneaux TENESOL TE2200 avec la puissance d'installation de 17 kW (Figure II.24 et Figure II.25).

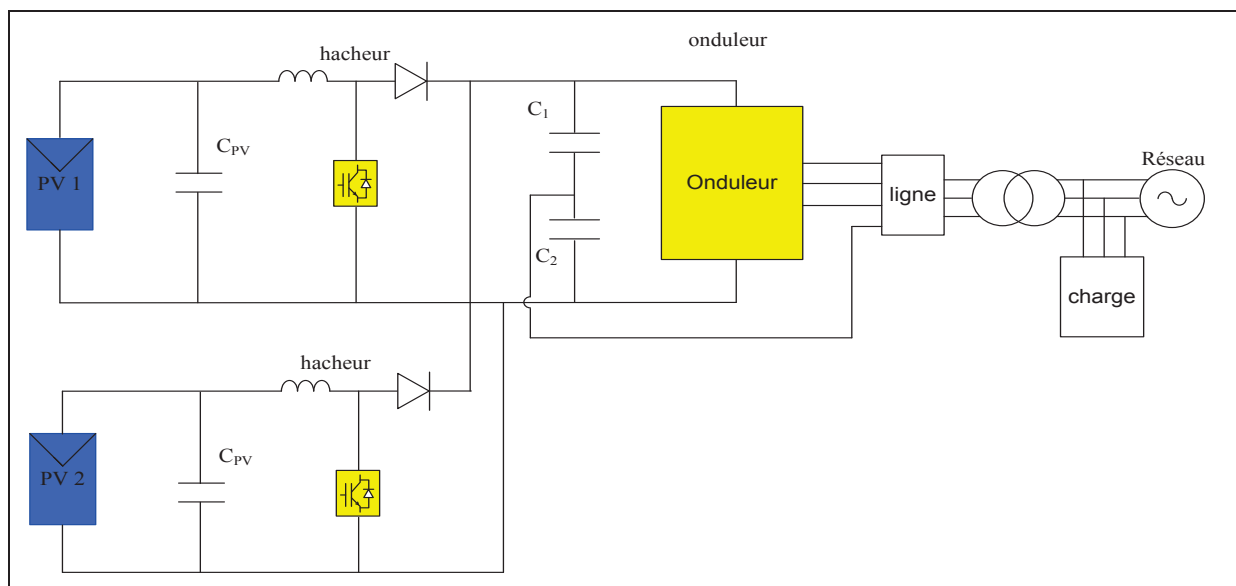


Figure II.24. Schéma principe du système PV simulé

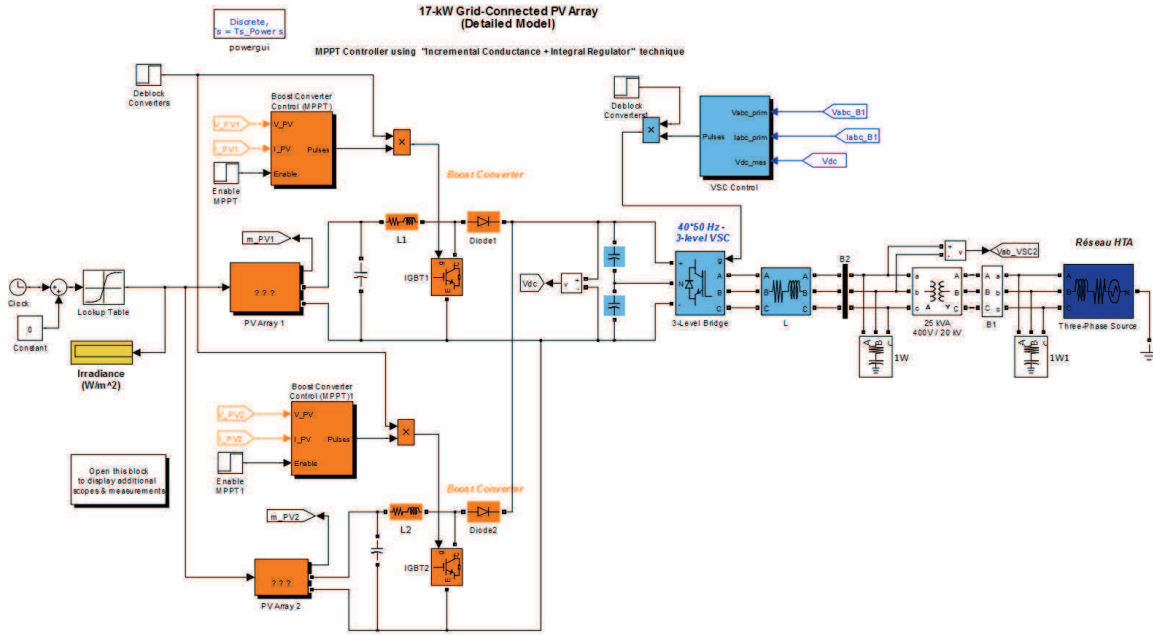


Figure II.25. Système PV modélisé

II.3.2. Validation du modèle

Pour évaluer le modèle du système PV, on utilise des données de rayonnement du pyranomètre CMP11 (voir Chapitre I), enregistrées au pas de temps de la seconde, et mesurées dans deux jours différents (17/9/2012 et 26/1/2013) comme montré les Figure II.26 et Figure II.28.

La Figure II.26 présente l'irradiation solaire et la puissance simulée et mesurée côté DC pour la journée du 17/09/2012. La Figure II.27 présente l'irradiation solaire et la puissance simulée et mesurée côté AC triphasé pour la journée du 17/09/2012.

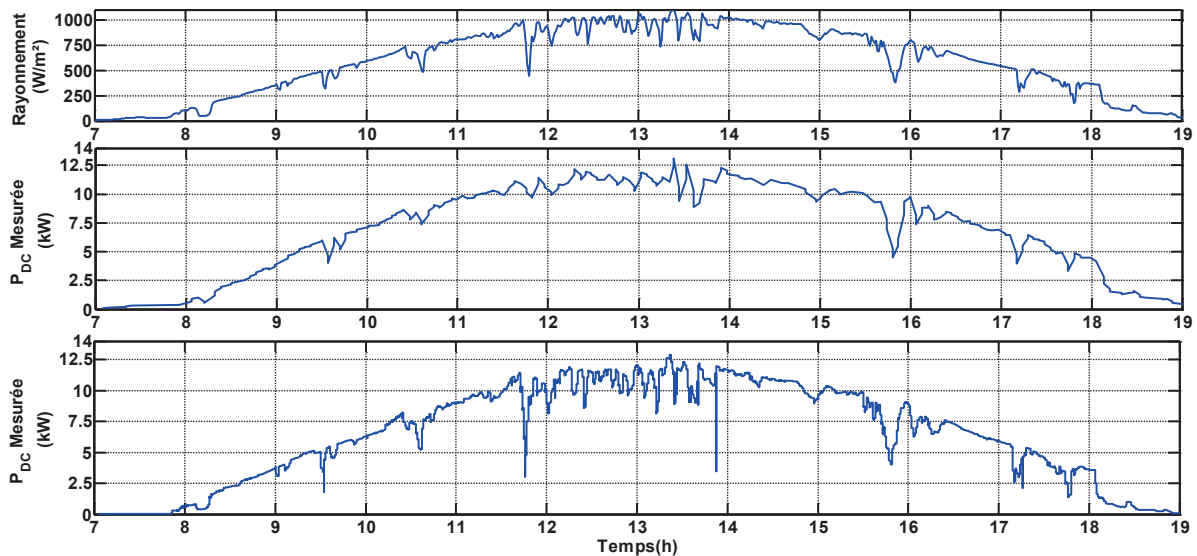


Figure II.26. Puissances simulée et mesurée côté continu pour la journée du 17/09/12

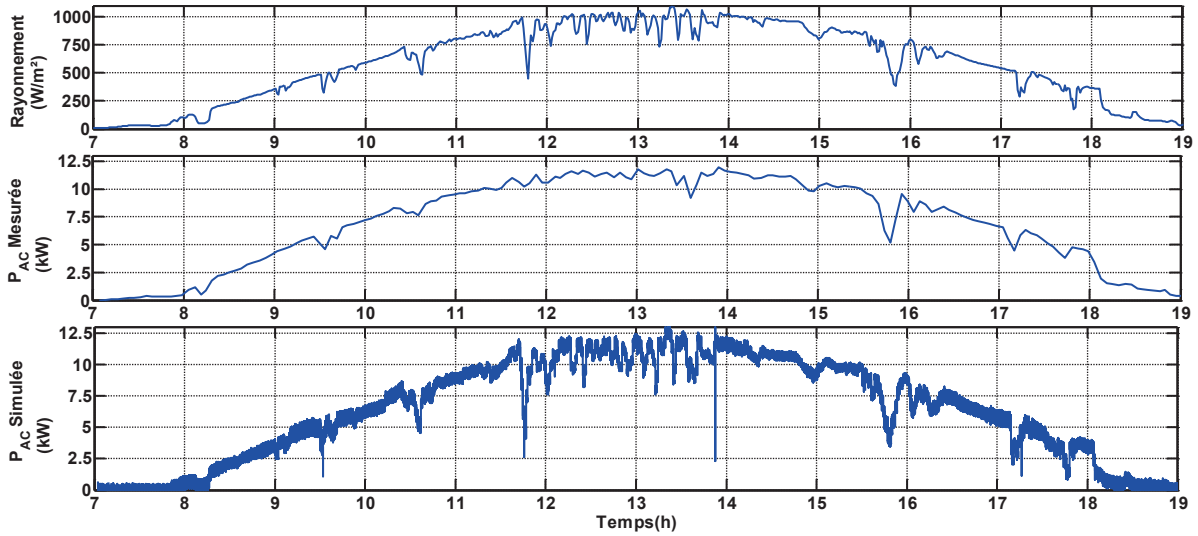


Figure II.27. Puissances simulée et mesurée côté AC triphasé pour la journée du 17/09/12

La Figure II.28 présente le rayonnement solaire et la puissance simulée et mesurée côté AC triphasé pour la journée du 26/01/2013. La Figure II.29 présente un zoom entre 12h00 et 13h30 de l'irradiation solaire et de la puissance simulée et mesurée côté AC triphasé pour la même journée.

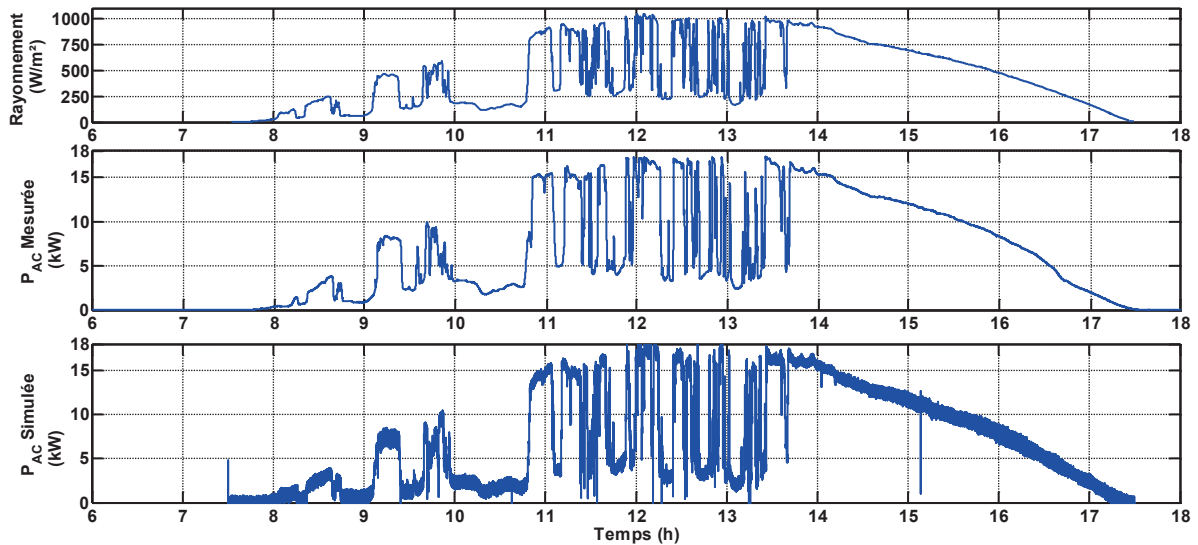


Figure II.28. Puissances simulée et mesurée côté AC triphasé pour la journée du 26/01/13

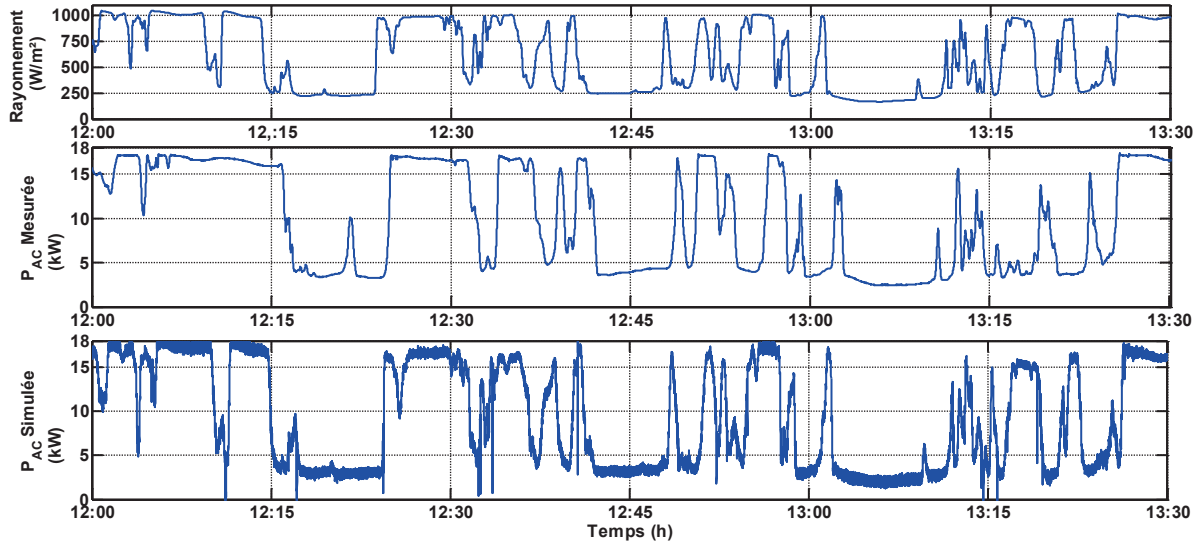


Figure II.29. Puissances simulée et mesurée côté AC triphasé pour la journée du 26/01/13 (zoom entre 12h00 et 13h30)

En comparant la puissance mesurée réelle à Ajaccio et la puissance obtenue par simulation, on constate que :

- les courbes de puissance mesurées et les courbes de puissance simulées sont similaires côté DC et côté AC,
- Il y a des petites oscillations pour les courbes simulées car le pas de temps de simulation est très petit (10 μ s, 100 kHz) tant dis que la mesure prend une fréquence de quelques Hz.
- le modèle du système PV modélisé a bien adapté la variation du rayonnement comme les mesures.

Nous ne devons pas oublier que nous faisons l'hypothèse que le rayonnement mesuré sur quelques centimètres carrés par le pyranomètre CMP11 est le même sur toute la centrale de 140 m². En réalité, lors d'un passage nuageux, le rayonnement n'est rigoureusement pas le même sur toute la surface de la centrale (voir Chapitre I). C'est la raison pour laquelle nous observons des variations légèrement différentes dans la simulation par rapport à la réalité, notamment pour la journée du 26 Janvier 2013.

II.4. CONCLUSION

Dans ce chapitre un point de vue global sur les systèmes PV : architecture, système de contrôle. Le modèle du système PV triphasé connecté au réseau a été développé, et validé avec un système PV réel à Ajaccio. Les résultats obtenus par le modèle et par les mesures montre que la précision et la performance du modèle développé. Pour améliorer le modèle, un certains nombres de points de mesures du rayonnement sur toute la centrale PV doit être enregistrés. Ce nombre optimal de points de mesures doit être estimé pour pouvoir modéliser les variations réelles de la centrale PV.

II.5. REFERENCES

- [1] R. Naik et N. Mohan, « A novel grid interface for photovoltaic, wind-electric, and fuel-cell systems with a controllable power factor of operation », in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1995. APEC'95. Conference Proceedings 1995., Tenth Annual, 1995*, p. 995–998.
- [2] V. L. NGUYEN, « Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau - Problèmes et solutions », Grenoble INP, 2014.
- [3] R. Caceres et I. Barbi, « A boost DC-AC converter: operation, analysis, control and experimentation », in *Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1995., Proceedings of the 1995 IEEE IECON 21st International Conference on, 1995*, vol. 1, p. 546–551.
- [4] J. Choi, Y. Jung, et G. Yu, « Novel AFD method with pulsation of chopping fraction for islanding prevention of grid-connected photovoltaic inverter », in *2005 European Conference on Power Electronics and Applications, 2005*, p. 10 pp. -P.10.
- [5] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2008.
- [6] B. Lindgren, « Topology for decentralised solar energy inverters with a low voltage ac-bus », *Chalmers Univ. Technol. Dep. Electr. Power Eng. EPE, 1999*.
- [7] K. Hirachi, T. Mii, T. Nakashiba, K. Laknath, et M. Nakaoka, « Utility-interactive multi-functional bidirectional converter for solar photovoltaic power conditioner with energy storage batteries », in *Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1996., Proceedings of the 1996 IEEE IECON 22nd International Conference on, 1996*, vol. 3, p. 1693–1698.
- [8] C. Nayar, « Control and interfacing of bi-directional inverters for off-grid and weak grid photovoltaic power systems », in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, 2000*, vol. 2, p. 1280–1282.
- [9] H. Fujimoto, K. Kuroki, T. Kagotani, et H. Kidoguchi, « Photovoltaic inverter with a novel cycloconverter for interconnection to a utility line », in *Industry Applications Conference, 1995. Thirtieth IAS Annual Meeting, IAS'95., Conference Record of the 1995 IEEE, 1995*, vol. 3, p. 2461–2467.
- [10] J. Riatsch, H. Stemmler, et R. Schmidt, « Single cell module integrated converter system for photovoltaic energy generation », in *EUROPEAN CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS, 1997*, vol. 1, p. 1–071.
- [11] U. Herrmann, H. G. Langer, et H. Van der Broeck, « Low cost DC to AC converter for photovoltaic power conversion in residential applications », in *Power Electronics Specialists Conference, 1993. PESC'93 Record., 24th Annual IEEE, 1993*, p. 588–594.

CHAPITRE III : LE SYSTEME INERTIEL DE STOCKAGE D'ENERGIE (SISE)

SOMMAIRE

III.1.	Introduction	58
III.2.	Le stockage de l'énergie.....	58
III.2.1.	Le Système Inertiel de Stockage d'Energie	58
III.2.1.1.	Historique.....	58
III.2.1.2.	Principe de fonctionnement	59
III.2.1.3.	Les principaux composants du SISE.....	59
III.2.1.3.1.	La machine électrique.....	59
III.2.1.3.2.	L'électronique de puissance	62
III.2.1.3.3.	Le volant d'inertie	62
III.2.1.3.4.	Les paliers.....	68
III.2.1.3.5.	L'enceinte de confinement	70
III.2.2.	Eléments de comparaison du SISE avec d'autres technologies de stockage	70
III.3.	Les fabricants/développeurs et quelques projets dans le monde.....	73
III.3.1.	Les fabricants et les développeurs.....	73
III.3.2.	Les applications et quelques projets dans le monde.....	74
III.3.2.1.	Les réseaux électriques, la gestion de l'énergie et les services systèmes ...	74
III.3.2.2.	Les énergies renouvelables	75
III.3.2.2.1.	Le Photovoltaïque.....	75
III.3.2.2.2.	L'Eolien	76
III.3.2.2.3.	L'énergie de la houle	77
III.3.2.3.	Les Smartgrids (ou réseaux intelligents).....	77
III.3.2.4.	Les applications industrielles	77
III.3.2.4.1.	Apport de puissance.....	77
III.3.2.4.2.	Alimentations Sans Interruption (ASI).....	78
III.3.2.4.3.	Dispositifs de levage.....	78
III.3.2.5.	Les applications embarquées	79
III.3.2.5.1.	Le spatial.....	79
III.3.2.5.2.	Le transport.....	79

III.3.2.5.3. Comportement dynamique et effet gyroscopique.....	80
III.4. recherches sur l'amélioration des SISE.....	81
III.4.1. Quelques travaux de recherche effectués	81
III.4.2. Quelques objectifs de la recherche sur l'amélioration des SISE.....	82
III.5. Conclusion.....	84
III.6. Références	85

III.1. INTRODUCTION

Au début de ce second millénaire, les énergies fossiles représentent environ 80% de la consommation énergétique mondiale. Cependant, ces énergies, qui ont été stockées pendant les ères géologiques antérieures dans les couches superficielles de notre planète, seront épuisables. Les besoins de l'humanité ne pourront donc plus être satisfaits par ces énergies.

Le stockage de l'énergie en utilisant les combustibles fossiles est aisé. Ce n'est pas le cas de l'électricité, qui est appelée à être utilisée de manière de plus en plus importante dans notre société, pour se substituer à d'autres formes d'énergies. En effet, l'électricité ne se stocke pas directement et doit passer à travers des transformations réversibles (électrochimique, potentiel gravitaire, cinétique, etc.). Stocker l'énergie est une façon de modifier l'équation du réseau électrique, qui impose qu'au fil du temps, l'énergie produite doit être égale à l'énergie consommée. En ajoutant du stockage au réseau, l'équation est ainsi modifiée : l'énergie produite est égale à la somme de l'énergie stockée (négative), de l'énergie déstockée (positive) et de l'énergie consommée. Les systèmes de stockage permettent donc de découpler l'offre et la demande à un instant t . Par conséquent, face à une centrale telle qu'une centrale photovoltaïque dont on ne peut pas contrôler la production et la prédire sans erreur, les systèmes de stockage sont une solution pour rétablir l'équilibre de l'équation.

Nous allons voir ce que c'est le Système Inertiel de Stockage d'Énergie (SISE), plus couramment appelé « volants d'inertie », ou en Anglais « Flywheel Energy Storage System » (FESS) ou « Kinetic Energy Storage System » (KESS) ou de manière abrégée « flywheel ». Puis nous allons comparer différentes technologies de stockage avec le SISE. Nous allons ensuite nous intéresser sur la recherche effectuée sur le stockage inertiel d'énergie et discuter sur ce qu'il reste à faire. Enfin, nous verrons les fabricants de SISE, les différentes applications et quelques projets dans le monde.

III.2. LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE

III.2.1. Le Système Inertiel de Stockage d'Énergie

III.2.1.1. Historique

Le SISE est composé d'un volant, qui est un dispositif symétrique tournant autour d'un axe de révolution, ayant le plus souvent une forme cylindrique, qui sert de stockage et de restitution de l'énergie sous forme cinétique (voir Figure III-1). Cette idée de stockage a été observée par les artisans potiers de Mésopotamie, il y a environ 5500 ans, qui utilisaient des masses tournantes pour emmagasiner et restituer de l'énergie [1].

En 1405, dans l'ouvrage de Konrad Kyeser, *Bellifortis*, on voit apparaître un volant dans un système bielle – manivelle [2], aujourd'hui utilisé dans les moteurs à combustion à quatre temps. Dans un moteur à combustion, la fonction principale du volant est de régulariser la rotation du vilebrequin. En effet, lors de la phase d'explosion le mouvement du vilebrequin serait alors brusque sans volant d'inertie. Les volants d'inerties s'opposent donc à une variation

brusque de leur vitesse de rotation. Comme dans le moteur à combustion, cette propriété a été développée depuis des siècles dans des machines industrielles afin de stabiliser la vitesse des arbres de rotation soumis à des perturbations extérieures. Le premier brevet sur le volant d'inertie a été déposé le 26 décembre 1868 par l'ingénieur mécanicien, Louis – Guillaume PERREAUX [3][4]. Le volant était intégré dans un vélocipède à grande vitesse destiné à faire parcourir des grandes distances sans se fatiguer. Aujourd'hui, on trouve aussi le volant d'inertie dans les vélos elliptiques, toujours pour régulariser le mouvement. On s'intéresse également au couplage du volant d'inertie avec des centrales électriques dont la source d'énergie est intermittente [5]–[16][17].

III.2.1.2. Principe de fonctionnement

Comme en partie indiquée précédemment, le SISE est composé d'un volant d'inertie, d'un moteur – générateur et d'un convertisseur d'électronique de puissance (voir Figure III-1). Pendant la phase de charge de cette batterie électromécanique, l'énergie électrique est convertie en énergie mécanique grâce au convertisseur d'électronique de puissance et au moteur, qui accélère une masse tournante de moment d'inertie J (le volant d'inertie) en exerçant sur cette dernière un couple positif T . La vitesse du volant augmente avec un taux T/J jusqu'à atteindre la vitesse maximale. L'énergie mécanique est ainsi stockée sous forme cinétique dans le volant d'inertie. La vitesse du volant, image de l'état de charge du volant, peut être maintenue en fournissant au moteur l'énergie électrique nécessaire pour compenser les pertes mécaniques et électriques. Réversiblement, lors de la phase de décharge, l'énergie mécanique est convertie en énergie électrique par le biais du convertisseur d'électronique de puissance et du générateur, qui exercent un couple négatif $-T$ au volant. Le volant est ainsi freiné à un taux $-T/J$.

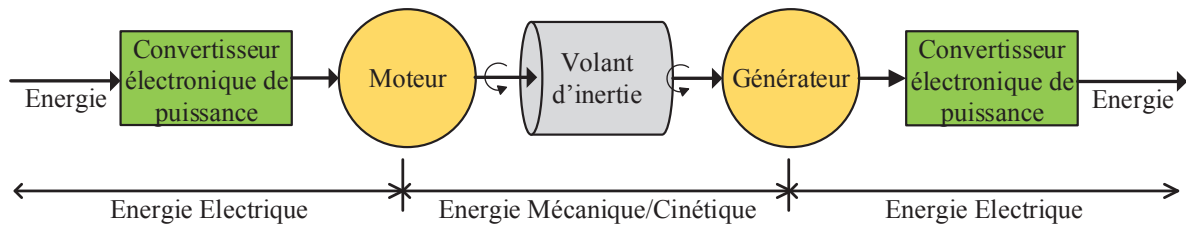


Figure III-1 : Chaîne de conversion de l'énergie dans un SISE

En général, le moteur et le générateur forment un même composant, c'est-à-dire une machine électrique, capable de fonctionner dans ces deux modes. Le convertisseur de puissance permet d'imposer à la machine électrique le sens de transfert de l'énergie en la faisant fonctionner dans un mode ou dans l'autre.

III.2.1.3. Les principaux composants du SISE

III.2.1.3.1. La machine électrique

Dans les SISE, étant donnée les hautes vitesses utilisées, on utilise des machines électriques qui ne comportent pas de balais et de bague. Ce sont des machines alternatives avec des rotors robustes, cylindriques ou discoïdes (on évite les rotors bobinés). Dans le tableau suivant, différentes machines électriques sont répertoriées et comparées. Il s'agit de machines asynchrone, synchrone à aimants permanents, à réluctance variable et avec poudre de fer.

Technologie	Inconvénients	Avantages
Machine Asynchrone	Echauffement du rotor Cos φ faible $P_{\text{utile}} / \text{Masse}$: faible Défluxage contraignant Grande sensibilité à E	Fabrication aisée Rotor robuste Couple assez constant Bruits et vibrations faibles
Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)	Pertes fer à vide élevées Aimants tournants Désaimantation Défluxage contraignant Coût	$P_{\text{utile}} / \text{Masse}$: élevé Cos φ (défluxage) Bruits et vibrations faibles
MSAP avec bobinage dans l'air	Aimants tournants Pertes à vide élevées Double rotor Désaimantation Coût des aimants Réalisation des bobines Défluxage contraignant	Grande stabilité Faible sensibilité à E
Machine Synchrone à Réductance Variable (MSRV)	Défluxage Instabilité Sensibilité à E Cos φ faible	Rotor robuste massif Pertes à vide faibles Rotor passif Coût faible Bruits et vibrations faibles
MSRV à Excitation Homopolaire (MSRVEH)	Instabilité Sensibilité à E Double rotor Encoches à travailler	Excitation réglable Rotor robuste Pertes à vide faibles Cos φ élevé Rotor passif
MSRVEH avec bobinage dans l'air	Pertes joule Double rotor Réalisation des bobines	Grande stabilité Faible sensibilité à E Défluxage facilité Rotor passif
MSRV à double saillance	Bruits et vibrations Instabilité Sensibilité à E	Pertes à vide faibles Défluxage facilité Rotor passif feuilleté Coût faible
Machine électrique homopolaire simple (à aimants) avec poudre de fer (SMC*)	Coût des aimants	Meilleur rendement Compact Modulaire
Machine électrique homopolaire double (sans aimant)		Haute température possible Pas d'aimant

* Soft Magnetic Composite

Tableau III-1 : Comparaison de différentes technologies de machines électriques [18]

La machine asynchrone avec cage d'écureuil doit être évitée en raison de l'échauffement de son rotor. Avec le vide utilisé dans l'enceinte, l'extraction de cette chaleur devient alors compliquée. Les machines électriques les plus adaptées pour le SISE sont la machine homopolaire, la machine à réductance et la machine synchrone à aimants permanents.

La société Francecol [19] a développé une machine électrique homopolaire avec poudre de fer. Francecol va bientôt commercialiser cette machine électrique. A la Figure III-2, nous pouvons voir un exemple d'une machine avec un rotor octopolaire et trois stators octopolaires. Les aimants sont sur le rotor. Cette machine électrique est modulaire et a la particularité d'avoir ses stators qui correspondent chacun à une phase. Ainsi, pour avoir une machine biphasée, il suffit d'avoir deux stators.

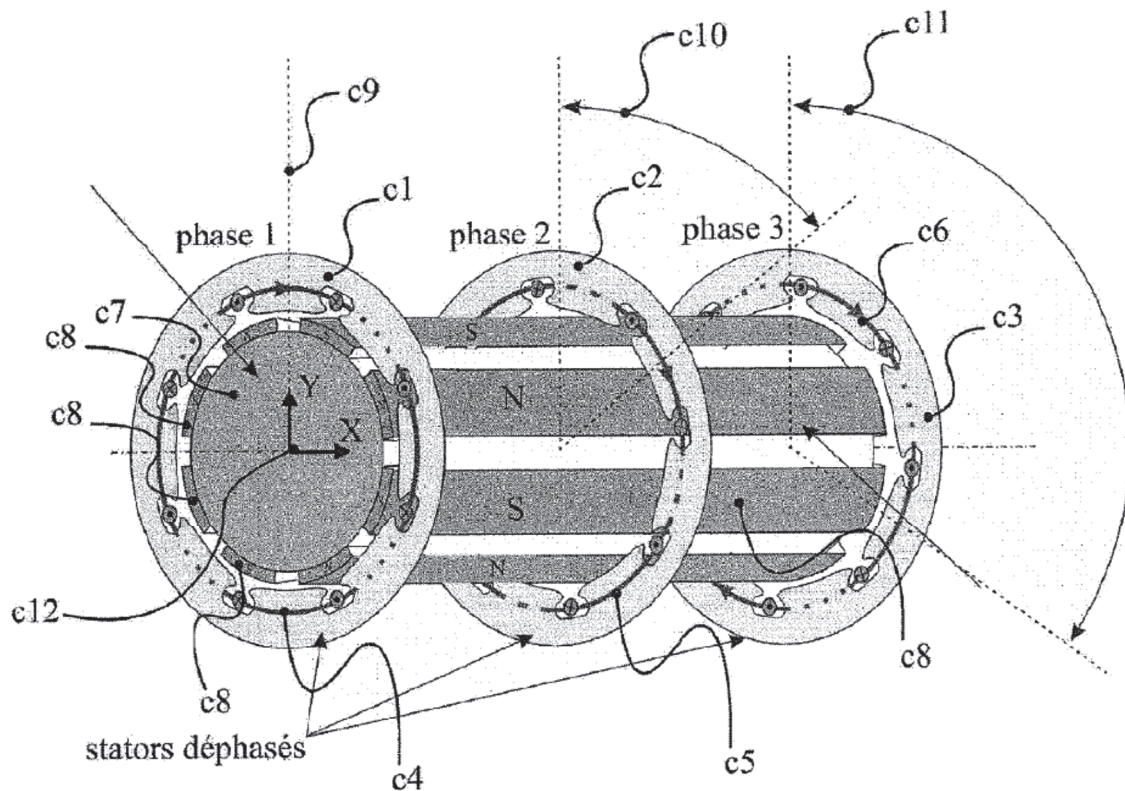


Figure III-2 : Brevet de la machine homopolaire de François et Alix Bernot [20]

Les machines électriques possèdent une vitesse maximale, ω_{max} , et une vitesse de base, ω_b . A partir de la vitesse de base, si on veut augmenter la vitesse de la machine, il faut commencer le défluxage de la machine (voir paragraphe 4.3 de [21]). A la Figure III-3, nous pouvons voir qu'au-dessus de ω_b , la puissance de la machine électrique est constante, tandis que son couple diminue avec la vitesse. En-dessous de la vitesse de base, le couple de la machine est constant mais sa puissance diminue de plus en plus quand la vitesse se rapproche de zéro.

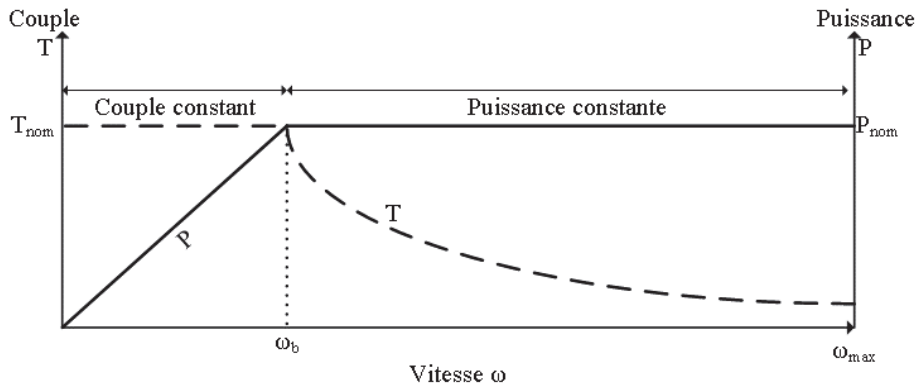


Figure III-3 : Puissance et couple en fonction de la vitesse

La zone de fonctionnement du SISE se situe entre ω_b et ω_{max} . En effet, la puissance nominale la machine électrique est disponible quelle que soit sa vitesse.

Pour caractériser la machine d'un point de vue du fonctionnement, on utilise le quotient suivant [11] :

$$X = \frac{\omega_{max}}{\omega_b} \quad \text{(III-1)}$$

Il est préférable d'avoir X le plus grand possible afin de pouvoir utiliser le SISE sur toute la plage de vitesse de la machine électrique.

III.2.1.3.2. L'électronique de puissance

C'est l'interface entre le moteur – générateur et l'extérieur du SISE (le réseau alternatif ou le bus continu). Dans le cas du réseau électrique alternatif, deux convertisseurs utilisés : un onduleur (AC/DC) et un variateur de vitesse (DC/AC). L'onduleur sert de connexion au réseau électrique et délivre une fréquence de 50 Hz (ou 60 Hz selon le pays). Le variateur sert à piloter la machine électrique.

III.2.1.3.3. Le volant d'inertie

La partie du SISE qui permet d'emmagasiner l'énergie cinétique est le volant d'inertie. La quantité d'énergie pouvant être stockée dans le volant d'inertie est la suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad \text{(III-2)}$$

Avec : J le moment d'inertie,

ω la vitesse angulaire.

Nous nous intéresserons uniquement au moment d'inertie par rapport à un axe fixe. Le moment d'inertie caractérise la géométrie des masses d'un solide, c'est une fonction de la masse et de la forme de la pièce en rotation :

$$J = \iiint x^2 dm_x \quad \text{(III-3)}$$

Avec : x la distance du point au centre de rotation,

dm_x un élément de la masse associée.

L'équation (III-3) peut être simplifiée par [11] :

$$J = k M R^2 \quad \text{(III-4)}$$

Avec : M la masse tournante,

R le rayon maximal du volant,

k un coefficient de forme qui prend différentes valeurs selon la géométrie du volant (voir Figure III-4 et Tableau III-2).

Les formes optimales sont obtenues avec un k proche de l'unité, mais elles sont difficiles à fabriquer. Généralement, on préfère utiliser une forme cylindrique. Concernant le disque plein percé, k dépend du rapport des rayons intérieurs et extérieurs R_{int}/R_{ext} . Pour R_{ext} grand, $k \approx 0,3$, et pour $R_{int} = R_{ext}$, on est dans le cas de l'anneau mince ($k = 0,5$).

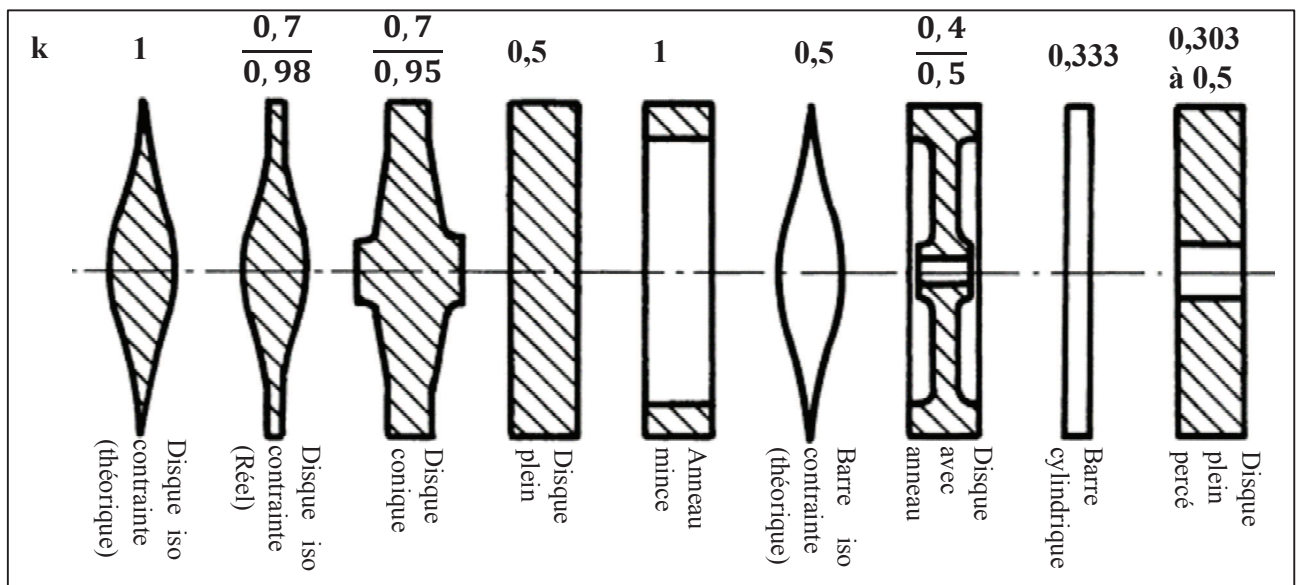


Figure III-4 : Facteur de forme k pour différentes géométries du volant [22][3]

Formes géométriques de masse M et de rayon R	Moments d'inertie J
Disque iso contrainte	$J = M R^2$
Anneau mince	$J = \frac{1}{2} M R^2$
Disque plein	$J = \frac{1}{2} M R^2$
Bille	$J = 0.4 M R^2$
Sphère	$J = \frac{2}{3} M R^2$

Tableau III-2 : Moments d'inertie pour différentes formes géométriques

Le moment d'inertie total du SISE doit non seulement prendre en compte celui du volant d'inertie, mais aussi celui de la machine électrique.

Pour mieux comprendre, à la Figure III-5, nous avons un exemple de la partie électromécanique d'un SISE (machine électrique + volant d'inertie). La machine électrique est une machine asynchrone, dont le rotor est une cage d'écureuil. Pour calculer l'inertie de ce SISE, il faut ajouter celui du rotor, celui de l'arbre du rotor et celui du volant.

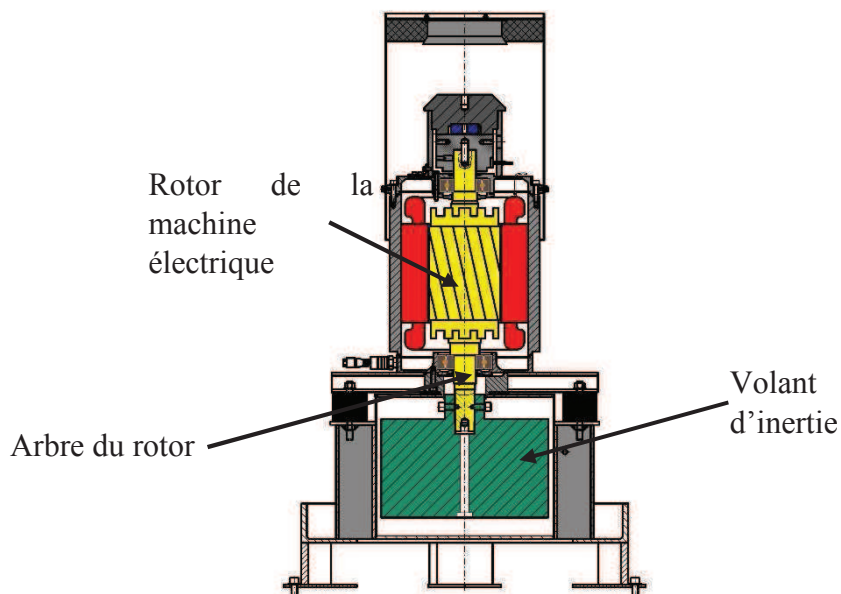


Figure III-5 : Partie électromécanique d'un SISE [23]

Le rotor et l'arbre du moteur asynchrone sont des disques pleins. Le volant est percé mais un long boulon est utilisé pour sa fixation axiale à l'arbre du volant, on le considère donc comme un disque plein. Leur inertie est donc :

$$J = \frac{L}{2} \rho \pi R^4 \quad \text{(III-5)}$$

Avec : ρ la masse volumique, qui vaut 7850 kg/m³ pour le SISE ci-dessus,

L la hauteur du cylindre considéré.

Les valeurs des différents moments d'inertie de chaque pièce sont indiquées dans le Tableau III-3.

	R (m)	L (m)	J (kg.m²)
Rotor	0,073	0,2	0,07
Arbre du rotor	0,058	0,07	0,01
Volant	0,17	0,2	2,06
Total			2,14

Tableau III-3 : Moments d'inertie de chaque partie du SISE

Dans l'équation (III-2), nous pouvons voir que pour augmenter la capacité énergétique du SISE, nous pouvons soit agir sur sa vitesse, ou sur son moment d'inertie. Le moment d'inertie est un paramètre fixe, qu'on ne peut pas changer une fois que le volant d'inertie a été usiné. Cependant, il est possible d'obtenir des volants avec inertie variable. James D. Van de Ven a par exemple déposé un brevet sur un volant dont l'inertie varie en utilisant un liquide (voir Figure III-6).

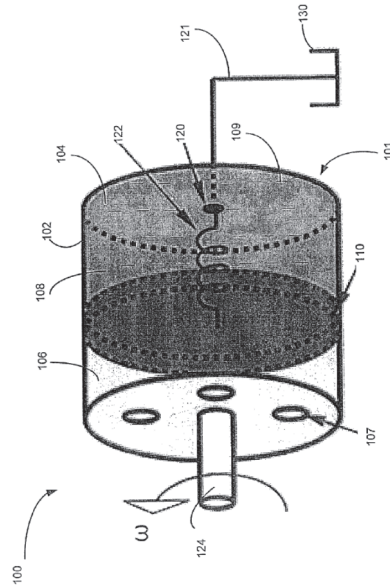


Figure III-6 : Volant avec inertie variable [24]

Ainsi, le volant a la forme d'un cylindre, contenant un piston et une chambre qui se remplit d'un liquide afin d'augmenter ou de diminuer l'inertie du volant. Cela permet au volant de garder une vitesse angulaire constante et de relier l'arbre du volant à celle des roues d'une voiture par exemple. On n'a ainsi pas besoin d'utiliser des convertisseurs AC/DC pour découpler mécaniquement le volant des roues d'une voiture. Toujours sur le même principe, afin d'obtenir une vitesse quasiment constante, R. V. Harrowell utilise un volant avec un anneau en caoutchouc [25]. Le principe est d'exploiter l'expansion non – linéaire de l'anneau en caoutchouc avec son moment d'inertie variable. La combinaison de l'énergie centrifuge et élastique permet d'extraire environ 80% de l'énergie stockée avec une vitesse qui varie de quelques pourcents seulement.

Dans cette thèse, nous ne nous intéresserons pas aux SISE avec inertie variable. Pour faire varier la quantité d'énergie stockable, nous ferons alors varier la vitesse du volant d'inertie. Bien évidemment, cette vitesse a une certaine limite. Tout d'abord, le SISE a une vitesse maximale, ω_{max} , limitée par les contraintes maximales, σ_{max} , que peut supporter le volant en rotation. Le choix du matériau du volant peut être fait en fonction de la vitesse maximale de la machine électrique. Ensuite, le SISE a une vitesse de base, ω_b , donnée par la machine électrique. L'équation (III-2) devient donc :

$$E_c = \frac{1}{2} J (\omega_{max}^2 - \omega_b^2) \quad (III-6)$$

On considère un anneau de faible épaisseur, de rayon R et de densité massique ρ . Sa vitesse tangentielle V est proportionnelle à sa vitesse angulaire ω et à son rayon R. la contrainte maximale que peut supporter le matériau de l'anneau est la suivante :

$$\sigma_{max} = \rho V_{max}^2 = \rho \omega_{max}^2 R^2 \quad (III-7)$$

La densité d'énergie (en Wh/kg) de cet anneau vaut :

$$\frac{E_{max}}{M} = \frac{1}{2} V_{max}^2 = \frac{1}{2} \frac{\sigma_{max}}{\rho} \quad \text{(III-8)}$$

De manière générale, selon la forme du volant, la densité d'énergie s'exprime avec le facteur de forme k de la façon suivante :

$$\frac{E_{max}}{M} = k \frac{\sigma_{max}}{\rho} \quad \text{(III-9)}$$

Pour une masse donnée M, On conclut que pour augmenter la densité d'énergie d'un volant, il ne faut pas avoir un matériau de forte masse volumique, bien au contraire, il faut que sa masse volumique soit la plus petite possible et que sa résistance à la rupture soit la plus grande possible. Dans le Tableau III-4, nous avons les énergies spécifiques de volants ayant des formes et des matériaux différents.

Matériau	Contrainte maximale (Mpa)	Masse volumique (kg/m ³)	Energie spécifique (Wh/kg)			
			Disque iso contrainte	Disque plein	Bille	Sphère
Acier (AISI 4340)	1800	7800	64	32	26	43
Alliage d'aluminium (AlMnMg)	600	2700	62	31	25	41
Titane (TiAl62r5)	1200	4500	74	37	30	49
Composite verre (60%)	1600	2000	222	111	89	148
Composite carbone (60%)	2400	1500	444	222	178	296
Kevlar	4800	1800	741	370	296	494

Tableau III-4 : Energie spécifique en fonction des caractéristiques mécaniques et de la forme du volant

On peut donc augmenter la capacité énergétique du SISE selon le type de matériau et la forme du volant choisis. Nous allons nous intéresser à savoir comment augmenter les performances énergétiques du SISE, comment augmenter son rendement.

Le rendement des SISE est autour de 80 – 85% (un cycle de charge/décharge). Pour améliorer son rendement, on peut agir sur les pertes mécaniques, qui sont dues à deux sources de pertes : le frottement aérodynamique entre le volant et le gaz environnant, et le frottement mécanique dans les paliers, qui maintiennent le volant. On comprend alors très bien que plus la phase de maintien de la vitesse est longue, plus le rendement du SISE diminue. Le choix du type de palier est donc important pour l'amélioration du rendement.

III.2.1.3.4. Les paliers

Il existe deux catégories de paliers : les suspensions classiques avec contacts physiques, et les suspensions sans contact physique.

a. Les paliers avec contacts physiques

Certains SISE utilisent des bagues de glissement ou des roulements à billes, qui sont moins chers et faciles à implanter, et qui possèdent un faible encombrement. Mais ils doivent être lubrifiés pour éviter une usure trop rapide et ils doivent être remplacés au bout d'un certain temps. De plus, l'usure de ce type de palier est accélérée par les vibrations du volant et de la machine électrique. Pour minimiser les pertes, ce type de paliers est à éviter.

D'autres technologies de paliers mécaniques peuvent être installés dans des systèmes nécessitant des vitesses de rotation élevées : les paliers hydrodynamiques [26].

Le principe de ces paliers est décrit à la Figure III-7.

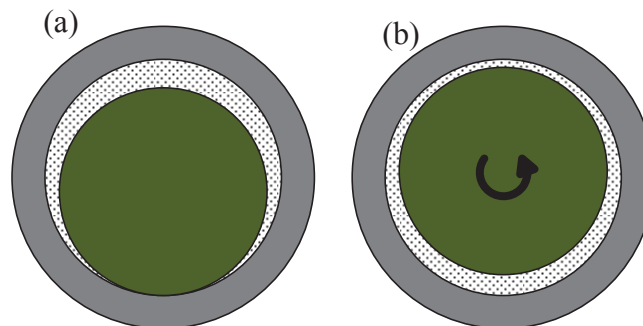


Figure III-7 : Le phénomène hydrodynamique [27]

À l'arrêt ou à faible vitesse, le rotor du volant est en contact direct avec l'alésage du stator (a). À partir d'une certaine vitesse, le régime hydrodynamique se met en place : un film de lubrifiant très mince par rapport au système total, va séparer le rotor du stator (b). C'est le même principe de l'aquaplaning où un film d'eau sépare le pneu de la route.

Les paliers hydrostatiques présentent l'inconvénient d'avoir des surfaces mal lubrifiées au démarrage après une longue période d'arrêt. L'efficacité de ces paliers peut être améliorée en créant un film de fluide sous pression entre le rotor et le stator : on obtient alors des paliers hydrostatiques. Le fluide utilisé peut être de l'huile ou un gaz.

On peut soulager les paliers mécaniques en utilisant des butées axiales (par exemple, des aimants).

b. Les paliers sans contact physique

Les paliers magnétiques permettent de ne pas avoir de contact physique entre le rotor et le stator. Ils sont utilisés pour la suspension ou le centrage du rotor. La suspension ou le positionnement axial est assurée grâce à une butée magnétique contrôlant un seul degré de liberté. Le centrage est lui assuré par un centreur magnétique, appelé également palier magnétique radial, contrôlant deux degrés de liberté. On distingue les centreurs magnétiques passifs, les paliers magnétiques supraconducteurs et les centreurs magnétiques actifs.

Les paliers magnétiques passifs ne nécessitent pas d'apport énergétique (contrairement aux paliers actifs), ni un refroidissement (contrairement aux paliers supraconducteurs), mais sont instables s'ils sont utilisés seuls. Pour les rendre stables, on doit donc leur associer un système mécanique, tel que les paliers étudiés dans le paragraphe précédent. Des forces magnétiques permanentes interagissent entre le rotor et le stator. Ces forces peuvent être obtenues par l'attraction ou la répulsion entre les aimants permanents : ce sont les paliers magnétiques à aimants permanents [18][28]. Ces forces magnétiques peuvent également être obtenues par l'attraction entre des pièces en fer doux en vis-à-vis, polarisées par un flux magnétique : ce sont les paliers magnétiques à réluctance variable [18][28].

Les supraconducteurs restent des matériaux très chers et les paliers utilisant la supraconductivité sont difficiles à mettre en œuvre.

Les paliers magnétiques actifs sont constitués d'un ensemble d'électroaimants asservis en courant. Ils ont donc besoin d'un apport énergétique pour pouvoir fonctionner. Pour piloter les électroaimants, il faut des capteurs de position, de l'électronique de commande et de puissance (voir Figure III-8 (a)). Les électroaimants exercent une force d'attraction : il en faut donc au moins deux pour pouvoir obtenir l'équilibre voulu (voir Figure III-8 (a) et (b)).

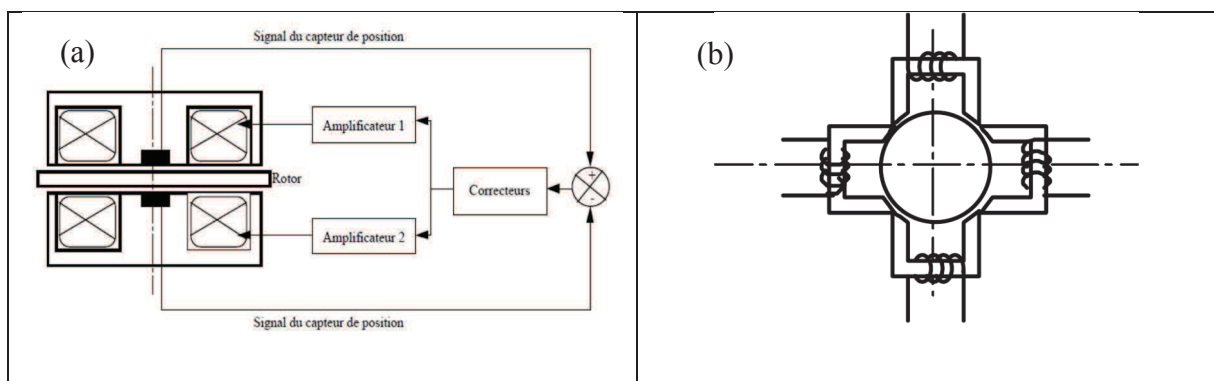


Figure III-8 : Paliers magnétiques actifs : la butée (a) et le centreur (b) [29]

III.2.1.3.5. L'enceinte de confinement

L'enceinte assure deux fonctionnalités : la diminution des pertes par frottement aérodynamique (utilisation du vide) et la sécurité. Non seulement l'enceinte doit assurer la protection des personnes et des installations environnantes en cas de défaillance du volant d'inertie, mais aussi elle doit être dimensionnée de manière à minimiser les vibrations de toute la structure. En effet, à certaines fréquences de vibration l'enceinte peut rentrer en résonance et avoir des amplitudes de mouvements non acceptables. Il convient donc de choisir la forme géométrique la mieux appropriée. Malgré la complexité de fabrication, une enceinte cylindrique est à préférer par rapport à une enceinte parallélépipédique [18]. L'enceinte cylindrique a en effet une plus grande rigidité radiale et occupe moins de volume. Concernant le génie civil, certains volants sont enterrés, permettant ainsi une protection supplémentaire en cas d'explosion. D'autres volants ne sont pas enterrés et sont fixés simplement sur une dalle en béton.

Utiliser du vide dans l'enceinte permet également de diminuer les pertes. Mais parfois, une pression résiduelle est utilisée pour aider à l'évacuation de la chaleur générée à l'intérieur de l'enceinte.

III.2.2. Éléments de comparaison du SISE avec d'autres technologies de stockage

Nous pouvons comparer les systèmes de stockage par deux paramètres basiques : la puissance et l'énergie. Les systèmes similaires aux SISE en terme de puissance et d'énergie sont les super – condensateurs et les bobines supraconductrices ou « Superconducting Magnetic Energy Storage » (SMES). Les SISE stockent l'énergie sous forme cinétique dans un volant d'inertie en rotation [9]. Dans le cas des super – condensateurs, l'énergie est plutôt stockée sous forme de champ électrique dans une capacité, et dans le cas des SMES, le champ magnétique dans une bobine sans perte (supraconductrice). L'expression de la quantité d'énergie stockée est similaire pour les trois systèmes (voir Tableau III-5).

Systèmes de stockage	Paramètre géométrique	Variable d'état	Energie stockée
Super condensateurs	- Capacité (C)	Tension (V)	$\frac{1}{2} C V^2$
SISE	Moment d'inertie (J)	Vitesse angulaire (ω)	$\frac{1}{2} J \omega^2$
SMES	Inductance (L)	Courant (I)	$\frac{1}{2} L I^2$

Tableau III-5 : Similitude entre les trois systèmes de stockage rapide

La quantité d'énergie pouvant être stockée est ainsi égale à la moitié d'une grandeur géométrique multipliée par le carré d'une variable d'état. Les trois systèmes de stockage ont trois paramètres géométriques différents. Il est judicieux de prendre en compte également la masse de ces systèmes dans les critères de comparaison. Ainsi, les systèmes de stockage d'énergie peuvent être caractérisés principalement par les critères suivants :

- la puissance spécifique ou la puissance massique (en W/kg),

- l'énergie spécifique ou la densité massique (en Wh/kg),
- les temps de charge/décharge,
- le nombre de cycles de fonctionnement maximal pour une profondeur de décharge optimale sans dégradation prématurée du composant (sa durée de vie),
- le coût (en €/Wh et en €/W),
- le rendement énergétique,
- le type d'application visée.

Nous allons situer le SISE et les deux systèmes de stockage, dont on a parlé au début, par rapport aux autres technologies de stockage dans le diagramme de Ragone représenté à la Figure III-9 [18][30]. Il permet de situer les composants de stockage d'énergie électrique les uns par rapport aux autres, en termes de densité d'énergie spécifique et de puissance spécifique. Les capacités diélectriques (non représentée ici) ont une densité massique comprise entre 10^{-3} et 10^{-1} Wh/kg, et une puissance massique comprise entre 10^3 et 10^7 W/kg [31]. Le SISE est un composant intermédiaire entre les capacités diélectriques et les batteries électrochimiques. On distingue les volants d'inerties « avancés », ou encore appelés « rapides » [11], des volants d'inertie « conventionnels », qualifiés également de « lents » [11]. Pour les différencier, on regarde le type de matériau dont est composée la partie en rotation et la vitesse de rotation (voir le paragraphe pour la description du volant d'inertie). Le plus souvent, les volants rapides sont composés de matériaux composites, plus chers que les matériaux métalliques, qu'on trouve dans les volants lents. Dans le Tableau III-6, le volant d'inertie est comparé à d'autres solutions de stockage. Le volant d'inertie possède un nombre de cycles très élevé, le coût global du volant d'inertie est ainsi compétitif sur sa durée de vie.

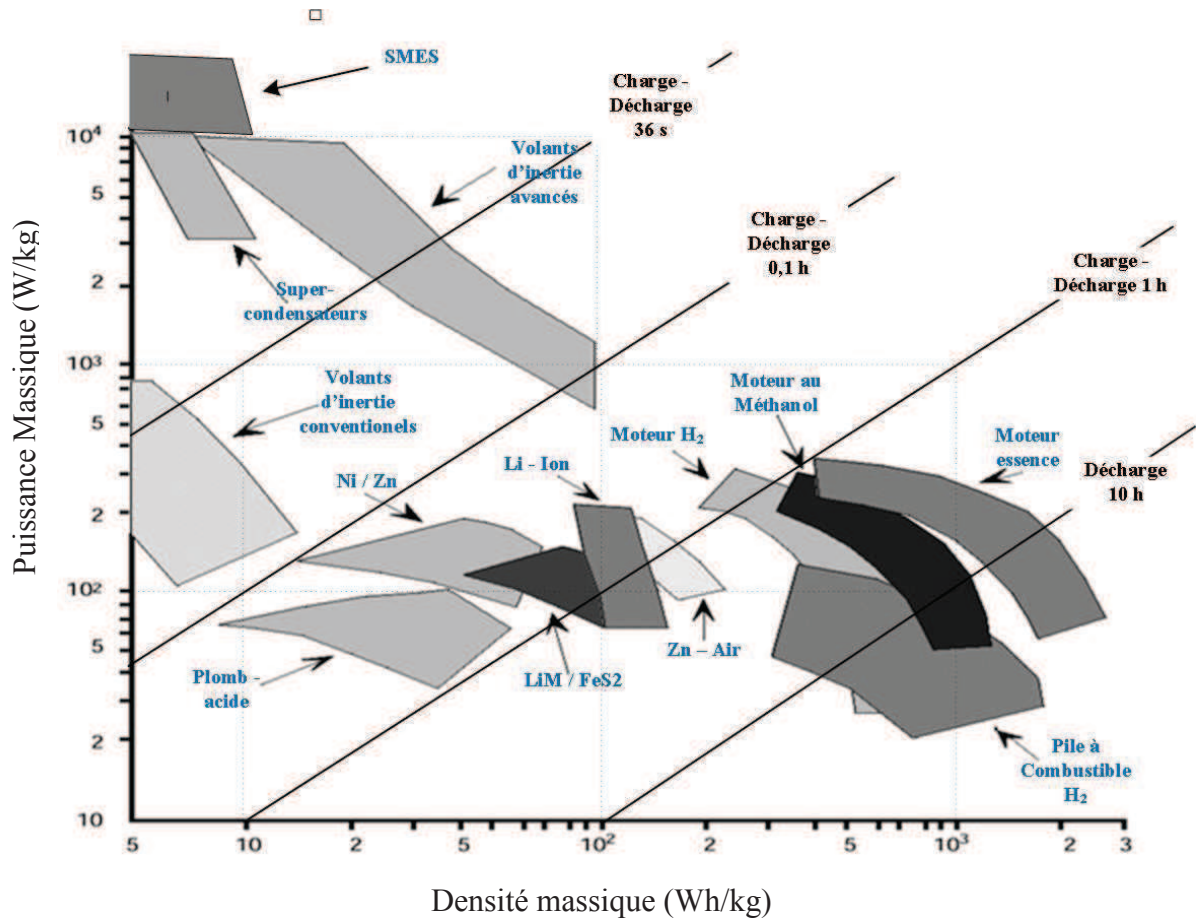


Figure III-9 : Diagramme de Ragone

Le temps de charge des super - condensateurs est inférieur à 30 s et ils peuvent admettre des centaines de milliers de cycles de charge-décharge. Le temps de charge des volants d'inertie est compris entre 40 et 120 s et ils admettent un nombre de cycles de plusieurs millions. Cependant, ce nombre de cycle est conditionné par l'usure des paliers. Les batteries électrochimiques ont un temps de charge plus long, de 30 min à plusieurs heures selon le type de chargeur et une durée de vie variable, de l'ordre de quelques milliers de cycles, dépendant de la profondeur de décharge sollicitée pour une contrainte d'utilisation donnée.

Technologies	Volant d'inertie	Condensateur	SMES	Super-condensateur	Electro-chimique	Pile à combustible H ₂
Forme d'énergie	mécanique	Electro statique	Magnétique	Electro statique	Chimique	Combustible
Wh/kg	1 à 100	0,25	De 1 à 10	< 10 (près de 5 Wh/kg)	30 à 150	De 300 à 2000 (de 30 à 350 bars)
W/kg	100 à 10000	Qq 100	De 10000 à 100000	3000 à 10000	80 à 200	De 20 à 100
Cyclabilité	> 100000	Très élevée	Très élevée	> 10000 (> 100000 dépendant du système)	De 500 (à 80% de PdD ⁽¹⁾ pour le Pb) à 1500 (Ni-Cd)	Infinie ⁽²⁾
Temps minimum de décharge	> 15 s	<< 1 ms	< 1 ms	≈ 10 s	15 min (Pb et Ni-Cd) à 45 min (LiC)	Qqs minutes
Durée de stockage	Qq min à qq heures	Qq secondes	> 1 h	Qq minutes	> 1 mois (Pb) à > 1 an (LiC)	> 1 mois – stockage saisonnier
Rendement électrique	De 0,8 à plus de 0,9 selon régime		> 0,9	De 0,8 à > 0,9 selon régime	De 0,7 à 0,8 selon techno et régime	De 0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Facile (vitesse)	Facile (tension)	Facile (courant)	Facile (tension)	Difficile, paramètres variables	Facile (volume H ₂)
Coût €/kWh	De 150 à 3000		De 1000000 (1 kWh) à 300 (1 GWh)	De 50000 à 150000 (dimensionnement en puissance)	De 50 à 200 (Pb) de 700 à 1000 (Li)	De 500 à 1500

(1) PdD = Profondeur de Décharge – (2) La cyclabilité est infinie mais la durée de vie est limitée (environ 20000 heures)

Tableau III-6 : Comparaison du volant d'inertie avec d'autres solutions de stockage

III.3. LES FABRICANTS/DEVELOPPEURS ET QUELQUES PROJETS DANS LE MONDE

III.3.1. Les fabricants et les développeurs

Le volant d'inertie a l'avantage d'avoir un grand nombre de constructeurs et de développeurs. Trente ont été identifiés en Europe et dans le reste du monde : ABB PowerStore, Active Power, AFS Trinity Power Corporation, Alstom, Amber Kinetics, Beacon Power, Boeing, Caterpillar, CEA/AER, Ciemat, Flywheel Energy Systems Inc., Kinetic Traction System Inc., Levisys, Piller, Tribology Systems Inc., Vycon Energy Systems, Powercorp, Powerthru, Centre for Concepts in Mechatronics (CCM), Flybrids Systems LLP, Hykinesys, Magnet – motor GmbH, Ricardo UK Ltd, Williams Hybrid Power Limited, Optimal Energy systems Inc., Rosseta Technik GmbH, Temporal Power, Tekniker, Volvo, Uppsala University.

III.3.2. Les applications et quelques projets dans le monde

Les applications avec le volant d'inertie sont nombreuses. Nous allons tout d'abord nous intéresser aux applications stationnaires, puis finir sur celles mobiles.

III.3.2.1. Les réseaux électriques, la gestion de l'énergie et les services systèmes

La régulation de la fréquence du réseau, la compensation des creux de tension et l'écrêtage des pointes de puissance demandées au réseau (lissage de charge).

Beacon Power possède plusieurs centrales inertielles, qui servent à réguler la fréquence du réseau américain [32]. A la Figure III-10, on peut voir la structure d'une centrale inertielle de Beacon Power. Sur l'image de gauche, on peut voir que la centrale est constituée de plusieurs volants d'inertie installés en parallèle, chaque volant possède son électronique de puissance et la centrale possède un seul convertisseur et transformateur pour la connexion au réseau. L'image de droite montre que chaque volant est enterré de manière indépendante pour protéger les biens et les personnes d'un éventuel accident, et de manière à avoir accès au système pour son entretien.

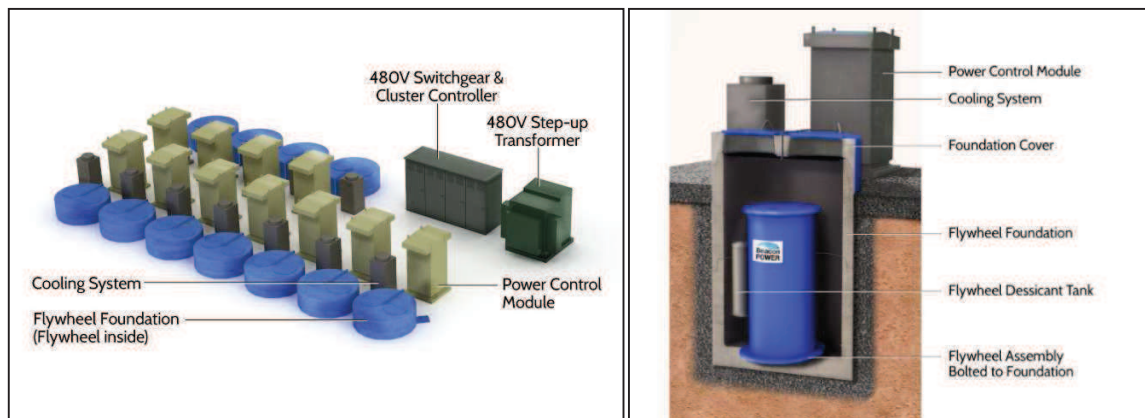


Figure III-10 : Structure d'une centrale inertielle Beacon Power [32]

A tyngsboro (Massachusetts), Beacon Power fabrique ses volants et développe ses activités d'ingénierie et de recherche. Ils y ont installé une centrale inertielle d'une puissance initiale de 3 MW pour réguler la fréquence du réseau. Actuellement, 2,5 MW de cette centrale ont été déployés ailleurs dans d'autres projets. 0,5 MW continue donc de tourner sur ce site (voir Figure III-11).



Figure III-11 : Centrale inertielle de Beacon Power [32]

A Stephentown (New York), Beacon Power a installé sa première centrale inertielle de 20 MW, soit 200 volants de 100 kW. Ces volants effectuent entre 3000 et 5000 cycles de charge/décharge chaque année. Deux de leurs volants ont explosé quelques semaines après la mise en service [33]. Le volant d'inertie des deux modules a commencé à se frotter contre les parois de leur enceinte, créant ainsi beaucoup de chaleur. Les modules de Beacon Power sont équipés d'un système de sécurité pour détecter de tels événements et déclenchent le système de refroidissement hydraulique. Mais ils n'ont pas prévu l'augmentation de la pression causée par les vapeurs des résidus du rotor allaient causer l'explosion du couvercle des modules.

III.3.2.2. Les énergies renouvelables

Le lissage de la production des énergies intermittentes, telles que les énergies photovoltaïque, éolienne et houlomotrice, contribue à augmenter le taux de pénétration de ces énergies sur le réseau électrique.

III.3.2.2.1. Le Photovoltaïque

Le passage d'un nuage peut faire fluctuer de manière importante la puissance de sortie d'une centrale Photovoltaïque (PV). La puissance du PV peut ainsi facilement décroître jusqu'à 80% en quelques secondes. La plupart des centrales PV est connectée au réseau de distribution basse tension (BT). Ces fluctuations peuvent causer des variations inacceptables de la tension. De plus, le réseau doit continuellement trouver l'équilibre entre la production et la consommation. Utiliser un système de stockage peut permettre de lisser la réponse de la centrale PV. On pourrait placer le système soit du côté CA (Courant Alternatif), soit du côté CC (Courant Continu) de la centrale PV. Si on le place du côté CC, il faudrait prévoir entre les panneaux PV et le système de stockage un convertisseur CC/CC, qui permettrait de trouver le MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Dans les réseaux électriques insulaires français, le gestionnaire de réseau peut déconnecter les dernières centrales intermittentes raccordées si la puissance instantanée de celles-ci dépassent les 30% de la puissance instantanée transitant sur le réseau, et si ces centrales ne disposent pas de système de stockage [34].

Des systèmes de stockage avec un faible temps d'autodécharge tels que les batteries électrochimiques peuvent être utilisés pour déplacer la courbe de production du PV. Le SISE

pourrait être couplé à une batterie électrochimique pour augmenter sa durée de vie. Le SISE peut absorber les fortes variations du PV.

La Plateforme Avancée de Gestion éLectrique en milieu Insulaire Associant stOckage et énergie Renouvelable – oBjectif Autonomie (PAGLIA ORBA) à Ajaccio en Corse [35] associe plusieurs technologies de stockage (stockages électrochimique, chimique, inertiel et hydraulique gravitaire) à des centrales de production d'électricité d'origine solaire (photovoltaïque et photovoltaïque concentré). Grâce à cette plateforme R&D, les problèmes liés à l'intermittence de l'énergie photovoltaïque seront étudiés :

- des modèles de prévision de la production de la ressource solaire et des systèmes photovoltaïques pourront être développés et validés,
- les différentes filières de stockage de l'énergie électrique seront analysées et optimisées.

Sur l'île d'Hawaï, le centre de recherche Blue Planet Research travaille avec une association à but non – lucratif (Napu'u Water), qui gère une pompe à eau alimentant en eau potable la communauté environnante. Le prix de l'électricité étant élevé sur cette île, une centrale PV a été installée pour pomper cette eau. Le fabricant de SISE, Amber Kinetics, et le centre de recherche, Blue Planet Research, sont en train de développer un SISE de 100 kW pour pouvoir gérer l'intermittence du PV [36].

III.3.2.2.2. L'Eolien

L'éolien est comme le photovoltaïque intermittent. La start-up canadienne Temporal utilise des volants d'inertie pour réguler la fréquence du réseau. Ils utilisent plutôt des volants d'inertie en acier avec une puissance unitaire de 100 kW, 250 kW ou 500 kW, et une capacité énergétique de 50 kWh (Figure III-12).

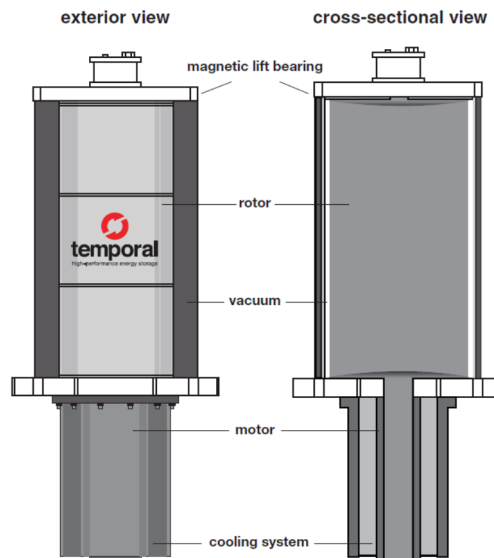


Figure III-12 : Volant d'inertie Temporal [41]

Temporal travaille avec Hydro One sur l'installation d'une centrale inertielle de 5 MW dans le sud-ouest de l'Ontario en 2014. Hydro One est une société de la Couronne de la province canadienne de l'Ontario, responsable du transport de l'électricité et de l'exploitation des réseaux de distribution. Cette centrale inertielle sert à réguler la fréquence du réseau au point d'injection de deux parcs éoliens de 10 MW.

III.3.2.2.3. L'énergie de la houle

L'énergie de la houle est par nature oscillatoire. Ces oscillations sont inévitables et peuvent déstabiliser le réseau, qui doit être surdimensionné. La fréquence des oscillations est généralement autour de dix secondes. Le SISE est donc adapté pour être couplé à ce genre de système, sa capacité énergétique étant de quelques secondes à quelques minutes. De plus, le SISE a un nombre important de cycles charge/décharge.

III.3.2.3. **Les Smartgrids (ou réseaux intelligents)**

Avec les systèmes de production d'énergies renouvelables, les SISE trouvent leur place dans les projets Smartgrids tels que celui de PAGLIA ORBA. Ils trouvent également leur place dans les Smartgrids. A Toulouse, dans le cadre du projet SMART ZAETM (Zones d'Activités Economiques), 10 SISE de 10 kW/10 kWh sont couplés à une centrale PV de 175 kW_c, une éolienne de 15 kW et une batterie de 100 kWh via un bus continu commun [37]–[40]. Les SISE sont fabriqués par la start-up française LEVISYS. Le projet vise à démontrer qu'une ZAE peut être une brique élémentaire du réseau électrique intelligent.

III.3.2.4. **Les applications industrielles**

III.3.2.4.1. Apport de puissance

Les SISE sont très utilisés dans les laboratoires et l'industrie. Depuis les années 70, le laboratoire allemand *Max Planck Institute ASDEX-Upgrade Pulsed Power Supply System* utilise trois SISE de 387 MW au total (douze secondes de charge et de décharge à puissance nominale) pour générer la puissance nécessaire lors des expériences de fusion à haute énergie [42]. Le réseau n'est en effet pas capable de fournir la puissance nécessaire pour ces expériences. Le laboratoire tchèque *Institute of Plasma Physics (IPP)* rencontre également le même problème [43]. Ils ont installé deux volants d'inertie de 70 MW au total (cinq secondes de charge et de décharge à puissance nominale). Leur équipement de fusion (le COMPASS-D tokamak) a besoin d'une puissance de 50 MW avec une pulsation d'une durée de 2 – 3 secondes. Mais leur réseau n'est capable de fournir au maximum 1 MW.

III.3.2.4.2. Alimentations Sans Interruption (ASI)

En milieu industriel, le SISE trouve son importance également dans les Alimentations Sans Interruption (ASI ou UPS en Anglais) pour l'alimentation des charges critiques. Dans certaines ASI, des batteries Plomb sont utilisées. Voici quelques avantages sur l'utilisation d'un volant d'inertie dans une ASI :

- Le rendement de charge/décharge est autour des 90% pour les SISE, tandis que pour les batteries il est rarement au-dessus des 80%,
- Pour les SISE, il est aisé de connaître le niveau de charge (il est l'image de la vitesse du volant), mais pour la batterie, la mesure de sa tension pour déterminer son état de charge n'est pas fiable,
- La batterie nécessite plus de maintenance que le SISE.

Cependant, le SISE a l'inconvénient d'avoir un autodécharge plus important qu'une batterie. Un des défis actuels est de diminuer les pertes aérodynamiques et les pertes par frottement afin de maintenir le volant à sa vitesse maximale pour réduire les pertes énergétiques.

Amber Kinetics et la compagnie locale d'électricité (San Diego Gas & Electric) travaillent ensemble pour installer un volant d'inertie de 20 kW dans le but d'aider la Banque alimentaire de San Diego à réduire les pointes de demande en électricité et pour leur fournir une alimentation sans interruption en cas de problèmes sur le réseau [36].

III.3.2.4.3. Dispositifs de levage

Quelques fabricants de SISE tel que Flywheel Energy Systems Inc. proposent d'installer un système de stockage inertiel sur les dispositifs de levage. Le schéma électrique simplifié d'un tel dispositif est présenté à la Figure III-13. Un groupe diesel entraîne un alternateur pour produire l'énergie électrique nécessaire pour le levage. Le courant alternatif est converti en continu pour que les moteurs des systèmes de levage puissent tourner à la vitesse désirée en faisant varier la fréquence à la sortie de leur variateur de vitesse. Lorsque le système doit faire descendre les objets (containers, etc.) les machines électriques fonctionnent en générateur et l'énergie électrique est dissipée dans une résistance de freinage. L'intégration d'un SISE permettra alors de récupérer cette énergie pour la stocker, et lorsque le système devra faire monter d'autres objets cette énergie pourra être réutilisée. On a ainsi une diminution de la consommation de carburant et une réduction du pic de puissance, augmentant ainsi la durée de vie du système.

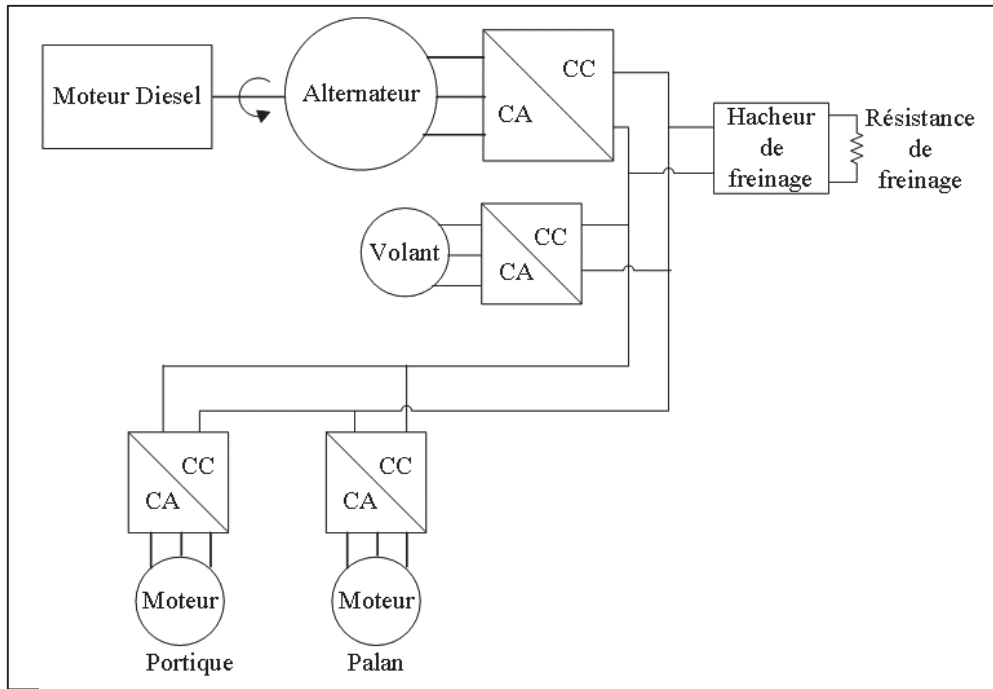


Figure III-13 : Exemple d'application de levage avec SISE

III.3.2.5. Les applications embarquées

III.3.2.5.1. Le spatial

La société canadienne Flywheel Energy Systems Inc. s'intéresse également au stockage inertiel d'énergie dans les vaisseaux spatiaux. Leurs rotors en composite ayant une forte densité énergétique permettent de stocker de l'énergie tout en offrant un système léger et peu volumineux. Leurs systèmes de stockage permettent également de contribuer au contrôle de l'attitude des vaisseaux.

III.3.2.5.2. Le transport

Dans le domaine du transport, le SISE trouve sa place dans les bus électriques et hybrides, les voitures électriques et hybrides, les ferries et les trains. Le SISE permettrait :

- D'augmenter le rendement,
- De stabiliser la puissance dans les lignes électriques des réseaux ferroviaires,
- De réduire la consommation de CO₂.

En France, le projet SEVIT (Stockage d'Énergie par Volant d'Inertie optimisé pour les applications de Transport Ferroviaire) a vu le jour en 2007 [44].

III.3.2.5.3. Comportement dynamique et effet gyroscopique

Un point crucial à voir lors du design du SISE est son comportement dynamique. Les parties en rotation du SISE n'étant pas parfaitement équilibrées, il y a l'apparition d'un balourd. Le volant, les paliers, l'enceinte et le rotor de la machine électrique constituent une structure élastique, qui oscille dans deux modes typiques de résonance : le mode conique et le mode cylindrique. La combinaison de l'effet du balourd et de l'effet gyroscopique fait apparaître des zones d'instabilité [45].

L'effet gyroscopique pousse à ne pas utiliser les SISE dans les voitures. L'inventeur Mario H. Gottfried a mis en place un accumulateur d'énergie sphérique qui permet d'annuler l'effet gyroscopique (voir Figure III-14). Le système se présente comme indiqué à la Figure III-14 (a). La Figure III-14 (b) est une vue éclatée du système. L'accumulateur comporte six volants placés l'un en face de l'autre, de manière à avoir leurs axes, qui sont perpendiculaires. Les six volants sont placés dans le vide dans une enceinte sphérique.

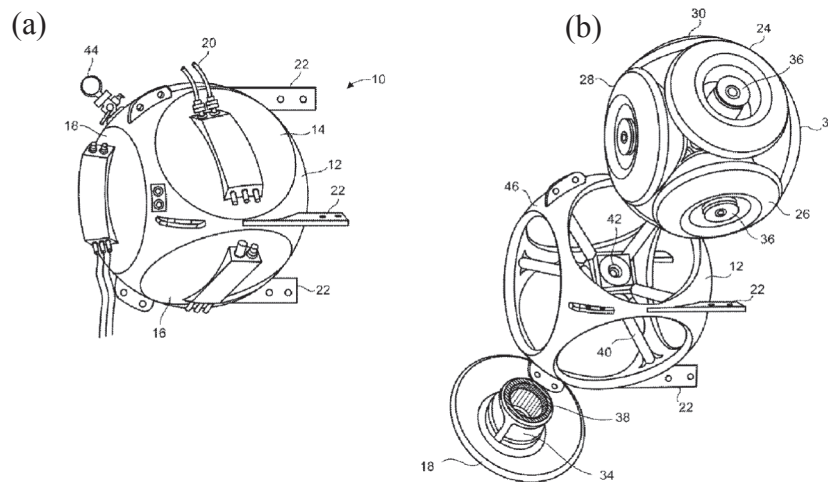


Figure III-14 : Accumulateur d'énergie sphérique et mécanique [46]

Trois volants, placés en dessous des couvercles 14, 16 et 18, sont entraînés par trois machines électriques. Les volants situés en opposé tournent en sens inverse.

III.4. RECHERCHES SUR L'AMÉLIORATION DES SISE

III.4.1. Quelques travaux de recherche effectués

Les performances du volant d'inertie peuvent être améliorées. Des travaux ont été effectués dans ce sens, et d'autres travaux sont programmés.

Dans cette thèse [47], le travail porte sur l'amélioration de la partie convertisseur électromécanique d'énergie. Une machine synchrone à bobinages sans fer a été utilisée (voir Figure III-15). Les bobinages inducteur et induit sont fixes, et le champ magnétique dans l'entrefer est homopolaire. Ce moteur/générateur utilise un bobinage sur matériau amagnétique appelé bobinage dans l'air ou sans encoche. Un bobinage dans le fer risquerait en effet de présenter un niveau de pertes d'origine magnétique excessif aux vitesses requises pour le stockage électromécanique. En optimisant les paramètres de commande de ce système, il est possible d'obtenir un fonctionnement à pertes minimales. De plus, il a été montré que le rendement est sensiblement amélioré pour les fonctionnements à faibles couple par rapport aux machines à aimants.

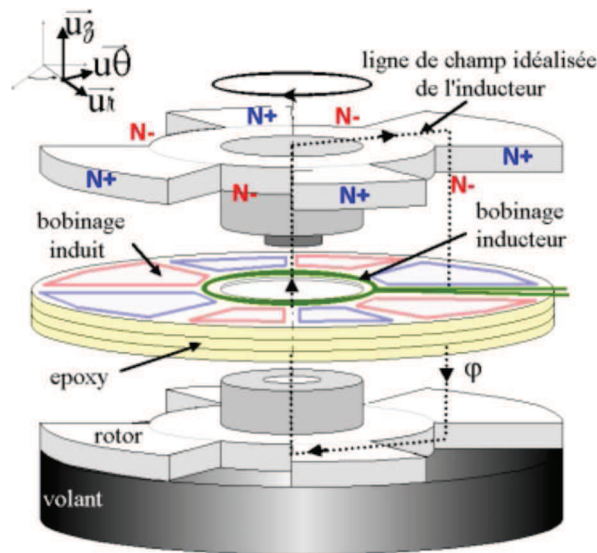


Figure III-15 : Machine à bobinage sans fer [47]

Dans cette thèse [18], une étude a été menée sur la faisabilité d'une suspension magnétique à très faible coût de revient et à faible consommation énergétique. Ils se sont orientés vers l'étude d'un centreur passif et une butée active. Ils ont décidé d'étudier un centreur à réluctance variable, et une « butée à géométrie série », qui a les avantages suivants : une facilité de modélisation et de commande, une intégration aisée et un coût de revient assez faible. La durée de cette recherche n'était pas cependant suffisante pour obtenir une suspension économiquement viable avec des caractéristiques satisfaisantes sur la consommation, l'encombrement, la vitesse maximale de fonctionnement, etc.

III.4.2. Quelques objectifs de la recherche sur l'amélioration des SISE

L'association européenne pour le stockage de l'énergie (« European Association for Storage of Energy », EASE) a rédigé une feuille de route et des recommandations sur les besoins européens en matière de stockage de l'énergie sur la période 2020 – 2030 et en 2050 [48] [49]. Ainsi pour le volant d'inertie, les axes de recherche recommandés sont les suivants :

- Développement d'un rotor avec un matériau composite polymère plus léger, résistant et à bas coût. Le procédé de fabrication doit être amélioré et le coût de l'ingénierie du système doit diminuer (le coût du système devrait être considéré lors de la sélection du matériau en termes de bénéfice entre le coût et la performance). On aura ainsi une densité énergétique plus importante, la vitesse de rotation du volant pourra être augmentée. Les volants métalliques pourront toujours être utilisés dans les applications, où les densités d'énergie et de puissance sont différentes.
- Recherche basique et appliquée sur les paliers magnétiques super – conducteurs. A très haute vitesse (> 50000 tr/min), les paliers sont conventionnels ne sont pas toujours adaptés. Les paliers magnétiques sont adaptés pour les systèmes haute vitesse, mais il faut encore de la recherche pour garantir un bon comportement dynamique et éviter les résonnances dangereuses. La consommation de ces paliers est à réduire pour augmenter le rendement global du système de stockage.
- Machines électriques : les machines haute performance doivent être utilisées dans ce genre de système, et bien que la machine synchrone avec aimant permanent semble être la meilleure solution, le coût important des aimants a dirigé la recherche vers de nouvelles machines avec moins d'aimant. La machine électrique est l'élément du SISE qui dimensionne sa puissance (tout comme le volant dimensionne sa capacité énergétique).
- L'électronique de puissance : augmenter la valeur ajoutée de l'électronique de puissance dans un système de stockage, assurant la robustesse et la fiabilité. L'électronique de puissance doit être capable de gérer la puissance à la fois du côté du réseau, que du côté de la machine électrique. La plage de vitesse du SISE est assez large et la machine électrique doit être capable d'absorber ou de fournir une certaine quantité de puissance. L'électronique de puissance doit être efficace pour pouvoir piloter la machine à très haute vitesse (fréquences de commutation très hautes). Elle peut être également utilisée comme compensateur statique et synchrone ou pour tout autre support au réseau, tout en minimisant sa complexité et son coût.
- Le pilotage numérique et les communications : Les améliorations de la communication permettent de piloter le système avec des garanties de robustesse, d'être capable de traiter beaucoup de variables, et d'intégrer le volant avec d'autres systèmes de stockage,
- L'enceinte de sécurité : une meilleure connaissance et des retours d'expérience sur les prototypes réduiraient le coût de la sécurité,
- Des démonstrateurs de centrales inertielles pour démontrer ou pas les avantages du volant d'inertie pour certaines applications,

- La gestion optimale des systèmes SISE couplés avec les autres moyens de stockage et les sources intermittentes.

Le tableau suivant donne l'état actuel de la technologie de stockage inertiel et les objectifs pour la période 2020 – 2030 et pour 2050.

Performance actuelle	Objectifs 2020 - 2030	Objectifs 2050
Durée de vie importante (> 100000 cycles)	Réduction des pertes par frottement, une vitesse de rotation plus importante pour une capacité énergétique plus élevée (> 10 kWh)	Réduction du coût
Environ 3000 €/kWh – 1000 €/kW		Coût projeté : entre 200 et 500 €/kWh
« Petit » système : 5 kWh/100 kW	Gros démonstrateurs avec des matériaux très résistants à la force centrifuge, comme les matériaux composites	Densité énergétique importante : > 100 Wh/kg
« Gros » système : 5 kWh/250 kW	Réduction du coût de fabrication du rotor (< 3000 €/kWh)	

Tableau III-7 : les indicateurs de performance sur le développement du volant d'inertie actuellement, sur la période 2020 – 2030 et en 2050

III.5. CONCLUSION

Le marché du stockage de l'énergie est en plein essor, et le volant d'inertie trouve sa place dans ce marché. On peut citer de nombreux avantages sur le système de stockage inertiel :

- Son nombre de cycles de charge/décharge est beaucoup plus important que celui des batteries électrochimiques : sa durée de vie est donc plus élevée (de 10 à 20 ans selon le constructeur),
- Il ne contient pas ou peu de matériaux dangereux pour l'environnement tels que les métaux lourds (plomb, Zinc, Mercure, Nickel, Cadmium, Chrome, Arsenic, etc.),
- La température a très peu d'influence sur le volant d'inertie,
- Il ne présente pas d'effet mémoire,
- Beaucoup d'institutions et d'industriels s'intéressent à son développement et à son amélioration dans le monde,

Le volant d'inertie a cependant l'inconvénient de présenter un risque d'explosion à cause des limites élastiques du matériau utilisé. Il trouve néanmoins sa place dans de nombreuses applications.

Pour le stationnaire, les applications du SISE sont orientées vers les domaines suivants : la génération d'énergie renouvelable, les applications industrielles, le réseau électrique et la gestion de l'énergie. Le SISE est utilisé dans ces domaines pour assurer la stabilité du réseau, la régulation de fréquence et de la tension, pour lisser la puissance, pour assurer l'alimentation électrique grâce aux Alimentations Sans Interruption (ASI ou UPS en Anglais).

On trouve les applications embarquées dans le domaine du transport : les bus électriques et hybrides, le transport ferroviaire, et les ferries. Dans ces systèmes embarqués, le SISE est utilisé pour réduire l'émission du CO₂, augmenter le rendement et stabiliser la puissance sur les lignes utilisées pour les trains. Il doit satisfaire à certains critères comme les effets gyroscopiques, les vibrations et les accélérations, et assurer la sécurité et la fiabilité.

III.6. REFERENCES

- [1] P. Odru, *Le stockage de l'énergie*. Paris: Dunod ; ADEME, 2010.
- [2] P. Costabel, *Sciences de la Renaissance*. Vrin, 1973.
- [3] J. KAUV et J. BONAL, « Stockage inertiel de l'énergie », *Tech. Ing.*, févr. 2012.
- [4] « PERREAUX Louis-Guillaume (1816 – 1889) ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.guidepratiquedelorne.com/info.cfm?idinfo=595>. [Consulté le: 17-juin-2014].
- [5] C. Abbezzot, T. Tran, P. Poggi, P. Serre-Combe, M. Perrin, et M. Muselli, « Using a flywheel associated to PV power plant in order to increase the integration of PV into island electrical grid », présenté à International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ), Bilbao, 2013.
- [6] C. Abbezzot, T. Tran, P. Poggi, P. Serre-Combe, M. Perrin, et M. Muselli, « Using a flywheel associated to PV power plant in order to increase the integration of PV into island electrical grid », *Journal of Energy and Power Engineering*.
- [7] C. Abbezzot, M. Muselli, M. Perrin, P. Poggi, P. Serre-Combe, et T. Tran Quoc, « Controlling photovoltaic power generation with a Flywheel Energy Storage System (FESS) », présenté à Réseau d'Excellence des Territoires Insulaires (RETI), Lesvos, 2012.
- [8] C. Abbezzot, P. Poggi, Q. T. Tran, M. Perrin, et P. Serre-Combe, « Flywheel Energy Storage system used in a Photovoltaic Power Generation System », présenté à 3rd International Conference on Energy Process Engineering (ICEPE), Frankfurt on the Main, 2013.
- [9] C. Abbezzot, M. Muselli, M. Perrin, P. Serre-Combe, et T. Tran Quoc, « Controlling photovoltaic power generation with a Flywheel Energy Storage System (FESS) », présenté à 13th Edition of the European PhD School: Power Electronics for Electrical Machine and Energy control, Gaeta, 2012.
- [10] C. Abbezzot, Q. T. Tran, P. Poggi, et M. Perrin, « Power smoothing with a Flywheel Energy Storage System (FESS) in a PV power generation system », présenté à 7th International Conference on PV-Hybrids and Mini-Grids, Bad Hersfeld, Germany, 2014.
- [11] G.-O. Cimuca, « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens », THESE, Arts et Métiers ParisTech, 2005.
- [12] L. Leclercq, B. Robyns, et J.-M. Grave, « Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators », *Math. Comput. Simul.*, vol. 63, n° 3–5, p. 271–280, nov. 2003.
- [13] L. Leclercq, « Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », *Univ. Lille Fr.*, 2004.
- [14] N. Hasegawa, K. Fujimoto, T. Matsuyama, T. Ichikawa, K. Yukita, Y. Goto, et K. Ichiyangi, « Suppression of power variation for PV using flywheel and EDLC », 2009, p. 1–4.
- [15] M. Avzubalis, A. Baranauskas, et G. Tamulis, « Wind Power Balancing using Flywheel Energy Storage System », *Electron. Electr. Eng.*, vol. 19, n° 1, p. 19–22, 2013.
- [16] F. Islam, A. Al-Durra, et S. M. Mueen, « Smoothing of Wind Farm Output by Prediction and Supervisory-Control-Unit-Based FESS », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. Early Access Online, 2013.
- [17] A. Davigny, « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », 2007.
- [18] F. Faure, « Suspension magnétique pour volant d'inertie », THESE, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2003.
- [19] « FRANCECOL Technology ». [En ligne]. Disponible sur: <http://francecol.com/>. [Consulté le: 11-juill-2014].

- [20] F. Bernot et A. Bernot, « Homopolar motor phase », US20130099619 A1, 25-avr-2013.
- [21] B. MULTON, « Motorisation des véhicules électriques », *Techniques de l'Ingénieur*. .
- [22] G. Genta, *Kinetic Energy Storage: Theory and Practice of Advanced Flywheel Systems*. Butterworth-Heinemann, 2014.
- [23] « rosseta Technik GmbH », 22-janv-2013. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.rosseta.de/>. [Consulté le: 22-janv-2013].
- [24] V. J. D. V. De, « Fluidic variable inertia flywheel and flywheel accumulator system », 8590420, 26-nov-2013.
- [25] R. V. Harrowell, « Elastomer flywheel energy store », *Int. J. Mech. Sci.*, vol. 36, n° 2, p. 95–103, févr. 1994.
- [26] J. Frêne, « Butées et paliers hydrodynamiques », *Tech. L'ingénieur Artic. B*, vol. 5320, 2004.
- [27] D. Dubuis, « Guidages en rotation par paliers lisses et leurs dérivés ». .
- [28] L. S. Bakay, « Dimensionnement et pertes dans un centreur magnétique guidant un volant d'inertie soumis à un balourd: application au stockage d'énergie de longue durée », Université Laval, 2012.
- [29] J. Delamare et F. Faure, « Les paliers magnétiques », *Rev. 3EI*, p. 2–9, 1998.
- [30] B. MULTON, H. BEN HAMED, O. GERGAUD, et N. BeRNARD, « Le stockage associé à la production d'électricité en réseau », Sophia - Antipolis, 16-oct-2003.
- [31] « Supercondensateurs | Techniques de l'Ingénieur », 13:47:25. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/accumulateurs-d-energie-portable-42243210/supercondensateurs-d3334/>. [Consulté le: 20-févr-2012].
- [32] « Beacon Power ». [En ligne]. Disponible sur: <http://beaconpower.com/>. [Consulté le: 15-juin-2014].
- [33] « Renewable Energy Storage - Beacon Power's Catastrophic Flywheel Storage Failures », 22-mars-2012. [En ligne]. Disponible sur: http://www.energystorageblog.com/2011/10/26/beacon_powers_catastrophic_flywheel_failures/. [Consulté le: 22-mars-2012].
- [34] *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique*. .
- [35] « Plateforme de Recherche de VIGNOLA, Projets M.Y.R.T.E. - P.A.G.L.I.A O.R.B.A. » [En ligne]. Disponible sur: <http://www.labo-paca.fr/Fichiers/112.pdf>. [Consulté le: 08-juill-2014].
- [36] « Amber Kinetics Projects », *Amber Kinetics*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.amberkinetics.com/projects/>. [Consulté le: 09-juill-2014].
- [37] P. FESSLER, « Régulation des réseaux électriques au moyen de volants d'inertie », présenté à Journée Stockage, Midi - Pyrénées, nov-2013.
- [38] « SMART ZAE : démontrer qu'une Zone d'Activité Economique peut être une brique élémentaire du réseau électrique intelligent (Toulouse) ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=smart-zae>. [Consulté le: 09-juill-2014].
- [39] « Smart ZAE Flywheel Project ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.energystorageexchange.org/projects/694>. [Consulté le: 09-juill-2014].
- [40] « SMART ZAE, projet soutenu dans le cadre de l'AMI Réseaux électriques intelligents ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www2.ademe.fr/servlet/doc?id=81599&view=standard>. [Consulté le: 09-juill-2014].
- [41] « Temporal Power | Energy Storage Simplified With An All Steel Flywheel ». .
- [42] « Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Forschung, Projekte, ASDEX Upgrade ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.ipp.mpg.de/ippcms/de/pr/forschung/asdex/index>. [Consulté le: 09-juill-2014].

- [43] R. Panek, « Status of the COMPASS Tokamak Reinstallation in Institute of Plasma Physics AS CR ». [En ligne]. Disponible sur: http://epsppd.epfl.ch/Sofia/pdf/P5_140.pdf. [Consulté le: 09-juill-2014].
- [44] B. Boualem, « SEVIT : volant d'inertie pour application ferroviaire », Chatelaillon-Plage, 18-juill-2007.
- [45] B. Badri, M. Thomas, S. Sassi, I. Zaghbani, V. Songméné, A. A. Lakis, et N. Mureithi, « Étude du comportement des roulements dans les rotors tournant à haute vitesse », *CIRI Reims Pap. CIRI013*, vol. 15, 2010.
- [46] M. H. Gottfried, « Spherical mechanical energy accumulator », United States Patent 8759992, 24-juin-2014.
- [47] N. Bernard, « Conception, dimensionnement et commande d'un moteur/générateur synchrone à excitation homopolaire et à bobinages dans l'entrefer pour accumulateur électromécanique d'énergie », École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2001.
- [48] « Commission staff working paper - Materials Roadmap Enabling Low Carbon Energy Technologies », Bruxelles, déc. 2011.
- [49] « Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030 », mars 2013.

CHAPITRE IV : SISE AVEC MACHINE ASYNCHRONE ET AVEC MACHINE A RELUCTANCE VARIABLE

SOMMAIRE

IV.1. Introduction	89
IV.2. Le DERri (Distributed Energy Resources Research Infrastructure)	89
IV.2.1. Présentation du DERri	89
IV.2.2. Le projet proposé : « SMOOTHING »	89
IV.2.3. Réponse favorable pour l'utilisation des équipements de Tecnalia	91
IV.3. SISE avec Machine à Réductance Variable (MRV)	92
IV.3.1. Présentation du SISE	92
IV.3.2. Mise en place des manipulations	95
IV.3.3. Résultats	96
IV.4. Définition des cahiers des charges et choix du système de pilotage temps réel et du fournisseur du second SISE	100
IV.4.1. Le système de pilotage temps réel	100
IV.4.1. Cahier des charges du SISE	105
IV.5. SISE avec Machine Asynchrone	107
IV.5.1. Présentation du SISE avec machine asynchrone	107
IV.5.2. Problèmes de Compatibilité Electromagnétique (CEM)	109
IV.5.3. Autodécharge et vibrations	111
IV.6. Conclusion	115
IV.7. Références	116

IV.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons étudier deux technologies de volant d'inertie différentes : celle avec une machine asynchrone et celle avec une machine à réductance variable. Le volant d'inertie avec la machine asynchrone est un système « expérimental » et se trouve à l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES – CEA). Celui avec la machine à réductance variable est plutôt un système « commercial » et se trouve au laboratoire Tecnalia en Espagne (à Derio) [1]. Ce dernier volant a pu être utilisé dans le cadre d'un projet de recherche européen : le DERri.

IV.2. LE DERRI (DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES RESEARCH INFRASTRUCTURE)

IV.2.1. Présentation du DERri

Le DERri (Distributed Energy Resources Research Infrastructure) est un projet de recherche collaborative dans le cadre du 7^{ème} programme-cadre européen (7^{ème} PC). Les scientifiques de l'Union Européenne peuvent avoir accès gratuitement¹ aux infrastructures de recherche de différents laboratoires partenaires (16 partenaires au total). Pour ce faire, ils doivent monter une équipe de recherche sur un sujet bien délimité et choisir un laboratoire où ils aimeraient effectuer leur expérimentation pendant une durée limitée (quelques jours à quelques semaines). Le laboratoire choisi doit être différent du pays d'origine. A la fin des travaux les résultats doivent être rendus publics. Les thèmes de recherches peuvent être les suivants : les systèmes de production d'énergie décentralisés et les problèmes architecturaux, les smart grids, la domotique, la gestion du réseau avec des infrastructures de sources d'énergie décentralisées, les sources renouvelables, le rendement énergétique, la qualité de puissance, la sécurité du réseau et la communication. De plus amples informations peuvent être trouvées ici : [2].

IV.2.2. Le projet proposé : « SMOOTHING »

Dans le cadre du projet DERri, le projet « SMOOTHING » [3] a été monté. « SMOOTHING » est un acronyme signifiant « Smart Management Of FESS cOupled To a pHotovoltaIc power plaNt in a microGrid ». Une équipe de l'Université de Corse a été mise en place pour travailler sur ce projet [3]. Dans ce projet, nous avons cherché à utiliser un volant d'inertie d'un des laboratoires du réseau pour des applications de services systèmes (lissage de puissance, régulation de fréquence et de tension).

¹ Transport, hébergement, et autres dépenses liées au voyage remboursés par le laboratoire d'accueil sous certaines conditions définies par celui-ci.

Les infrastructures de ces deux laboratoires nous intéressaient, car ils possèdent tous les deux un volant d'inertie :

- RSE (Ricerca sul Sistema Energetico SpA) à Milan (Italie), voir Figure IV-1,
- TECNALIA à Derio (Espagne), voir Figure IV-2.

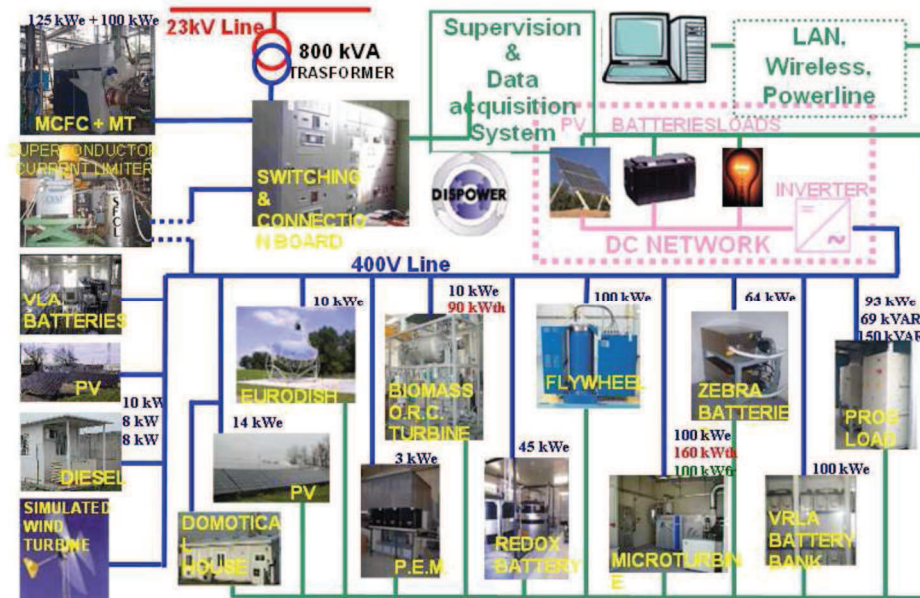


Figure IV-1 : Architecture du microréseau italien RSE [4]

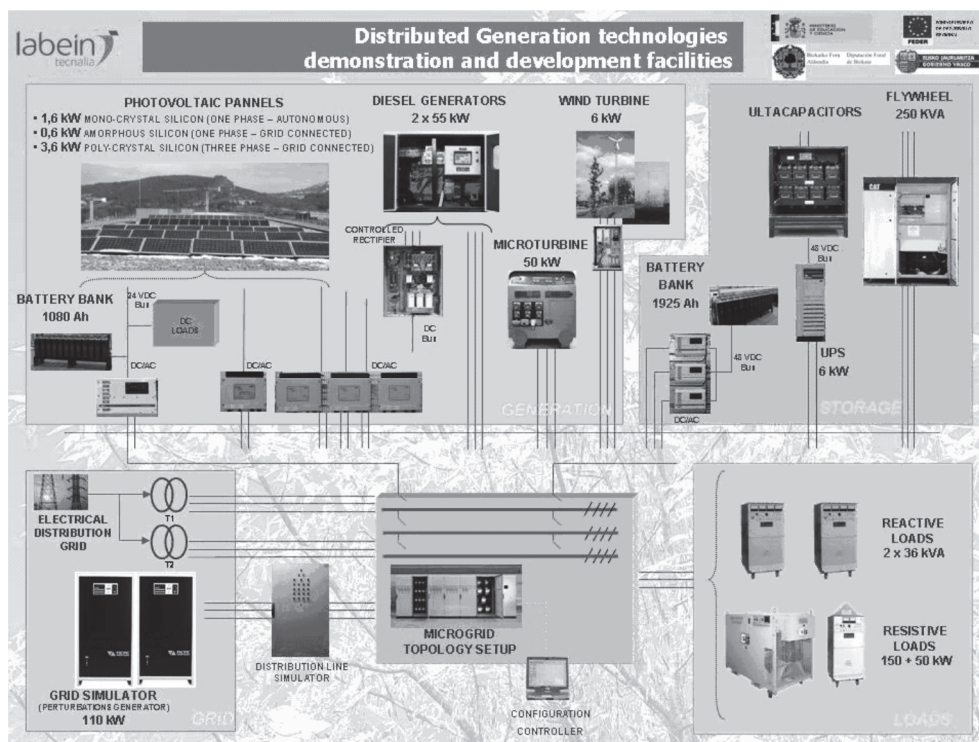


Figure IV-2 : Architecture du microréseau du laboratoire espagnol Tecnalia [5]

RSE possède un volant d'inertie de 100 kW/30 secondes, et Tecnalia un volant d'inertie Caterpillar® de 250 kVA (200 kW)/15 secondes. Ce sont donc deux systèmes équivalents en termes de capacité de stockage d'énergie.

Dans le travail proposé, nous voulions d'abord mesurer les différents critères clés, qui définissent les performances d'un Volant d'inertie telles que la puissance, la capacité énergétique, le rendement dans différentes conditions. Nous voulions également mesurer les phénomènes transitoires pour cette technologie. Ensuite, nous voulions mesurer les performances du système de stockage d'énergie pour ces trois applications :

- 1) Le lissage de la puissance PV (en utilisant un algorithme de prévision de la production de l'énergie photovoltaïque),
- 2) La régulation de la fréquence et de la tension (en mode îloté), et le contrôle PQ (en mode connecté réseau)
- 3) Un mix des applications : lissage de puissance, régulation de la fréquence et de la tension, et le contrôle PQ.

IV.2.3. Réponse favorable pour l'utilisation des équipements de Tecnalia

Suite à la candidature, nous avons obtenu une réponse favorable pour pouvoir utiliser les équipements du laboratoire Tecnalia. Nous nous sommes déplacés à Tecnalia pendant ces deux périodes afin de mettre en place et d'effectuer les manipulations sur le volant d'inertie Caterpillar® :

- Du 10 au 21 Décembre 2012,
- Et du 04 au 19 Mars 2013.

Cependant, le volant d'inertie de Tecnalia est utilisé uniquement pour des applications de qualité de puissance (tout comme le volant d'inertie du laboratoire italien RSE). Ce sont des Alimentations Sans Interruption (ASI), Uninterruptible Power Supply (UPS) en Anglais.

Cette ASI ne correspond pas exactement à ce que nous voulions faire, dans le travail proposé. C'est en effet « une boîte noire », c'est-à-dire un système commercial quasiment fermé. Le volant d'inertie ne peut pas être piloté avec des signaux de référence en courants actif et réactif. De plus, son algorithme de pilotage est caché et ne peut être modifié. Nous aimerions mesurer les différents critères clés qui définissent les performances d'un volant comme la puissance, l'énergie, le rendement dans différentes conditions. Nous aurons aussi l'occasion de mesurer des phénomènes transitoires pour cette technologie. Nous allons mesurer la performance du volant pour trois applications :

- Lisser la production PV (en utilisant la prédiction de production d'énergie photovoltaïque)

- Règlement de tension/fréquence (mode îloté) et contrôle de PQ (dans mode raccordé au réseau)
- Application mixte : lissage de la production PV et règlement de fréquence/tension et contrôle en PQ

Les tests des différentes applications seront l'occasion de vérifier la validité du modèle construit sur la première période de test dans des conditions réelles. Les résultats seront aussi utilisés pour l'ajustement du modèle du volant d'inertie.

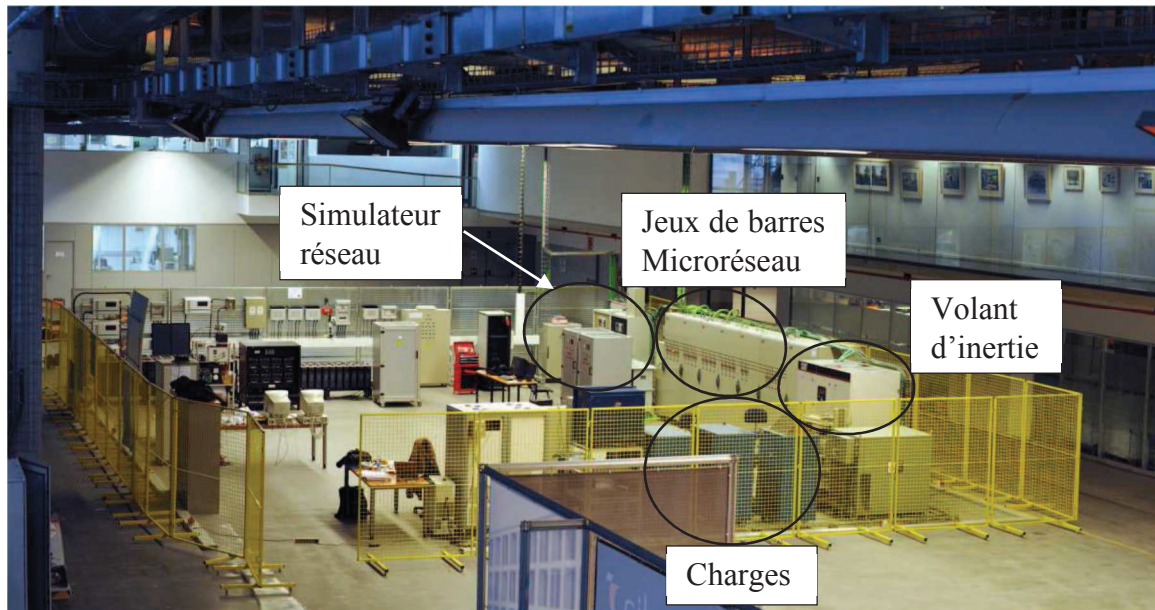


Figure IV-3 : Photo des installations à Tecnalia (Espagne)

IV.3. SISE AVEC MACHINE A RELUCTANCE VARIABLE (MRV)

IV.3.1. Présentation du SISE

Le SISE se trouvant à Tecnalia possède une machine à réductance variable (MRV). C'est un SISE du fabricant Caterpillar. Le principe des MRV est basé sur celui des électroaimants (c'est la plus ancienne méthode de conversion électromécanique). Le principe de fonctionnement de cette machine est détaillé dans cette publication [6] ou encore dans cet ouvrage [7]. La MRV a un rotor et un stator possédant tous les deux des pôles saillants. Elle possède un certain nombre de dents au rotor et au stator. Il y a beaucoup de possibilités de couples « nombre de dents statoriques/nombre de dents rotoriques ». Les structures des MRV sont nommées en fonction de ces nombres. Ainsi, à la Figure IV-4, nous trouvons une structure « 6/8 » et une autre « 8/6 ». Le nombre de dents au stator et au rotor doit être différent pour pouvoir créer la rotation du rotor.

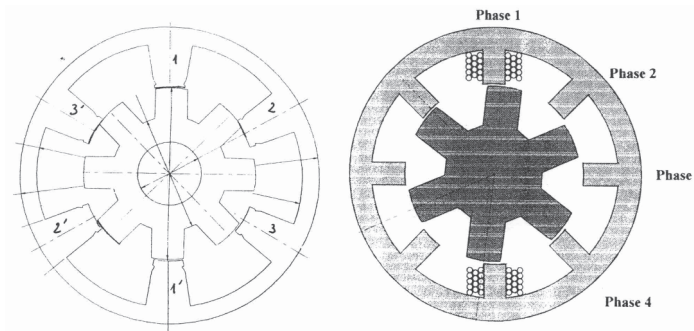


Figure IV-4 : Exemple de structure de machine à réductance variable à double saillance [6]

Dans le SISE utilisé pour les manipulations, la structure de la MRV est « 10/8 ». Le rotor massif est constitué d'un bloc de matériau ferromagnétique. Un cylindre est découpé de façon à avoir la saillance du rotor (voir Figure IV-5). Cette structure est robuste car elle est constituée d'un seul bloc : le rotor est à la fois le rotor de la machine électrique et le volant d'inertie.

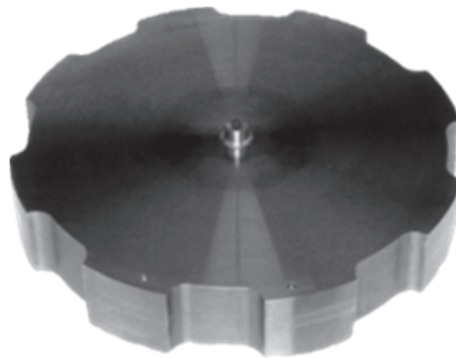


Figure IV-5 : Le rotor du volant d'inertie Caterpillar®

Dans la Figure IV-6, nous voyons comment le rotor est intégré dans l'enceinte sous vide. Des bobines excitatrices sont présentes pour « soulager » le poids du rotor sur les paliers avec roulements à billes. Ces roulements s'usent alors moins rapidement. Un vide partiel est nécessaire pour diminuer au maximum les frottements avec l'air. Le vide mesuré dans l'enceinte lors des expérimentations était d'environ 7,5 mTorr (ou $7,5 \cdot 10^{-3}$ millimètre de mercure ou 1 Pa).

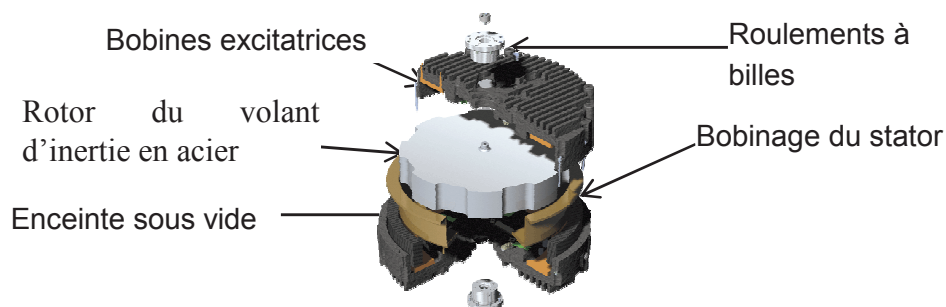


Figure IV-6 : Le volant d'inertie Caterpillar

La MRV est reliée à des convertisseurs AC/DC et DC/AC (Figure IV-7). Trois contacteurs permettent de faire fonctionner cette ASI dans différents modes :

- Le mode « en ligne » : K1 et K2 sont fermés, K3 est ouvert. C'est le mode de fonctionnement normal. La charge est protégée et alimentée par le réseau. Si un problème survient sur le réseau, le SISE est capable de se décharger.
- Le mode « bypass » : K1 et K2 sont ouverts, K3 est fermé. Dans ce mode, la charge est directement connectée au réseau, et elle n'est pas protégée. Le SISE est en autodécharge (pas d'entretien de l'état de charge à 100%).
- Le mode « charge en ligne » : les contacteurs sont dans le même état que le mode « en ligne ». Le système de stockage se charge jusqu'à la vitesse maximale de 7700 tr/min.
- Le mode « repos en ligne » : les contacteurs sont dans le même état que le mode « en ligne ». Le SISE entre dans ce mode quand il atteint sa vitesse maximale après la phase de charge. Sa vitesse est maintenue au niveau maximal.
- Le mode « décharge en ligne » : K1 et K3 sont ouverts, K2 est fermé. Le SISE se décharge et alimente la charge. Il passe dans ce mode quand un incident se produit sur le réseau.

L'ASI peut être relié à un groupe électrogène : en cas de panne du réseau électrique, l'ASI prendrait dans un premier temps le relai pour alimenter les charges critiques, et en parallèle l'ASI enverrait un signal au groupe électrogène pour qu'il puisse démarrer et alimenter ces charges critiques jusqu'au retour du réseau électrique principal.

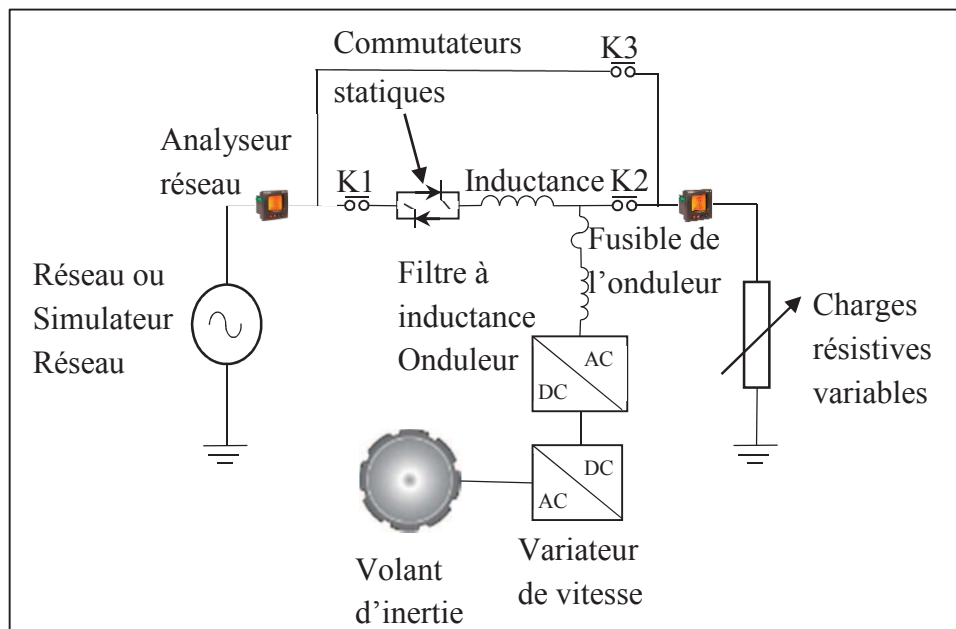


Figure IV-7 : Schéma de l'Alimentation Sans Interruption (ASI)

IV.3.2. Mise en place des manipulations

En plus du SISE de Caterpillar, ces équipements étaient présents afin de pouvoir mettre en place les manipulations :

- Un banc de charge résistive d'une puissance maximale de 33,75 kW,
- Un banc de charge résistive d'une puissance maximale de 150 kW,
- Deux analyseurs réseaux (à l'entrée et à la sortie du SISE, voir Figure IV-7),
- Un simulateur réseau (Pacific Power Source 3060-MS) de puissance 62,5 kVA/50 kW

Deux analyseurs réseaux permettent de mesurer la puissance à l'entrée et à la sortie du SISE toutes les 15 secondes. Une interface a été mise en place pour observer ces valeurs de puissance (voir Figure IV-8).

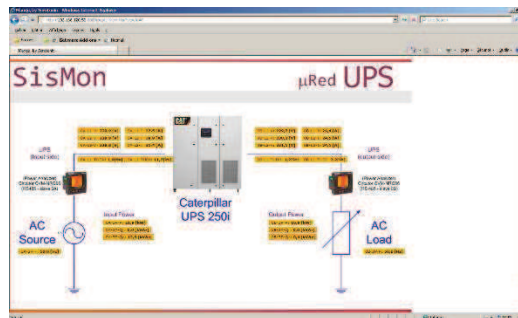


Figure IV-8 : Copie d'écran de l'interface de monitoring

Un logiciel propriétaire de Caterpillar, UPS View[®], permet de relever les mesures de différents capteurs sur l'ASI et de les enregistrer toutes les demi-secondes (voir capture d'écran à la Figure IV-9). Des mesures telles que les suivantes peuvent ainsi être relevées : la vitesse du volant d'inertie, la tension du bus DC (400 V_{dc}), la fréquence à l'entrée du système et à sa sortie, les puissances à son entrée et à sa sortie, la quantité d'énergie utilisable, la pression dans l'enceinte du volant, etc. Par l'intermédiaire de ce logiciel, la puissance d'absorption de l'ASI sur le réseau (lors de la phase de charge) peut être également limitée.

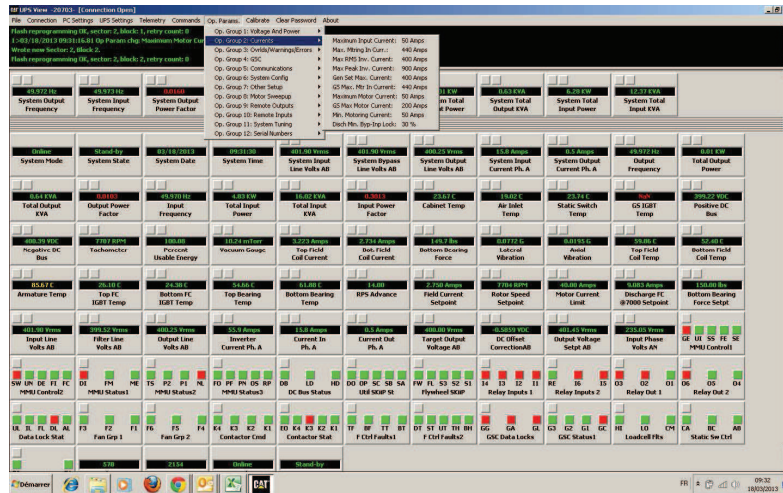


Figure IV-9 : Copie d'écran du logiciel UPS View® de Caterpillar

IV.3.3. Résultats

Les résultats dont il est question dans cette partie ont été publiés et présentés à l'oral à la septième conférence internationale sur les systèmes PV hybrides et sur les mini-réseaux à Bad – Hersfeld (Allemagne) [8]. L'une des contraintes du projet était en effet de rendre public les résultats.

La vitesse maximale du SISE est de 7700 tr/min, et sa vitesse de base de 2000 tr/min. En dessous de cette vitesse de base, le constructeur a décidé que le système ne délivre plus de puissance, donc l'énergie contenue dans le système entre 0 et 2000 tr/min n'est pas utilisable. En effet, en dessous de cette vitesse, l'ASI ne pourra plus fournir la puissance maximale (c'est-à-dire 250 kVA/200 kW), la puissance est dégradée.

La Figure IV-10 donne la durée d'autodécharge de l'ASI. Le système s'autodécharge en un peu plus de 15 heures de la vitesse maximale (7700 tr/min) à la vitesse de base (2000 tr/min). Le graphique montre bien qu'en dessous de 2000 tr/min, l'énergie contenue dans le système n'est plus utilisable.

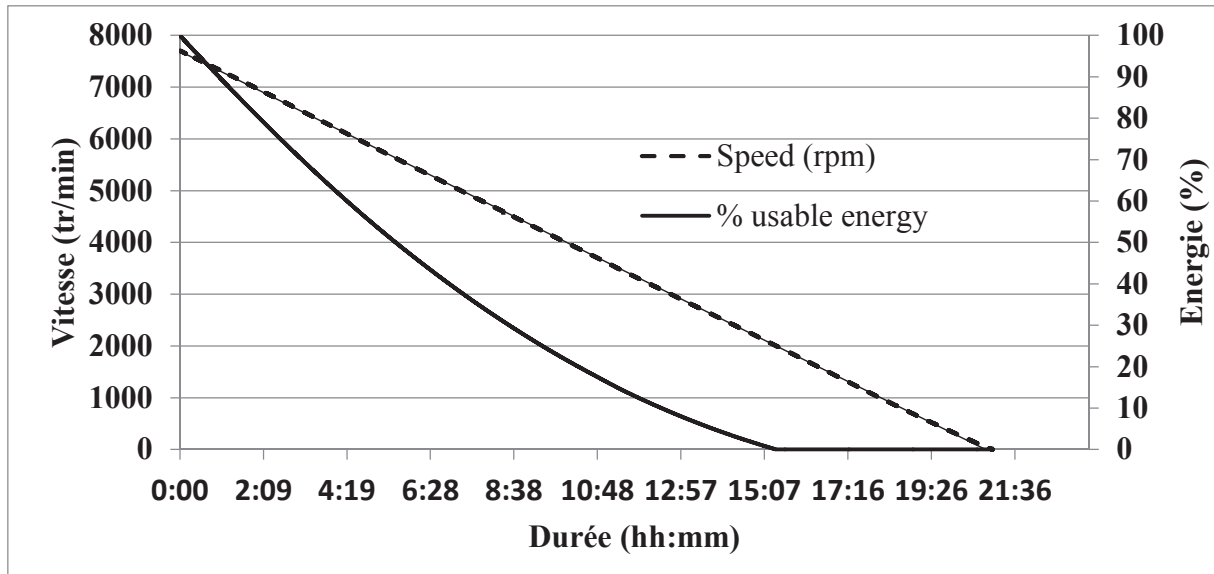


Figure IV-10: Temps d'autodécharge de l'ASI (mode standby)

La quantité d'énergie utile E_u (en Wh) est donnée par l'équation suivante :

$$E_u = \frac{J (\Omega_{max}^2 - \Omega_b^2)}{2} \quad (IV-1)$$

Avec J , le moment d'inertie (en kg.m^2) Ω_{max} , la vitesse maximale et Ω_b la vitesse de base (en rad/sec).

Sur la Figure IV-10, c'est le pourcentage de cette énergie utile qui est représenté.

Sur la prochaine figure, le rendement du système a été tracé selon les valeurs de puissance de la charge à la sortie de l'ASI en mode « en ligne » (pas de charge et de décharge de l'ASI). Le SISE a en effet une consommation de base d'énergie, correspondant à l'alimentation de ses équipements secondaires (ventilation, pompe à vide, etc.). Plus la puissance des charges se rapproche de celle de l'ASI, plus le rendement est amélioré. La puissance de l'ASI doit donc être choisie en fonction de la puissance des charges qui y sont connectées, et qui sont à protéger. Lorsque l'ASI est en mode « charge » ou en mode « décharge », la Figure IV-12 et la Figure IV-13 montrent également que plus la puissance absorbée par l'ASI et la puissance fournie par l'ASI aux charges résistives sont importantes, meilleur est le rendement.

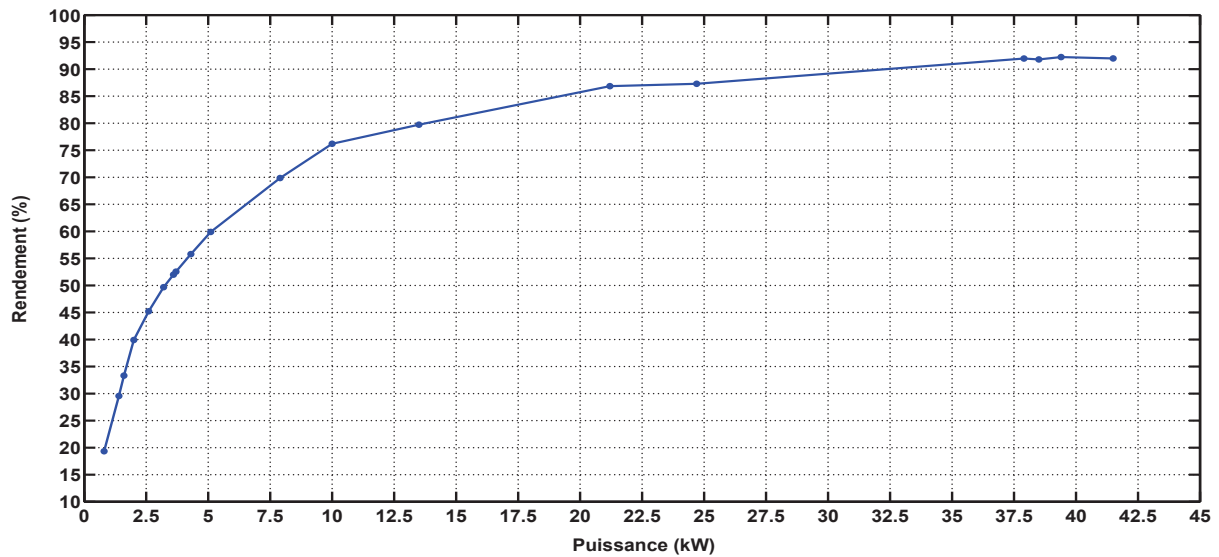


Figure IV-11 : Rendement de l'ASI en fonction de la puissance absorbée par la charge à la sortie de l'ASI (mode « en ligne »)

Pour provoquer la décharge du système, celui-ci a été connecté au simulateur réseau. Un défaut (par exemple, diminution de la fréquence à la sortie du simulateur réseau) a été provoqué pour faire déconnecter l'ASI du simulateur réseau, causant ainsi sa décharge dans les charges résistives.

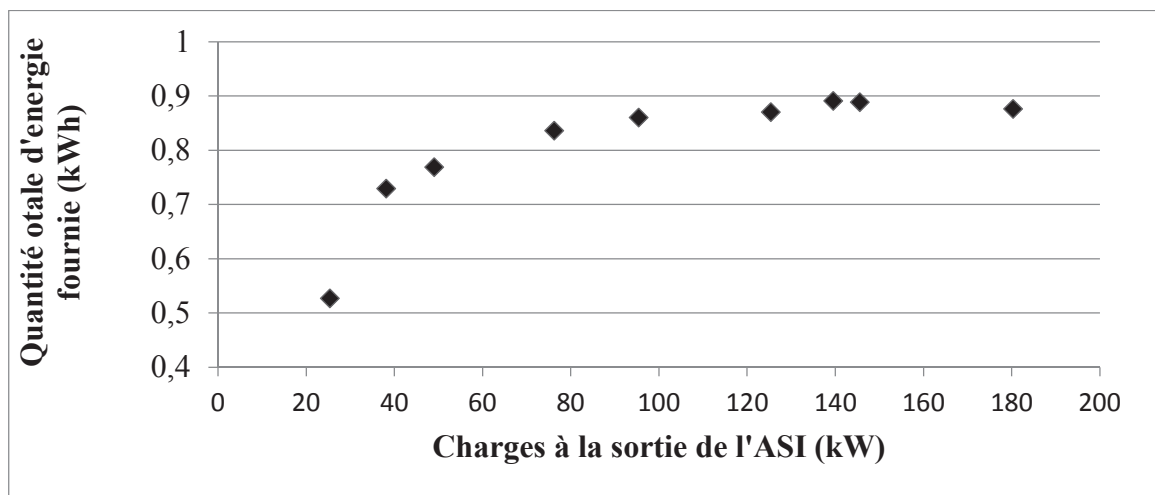


Figure IV-12: Quantité totale d'énergie fournie aux charges à la sortie de l'ASI (décharge complète de l'ASI)

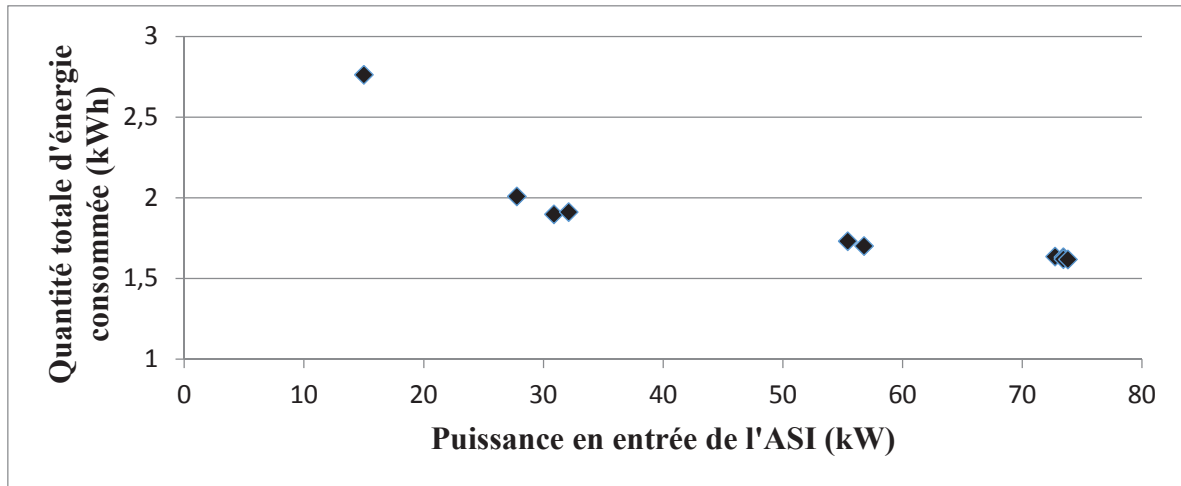


Figure IV-13: Quantité totale de l'énergie consommée selon la puissance d'entrée (charge complète de l'ASI)

La puissance absorbée par l'ASI ne pouvait pas excéder les 80 kW (contrainte due au réseau électrique du réseau Tecalia). Nous ne pouvons donc pas évaluer le rendement du système en fonctionnement à pleine puissance.

IV.4. DEFINITION DES CAHIERS DES CHARGES ET CHOIX DU SYSTEME DE PILOTAGE TEMPS REEL ET DU FOURNISSEUR DU SECOND SISE

IV.4.1. Le système de pilotage temps réel

Il était prévu pendant la thèse de faire l'acquisition d'un SISE dans le but d'effectuer des manipulations expérimentales, pour les applications de lissage de puissance, de régulation de la tension et de régulation de la fréquence. D'autant plus que le précédent système de stockage inertiel n'est pas pilotable avec des signaux de référence, et il n'est pas possible de modifier son algorithme de pilotage. Pour pouvoir implémenter les lois de commande, deux contraintes fortes du cahier des charges ont été définies : l'utilisation du logiciel Matlab/Simulink[®] et l'utilisation du prototypage rapide. Le système de pilotage doit donc être capable de comprendre le langage de programmation de Matlab/Simulink[®]. Le choix a été porté sur le simulateur temps réel dSPACE[®].

Parmi les nombreux produits dSPACE[®] disponibles sur le marché, le choix s'est porté vers les systèmes modulaires. Ces systèmes modulaires sont en effet composés d'une carte mère principale sur laquelle peuvent être ajoutées :

- Une carte contenant le microprocesseur,
- Des cartes d'entrées/sorties numériques et analogiques.

Ainsi, cette modularité permet de pouvoir modifier la configuration du système si besoin est (ajout de nouvelles cartes entrées/sorties, remplacement d'une carte par une autre).

Comme indiqué dans la figure suivante, le système dSPACE sert au pilotage temps réel du système inertiel de stockage d'énergie. Le PC sur lequel est installé le logiciel Matlab/Simulink sert à implémenter les lois de commande. Les lois de commande développées avec ce logiciel sont générées en code C. Ce code C est ensuite envoyé par Ethernet au Système modulaire dSPACE. En fonction de l'état du SISE, le calculateur envoie des signaux de commande à celui-ci par Ethernet et/ou par signaux analogiques et numériques.

Pour le moment, le système dSPACE ne possède pas de carte Ethernet. Mais grâce à sa modularité, il pourra en accueillir une dans le futur.

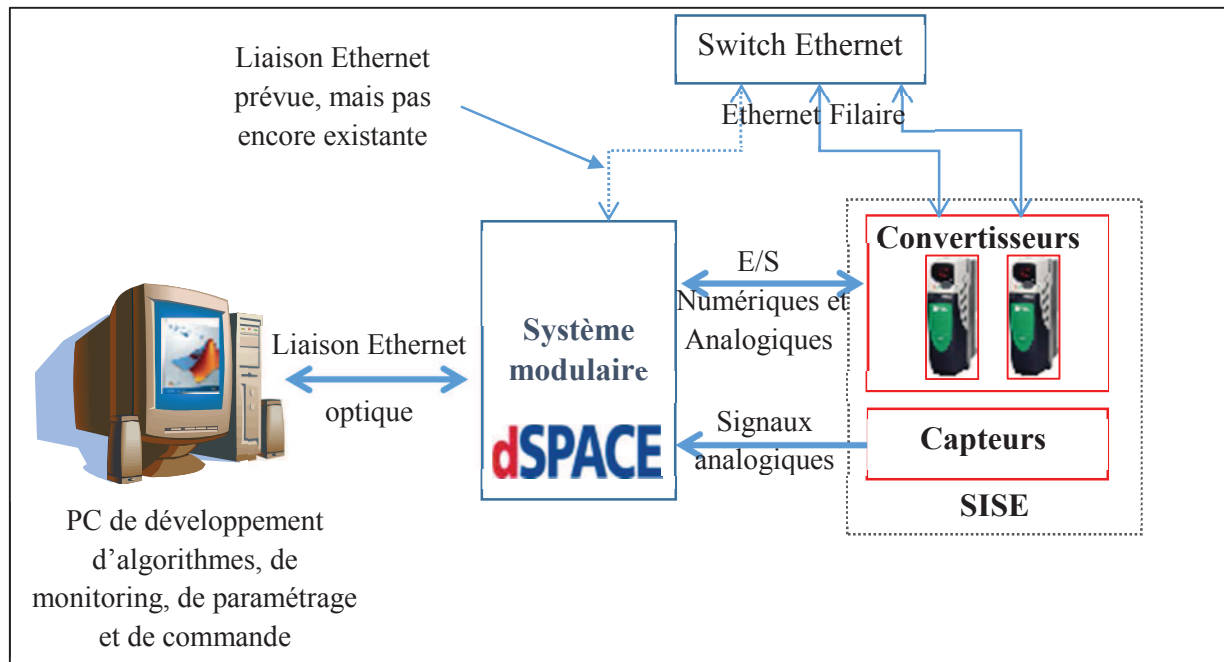


Figure IV-14 : Vue d'ensemble du système de contrôle/commande du SISE

Le système dSPACE comporte donc les cartes suivantes :

- Une Carte processeur avec AMD Opteron_QC avec 2.8 GHz (DS1006),
- Une carte 32 entrées analogiques multiplexées 16 bits (DS2002),
- Une carte d'entrées/sorties numériques et analogiques, une interface série (RS232 et RS422) et une interface avec bus CAN (DS2202),
- Une Carte 32 sorties analogiques 14 bits (DS2103).

Les cartes citées un peu plus haut s'insèrent dans le boîtier PX10 (voir figure suivante). Une carte DS819 est à insérer dans le PC de monitoring et communique par liaison optique avec la DS814, qui se trouve dans le boîtier PX10 du dSPACE.

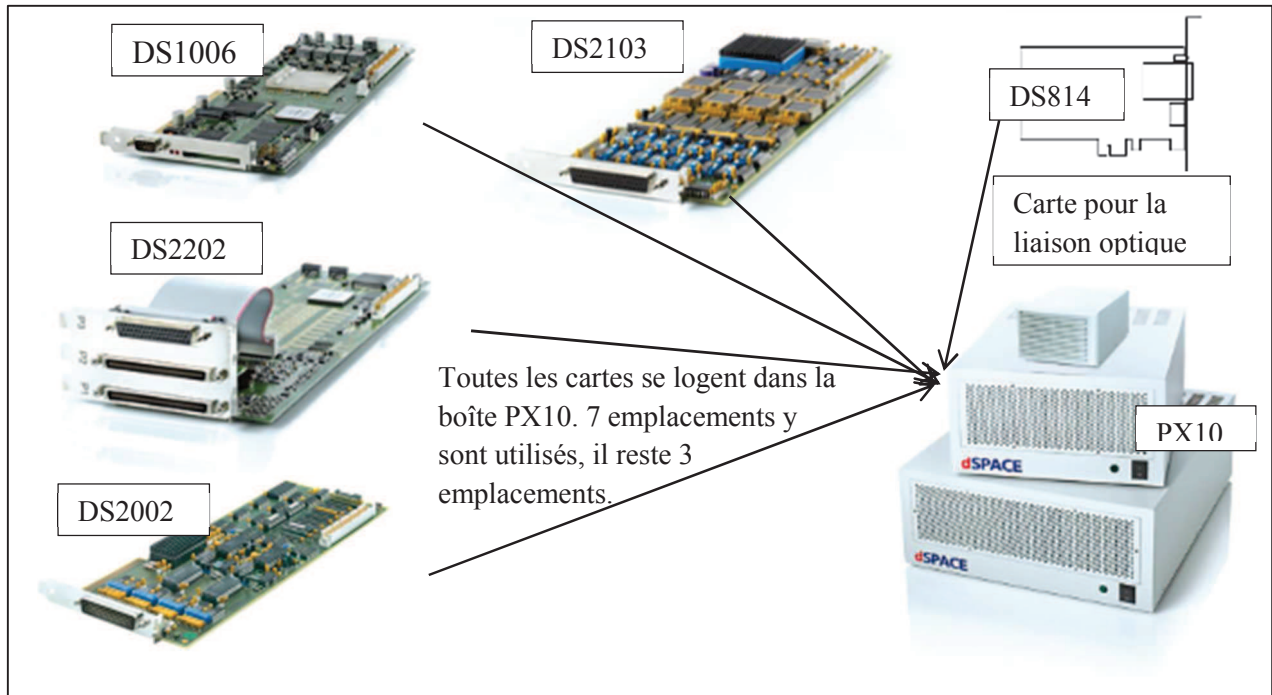


Figure IV-15 : Emplacements utilisés dans le PX10

Les logiciels suivants sont nécessaires

- Real Time Interface, pour l'interface entre le modèle Matlab/Simulink et le dSPACE,
- ControlDesk NG Basic, pour le monitoring, la modification des paramètres du modèle (directement en ligne sur le dSPACE), l'enregistrement des données, etc. (voir Figure IV-16),
- Matlab Coder, Simulink Coder et un Compilateur GNU, pour la compilation du modèle et la génération du code C à envoyer sur le dSPACE.

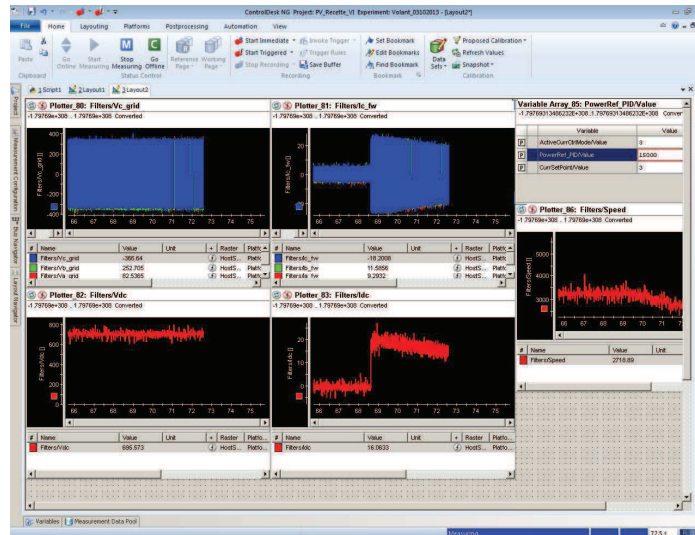


Figure IV-16 : Copie d'écran du logiciel de monitoring Control Desk de dSPACE

Sur la figure suivante, est indiqué le processus de développement des algorithmes de pilotage. L'algorithme est d'abord développé et testé hors – ligne. Puis la connexion avec les entrées et les sorties du dSPACE se fait par l'intermédiaire du Real Time Interface (bibliothèque installée dans Simulink). Le modèle est ensuite compilé et envoyé sur le dSPACE. Le contrôle du système à piloter peut alors commencer. Le logiciel ControlDesk permet de surveiller les différentes valeurs des variables, de stocker les données à différents pas de temps, de faire des modifications de certains paramètres, etc. Des modifications peuvent éventuellement être faites sur l'algorithme (hors – ligne).

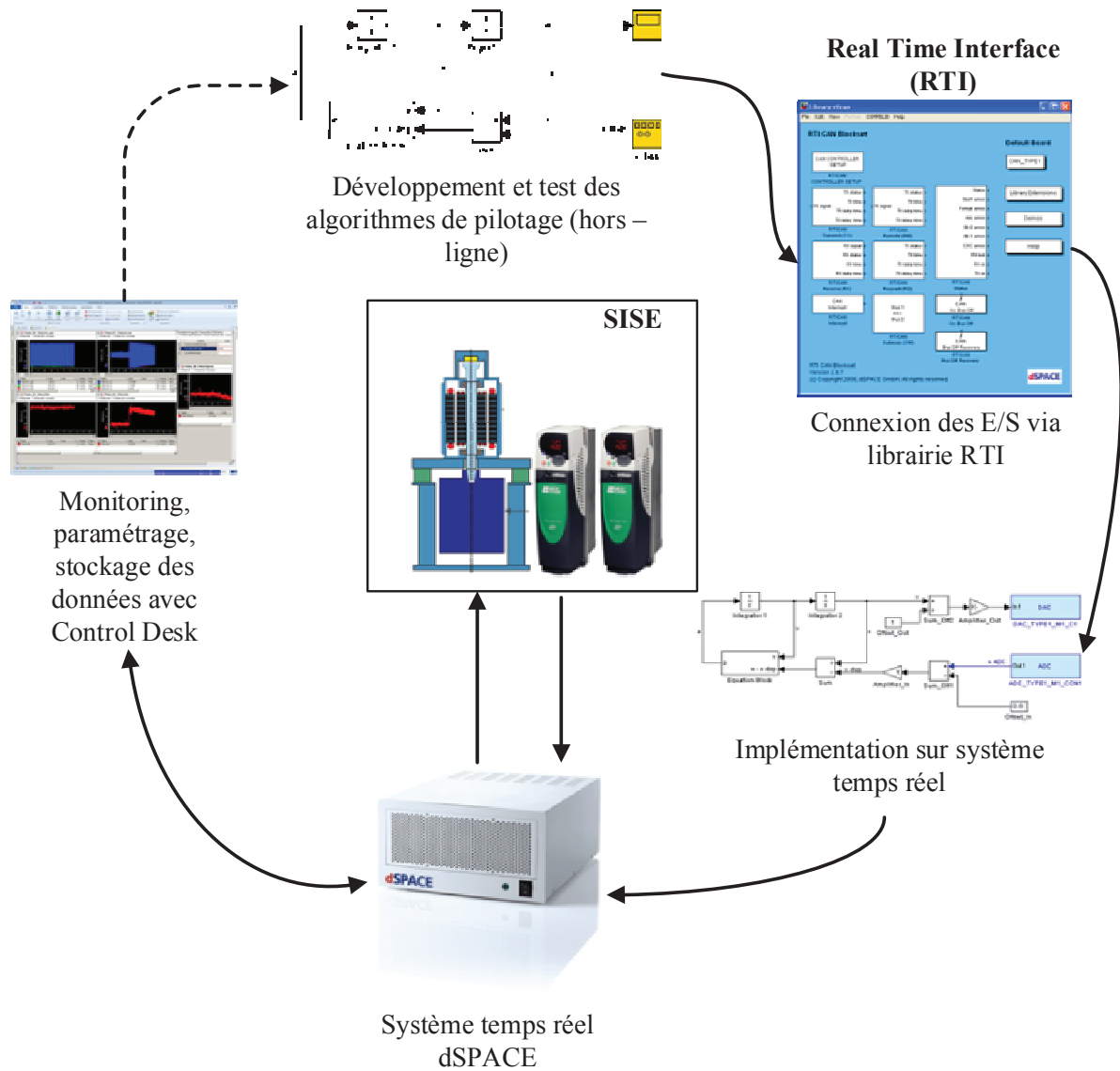


Figure IV-17 : Principe du prototypage rapide et du pilotage temps réel

IV.4.1. Cahier des charges du SISE

A partir de ce choix, certains critères du cahier des charges du SISE ont été définis, notamment sur la nature des signaux de mesure des capteurs et sur la nature des signaux de commande. Le cahier des charges défini pour le SISE se trouve en Annexe I.

Après prise de contacts auprès de plusieurs fournisseurs de volants d'inertie (voir Chapitre 2), un seul fournisseur a retenu notre attention : Rosseta Technik GmbH. Ils étaient en effet capables de nous fournir un volant d'inertie dont la puissance est celle recherchée (15 kW), et ils sont situés en Allemagne, proches de la France. Les autres fournisseurs proposaient plutôt des systèmes de l'ordre de la centaine de kilowatts. Un fournisseur canadien nous a proposé un volant de 2 kW, 48 V_{dc} et 50 Wh de stockage d'énergie. Nous avons décidé de rester sur le volant proposé par l'entreprise allemande Rosseta. L'entreprise allemande nous a donc proposé un SISE comportant (voir Figure IV-18) :

- Une machine asynchrone de 15 kW,
- Deux convertisseurs AC/DC, DC/AC Unidrive 2304 de Control Technique (15 kW), voir Figure IV-19,
- Les filtres nécessaires pour filtrer les harmoniques et pour ne pas polluer le réseau,
- Une inertie totale de 2,14 kg.m² (le SISE peut stocker 300 kW_s en termes d'énergie utile).

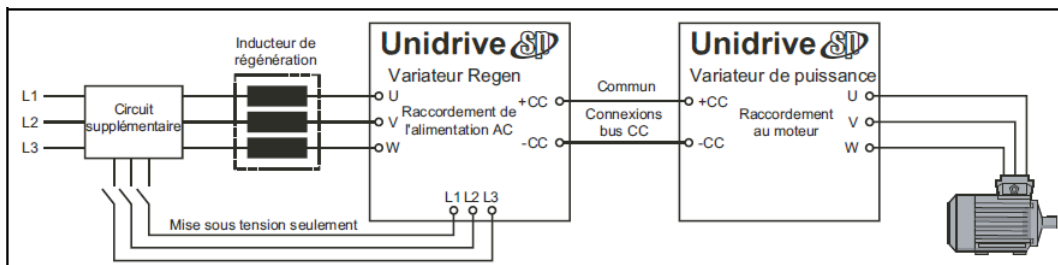


Figure IV-18 : Les deux convertisseurs SP du SISE

La machine asynchrone est pilotée par contrôle vectoriel.



Figure IV-19 : Convertisseur Unidrive SP 2403

Une fois le fournisseur et le produit choisis, nous avons travaillé avec eux pour compléter et modifier le cahier des charges.

Les grandeurs physiques suivantes ont été demandées à être mesurées :

- Au niveau de la machine électrique et du volant d'inertie :
 - La vitesse du volant,
 - La température de la machine électrique,
 - Les vibrations du volant (au final, uniquement un capteur de mesure des vibrations latérales a été installé),
 - Le couple (la mise en place de la mesure de cette grandeur n'a pas été possible).
- Entre la machine électrique et le variateur de vitesse :
 - Les trois tensions composées sur les trois phases à la sortie de la machine électrique,
 - Les trois courants sur les trois phases.
- Entre le variateur de puissance et le convertisseur régénératif :
 - La tension DC,
 - Le courant DC.
- Entre le convertisseur régénératif, le réseau et la centrale PV
 - Les trois tensions AC composées sur les trois phases,
 - Les trois courants AC provenant de la centrale PV sur les trois phases,
 - Les trois courants AC totaux (centrale PV et réseau) sur les trois phases.

Sur la figure suivante, est localisé les points où sont mesurés les tensions et les courants cités précédemment.

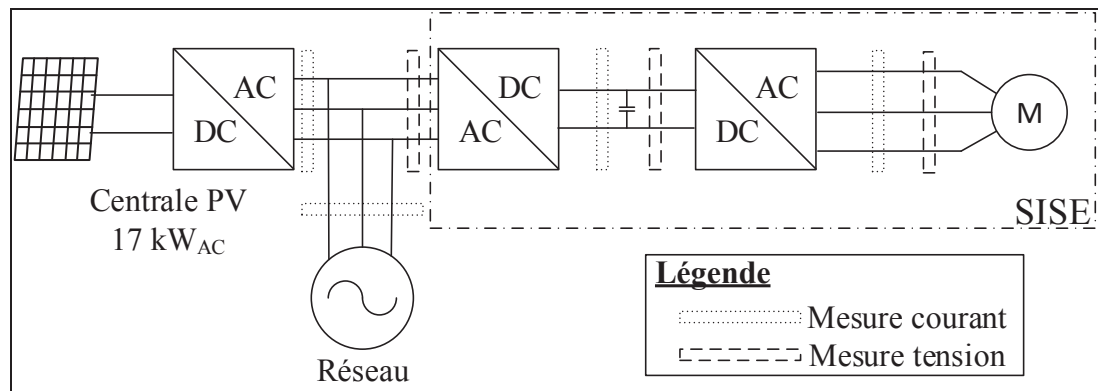


Figure IV-20 : Schéma simplifié du SISE couplé à la centrale PV avec la localisation des mesures de courant et de tension

Les capteurs doivent délivrer un signal analogique +/-10 V (pour être compatible avec les cartes dSPACE). Les capteurs de la marque LEM ont été sélectionnés pour la mesure de la tension (référence des capteurs de tension : CV-3 1500) et du courant (référence des capteurs de courant : LA 100 S).

IV.5. SISE AVEC MACHINE ASYNCHRONE

IV.5.1. Présentation du SISE avec machine asynchrone

Sur la photo suivante, se trouvent :

- une petite armoire contenant le système de protection de découplage DIN VDE 0126 (nécessaire pour isoler le SISE du réseau en cas de coupure sur le réseau électrique),
- une grande armoire contenant les convertisseurs AC/DC, DC/AC, les capteurs de courant et de tension, les inductances de filtre, etc.
- le système modulaire dSPACE.

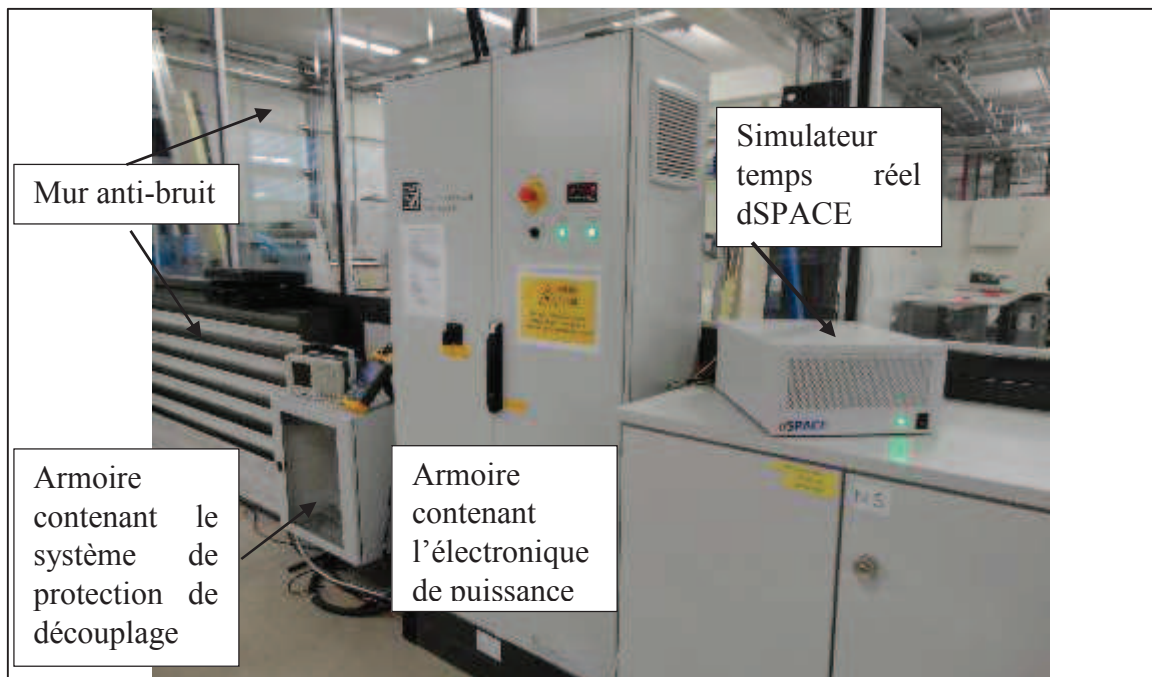


Figure IV-21 : Partie électronique de puissance et contrôle temps réel du SISE

La partie électromécanique du SISE (machine électrique et volant d'inertie en acier) est visible à la Figure IV-22 et à la Figure IV-23. Le volant en acier se trouve dans une enceinte de protection (sans vide). Pour des raisons de sécurité, la vitesse maximale du SISE a été limitée à 5880 tr/min. Il peut avoir en effet une vitesse maximale de 6000 tr/min, mais des seuils de sécurité de 6000 tr/min et de 6100 tr/min ont été mis en place pour stopper le système en cas d'emballement. Sa vitesse de base est de 3000 tr/min (vitesse à partir de laquelle le SISE peut absorber ou restituer sa puissance maximale. Ce SISE a un rendement d'environ de 85% pour un cycle de charge – décharge.

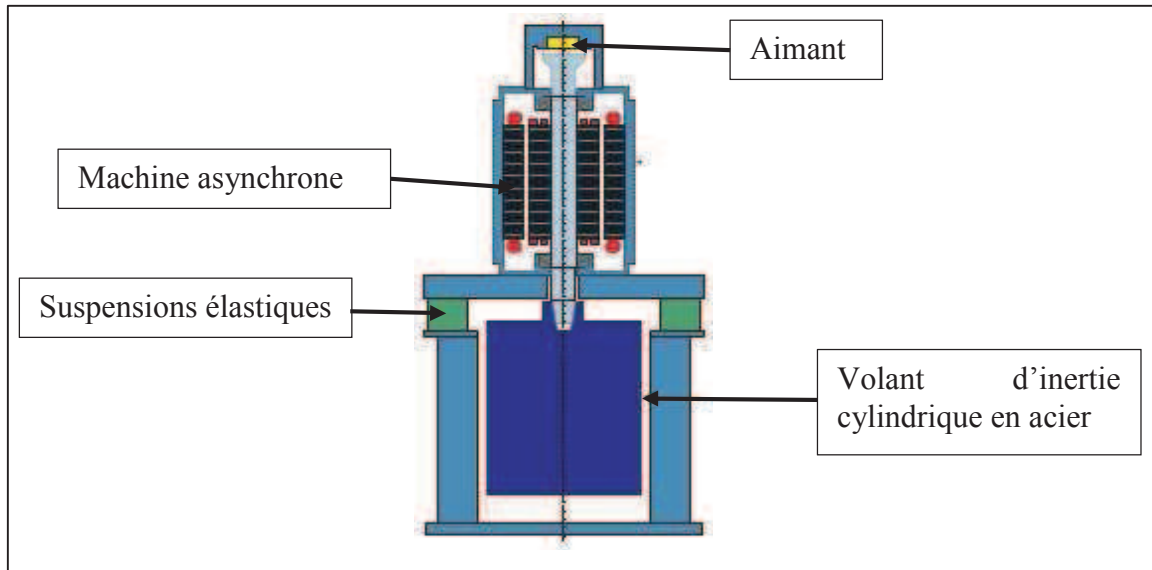


Figure IV-22 : Schéma de la partie électromécanique du SISE (sans système de ventilation) [9]

Sur la Figure IV-22, l'aimant sert à « soulager » les roulements à billes du poids du volant d'inertie. Le rotor de la machine électrique et le volant d'inertie ne forment pas un seul bloc, contrairement au SISE avec la machine à réductance variable, que nous avons vue précédemment.

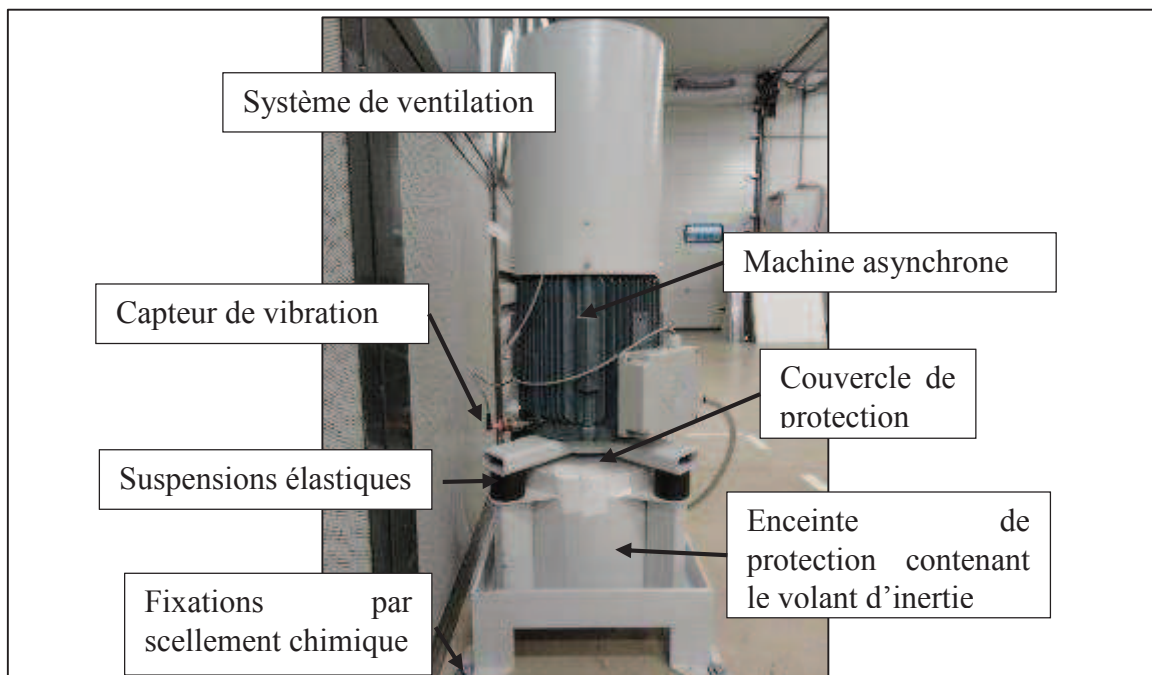


Figure IV-23 : La partie électromécanique du SISE

IV.5.2. Problèmes de Compatibilité Electromagnétique (CEM)

Bien que mentionné dans le cahier des charges, les précautions nécessaires n'ont pas été prises afin d'éviter tout problème de CEM. Des filtres numériques (voir Figure IV-25) ont été ajoutés dans le modèle pour filtrer le bruit. Sur la Figure IV-24, est représentée la tension du bus continu et la vitesse du volant d'inertie, filtrés par le filtre Passe – bas avec fréquence de coupure de 200 Hz. Le volant est en phase de charge. Au début, lorsque la vitesse est nulle, les convertisseurs émettent moins de bruit, mais lorsque la charge débute, beaucoup plus de bruits sont émis. Cette tension du bus continu, qui est de 700 V_{DC} dans la réalité, n'est donc pas exploitable. Cependant, le signal sur la vitesse du volant (en rouge sur la figure) est exploitable avec l'utilisation du filtre numérique. Pour obtenir une tension continue plus propre, il faut modifier l'emplacement des capteurs de tension installés dans l'armoire électrique et blinder les câbles de puissance. En effet, selon le manuel du constructeur des convertisseurs, aucun équipement mesurant des signaux ne doit être situé à moins de 30 cm des convertisseurs et des câbles de puissance non blindés (voir Annexe II). Sur les Figure IV-26 et Figure IV-27, nous pouvons nous apercevoir que les capteurs de tension sont situés trop près des convertisseurs, et que les câbles de puissance ne sont pas blindés.

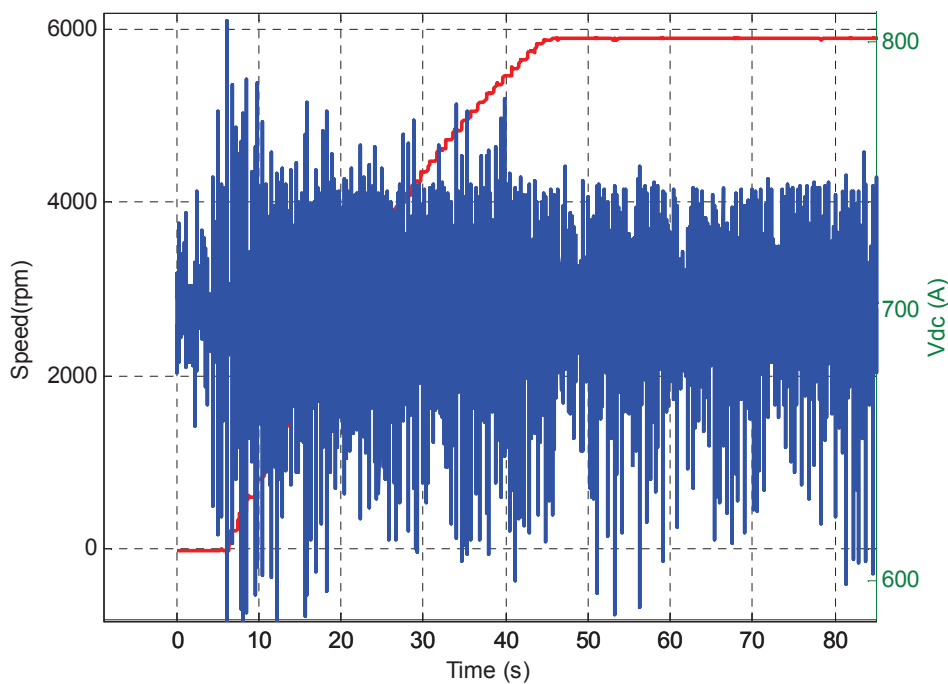


Figure IV-24: Mesure de la tension DC bruitée et de la vitesse

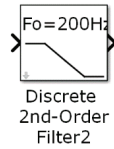


Figure IV-25 : Filtre passe-bas utilisé dans le logiciel Matlab/Simulink



Figure IV-26: Photo de l'armoire de puissance

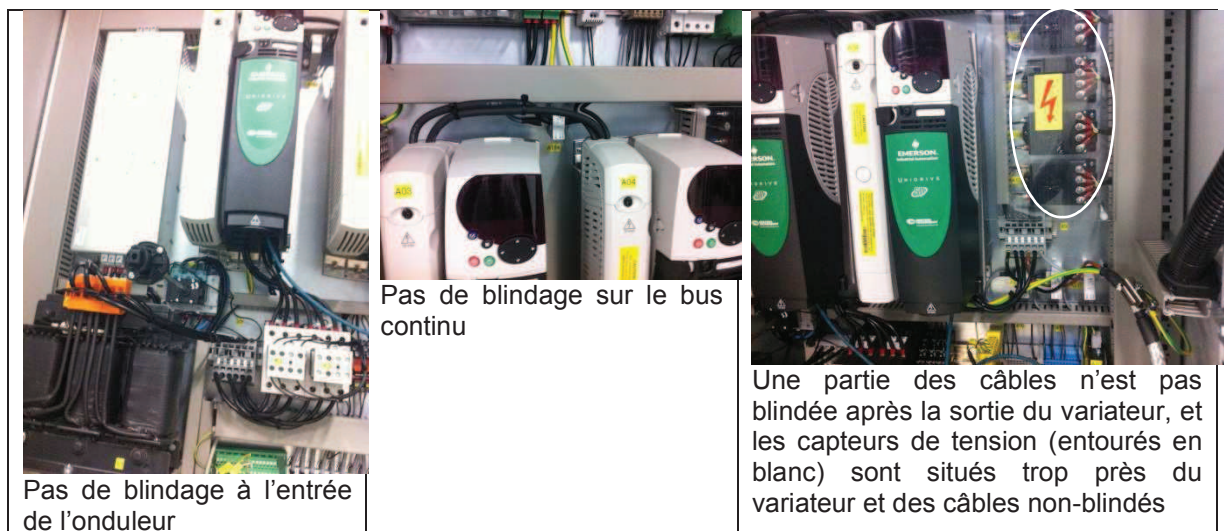


Figure IV-27: Vue zoomée sur les zones où les câbles de puissance ne sont pas blindés

Le principe de pilotage du SISE par le dSPACE peut donc être résumé par la Figure IV-28. Les courants actif et réactif absorbés ou injectés par le SISE sur le réseau sont contrôlés par deux entrées analogiques +/-10 V, situées respectivement sur le variateur de vitesse et sur l'onduleur côté réseau. Ces signaux +/-10V ne sont pas proportionnels aux puissances active et réactive désirée (un niveau de tension de 5 V ne correspond pas à une puissance de 7,5 kW). Il a donc été nécessaire de mettre en place un régulateur PI (Proportionnel Intégral) pour obtenir les puissances désirées. La partie dérivée n'a pas été ajoutée car elle déstabilise le système. Un anti-windup a été ajouté pour saturer les consignes (elles ne peuvent pas dépasser +/-10 V).

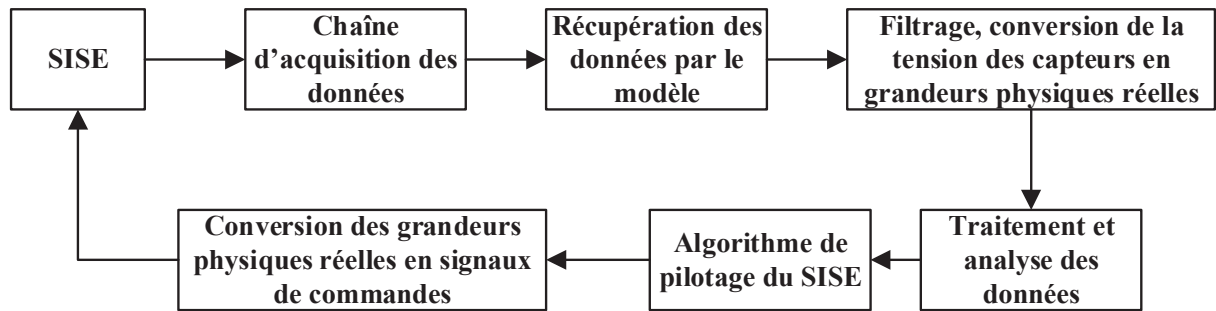


Figure IV-28 : Schéma de principe du pilotage du SISE par le dSPACE

IV.5.3. Autodécharge et vibrations

Dans ce paragraphe, nous allons observer l'autodécharge et les vibrations de ce SISE. Pour mieux comprendre les pertes dans le système, observons l'équation dynamique de la machine électrique qui est donnée par :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{em} - B \Omega - C_s \quad (IV-2)$$

Avec : J, le moment d'inertie du système de stockage,

Ω , la vitesse du SISE,

C_{em} , le couple électromagnétique,

B, le coefficient de frottement visqueux,

C_s , le couple de frottement sec.

Le variateur de vitesse du SISE comporte une entrée numérique booléenne, permettant d'alimenter ou pas le stator de la machine asynchrone, et donc d'annuler C_{em} .

Pour avoir une comparaison de l'autodécharge de ce SISE avec le SISE vu précédemment, l'autodécharge est tracée dans quatre cas :

1. Sur la Figure IV-29, C_{em} est nul. Cette autodécharge a été tracée au début des manipulations expérimentales en Juillet 2013.
2. Sur la Figure IV-30, C_{em} est toujours nul. Cette autodécharge a été tracée en Novembre 2013.
3. Sur la Figure IV-31, C_{em} est également nul, mais cette autodécharge a été tracée à la fin des manipulations expérimentales en Janvier 2014.
4. Sur la Figure IV-32, C_{em} n'est pas nul (une puissance de référence nulle est appliquée à l'entrée analogique du variateur de vitesse). Cette autodécharge a été mesurée en Janvier 2014.

Dans chacun des quatre cas, les vibrations latérales du SISE ont été également mesurées. L'autodécharge du précédent SISE a été mesurée pour un couple électromagnétique nul.

Nous constatons que le volant d'inertie n'est pas correctement équilibré. Des phénomènes de résonance apparaissent en effet entre 5000 et 6000 tr/min, aux alentours de 1700 tr/min et de 1500 tr/min, etc. Il faut dire que le volant a été livré une première fois et s'est abîmé pendant le transport dans le camion de livraison (voir photo de la Figure IV-33). Il a dû être renvoyé au fournisseur pour être réparé : le système oscillait fortement autour de 300 – 600 tr/min lors des essais.

Il semblerait que ces vibrations modifient la structure mécanique des roulements à billes. Par conséquent, nous obtenons des pertes mécaniques différentes au cours de la période des manipulations expérimentales de six mois (voir Tableau IV-1). Le SISE a été sollicité pendant tous les jours de la semaine pendant six mois. Sur le SISE avec la MRV, les vibrations mesurées étaient quasiment nulle.

	Stator non - alimenté			Stator alimenté
	Juillet 2013	Nov. 2013	Janvier 2014	Janvier 2014
De 5880 à 3000 tr/min	820	1215	1088	608
De 5880 à 0 tr/min	3230	5893	5180	1300

Tableau IV-1 : Temps d'autodécharge (en secondes) pour les quatre cas

De 5880 tr/min (vitesse maximale) à 3000 tr/min (vitesse de base de cette machine asynchrone), les pertes sont principalement dues au frottement avec l'air. La vitesse diminue donc très rapidement entre ces deux valeurs. Nous observons que le couple électromécanique freine fortement le volant d'inertie. Pour sa gestion, l'idéal serait d'utiliser l'entrée logique du variateur pour stopper l'alimentation du stator lorsque le SISE n'est pas utilisé pendant une période assez longue. Cependant, dans la pratique, l'utilisation de cette entrée numérique n'est pas aussi évidente que cela : en effet, le variateur se mettait souvent en défaut. Une intervention manuelle sur le convertisseur est alors nécessaire pour le réinitialiser.

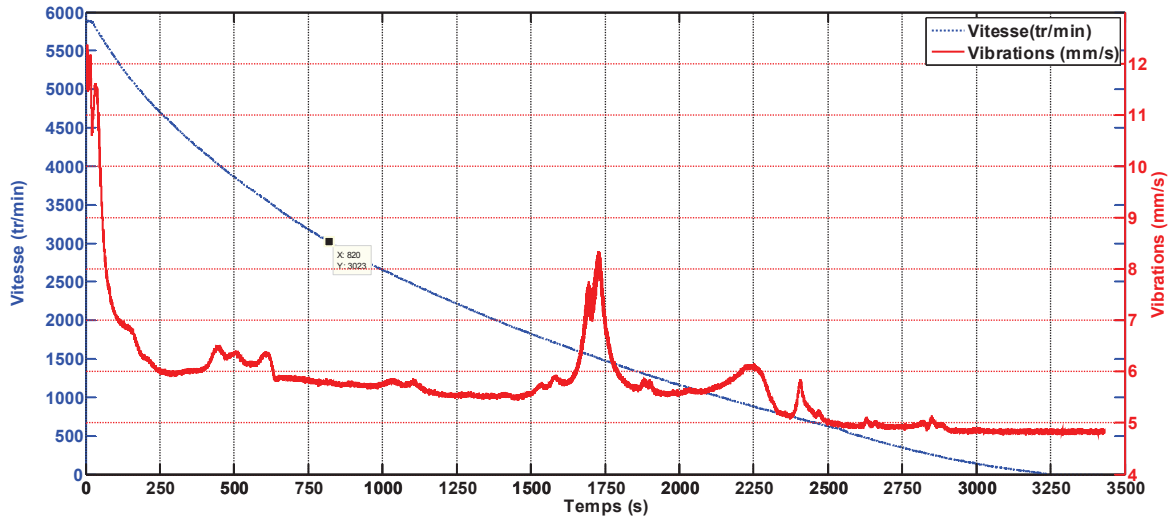


Figure IV-29 : Autodécharge et vibrations mesurés en Juillet 2013 (stator non – alimenté)

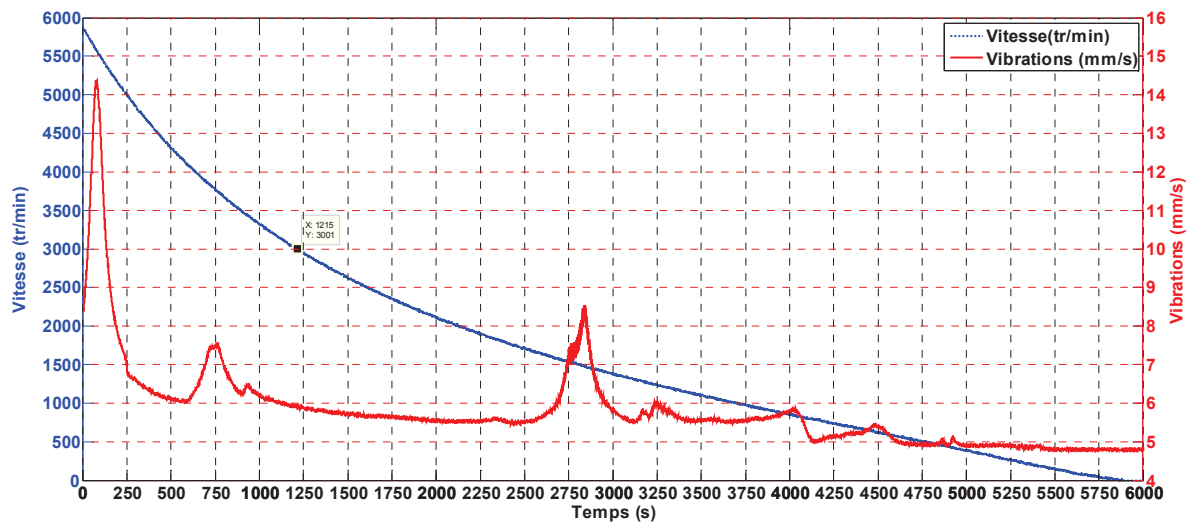


Figure IV-30 : Autodécharge et vibrations mesurés en Novembre 2013 (stator non – alimenté)

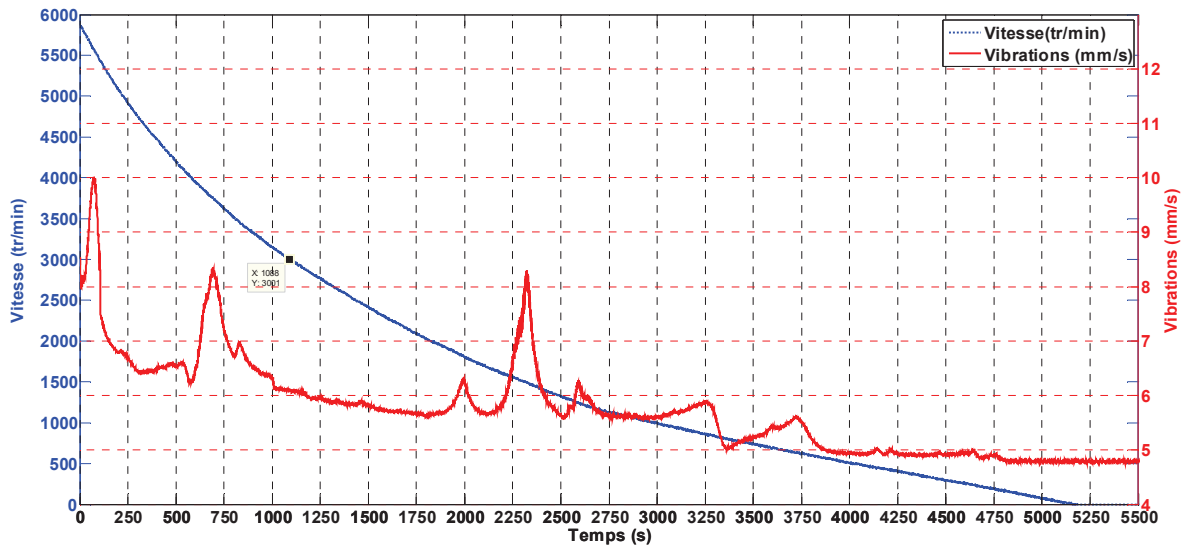


Figure IV-31 : Autodécharge et vibrations mesurés en Janvier 2014 (stator non – alimenté)

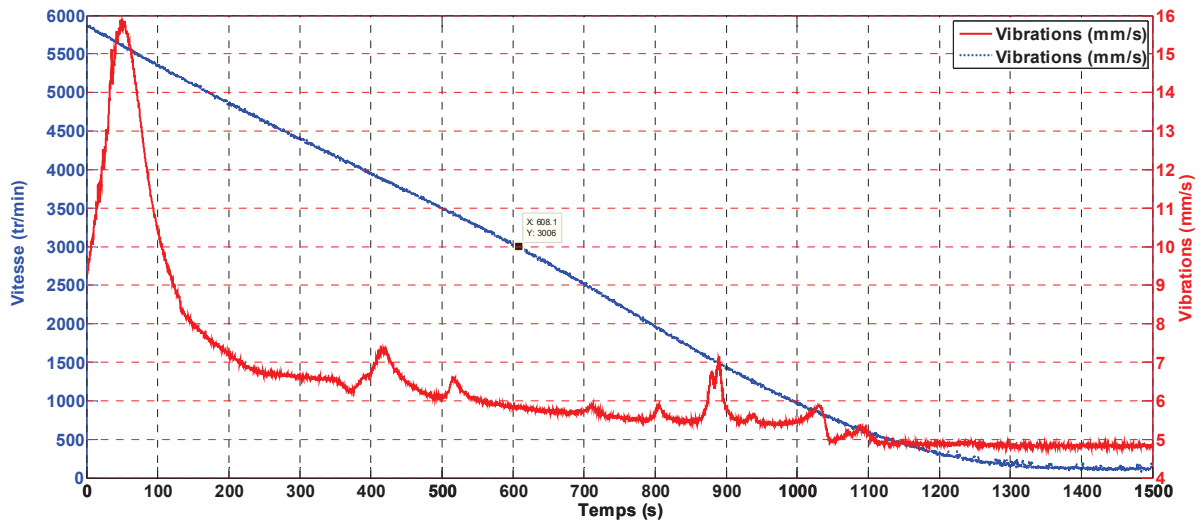


Figure IV-32 : Autodécharge et vibrations mesurés en Janvier 2014 (stator alimenté)



Figure IV-33 : Etat du SISE lors de la première livraison

IV.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, deux différentes technologies de SISE ont été étudiées : un SISE « bas de gamme » sans utilisation de vide, avec une machine asynchrone (MAS) et des roulements à billes, et un SISE « haut de gamme » avec utilisation de vide, une machine à réductance variable (MRV) et des paliers magnétiques. L'intérêt du SISE avec MRV réside dans le fait que le rotor de la machine électrique et le volant d'inertie forment un seul bloc. Le SISE avec MAS possède quant à lui deux blocs : le rotor de la machine électrique est relié par une liaison mécanique au volant d'inertie. Ce second système est donc moins robuste que le premier.

IV.7. REFERENCES

- [1] « Tecnia Research & Developpment (Derio, Espagne) ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.tecnalia.com/es/tecnalia/localizacion-sedes/derio-geldo-edificio-700/derio-geldo-edificio-700.htm>. [Consulté le: 04-févr-2013].
- [2] « Distributed Energy Resources Research Infrastructure (DERri) ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.der-ri.net/index.php?id=4>. [Consulté le: 06-oct-2013].
- [3] C. Abbezzot, « DERri: “SMOOTHING” project ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.der-ri.net/uploads/media/SMOOTHING_ID20120131-14.pdf. [Consulté le: 06-oct-2013].
- [4] « DER Test Facility (RSE-Lab) ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.der-ri.net/fileadmin/user_upload/RISOE/upload_research_infrastructure/RSE/RSE_DER_Test_Facility.pdf. [Consulté le: 06-oct-2012].
- [5] « Centre for Development and Demonstration of DER technologies (TECNALIA-LAB) ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.der-ri.net/fileadmin/user_upload/RISOE/upload_research_infrastructure/TECNALIA/TECNALIA_DER_Test_Facility_-_Microgrid.pdf. [Consulté le: 06-oct-2012].
- [6] B. Multon, « Principe et éléments de dimensionnement des machines à réductance variable à double saillance autopilotées », *Journ. Sect. Électrotechnique Club EEA 1993*, 1993.
- [7] D. F. Warne, *Génie électrotechnique*. Paris: Dunod, 2007.
- [8] C. Abbezzot, Q. T. Tran, P. Poggi, et M. Perrin, « Power smoothing with a Flywheel Energy Storage System (FESS) in a PV power generation system », présenté à 7th International Conference on PV-Hybrids and Mini-Grids, Bad Hersfeld, Germany, 2014.
- [9] « rosseta Technik GmbH », 22-janv-2013. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.rosseta.de/>. [Consulté le: 22-janv-2013].

CHAPITRE V : LISSAGE DE L'INTERMITTENCE PV

SOMMAIRE

V.1.	Introduction	119
V.2.	Compensation des variations de puissance	119
V.3.	Données PV de la journée du 13 novembre 2011	120
V.4.	Etat de l'art du lissage d'une puissance variable.....	121
V.4.1.	Superviseur 3-D	122
V.4.1.	Détermination de la constante de temps du filtre.....	123
V.5.	Contraintes sur la gestion du SISE	127
V.6.	Lissage de puissance d'une centrale PV de 15 kW et avec le volant d'inertie en prenant en compte une vitesse minimale de 3000 tr/min	129
V.6.1.	Détermination de la constante de temps T	129
V.6.2.	Gestion du SISE : Algorithme de contrôle/commande du SISE.....	129
V.7.	Résultats avec l'algorithme prenant en compte une vitesse minimale de 3000 tr/min 131	
V.7.1.	Résultats sur le lissage	131
V.7.2.	Résultats sur l'autodécharge	133
V.8.	Lissage de puissance d'une centrale PV de 15 kW et avec le volant d'inertie en prenant en compte une vitesse minimale nulle.....	135
V.8.1.	Analyse du fonctionnement du superviseur 3-D.....	135
V.8.2.	Détermination des équations des superviseurs.....	138
V.8.2.1.	Superviseur 3-D	138
V.8.2.2.	Superviseur 2-D	140
V.8.3.	Détermination des paramètres des fonctions de lissage.....	141
V.8.3.1.	Détermination de la constante de temps de la fonction de transfert.....	141
V.8.3.2.	Détermination de la pente maximale de la fonction limiteur de pente.....	141
V.9.	Résultats avec les superviseur 3-D et 2-D prenant en compte une vitesse minimale nulle 144	
V.9.1.	Comparaison des résultats du lissage des trois méthodes	144
V.9.1.	Résultats du lissage en faisant varier k	147
V.10.	Dimensionnement du volant pour du lissage.....	148
V.10.1.	Dimensionnement du moment d'inertie J	148

V.10.2.	Dimensionnement de la puissance du volant d'inertie.....	150
V.11.	Lissage et écrêtage avec le superviseur 2-D.....	150
V.12.	Conclusion.....	153
V.13.	Références.....	154

V.1. INTRODUCTION

Ce chapitre traite du lissage de la puissance photovoltaïque, P_{pv} , afin de pouvoir améliorer l'intégration de l'énergie photovoltaïque sur les réseaux électriques. C'est en effet une source d'énergie très peu contrôlable, notamment sa chute, et très peu prédictible. Nous allons voir dans ce chapitre comment pouvoir lisser localement P_{pv} en ayant accès à cette dernière puissance et à l'état de charge du volant. L'algorithme de lissage doit prendre en compte les limites physiques du système de stockage : le volant utilisé ayant en particulier une faible capacité de stockage et une forte autodécharge. Comment diminuer les variations du PV, qui peuvent aller jusqu'à plus de 70% de la puissance maximale en moins de trente secondes [1] en utilisant un tel système de stockage ?

V.2. COMPENSATION DES VARIATIONS DE PUISSANCE

Le rôle du système de stockage est de compenser les variations de la puissance photovoltaïque afin de pouvoir obtenir une puissance lissée, qui sera injectée sur le réseau (voir Figure V-1).

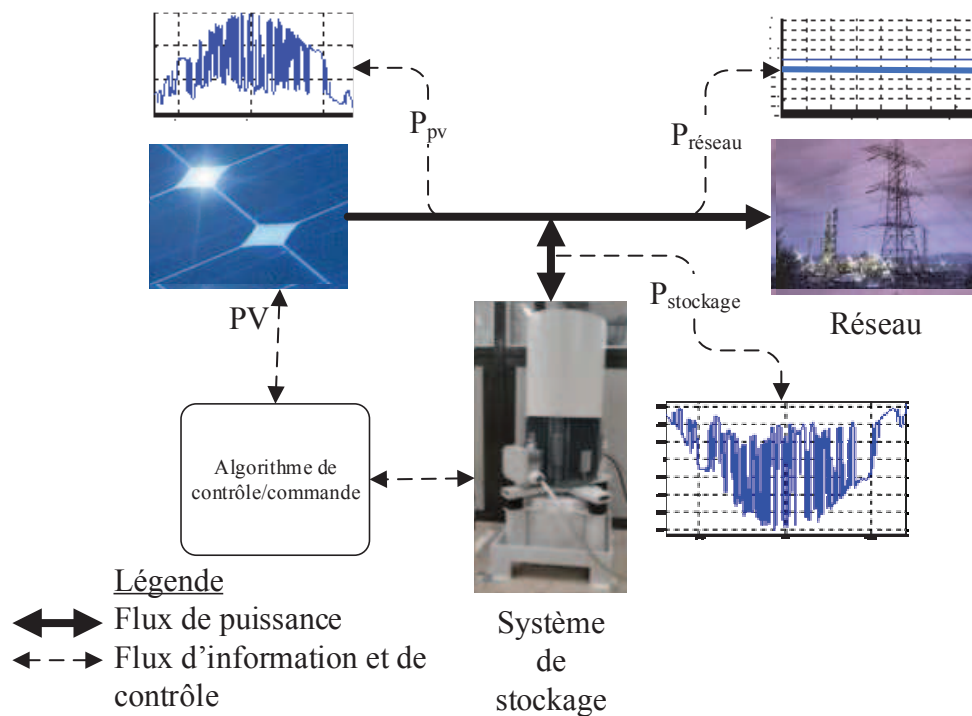


Figure V-1 : Système de stockage pour les applications de lissage de puissance

Un algorithme de contrôle/commande est nécessaire pour lisser la puissance PV. L'algorithme doit prendre des informations sur l'état du système de stockage (son état de charge, sa puissance instantanée, etc.) ainsi que sur le système PV (sa puissance instantanée). Il doit permettre également de piloter le système de stockage, et éventuellement, il peut agir sur les onduleurs du système PV afin de dégrader sa puissance. Dans les travaux que nous avons conduits durant

cette thèse, nous avons supposé que le système PV n'est pas piloté, les actions de contrôle/commande sont portées uniquement sur le système de stockage (volant d'inertie).

V.3. DONNEES PV DE LA JOURNEE DU 13 NOVEMBRE 2011

Nous allons prendre les données de la journée du 13 novembre 2011 d'une centrale PV de 15 kW_{AC} située à Ajaccio. Cette journée présente en effet une forte variabilité de la ressource solaire (d'autres journées de type 4 définies dans le chapitre I conviennent également). Les données ont été enregistrées au pas de temps de la seconde.

L'intermittence du PV peut être caractérisée par :

- Le minimum et le maximum de puissance PV, respectivement P_{pv_min} et P_{pv_max} ,
- Le temps de montée t_M de la puissance minimale à la puissance maximale,
- Le temps de chute t_C de la puissance maximale à la puissance minimale,
- La durée pendant laquelle le PV reste stable après une montée de la puissance,
- La durée pendant laquelle le PV reste stable après une chute de la puissance.

Nous allons nous intéresser aux variations du PV pendant une durée Δt dans la journée du 13 novembre 2011. Le calcul de la variation du PV (en pourcentage) proposé est le suivant :

$$Var = \frac{\Delta P(t)}{P_{pv_max}} 100 = \frac{P(t) - P(t - \Delta t)}{P_{pv_max}} 100 \quad (V-1)$$

Où :

- P_{pv_max} est la puissance maximale de la centrale ($P_{pv_max} = 15\,000\,W$),
- Δt est l'intervalle de temps sur lequel est calculée la variation. Nous allons prendre $\Delta t = 30\,s$ (proche de la constante de temps du volant d'inertie).

Sur la Figure V-2, les variations calculées du PV durant la journée du 13 novembre 2011 sont représentées. On note que le PV peut décroître ou croître jusqu'à 75% de sa puissance maximale en 30 secondes. Sur la figure 2, nous observons également que le PV peut être enveloppé par deux courbes (courbes discontinues noires sur le graphe de la Figure V-2), représentant les puissances inférieure et supérieure du PV.

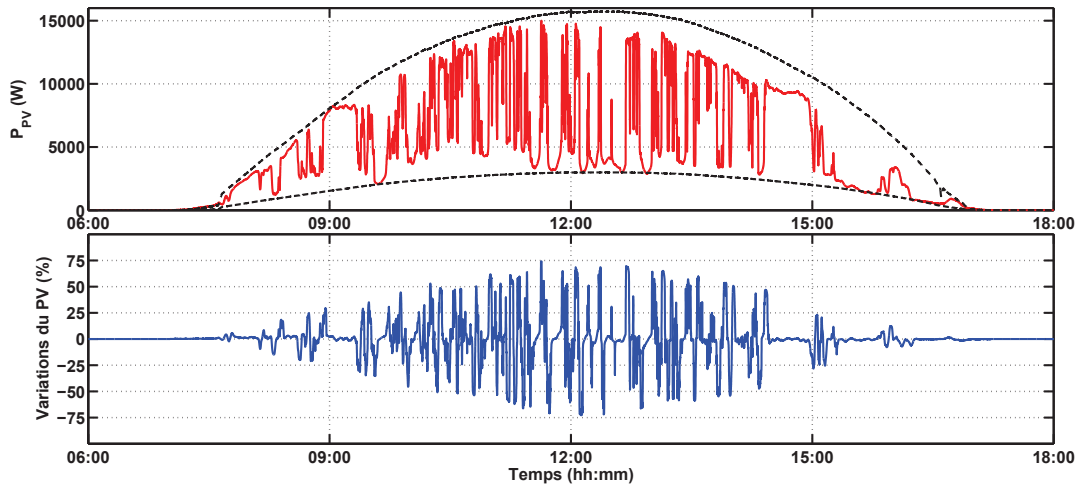


Figure V-2 : Variations du PV de la journée du 13 novembre 2011 à Ajaccio

V.4. ETAT DE L'ART DU LISSAGE D'UNE PUISSANCE VARIABLE

Précédemment, nous avons vu que le PV peut varier jusqu'à plus de 70% de sa puissance maximale en 30 secondes. Ces variations rapides sont connues comme pouvant nuire au bon fonctionnement d'un réseau électrique non interconnecté au réseau électrique continental. Bien que dans cette thèse, nous nous focalisons sur le lissage de la puissance photovoltaïque en utilisant un volant d'inertie, une recherche a été menée sur ce qui a été fait pour lisser une puissance variable quelconque avec différentes technologies de systèmes de stockage. Nous avons l'exemple de la plateforme Myrte à Ajaccio (Corse) [2], où une pile à combustible et un électrolyseur sont connectés à une centrale photovoltaïque de 560 kW_c et au réseau électrique insulaire de la Corse. L'article parle du lissage du PV avec ce système de stockage tout en respectant les exigences de l'Appel d'Offre de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de septembre 2011 [3]. On cherche à informer le gestionnaire de réseau électrique d'un profil de production pour le lendemain. Le volant d'inertie, contrairement à la pile à combustible, a une capacité énergétique moindre, mais il a l'avantage de pouvoir fournir une certaine puissance très rapidement. A la fin de ce chapitre, nous allons par ailleurs chercher à savoir comment il serait possible de faire de l'écrêtage avec ce système.

Hasegawa et al [6] développe des travaux dans lesquels le PV est lissé à l'aide d'un supercondensateur et d'un volant d'inertie. L'enceinte du volant a été remplie avec de l'hélium sous une atmosphère (800 W de pertes). Le volant et le supercondensateur ont chacun une puissance de 2,5 kW et une capacité énergétique de 10 kW_{min} (soit 167 Wh), la centrale PV a une puissance de 5 kW_c. Ces systèmes ont une capacité énergétique importante au vu de leur puissance et de celle de la centrale PV, avec lesquels il est obtenu de bons résultats.

Nous allons chercher à savoir s'il est possible de gérer un volant d'inertie avec une capacité énergétique moindre (environ 110 Wh) couplé à une centrale photovoltaïque de plus forte puissance, soit 15 kW pour le volant et la centrale.

Différentes méthodes telles que le filtre passe – bas (FPB), la fonction limiteur de pente (FL) et la moyenne glissante, ont été évaluées [7], pour l'application de lissage des énergies

renouvelables à l'aide d'une batterie électrochimique. Les simulations montrent des résultats surprenants : la fonction limiteur de pente consomment moins d'énergie, tandis que le filtre passe bas est le plus consommateur d'énergie. Nous allons vérifier de manière expérimentale si ces résultats sont valables pour le volant d'inertie. Pour ce faire, nous allons utiliser un superviseur avec trois dimensions (« Superviseur 3-D »), que nous allons décrire dans le prochain paragraphe.

V.4.1. Superviseur 3-D

Pour pouvoir lisser la puissance d'une éolienne, les auteurs de [4], [5] et [9] ont pris en compte deux contraintes :

- La saturation du volant d'inertie : celui-ci doit être maintenu entre la limite inférieure, c'est-à-dire la vitesse de base Ω_b de la machine électrique et la limite supérieure, donnée par la vitesse maximale Ω_{max} du volant.
- L'inertie J du volant, qui est limitée.

Les vitesses de base et maximale du volant utilisé dans leurs publications sont respectivement de 3000 tr/min et 6000 tr/min, et la puissance maximale de 3 kW. Ils ont mis en place un superviseur trois dimensions ayant en entrée la puissance lissée de l'éolienne $P_{\text{éolf}}$ et la vitesse du volant Ω , et en sortie une « puissance de réglage » $P_{\text{régl}}$. Leur superviseur permet de lisser n'importe quelle puissance variable. On utilisera les notations P_{var} et P_{varf} , au lieu de $P_{\text{éol}}$ et $P_{\text{éolf}}$. (voir Figure V-3). La puissance de réglage $P_{\text{régl}}$ est la puissance de référence du réseau ($P_{\text{réseau_réf}}$) que l'on souhaite injecter sur le réseau en prenant en considération les capacités du système de stockage à un instant t . On utilisera plutôt la notation $P_{\text{réseau_réf}}$ pour la puissance de réglage $P_{\text{régl}}$

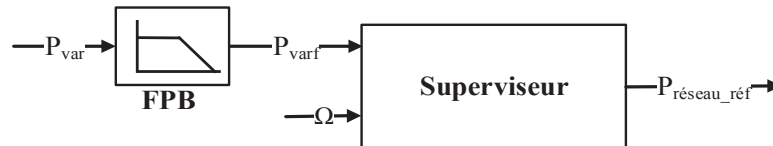


Figure V-3 : Schéma bloc du superviseur

La puissance lissée est obtenue à partir d'un filtre passe bas (FPB) d'une fonction de transfert du premier ordre ayant une constante de temps T (voir équation de Laplace ci-après).

$$P_{\text{varf}}(p) = \frac{P_{\text{var}}(p)}{T p + 1} \quad (\text{V-2})$$

$P_{\text{réseau_réf}}$ est calculée à partir de la vitesse instantanée Ω et la puissance filtrée P_{varf} . Une surface optimale de ce superviseur a été déterminée par l'intermédiaire de la logique floue. Cependant, le superviseur floue nécessitant une période d'échantillonnage très grande (900 μs) sur leur carte à microprocesseur, sa surface a été approximée par une surface plane inclinée, dont l'équation est la suivante :

$$P_{réseau_réf} = 0,63 P_{varf} + 0,52 \Omega - 0,17 \text{ [p.u.]} \quad (\text{V-3})$$

Dans l'équation (V-3), l'unité des puissances et de la vitesse est une unité réduite (*per unit, p.u.*). Pour obtenir la puissance en W, on multiplie la puissance donnée par la puissance maximale du générateur intermittent. Dans leur cas, cette puissance maximale est fixe au cours du temps. Dans notre cas, nous allons prendre une puissance maximale qui varie au cours du temps et qui a la forme d'une cloche (comme sur la Figure V-2). Il est en effet aisé d'estimer cette puissance.

La Figure V-4 représente la surface de ce superviseur. En soustrayant la puissance de référence du réseau ($P_{réseau_réf}$) à la puissance de la source variable (P_{var}), on obtient la puissance de référence du système de stockage :

$$P_{vi_réf} = P_{réseau_réf} - P_{var} \quad (\text{V-4})$$

Les variations brutales de la source de puissance variable sont ainsi absorbées par le volant d'inertie. $P_{réseau_réf}$ est ensuite réajustée en fonction de l'état de charge de ce dernier.

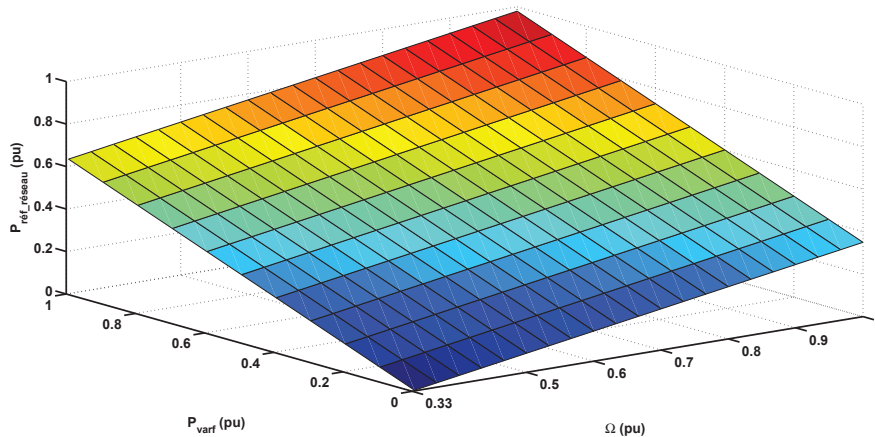


Figure V-4 : Evolution de la puissance de réglage en fonction de la vitesse et de la puissance variable filtrée

V.4.1. Détermination de la constante de temps du filtre

La constante de temps T du filtre doit être choisie en fonction de la capacité du système de stockage. On peut se placer dans le cas le plus restrictif : le volant accélère de la vitesse de base à la vitesse maximale pendant un temps le plus court possible. La Figure V-5 montre la réponse du filtre à un échelon de puissance. Sa réponse temporelle est de la forme :

$$P(t) = P_{nom} (1 - e^{-\frac{t}{T}}) \quad (\text{V-5})$$

L'aire grisée de la Figure V-5 (a) correspond à l'énergie que devra absorber et restituer le volant d'inertie et elle est égale à :

$$E = \int_0^{\infty} (P_{nom} - P(t)) dt = T P_{nom} \quad (V-6)$$

On a donc :

$$T P_{nom} = \frac{J \cdot (\Omega_{max}^2 - \Omega_b^2)}{2} \quad (V-7)$$

Soit :

$$T = \frac{J (\Omega_{max}^2 - \Omega_b^2)}{2 P_{nom}} \quad (V-8)$$

Le produit $T \times P_{nom}$ représente les aires grisées de la Figure V-5 que doit pouvoir absorber le volant (a) et qu'il doit pouvoir restituer (b). Dans la Figure V-5, une valeur de T de 25 s a été prise : le volant devra pouvoir absorber et restituer environ 104 Wh.

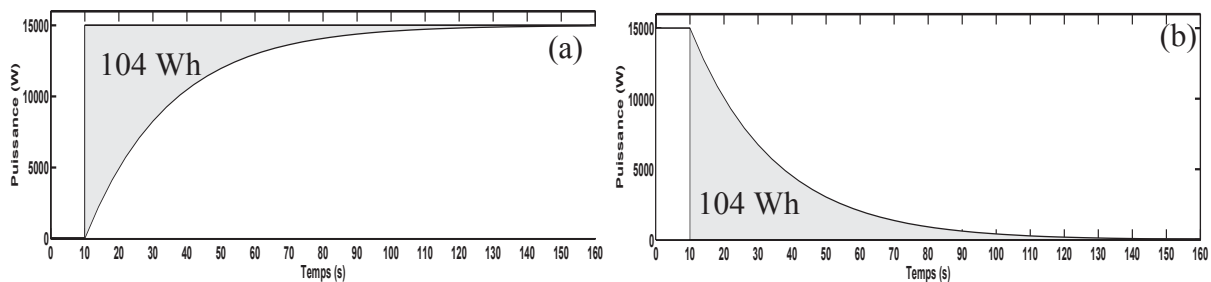


Figure V-5 : Réponse du filtre passe bas à un échelon de puissance

En réalité, la variation de la puissance PV est moins brutale comme on le voit sur la Figure V-2 : on ne passe pas rapidement d'une puissance nulle à la puissance maximale et vice versa. La valeur de T peut donc être supérieure à celle qu'on obtiendrait avec l'équation (V-8). De plus, une valeur plus importante de T permet d'améliorer le lissage. Dans la Figure V-6, une valeur de T identique à celle de la Figure V-5 a été prise, mais on a schématisé des « conditions réelles » de la variation du PV, où la puissance PV augmente (a) et chute (b) de 50% de la puissance maximale (15 kW) en 30 secondes, et où le PV a une puissance minimale (3 kW). Le volant stocke et déstocke moins de puissance (83 Wh) que dans le cas de la Figure V-5, où l'on est trop restrictif.

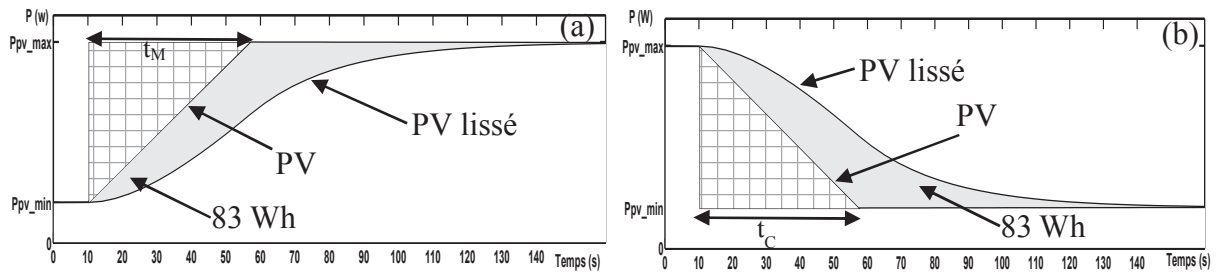


Figure V-6 : Réponse du filtre passe bas en prenant en compte la variation de la puissance PV

t_M et t_C sont respectivement les temps de montée et de chute du PV. Dans le cas le plus restrictif (où l'on prend également en compte la puissance PV minimale P_{pv_min}), ces temps valent :

$$t_M = \frac{\Delta t (P_{pv_max} - P_{pv_min})}{Var P_{pv_max}} \text{ et } t_C = \frac{\Delta t (P_{pv_min} - P_{pv_max})}{Var P_{pv_max}} \quad (V-9)$$

Où Var est la variation du PV en pourcentage de sa puissance maximale P_{pv_max} pendant la durée Δt ($Var \geq 0$ pour t_M , $Var < 0$ pour t_C). Bien évidemment, t_M et t_C ne sont pas forcément égaux. Ils dépendent de la variation Var du PV (quand le PV augmente et chute), de l'écart que fait le PV entre une valeur inférieure P_{pv_inf} et une valeur supérieure P_{pv_sup} (qui ne sont pas forcément les valeurs maximales et minimales). Dans le cas d'un échelon, $t_M = t_C = 0$ s. On cherche maintenant à savoir si la diminution de l'aire grisée est due seulement à la diminution de l'écart entre la puissance minimale (non nulle) et la puissance maximale, ou si la prise en compte des temps de montée t_M et de chute t_C du PV influe également sur la diminution de cette aire. Pour ce faire, le schéma blocs de la Figure V-7 a été implémenté sous Matlab/Simulink®.

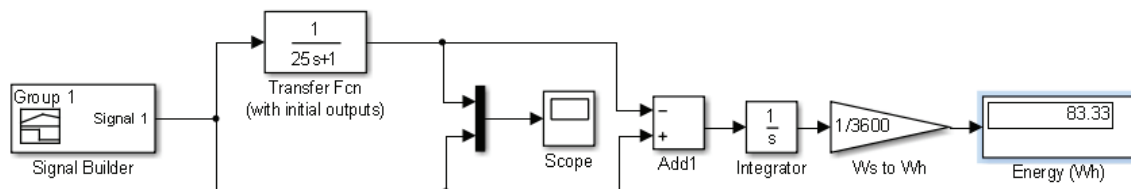


Figure V-7 : Schéma blocs Simulink® permettant d'observer la réponse du filtre passe-bas

Le bloc « Signal Builder » permet de construire le signal d'entrée du filtre. Nous avons pris :

- $P_{pv_max} = 15$ kW,
- $P_{pv_min} = 3$ kW,
- $T = 25$ s,
- Différentes valeurs de t_M et de t_C pour avoir un échelon, des variations égales à 50%, 60%, 80%, etc.

Après plusieurs simulations, on conclut que quelle que soit la variation du signal d'entrée (échelon et différentes valeurs de variation), l'aire grisée est la même, c'est-à-dire environ 83 Wh. Donc, t_M et t_C n'influent pas sur la valeur de la constante de temps T . Pour pouvoir optimiser le lissage, l'expression de la constante de temps T de l'équation (V-8) devient donc :

$$T = \frac{J (\Omega_{max}^2 - \Omega_b^2)}{2 (P_{pv_max} - P_{pv_min})} \quad (V-10)$$

Cependant après conversion électrique et mécanique, la quantité d'énergie utile qui sera stockée dans le volant d'inertie sous forme cinétique est la suivante :

$$E_u = \frac{J (\Omega_{max}^2 - \Omega_b^2)}{2} \quad (V-11)$$

L'équation (V-10) devient alors :

$$T = \frac{E_u}{(P_{pv_max} - P_{pv_min})} \quad (V-12)$$

Si on veut tenir compte du rendement η du système dans le sens de la charge (pour maximiser la charge du volant), l'équation (V-10) devient :

$$T = \frac{E_u}{(P_{pv_max} - P_{pv_min})} (2 - \eta) \quad (V-13)$$

On note un inconvénient à l'utilisation du filtre passe bas : il faudrait deux constantes de temps différentes pour obtenir un algorithme de lissage plus robuste, c'est-à-dire une pour la phase de charge du volant et l'autre pour la phase de décharge. En effet, la constante de temps optimale lors de la décharge devrait être :

$$T_{Décharge} = \frac{E_u}{(P_{pv_max} - P_{pv_min})} \eta \quad (V-14)$$

On a donc T (c'est-à-dire T_{Charge}) qui est supérieure à $T_{Décharge}$. Nous allons utiliser une seule valeur de constante de temps car il est impossible de modifier sa valeur dans la fonction de transfert sans passer par une recompilation du programme. On choisira la constante de temps de la phase de charge, donnée par l'équation (V-13). La vitesse du volant passera alors un peu en dessous de la vitesse de base Ω_b dans le cas critique où le PV chute de la puissance maximale à la puissance minimale.

V.5. CONTRAINTES SUR LA GESTION DU SISE

Avant d'envoyer la puissance de référence au volant d'inertie, il est nécessaire de passer par une fonction qui gère :

- Le démarrage du volant : si le volant est à l'arrêt et que la puissance de référence est en dessous d'un certain seuil, on n'active pas les convertisseurs (et donc, on n'alimente pas le volant avec cette puissance de référence). Il est nécessaire de gérer ainsi le démarrage du volant car si la puissance PV n'est pas élevée, mais est dans un état de régime permanent, une puissance de référence d'un faible niveau va être envoyée au volant sans pouvoir le faire démarrer. On aura alors une perte énergétique.
- La saturation du volant : lorsque la vitesse du volant atteint 5600 tr/min, on sature la consigne à -1 kW (seulement si la puissance de référence est inférieure).

On fait en sorte que l'algorithme envoie seulement 1 kW au volant lorsque sa vitesse atteint 5600 tr/min car lorsqu'on est proche de la vitesse maximale du volant et que la consigne est comprise entre -2 et -1,2 kW, le volant injecte des pics qui peuvent atteindre les 6 kW sur le réseau (la largeur d'un pic est d'environ 0,5 seconde). On peut observer ces pics sur la Figure V-8, où différentes consignes comprises entre -2,6 et -1 kW ont été appliquées à l'entrée du volant lorsque sa vitesse approchait la valeur maximale. Dans la Figure V-9, le graphe de la Figure V-8 est zoomé, et la consigne ainsi que la vitesse du volant y figurent afin de comprendre dans quelles conditions ces pics de puissance apparaissent. A $t = 350$ s, le volant est saturé : les consignes inférieures à -1,2 kW ne sont pas prises en compte (le volant ne peut plus absorber de la puissance, il consomme -1,2 kW pour maintenir sa vitesse maximale du moment où la puissance de référence est inférieure à cette valeur). A $t = 425$ s, la puissance de référence est augmentée et passe à 1,1 kW : le volant consomme cette valeur de puissance. Puis à $t \approx 460$ s, la consigne passe à 1 kW, et la vitesse commence à décroître (le volant est en autodécharge).

On va donc éviter que le volant fonctionne dans cette zone sensible et instable, qui se produit lorsque la vitesse maximale est presque atteinte et lorsque la puissance de référence à l'entrée du volant est comprise entre -2 et 1,2 kW. Cela est sans dû au fait que la vitesse du champ tournant dans la machine électrique devient inférieure à celle du rotor.

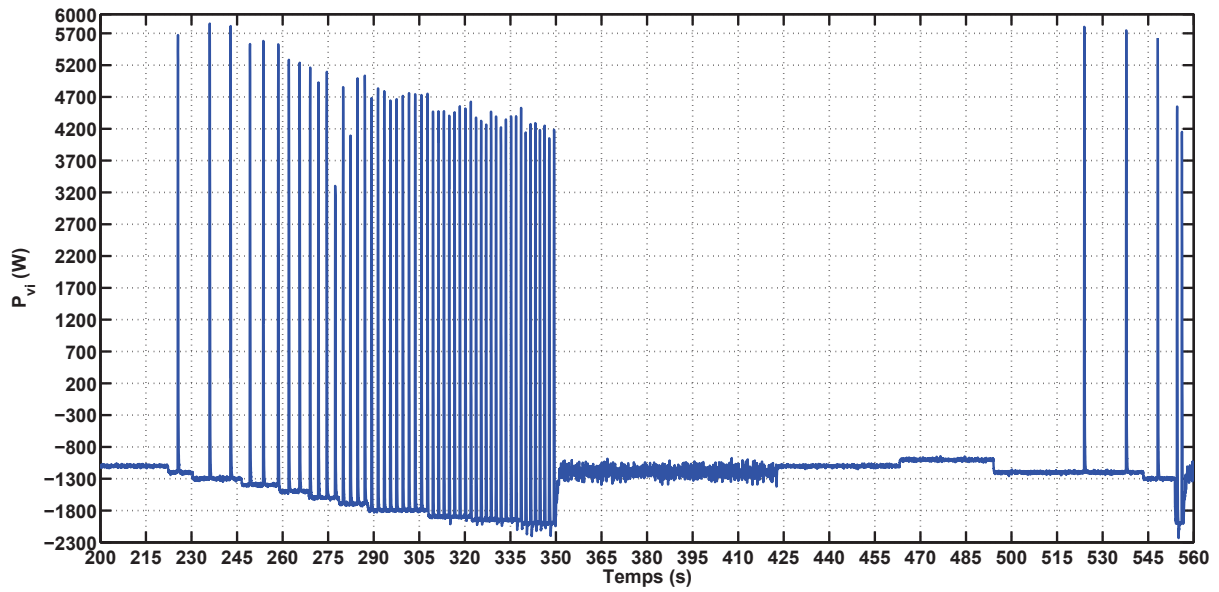


Figure V-8 : Injection de pics de puissance sur le réseau

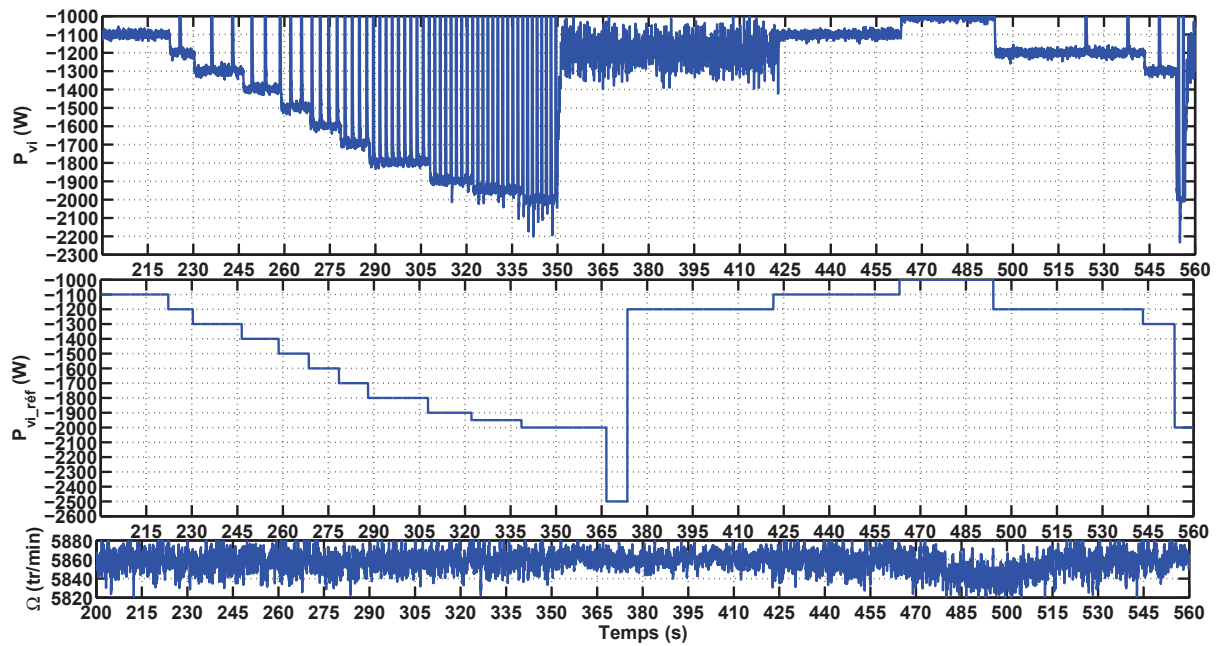


Figure V-9 : Injection de pics de puissance sur le réseau lorsque le volant est proche de sa vitesse maximale et que la consigne est entre -2 kW et -1,2 kW (zoom de la figure précédente)

V.6. LISSAGE DE PUISSANCE D'UNE CENTRALE PV DE 15 kW ET AVEC LE VOLANT D'INERTIE EN PRENANT EN COMPTE UNE VITESSE MINIMALE DE 3000 TR/MIN

V.6.1. Détermination de la constante de temps T

Les auteurs ([4], [5] et [9]) du superviseur de la Figure V-4 ont calculé sa surface de manière à ce que la vitesse du volant soit comprise entre 3000 et 6000 tr/min. La vitesse maximale du volant est de 5880 tr/min et la vitesse de base du volant est de 3000 tr/min. Ces valeurs correspondent à celles du volant des auteurs cités ci-dessus.

Pour éviter les problèmes de pics d'injection de puissance sur le réseau évoqués précédemment, nous allons prendre $\Omega_{\max} = \Omega_{\text{sup}} = 5600$ tr/min. Sur les données PV que nous allons lisser, $P_{\text{pv_min}} \approx 3$ kW, $P_{\text{pv_max}} \approx 15$ kW, et le pourcentage de la variation maximale vaut environ 60%. En utilisant l'équation (V-13), la constante T vaut alors environ 25 s pour un rendement de 85%.

V.6.2. Gestion du SISE : Algorithme de contrôle/commande du SISE

La Figure V-10 résume l'algorithme de lissage utilisant le superviseur dans [4], [5] et [9] pour le cas du PV. Le bloc « Gestion du démarrage et de la saturation du volant » est programmé à l'aide de l'outil Stateflow[®] de Matlab/Simulink[®]. La Figure V-11 donne le détail de l'algorithme de gestion, utilisé dans Stateflow[®].

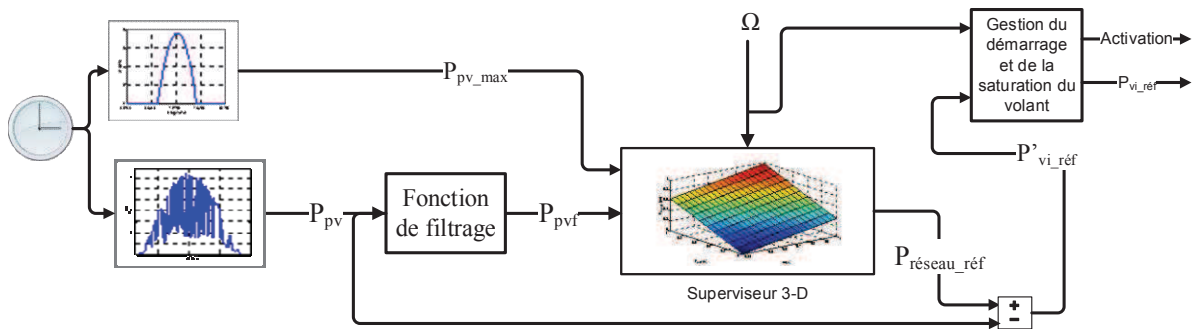


Figure V-10 : Schéma blocs de l'algorithme de lissage avec le superviseur 3-D utilisé dans [4], [5] et [9], et prise en compte de la puissance maximale du PV

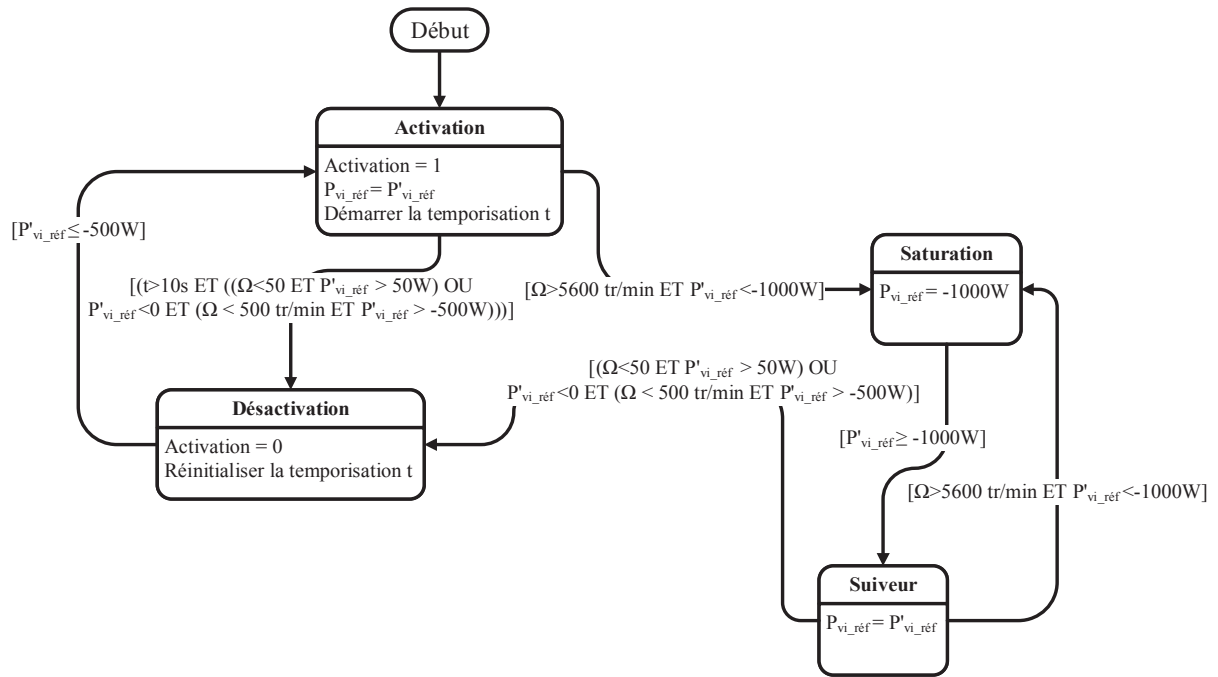


Figure V-11 : Détail de l'algorithme de gestion du démarrage et de la saturation du volant

Au début, la tâche « Activation » est activée par défaut. Cette tâche est désactivée seulement si :

- Les conditions de saturation de la consigne sont remplies,
- Ou celles de désactivation de la commande du volant.

Dans la transition de la tâche « Activation » à la tâche « Désactivation », une temporisation a été mise en place pour éviter les oscillations entre l'une et l'autre lorsque $P'_{vi_réf}$ varie autour de -500 W. Le volant est désactivé quand :

- Il est complètement déchargé et que l'algorithme lui demande encore d'injecter de la puissance sur le réseau ($\Omega < 50$ tr/min ET $P'_{vi_réf} > 50$ W),
- Sa vitesse est inférieure à 500 tr/min et que l'algorithme lui envoie une consigne de charge supérieure à -500 W : dans cette condition le volant est en autodécharge, il vaut mieux le désactiver pour diminuer les pertes électriques ($P'_{vi_réf} < 0$ ET ($\Omega < 500$ tr/min ET $P'_{vi_réf} > -500$ W)).

V.7. RESULTATS AVEC L'ALGORITHME PRENANT EN COMPTE UNE VITESSE MINIMALE DE 3000 TR/MIN

V.7.1. Résultats sur le lissage

La Figure V-12 résume les résultats sur le lissage en utilisant le superviseur 3-D représenté par l'équation (V-3). Les lignes discontinues rouges sont des données du PV brut sans lissage (puissance et variation) ; les lignes continues bleues représentent la puissance lissée injectée sur le réseau ($P_{vi} + P_{pv}$), la vitesse du volant, l'énergie perdue au cours de ce cycle de lissage et les variations de la puissance injectée sur le réseau après lissage ; la ligne continue rouge est la puissance filtrée du PV (P_{pvf}) ; la ligne discontinue jaune la puissance de référence du réseau ($P_{réseau_réf}$)

Un échantillon de 3000 secondes de données PV a été choisi pour tester les algorithmes de lissage (entre 10h55 et 11h50). L'échantillon a été choisi de manière à avoir des cas où :

- le PV passe d'une certaine puissance à une puissance maximale en un temps assez court,
- de même, le PV chute d'une certaine puissance à une puissance minimale en un temps assez court,
- le PV reste pendant un certain temps à une puissance proche de la puissance maximale (il n'y a pas de variation pendant cette période),
- de même, le PV reste pendant un certain temps à une puissance proche de la puissance minimale (il n'y a pas de variation pendant cette période).

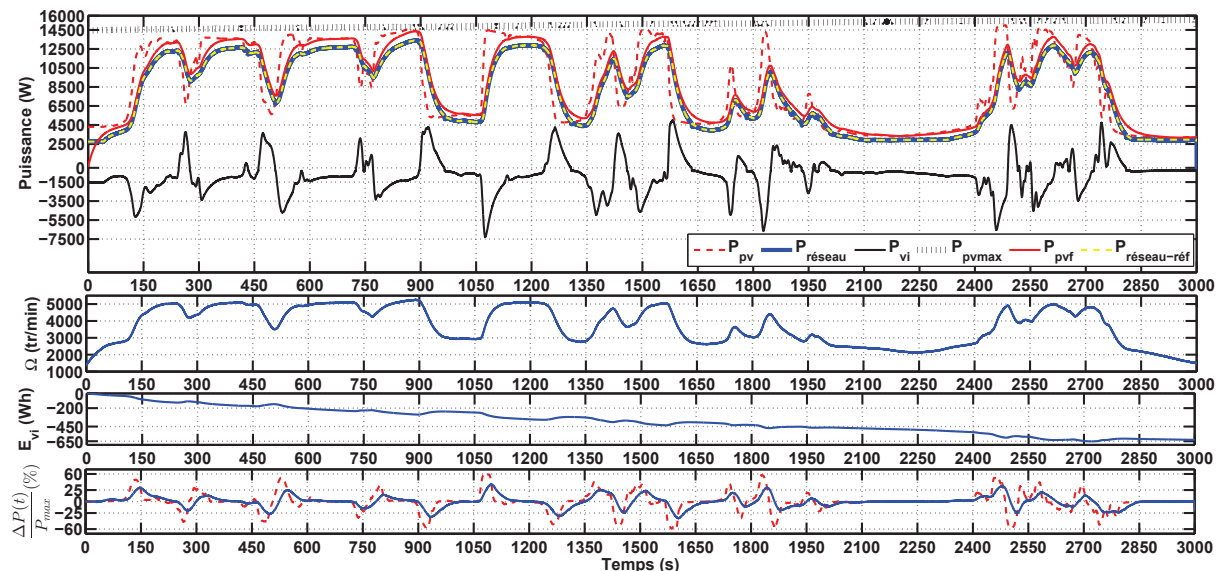


Figure V-12 : Résultats du lissage en utilisant le superviseur 3-D représenté par l'équation (V-3) et une constante de temps $T = 25$ s.

Sur la Figure V-12, nous pouvons constater que le PV (ligne rouge discontinue) augmente brutalement peu après $t = 1050$ s, il chute brutalement entre $t = 1500$ s et $t = 1650$ s, il reste constant pour $t \in [600 \text{ s} ; 700 \text{ s}]$ et pour $t \in [2100 \text{ s} ; 2250 \text{ s}]$ (P_{pv} vaut respectivement environ 13,5 kW et 3,4 kW).

Le volant arrive à suivre la puissance de référence du réseau fixée par le superviseur 3-D ($P_{réseau}$ et $P_{réseau_réf}$ sont superposées). Rappelons que $P_{réseau_réf}$ est fixée en fonction de l'état de charge du volant à un instant t , de son inertie et de la variation du PV. On peut noter que la puissance P_{pvf} filtrée par la fonction de transfert ne coïncide pas avec la puissance réellement filtrée par le volant et injectée sur le réseau. Plus l'inertie du volant est importante plus on se rapprochera de cette puissance P_{pvf} .

Pour évaluer la qualité du lissage, la variation de la puissance injectée sur le réseau $P_{réseau}$ est comparée à celle de la puissance brute du PV, P_{pv} dans le dernier sous-graphique de la Figure V-12. Sans le volant, la puissance injectée chute jusqu'à -60% de la puissance maximale en 30 secondes (à $t = 1596$ s), et augmente jusqu'à 59% de la puissance maximale (à $t = 1079$ s). En utilisant le volant et cet algorithme, ces variations passent respectivement à -36% et à 38%.

Par ailleurs, l'énergie perdue au cours de ce cycle est d'environ 630 Wh. Sur toute la durée du cycle, le PV produit environ 7,1 kWh. Le rendement de lissage global est donc de 91%, soit environ 9% de l'énergie est perdue dans le volant d'inertie. Une attention particulière est à porter sur la valeur de ce rendement. Ce rendement est calculé ici sur cet échantillon de données PV pour pouvoir comparer les différents algorithmes de lissage, mais il n'est pas à être généralisé. Ce rendement dépend en effet de la puissance à la sortie de la centrale PV.

Le calcul du rendement est donné par l'équation suivante :

$$\eta_{pv-vi} = \frac{\int_0^{3000} (P_{PV} - P_{pertes}). dt}{\int_0^{3000} P_{PV}. dt} \quad (V-15)$$

Où P_{pertes} correspond à la puissance perdue dans le volant. En simplifiant, cette équation devient :

$$\eta_{pv-vi} = 1 - \frac{P_{pertes}}{P_{PV}} \quad (V-16)$$

L'équation (V-16) montre qu'en utilisant le même volant (même puissance), plus la puissance produite par la centrale PV est importante meilleure sera le rendement, les pertes dans le volant étant constantes lorsque ce dernier a atteint sa vitesse maximale.

Le but de l'algorithme utilisé est de lisser la puissance PV tout en maintenant la vitesse du volant au-dessus de la vitesse minimale que l'on s'est fixée, c'est-à-dire 3000 tr/min. L'algorithme arrive ainsi à maintenir la vitesse du volant au-dessus des 3000 tr/min, sauf aux alentours de $t = 1350$ s, de $t = 1650$ s, entre $t = 1950$ s et $t = 2400$ s, et après $t \approx 2780$ s. Ce

passage en dessous de la vitesse de base est dû au léger surdimensionnement de T dans le cas de la chute du PV. Le prochain paragraphe a pour objet de montrer que le passage en dessous de ce niveau de vitesse est également dû à l'autodécharge du volant.

V.7.2. Résultats sur l'autodécharge

Si on considère que le volant peut atteindre au maximum la vitesse de 5600 tr/min pendant le cycle de lissage, à 1500 tr/min, l'état de charge du volant est de 7%, à 1000 tr/min, 3% et à 500 tr/min 0,8%. Lorsque la vitesse du volant est en-dessous de 1000 tr/min et lorsqu'il en est en autodécharge, nous considérons que cette autodécharge n'est pas critique et cette autodécharge ne sera pas prise en compte (en dessous de 1000 tr/min, on va perdre au maximum 3% de sa charge totale, soit environ 3 Wh). L'algorithme qui vérifie si le volant est en autodécharge ou non est donné sur la Figure V-13.

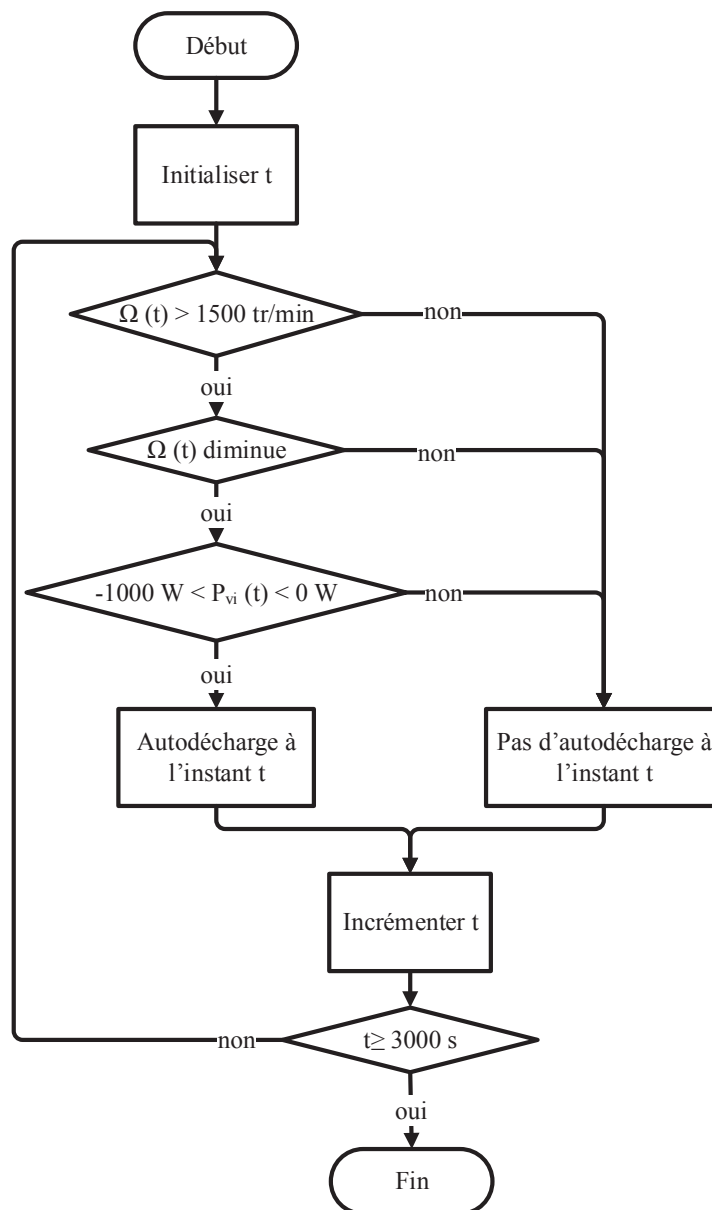


Figure V-13: Algorithme vérifiant si le volant est en autodécharge

On cherche à vérifier la diminution de la vitesse sans être influencé par le bruit du signal. Pour ce faire, on calcule la moyenne du signal de la vitesse sur une durée Δt de part et d'autre de t , et on compare les deux moyennes. On obtient l'équation suivante :

$$\Delta\Omega(t) = \frac{\sum_{i=t}^{i=t+\Delta t} \Omega(i) - \sum_{i=t}^{i=t-\Delta t} \Omega(i)}{N} \quad (V-17)$$

Où N est le nombre de données dans l'intervalle Δt .

Par ailleurs, pour une vitesse voisine de 5600 tr/min, le volant est en autodécharge seulement dans les cas où $P_{vi}(t)$ est comprise entre -1000 W et 0 W : si $P_{vi}(t)$ est positive, le volant est alors en train de se décharger (il est normal que sa vitesse diminue dans ce cas). De plus, on a vu qu'une puissance de -1 kW est nécessaire pour le maintenir autour d'une vitesse de 5600 tr/min.

Dans la figure suivante, nous avons les résultats d'autodécharge, détecté par l'algorithme de la Figure V-14 avec différentes valeurs de Δt .

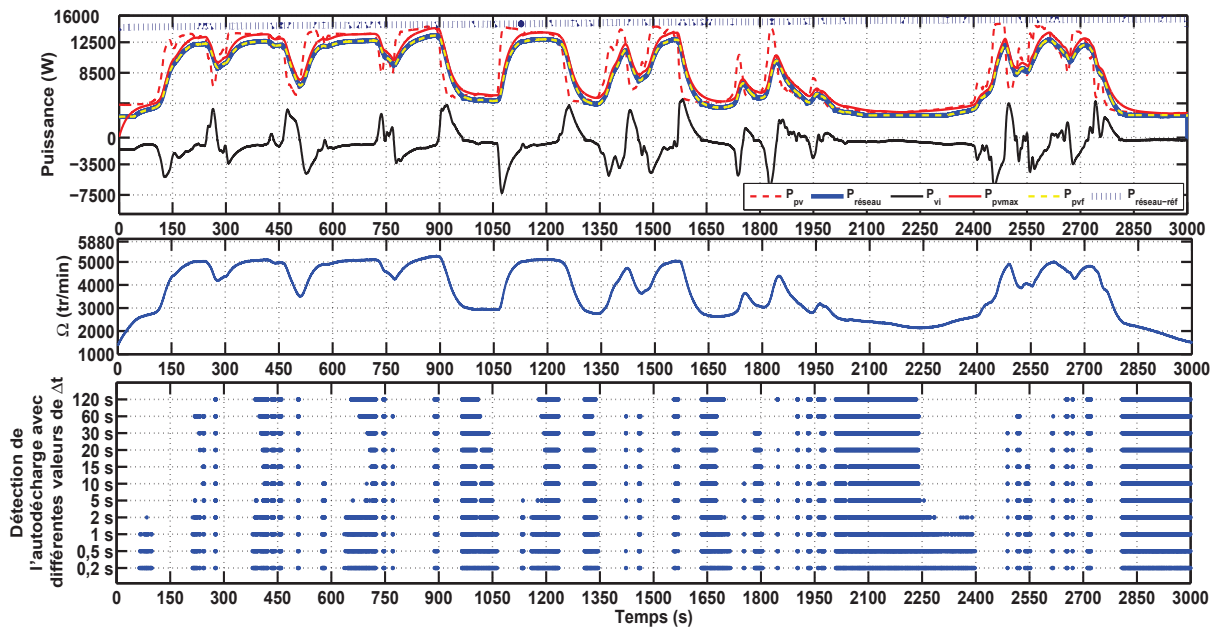


Figure V-14 : Détection de l'autodécharge pour l'algorithme de lissage utilisant l'équation (V-3) et une fonction de transfert avec $T = 25$ s

Si l'on étudie la puissance du volant et sa vitesse entre $t = 2100$ s et $t = 2250$ s, nous remarquons que le volant est en autodécharge : sa puissance est quasi-nulle et sa vitesse diminue. Après $t = 2250$ s, la vitesse augmente. Les algorithmes utilisant un Δt supérieur à 5 secondes arrivent à bien détecter cette autodécharge. Pour la suite, nous prendrons $\Delta t = 5$ s.

Si on considère donc $\Delta t = 5$ s, pendant les 3000 s de lissage, le volant est en autodécharge pendant 25% du temps. Nous allons modifier l'algorithme de façon à diminuer ce temps d'autodécharge.

V.8. LISSAGE DE PUISSANCE D'UNE CENTRALE PV DE 15 kW ET AVEC LE VOLANT D'INERTIE EN PRENANT EN COMPTE UNE VITESSE MINIMALE NULLE

Le but de cette partie est de diminuer l'autodécharge du volant. Il faudrait que la vitesse du volant soit nulle quand la puissance PV est minimale et stable. En effet, si nous savons qu'à un jour donné, la centrale PV fournira une puissance minimale, il ne faut pas avoir de l'énergie en stock dans le volant car le PV ne fera qu'augmenter par rapport à cette puissance minimale (le SISE n'est utilisé seulement qu'à partir d'une puissance minimale de la centrale).

V.8.1. Analyse du fonctionnement du superviseur 3-D

Dans le but d'effectuer des modifications au précédent algorithme de lissage de puissance PV pour diminuer l'autodécharge, nous allons analyser le fonctionnement du superviseur 3-D de la Figure V-4.

L'unité, qui a été utilisée, est une unité réduite (sans dimension), ou *per unit (pu)*. Nous allons plutôt nous orienter vers des unités avec dimension. En effet, dans notre cas, la puissance du volant et la puissance du PV sont identiques. Mais dans le cas où ces deux puissances sont différentes, cela risque de poser problème sur la gestion du volant, notamment sur les valeurs de $P_{\text{réseau_réf}}$. L'axe des z, c'est-à-dire $P_{\text{réseau_réf}}$, est la combinaison de la puissance du PV et celle du volant. Si on a des puissances différentes, on aura des valeurs maximales différentes, la normalisation de l'axe des z et le principe de fonctionnement du superviseur 3-D seraient alors plus compliqués à comprendre.

Considérons que nous nous trouvons au point de fonctionnement M sur la surface du superviseur (voir Figure V-15). Le PV chute, donc le volant commence à débiter de la puissance sur le réseau. Sa vitesse diminue d'une variation $\Delta\Omega$. P_{pvf} diminue également avec une variation ΔP_{pvf} . Le point de fonctionnement du superviseur devient alors N, et la puissance de référence du réseau $P_{\text{réseau_réf}}$ diminue alors de $\Delta P_{\text{réseau_réf}}$. Et vice versa, si le PV augmente.

$\Delta P_{\text{réseau_réf}}$ dépend de :

- $\Delta\Omega$, donc du moment d'inertie J,
- ΔP_{pvf} (plus la constante de temps T de la fonction de transfert est grande, plus ΔP_{pvf} évoluera lentement),
- De la pente de la surface du superviseur.

Pour un volant d'inertie donné avec un moment d'inertie J, la pente du superviseur ainsi que la constante de temps T doivent être optimisées de façon à ce que le volant ne soit pas saturé lors de la phase de montée du PV, et de façon à ce qu'il possède suffisamment d'énergie pour faire face à une chute de puissance. Le point A correspond à la quantité minimale de puissance à injecter sur le réseau quand P_{pv} est faible et que le volant est complètement déchargé. Si nous n'avons pas cette quantité minimale la vitesse du volant restera à zéro, c'est-à-dire le volant ne

sera donc pas chargé. Le point B correspond à la quantité de puissance à injecter sur le réseau lorsque le volant est complètement chargé et que P_{pv} est proche de la valeur maximale. Ce point doit donc être choisi de façon à ce que la vitesse du volant atteigne sa valeur maximale uniquement lorsque la centrale PV débite sa puissance maximale, et de façon à avoir une partie de cette puissance qui soit utilisée pour maintenir le volant à sa vitesse maximale. De cette manière le volant pourra faire face à une chute éventuelle du PV. La fixation du point C permet de décider la puissance à injecter sur le réseau, lorsque le volant est faiblement chargé et que P_{pvf} a atteint la puissance maximale. La localisation du point D est alors fixée par défaut. En effet, en ayant fixé les points A et B, le choix du point C met en rotation le plan du superviseur autour de l'axe (AB).

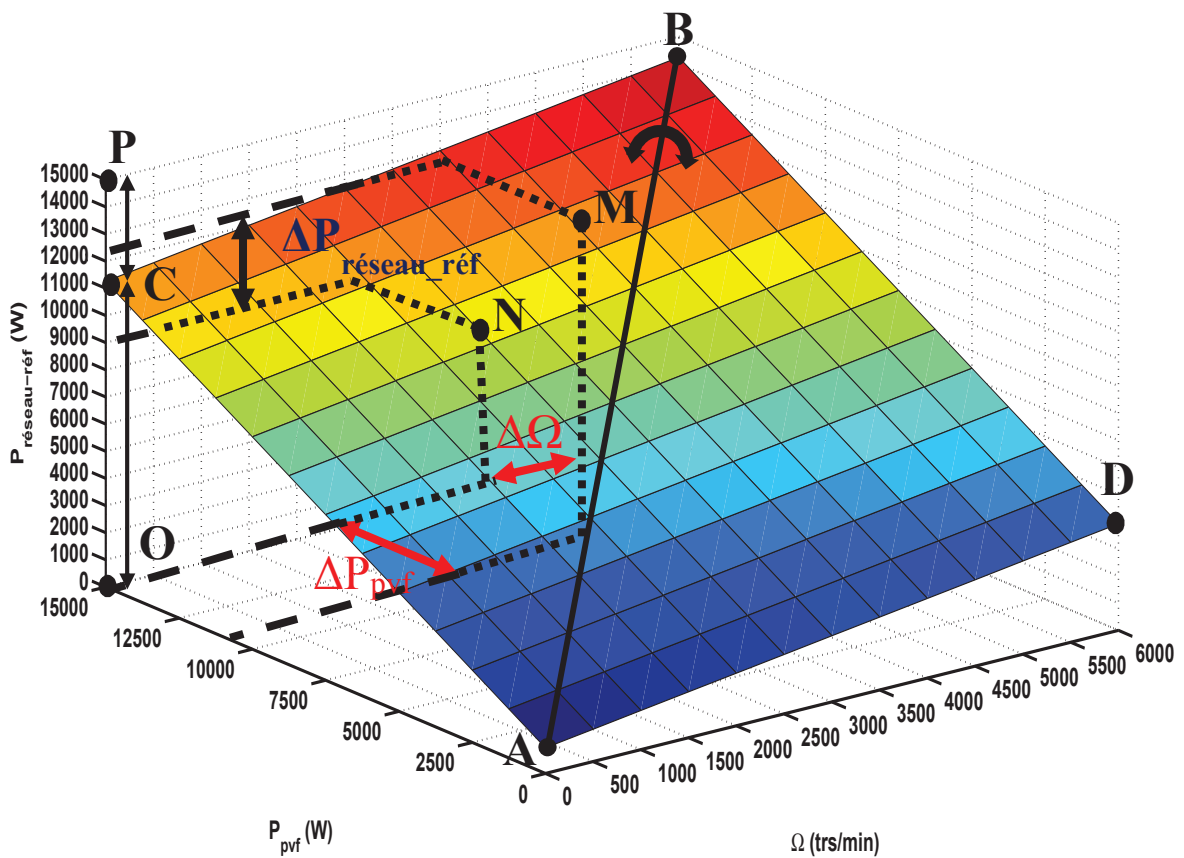


Figure V-15 : Analyse du fonctionnement du superviseur 3-D

Plus le segment [OC] est grand, plus la fonction de filtrage (dont la sortie est P_{pvf}) aura de l'influence sur le lissage, et au contraire l'inertie du volant aura moins d'influence sur le lissage.

Nous avons trois cas possible sur la localisation du point C :

- Le point C est confondu avec le point P (puissance maximale de la centrale PV) : $P_{réseau_réf}$ ne dépend plus de la vitesse Ω et dépend que de P_{pvf} . Ce cas extrême est à écarter, car on ne pourra pas gérer la charge et la saturation du volant.

- Le point C se trouve entre les points O et P, mais n'est pas confondu avec ces points. Sa localisation doit alors être choisie de manière à optimiser l'influence de l'inertie et de la fonction de lissage.
- Le point C est confondu avec l'origine O de l'axe des z : $P_{\text{réseau_réf}}$ ne dépend alors que de la vitesse Ω . Nous allons également tester ce cas.

Lorsqu'on est dans le dernier cas, le superviseur perd une dimension et devient celui de la Figure V-16 (exemple). Son schéma blocs est représenté dans la Figure V-17. Dans cet exemple, le superviseur n'envoie pas de puissance au volant si la puissance du PV est inférieure à 3 kW (toute la puissance du PV est injectée au réseau). Si la puissance PV est maximale (15 kW), 14 kW sont alors injectées sur le réseau et une puissance de 1 kW est réservée pour maintenir le volant autour de 5500 – 5600 tr/min.

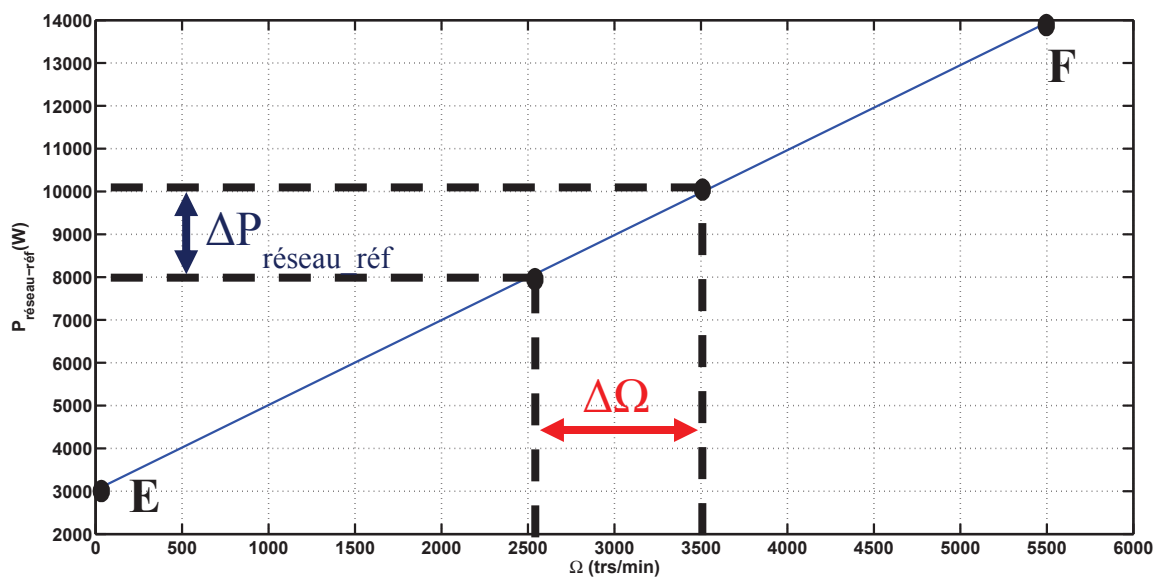


Figure V-16 : Exemple de superviseur 2-D

Dans la Figure V-10, uniquement $P_{\text{pv_max}}$ a été utilisée pour calculer la pente de la surface du superviseur 3-D. Nous allons maintenant utiliser également $P_{\text{pv_min}}$ pour calculer la pente de la surface du superviseur 3-D, et également celle de la droite du superviseur 2-D (voir les schémas blocs aux Figure V-17 et Figure V-18).

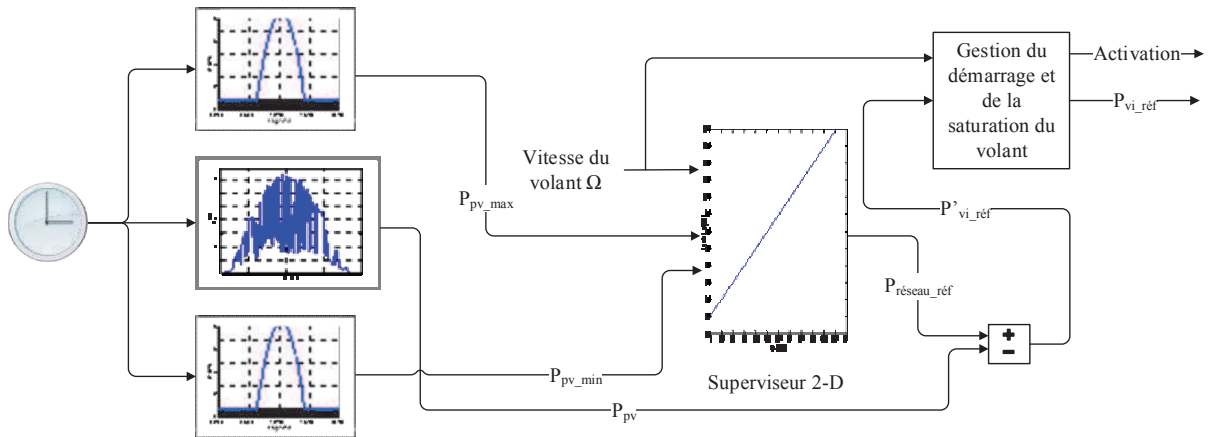


Figure V-17 : Schéma blocs du superviseur 2-D

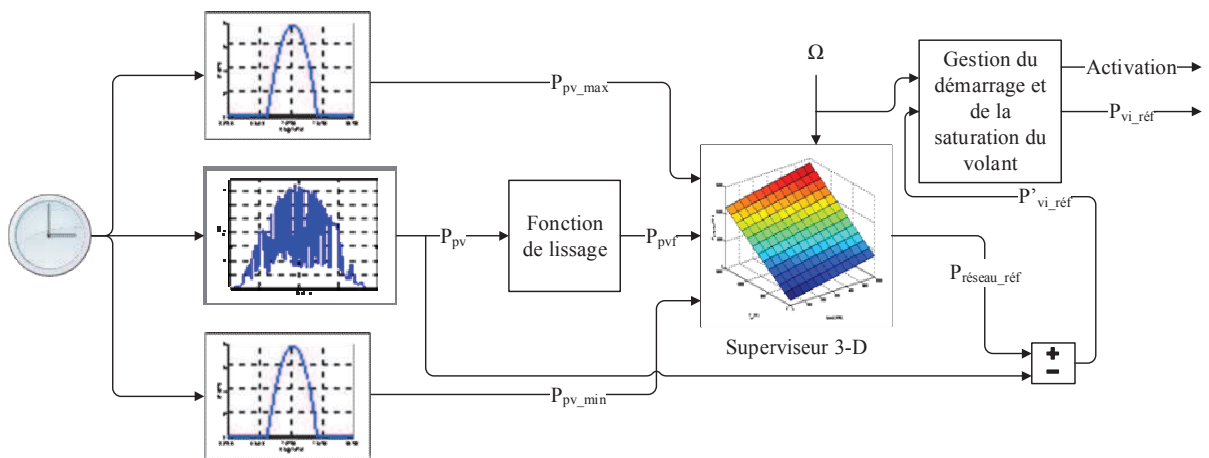


Figure V-18 : Nouveau schéma blocs du superviseur 3-D (ajout de P_{pv_min})

V.8.2. Détermination des équations des superviseurs

V.8.2.1. Superviseur 3-D

L'équation de la surface du superviseur 3-D est de la forme :

$$P_{réf_réseau} = S_1 P_{pvf} + S_2 \Omega + S_3 \quad (V-18)$$

Les trois inconnus S_1 , S_2 et S_3 sont déterminés en résolvant le système d'équations écrites à partir des coordonnées des points A, B et C de la Figure V-15.

Au paragraphe précédent, nous avons décidé que si la centrale PV débite la puissance minimale qui a été prévue, cette puissance sera entièrement injectée sur le réseau. Les coordonnées du point A sont donc : ($\Omega = 0$ tr/min ; $P_{pvf} = P_{pv_min}$; $P_{réseau_réf} = P_{pv_min}$). Avoir une vitesse nulle, lorsque la puissance PV est minimale et constante, permet de diminuer l'autodécharge.

Lorsque que la centrale PV fournit une puissance proche de la maximale, on souhaite que la vitesse du volant atteigne $\Omega_{sup} = 5600$ tr/min et qu'on alimente le volant avec $P_{pertes} = 1$ kW pour maintenir sa vitesse autour de Ω_{sup} .

Les coordonnées du point B sont donc : $(\Omega_{sup} ; P_{pv_max} ; P_{pv_max} - P_{pertes})$.

On désire ensuite injecter une certaine proportion k de la puissance PV au réseau et le reste au volant lorsque ce dernier est faiblement chargé et que le PV augmente fortement. k est un nombre sans dimension compris entre 0 et 1. On obtient ainsi les coordonnées du point C : $(0$ tr/min ; $P_{pv_max} ; k P_{pv_max})$.

Maintenant qu'on a trois points de la surface du superviseur 3-D, dont on connaît les coordonnées, on va pouvoir déterminer l'équation de ce superviseur en résolvant ce système d'équations :

$$\begin{cases} P_{pv_min} = S_1 P_{pv_min} + S_3 \\ P_{pv_max} - P_{pertes} = S_1 P_{pv_max} + S_2 \Omega_{sup} + S_3 \\ k P_{pv_max} = S_1 P_{pv_max} + S_3 \end{cases} \quad (V-19)$$

La résolution du système d'équations (V-19) permet de déterminer les coefficients S_1 , S_2 et S_3 de l'équation (V-18) du superviseur 3-D :

$$\begin{cases} S_1 = \frac{k P_{pv_max} - P_{pv_min}}{P_{pv_max} - P_{pv_min}} \\ S_2 = \frac{(1 - k) P_{pv_max} - P_{pertes}}{\Omega_{sup}} \\ S_3 = (1 - S_1) P_{pv_min} \end{cases} \quad (V-20)$$

Nous avons trois cas particuliers :

- Le cas où $S_1 = 0$, donc $k = \frac{P_{pv_min}}{P_{pv_max}}$. Dans ce cas, $P_{réseau_réf}$ ne dépend que de la vitesse. Cela reviendrait à utiliser le superviseur 2-D. Nous verrons dans les résultats du lissage que ce cas n'est pas critique.
- Le cas où $S_2 = 0$, donc $k = \frac{P_{pv_max} - P_{pertes}}{P_{pv_max}}$. Dans ce cas, $P_{réseau_réf}$ ne dépend que de P_{pvf} et ne dépend plus de la vitesse, donc on ne prend plus en compte l'état de charge du volant. Ce cas doit être évité.
- Le cas où $S_3 = 0$, donc $k = 1 = S_1$ et $S_2 = \frac{-P_{pertes}}{\Omega_{sup}}$. Ce cas doit donc être évité car on ne prend plus en compte les puissances PV minimale et maximale.

En conclusion, le choix de k se fait dans l'intervalle $[0 ; 1[$ et il faut veiller à ce que k soit différent du quotient $\frac{P_{pv_max} - P_{pertes}}{P_{pv_max}}$ à chaque instant t (P_{pv_max} change au cours de la journée).

Si on prend les valeurs de P_{pv_max} prédites pour la journée du 13 novembre 2011 (Figure V-2), les résultats montrent qu'il faudrait éviter pour ce volant de prendre des valeurs de k comprises entre 0,85 et 0,95. Si on arrive à réduire les pertes mécaniques et électromagnétiques dans le volant, qui sont d'environ de 1 kW à 5600 tr/min, k se rapprocherait de 1 (valeur interdite). Quelques instants avant 09h00 et après 16h00, il n'est pas nécessaire d'utiliser le volant car la centrale ne produit pas assez de puissance. Il ne faut donc pas prendre des valeurs de k trop importantes.

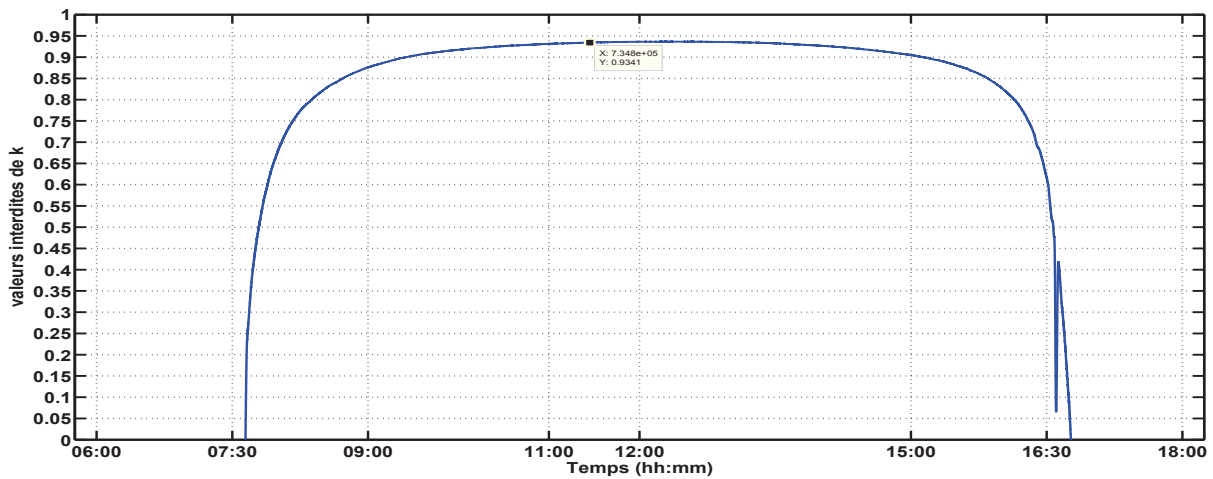


Figure V-19 : Valeurs interdites de k pour les P_{pv_max} de la journée du 13 novembre 2011

V.8.2.2. Superviseur 2-D

L'équation de la droite du superviseur 2-D est de la forme :

$$P_{réseau_réf} = D_1 \Omega + D_2 \quad (V-21)$$

Le volant ne devant consommer de la puissance seulement lorsque la puissance du PV est supérieure à une puissance minimale, les coordonnées du point E de la droite du superviseur 2-D de la Figure V-16 sont les suivantes : ($\Omega = 0$ tr/min ; $P_{réseau_réf} = P_{pv_min}$). Et la vitesse du volant devant être autour de $\Omega_{sup} \approx 5600$ tr/min lorsque la puissance du PV est maximale, on obtient les coordonnées du point F : (5600 tr/min ; $P_{pv_max} - P_{pertes}$). La puissance P_{pertes} est utilisée pour maintenir la vitesse du volant autour des 5600 tr/min.

De la même manière que le superviseur 3-D, on résout un système de deux équations à l'aide des coordonnées des points E et F pour déterminer l'équation de la droite du superviseur 2-D :

$$P_{réseau_réf} = \frac{P_{pv_max} - P_{pertes} - P_{pv_min}}{\Omega_{sup}} \Omega + P_{pv_min} \quad (V-22)$$

V.8.3. Détermination des paramètres des fonctions de lissage

Dans la Figure V-18, le bloc « fonction de lissage » est à remplacer par une fonction qui permet de lisser un signal qui fluctue au cours du temps. Comme dans l'article [1], nous allons tester deux fonctions :

- Une fonction de transfert du premier ordre, comme précédemment utilisé,
- Une fonction limitant la pente de la puissance PV, qu'on appellera « fonction limiteur de pente ».

V.8.3.1. Détermination de la constante de temps de la fonction de transfert

Pour le calcul de la constante de temps, nous allons utiliser l'équation (V-14). En effet, la vitesse minimale étant nulle, on n'aura plus de réserve dans le volant dans le cas le plus critique (chute du PV de la puissance maximale à la puissance minimale). On ne doit donc pas se baser sur la constante de temps calculée lors de la phase de charge (équation (V-13)). On trouve donc que T vaut environ 26 s. Mais nous allons fixer $T = 25$ s pour effectuer une comparaison avec les résultats trouvés précédemment.

V.8.3.2. Détermination de la pente maximale de la fonction limiteur de pente

La deuxième fonction limite la dérivée première de la puissance PV comme suit :

$$R_{inf} \leq \frac{dP_{PV}}{dt} \leq R_{sup} \quad (V-23)$$

Où R_{inf} et R_{sup} (« R » pour « rate » en Anglais) sont les limites inférieure et supérieure de la pente maximale autorisée (en cas de montée du PV), et minimale autorisée (en cas de chute du PV) :

$$R_{inf} = \min_{> 0} \left(\frac{P_{PV}(t) - P_{PV}(t - dt)}{dt} \right) \leq 0 \text{ et } R_{sup} = \max \left(\frac{P_{PV}(t) - P_{PV}(t - dt)}{dt} \right) \quad (V-24)$$

A l'instant t, la pente R vaut :

$$R = \frac{P_{PV}(t) - P_{PV}(t - dt)}{dt} \quad (V-25)$$

La puissance PV filtrée s'exprime alors ainsi :

- a. Si R est plus grand que la vitesse maximale de montée autorisée R_{sup} , alors la sortie de la fonction de filtrage est :

$$P_{PVf}(t) = dt \cdot R_{sup} + P_{PVf}(t - dt) \quad (\text{V-26})$$

- b. Si R est plus petit que la vitesse de chute de PV minimale autorisée R_{inf} , alors la sortie du bloc de la fonction de filtrage se calcule de la manière suivante :

$$P_{PVf}(t) = dt \cdot R_{inf} + P_{PVf}(t - dt) \quad (\text{V-27})$$

- c. Et si R est compris entre R_{inf} et R_{sup} , alors la puissance reste inchangée:

$$P_{PVf}(t) = P_{PV}(t) \quad (\text{V-28})$$

Nous allons maintenant déterminer la valeur de R_{inf} et de R_{sup} . Considérons la réponse de la fonction limiteur de pente de la Figure V-20, lors d'une montée de la puissance PV (a) et lors de la chute de la puissance PV (b). $t_{M_PV_VI}$ et $t_{C_PV_VI}$ correspondent respectivement au temps de montée du « PV lissé » et à son temps de chute (PV + action du volant d'inertie).

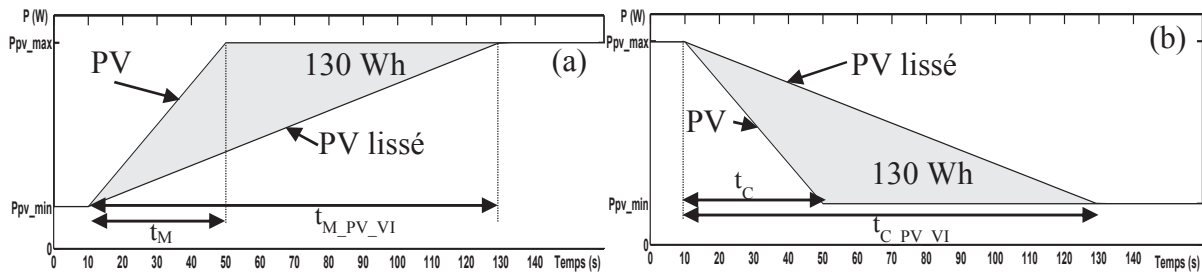


Figure V-20 : Réponse de la fonction limiteur de pente en prenant en compte la variation de la puissance PV ($R_{inf} = -100 \text{ W/s}$ et $R_{sup} = +100 \text{ W/s}$)

Lors de la montée de la puissance PV, l'énergie qu'on va consommer pour charger le volant est la suivante :

$$E_{ch} = \frac{J (\Omega_{max}^2 - \Omega_{min}^2)}{2} (2 - \eta) \quad (\text{V-29})$$

Ω_{min} correspond à la vitesse à $t = 10 \text{ s}$ (Figure V-20 (a)), quand le PV est minimal et commence à augmenter. Dans cette partie, elle est nulle.

L'énergie E_{Ch} vérifie également cette égalité :

$$E_{Ch} = E_{PV} - E_{PV_VI} \quad (\text{V-30})$$

Où E_{PV_VI} est l'aire sous la courbe « PV lissé » entre P_{pv_max} et P_{pv_min} sur la durée $t_{M_PV_VI}$ et E_{PV} l'aire sous la courbe du « PV brut » sur la durée t_M toujours entre P_{pv_max} et P_{pv_min} .

$$E_{PV_VI} = \frac{(P_{pv_max} - P_{pv_min}) t_{M_PV_VI}}{2} \quad (V-31)$$

$$E_{PV} = \frac{(P_{pv_max} - P_{pv_min}) t_M}{2} + (t_{M_PV_VI} - t_M) (P_{pv_max} - P_{pv_min}) \quad (V-32)$$

La pente minimale R_{sup} doit valoir :

$$R_{sup} = \frac{P_{pv_max} - P_{pv_min}}{t_{M_PV_VI}} \quad (V-33)$$

Soit :

$$t_{M_PV_VI} = \frac{P_{pv_max} - P_{pv_min}}{R_{sup}} \quad (V-34)$$

En travaillant sur les équations (V-29), (V-30), (V-31) et (V-34), on obtient :

$$R_{sup} = \frac{(P_{pv_max} - P_{pv_min})^2}{t_M (P_{pv_max} - P_{pv_min}) + J (\Omega_{max}^2 - \Omega_{min}^2) (2 - \eta)} \quad (V-35)$$

En remplaçant t_M par son expression (équation (V-9)), l'équation précédente devient :

$$R_{sup} = \frac{(P_{pv_max} - P_{pv_min})^2 \text{Var } P_{pv_max}}{\Delta t (P_{pv_max} - P_{pv_min})^2 + J (\Omega_{max}^2 - \Omega_{min}^2) (2 - \eta) \text{Var } P_{pv_max}} \quad (V-36)$$

Pour une variation autour des 60% de P_{pv_max} pendant 30 s, on trouve R_{sup} proche de +100 W/s.

De même, on arrive à cette équation pour R_{inf} :

$$R_{inf} = \frac{(P_{pv_min} - P_{pv_max})^2 \text{Var } P_{pv_max}}{\Delta t (P_{pv_min} - P_{pv_max})^2 - J (\Omega_{max}^2 - \Omega_{min}^2) \eta \text{Var } P_{pv_max}} \quad (V-37)$$

Où $\text{Var} < 0$.

Pour être plus rigoureux et obtenir une meilleure qualité de lissage, la puissance maximale à prendre en compte dans le calcul de R_{inf} n'est pas P_{pv_max} mais $P_{pv_max} - P_{pertes}$, qui correspond à la puissance injectée au mieux sur le réseau à cause des pertes dans le volant d'inertie, nécessaires pour maintenir sa vitesse au niveau proche du maximal.

L'équation (V-37) devient donc :

$$R_{inf} = \frac{(P_{pv_min} - P_{pv_max} + P_{pertes})^2 \text{Var}(P_{pv_max} - P_{pertes})}{\Delta t (P_{pv_min} - P_{pv_max} + P_{pertes})^2 - J(\Omega_{max}^2 - \Omega_{min}^2) \eta \text{Var}(P_{pv_max} - P_{pertes})} \quad (\text{V-38})$$

Pour une puissance minimale de 3 kW, on trouve R_{inf} valant moins de -110 W/s. Sur les 3000 s de PV que nous allons lisser, à certains temps le PV chute jusqu'à une puissance supérieure à 4 kW. En prenant $P_{pv_min} = 4$ kW, on arrive à $R_{inf} \approx -100 \text{ W/s} = -R_{sup}$. Nous prendrons $R_{inf} = -100$ W/s et nous discuterons ensuite sur les résultats.

V.9. RESULTATS AVEC LES SUPERVISEUR 3-D ET 2-D PRENANT EN COMPTE UNE VITESSE MINIMALE NULLE

V.9.1. Comparaison des résultats du lissage des trois méthodes

Nous avons pris $k = 0,75$ pour l'équation de la surface du superviseur 3-D (système d'équations (V-20)) : l'action des fonctions de filtrage est privilégiée, tout en prenant en compte l'état de charge du volant (sa vitesse). Dans le paragraphe suivant, l'influence de la valeur de k sera étudiée.

Les résultats sont présentés à la Figure V-21. Les courbes en pointillés noirs représentent les puissances maximale et minimale du PV, celles en tirets rouges (puissance et variations) représentent celles du PV brut, les courbes en ligne continue bleue (puissance, vitesse, énergie et variations) celles du superviseur 2-D, de même les courbes en ligne discontinue verte celles du superviseur 3-D avec la fonction limiteur de pente (FL) et les courbes en tiret noir celles du superviseur 3-D avec filtre passe bas (FPB).

La première conclusion est que les trois méthodes de lissage consomment à peu près la même quantité d'énergie et moins que le superviseur utilisé au paragraphe V.6 : 460 Wh sont perdus au court de ce cycle de 3000 s contre 630 Wh avec l'algorithme utilisé au paragraphe V.6, ce qui nous fait une économie durant tout le cycle d'environ 32%. Nous n'obtenons pas les mêmes résultats de simulation que [7], qui trouve des consommations d'énergies différentes avec l'utilisation d'une batterie électrochimique. L'autodécharge est en effet beaucoup moindre pour les trois algorithmes de lissage en comparaison avec celle du premier superviseur utilisé (voir Figure V-22). Le volant est en autodécharge pendant 6% du temps pour le superviseur 2-D, 9% pour le superviseur 3-D avec fonction limiteur et 8% avec celui du filtre passe bas, contre 25% pour le premier superviseur.

Dans le Tableau V-1, ont été résumées les pertes énergétiques ainsi que les variations maximales engendrées par chaque méthode de lissage. Le superviseur 2-D et le superviseur 3-D avec FPB ont à peu près les mêmes résultats. Le superviseur 2-D a l'avantage d'être simple et de ne dépendre que des puissances minimale et maximale. Il lisse naturellement les variations. A la dernière ligne, on a les variations maximales lors de la chute du PV. Ces variations peuvent être diminuées si les constantes de temps des fonctions de lissage sont correctement dimensionnées. Ces variations maximales interviennent autour de $t = 1600$ s (pour la fonction limiteur de pente) et autour de $t = 2790$ s (pour le filtre passe – bas et le superviseur 2-D). Entre parenthèses, nous avons indiqué les variations maximales ailleurs sans tenir compte

de ces deux évènements. Cependant, on peut évaluer la robustesse de ces algorithmes autour de $t = 1600$ s, au moment où la chute du PV est maximale. C'est le superviseur 2-D qui gère mieux la chute. Notons également, que nous obtenons de meilleurs résultats que le premier superviseur 3-D utilisé.

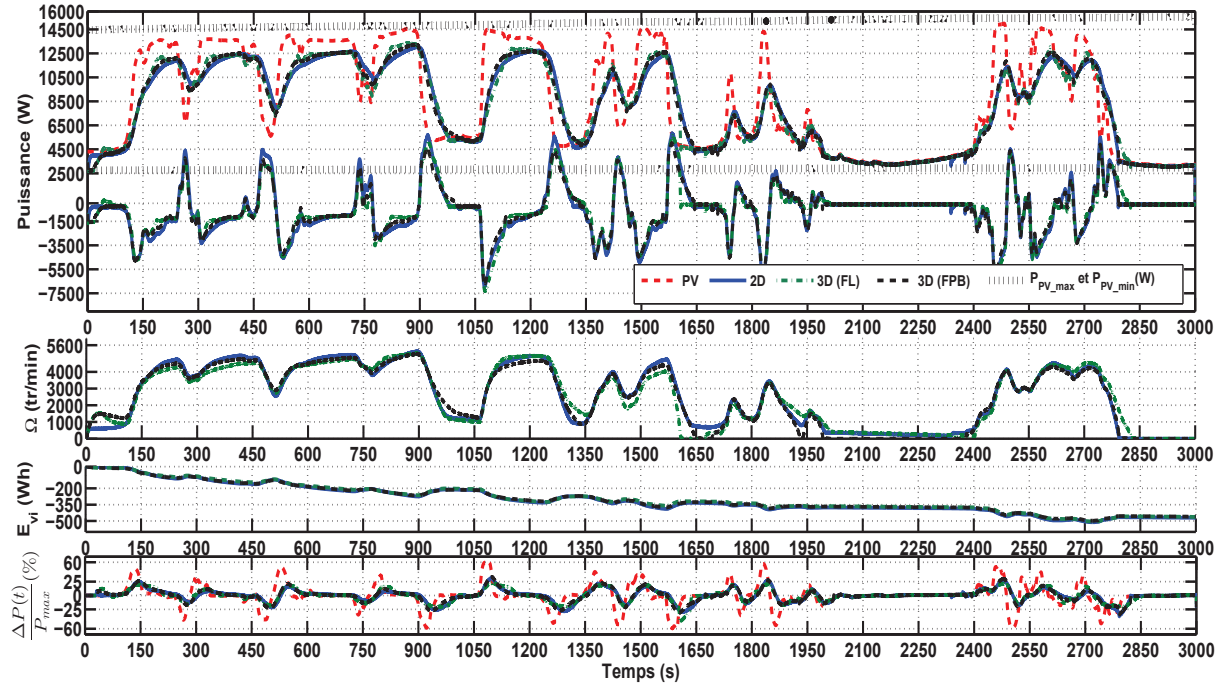


Figure V-21 : Résultats du lissage avec les superviseurs 3-D et 2-D

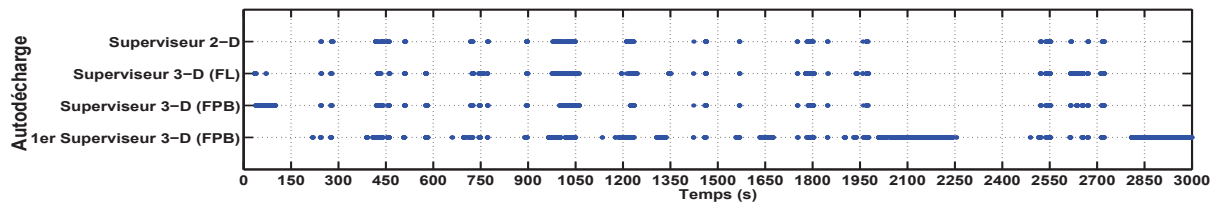


Figure V-22 : Comparaison de l'autodécharge obtenue avec les différents superviseurs ($\Delta t = 5$ s)

	Seulement PV	Superviseur 2-D	Superviseur 3-D avec FL	Superviseur 3-D avec FPB
Pertes énergétiques du volant	0 Wh (Pas de volant)	-470 Wh	-462 Wh	-460 Wh
Max. de variation à la montée du PV	59 %	32 %	23 %	34 %
Max. de variation à la chute du PV	-60%	-38% (-29 %)	-49 % (-21 %)	-35 % (-31 %)

Tableau V-1 : Comparaison de la perte énergétique et de la variation de puissance pour les trois méthodes de lissage

R_{inf} a été légèrement surdimensionné (-100 W/s au lieu de -110 W/s). Nous voyons la conséquence de ce surdimensionnement aux alentours de $t = 1600$ s, au moment où la variation du PV est plus brutale durant ces 3000 s (chute du PV de 60%). Sur la Figure V-23, cette partie a été zoomée. Le volant n'a pas assez d'énergie pour lisser la chute du PV. De plus, on note que le PV se stabilise autour de 4,5 kW après cette chute, nous avons prévu que la puissance minimale serait autour de 3 kW à ce moment de la journée, ce qui fait que la situation pouvait être encore plus mauvaise si le PV continuait à chuter. Le filtre passe bas a à priori bien géré cette chute, mais notons que la vitesse du volant est nulle pour ce filtre après la chute, à $t = 1645$ s. Par contre, le superviseur 2-D a encore de la réserve (la vitesse du volant est autour de 1000 tr/min) pour faire face à une chute éventuelle du PV jusqu'à atteindre la puissance minimale prévue.

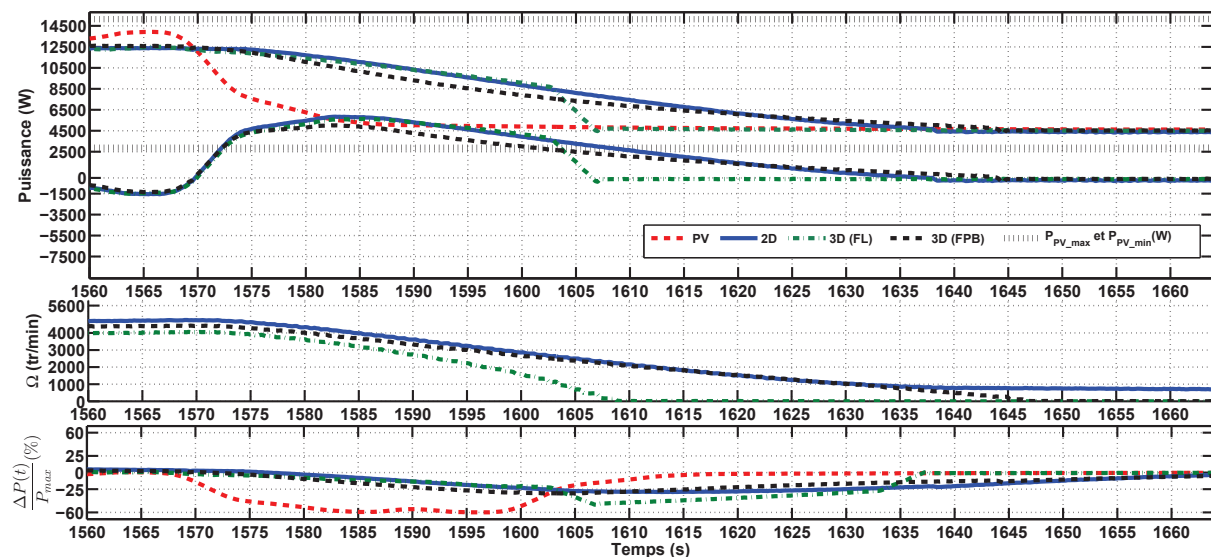


Figure V-23 : Conséquences d'un léger surdimensionnement de R_{inf}

Dans le cas où le PV chute jusqu'à la puissance minimale prévue, soit aux alentours de $t = 2790$ s, la vitesse du volant atteint effectivement zéro dans le cas du superviseur 2-D et du superviseur 3-D avec filtre passe bas (voir Figure V-24). On s'aperçoit que sur les derniers tours par minute, le volant n'arrive pas à fournir la puissance demandée : la puissance du volant chute un peu brusquement. Pour éviter cela, il faut prendre une vitesse minimale autour de 700 – 1000 tr/min et non une vitesse nulle ou sous-estimer la puissance minimale (comme à la Figure V-23). A 1000 tr/min, la quantité d'énergie stockée dans le volant est d'environ 3 Wh, soit 3% de sa capacité totale. En cas d'autodécharge, on ne perdrait pas beaucoup d'énergie.

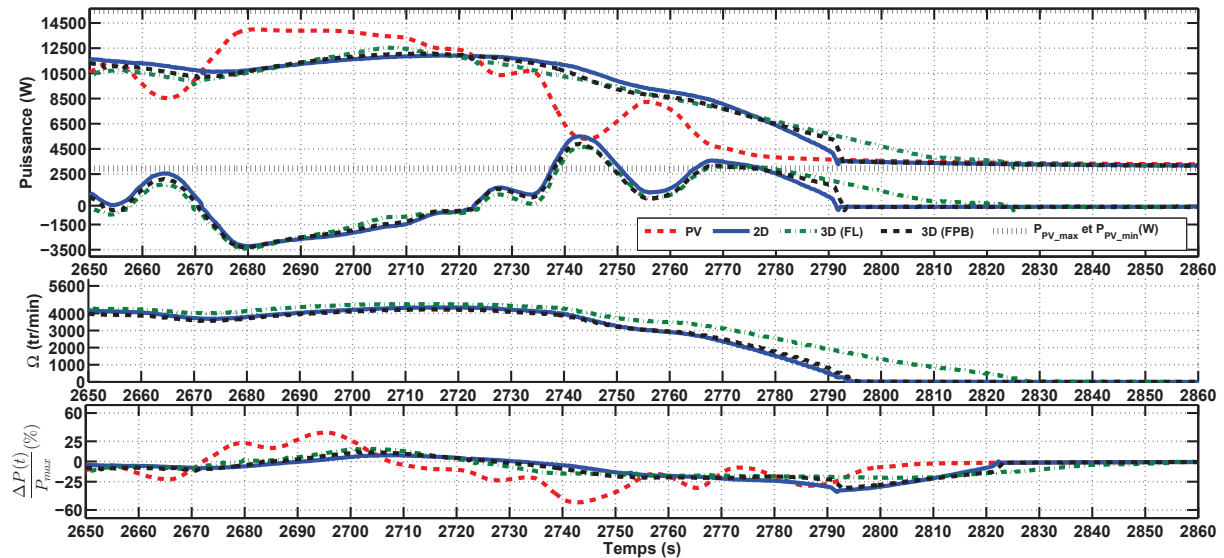


Figure V-24 : Conséquences lorsqu'on prend en compte une vitesse minimale nulle et que le PV est proche de la puissance minimale P_{pv_min} après une chute

V.9.1. Résultats du lissage en faisant varier k

On a voulu ici observer l'influence de la valeur de k sur le lissage. On a pris le superviseur 3-D avec la fonction limiteur de pente ($R_{inf} = -100$ W/s et $R_{sup} = +100$ W/s). Les valeurs de k suivantes ont été prises : 0,25 ; 0,50 ; 0,63 ; 0,75 ; 0,90 et 0,93. Cette dernière valeur annule la prise en compte de l'état de charge du volant dans l'algorithme. Enfin, la puissance PV filtrée P_{pvf} a été également tracée (ligne continue rouge), ainsi que la puissance lissée avec le superviseur 2-D (ligne continue bleue). On se rend compte que plus k est petit, donc moins on fait confiance à la fonction de filtrage, meilleure est la qualité de filtrage. Dans le cas où $k = 0,25$, la courbe de la puissance lissée est quasiment confondue avec celle du superviseur 2-D. L'influence de la fonction de filtrage est donc quasiment nulle lorsque k est au moins inférieur à 0,25. Si k est grand, on a intérêt à avoir une valeur de R_{inf} sous dimensionnée. Sinon, le volant n'aura pas assez d'énergie. En effet, pour $k = 50$ (ligne continue noire), on n'arrive pas rejoindre la puissance du PV pour $R_{inf} = -100$ W/s. Cependant, pour $R_{inf} = -150$ W/s (non – représenté ici), cela est possible avec la même valeur de k .

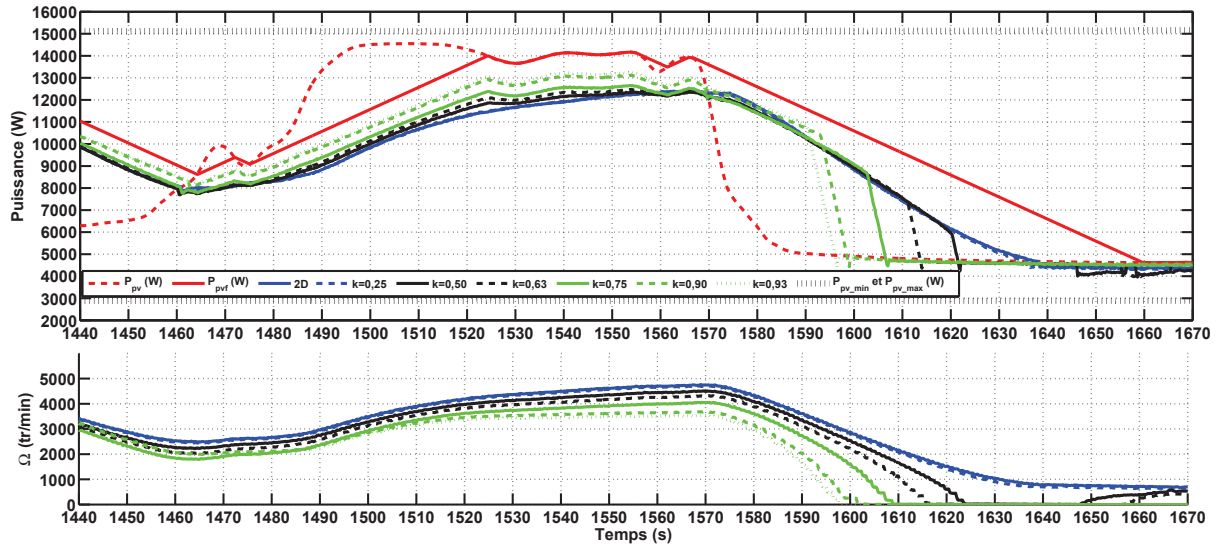


Figure V-25 : Résultats du lissage avec différentes valeurs de k

V.10. DIMENSIONNEMENT DU VOLANT POUR DU LISSAGE

Nous cherchons dans ce paragraphe à dimensionner la taille du volant d'inertie pour faire du lissage de puissance. Pour ce faire, nous allons partir de l'équation du superviseur 2-D (solution retenue pour la gestion du lissage).

V.10.1. Dimensionnement du moment d'inertie J

Tout d'abord, en observant la Figure V-23, entre $t = 1570$ s et $t = 1575$ s, on constate que la puissance du réseau est constante alors que le PV est en train de chuter. Cela est dû au fait que lorsqu'il y a une chute du PV de ΔP_{pv} pendant un temps $\Delta t'$, la vitesse du volant diminue de $\Delta \Omega$ pendant ce temps $\Delta t'$, et la puissance moyenne du volant pendant $\Delta t'$ est alors (le volant est en train de se décharger) :

$$P_{vi_moy} = \frac{J(\Delta \Omega^2)}{2 \Delta t'} \eta \quad (V-39)$$

La variation de la puissance du réseau pendant $\Delta t'$ est alors :

$$\Delta P_{réseau} = \Delta P_{pv} + P_{vi_moy} \quad (V-40)$$

D'après l'équation (V-21) du superviseur 2-D, on a également :

$$\Delta\Omega = (\Delta P_{réseau_réf} - P_{pv_min}) \frac{\Omega_{sup}}{P_{pv_max} - P_{pertes}} \quad (V-41)$$

On suppose que la puissance de référence du réseau $P_{réseau_réf}$ est la même que la puissance du réseau $P_{réseau}$ (le volant a assez d'énergie pour atteindre la valeur de consigne fixée par le superviseur).

Si $P_{réseau}$ est constante pendant $\Delta t'$, alors $\Delta P_{réseau} = 0$ W, et :

$$\Delta\Omega = - \frac{P_{pv_min} \Omega_{sup}}{P_{pv_max} - P_{pertes}} \quad (V-42)$$

En remplaçant (V-42) dans (V-39) et en utilisant (V-40), on arrive à :

$$\Delta t' = \frac{J (P_{pv_min} \Omega_{sup})^2}{2 \Delta P_{pv} (P_{pv_max} - P_{pertes})^2} \eta \quad (V-43)$$

Si on revient sur la Figure V-23, pour ce cas précis, on trouve que $\Delta P_{réseau}$ est strictement nulle pendant $\Delta t' = 3$ s. Pour augmenter ce temps, il faut soit augmenter la vitesse maximale du volant (avec $\Omega_{sup} = 7000$ tr/min, $\Delta t' \approx 5$ s), soit augmenter l'inertie du volant (ainsi avec $J = 5$ kg.m², $\Delta t' \approx 7$ s). On pourrait également augmenter les pertes à vitesse maximale, mais on perdrait sur le rendement du système.

Si maintenant, on veut que la variation de la puissance injectée sur le réseau lors d'une chute de PV ne dépasse pas une certaine limite pendant un temps $\Delta t'$ ($0 > \Delta P_{réseau} > \Delta P_{réseau_max}$), alors (V-42) devient :

$$0 > \Delta\Omega > \frac{(\Delta P_{réseau_max} - P_{pv_min}) \Omega_{sup}}{P_{pv_max} - P_{pertes}} \quad (V-44)$$

Le moment d'inertie doit être choisi de façon à ce que :

$$J > \frac{2 \Delta t' (P_{réseau_max} - \Delta P_{pv}) (P_{pv_max} - P_{pertes})^2}{(\Delta P_{réseau_max} - P_{pv_min})^2 \Omega_{sup}^2 \eta} \quad (V-45)$$

Ainsi, dans le cas où l'on a une centrale PV dont la puissance peut varier jusqu'à $\Delta P_{pv} = -12$ kW en $\Delta t' = 30$ s, que la puissance maximale de la centrale considérée par le superviseur est de $P_{pv_max} = 15$ kW, que celle de la puissance minimale $P_{pv_min} = 0$ kW, que le rendement du volant est de 85 %, et que $P_{pertes} = 1$ kW pour $\Omega_{sup} = 5600$ tr/min, on devra avoir un volant avec $J > 10$ kg.m², si l'on souhaite que la variation sur le réseau $\Delta P_{réseau_max}$ ne dépasse pas -5 kW en $\Delta t' = 30$ s.

V.10.2. Dimensionnement de la puissance du volant d'inertie

Pour le dimensionnement de la puissance du volant, on regarde cette fois – ci le maximum de variation du PV lorsque celui – ci augmente. En effet, si on regarde le maximum de puissance en valeur absolue à la sortie du volant dans les résultats de lissage (Figure V-12 et Figure V-21), celui-ci a lieu lorsque le PV augmente et vaut environ 7,5 kW soit la moitié de la puissance de la centrale PV. Au moment où le PV chute, le volant est quasiment à sa vitesse maximale et il faut prendre en compte également ses pertes, qui participent au final à la diminution de l'amplitude du PV sur le réseau, et donc de la puissance délivrée par le volant.

Sur les Figure V-20 (a), Figure V-12 et Figure V-21, on peut observer que le volant doit absorber le maximum de puissance au moment où le PV atteint sa puissance maximale, c'est-à-dire au bout du temps t_M . Ainsi, la puissance minimale que doit pouvoir absorber le volant est la suivante :

$$P_{vi} > P_{pv_max} - \frac{\Delta t \Delta P_{réseau_max} (P_{pv_max} - P_{pv_min})}{\Delta t' Var P_{pv_max}} \quad (V-46)$$

Où, pour rappel, Δt est la durée pendant laquelle la variation maximale Var du PV est considérée, et $\Delta t'$ celle de la variation maximale de $P_{réseau}$.

Ainsi, pour $\Delta t = \Delta t' = 30$ s, $\Delta P_{réseau_max} = +5000$ W, $P_{pv_max} = 15$ kW, $P_{pv_min} = 0$ kW (pour être dans le cas le plus restrictif) et $Var = 80$ %, il faudra un volant d'une puissance minimale de 8,75 kW.

Il faut également s'assurer que le volant puisse absorber la puissance nécessaire afin de respecter la condition sur $\Delta P_{réseau_max}$, lorsqu'il passe de sa vitesse nulle à sa vitesse de base.

V.11. LISSAGE ET ECRETAGE AVEC LE SUPERVISEUR 2-D

Le superviseur 2-D peut être utilisé pour faire de l'écrêtage. L'idée est rendre l'écart entre P_{pv_max} et P_{pv_min} le plus petit possible pour contenir la variation du PV entre ces deux limites. Le point F du superviseur 2-D (Figure V-16) doit être alors choisi de manière à ce que $P_{réseau_réf}$ corresponde à la puissance maximale à injecter sur le réseau et que la vitesse soit suffisamment éloignée de la vitesse maximale pour avoir assez de réserve afin d'absorber le surplus de puissance. On va prendre :

- $P_{pv_max} = 12$ kW : la puissance maximale de la centrale PV est toujours de 15 kW, mais le superviseur sature $P_{réseau_réf}$ à 12 kW à partir du point F,
- $\Omega_{sup} = 4000$ tr/min au point F : de cette manière le volant aura suffisamment de réserve pour absorber le surplus de puissance au-dessus de 12 kW. P_{pertes} vaut alors 0,7 kW.

On peut également jouer sur le point E et surestimer P_{pv_min} . Il faut alors prévoir assez de réserve pour compenser le manque de puissance dans le cas où la puissance PV descend en dessous de la limite P_{pv_min} . Pour cette manipulation, nous n'allons pas modifier le point E.

Nous avons choisi un échantillon de données PV de 900 secondes, durant lesquelles il y a quatre montées et chutes de la puissance PV (voir Figure V-26). Nous pouvons noter que le PV brut varie entre 3 et 14 kW, mais avec le volant, cette amplitude de variation est réduite entre 3 et 12 kW. Autour de $t = 400$ s, le réseau ne voit quasiment pas la chute du PV : la puissance injectée sur le réseau est quasiment constante. Autour de $t = 250$ s et $t = 550$ s, la chute du PV dure un peu plus longtemps et le volant anticipe le fait que la puissance du PV resterait à un niveau bas : le volant réduit sa puissance injectée pour qu'il ait suffisamment d'énergie afin d'atteindre progressivement la puissance PV au niveau bas. Dans ces deux derniers cas le PV remonte, mais à $t = 650$ s, le PV chute et reste pendant un long moment au niveau bas : le volant lisse donc cette chute selon sa capacité énergétique. On peut également noter que pour ce nouveau superviseur 2-D, la variation de la vitesse entre 0 et 4000 tr/min fait varier la puissance du réseau entre 3 et 12 kW, ce qui entraîne une vitesse de chute/montée de la puissance du réseau de 2,25 W/(tr/min). Dans le cas du premier superviseur 2-D, la vitesse varie entre 0 et 5600 tr/min et la puissance du réseau entre 3 et 15 kW, soit une vitesse de chute/montée de la puissance du réseau de 2,1 W/(tr/min). Dans le cas du premier superviseur, la bande de vitesse utilisée est plus large. La pente de sa droite est plus douce : la pente de la puissance injectée sur le réseau sera alors plus douce. D'un côté, on gagne sur la diminution de l'amplitude de variation du PV mais de l'autre, on perd sur la diminution de la pente de la puissance injectée $P_{réseau}$.

On peut conclure qu'à inertie égale, on obtiendra de meilleurs résultats de lissage avec un volant rapide (vitesse maximale supérieure à 10000 tr/min) plutôt qu'avec un volant lent (vitesse inférieure à 10000 tr/min).

Le volant et le superviseur 2-D peuvent également être dimensionnés pour pouvoir avoir le cas particulier où les deux limites (P_{pv_max} et P_{pv_min}) sont égales : on écrase alors par effet « sandwich » les variations du PV.

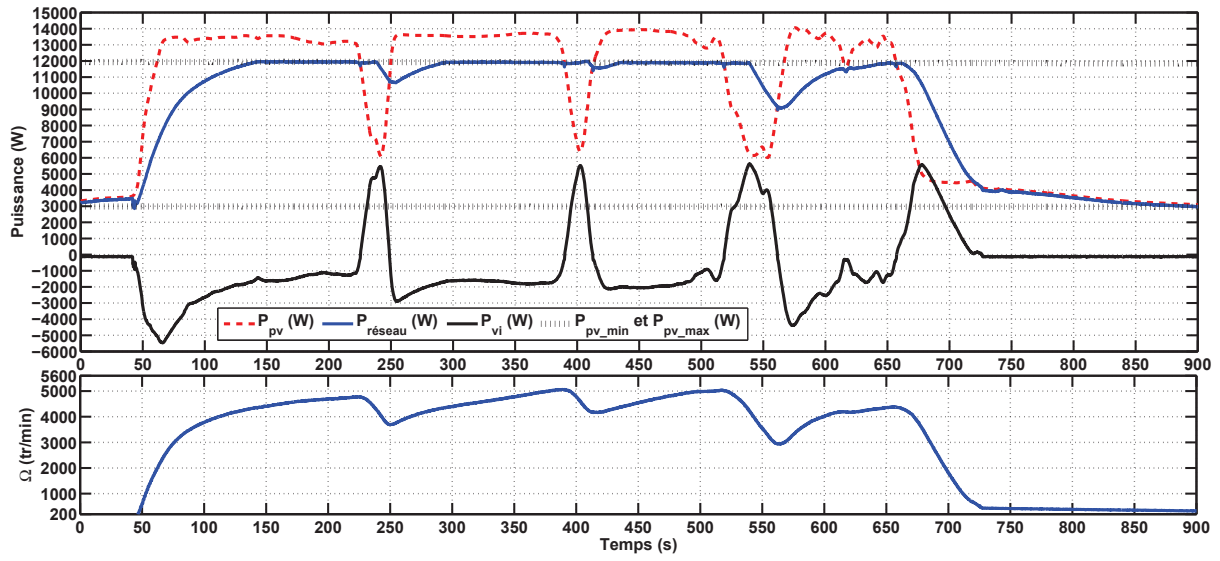


Figure V-26 : Résultats du lissage/écrêtage avec le superviseur 2-D

V.12. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons traité le cas du lissage de la puissance d'une centrale PV sur un site. Le superviseur 2-D apparaît la méthode la plus simple et la plus robuste pour cette tâche. Il suffit en effet de pouvoir prédire les puissances minimale et maximale du PV pour avoir une qualité de lissage optimale (voir le tableau suivant pour les comparaisons). L'effet de foisonnement n'a pas été pris en compte. Les fluctuations PV sur des sites différents peuvent se compenser entre elles. Le réseau électrique voit alors de manière globale des fluctuations moindres que si on les observait site par site [10]. Considérer ce phénomène de foisonnement permettrait alors de dimensionner un volant d'inertie de plus petite taille.

	Superviseur 2-D	Superviseur 3-D avec FPB	Superviseur 3-D FL
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> L'algorithme de lissage est robuste avec comme seules hypothèses l'estimation des puissances maximale et minimale du photovoltaïque Le lissage est optimisé en tenant compte naturellement des capacités du système de stockage 	<ul style="list-style-type: none"> La valeur de la constante de temps T ne dépend pas du temps de montée t_M et du temps de chute t_C du PV 	<ul style="list-style-type: none"> R_{sup} et R_{inf} peuvent être modifiés pendant l'exécution de l'algorithme
Inconvénients	-	<ul style="list-style-type: none"> Il faut veiller à ce la valeur de P_{pv_max} n'annule pas la prise en compte de la vitesse (valeur interdite de k) 	<ul style="list-style-type: none"> La valeur de R_{sup} et de R_{inf} dépend respectivement du temps de montée t_M et de chute t_C du PV Beaucoup plus d'hypothèses sont à faire sur la variation du PV (P_{pv_max}, P_{pv_min}, t_M et t_C)

Tableau V-2 : Comparaison des différentes méthodes de lissage

V.13. REFERENCES

- [1] C. Abbezzot, Q. T. Tran, P. Poggi, et M. Perrin, « Power smoothing with a Flywheel Energy Storage System (FESS) in a PV power generation system », présenté à 7th International Conference on PV-Hybrids and Mini-Grids, Bad Hersfeld, Germany, 2014.
- [2] C. Darras, M. Muselli, P. Poggi, C. Voyant, J.-C. Hoguet, et F. Montignac, « PV output power fluctuations smoothing: The MYRTE platform experience », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 37, n° 19, p. 14015-14025, oct. 2012.
- [3] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), « Appel d'offres supérieure à 250 kWc : publication du cahier des charges ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.photovoltaique.info/+Appel-d-offres-superieure-a-250+.html>. [Consulté le: 13-mai-2014].
- [4] G.-O. Cimuca, « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens », THESE, Arts et Métiers ParisTech, 2005.
- [5] L. Leclercq, « Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », *Univ. Lille Fr.*, 2004.
- [6] N. Hasegawa, K. Fujimoto, T. Matsuyama, T. Ichikawa, K. Yukita, Y. Goto, et K. Ichiyonagi, « Suppression of power variation for PV using flywheel and EDLC », 2009, p. 1 -4.
- [7] G. Karmiris et T. Tengner, « Control method evaluation for battery energy storage system utilized in renewable smoothing », in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, p. 1566–1570.
- [8] N. Hamsic, A. Schmelter, A. Mohd, E. Ortjohann, E. Schultze, A. Tuckey, et J. Zimmermann, « Increasing Renewable Energy Penetration in Isolated Grids Using a Flywheel Energy Storage System », présenté à International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007, 2007, p. 195-200.
- [9] L. Leclercq, B. Robyns, et J.-M. Grave, « Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators », *Math. Comput. Simul.*, vol. 63, n° 3-5, p. 271-280, nov. 2003.
- [10] P. HAURANT, « De la sélection multicritère de parcs photovoltaïques à la cartographie et l'étude de l'intermittence de la ressource : modélisations appliquées à l'île de Corse », Université de Corse, Ajaccio, 2012.

CHAPITRE VI : PARTICIPATION DU SISE AU REGLAGE DE FREQUENCE ET DE TENSION

SOMMAIRE

VI.1. Introduction	157
VI.1.1. Des systèmes électriques conventionnels	157
VI.1.2. Impacts techniques du photovoltaïque sur le système électrique.....	157
VI.1.2.1. Le changement de tension du réseau.....	158
VI.1.2.2. Le changement de fréquence du réseau insulaire.....	161
VI.1.2.3. La qualité de l'énergie électrique fournie	162
VI.1.2.3.1. Surtension temporaire.....	162
VI.1.2.3.2. Harmoniques de courant.....	162
VI.1.2.3.3. Injection de courant continu	162
VI.1.2.3.4. Contribution aux courants de court-circuit.....	162
VI.1.2.3.5. Courants de fuite	162
VI.2. Réglage de tension	163
VI.2.1.1. Solution de réglage de tension sur le réseau de distribution.....	163
VI.2.1.2. Développement de régulation de tension par volant d'inertie	164
VI.3. Réglage de fréquence	166
VI.3.1. Réglage primaire de fréquence [14]	166
VI.3.2. Réglage secondaire de fréquence [14].....	168
VI.3.3. Réglage tertiaire de fréquence [14]	169
VI.3.4. Développement de réglage de fréquence par volant d'inertie.....	170
VI.4. Banc d'essai pour les réglages de tension et de fréquence.....	171
VI.5. Le réglage de la tension par volant d'inertie	173
VI.5.1. Description du réseau et des scénarios	173
VI.5.2. Les résultats.....	174
VI.6. Le réglage de la fréquence.....	175
VI.6.2. Premier cas régulation de la fréquence sans gestion de la vitesse du volant....	176
VI.6.2.1. Description de la manipulation	176
VI.6.2.2. Les résultats	176
VI.6.3. Deuxième cas : régulation de la fréquence avec gestion de la vitesse du volant	

VI.6.3.1.	Description de la manipulation	178
VI.6.3.2.	Les résultats	178
VI.6.4.	Troisième cas : impact du lissage du PV sur la fréquence	179
VI.6.4.1.	Description de la manipulation	179
VI.6.4.2.	Les résultats	180
VI.7.	Conclusion.....	181
VI.8.	Références	181

VI.1. INTRODUCTION

VI.1.1. Des systèmes électriques conventionnels...

Les systèmes électriques actuels ont été construits selon le modèle indiqué à la Figure VI-1 [1].

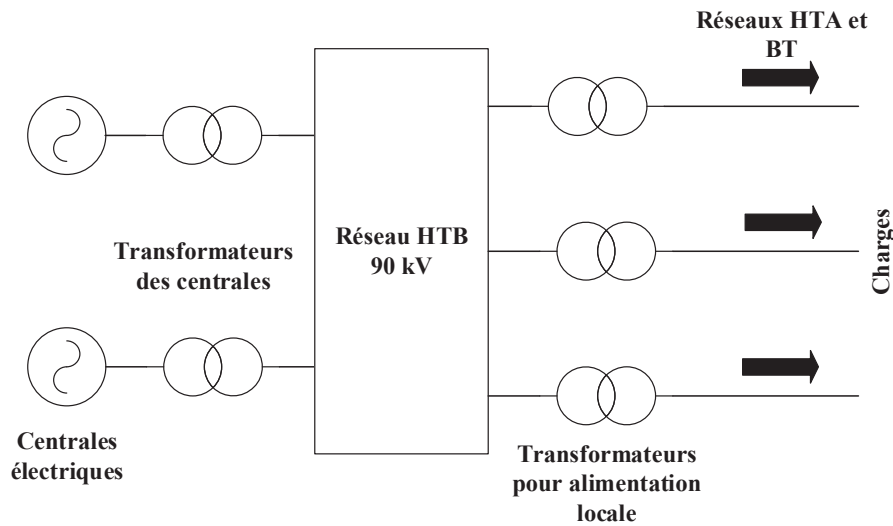


Figure VI-1 : Exemple d'un réseau électrique insulaire

La production d'électricité est centralisée au niveau des centrales électriques de forte puissance, puis la puissance est transmise aux différents points de consommation. Le flux de puissance se circule à partir des grandes centrales vers les grands centres de consommation (unidirectionnelle). Avec l'intégration des sources EnR ou des productions décentralisée, le flux de puissance peut se circuler en deux sens (Bidirectionnelle).

VI.1.2. Impacts techniques du photovoltaïque sur le système électrique

Le raccordement des systèmes PV au réseau électrique, avec la caractéristique intermittente, peut avoir des impacts sur le fonctionnement du réseau [9] :

- Variation de tension due à l'injection de puissance active (ou/et réactive) sur le réseau, en particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation,
- Déséquilibre de tension entre phases,
- Fluctuation de puissance à cause du caractère intermittent de la ressource solaire,

- Injection d'harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces,
- Injection de courant continu au réseau,
- Impact sur le plan de protection,
- Courants de fuite,
- Perturbations des signaux tarifaires,
- Impact des systèmes PV sur les pertes...

Cependant, ces impacts peuvent être fortement diminués en remplaçant le contrôle/commande des onduleurs existants par un contrôle/commande « intelligent ». L'utilisation d'un contrôle/commande « intelligent » des onduleurs pourrait avoir comme la réduction des coûts de raccordement, l'augmentation de la performance des onduleurs PV raccordés au réseau voire la possibilité de mise en œuvre de fonctionnalités permettant d'améliorer le fonctionnement du réseau ou la qualité de la tension sans pour autant diminuer l'efficacité du dispositif de découplage des onduleurs.

VI.1.2.1. Le changement de tension du réseau

Le raccordement d'une installation de **production décentralisée d'énergie (PDE ou génération décentralisée d'énergie GDE ou une installation photovoltaïque PV)** sur un réseau de distribution modifie, du fait de l'injection de puissance active et réactive, le plan de tension et les transits de puissance sur le réseau. Ceci a pour effet une augmentation du niveau de tension du réseau de distribution. Le changement de régime de fonctionnement du réseau (charge maximale et minimale) et le caractère intermittent des GED peuvent provoquer des variations importantes de la tension pouvant dépasser les limites réglementaires admissibles avec comme conséquence directe une déconnexion intempestive des GED [9, 10].

Le gestionnaire du réseau doit fournir au consommateur final de l'énergie électrique, dont la tension est comprise dans une certaine plage, ne dépassant pas des seuils limites (0.9 et 1.1 pu pour le réseau BT et 0.95 et 1.05 pu pour le réseau HTA).

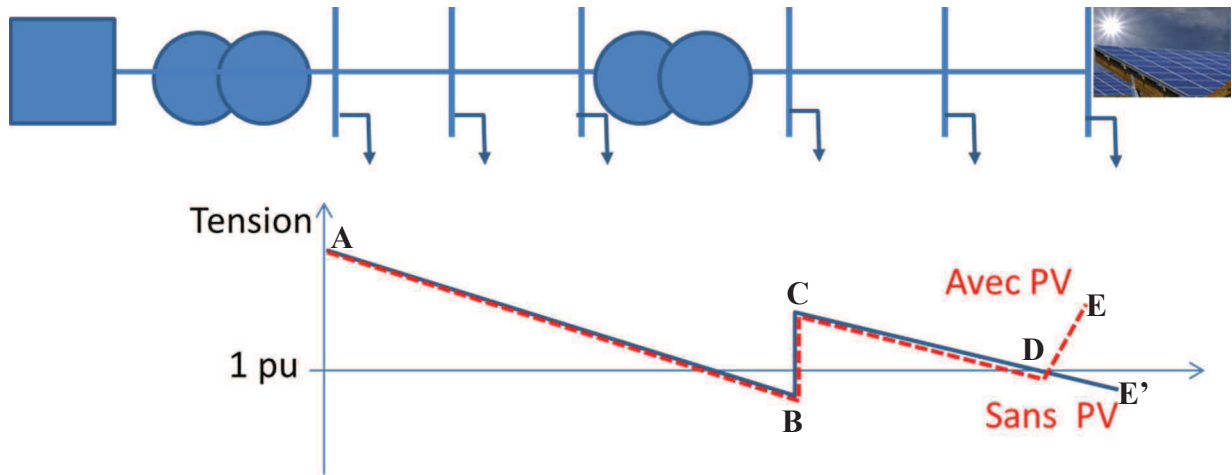


Figure VI-2 : Variation de la tension le long d'une ligne radiale

A la Figure VI-2, aux différents points et segments on a :

- A : Sur le réseau français, les transformateurs réglables en charge sont installés dans les postes sources HTB/HTA) afin de maintenir une tension quasi constante au point A (au secondaire du transformateur HTB/HTA) par changement de prises du transformateur (variation du rapport de transformation du transformateur),
- A – B : une chute de tension due à la charge sur la ligne moyenne tension HTA et du transformateur de distribution,
- B – C : une augmentation de tension due au changement du rapport de transformation du transformateur HTA/BT,
- C – D - E' : une chute de tension sur la ligne BT (sans production PV),
- D – E : Une tension élevée due à l'injection de puissance de production PV.

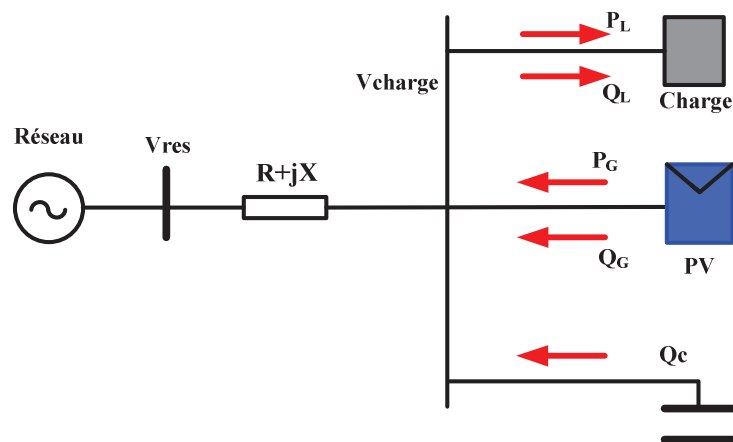


Figure VI-3 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV

Dans le réseau de production PV présenté dans la Figure 3, le transit de puissance est modifié par rapport à un réseau classique. La chute de tension entre le réseau et le point de raccordement du PV s'approxime bien par la formule ci-dessous :

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_L + Q_C)}{V} \quad \text{(VI-1)}$$

Où :

R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne

P_G, Q_G sont les puissances actives et réactive fournies par PV

P_L, Q_L sont les puissances active et réactive de consommation

Q_C est la puissance réactive du dispositif de compensation éventuel.

La surtension pourrait être limitée en absorbant de la puissance réactive. Les convertisseurs des systèmes de stockage tel que celui du SISE peuvent être utilisés pour le transfert de la puissance réactive. Selon l'équation (VI-1), nous voyons qu'en injectant une forte puissance sur le réseau BT, la surtension est plus importante (P est grande et V petite).

L'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 [13], relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, fixe les limites de la tension de raccordement de référence en fonction de la puissance P_{max} du générateur intermittent (voir Tableau VI-1).

Domaine de tension	Puissance P_{max} limite
BT monophasé	18 kVA
BT triphasé	250 kVA
HTA	12 MW

Tableau VI-1 : Tension de raccordement de référence en fonction de la puissance P_{max}

L'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 [13] fixe les tensions admissibles :

- $0.9 \text{ pu} \leq V \leq 1.1 \text{ pu}$ en BT,
- $0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$ en HTA.

VI.1.2.2. Le changement de fréquence du réseau insulaire

Sur les réseaux insulaires, par ailleurs, un déséquilibre entre la demande et la production se traduit par une augmentation ou une chute de la fréquence. A la Figure VI-4, nous pouvons voir la courbe de charge du réseau électrique de la Corse en 2012.

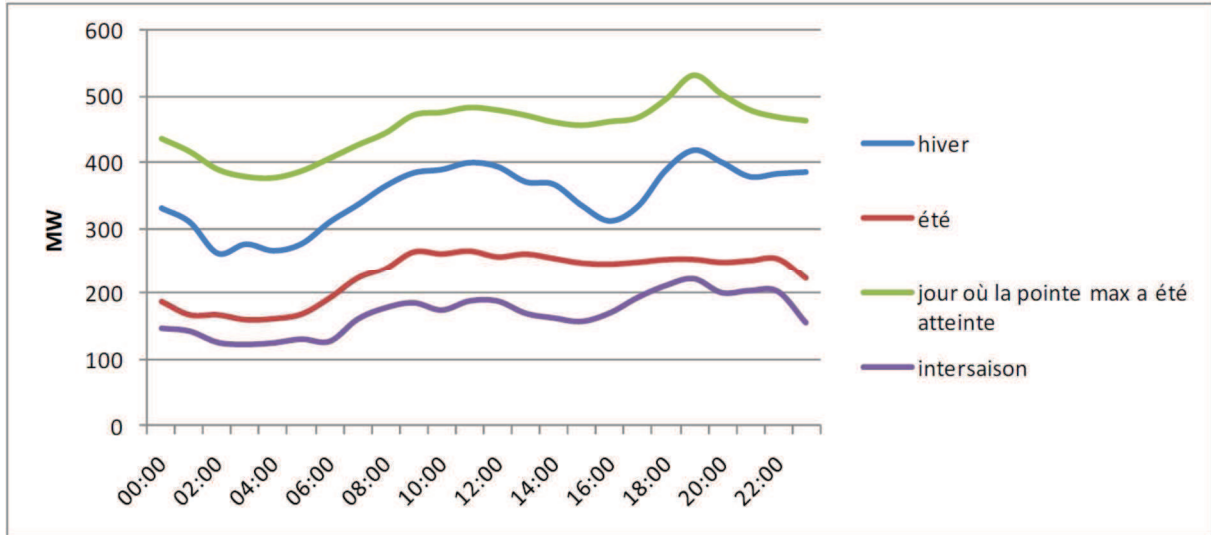


Figure VI-4 : Courbe de charge du système électrique de la Corse

De fortes variations de la puissance PV aura donc un fort impact sur la variation de la fréquence. Les variations de la fréquence aura une incidence sur les équipements suivants [1] :

- Sur des appareils électroménagers comportant un moteur alternatif tels que les machines à laver, les perceuses, etc. La fréquence du réseau est utilisée pour que leur vitesse soit quasi-constante,
- Sur les montages électroniques utilisant la fréquence du secteur comme référence pour leur horloge,
- Sur les transformateurs, sensibles aux variations de fréquence, qui peuvent provoquer leur saturation,
- Sur les moteurs auxiliaires des centrales thermiques, qui sont présents sur les circuits d'eau, sur les circuits alimentant les chaudières en combustible et en oxygène, etc. La puissance de la centrale serait alors réduite si tous ces auxiliaires sont sous-performants. Les centrales s'arrêteraient en cascade jusqu'à conduire au « *black-out* » total du réseau.
- Sur les onduleurs des centrales PV (et sur les centrales éoliennes), qui peuvent se déconnecter du réseau. Cependant, l'article 11 de l'arrêté du 28 avril 2011 [3] impose que les centrales, dont la puissance est supérieure ou égale à 5 MW, doivent rester connectées au réseau pendant une certaine durée minimale lorsque la fréquence du réseau est comprise entre 49,5 Hz et 52 Hz, et elles ne peuvent pas perdre une certaine

puissance maximale (cette durée est par exemple de 60 minutes quand la fréquence est entre 50,5 et 51 Hz, et la perte maximale de puissance de la centrale de 10%).

VI.1.2.3. La qualité de l'énergie électrique fournie

VI.1.2.3.1. Surtension temporaire

Une étude réalisée en Espagne [1] rapporte que des surtensions ont détruit des équipements électriques comme des compteurs. De tels incidents sont survenus lorsqu'une coupure de réseau en amont de l'onduleur PV entraîne son isolement par rapport à la charge. La surtension peut dépasser 200% par rapport à la valeur nominale de la tension du réseau. Des simulations effectuées dans le cadre du projet Esprit [2] ont montré qu'au moment de la coupure du réseau, plus la production PV est importante par rapport à la consommation, plus la surtension est élevée.

VI.1.2.3.2. Harmoniques de courant

Deux autres études [3] et [4] montrent que la multiplication des onduleurs sur le réseau peut augmenter les harmoniques quand les onduleurs sont de même type, alors que des onduleurs de types différents tendent à atténuer les harmoniques générés par aplatissement du spectre résultant.

Ce problème d'harmonique courant s'atténue avec les nouvelles technologies d'onduleurs.

VI.1.2.3.3. Injection de courant continu

L'étude [5] montre que tous les types d'onduleurs (avec transformateur HF, BF, sans transformateur) injectent un courant continu (les onduleurs de type transformateur BT injectent un courant continu plus faible). Dans le cas du projet DISPOWER, différents tests réalisés avec des onduleurs de puissance maximale 4 kW montrent que la composante continue est inférieure à 600mA, dans ces 8 sur 12 cas, inférieure à 100mA. Cette composante continue influence négativement le fonctionnement et la durée de vie les équipements du réseau comme la protection différentielle et les compteurs [6]. Les auteurs du projet DISPOWER recommandent de maintenir la composante continue en dessous de 0,5 % du courant nominal des transformateurs de distribution [7].

VI.1.2.3.4. Contribution aux courants de court-circuit

En cas de court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit apporté par le générateur PV, peut qui perturber la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau. Donc il est nécessaire de proposer des stratégies de coordination des différentes protections – réseau, PV, consommation- pour assurer le bon fonctionnement des protections de court-circuit.

VI.1.2.3.5. Courants de fuite

Avec les onduleurs de type sans transformateur raccordée au réseau en régime de neutre (le cas de réseau BT en France), un courant de fuite peut être créé et circuler entre la capacitance (du panneau PV et EMC filtre) et la terre. La somme des courants de fuite de plusieurs systèmes

PV circulant dans le conducteur de terre, et en cas de défaut (coupure du fil de terre) provoque une surtension dangereuse si on touche des équipements. Si la valeur de ce courant de fuite atteint le seuil de protection différentielle (30mA en France), une coupure du PV aura lieu [8].

VI.2. REGLAGE DE TENSION

VI.2.1.1. Solution de réglage de tension sur le réseau de distribution

Dans les réseaux de distribution, les solutions possibles pour le réglage de tension sont :

- Le changement automatique des prises des transformateurs réglables en charge HTB/HTA. Cette solution est disponible en France mais pas dans tous les pays. De plus la présence des GED dans le réseau peut provoquer des dysfonctionnements sur la régulation standard d'un transformateur. Cette solution qui peut paraître insuffisante dans les cas où la répartition des GED est hétérogène entre les départs est possible avec l'étude de raccordement qui se fait en amont.
- Le changement manuel des prises des transformateurs HTA/BT. Cette solution n'est pas adaptée aux variations fréquentes de tension dans le réseau de distribution.
- Le compensateur de chute de tension sur les lignes ou les câbles (LDC: line drop compensator). Cette solution est non disponible en France.
- La compensation par les condensateurs. Cette solution est généralement utilisée pour la compensation réactive des flux de puissance dans le réseau, mais elle pourrait être utilisée sur le réseau BT pour remonter la tension. Le raccordement des GED au réseau peut provoquer des surtensions, ainsi cette solution reste difficile à mettre en œuvre.
- Les moyens de compensation par DFACTS. Cette solution n'est pas encore développée et serait onéreuse.
- L'utilisation spécifique des GED pour participer au réglage de tension : cette solution est l'objet du développement proposé, avec une solution spécifique.

VI.2.1.2. Développement de régulation de tension par volant d'inertie

Pour le volant d'inertie, il y a deux types possibles de régulation [10] :

- Le régulateur de tension (Automatic Voltage Regulator: AVR) est capable de maintenir la tension terminale constante. Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands volants d'inertie de très forte puissance dans le réseau de transport ou par les volants d'inertie fonctionnant en réseau séparé.
- Le régulateur de facteur de puissance ou de puissance réactive (Power Factor : PF/VAR) est capable de maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive constante. Ce régulateur est souvent utilisé pour les volants d'inertie connectés aux réseaux de distribution de quelques kVA à dizaines de MVA. Pour ce cas on peut l'appeler la régulation P/Q (avec $Q=0$).

Le système de régulation PF/VAR (ou P/Q) est bien adapté pour les volants d'inertie, en particulier les les volants d'inertie de petites puissantes.

Pour les volants d'inertie avec l'interface d'électronique de puissance, la régulation de tension de type P/Q est largement utilisée (Figure 5). Cette régulation maintient les puissances active et réactive constantes.

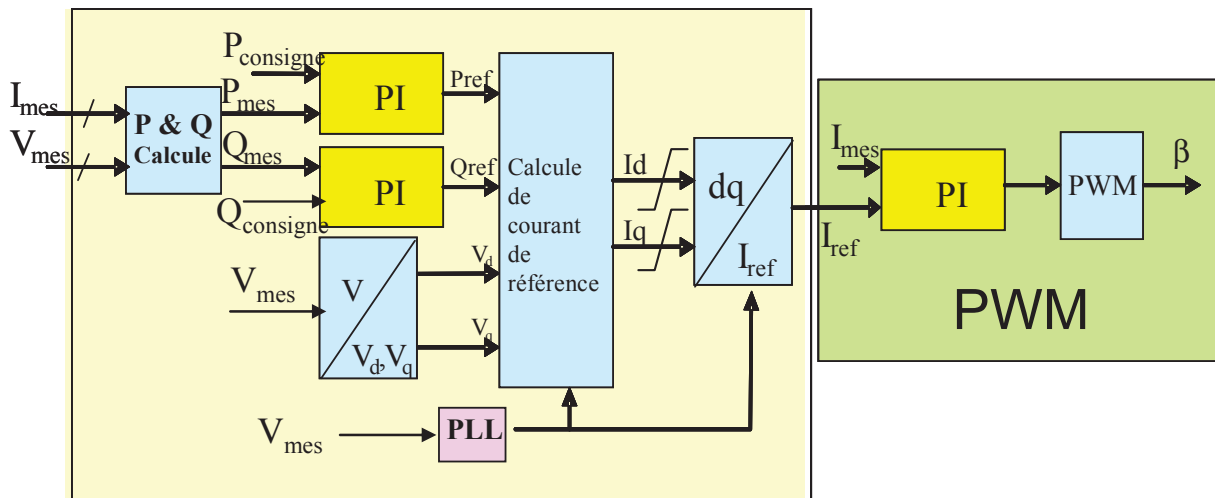


Figure VI-5 : Principe de régulation P/Q

La régulation de type P/Q ne permet pas faire participer les volants d'inertie au réglage de tension. Un régulateur intelligent de tension est développé afin d'assurer la fonction de régulation de tension pour maintenir la tension dans les limites dans les différents régimes de fonctionnement. Trois modes de fonctionnement du régulateur sont possibles (Figure VI-5) correspondant à deux régimes de fonctionnement possibles (**Régime normal**, **Régime de régulation**) :

- Mode de régulation de facteur de puissance ou de puissance réactive (**Mode PF/VAR**) pour le régime de fonctionnement normal (**Régime normal**),
- Mode de régulation de tension pour le régime de fonctionnement perturbé (**Régime de régulation**).

Ce régulateur utilise les mesures de tension ou de courant au point de raccordement.

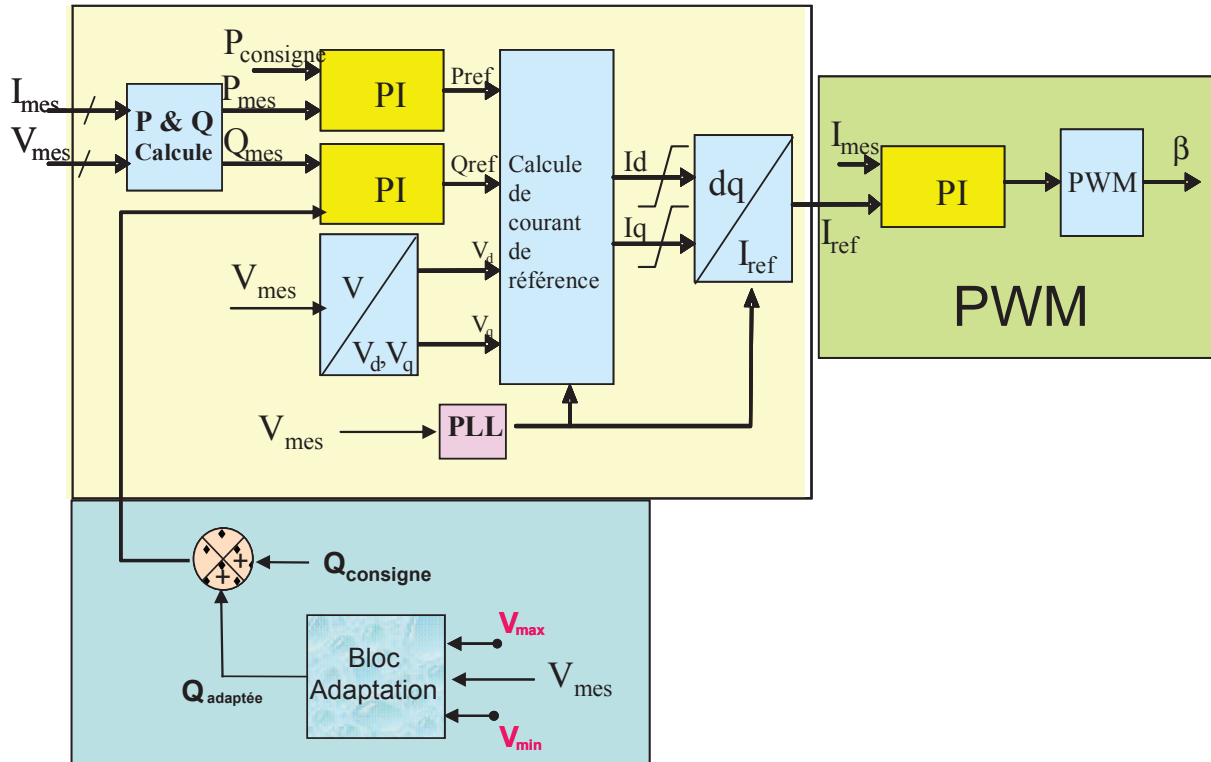


Figure VI-6: Régulation intelligente de tension proposée

Ce régulateur permet de maintenir la tension au point de raccordement ou un point désiré du réseau dans les limites désirées dans n'importe quelles conditions de fonctionnement. Normalement, ce système permet de maintenir localement la tension au point de raccordement dans la limite désirée s'il n'y a aucun échange d'information (mode local). Dans le cas où il y a un minimum d'information sur le réseau (mode coordonné), ce système permet de maintenir la tension au point désiré dans la limite désirée. Cela permet de maintenir globalement le niveau de tension du réseau dans les limites désirées.

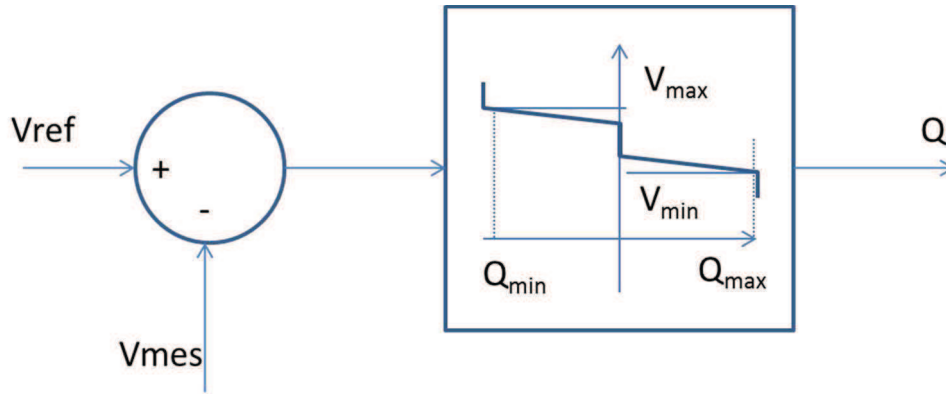


Figure VI-7 : Bloc d'adaptation de réglage de tension

VI.3. REGLAGE DE FREQUENCE

Le réglage de la fréquence est la capacité de maintenir l'équilibre en temps réel entre la production et la consommation. Le maintien d'une fréquence proche de sa valeur nominale est nécessaire au bon fonctionnement des matériels optimisés pour cette valeur (contraintes mécaniques, contraintes d'horloge, contrainte de saturation magnétique, ...). En France le critère qualité de l'énergie fixe la plage à $50 \text{ Hz} \pm 0.5 \text{ Hz}$. Naturellement la fréquence ne peut pas être parfaitement constante, la fluctuation de la demande va perpétuellement générer des écarts production-consommation qui sont absorbés par l'inertie des machines couplées au réseau. Plus l'inertie est élevée, plus les variations de fréquence seront faibles. C'est pourquoi la multiplication de moyens de production interfacés par de l'électronique de puissance réduit naturellement l'inertie. Les réseaux insulaires tolèrent des fluctuations de fréquence plus importantes car leur inertie est plus faible.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de productions ou de charges, ...), le maintien de la fréquence autour de 50Hz nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Trois niveaux d'action coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire, et le réglage tertiaire. En sachant que les réglages primaire, secondaire et tertiaire ont des constantes de temps différentes.

VI.3.1. Réglage primaire de fréquence [14]

L'objectif de réglage primaire de fréquence est de rétablir rapidement l'équilibre de production-consommation pour stabiliser la fréquence. Ce réglage est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission de la turbine lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne suite à un déséquilibre entre la production et la consommation sur l'ensemble du système européen interconnecté [14].

Chaque groupe j participant au réglage primaire de fréquence, la loi de réglage statique de puissance mécanique résultant de l'action du régulateur de vitesse est :

$$P_j - P_{cj} = -K_j \cdot (f - f_0) \quad \text{(VI-2)}$$

Avec :

P_j [MW] : Puissance réelle fournie par le groupe j en mode quasi stationnaire.

P_{cj} [MW] : Puissance de consigne du groupe j à la fréquence de référence f_0 .

f [Hz] : fréquence déduite de la mesure de vitesse du groupe j .

f_0 [Hz] : fréquence de consigne, généralement égale à la fréquence de référence (50 Hz).

K_j [MW/Hz] : Energie réglante du groupe j .

Le temps d'action de ce réglage est compris entre 15 s et 30 s. Pour ne pas solliciter les régulateurs en permanence, une bande morte de +/- 10mHz est introduite. Comme pour toute régulation proportionnelle, la fréquence atteinte en fin d'action du réglage primaire est différente de la fréquence de consigne f_0 .

Le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre-demande que l'on si on dispose d'une réserve de puissance suffisante. La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires des groupes – participant au réglage – de l'ensemble du système européen. Cette réserve est égale à 3000 MW pour l'ensemble de l'Europe, et environ 700 MW pour les groupes français.

En France, les groupes dont la puissance est supérieure à 40 MW doivent être en mesure de participer au réglage primaire de fréquence, avec une réserve égale à +/-2.5%*Pmax [13].

VI.3.2. Réglage secondaire de fréquence [14]

Le réglage secondaire intervient pour ramener la fréquence à sa valeur nominale et ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles. Le temps d'action de ce réglage peut durer jusqu'à 15 minutes. La fonction d'écart de réglage DE utilisée pour le réglage secondaire est déterminée par :

$$\Delta E = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \quad (\text{VI-3})$$

Où

Δf [Hz] = écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence,

ΔP_i [MW] = écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales de la France avec les pays frontaliers autres que l'Espagne 3 et le bilan des échanges programmés avec ces mêmes pays,

λ [MW/Hz] = énergie réglante secondaire de l'ensemble France + péninsule ibérique.

Une installation à capacité de réglage secondaire doit être munie d'un équipement permettant de recevoir le signal de commande du réglage secondaire, N_{RSFP} , transmis par le centre national de conduite de RTE et de modifier sa puissance de consigne à la fréquence de référence, P_{cj} :

$$P_{Cj}(t) = P_{0j} + N_{RSFP} \cdot P_{rj} \quad (\text{VI-4})$$

Le niveau de télé réglage N_{RSFP} est calculé par le gestionnaire du réseau à partir des télémessures de fréquence et des puissances sur les interconnexions. Le signal N est compris entre -1 et +1, et il est envoyé aux groupes de production afin de modifier leur puissance de consigne.

$$N(t) = \frac{-\alpha}{P_r} \int \Delta E \cdot dt - \frac{\beta}{P_r} \cdot \Delta E \quad (\text{VI-5})$$

α [MW/tour] est la pente du réglage, sa valeur comprise entre 65 et 130 en,

β [MW/Hz] est le gain proportionnel pris égale à zéro

P_r [MW] est la demi-bande de réglage, ou total des participations des groupes appartenant à la zone de réglage.

En France les groupes de puissance supérieure à 120 MW doivent être en mesure de participer au réglage secondaire de fréquence. L'installation de production doit être capable, sur une consigne transmise par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, d'accroître sa puissance active, avec une réserve égale à $\pm 4.5\% \cdot P_{\max}$ [13].

La dynamique en régime normal est telle que la vitesse pour passer de $N=1$ à $N=-1$ (ou l'inverse) soit au plus de 800s. Cette puissance de réglage doit pouvoir être maintenue pendant 15 minutes.

VI.3.3. Réglage tertiaire de fréquence [14]

La réserve tertiaire sert non seulement à pallier un éventuel déficit de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide de l'écart entre production et consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart entre production et consommation. Pour cela, deux types de réserve tertiaire sont constitués :

La réserve tertiaire garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable en 15 min (environ 1000 MW) et la réserve tertiaire mobilisable en 30 min (environ 500 MW),

Et la réserve tertiaire non garantie, comprenant des réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 h et la réserve tertiaire 8h).

Le réglage tertiaire sert à pallier aux éventuels déficits de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide entre la production et la consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart. Le réglage tertiaire fait appel à une puissance quasi-instantanément mobilisable et son objectif est de restaurer les réserves secondaire et primaire. Ce réglage peut durer de 15 à 30 minutes. [14].

Contrairement aux deux réglages précédents, la mobilisation des réserves prévue pour ce réglage n'est pas automatique, elle est manuelle et elle se fait par des appels téléphoniques depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production.

Pour réaliser le réglage de fréquence tertiaire, deux types de réserve tertiaire sont constituées :

- La réserve tertiaire dite garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable en 15 min (environ 1000 MW) et les réserves rapides mobilisables en 15 et 30 minutes, qui font l'objet d'accords particuliers avec les producteurs qui disposent d'installations aptes à les fournir.
- La réserve tertiaire non garantie, comprenant les réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 heures et la réserve tertiaire 8h).

- La réserve tertiaire doit pouvoir être reconstituée pendant une période inférieure à une demi-heure.
- La figure 8 représente un récapitulatif des réserves de puissance pour le réglage de fréquence. [15]

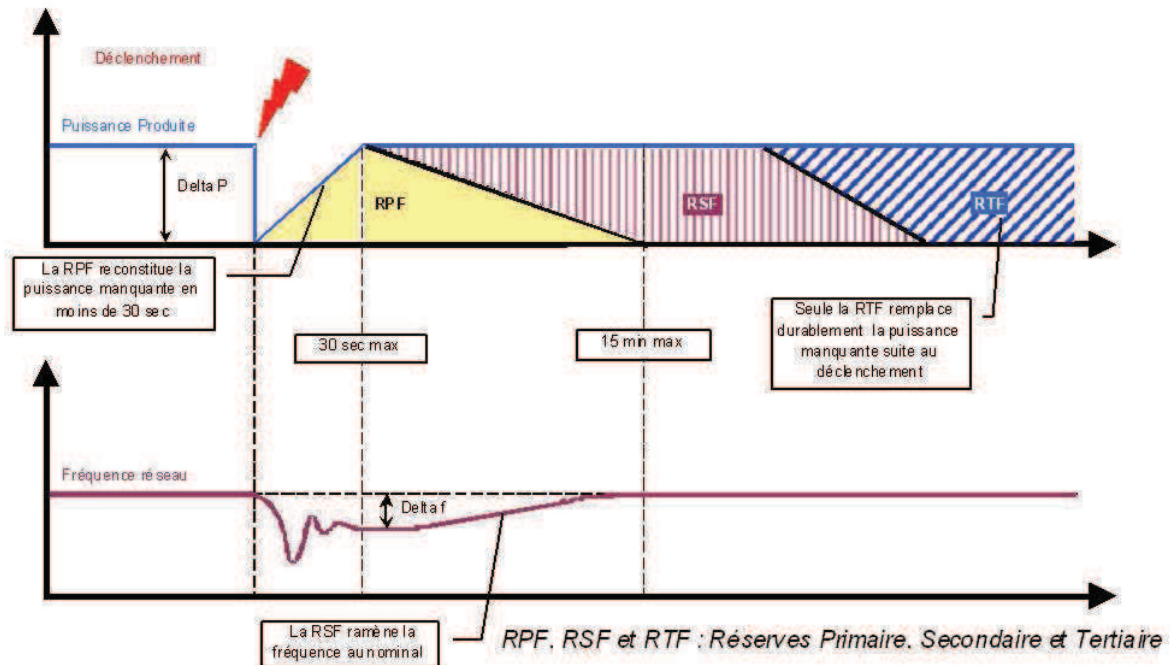


Figure VI-8 : Fonctionnement des réserves pour rétablir l'équilibre production / consommation [15].

VI.3.4. Développement de réglage de fréquence par volant d'inertie

Afin de maintenir la fréquence autour de la valeur de 50 Hz, un développement de régulation de fréquence a été implanté. Le principe est présenté sur la Figure 9.

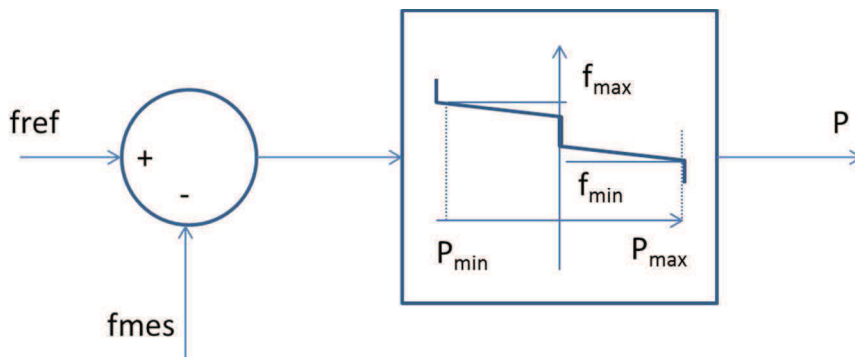


Figure VI-9 : Principe de réglage de fréquence

VI.4. BANC D'ESSAI POUR LES REGLAGES DE TENSION ET DE FREQUENCE

Deux simulateurs temps réel sont utilisés : RT Lab (OPAL-RT) et dSPACE. Le système RT Lab sert à simuler le réseau électrique à tester tandis que le dSPACE sera exclusivement utilisé pour piloter le volant d'inertie.

Le simulateur temps réel numérique (RT-Lab) sert au développement de modèles permettant de tester des équipements électriques réels, de simuler et de valider les stratégies de contrôle des sources renouvelables, du stockage raccordés au réseau ou encore des bornes de recharges reliés à un Smart Grid avec HIL (Hardware-in-the-Loop). Plus précisément ce simulateur permet de :

- réduire le temps de simulations ou de réaliser des simulations de systèmes complexes,
- effectuer du prototypage rapide des systèmes de contrôle/commande,
- étudier les impacts de la production photovoltaïque, du stockage (batteries ou volant d'inertie) et des véhicules électriques sur la variation de tension du réseau et de proposer des solutions (dans ce cas, le réseau électrique est virtualisé par le RTLab) et l'on teste le comportement d'un équipement réel, par exemple un onduleur PV, une borne de recharge + VE, etc., dans cet environnement émulé
- étudier le comportement de ces équipements en mode dégradé face aux perturbations, par exemple les creux de tension ou la pollution harmonique
- et valider les stratégies de contrôle/commande ou de gestion dans le cadre de smart-grid.

Le calculateur RT Lab est connecté à des baies de puissance, connectées elles – mêmes au réseau EDF et à l'armoire de puissance du volant d'inertie. Entre les baies de puissance et le volant une puissance pouvant aller jusqu'à +46 kVA/-15 kVA peut transiter. Le volant d'inertie pouvant délivrer ou absorber jusqu'à +/- 15 kVA, la consigne sera saturée dans l'algorithme du dSPACE afin d'éviter qu'on atteigne ces valeurs.

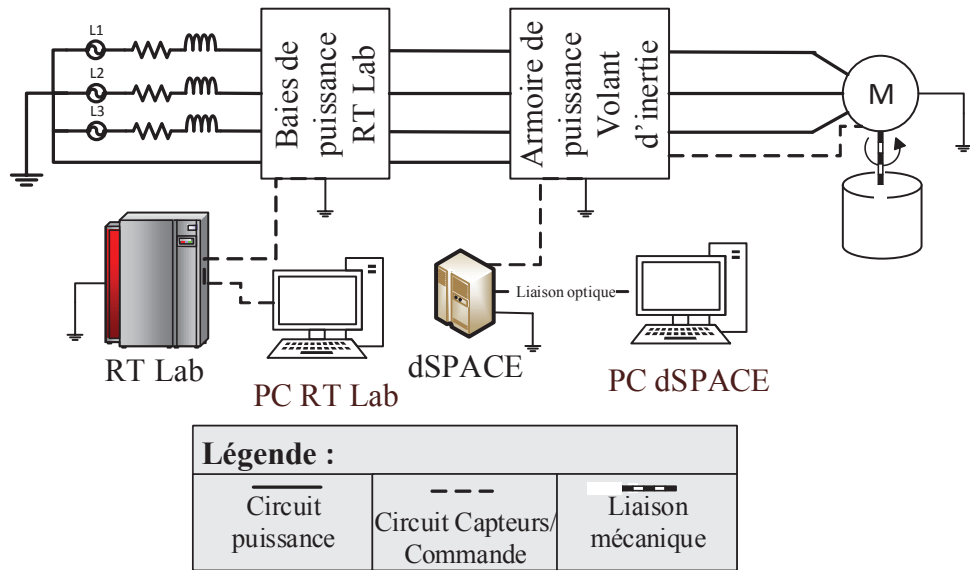


Figure VI-10 : Banc d'essai expérimental avec RT Lab et dSPACE

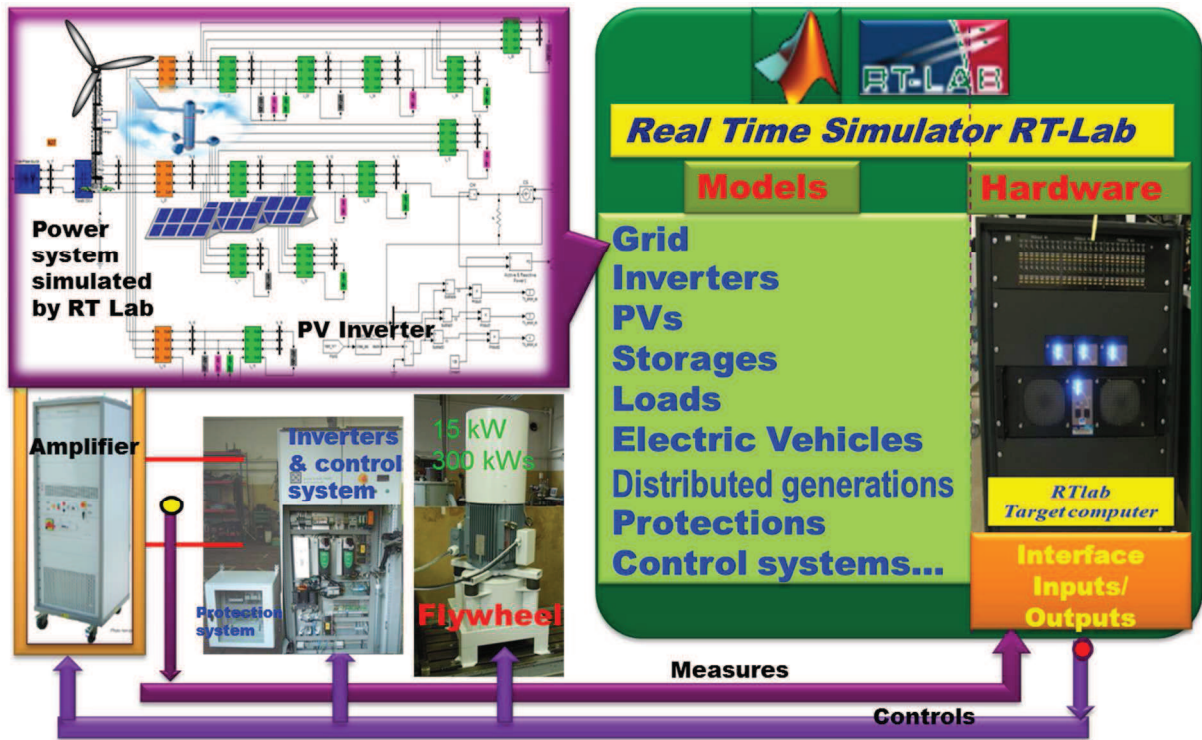


Figure VI-11 : Couplage du volant d'inertie avec RT Lab

VI.5. LE REGLAGE DE LA TENSION PAR VOLANT D'INERTIE

VI.5.1. Description du réseau et des scénarios

Le réseau test comporte une charge triphasée de 30 kW et une production PV triphasée de 15 kWc. Le réseau test est alimenté par le réseau principal via un transformateur triphasé de 250 kVA. Le réseau test est présenté sur la Fig. 12 et la consommation est présentée sur la Fig. 13. La production PV est présentée sur la Fig. 14.

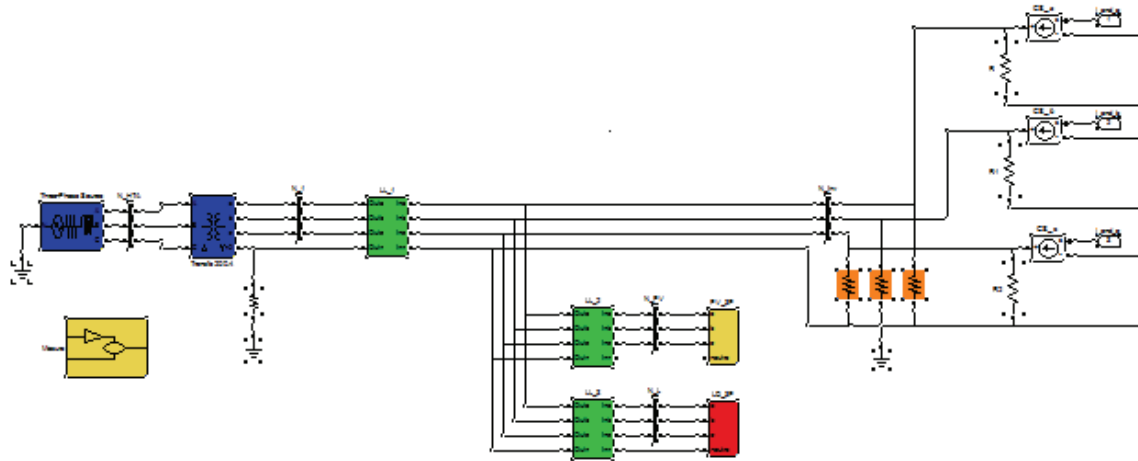


Figure VI-12 : Réseau test implémenté sur le simulateur temps réel (RT-Lab).

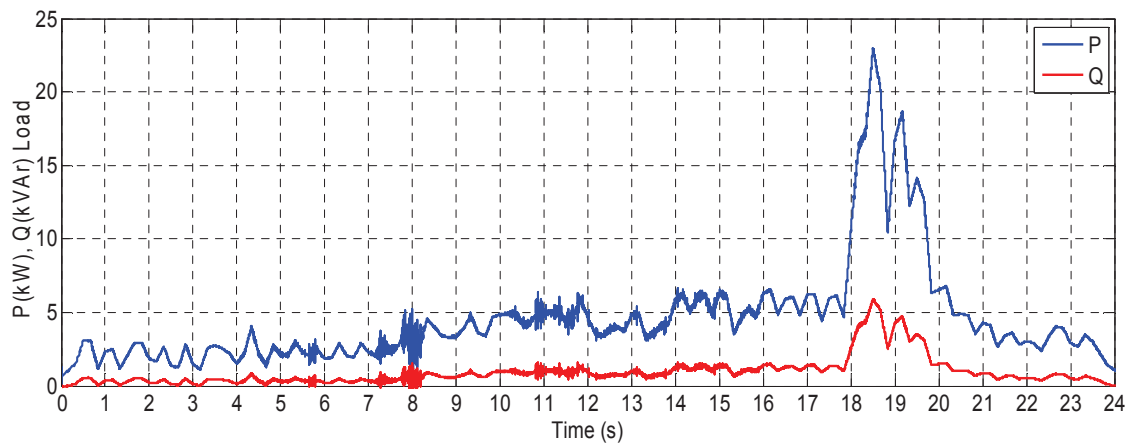


Figure VI-13 : Variation de consommation (puissance active et réactive)

Plusieurs tests ont été effectués pour valider la stratégie proposée de contrôle de tension par le volant d'inertie. Deux scénarios ont été effectués :

- Réseau sans volant d'inertie
- Réseau avec volant d'inertie.

VI.5.2. Les résultats

En cas sans volant d'inertie, à la Figure 14, on peut observer l'influence de l'injection de la puissance du PV sur la tension du réseau au point d'injection. Plus les puissances active et réactive du PV sont importantes, plus la tension est élevée. On constate que la tension est légèrement supérieure à la tension maximale admissible (1.1 pu) entre 8 et 12H. Sans moyens de réglage de tension la production PV devrait être déconnectée par la protection. Peu après 18h, la tension diminue lorsque la centrale cesse d'injecter. La tension est très basse à l'heure de pointe et inférieure à la tension minimale admissible (0.9 pu) entre 18h et 20h.

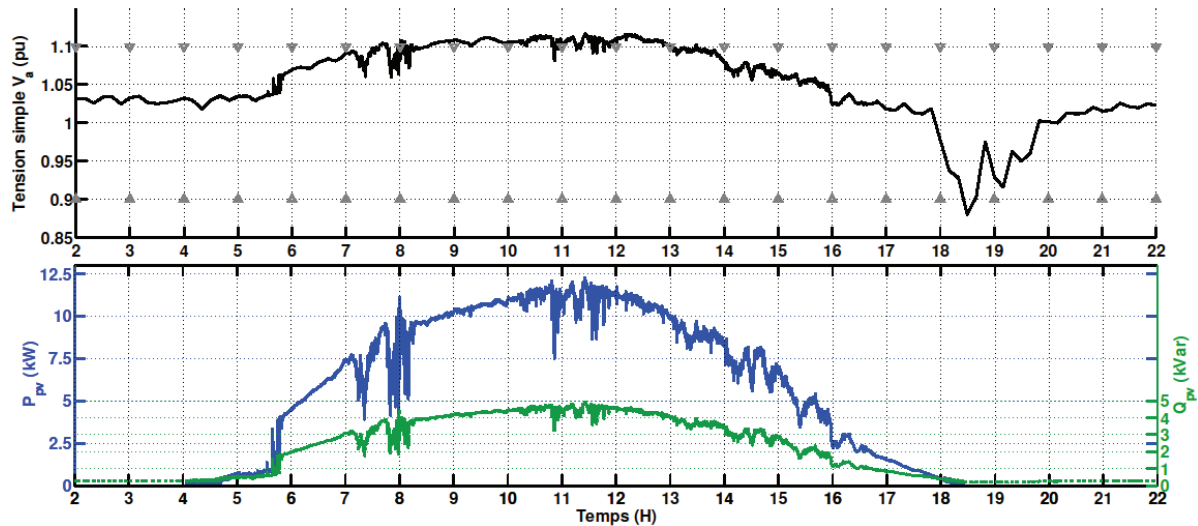


Figure VI-14 : Influence du PV sur la tension du réseau (cas réseau sans volant d'inertie)

En cas avec volant d'inertie, les résultats de la régulation de la tension sont à la 15. Entre 7h et 14h, le SISE absorbe de la puissance réactive pour maintenir la tension en dessous de sa limite supérieure 1.1 pu. De même, entre 18h et 19h30, le SISE fournit de la puissance réactive pour monter la tension supérieur à 0.95 pu.

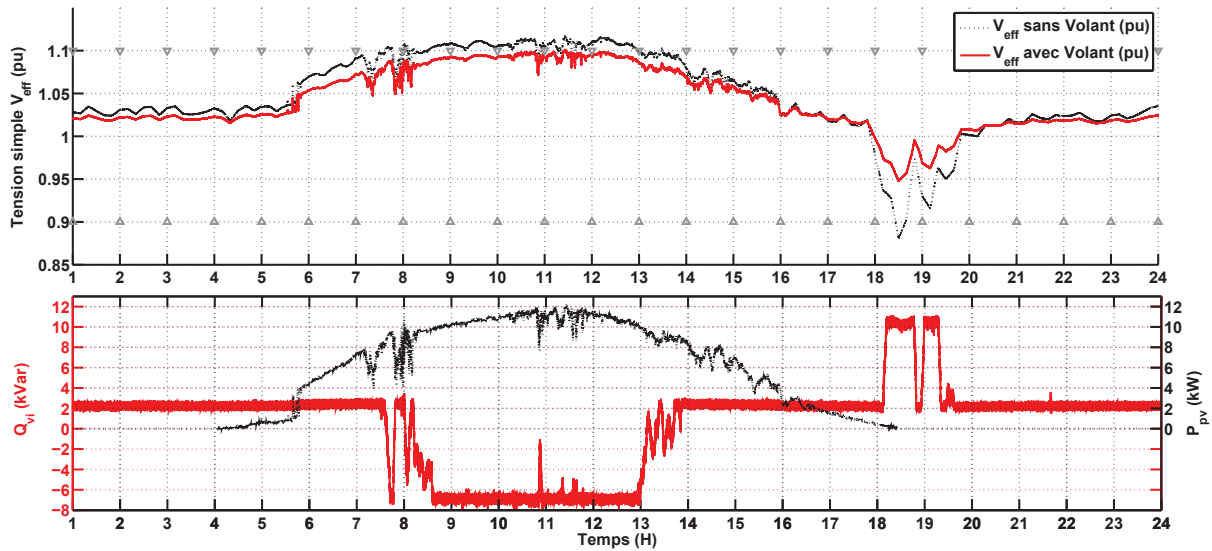


Figure VI-15 : Régulation de la tension du réseau avec volant d'inertie

Ce test confirme la performance de la méthode proposée en utilisant le volant d'inertie pour participer au réglage de tension du réseau.

VI.6. LE REGLAGE DE LA FREQUENCE

VI.6.1. Description du réseau et des scénarios

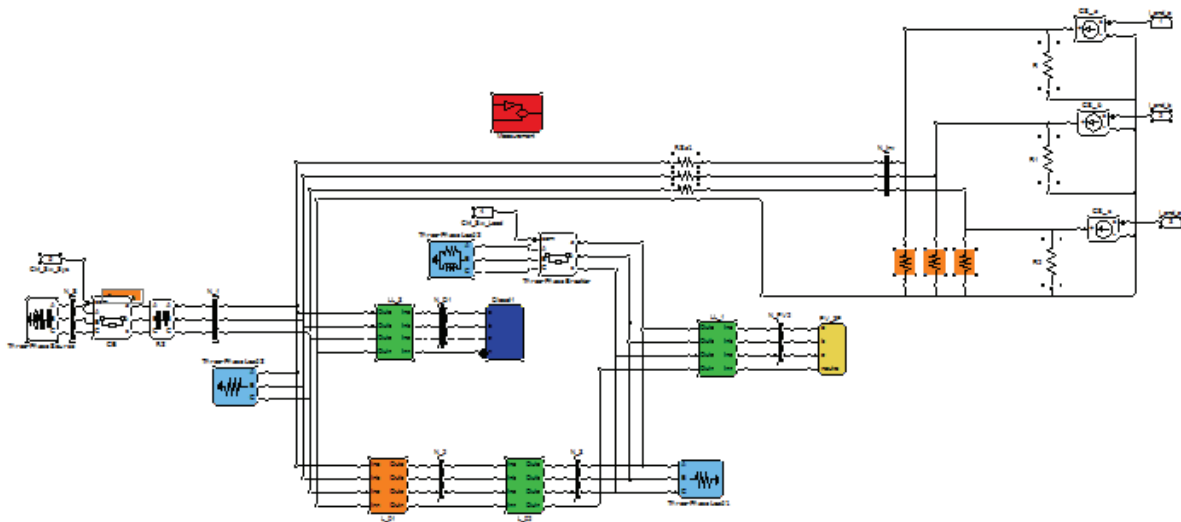


Figure VI-16 : Réseau test simulé avec RT-Lab ; couplé avec volant d'inertie

Un réseau test a été simulé avec RT-Lab (Fig. 16). Ce réseau est alimenté via un transformateur de 250 kV. Ce réseau comporte un groupe de diesel de 40 kVA. Une charge équivalente totale du réseau est de 35 kW et une production PV de 15 kWc. Pour tester la régulation de

fréquence, le réseau est basculé en mode îloté. Pour ce cas, le réseau est alimenté par le groupe de diesel.

Afin de valider les performances de la méthode proposée implantée sur le volante d'inertie, plusieurs tests ont été effectués :

- Régulation de la fréquence sans gestion de la vitesse du volant,
- Régulation de la fréquence avec gestion de la vitesse du volant,
- Test de l'impact de lissage de production PV sur la fréquence.

VI.6.2. Premier cas régulation de la fréquence sans gestion de la vitesse du volant

VI.6.2.1. Description de la manipulation

Le réseau simulé sur RT Lab a une charge totale de 35 kW. Nous avons le scénario suivant :

1. Cas 1 : A $t = 100$ s, une augmentation brutale de consommation de 35 kW à 40 kW,
2. Cas 2 : A $t = 120$ s, une baisse brutale de consommation de 40 kW à 35 kW.

Dans ces deux cas, la variation de la fréquence est observée avec ou sans régulation. Pour le moment, la vitesse du volant n'est pas gérée. Au début de la manipulation, le volant est chargé à vitesse maximale.

VI.6.2.2. Les résultats

Sans régulation, dans la figure 17, nous pouvons voir que la fréquence chute à 49,35 Hz lorsque la charge diminue (cas 1) et augmente jusqu'à 50,65 Hz (cas 2). Avec l'aide de la régulation de la fréquence du volant, ces variations passent respectivement à 49,8 Hz (cas 1) et 50,2 Hz (cas 2). Le volant réagit rapidement au changement de la fréquence et arrive ainsi à diminuer son amplitude de variation. Nous avons également une performance sur la pente de la variation de fréquence : celle – ci varie en effet plus lentement avec la régulation.

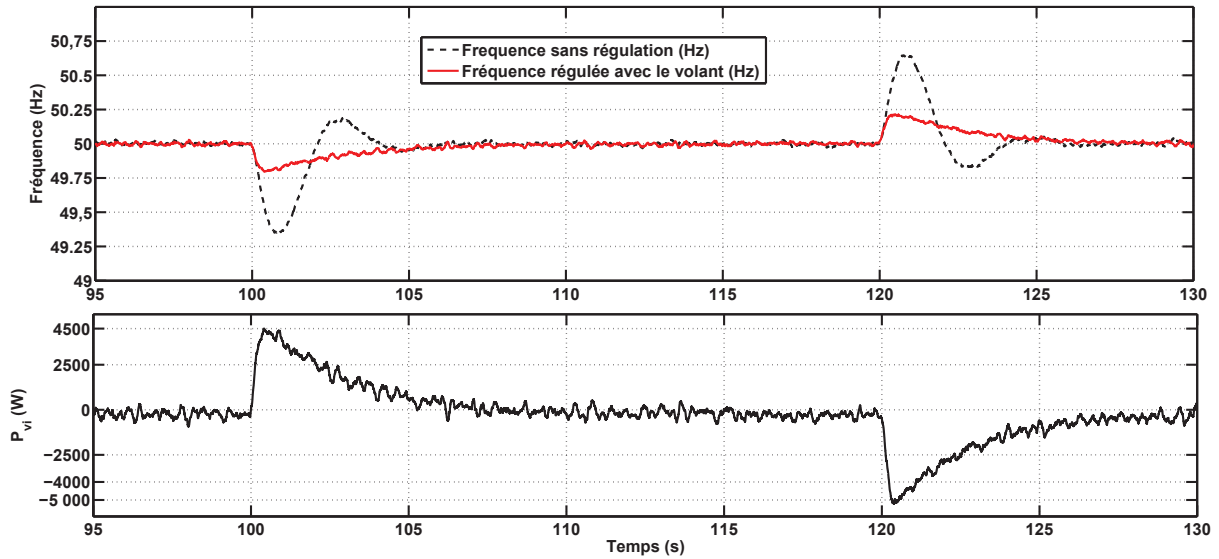


Figure VI-17 : Fréquence du réseau avec et sans régulation de fréquence (sans prise en compte de la vitesse du volant)

Cependant, la Figure VI-18 permet de voir que la vitesse du volant n'est pas gérée. Celle – ci est à valeur maximale au début de la manipulation puis diminue au fur et à mesure.

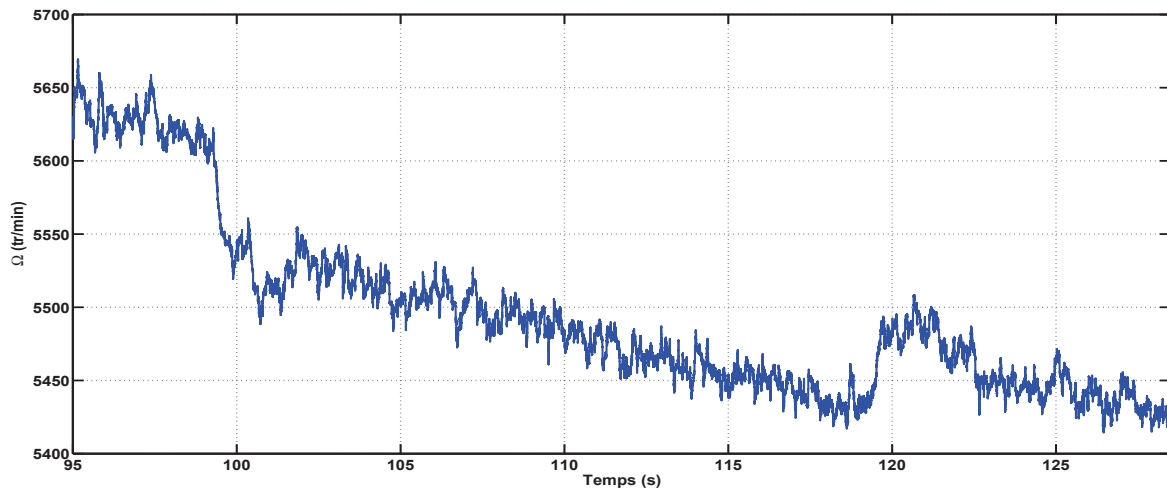


Figure VI-18 : Evolution de la vitesse du volant lors de la régulation de la fréquence (algorithme ne prenant pas en compte cette vitesse)

Dans la prochaine manipulation, nous allons réguler la fréquence tout en gérant la vitesse du volant.

VI.6.3. Deuxième cas : régulation de la fréquence avec gestion de la vitesse du volant

VI.6.3.1. Description de la manipulation

Nous avons utilisé un bloc Stateflow[®] qui permet de sélectionner soit la régulation de la fréquence, soit la régulation de la vitesse (voir Figure VI-19). Le volant est en mode « régulation de la vitesse », lorsque la fréquence est dans une plage acceptable. Dans ce mode, la vitesse est maintenue entre 3500 et 4000 tr/min pour avoir assez de réserve pour faire face à une hausse de la fréquence (le volant absorbe de la puissance, et sa vitesse augmente) et pour faire face à une baisse de fréquence (le volant délivre de la puissance et sa vitesse diminue).

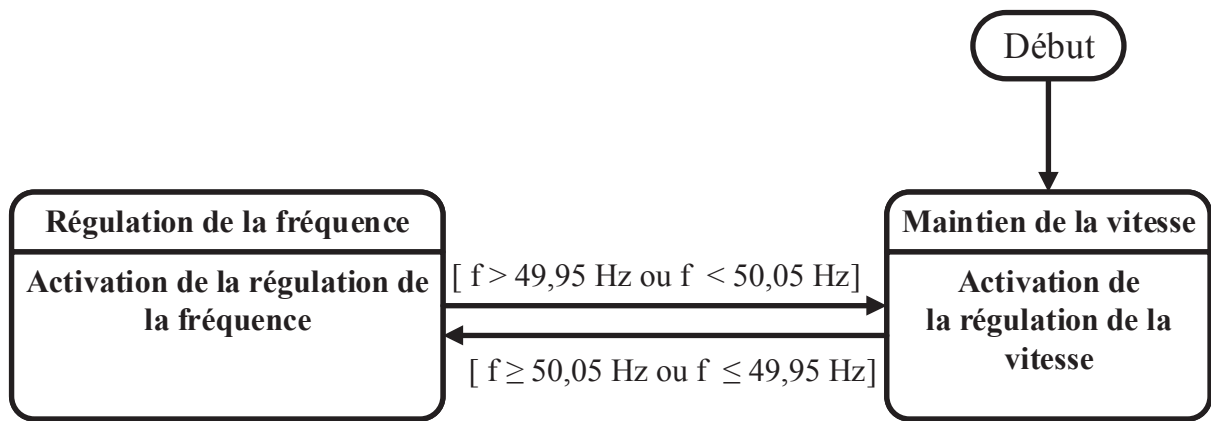


Figure VI-19 : Algorithme de Stateflow[®] gérant la régulation de la fréquence et le contrôle de la vitesse

VI.6.3.2. Les résultats

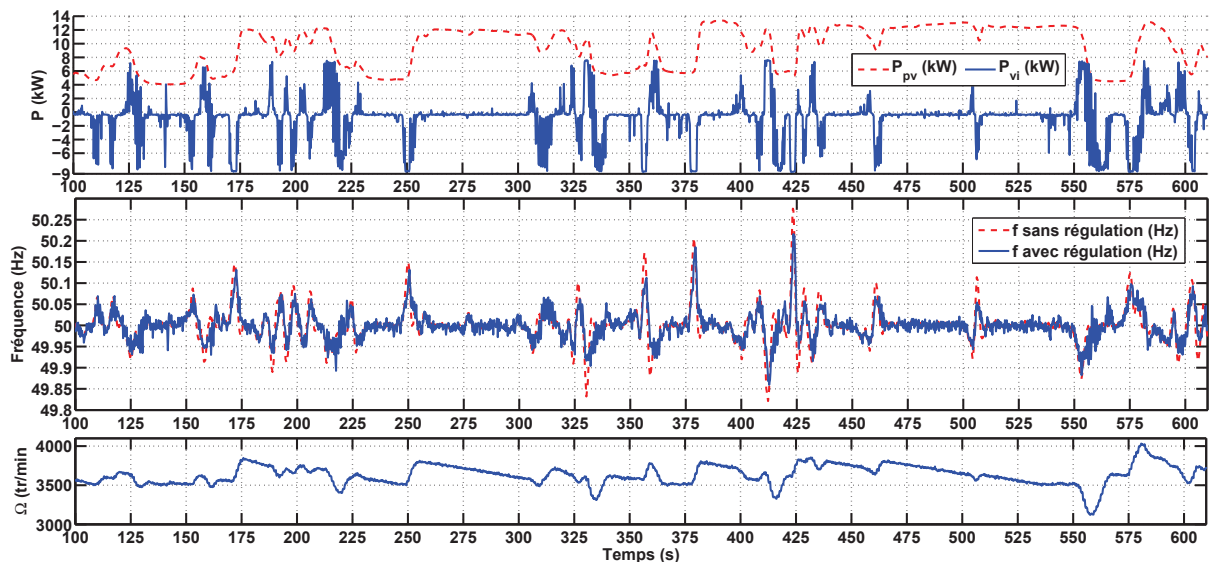


Figure VI-20 : Régulation de la fréquence avec gestion de la vitesse du volant

Sur la figure 20, on observe la variation de fréquence quand il y a de fluctuation de production PV. En utilisant la régulation de la fréquence du volant avec gestion de vitesse, la fréquence est stable autour de 50Hz et la vitesse est maintenue autour de 3500 tours/min.

VI.6.4. Troisième cas : impact du lissage du PV sur la fréquence

VI.6.4.1. Description de la manipulation

Dans cette partie, nous allons observer l'impact du lissage du PV sur la variation de la fréquence. Nous allons utiliser l'algorithme de lissage avec le superviseur 2-D, étudié au chapitre 5.

Jusqu'à présent, les données de la puissance PV se trouvaient uniquement dans le modèle implémenté sur RT Lab. Or, c'est le dSPACE qui pilote le volant. A la Figure VI-10, nous pouvons voir que ces deux systèmes ne communiquent pas entre eux, et l'algorithme qui tourne sur le dSPACE a besoin de connaître l'état du PV. Une synchronisation entre le calculateur RT Lab et celui de dSPACE est donc nécessaire. Pour ce faire nous avons trois solutions :

- Les données PV ne sont présentes que sur RT Lab. Une sortie analogique de RT Lab et une entrée analogique de dSPACE peuvent être utilisées. Les données de puissances PV disponibles sur RT Lab sont alors converties en un signal analogique 0 – 10 V, qui sera reconvertie en signal de puissance par l'algorithme tournant sur le dSPACE, qui pourra ensuite piloter le volant pour lisser la puissance PV.
- Les données PV sont à la fois sur RT Lab et dSPACE. Une sortie numérique de RT Lab est une entrée numérique de dSPACE peuvent être utilisées. RT Lab enverra alors un signal trigger au dSPACE pour lui signifier que la simulation est démarrée. dSPACE démarrera alors le lissage de la puissance PV enregistrée dans son algorithme.
- Les données PV sont à la fois sur RT Lab et dSPACE. Mais on n'utilise pas de sortie et d'entrée analogique/numérique de RT Lab et de dSPACE. L'information qui permettra la synchronisation des données PV sur RT Lab et dSPACE doit alors passer par le circuit de puissance. Dans le modèle tournant sur RT Lab, on fait en sorte que la fréquence du réseau simulé dépasse un certain seuil, qui marque le début de la simulation du réseau. Le dSPACE calcule la fréquence du réseau en temps réel grâce aux mesures effectuées par les capteurs de tension de la baie de puissance du volant enverront. Ainsi, il peut démarrer le lissage de la puissance lorsqu'il aura détecté le dépassement de seuil.

Nous avons décidé d'écarter les deux premières solutions car les deux PC communiquant avec les systèmes RT Lab et dSPACE sont séparées d'une vingtaine de mètres. On aura ainsi des chutes de tension dans les câbles, et tout cela nécessite des travaux de câblage pour faire passer les câbles dans les chemins de câbles.

La dernière solution a donc été retenue. Nous avons utilisé Stateflow® pour générer le signal trigger (Figure VI-21).

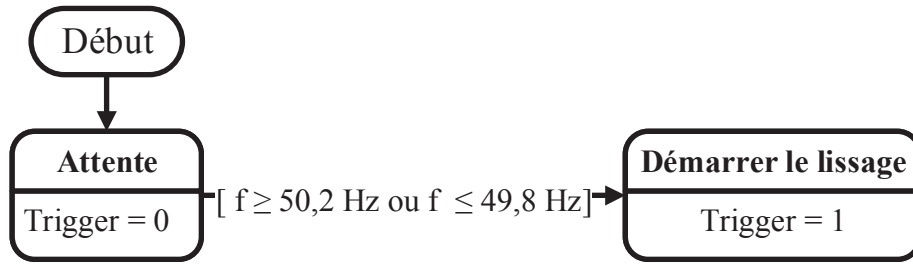


Figure VI-21 : Algorithme générant le trigger sous Stateflow®

VI.6.4.2. Les résultats

Sur la 22, la fréquence dépasse 50,2 Hz et 49,8 Hz après $t = 0$ s. C'est à ce moment que l'algorithme démarre le lissage.

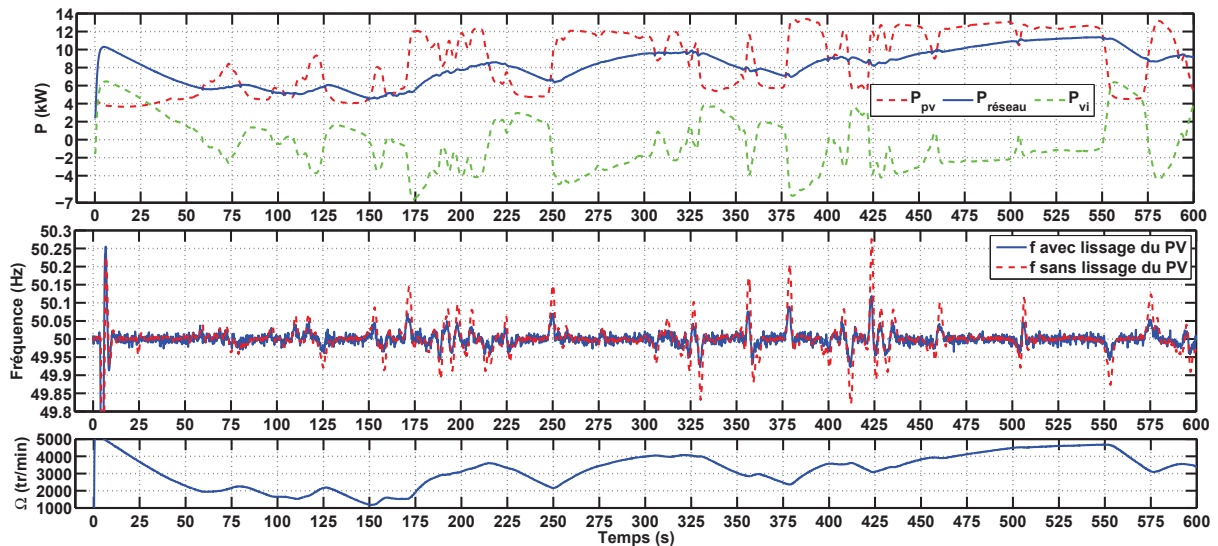


Figure VI-22 : Influence du lissage du PV sur la fréquence du réseau

Nous observons que le lissage permet de diminuer significativement les variations de la fréquence du réseau.

VI.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons vu qu'il est possible de gérer le volant d'inertie pour réguler la fréquence et la tension d'un réseau électrique. Plusieurs tests en utilisant le simulateur temps réel RT-Lab et dSPACE ont été effectués pour valider les stratégies proposées de réglage de tension et de fréquence. Les résultats tests confirment la performance de la méthode proposée.

VI.8. REFERENCES

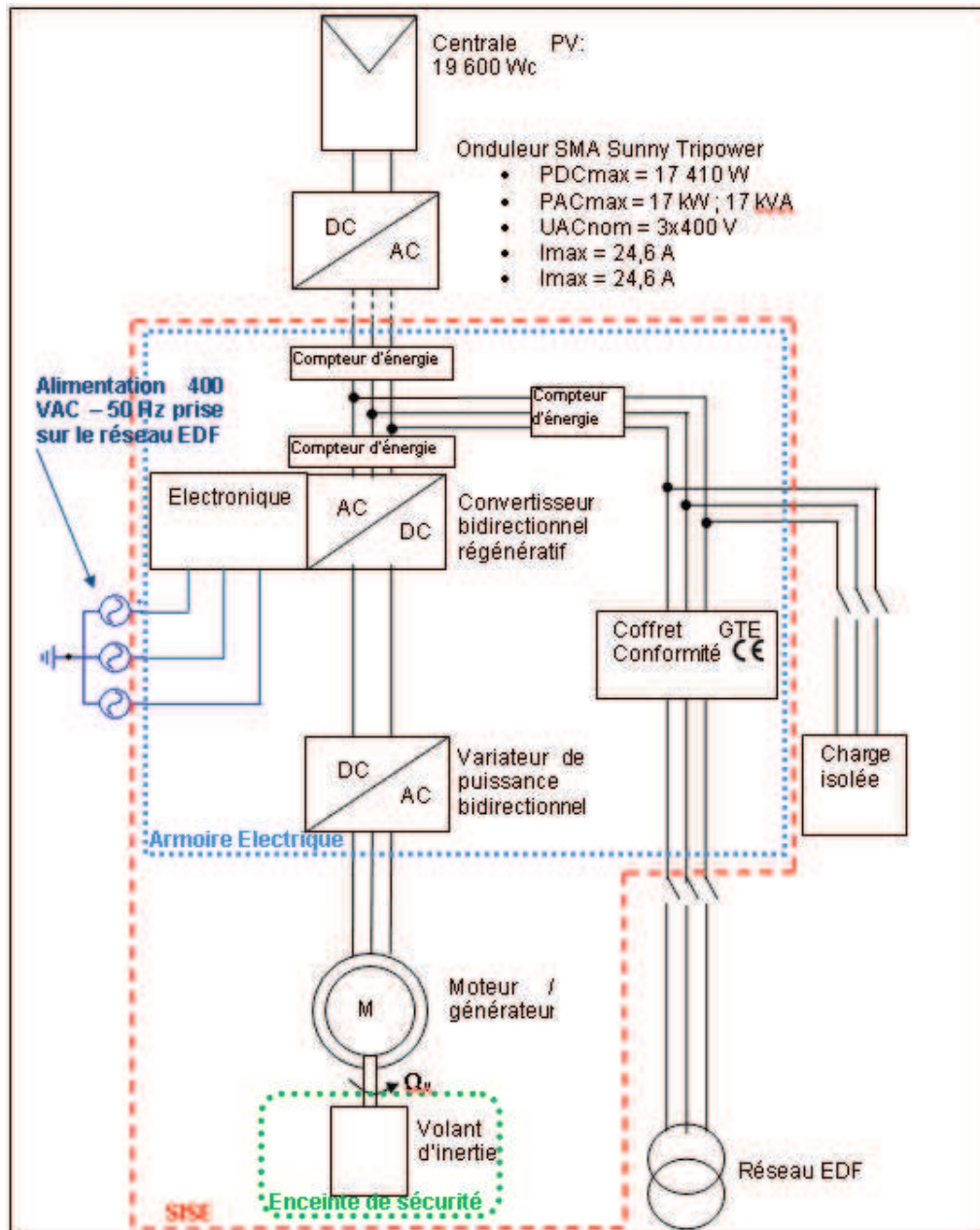
- [1] F. J. Pazos, « Power frequency overvoltages generated by solar plants », in *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009*, 2009, p. 1-1.
- [2] « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension, cadre réglementaire, impacts et préconisations », ESPRIT, avr. 2010.
- [3] « Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems », Report IEA-PVPS T5-02:1999.
- [4] Halcrow Gilbert associates, « Co-ordinated experimental research into power interaction with the supply network — Phase 1 », ETSU S/P2/00233/REP, 1999.
- [5] E. O. V. Salas, « DC Current Injection Into the Network from PV Grid Inverters », p. 2371 - 2374, 2006.
- [6] « DC Injection into Low Voltage AC Networks », University of Strathclyde, DG/CG/00002/00/00, 2005.
- [7] « Identification of general safety problems, definition of test procedures and designmeasures for protection », DISPOWER Deliverable 2.3, 2005.
- [8] T. Tran Quoc, C. Le Thi Minh, et S. Bacha, « Transformerless inverters and RCD: what's the problem? », in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, France, 2010, p. .
- [9] T. Tran-Quoc, C. Andrieu, N. Hadjsaid, "Technical impacts of small distributed generation units on LV networks", IEEE/PES General Meeting 2003, Canada, June 2003
- [10] T. Tran-Quoc, S. Bacha, "Interactions onduleur PV/réseau Investigations sur les services apportés par les onduleurs PV", projet ESPRIT, 2011
- [11] L., Infield, David Freris et M. Pinard, *Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*. [Paris]: Dunod : L'usine nouvelle, 2009
- [12] N. Jenkins, France, et Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, *Électrotechnique des énergies renouvelables et de la cogénération*. Paris: Dunod : L'Usine nouvelle, 2008.
- [13] « Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique | Legifrance », 28-sept-2012. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018698004>. [Consulté le: 28-sept-2012].
- [14] RTE, "Documentation Technique de Référence - Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT - Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance"; Version 4 applicable à compter du 26 juillet 2011

- [15] CRE, 2012. Services système et mécanismes d'ajustement. Disponible sur le site: <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>

ANNEXE I : CAHIER DES CHARGES DU SISE

I.1. SPECIFICATIONS TECHNIQUES

Le SISE viendra se connecter à la sortie triphasée 400V d'un onduleur SMA (voir schéma ci-dessous).



I.1.1. Dimensionnement du volant d'inertie

I.1.1.1. Vitesse maximale du volant

La vitesse du volant ne devra pas excéder 6 000 tours/minute (volant dit « lent »). L'enceinte sous-vide n'est donc pas obligatoire.

I.1.1.2. Puissance et énergie

Le volant d'inertie devra fournir une puissance minimale :

- en charge (courant absorbé) : 2 kW
- en décharge (courant fourni) : 2 kW

Le volant d'inertie devra fournir une puissance maximale :

- en charge (courant absorbé) : 15 kW
- en décharge (courant fourni) : 15 kW

Le contenu énergétique devra être de l'ordre de 80 Wh (restitués).

I.1.1.3. Nature du courant fourni

Le courant fourni et absorbé sera en AC triphasé 400 V, 50 Hz. Il devra respecter les normes en vigueur pour les matériels électriques et pour les réseaux français insulaires en matière de qualité du courant injecté/tension réseau et de sécurité de déconnection (ilotage).

I.1.2. Les convertisseurs

Deux convertisseurs AC/DC bidirectionnels doivent être fournis. Ces convertisseurs doivent pouvoir fonctionner en quatre quadrants.

Pour leur pilotage, ils devront posséder :

- Des entrées et sorties analogiques et numériques
- Une entrée PWM
- Des interfaces séries RS485/RS232/RS422
- Une interface CAN (Controller Area Network)
- Une interface EtherCat (Ethernet de terrain)

(le système sera piloté par des cartes dSPACE DS1006, DS2002, DS2301 et DS2202)

I.1.3. Moteur / générateur

Le moteur et le générateur ne doivent former qu'une seule unité. Ils doivent être de type Machine Asynchrone ou Machine Synchrone triphasée 400 Volts.

I.1.4. Capteurs

Des capteurs devront être installés sur le système afin de mesurer les grandeurs physiques suivantes (sur les parties AC et sur les parties DC) :

La température du moteur	0...200°C
La vitesse de vibration	1...16mm/s
La vitesse de rotation du volant	0...8000 tr/min
Les Courants	-50...50A
La fréquence électrique	10...100 Hz
Les tensions	-800...800 V

A la sortie de ces capteurs, un signal -10...+10V devra être délivré (des conditionneurs de signal devront être ajoutés, si ces capteurs délivrent par exemple un signal 4...20 mA). Les capteurs devront avoir une longueur de câble d'environ 10 mètres. Le temps d'acquisition doit être le plus rapide possible (inférieur à une milliseconde).

I.1.5. Coffret GTE

Un coffret GTE assurera la protection de découplage automatique avec la conformité CE, et une protection propre au réseau électrique insulaire, particulièrement en Corse (voir ce document

http://sei.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/SEI/corp/sei_ref_04_protection_decouplagev5.pdf)

I.1.6. Bus continu

Le bus continu (voir schéma électrique ci-dessus) doit être accessible dans une armoire électrique (pour avoir la possibilité de connecter une batterie dans le futur, etc.)

I.1.7. Fonctionnalités

I.1.7.1. Fonctions standards

L'onduleur permettra un paramétrage et une modification de consigne, en local et en fonctionnement, de :

- Contrôle de puissance active :
 - o consigne de valeur absolue instantanée, réaction à la seconde pour 100 %
 - o rampe de montée et descente
- Contrôle de puissance réactive :
 - o consigne en puissance réactive ou en $\cos \varphi$

I.1.7.2. Services au réseau

L'onduleur assurera un certain nombre de services pour le réseau et permettra un paramétrage et une modification de consigne, en local et en fonctionnement :

- participation au réglage primaire :
 - o énergie réglante
 - o bande morte de fréquence
 - o puissance max et min (réserve primaire)
- participation au plan de tension :
 - o consigne en puissance réactive par unité de ΔU
 - o bande morte de tension
 - o limite d'injection/absorption de puissance réactive

Les consignes données doivent être appliquées en moins de 0,5 s avec une précision de +/- 2 % ramené à la puissance nominale, les valeurs étant moyennées sur 5 alternances (100 ms).

Les mesures de tension et de fréquence, qui seront utilisées pour la détermination de l'injection de puissance dans le cadre des fonctions de participation aux services système (réglage primaire et plan de tension), seront déterminées sur des fenêtres glissantes de l'ordre de 100 ms.

I.1.8. Autres caractéristiques techniques

- L'appareil doit pouvoir être laissé en floating sur une consigne d'état de charge (entretien de la charge), lequel état de charge doit pouvoir être connu de l'utilisateur avec une précision de +/- 1 %.
- Le rendement global du système, de l'électron AC chargé à l'électron AC déchargé devra être précisé en fonction du niveau de puissance d'utilisation.
- Un accès sera permis sur le bus DC pour des expérimentations de type réseau DC, et sur les circuits AC.

I.1.9. Matériel informatique

Dans le cas où l'équipement est livré avec un ordinateur, celui-ci devra avoir un système d'exploitation Windows XP ou W7.

Le matériel doit permettre une mise en réseau et avoir au moins un port USB de libre.

Si une ou plusieurs de ces spécifications ne sont pas respectées, le fournisseur devra le spécifier clairement dans son offre commerciale.

I.2. ENVIRONNEMENT

Le matériel sera implanté sur le site du CEA – INES au Bourget du Lac, et testé avant d'être transféré à Ajaccio sur le site de Vignola opéré par le CEA et l'Université de Corse.

I.2.1. Livraison

Tout matériel livré devra porter la référence de la commande ainsi que le nom du destinataire. Le fournisseur devra prévoir toutes les dispositions pour décharger et installer l'équipement. Les livraisons seront effectuées entre 8h et 16h30 du Lundi au Vendredi.

Le matériel devra être livré dans un premier temps sur le site de INES Technolac (INES Recherche, Développement, & Innovation / Savoie Technolac - 50, av. du Lac Léman - BP 332 / 73377 Le Bourget-du-Lac Cedex FRANCE) dans le bâtiment Lynx3 à côté du simulateur RT Lab.

L'équipement et l'ensemble de ses périphériques devront être livrés propres et conditionnés de manière sérieuse et appropriée.

Les plateaux de transport, palettes et caisses d'emballage devront être adaptés aux poids et volumes des éléments afin d'assurer un transport sécurisé et éviter par la suite tout litige lié à un mauvais conditionnement. L'ensemble des plateaux de transport, palettes et caisses d'emballage devront être évacués par l'équipementier (traitement des déchets d'emballage non pris en charge par le CEA).

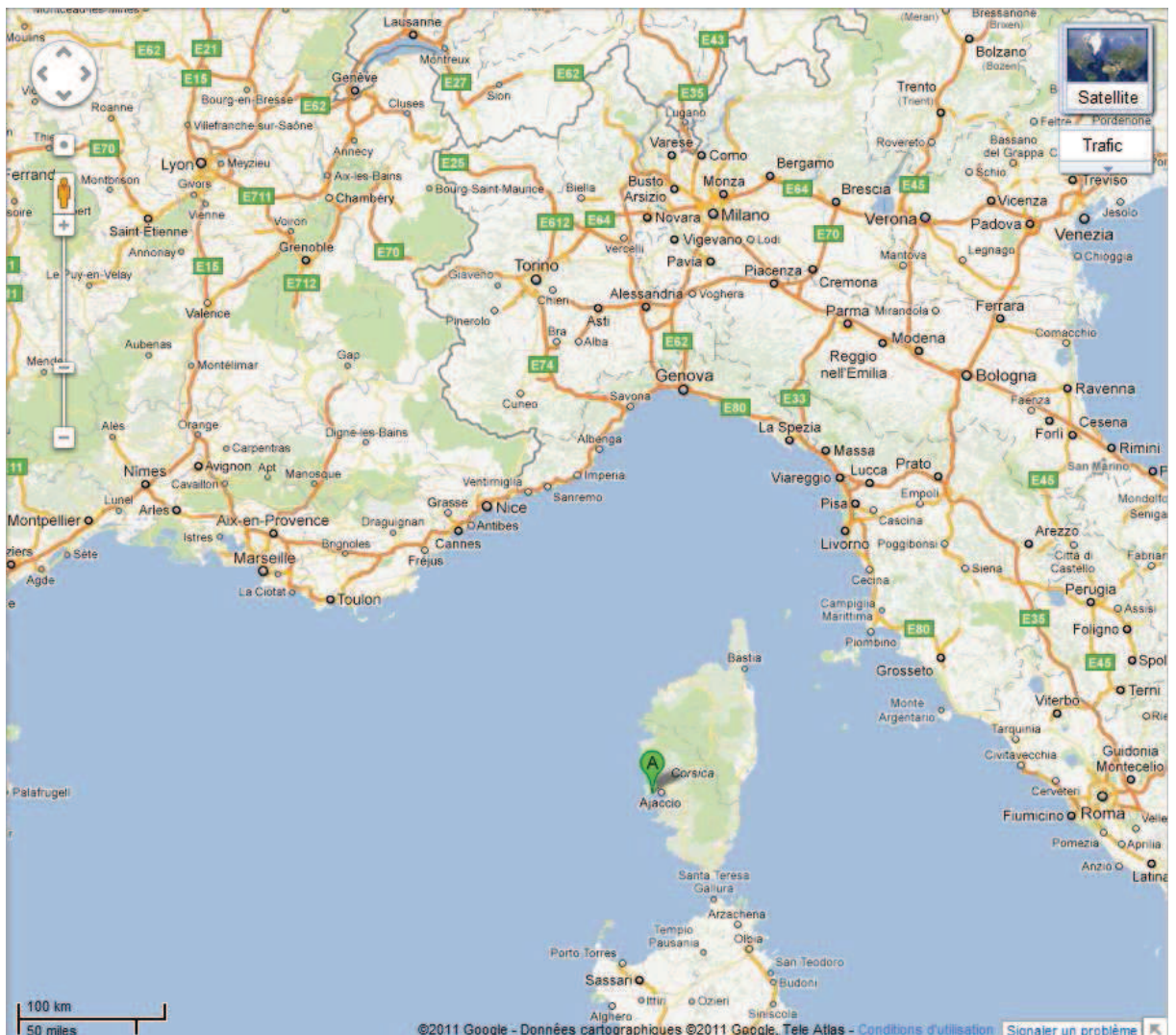
Dans un deuxième temps, environ 2 à 3 mois après la réception sur le site de l'INES, le prestataire devra revenir pour assurer le transfert sur le site de l'antenne applicative Corse de l'INES Route des Sanguinaires – Vignola 20 000 AJACCIO – France.

I.2.2. Lieu d'implantation

I.2.2.1. Contexte réglementaire

Le site de l'INES est soumis au régime ICPE. L'utilisation de produit pour la construction de l'équipement nécessitant d'être soumis à déclaration ou autorisation ICPE devra être signalée.

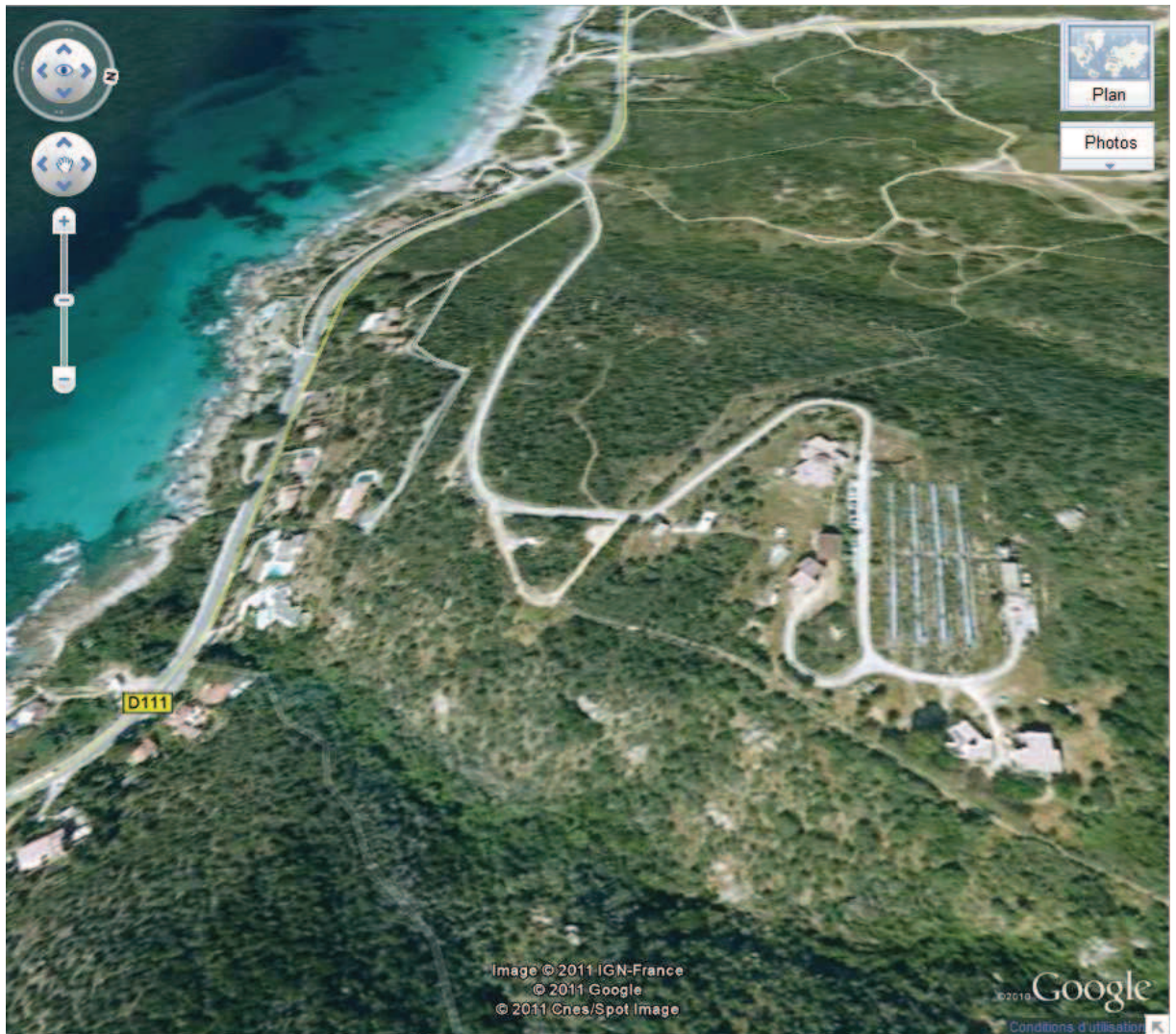
Ensuite, le prestataire assurera le transfert à Ajaccio. Le site est exploité par l'Université de Corse qui accueille des équipes du CEA-INES dans le cadre d'une convention-cadre portant création d'une antenne applicative de l'INES en Corse. Il est situé à Vignola, sur la commune d'Ajaccio, en Corse.



I.2.2.2. Contexte météorologique

Le site de Vignola est situé en surplomb de la mer. Le climat est méditerranéen. Le système sera donc soumis à un fort ensoleillement, au vent marin, à des dépôts fréquents de sel et de poussières. Cet environnement ne doit pas être un verrou au bon fonctionnement du système et ne doit pas accélérer son vieillissement.

Toutefois, à l'INES comme à Vignola, l'équipement sera installé dans des locaux de type hall technique.



I.2.2.3. Modalités d'intervention sur le site du CEA

Le CEA/LITEN/DTS établira, en collaboration avec l'équipementier et ses sous-traitants éventuels, le plan de prévention global pour les prestations d'installation et de démarrage de l'équipement.

Le prêt de matériel, y compris le matériel de sécurité étant interdit au CEA, l'équipementier et ses éventuels sous-traitants doivent fournir les matériels de sécurité nécessaires à la prévention des risques spécifiques générés par son intervention : EPI, EPC, Il en assurera le remplacement et la réparation et le cas échéant (sans indemnité de la part du CEA), il veillera à sensibiliser, former de manière réglementaire son personnel à leur utilisation. Ce matériel obéira à la réglementation en vigueur et disposera d'un certificat de conformité.

L'équipementier et ses éventuels sous-traitants doivent fournir tous les équipements de sécurité collectifs visant à prévenir les accidents du fait des travaux (balisage des zones de travaux, balisage des zones de circulation, balisage des zones de manutention, balisage et mise en place de barrières autour des fosses, différences de niveau, etc...). Il effectuera et veillera à leurs retraits dès lors que la prestation ne justifie plus la présence de balisage.

I.3. SECURITE ET CONFORMITE

I.3.1. Risques liés aux utilités

- Dispositif de sectionnement des alimentations en énergie :

Un dispositif de sectionnement des alimentations doit être prévu sur l'équipement pour chaque source d'énergie de la machine.

- Dispositif de sectionnement de l'alimentation électrique :

Les accessoires permettant la condamnation de l'alimentation électrique de tout ou partie de la machine seront fournis avec l'équipement (verrouillage des disjoncteurs en position off).

- Présence d'un onduleur (UPS) :

Les prescriptions suivantes seront respectées.

- Dans le cas où la totalité de l'équipement doit être alimenté par une alimentation de secours (onduleur), cette alimentation sera fournie par le CEA.

L'équipementier donnera toutes les informations nécessaires à la définition du produit (tension, puissance, autonomie).

L'équipementier mettra à disposition des bornes de raccordement sur l'équipement pour la connexion de l'alimentation de secours.

- Dans le cas où une partie de l'équipement seulement est alimentée par un onduleur interne intégré par le constructeur (partie informatique par exemple), les règles suivantes seront respectées :
 - Un organe de séparation omnipolaire sera installé en aval de l'onduleur afin de permettre les opérations de maintenance.
 - La présence de tension après coupure de l'interrupteur général machine devra être signalée auprès de celui-ci.
 - Les circuits restant alimentés après coupure devront être repérés de couleur orange suivant norme 60-204 à l'intérieur de l'équipement.

L'organe de coupure en sortie d'onduleur pourra être verrouillé en position « off ».

I.3.2. Risques liés à l'incendie

- Système de détection incendie intrinsèque des équipements

Lorsque des détecteurs incendie sont fournis avec l'équipement, ils devront être accompagnés de l'analyse de risque ayant conduit à leur mise en place, de manière à ce que le LITEN/DTS puisse se positionner sur le bien-fondé de doubler cette détection à l'aide de dispositifs propres au bâtiment, et compatibles avec les systèmes incendie en place. Les détecteurs intégrés à l'équipement n'auront pas de liaison avec le système incendie du bâtiment, et n'auront qu'une action sur l'équipement concerné et ses périphériques associés le cas échéant.

I.3.3. Risques liés aux manutentions

Pour les parties de l'équipement nécessitant des manutentions : groupes de pompage, couvercles de chambres, capots, Notamment lors d'opérations de maintenance ou d'installation, des moyens de levage devront avoir été prévus et décrits dans la notice de sécurité de l'équipement.

Les systèmes intégrés à l'équipement seront privilégiés par rapport aux systèmes mobiles.

I.3.4. Risques liés aux appareils sous pression

Pour les équipements soumis à la directive « Pression » 97/23/CE, l'équipementier devra :

- fournir un dossier complet de l'équipement, afin de permettre les opérations de contrôle de mise en service
- tenir à jour le registre où seront notées toutes les interventions (inspections, requalification, maintenance).

L'équipementier communiquera les périodicités de visite et de requalification des éléments à contrôler.

I.3.5. Risques liés aux travaux en hauteur

Dans le cas où des opérations d'exploitation, de maintenance ou d'installation de l'équipement nécessiteraient un accès en hauteur, l'équipementier devra prévoir des accès protégés par garde-corps conformes à la norme européenne EN 14122-3, voire à défaut des points d'ancrage conformes à la norme européenne EN 795. Dans ce dernier cas, la documentation technique devra en faire très distinctement référence, de manière à mettre en œuvre les contrôles réglementaires associés.

Le cas échéant, les protections individuelles associées pourront être demandées. Elles devront avoir été validées par la Cellule HSE.

I.3.6. Risques liés au bruit

En référence à la directive machine 2006/42 :

La machine doit être conçue et construite de manière que les risques résultant de l'émission du bruit aérien soient réduits au niveau le plus bas, compte tenu du progrès technique et de la disponibilité de moyens permettant de réduire le bruit, notamment à la source. Le niveau d'émission sonore peut être évalué par rapport à des données comparatives d'émissions relatives à des machines similaires.

Les mesures des niveaux de bruit seront effectuées et mentionnées dans la notice d'instructions conformément à la directive machine 2006/42.

I.3.7. Risques liés aux températures

- Surfaces chaudes : Les températures des surfaces chaudes directement accessibles devront répondre aux exigences de la norme EN 563.
- Surfaces froides : Les températures des surfaces froides directement accessibles devront répondre aux exigences de la norme NF EN ISO 13732-3 de 2008.

I.3.8. Risques liés à l'électricité

• **Respect de la Directive Basse tension 2006/95/CE** du Parlement Européen et du Conseil du 12 décembre 2006 concernant le rapprochement des législations des Etats membres relatives au matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension. La directive s'applique à « tout matériel électrique destiné à être employé à une tension nominale comprise entre 50V et 1000V pour le courant alternatif et 75V et 1500V pour le courant continu ». Ces appareils électriques doivent répondre aux exigences essentielles de sécurité, ci-dessous la liste des principaux objectifs de sécurité relatifs au matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension :

1. Conditions générales

a) Les caractéristiques essentielles dont la connaissance et le respect conditionnent une utilisation conforme à la destination et un emploi sans danger figurent sur le matériel électrique ou, si cela n'est pas possible, sur une notice qui l'accompagne ;

b) La marque de fabrique ou la marque commerciale est apposée distinctement sur le matériel électrique ou, si cela n'est pas possible, sur l'emballage ;

c) Le matériel électrique, ainsi que ses parties constitutives, sont construits de façon telle qu'ils puissent être raccordés de façon sûre et adéquate ;

d) Le matériel électrique est conçu et fabriqué de façon telle que la protection contre les dangers repris aux points 2 et 3 du document soit garantie, sous réserve d'une utilisation conforme à la destination et d'un entretien adéquat.

2. Protection contre les dangers qui peuvent provenir du matériel électrique

Des mesures d'ordre technique sont prévues conformément au point 1, afin que:

a) Les personnes et les animaux domestiques soient protégés de façon adéquate contre les dangers de blessures ou autres dommages qui peuvent être causés par des contacts directs ou indirects ;

b) Des températures, arcs ou rayonnements qui provoqueraient un danger ne se produisent pas ;

- c) Les personnes, les animaux domestiques et les objets soient protégés de façon appropriée contre les dangers de nature non électrique provenant du matériel électrique et révélés par l'expérience ;
- d) L'isolation soit adaptée aux contraintes prévues.

3. Protection contre les dangers qui peuvent être causés par les influences extérieures sur le matériel électrique

Des mesures d'ordre technique sont prévues conformément au point 1, afin que:

- a) Le matériel électrique réponde aux exigences mécaniques prévues, de sorte que les personnes, les animaux domestiques et les objets ne soient pas mis en danger ;
- b) Le matériel électrique résiste aux influences non mécaniques dans les conditions d'environnement prévues, de sorte que les personnes, les animaux domestiques et les objets ne soient pas mis en danger ;
- c) Le matériel électrique ne mette pas en danger les personnes, les animaux domestiques et les objets dans les conditions de surcharge prévues.

- **Respect de la Directive CEM 2004/108/CEE** relative au rapprochement des législations des États membres concernant la compatibilité électromagnétique. Les appareils électriques doivent répondre aux exigences essentielles ci-dessous :

1. Exigences en matière de protection

Les équipements doivent être conçus et fabriqués, conformément à l'état de la technique, de façon à garantir :

- a) Que les perturbations électromagnétiques produites ne dépassent pas le niveau au-delà duquel des équipements hertziens et de télécommunications ou d'autres équipements ne peuvent pas fonctionner comme prévu ;
- b) Qu'ils possèdent un niveau d'immunité aux perturbations électromagnétiques auxquelles il faut s'attendre dans le cadre de l'utilisation prévue qui leur permette de fonctionner sans dégradation inacceptable de ladite utilisation.

2. Exigences spécifiques applicables aux installations fixes

Mise en place et utilisation prévue de composants. Les installations fixes doivent être montées selon les bonnes pratiques d'ingénierie et dans le respect des informations sur l'utilisation prévue pour leurs composants, afin de satisfaire aux exigences en matière de protection figurant au point 1. Ces bonnes pratiques d'ingénierie sont documentées et la ou les personnes responsables tiennent cette documentation à la disposition des autorités nationales compétentes à des fins d'inspection aussi longtemps que l'installation fixe fonctionne.

- **Respect de la norme DIN VDE 0126-1-1** concernant le dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public à basse tension. Ce dispositif est installé comme interface de sécurité entre le générateur et le réseau public à basse tension et remplace un dispositif de déconnexion avec fonction de sectionnement, accessible à tout moment par l'exploitant du réseau de distribution. Il empêche une alimentation inopinée du générateur dans un sous-réseau séparé de l'autre réseau de distribution (exploitation en réseau séparé) et protège ainsi :

- a) Le personnel d'exploitation contre des tensions et des fréquences non admises ;
- b) Les moyens d'exploitation contre des tensions et des fréquences non admises ;
- c) Les consommateurs contre des tensions et des fréquences non admises ;
- d) Les moyens d'exploitation contre la survenue de pannes via le générateur.

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de disparition de l'alimentation par le réseau de distribution.

I.3.9. Signalisation

Les risques résiduels seront signalés sur la machine par des pictogrammes de danger réglementaires (triangles à fond jaune), assortis éventuellement d'un texte complémentaire. Dans ce cas, ce texte sera libellé en français.

I.4. DOCUMENTATION

I.4.1. Documentation équipement

Le constructeur de l'équipement s'engage à fournir :

- la notice d'utilisation rédigée en français ; en cas d'impossibilité, seule la partie « sécurité » de la notice sera rédigée en français.
- la déclaration CE.
- la notice d'entretien et de maintenance.
- les instructions de sécurité et l'identification des risques.
- Plans.
- Toutes données permettant la modélisation du système (schémas électriques, valeurs de rendement en fonction de la puissance, etc.)
- Tous documents permettant un démontage/transport/remontage dans de bonnes conditions.

I.4.2. Conformité machine

L'équipement fourni devra respecter la réglementation en vigueur en France. Cette réglementation inclut les directives Européennes transposées en droit français. Les différentes normes applicables à la machine doivent être respectées.

Les règles générales prévues par la Directive « machine » 2006/42/CE et la Directive 98/37/CE du 22 juin 1998 sur l'utilisation des Equipements de travail et moyens de protection devront être respectées.

I.4.2.1. Marquage CE

Le marquage doit être visible, lisible et indélébile (taille minimale de 5mm).

Il est apposé en priorité sur le produit ou sa plaque signalétique et en cas d'impossibilité technique, sur l'emballage, la notice d'emploi ou le bon de garantie.

Il est possible d'apposer en plus, des marques d'application volontaire attestant de la conformité à des normes nationales (ex. NF) ou européennes, à condition que cela ne crée pas de confusion avec le marquage CE.

I.4.2.2. Déclaration CE

C'est un document par lequel le fabricant atteste que son produit est conforme aux "exigences essentielles de santé et de sécurité" de la réglementation qui le concerne et par lequel il engage donc sa responsabilité.

Les informations contenues sont généralement :

- le nom et l'adresse du fabricant ou du mandataire
- une description du matériel
- la référence aux normes harmonisées ou autres spécifications utilisées
- l'identification du signataire

Ce document est accompagné, le cas échéant, de l'attestation délivrée par un organisme notifié.

I.4.2.3. Normes CEM

Dans l'Union européenne, toutes les machines incorporant ce produit doivent être conformes à la Directive suivante, 89/336/CEE : Compatibilité électromagnétique.

I.4.2.4. Contrôle réglementaire machine avant première mise en service

Le fournisseur fera réaliser une fois l'équipement installé sur le site d'INES un contrôle réglementaire machine avant première mise en service par un organisme de contrôle agréé de son choix. Il devra fournir au CEA un rapport vierge de toute non conformité.

Les éventuelles non-conformités seront corrigées au plus tôt par le fournisseur sans que celui-ci puisse argumenter une quelconque indemnité

En fonction de la gravité des anomalies relevées, le CEA peut décider de suspendre les opérations de mise en service dans l'attente de la résolution des problèmes.

**ANNEXE II : SPECIFICATIONS GENERALES DES
CONVERTISSEURS SP2403 POUR LA CEM**

Safety Information	Introduction	Product information	System design	Mechanical installation	Electrical installation	Getting started	Optimisation	Parameters	Technical data	Component sizing	Diagnostics
--------------------	--------------	---------------------	---------------	-------------------------	-------------------------	-----------------	--------------	------------	----------------	------------------	-------------

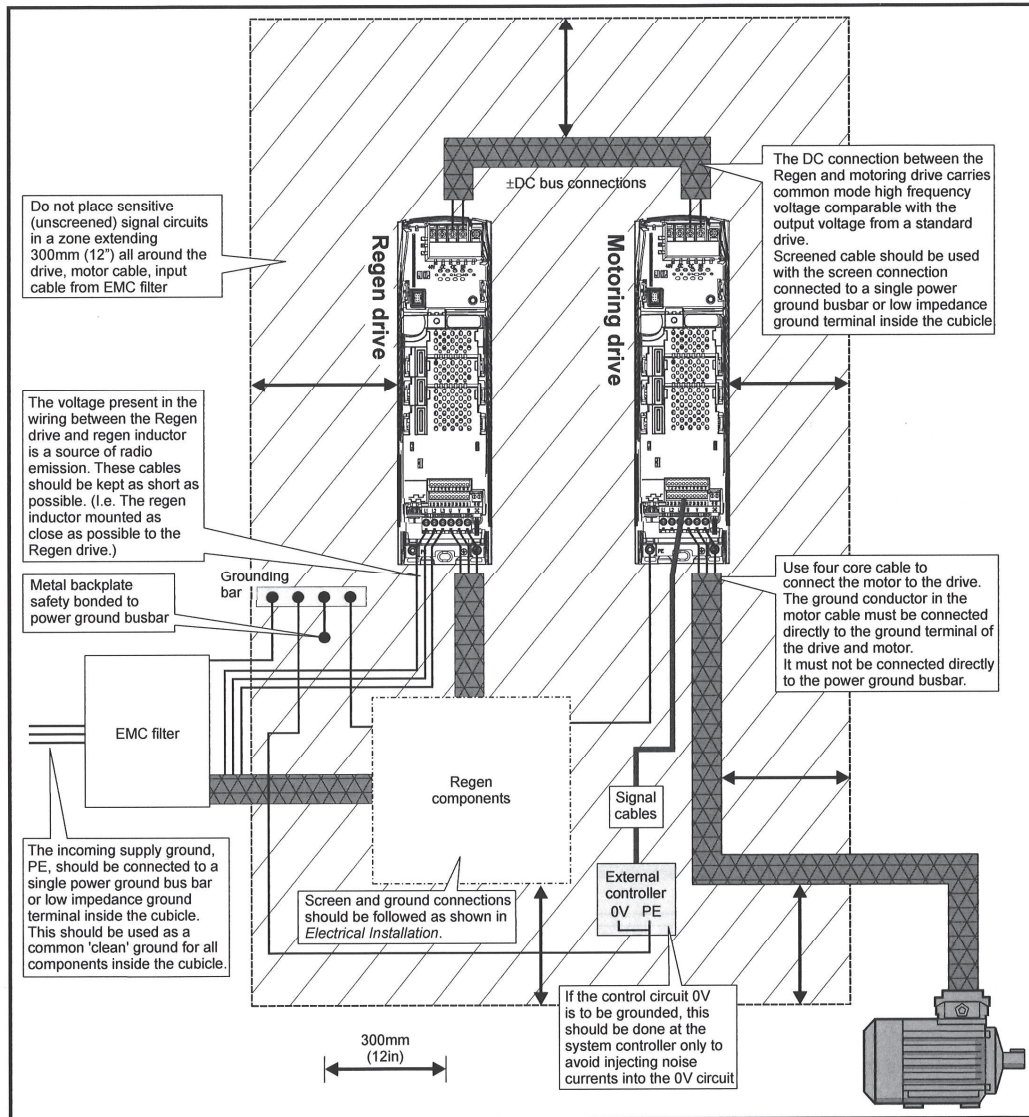
6.5.2 General requirements for EMC

Ground (earth) connections

The grounding arrangements should be in accordance with Figure 6-14, which shows both drives mounted on a back-plate with or without an additional enclosure.

Figure 6-14 shows how to manage EMC when using a shielded motor cable, and indicates the clearances which should be observed around the drive and related 'noisy' power cables by all sensitive control signals / equipment.

Figure 6-14 General EMC enclosure layout showing earth / ground connections



Résumé

Le sujet s'inscrit dans la stratégie d'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques, en particulier ceux qui sont faiblement interconnectés, tels que les réseaux électriques insulaires. Une limite de pénétration des énergies intermittentes de 30% en puissance instantanée dans ces réseaux a été fixée par la loi française. Pour permettre de dépasser cette limite, une solution est de coupler les sources de production décentralisée et intermittente avec du stockage.

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés au volant d'inertie, système de stockage permettant de convertir l'énergie électrique sous forme cinétique et vice versa. Celui-ci a en effet un nombre de cycles charge/décharge important en comparaison avec une batterie électrochimique et peut être utilisé pour lisser la production photovoltaïque. La fluctuation de l'énergie photovoltaïque est en effet faiblement prédictible au cours du temps et elle ne peut pas être contrôlée, notamment sa chute de production. La production photovoltaïque peut chuter jusqu'à 80 % de la puissance maximale en 30 secondes, et déstabiliser ainsi le réseau électrique. Le réseau électrique insulaire, tel que celui de la Corse, n'est pas interconnecté au réseau électrique continental. Les réseaux non – interconnectés sont plus fragiles et moins stables. Ainsi, le développement massif des centrales photovoltaïques peut faire fluctuer la fréquence et la tension du réseau. Le volant d'inertie a l'avantage de posséder un faible temps de réponse (quelques centaines de millisecondes). Cependant, il a une capacité énergétique moindre. Nous allons donc exploiter les avantages du volant d'inertie en le gérant en temps réel avec un calculateur approprié. Un volant d'inertie d'une puissance de 15 kVA et d'une capacité énergétique de 112 Wh a été caractérisé et testé à l'INES Chambéry en utilisant un simulateur réseau temps réel (RTLab[®]), un calculateur temps réel dSPACE[®] et une centrale PV. Le système de stockage est composé d'une machine électrique asynchrone et d'un volant d'inertie cylindrique en acier. Le logiciel Matlab/Simulink[®] est utilisé pour implémenter les lois de commande nécessaires à son pilotage. Dans cette thèse, le banc de test est présenté ainsi que les résultats sur les services système (lissage de puissance, régulation de la fréquence et de la tension). Trois méthodes de lissage de puissance sont présentées et évaluées (lissage avec une fonction de transfert, lissage avec limiteur de pente et lissage n'utilisant pas aucune fonction de lissage). La troisième méthode n'utilisant ni une fonction de transfert, ni une fonction limitant la pente des variations, nécessite moins de paramètres et s'avère plus optimale et plus robuste. Un volant d'inertie avec une autre technologie de machine électrique (la machine à réluctance variable) a été également caractérisé. C'est une Alimentation Sans Interruption (ASI), sur laquelle des paramètres tels que l'autodécharge et les rendements du système (en charge, en décharge et au repos) ont pu être mesurés.

Mots clés : énergie photovoltaïque, volant d'inertie, réseau électrique insulaire, simulateur réseau, services systèmes

Abstract

The subject is part of the strategy to increase the penetration of renewable energy in power systems, particularly those that are poorly interconnected, such as island grids. A limit of penetration of intermittent energy by 30% in instantaneous power in these electrical grids was set by a French law. To help overcome this limitation, a solution is to couple the sources of decentralized and intermittent generation with energy storage systems.

In this thesis, we are interested in flywheel energy storage systems (FESS) that converts electrical energy in kinetic energy form and vice versa. FESS have a number of cycles charge / discharge large compared with electrochemical batteries and can be used to smooth the photovoltaic power generation. The fluctuation of photovoltaic instantaneous power is indeed weakly predictable over time and it cannot be controlled, including its production fall. PV production can decrease up to 80% of its maximum power in 30 seconds, and so destabilize the grid. The island grids, such as that of Corsica, are not interconnected to the mainland power grid. The non - interconnected grids are more fragile and less stable. Thus, the massive development of photovoltaic power plants can cause fluctuations in the frequency and voltage. The flywheel has the advantage of having a low response time (a few hundred milliseconds). However, it has a lower energy capacity. The benefits of FESS are used by managing it in real time with an appropriate computer. A flywheel with a power of 15 kVA and an energy capacity of 112 Wh was characterized and tested at INES Chambéry using a real time grid simulator (RTLab®), a real-time computer (dSPACE®) and a PV power plant. The storage system is composed by an asynchronous electrical machine and a cylindrical steel flywheel. The Matlab Simulink / software is used to implement the control laws necessary for its control. In this thesis, the test bench is presented and the results of ancillary services (power smoothing, frequency and voltage regulation). Three power smoothing methods are discussed and evaluated (smoothing with a transfer function, with a slope limiter function and a method not using any smoothing function). The third method uses neither a transfer function, nor a function that limits the slope variations, requires fewer parameters, and is more optimal and more robust. A flywheel with another electrical machine technology (the switched reluctance machine) has also been characterized. This is an Uninterruptible Power Supply (UPS) on which parameters such as self-discharge and efficiencies (charging mode, discharging mode and standby mode) were measured.

Keywords: photovoltaic energy, flywheel, island power grid, grid simulator, ancillary services