



HAL
open science

Architectures électriques optimales de centrales photovoltaïques linéaires et services contribués au réseau

Tai Le

► To cite this version:

Tai Le. Architectures électriques optimales de centrales photovoltaïques linéaires et services contribués au réseau. Energie électrique. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. Français. NNT : 2020GRALT014 . tel-03127359

HAL Id: tel-03127359

<https://theses.hal.science/tel-03127359v1>

Submitted on 1 Feb 2021

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : GENIE ELECTRIQUE

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Tai LE

Thèse dirigée par **Quoc Tuan TRAN**, Professeur, Université Grenoble Alpes
et codirigée par **Hervé COLIN**, CEA-INES

préparée au sein du **Laboratoire CEA/LITEN**
dans l'**École Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)**

Architectures électriques optimales de centrales photovoltaïques linéaires et services contribués au réseau

Optimal electrical architectures of linear photovoltaic systems and services contributed to grid

Thèse soutenue publiquement le **22 octobre 2020**,
devant le jury composé de :

Monsieur QUOC TRAN TRAN

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, INES/CEA - BOURGET-DU-LAC,
Directeur de thèse

Monsieur YVON BESANGER

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, GRENOBLE INP, Examineur

Monsieur PATRICK GUERIN

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE DE NANTES,
Président

Monsieur MOHAMED ELLEUCH

PROFESSEUR, ECOLE NAT. D'INGENIEURS TUNIS - TUNISIE,
Rapporteur

Monsieur MOHAMED BENBOUZID

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE DE BRETAGNE OCCIDENTALE, Rapporteur



Remerciements

Je voudrais tout d'abord remercier grandement mon directeur de thèse, monsieur Quoc Tuan TRAN, professeur à l'Institut National des Sciences et Techniques Nucléaire, pour tous ses précieux conseils, pour son appui scientifique et pour les nombreux encouragements qu'il m'a prodigués tout au long de ma thèse. Mon travail n'aurait pas pu aboutir sans lui.

Je tiens à remercier particulièrement mon encadrant, monsieur Hervé COLIN, ingénieur de recherche du CEA INES, qui a pris le temps de me guider tout au long de mon travail. Je suis ravi d'avoir travaillé en sa compagnie car outre son appui technique, il a toujours été là pour me soutenir et me conseiller au cours de l'élaboration de cette thèse.

Je remercie monsieur Patrick GUERIN, Professeur à l'Université de Nantes, de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma thèse. J'adresse tous mes remerciements à Monsieur Mohamed ELLEUCH, Professeur à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis - Université de Tunis El Manar, ainsi qu'à Monsieur Mohamed BENBOUZID, Professeur à l'Université de Bretagne Occidentale, d'avoir accepté de relire cette thèse et d'en être rapporteurs. La version finale de ce mémoire a bénéficié de leur lecture très attentive et de leurs remarques précieuses. Je remercie également tous les membres du jury d'avoir accepté d'assister à la présentation de ce travail malgré une situation sanitaire très difficile en France.

Il m'est impossible d'oublier monsieur Franck AL SHAKARCHI, Responsable Stratégie et Développement "Réseaux et Intégration du PV" du CEA INES, pour ses aides à démarrer ma thèse.

Je voudrais remercier également tous mes collègues au CEA INES et tout le personnel de l'université Grenoble Alpes, notamment ceux avec qui j'ai eu l'occasion de travailler et les autres simplement pour les bons moments partagés.

SOMMAIRE

Sommaire.....	4
Glossaire.....	7
Liste des figures.....	8
Liste des tableaux	13
Résumé	14
Abstract	16
I. Introduction.....	18
I.1. Contexte énergétique.....	18
I.1.1. Contexte énergétique dans le monde.....	18
I.1.2. Contexte énergétique en Europe.....	22
I.1.3. Contexte énergétique en France	24
I.1.4. Vision énergétique en France 2030-2050.....	27
I.2. Nécessité de recherche de nouveau système PV innovant.....	31
I.3. Organisation de la thèse	32
II. Modélisation des composants d'un système PV	34
II.1. Introduction	34
II.2. Généralités sur l'architecture électrique.....	34
II.3. Modélisation détaillée d'un module photovoltaïque en Matlab/Simulink	39
II.3.1. Modélisation d'un module photovoltaïque avec le modèle à une diode	40
II.3.2. Modélisation d'un module photovoltaïque avec le modèle à deux diodes ..	43
II.3.3. Comparaison des modèles de module photovoltaïque à une et à deux diodes	48
II.3.4. Approche simplifiée – méthode de base de données.....	50
II.4. Système PV monophasé	51
II.4.1. Phase Locked Loop (PLL)	52
II.4.2. MPPT	55

II.4.3.	Commande de la partie DC/DC	61
II.4.4.	Commande de la partie DC/AC	64
II.4.5.	Simulation	67
II.5.	Système PV triphasé.....	69
II.5.1.	Structure et commande.....	69
II.5.2.	Simulation	71
II.6.	Conclusion.....	73
III.	Modélisation d'un système pv complet et comparaison de différentes structures électriques d'un système pv linéaire	74
III.1.	Introduction	74
III.2.	Modèle complet d'un système photovoltaïque.....	74
III.2.1.	Modélisation sous Matlab/Simulink d'une centrale PV réelle	74
III.3.	Différentes architectures électriques pour un système PV linéaire.....	81
III.3.1.	Architecture complètement centralisée à un onduleur et architecture moins centralisée à deux onduleurs d'un système PV linéaire	81
III.3.2.	Architecture avec ligne DC unique dans les systèmes PV linéaires.....	90
III.4.	Conclusion.....	96
IV.	Optimisation technico-économique du dimensionnement des grands systèmes pv linéaires	97
IV.1.	Introduction	97
IV.2.	Description du problème d'optimisation du dimensionnement	98
IV.2.1.	Description du problème	98
IV.2.2.	Fonction d'objectif de l'optimisation	107
IV.2.3.	Méthode et outil considérés pour la résolution du problème	112
IV.3.	Résultats d'optimisation technico-économique.....	116
IV.4.	Conclusion.....	123
V.	Services contribués au réseau par les systèmes pv lineaires	124
V.1.	Introduction	124

V.2.	Modélisation d'un VSC-MMC.....	126
V.2.1.	Contrôle de niveau supérieur: Contrôle VSC.....	127
V.2.2.	Contrôle de niveau inférieur: contrôle MMC.....	127
V.3.	Calcul de Loadflow d'un système AC/DC.....	128
V.4.	Contribution du système PV linéaire à la stabilité	132
V.4.1.	Réseau sans système PV linéaire.....	132
V.4.2.	Réseau avec système PV linéaire	135
V.5.	Contribution du système PV linéaire à la gestion de congestions.....	138
V.6.	Conclusion.....	144
VI.	Conclusion et perspectives	145
	Publications	148
	Références	149

GLOSSAIRE

AC. : *Courant Alternatif*
ADEME. : *Agence de la transition écologique*
AVM. : *Average Value Model*
BCA. : *Balancing Control Algorithm*
BDD. : *Bases De Données*
CAPEX. : *Capital Expenditure*
CCSC. : *Circulating Current Suppression Control*
CEA. : *Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives*
COP. : *Conference of the Parties*
CRE. : *Commission Régulation de l'Energie*
DC. : *Courant Continu*
EDF. : *Électricité de France*
ELD. : *Entreprise Locale de Distribution*
EMI. : *Interférences électromagnétiques*
ENR. : *Energie Renouvelable*
FACTS. : *Flexible AC Transmission Systems*
GW. : *Gigawatt*
HVDC. : *High-Voltage Direct Current*
IGBT. : *Insulated-Gate Bipolar Transistor*
INES. : *Institut national de l'énergie solaire*
kilowatt-heure. : *Kilowatt-heure*
LCC. : *Line-Commutated Converter*
LCOE. : *Levelized Cost Of Energy*
MLI. : *Modulation de Largeur d'Impulsion*
MMC. : *Modular Multilevel Converters*
MPP. *Maximum Power Point*
MPPT. : *Maximum Power Point Tracking*
Mtep. : *Millions de tonnes équivalent pétrole*
NLC. : *Nearest Level Control*
NSGA-II. : *Nondominated Sorting Genetic Algorithm, 2ème version*
OPEX. : *Operational Expenditure*
P&O. : *Perturbation and Observation*
PLL. : *Phase Locked Loop*
PPE. : *Programmation Pluriannuelle de l'Energie*
PV. : *Photovoltaïque*
RTE. : *Réseau de Transport d'Électricité*
SEI. : *Systèmes Energétiques Insulaires*
SM. : *Submodules*
STC. : *Standard Test Conditions*
THD. : *Total harmonic distortion*
TWh. : *Térawatt-heure*
UE. : *Union Européenne*
Voltage-Source Converter. : *Voltage-Source Converter*

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 Evolution de la consommation d'énergie dans le monde [1]	19
Figure I-2 Taux de croissance de la demande énergétique mondiale [2]	19
Figure I-3 Variation annuelle moyenne de la demande d'énergie (par Mtep), 2018 et 2019 [2]	20
Figure I-4 La croissance de la demande de l'électricité et de la production des énergies renouvelables, 2010-2019 [2]	21
Figure I-5 Perspectives du marché mondial 2019-2023	21
Figure I-6 Installations cumulées de systèmes PV de 2010 à 2019	22
Figure I-7 capacité totale installée des systèmes PV en Europe	23
Figure I-8 Nouvelles capacités de production d'électricité connectée dans l'UE en 2018 [4]	24
Figure I-9 Consommation d'électricité en France en 2019 [5]	24
Figure I-10 La production d'électricité en France en 2019 [5]	25
Figure I-11 La production d'électricité d'origine solaire en France en 2019 [5]	26
Figure I-12 La production solaire mensuelle en France en 2019 [5]	26
Figure I-13 Parc solaire installé en France [5]	27
Figure I-14 Bilan de la consommation énergétique en 2010 et 2030, en Mtep finales [6]	27
Figure I-15 Bilan et prévision de la consommation énergétique 2010-2030 par secteur [6]	28
Figure I-16 Projection d'évolution de la puissance nominale PV installé en France	29
Figure II-1. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique ..	35
Figure II-2. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique	37
Figure II-3. Classement des onduleurs photovoltaïques	38
Figure II-4. Onduleurs monophasé (à gauche) et triphasé (à droite) connectés au réseau ..	39
Figure II-5 Modèle électrique avec une diode d'une cellule PV	40
Figure II-6 Organigramme de l'itération	42
Figure II-7 Modèle électrique avec deux diodes d'une cellule photovoltaïque	43
Figure II-8 Organigramme de l'itération pour le modèle à deux diodes	45
Figure II-9 Exactitude du modèle à deux diodes par rapport à la fiche technique de six modules PV différents	46

Figure II-10 Le temps de calcul du modèle à deux diodes augmente de façon exponentielle avec le nombre de calculs.....	46
Figure II-11 Insertion du bloc delay dans le calcul de courant de sortie du modèle	47
Figure II-12 Temps de calcul du modèle à deux diodes avec un bloc de retard unitaire ...	48
Figure II-13 Caractéristiques électriques du module PV Shell SP-70	48
Figure II-14 Erreur relative entre les deux modèles lorsque $T=25^{\circ}\text{C}$ et G varie (a), et lorsque $G=1000\text{W}/\text{m}^2$ et T varie (b).....	49
Figure II-15. Circuit de puissance et de commande d'un système photovoltaïque monophasé	51
Figure II-16. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b)	53
Figure II-17. Structure du PLL monophasé.....	53
Figure II-18. Réponses de la PLL en cas : chute de tension 90% (a), 30% distorsion harmonique (b), saut de fréquence de 1 Hz (c) et saut de phase 30° (d).....	55
Figure II-19. Puissance maximale en fonction de la température (a) et de l'éclairement (b) du module Sunpower E20-327	56
Figure II-20. Caractéristique $P(V)$	57
Figure II-21. Algorithme de la méthode P&O	58
Figure II-22. Caractéristique du module PV utilisé pour le test de l'algorithme P&O	59
Figure II-23. Comportement du MPPT	60
Figure II-24. en Boucle fermée, calcul du courant de référence I_{ref}	61
Figure II-25. Partie DC-DC.....	62
Figure II-26. Boucle de commande du courant du Hacheur	63
Figure II-27. Boucle de régulation de la tension continue	65
Figure II-28. Boucles de commande de l'étage DC/AC	66
Figure II-29. Caractéristique tension-puissance du panneau PV.....	67
Figure II-30. Comportement de l'onduleur PV	68
Figure II-31. Circuit de puissance et commande d'un système PV triphasé.....	70
Figure II-32. Structure de la PLL triphasé	70
Figure II-33. Boucles de commande de l'étage DC/AC	71
Figure II-34. Caractéristique tension-puissance du panneau PV.....	72
Figure II-35. Courant triphasé injecté au réseau	72
Figure II-36. Taux de distorsion harmonique de courant d'une phase.....	72
Figure II-37. Tension du bus DC.....	73
Figure II-38. Puissance injectée au réseau	73

Figure III-1	Modèle Matlab/Simulink complet d'un système PV	75
Figure III-2	Modèle de l'onduleur type VSC	76
Figure III-3	Synoptique de branchement de la centrale PV réelle	76
Figure III-4	Données électriques de l'onduleur 500HE TL	78
Figure III-5	Synoptique de l'onduleur de la centrale PV réelle	78
Figure III-6	Modèle Matlab/Simulink complet de la centrale PV réelle de 500 kW	79
Figure III-7	Variation de l'irradiance obtenues par monitoring.....	80
Figure III-8	Données de la variation de température de la centrale obtenue par monitoring	80
Figure III-9	Comparaison de la puissance obtenue par simulation et par monitoring	81
Figure III-10	Schéma principe de l'architecture complètement centralisée à un onduleur	82
Figure III-11	Schéma principe de l'architecture centralisée à deux onduleurs.....	82
Figure III-12	Architecture centralisée à un onduleur simulée par Simulink.....	84
Figure III-13	Architecture centralisée à deux onduleur simulée par Simulink	84
Figure III-14	Variation de l'irradiance sur une journée	85
Figure III-15	Variation de tension DC de l'onduleur 1, avec l'architecture à deux onduleurs	88
Figure III-16	Chute de tension DC du bloc PV numéro 1 des deux architectures	88
Figure III-17	Puissance totale des deux architectures	89
Figure III-18	Schéma principe de l'architecture électrique avec une ligne DC unique	91
Figure III-19	Modèle Matlab/Simulink de l'architecture d'une ligne DC unique	92
Figure III-20	Tension DC de l'architecture à ligne DC unique	93
Figure III-21	Puissance totale et puissance de chaque onduleur de l'architecture à ligne DC unique	94
Figure IV-1	Photo aérienne de la portion de via Rhôna étudiée	99
Figure IV-2	Optimisation d'angle d'inclinaison des panneaux PV (PVSyst).....	100
Figure IV-3	Plan général de la centrale linéaire considérée.....	100
Figure IV-4	Structure porteuse panneaux PV de la centrale	101
Figure IV-5	Schéma de principe de la centrale linéaire considérée	101
Figure IV-6	Dimensions du module PV Sunpower E20 327	102
Figure IV-7	Datasheet Sunny central 2500 EV.....	103
Figure IV-8	Datasheet de l'onduleur Huawei Sun2000-60KTL	103
Figure IV-9	Boîte de jonction d'ABB.....	104
Figure IV-10	Schéma des câbles DC entre chaines PV et BJ	104

Figure IV-11 Schéma des câbles DC entre BJ et onduleurs.....	105
Figure IV-12 Schéma des câbles AC entre onduleurs et transformateurs.....	106
Figure IV-13 Evolution des CAPEX des installations au sols et sur bâtiments selon CRE [45]	109
Figure IV-14 répartition moyenne des CAPEX par type de dépenses (ensemble des installations) [45].....	110
Figure IV-15 Evolution des OPEX [45].....	111
Figure IV-16 Organigramme du processus d'optimisation.....	112
Figure IV-17 Organigramme de l'algorithme NSGA-II	115
Figure IV-18 Schéma principe de l'architecture centralisée avec deux onduleurs 2500kW	116
Figure IV-19 Schéma principe de l'architecture centralisée avec quatre onduleurs 1250kW	116
Figure IV-20 Schéma principe de l'architecture décentralisée avec des onduleurs strings 66kW	117
Figure IV-21 Pertes énergétiques des trois architectures électriques.....	118
Figure IV-22 Coût des câbles des trois architectures électriques.....	118
Figure IV-23 LCOE des trois architectures électriques	119
Figure IV-24 Schéma principe de l'architecture avec des onduleurs strings et transformateurs décentralisés	120
Figure IV-25 Comparaison de coût de câble des deux architectures décentralisées.....	121
Figure IV-26 Comparaison des pertes énergétiques en 25 ans des deux architectures décentralisées.....	121
Figure IV-27 Comparaison de LCOE des quatre architectures électriques	122
Figure IV-28 Comparaison du coût des câbles des cas 3000Vdc et 1500Vdc centralisés.....	122
Figure IV-29 Comparaison du LCOE des cas 3000Vdc et 1500Vdc centralisés.....	123
Figure V-1 Hiérarchie de contrôle pour une station VSC – MMC	126
Figure V-2 Réseau de transport avec un système PV linéaire	129
Figure V-3 Puissance active des productions.....	131
Figure V-4 Puissance réactive des productions.....	131
Figure V-5 Puissance active des consommations.....	131
Figure V-6 Puissance réactive des consommations	132
Figure V-7 Réseau étudié sans système PV linéaire	133
Figure V-8 Variation de puissance (MW) des machines synchrones	134

Figure V-9 Variation de l'angle rotorique (Deg) des machines synchrones	134
Figure V-10 Variation de vitesse (pu) des machines synchrones	134
Figure V-11 Variation de tension (pu) au nœud B26	135
Figure V-12 Variation de fréquence (pu) du réseau.....	135
Figure V-13 Variation des puissances active et réactive de deux VSC1, VSC2.....	136
Figure V-14 Variation de puissance (MW) des machines synchrones	136
Figure V-15 Variation de l'angle rotorique (Deg) des machines synchrones.....	137
Figure V-16 Variation de vitesse (pu) des machines synchrones	137
Figure V-17 Variation de tension (pu) au nœud B26.....	137
Figure V-18 Variation de fréquence (pu) du réseau.....	138
Figure V-19 Réseau New England modélisé par Powerfactory.....	139
Figure V-20 Répartition de puissance entre deux VSC 26 et VSC29	139
Figure V-21 Puissances active et réactive transitées sur les lignes 28-29 et 26-29	140
Figure V-22 Répartition de puissance sur les VSC26 et VSC29	140
Figure V-23 Variation de tension sur le réseau (bus AC)	141
Figure V-24 Variation de fréquence (bus AC).....	141
Figure V-25 Variation des angles rotoriques des générateurs.....	142
Figure V-26 Variation de puissance des générateurs G1-G10.....	142
Figure V-27 Variation de puissance active et réactive de six systèmes PV	143

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1 Hypothèse d'évolution des rendements système	30
Tableau I-2 Développement des installations PV en France.....	31
Tableau II-1. Principales caractéristiques des topologies des systèmes PV.....	36
Tableau II-2. Détails de certains grand systèmes PV [14]	37
Tableau II-3 Comparaison des approches de modélisation.....	51
Tableau III-1 Données électriques du module PV Sunpower E20-327 à STC	77
Tableau III-2 Câblage DC de la centrale PV réelle.....	79
Tableau III-3 Résultat du calcul de la section des câbles DC	86
Tableau III-4 Résistances des câbles BJ-Onduleur en cuivre de section 2x185mm ²	87
Tableau III-5 Section câble DC d'architecture à ligne DC unique avec 1500 Vdc et 3000 Vdc	95
Tableau IV-1 Données météo du site	99
Tableau IV-2 CAPEX pour l'étude d'optimisation (Données CEA).....	110
Tableau IV-3 Coût des câbles utilisés [46]	111
Tableau IV-4 OPEX pour l'étude d'optimisation (Données CEA).....	112
Tableau IV-5 Configuration des trois architectures électriques.....	117
Tableau V-1 Résultat de répartition de puissance triphasée (Load flow) du système	130
Tableau V-2 Résultat de répartition de puissance avec le système PV linéaire (obtenu par Powerfactory).....	143

RESUME

L'actuel contexte de forte demande en énergie « propre », d'un réseau électrique à fort taux d'énergie renouvelable (ENR) (jusqu'à 30% en 2030 en France) et d'expansion du solaire photovoltaïque en particulier, conduit à la mise en œuvre de nombreuses grandes centrales photovoltaïques (PV) au sol de l'ordre de quelques centaines MW chacune, occupant des centaines d'hectares de terrain chacune. La question de la disponibilité des terrains pour à cette utilisation devient donc cruciale.

En effet, au regard des surfaces requises, le développement des grandes centrales solaires au sol peut engendrer des conflits d'usage avec les terres agricoles et affecter la biodiversité. La centrale solaire la plus puissante en France à ce jour (300 MW) est ainsi implantée à Cestas, près de Bordeaux, sur 260 hectares (soit l'équivalent de 370 terrains de football). Trouver de nouveaux terrains pour développer des projets est donc devenu la principale préoccupation des développeurs d'énergies renouvelables. De plus, devant la volonté des autorités publiques de limiter l'usage de grands espaces agricoles pour la réalisation de centrales PV au sol, des alternatives écologiquement acceptables doivent être trouvées.

L'objectif de cette thèse est de présenter et d'étudier une solution qui répond à cette problématique : profiter de surfaces linéaires, s'étendant sur des centaines de mètres à des dizaines, voire des centaines de kilomètres, et seulement larges de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, comme les pistes cyclables, les bordures d'autoroute, les voies ferrées, les digues de fleuves... pour installer des systèmes PV de fortes puissances. Ces surfaces potentielles ont pour avantages d'être très présentes en Europe et dans le monde entier, exploitables pour le PV et pas chères (car peu valorisables pour d'autres utilisations). L'installation de nouveaux types de centrales PV linéaires va ouvrir des opportunités, mais par contre, elles auront aussi des challenges à relever, comme les contraintes techniques spécifiques, à caractériser et étudier.

Les travaux de cette thèse vont, entre autres, consister à définir et optimiser l'architecture électrique de ces grands systèmes photovoltaïques linéaires innovants, selon des critères liés aux performances énergétiques, à la fiabilité de fonctionnement et aux coûts d'installation et de maintenance car les architectures dites classiques sont inadaptées ici. Cette thèse va aussi aborder et identifier les services contribués par ces centrales au réseau électrique. Elle se divise en six chapitres :

- Le premier chapitre présente l'état de l'art et le contexte énergétique de l'énergie renouvelable, de l'énergie solaire et des systèmes PV linéaires.
- Dans le deuxième chapitre, nous développons un outil de modélisation qui doit être à la fois précis, fiable, robuste et qui peut s'adapter à chacun des besoins en simulation de la thèse. Dans ce chapitre, nous présentons les modèles Matlab/Simulink détaillés de tous les composants principaux d'un système PV typique : les modules PV, les convertisseurs DC/DC et DC/AC, les câbles, le MPPT.
- Dans le troisième chapitre, nous constituons d'abord, à partir des modèles détaillés des composants développés dans le chapitre précédent, un modèle complet d'un système PV complet. Après avoir vérifié la fiabilité de ce modèle, nous l'utilisons pour modéliser différentes architectures électriques d'une grande centrale PV linéaire afin d'estimer les performances relatives de chacune d'elles, d'étudier les exigences ou limites techniques et de déterminer des architectures innovantes et plus performantes pour ce nouveau type de système PV, ainsi qu'un dimensionnement optimisé de leurs composants.
- Dans le quatrième chapitre, nous concevons un outil d'optimisation efficace afin de traiter des problèmes d'optimisation technico-économique des grands systèmes PV linéaires, car les aspects financiers sont toujours prépondérants dans la conception d'une centrale et de ses composants.
- Au cinquième chapitre, nous exploitons les contributions avantageuses que peuvent apporter les systèmes PV linéaires de forte puissance occupant un territoire sur une longueur notable vis-à-vis des services pour le réseau électrique. Six différents services auxiliaires, ou encore services systèmes seront abordés : le réglage de fréquence, le réglage de tension, l'amélioration de la stabilité du réseau, la capacité de support en cas de court-circuit, la gestion de congestion et la compensation des pertes de transport d'électricité.
- Enfin, la thèse se termine par une conclusion sur les points innovants et les avantages que les centrales PV linéaires offrent pour répondre à de réels besoins et procurer des bénéfices, choses que les architectures classiques ne peuvent pas proposer. Nous faisons aussi un point sur les limites de la politique énergétique et de la technologie actuelle vis-à-vis de ce nouveau type de système PV et ouvrons quelques perspectives qui pourront faire suite à cette recherche.

ABSTRACT

In 2007, by implementing the Renewable Energy Directive, the European Union committed to develop a low carbon economy. This directive leads to a reduction in greenhouse gas emissions by, among other things, increasing the share of the energy produced by renewable sources. Less and less expensive to produce, photovoltaic energy also offers, thanks to the latest innovations, a much better environmental record than ever before. In France, the Multiannual Energy Programming project published in early 2019 plans to multiply by 4 or 5 the production capacity of photovoltaic energy in less than 10 years. In this context of strong demand for "clean" energy, an electricity network with a high rate of renewable energy (ENR) (up to 30% in 2030 in France) and the expansion of solar energy, many large photovoltaic (PV) plants of the order of a few hundred MW each have to be installed. The question of the land availability for this use therefore becomes crucial.

Indeed, because of the required surfaces, the development of large scale ground-mounted solar power plants can lead to conflicts of use with agricultural land and affect biodiversity. The most powerful solar power plant in France to date (300 MW) is for instance located in Cestas, near Bordeaux, on 260 hectares (the equivalent of 370 football fields). Finding new lands to develop projects has therefore become the main concern of renewable energy developers. In addition, facing the desire of public authorities to limit the use of large agricultural areas for the construction of ground-mounted PV plants, environmentally acceptable alternatives must be found.

The objective of this thesis is to present and study a solution that can respond to this problem: take advantage of linear surfaces, extending from hundreds of meters to tens, or even hundreds of kilometers, and only a few meters or few tens of meters large, such as cycle paths, motorway edges, railways, river dikes, etc. to install high-power PV systems. These potential surfaces have the advantages of being very present in Europe and throughout the world, exploitable for PV and inexpensive (because of little value for other uses). The installation of new types of linear PV plants will open up opportunities but on the other hand, they also have challenges to face such as technical problems to identify and study.

The work of this thesis will, in particular, consist in defining and optimizing the electrical architecture of these large-scale innovative linear photovoltaic systems, according to criteria related to energy performance, operating reliability and installation, maintenance costs because

so-called classical architectures are unsuitable here. This thesis will also aim to identify the services contributed by these plants to the electricity network. It is divided into six chapters:

- The first chapter presents the state of the art and the energy context of renewable energy, solar energy and linear PV systems.
- In the second chapter, we develop a modeling tool, which must be at the same time precise, reliable, robust and which can be adapted to each of the simulation needs of the thesis. In this chapter, we present detailed Matlab / Simulink models of all major components of a typical PV system: PV modules, DC / DC and DC / AC converters, cables, MPPT.
- In the third chapter, we first constitute, from the detailed models of the components developed in the previous chapter, a complete model of a PV system. After verifying the reliability of this model, we use it to model different electrical architectures of a large-scale linear PV plant in order to estimate the relative performance of each of them, study the technical requirements or limits and determine innovative and more efficient architectures for this new type of PV system, as well as an optimized sizing of their components.
- In the fourth chapter, we design an efficient optimization tool in order to deal with technical and economic optimization problems of large-scale linear PV systems, since financial aspects are always preponderant in the design of a plant and its components.
- In the fifth chapter, we exploit the advantageous contributions that high power linear PV systems occupying a territory over a significant length can make regarding the services for the electricity network. Six different auxiliary services, or even ancillary services are discussed: frequency adjustment, voltage adjustment, improvement of network stability, support capacity in the event of a short-circuit, congestion management and compensation of electricity transmission losses.
- Finally, the thesis ends with a conclusion on the innovative points and the advantages of linear PV plants to offer the possibility of responding to real needs and provide benefits that conventional architectures cannot. We also make a review of the limits of current policy and technology regarding this new PV system type and open some perspectives that may follow this research.

I. INTRODUCTION

I.1. Contexte énergétique

I.1.1. Contexte énergétique dans le monde

Au cours des dernières décennies, les nouvelles avancées technologiques ont radicalement changé notre mode de vie. Ces changements tentent de satisfaire nos besoins basiques en tant qu'êtres humains, mais ils ont également l'intention d'améliorer notre confort en éliminant les tâches répétitives et en facilitant notre quotidien. Pour atteindre ces objectifs, la production et la fourniture d'énergie sont devenues un élément crucial pour la durabilité de la société moderne.

Les systèmes de production d'électricité actuellement utilisés dans le monde peuvent être classés en trois principales catégories: combustibles fossiles, énergie nucléaire et énergies renouvelables (Prakash & Bhat, 2009). Les combustibles fossiles dans leur forme brute, c'est-à-dire le bois, le charbon et le pétrole, constituent traditionnellement la ressource énergétique la plus étendue utilisée. L'énergie nucléaire n'est accessible que dans certains pays. L'énergie renouvelable signifie l'énergie provenant de sources qui - contrairement au charbon, au pétrole - se reconstituent. Les ressources énergétiques renouvelables sont abondantes dans la nature et facilement accessibles dans le monde entier. L'énergie solaire, l'énergie éolienne, la géothermie, la biomasse moderne ainsi que l'hydroélectricité sont les principales sources.

La demande en énergie augmente rapidement dans le monde et la tendance devrait continuer dans l'avenir selon la projection de l'EIA d'ici 2040 (Figure I-1). L'augmentation de sa production se traduit par une meilleure qualité de vie et la création de richesse.

Évolution de la consommation d'énergie dans le monde

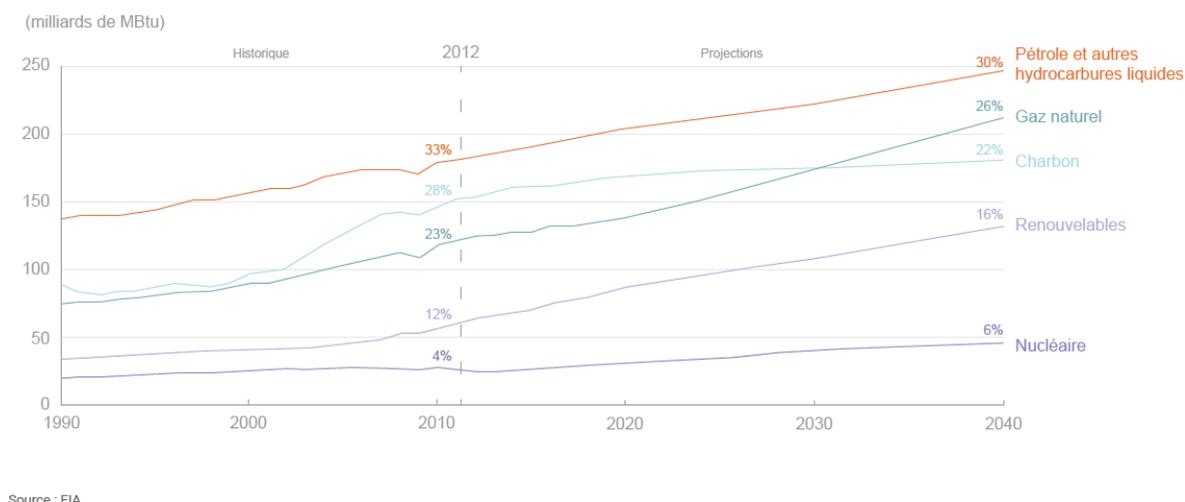


Figure I-1 Evolution de la consommation d'énergie dans le monde [1]

Cette augmentation est notamment soutenue par les pays émergents et dépend étroitement à la croissance économique. La demande énergétique mondiale a augmenté de 0,9% en 2019 Figure I-2, soit 120 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), soit seulement 40% du taux de croissance observé en 2018. Le ralentissement de la croissance économique et les conditions météorologiques expliquent l'essentiel du ralentissement.

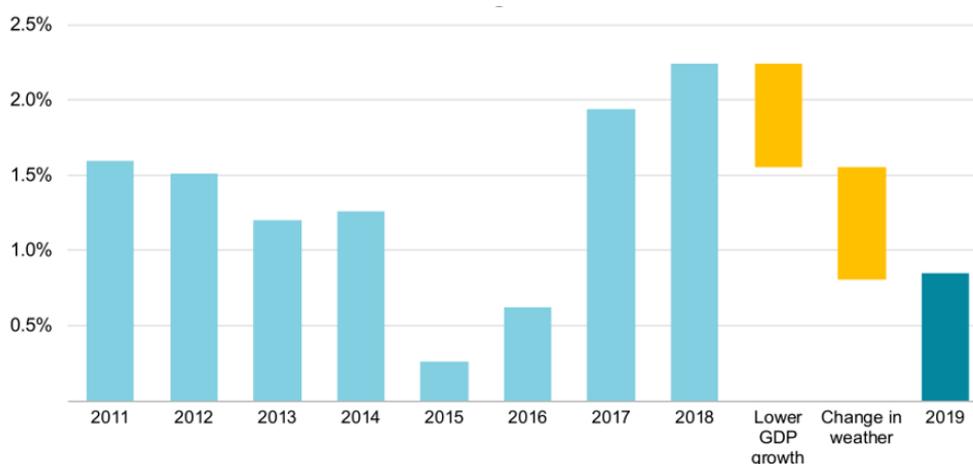


Figure I-2 Taux de croissance de la demande énergétique mondiale [2]

Les énergies renouvelables et le gaz naturel ont tous les deux gagné des parts de la marché, le gaz atteint aujourd'hui 23% et les énergies renouvelables 14%, tandis que la part du charbon a fortement diminué Figure I-3.

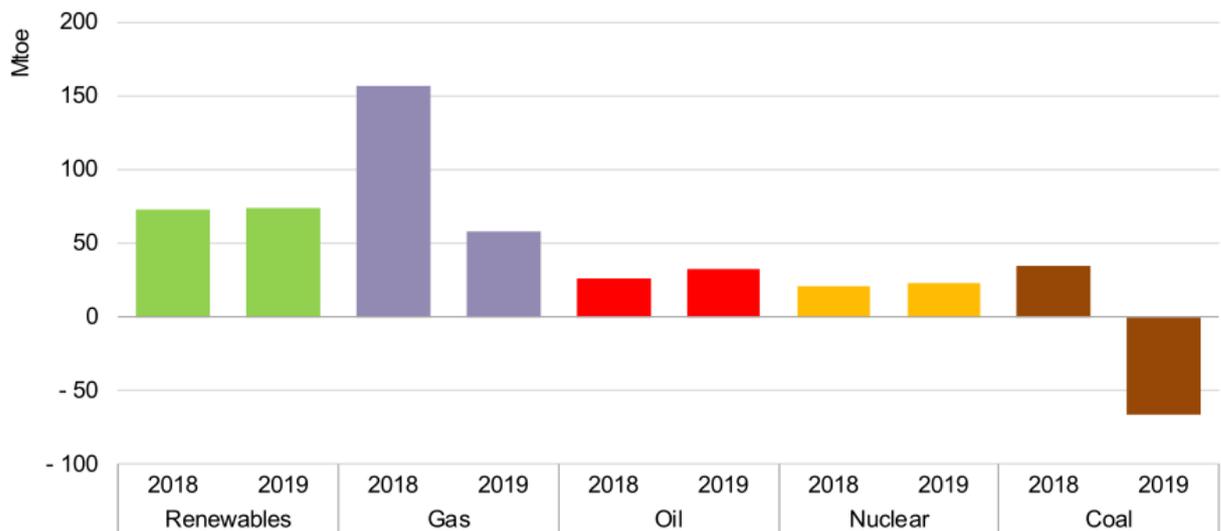


Figure I-3 Variation annuelle moyenne de la demande d'énergie (par Mtep), 2018 et 2019 [2]

Les énergies renouvelables ont connu à la fois la croissance absolue la plus importante et le taux de croissance le plus rapide en 2019, leur utilisation globale augmentant de 75 Mtep, soit une part de marché de 3,7%. L'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque (PV) ont connu une nouvelle année de croissance à deux chiffres.

Alors que l'utilisation des énergies renouvelables a augmenté dans presque toutes les régions, plus de 40% de la croissance mondiale de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été concentrée en Chine.

L'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité a représenté la grande majorité de la croissance globale, en raison d'un large soutien politique et de la baisse des coûts technologiques. La consommation d'énergie renouvelable dans les transports et la production de chaleur a également progressé.

En 2019, la production mondiale d'électricité à partir des énergies renouvelables a augmenté de 440 TWh (+6,5% d'une année sur l'autre), la deuxième plus forte augmentation après 2018 (Figure I-4). La croissance annuelle de la production d'énergie renouvelable est de 6,5%, plus rapide que celle de tout autre combustible, y compris le charbon et le gaz naturel. La part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement mondial en électricité a atteint 27% en 2019, niveau le plus élevé jamais enregistré. L'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité représentent ensemble plus de 85% de la croissance des énergies renouvelables, complétées principalement par la bioénergie.

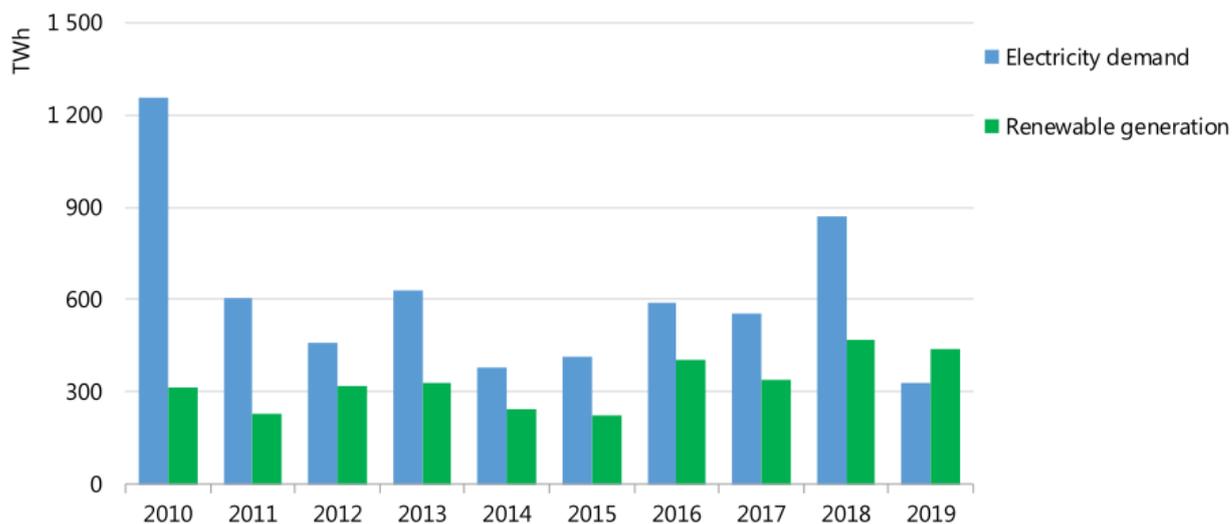


Figure I-4 La croissance de la demande de l'électricité et de la production des énergies renouvelables, 2010-2019 [2]

Les coûts des énergies renouvelables ont continué de baisser rapidement. Globalement, la baisse des coûts d'électricité des projets photovoltaïques (PV) à grande échelle depuis 2010 est remarquable, le coût moyen mondial diminue de 73% [3]. Des baisses de coûts ont été observées dans divers pays, en Arabie saoudite, aux Émirats arabes unis, au Brésil et aux États-Unis, où les coûts de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque approchent désormais de 2 à 3 cents US par kilowatt-heure (kWh) [3]. La Figure I-5 montre le niveau de LCOE des différentes sources d'énergie pour la période 2019-2023.



Figure I-5 Perspectives du marché mondial 2019-2023

Les nouvelles installations annuelles des systèmes solaires photovoltaïques sont passées de 29,5 GW en 2012 à 107 GW dans le monde en 2018, poussées par le développement de grands systèmes PV d'une part et la réduction générale des prix des systèmes photovoltaïques d'autre

part. L'installation annuelle en 2018 était d'environ 5% supérieure à celle de 2017, portant la puissance photovoltaïque mondiale à près de 520 GW fin 2018 (Figure I-6).

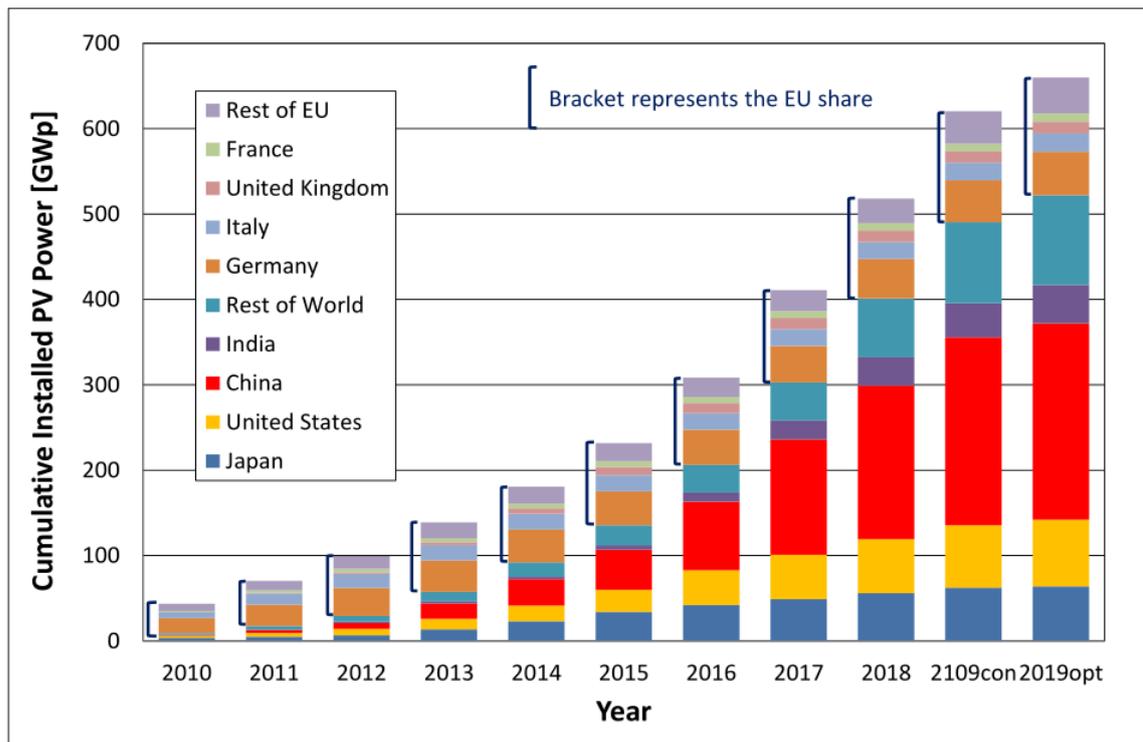


Figure I-6 Installations cumulées de systèmes PV de 2010 à 2019

I.1.2. Contexte énergétique en Europe

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) connectés au réseau dans l'Union européenne sont passés d'une capacité totale installée de 11,3 GW fin 2008 à 125.8 GW fin 2018 (Figure I-7).

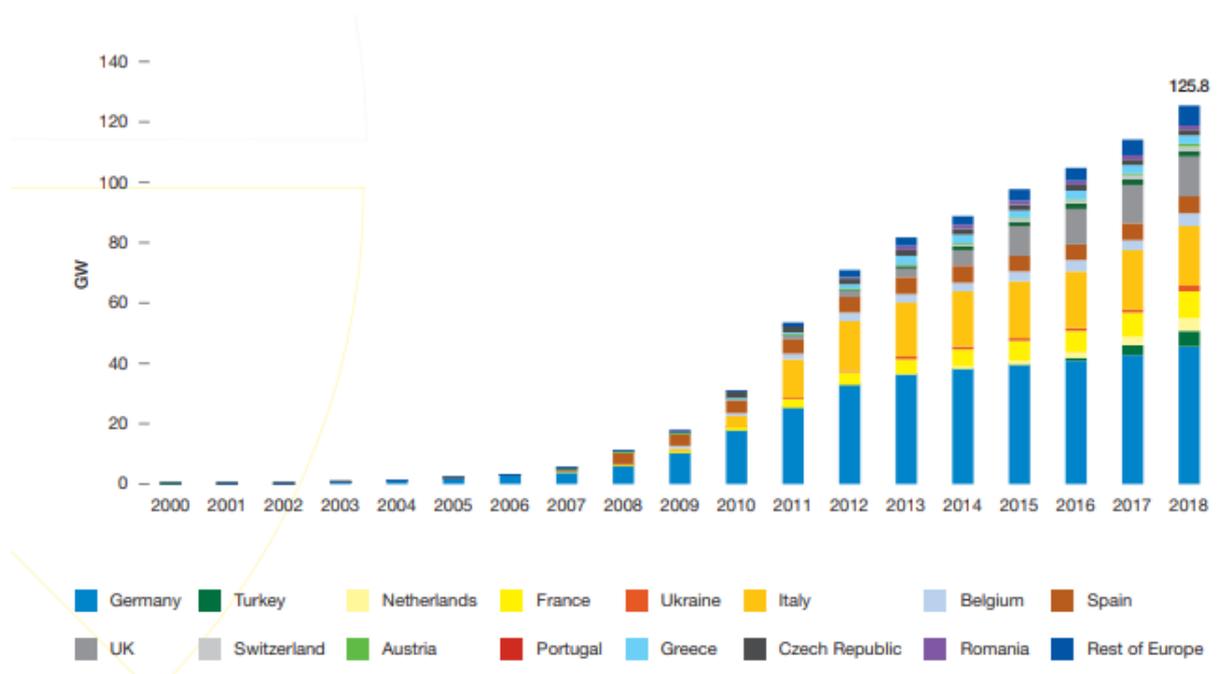


Figure I-7 capacité totale installée des systèmes PV en Europe

Juste avant la réunion de la COP à Katowice en décembre 2018, la Commission Européenne a publié sa vision pour 2050, « A Clean Planet for all », dans laquelle elle a souligné que l'utilisation de sources d'énergie renouvelables doit dépasser 60% d'ici 2050 pour atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre [EC 2018].

Ursula von der Leyen, la nouvelle présidente de la Commission exécutive de l'Union européenne, souhaite que l'UE réduise ses émissions de carbone d'au moins 50% d'ici 2030, par rapport aux niveaux de 1990, bien plus que l'objectif actuel de 40%.

En ce qui concerne la production électrique, un total d'environ 21,7 GW de nouvelles capacités de production d'électricité a été installée dans l'UE l'année dernière. Les sources d'énergie renouvelables représentaient 20,7 GW ou 95,4% de toutes les nouvelles capacités de production d'électricité. La capacité de production d'électricité photovoltaïque nouvellement installée représentait 9 GW, soit 42% du total (Figure I-8).

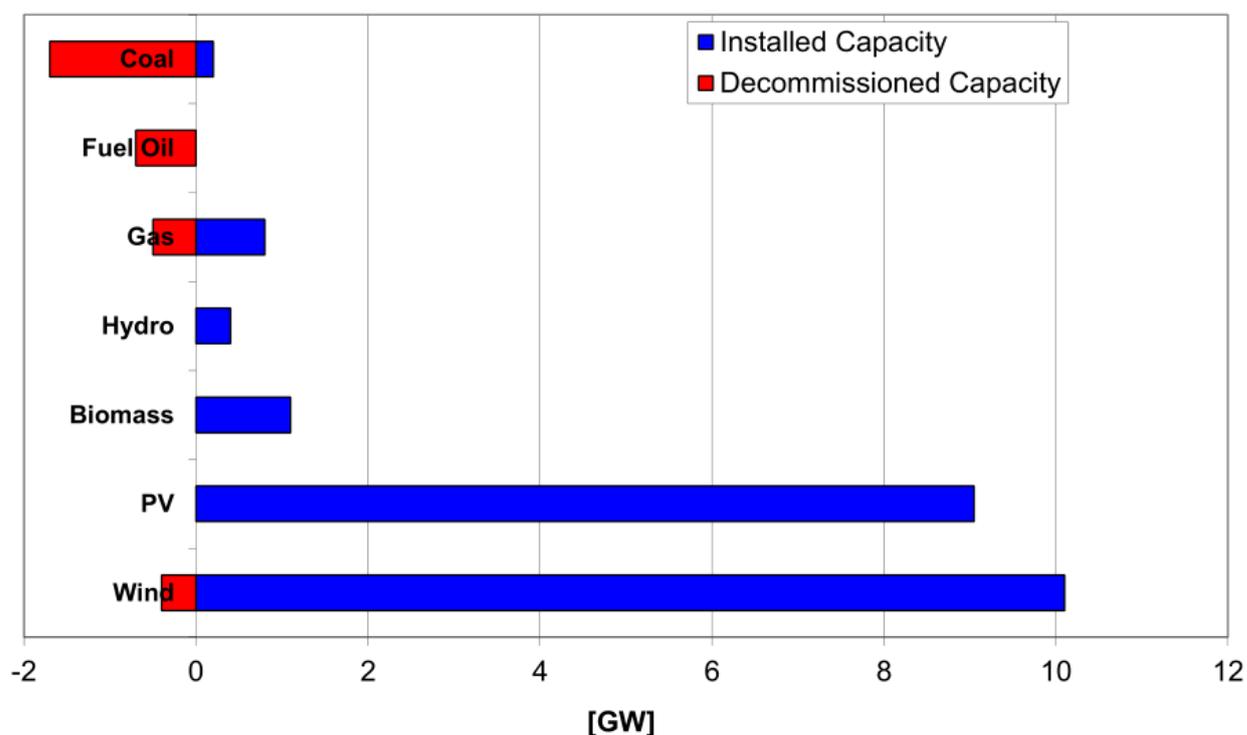


Figure I-8 Nouvelles capacités de production d'électricité connectée dans l'UE en 2018 [4]

I.1.3. Contexte énergétique en France

En 2019, on note une consommation légèrement en baisse par rapport à 2018. Cette légère baisse s'explique par des températures globalement plus douces en début d'année et par une croissance économique moins soutenue qu'en 2018 et à son plus bas niveau depuis 10 ans.



Figure I-9 Consommation d'électricité en France en 2019 [5]

La production totale d'électricité en France s'établit à 537,7 TWh sur l'année 2019, soit une baisse de 2% (11 TWh) par rapport à 2018. Les énergies renouvelables fournissent plus de 21% de l'énergie électrique totale malgré une baisse de la production hydraulique de plus de 12% par rapport à 2018. La production éolienne augmente en effet fortement par rapport à 2018 (+21,2%), de même que la production solaire, en hausse significative de +7,8% et atteint 11,6 TWh.

Energie produite	TWh	Variation 2019/2018	Part de la production
Production nette	537,7	-2%	100%
Nucléaire	379,5	-3,5%	70,6%
Thermique à combustible fossile	42,6	+9,8%	7,9%
<i>dont charbon</i>	1,6	-71,9%	0,3%
<i>dont fioul</i>	2,3	+26,5%	0,4%
<i>dont gaz</i>	38,6	+23,8%	7,2%
Hydraulique	60,0	-12,1%	11,2%
<i>dont renouvelable*</i>	55,5	-12%	10,3%
Eolien	34,1	+21,2%	6,3%
Solaire	11,6	+7,8%	2,2%
Bioénergies	9,9	+3,6%	1,8%
<i>dont biogaz</i>	2,6	+8,5%	0,5%
<i>dont biomasse</i>	2,7	-0,8%	0,5%
<i>dont déchets de papeteries</i>	0,2	-9,3%	0,0%
<i>dont déchets ménagers non renouvelables</i>	2,2	+4,8%	0,4%
<i>dont déchets ménagers renouvelables</i>	2,2	+4,8%	0,4%

Energie produite

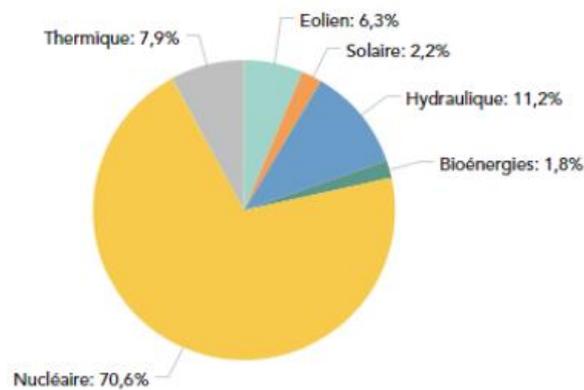


Figure I-10 La production d'électricité en France en 2019 [5]



11,6 TWh
Production solaire

Évolution
+ 7,8 %

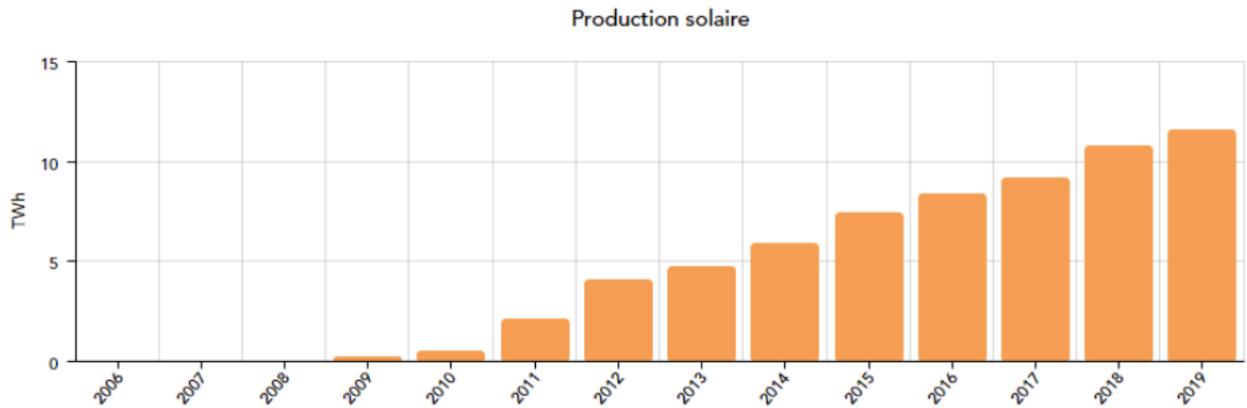


Figure I-11 La production d'électricité d'origine solaire en France en 2019 [5]

A titre indicatif, la production solaire atteint le 13 mai 2019 à 14h un maximum historique de 7 379 MW, soit un facteur de charge de 83,3%. C'est durant la période de mai à août que la production solaire est logiquement la plus élevée.

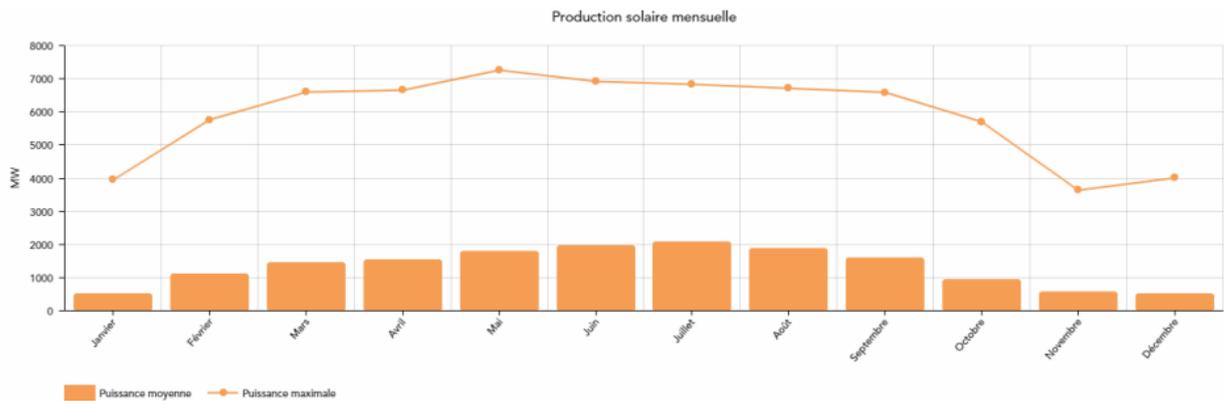


Figure I-12 La production solaire mensuelle en France en 2019 [5]

La capacité totale du parc solaire était de 9 435 MW au 31 décembre 2019. 8 793 MW sont raccordés aux réseaux d'Enedis, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse, ainsi que 643 MW sur le réseau de transport de RTE. Cela représente une augmentation de 10,4 % par rapport à 2018. Le rythme de développement du parc solaire en 2018 est dans la moyenne de ces dernières années avec 889 MW nouvellement raccordés.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a fixé un objectif de capacité solaire installée à l'horizon 2023 de 18,2 GW dans l'option basse et de 20,2 GW dans l'option haute. Le taux d'atteinte de l'objectif 2023 de la PPE (option basse) est donc de 51%.

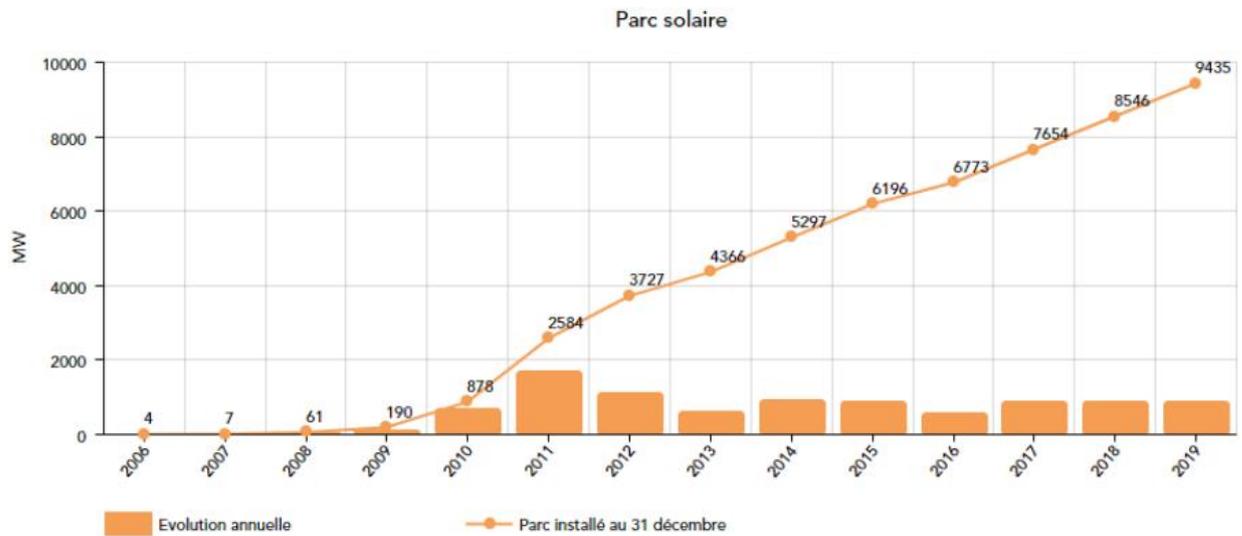


Figure I-13 Parc solaire installé en France [5]

I.1.4. Vision énergétique en France 2030-2050

La demande d'énergie en France commence tend à se réduire. A l'horizon 2030, c'est le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) qui contribue majoritairement à cette baisse de la consommation pour plus de 50 % (15 Mtep), grâce à la rénovation de 500 000 logements par an en moyenne. Les transports y contribuent à hauteur de 30 % (8 Mtep), les évolutions plus profondes qui sont nécessaires dans ce secteur étant plus longues à installer. La baisse totale de consommation d'énergie finale en 2030 par rapport à 2010 est donc de 28 Mtep, soit près de 18%.

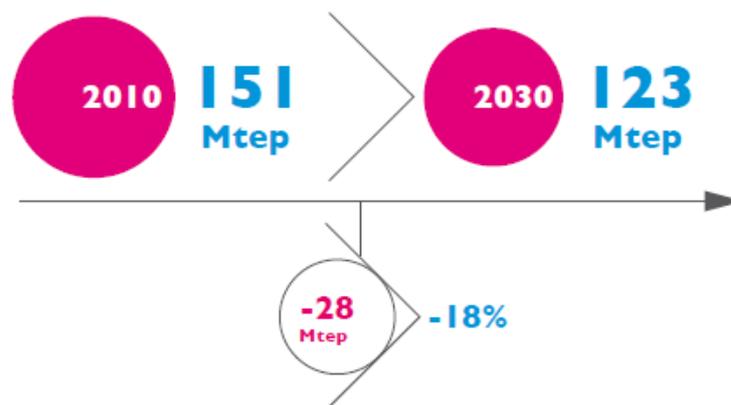


Figure I-14 Bilan de la consommation énergétique en 2010 et 2030, en Mtep finales [6]

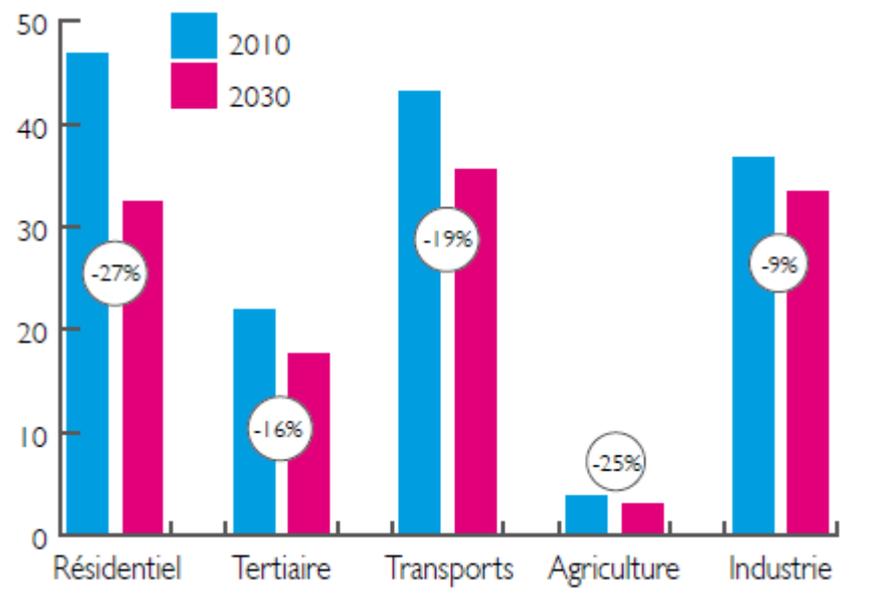
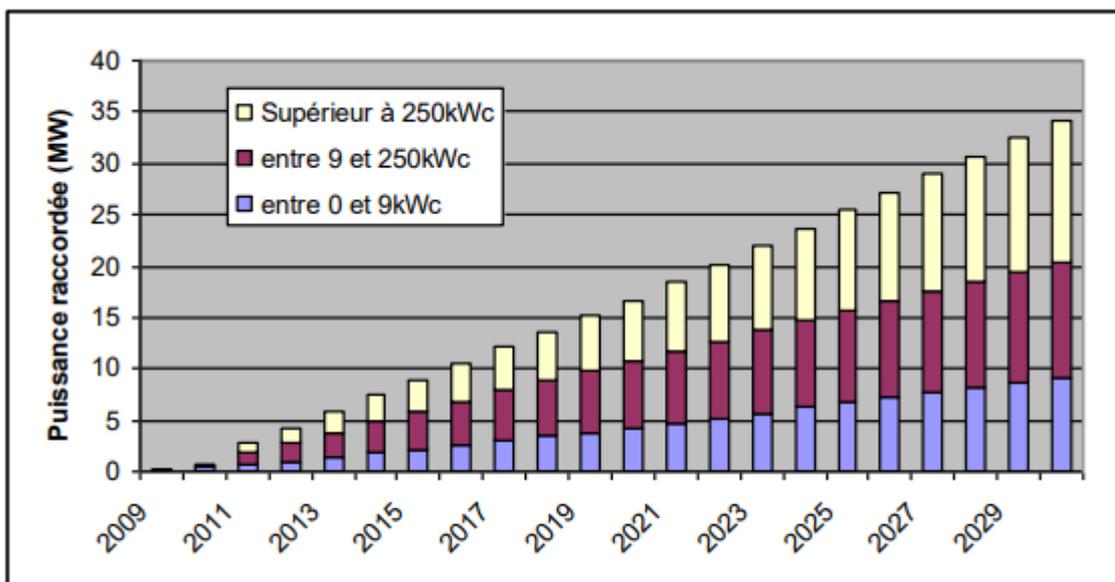


Figure I-15 Bilan et prévision de la consommation énergétique 2010-2030 par secteur [6]

Pour l'énergie photovoltaïque, les prévisions suivantes sont basées sur le fait que le silicium cristallin restera la technologie de modules majoritairement utilisée jusqu'en 2030. Par conséquent, il n'est pas envisagé de problème de disponibilité des ressources en matières premières.

Au 2020, le scénario d'ADEME prévoit une puissance installée cumulée se situant entre 16 et 17 GW. Cet objectif est en cohérence avec le développement de la filière industrielle française dont la capacité de production de modules PV à la fin 2012 est environ 800 MW. Il correspondrait à une puissance installée moyenne annuelle de 1,55 GW environ (2012-2020). Cela implique la révision à la hausse de l'objectif Grenelle mais cela reste soutenable financièrement avec un ajustement des tarifs d'achat à la baisse concernant l'intégration simplifiée et les centrales au sol.

A l'horizon 2030, l'objectif de puissance installée cumulée se situerait dans une fourchette de 32 à 34 GW.



Projections d'évolution de la puissance nominale PV installée en France

Figure I-16 Projection d'évolution de la puissance nominale PV installé en France

La puissance installée annuelle, pour la période 2021-2030 se situerait entre 1,5 et 2 GW avec un objectif de 10-12 GW installé pour les systèmes de moyenne puissance (9-250 kW) et de 13-15 GW pour les systèmes de grande puissance (> 250 kW), dont le potentiel arriverait relativement rapidement à saturation (centrales au sol). Le démantèlement des systèmes en fin de vie a été pris en compte dans le calcul de la puissance installée annuelle, mais son impact ne devient significatif qu'à partir de 2041.

L'estimation du productible est basé sur un nombre d'heure équivalent pleine puissance de 1150 h à 1200h par an. Le nombre d'heure de fonctionnement annuelles à puissance nominale moyen pour le PV varie en France entre 850 et 1400 du Nord au Sud (et selon la typologie de systèmes). 1150 à 1200h correspondent à une moyenne pondérée, basée sur le fait que les systèmes photovoltaïques seront plus majoritairement installés dans la partie Sud de la France (dans des régions ayant un nombre d'heures équivalent pleine puissance compris entre 1050 et 1400). Le gisement mobilisable pour le PV est de 33 GW en 2030, soit un rythme d'installation moyen de 1,55 GW par an.

Les centrales au sol sont uniquement exploitées sur des lieux sans conflit d'usage.

	2030
Puissance installée GW	33
Productible	Mtep : 3,4 TWh : 38,5

A l'horizon 2030, le gisement relatif aux centrales au sol sera complètement exploité. Le potentiel restant des grandes toitures sera de l'ordre de 68 GW.

Il est difficile de prévoir l'évolution des rendements modules et systèmes PV après 2030. A l'horizon 2040, les technologies classiques silicium cristallin et couches minces auront atteint leur rendement maximal. Mais d'autres technologies de modules haut rendement intégrant des dispositifs avancés (concept multispectral, nanocristaux de Si ou autres, piégeage optique) seront probablement viables d'un point de vue économique avant 2040 avec des rendements systèmes supérieurs à 30%.

Le potentiel des grandes toitures à l'horizon 2050 pourrait être supérieur à 85 GW en considérant uniquement les augmentations de rendement (sans tenir compte des nouvelles surfaces disponibles).

A partir de 2030, la filière photovoltaïque sera compétitive quels que soient les technologies et les secteurs d'application, en France. Les modules photovoltaïques se seront banalisés dans le secteur du bâtiment et seront devenus des composants de construction diffusés à grande échelle.

	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Si cristallin	14,0%	15,1%	16,7%	17,8%	20,7%	24,0%	24,3%	24,7%	25,0%
Couches minces	11,0%	11,9%	13,5%	14,3%	15,0%	15,8%	16,8%	17,4%	18,0%

Hypothèse d'évolution des rendements système

Tableau I-1 Hypothèse d'évolution des rendements système

Il sera plus intéressant pour un particulier d'autoconsommer l'électricité produite. L'utilisation de systèmes de stockage de petite et de moyenne taille (2,5 à 7,5 kWh) permettra un taux d'autoconsommation de 40 à 96 %.

Le développement des installations PV après 2030 dépendra essentiellement de la capacité du réseau électrique à intégrer cette source d'énergie fluctuante. Le recours aux technologies de prédiction de production, le développement des interconnexions, la mise en œuvre du stockage, et la baisse du prix des systèmes PV devraient permettre d'atteindre à l'horizon une puissance PV installée cumulée de l'ordre de 65 GW. A compter de 2030, les systèmes PV de moyenne et forte puissance seront installés en grande majorité sur des grandes surfaces de toitures.

Type de gisement (GW)	2010	2030	2050
Photovoltaïque	3,3	33	65

Tableau I-2 Développement des installations PV en France

I.2. Nécessité de recherche de nouveau système PV innovant

Le contexte de forte demande en énergie « propre », d'un réseau électrique à fort taux d'énergie renouvelable (jusqu'à 30% en 2030 en France) et d'expansion du solaire, nécessite d'installer de nombreuses grandes centrales photovoltaïques (PV) au sol de l'ordre de quelques centaines MW chacune. La question de des terrains disponibles à cette utilisation devient donc cruciale.

En effet, au regard des surfaces requises, le développement des grandes centrales solaires au sol peut engendrer des conflits d'usage avec les terres agricoles et affecter la biodiversité. La centrale solaire la plus puissante en France à ce jour (300 MW) est ainsi implantée à Cestas, près de Bordeaux, sur 260 hectares (soit l'équivalent de 370 terrains de football). Trouver de nouveaux terrains pour développer des projets est donc devenu la principale préoccupation des développeurs d'énergies renouvelables. De plus, devant la volonté des autorités publiques de limiter l'usage de grands espaces agricoles pour la réalisation de centrales PV au sol, des alternatives écologiquement acceptables doivent être trouvées.

L'objectif de cette thèse est de présenter et d'étudier une solution qui répond à cette problématique : profiter de surfaces linéaires, s'étendant sur des centaines de mètres à des dizaines, voire des centaines de kilomètres, et seulement larges de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, comme les pistes cyclables, les bordures d'autoroute, les voies ferrées, les digues de fleuves... pour installer des systèmes PV de fortes puissances. Ces surfaces

potentielles ont pour avantages d'être très présentes en Europe et dans le monde entier, exploitables pour le PV et pas chères (car peu valorisables pour d'autres utilisations). L'installation de nouveaux types de centrales PV linéaires va ouvrir des opportunités, mais par contre, elles auront aussi des challenges à relever, comme les contraintes techniques spécifiques, à caractériser et à étudier.

Dans le monde, il existe déjà quelques projets de PV linéaires. Pourtant ces projets sont à priori de petite taille. De plus, très peu d'articles sur la conception des systèmes PV linéaires ont été publiés. Il y a donc un manque d'études scientifiques sur cette nouvelle solution intéressante.

Passer de centrales PV occupant des dizaines ou centaines d'hectares à des centrales s'étendant sur des dizaines d'hectomètres ou kilomètres implique de repenser toute l'architecture électrique.

Les travaux de cette thèse vont, entre autres, consister à définir et optimiser l'architecture électrique de ces grands systèmes photovoltaïques linéaires innovants, selon des critères liés aux performances énergétiques, à la fiabilité de fonctionnement et aux coûts d'installation et de maintenance car les architectures dites classiques sont inadaptées ici. Cette thèse va aussi aborder et identifier les services contribués par ces centrales au réseau électrique.

I.3. Organisation de la thèse

Après ce premier chapitre qui présente l'état de l'art, le contexte énergétique de l'énergie renouvelable, de l'énergie solaire et des systèmes PV linéaire, la suite de cette thèse se divise en cinq chapitres :

- Dans le deuxième chapitre, nous développons un outil de modélisation qui doit être à la fois précis, fiable, robuste et qui peut s'adapter à chacun des besoins en simulation de la thèse. Dans ce chapitre, nous présentons les modèles Matlab/Simulink détaillés de tous les composants principaux d'un système PV typique : les modules PV, les convertisseurs DC/DC et DC/AC, les câbles, le MPPT.
- Dans le troisième chapitre, nous constituons d'abord, à partir des modèles détaillés des composants développés dans le chapitre précédent, un modèle complet d'un système PV complet. Après avoir vérifié la fiabilité de ce modèle, nous l'utilisons pour modéliser différentes architectures électriques d'une grande centrale PV linéaire afin

d'estimer les performances relatives de chacune d'elles, d'étudier les exigences ou limites techniques et de déterminer des architectures innovantes et plus performantes pour ce nouveau type de système PV, ainsi qu'un dimensionnement optimisé de leurs composants.

- Dans le quatrième chapitre, nous concevons un outil d'optimisation efficace afin de traiter des problèmes d'optimisation technico-économique des grands systèmes PV linéaires, car les aspects financiers sont toujours prépondérants dans la conception d'une centrale et de ses composants.
- Au cinquième chapitre, nous exploitons les contributions avantageuses que peuvent apporter les systèmes PV linéaires de forte puissance occupant un territoire sur une longueur notable vis-à-vis des services pour le réseau électrique. Six différents services auxiliaires, ou encore services systèmes seront abordés : le réglage de fréquence, le réglage de tension, l'amélioration de la stabilité du réseau, la capacité de support en cas de court-circuit, la gestion de congestion et la compensation des pertes de transport d'électricité.
- Enfin, la thèse se termine par une conclusion sur les points innovants et les avantages que les centrales PV linéaires offrent pour répondre à de réels besoins et procurer des bénéfices, choses que les architectures classiques ne peuvent pas proposer. Nous faisons aussi un point sur les limites de la politique énergétique et de la technologie actuelle vis-à-vis de ce nouveau type de système PV et ouvrons quelques perspectives qui pourront faire suite à cette recherche.

II. MODELISATION DES COMPOSANTS D'UN SYSTEME PV

II.1. Introduction

Les travaux de cette thèse vont, entre autres, consister à optimiser l'architecture électrique des grandes centrales photovoltaïques linéaires, selon des critères liés aux performances énergétiques, à la fiabilité de fonctionnement et aux coûts d'installation et de maintenance. Pour évaluer d'un point de vue technico-économique ces trois éléments, il est nécessaire de disposer d'un outil de modélisation qui est à la fois précis, fiable, robuste, qui s'adapte à chacun des besoins de la simulation et qui a un temps de calcul raisonnable. Or, des outils de modélisation commerciaux comme PVsyst, PVSOL ne sont pas assez détaillés, flexibles et robustes, ne nous permettent pas à réaliser des études sur l'aspect dynamique du fonctionnement des systèmes PV et ne sont pas optimisés pour étudier des nouvelles architectures électriques comme le PV linéaire.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les modèles détaillés sous Matlab/Simulink de tous les composants principaux d'un système PV typique : des modules PV au convertisseurs DC/DC et DC/AC. Ces modèles détaillés seront par la suite utilisés dans le chapitre trois pour étudier le fonctionnement d'un système PV linéaire complet. Nous présentons aussi dans ce chapitre une approche de modélisation simplifiée de ces composants qui servira à des études d'optimisation technico-économique du chapitre quatre.

II.2. Généralités sur l'architecture électrique

L'onduleur transforme le courant électrique continu produit par le champ PV en un courant électrique alternatif injecté dans le réseau (de distribution, de transport, ou mini-réseau autonome). Outre la fiabilité et le coût, le point-clef dans la conception de l'onduleur est le rendement de conversion DC/AC, du point de vue de l'utilisateur. Le rendement des onduleurs actuels est très élevé : par exemple, Power Electronics fabrique les onduleurs ayant un rendement jusqu'à 97.8% pour quelques MW [7] . Comme tout système électronique, l'onduleur a une durée de vie limitée, comprise entre 10 et 15 ans. Actuellement, il existe principalement trois topologies, ou architectures électriques, de systèmes PV (associations de module PV et onduleur) comme indiqué dans la Figure II-1 :

- Système avec onduleur centralisé : un seul ou quelques gros onduleurs dimensionnés en fonction de la puissance totale de la centrale PV ; chaque

onduleur est alimenté par un champ PV composé de sous-champs, eux-mêmes constitués de chaînes parallèles de modules,

- Système avec onduleurs strings (ou de chaînes) : la centrale comprend alors un nombre important d'onduleurs ; chaque onduleur est alimenté par une ou plusieurs chaînes parallèles de modules PV. Cette option est requise notamment lorsque plusieurs champs de modules sont orientés différemment,
- Système avec onduleurs intégrés aux modules PV (ou micro-onduleurs) ; on a alors un onduleur pour 1 à 4 modules, en général.

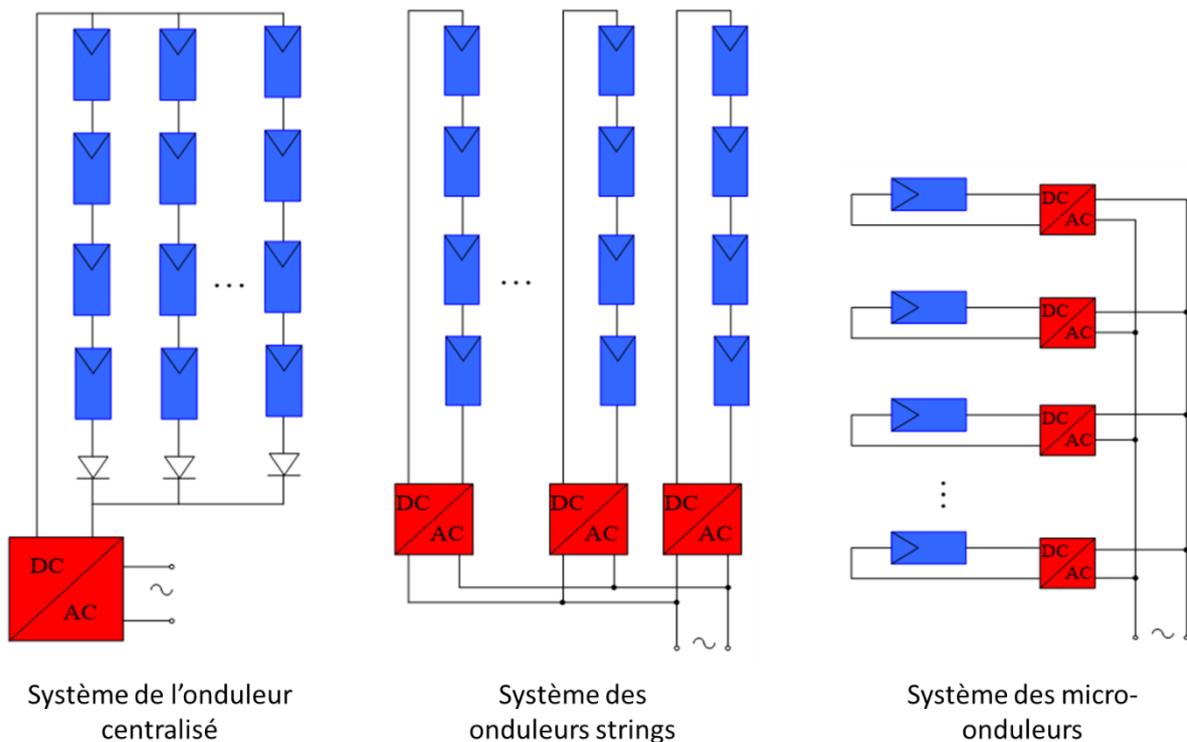


Figure II-1. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique

Ces topologies peuvent se différencier selon leurs performances, les pertes de puissance et le coût, comme présenté dans le Tableau II-1. La première catégorie, performance (ou caractéristiques générales), considère la robustesse, la flexibilité et l'efficacité du MPPT [8] [9]. La deuxième catégorie, les pertes de puissance, considère le mismatch, les pertes énergétiques des côtés AC et DC du système. Les pertes de mismatch sont inévitables dans tous les systèmes PV. Cela dépend du type de module au sein d'une chaîne PV, de la différences entre des chaînes PV en parallèles, de l'ombrage, des salissures, de l'efficacité MPPT, entre autres [10] [11]. La troisième catégorie, le coût, concerne l'installation, la maintenance, le coût du terrain et la

longueur des câbles DC et AC [12] [13]. Le coût du terrain n'est pas inclus ici car il dépend de la localisation du système PV.

		Onduleur Centralisé	Onduleurs Strings	Micro-onduleurs
Performance	Fiabilité	B	M	B
	Flexibilité	B	M	H
	MPPT	B	M	H
Pertes de puissance	Mismatching	H	M	B
	Pertes côté AC	B	M	H
	Pertes côté DC	H	M	B
Coût	Installation	B	M-H	H
	Câbles DC	H	M-H	B
	Câbles AC	B	M-H	H

B = Bas **M = Moyenne** **H = Haut**

Tableau II-1. Principales caractéristiques des topologies des systèmes PV

Le Tableau II-2 résume les principales caractéristiques de certains grands systèmes PV développés par SMA, ABB, SunPower et Danfoss. Ce tableau indique la zone, le nombre de panneaux photovoltaïques, le type de panneau, les onduleurs photovoltaïques et la topologie utilisés pour le fonctionnement des grands systèmes PV (la lettre M désigne un système d'onduleur string ou multi-String, la lettre C désigne un système d'onduleur centralisé). On remarque que le nombre d'onduleurs dépend de la topologie utilisée, un grand nombre d'onduleurs photovoltaïques sont courants dans la topologie string ou multistring.

Photovoltaic power plant	Power (MWp)	Area (km ²)	Panels (#10 ³)	Panel type	Inverters number	Topology
Korat I	6.0	0.13	29	m-Si	540	M
Narbonne	7.0	0.23	95	Thin film	19	C
Rapale	7.7	0.49	100	Thin film	900	M
Airport, Athens	8.1	0.16	29	m-Si	12	C
Saint Amadou	8.5	0.24	113	Thin film	16	C
Volkswagen Chattanooga	9.5	0.13	33	m-Si	10	C
Masdar	10	0.22	87	m-Si, Thin film	16	C
Adelanto	10.4	0.16	46	m-Si	13	C
Taeon	14	0.30	70	m-Si	28	C
Jacksonville	15	0.40	200	Thin film	20	C
San Antonio	16.0	0.45	214	Thin film	22	C
Cotton Center	18.0	0.58	93	m-Si	36	C
Almaraz	22.1	1.2	126	m-Si	6697	M
Veprek	35.1	0.83	185	c-Si	3069	M
Long Island	37.0	0.80	164	m-Si	50	C
Reckahn	37.8	0.98	487	Thin film	43	C
Ban Pa-In	44.0	0.80	160	m-Si	61	C
Lieberose	71.0	2.2	900	Thin Film	38	C
Kalkbult	75.0	1.05	312	m-Si	84	C
Esgebek	80.0	1.29	76	m-Si	3200	M
Montalto di Castro	85.0	2.83	280	c-Si	124	C
Templin	128	2.14	1500	Thin Film	114	C
California Valley Ranch	250	6.01	749	c-Si	500	C
Agua Caliente	290	9.71	5200	Thin Film	400	C

Tableau II-2. Détails de certains grand systèmes PV [14]

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

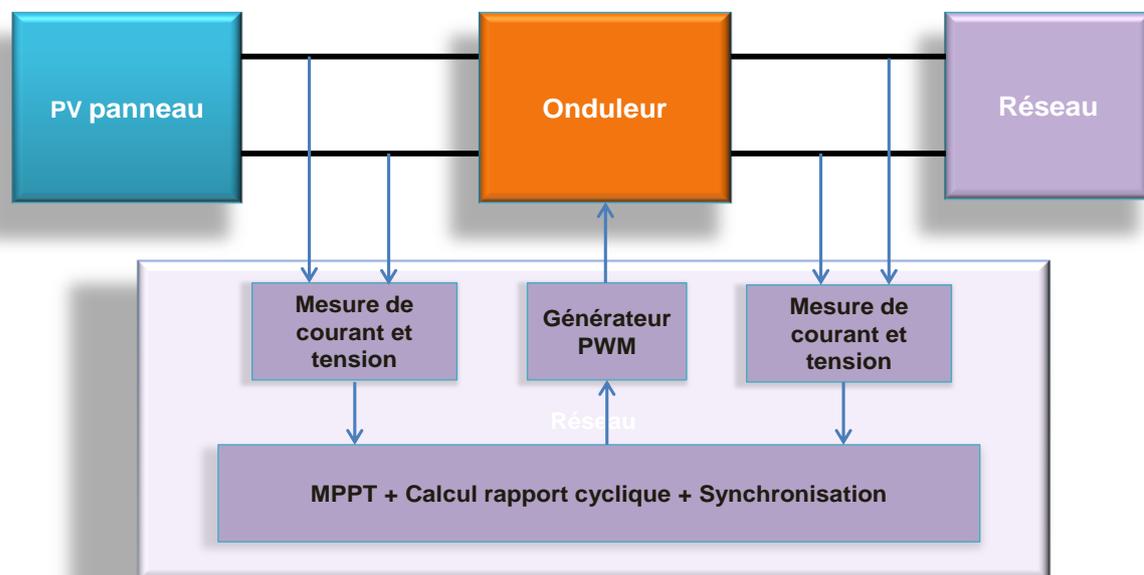


Figure II-2. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

L'isolement galvanique de l'onduleur connecté au réseau dépend des normes en vigueur dans chaque pays. Par exemple aux USA, l'isolement galvanique est toujours exigé. Pour l'isolement galvanique, on utilise un transformateur BF ou HF. Cette dernière solution est plus compacte, mais il faut faire attention à la conception des transformateurs afin de minimiser les pertes (les pertes du système PV dépendront aussi du transformateur). C'est pourquoi

l'onduleur sans transformateur a toujours le rendement le plus élevé (et un coût moindre). Différents types d'onduleurs PV sont présentés dans la Figure II-3.

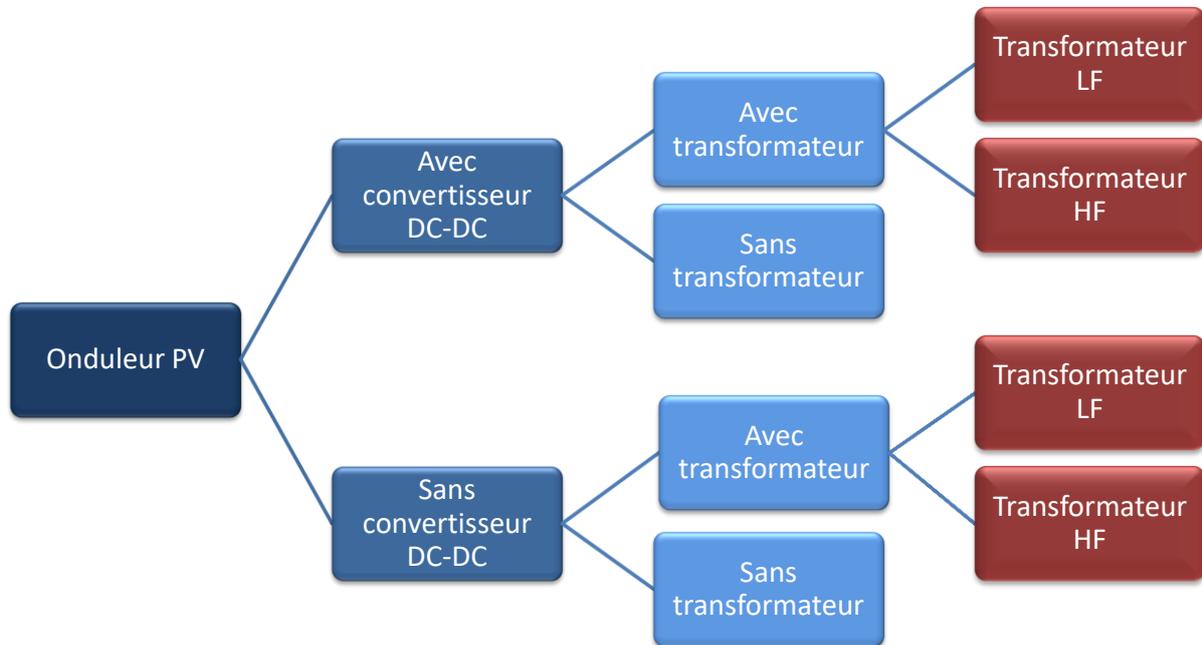


Figure II-3. Classement des onduleurs photovoltaïques

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. la plupart de structures industrialisées comportent deux étages de conversion successifs : un DC/DC et un DC/AC.

Il existe plusieurs types d'étage d'adaptation ; [15] dresse une liste de schémas correspondants aux applications PV. Le type du hacheur parallèle (Boost) est souvent choisi d'une part [16] pour sa simplicité et d'autre part car il offre un rapport d'élévation (ratio entre la tension sortie et la tension entrée du hacheur) inférieur à environ 3, ce qui permet d'obtenir un rendement correct.

Il existe deux types d'onduleurs : monophasé et triphasé, comme indiqué sur la Figure II-4. Dans cette partie, on va présenter plus particulièrement le contrôle/commande global du

système PV avec onduleur, monophasé et triphasé, sans transformateur, et avec convertisseur DC-DC. Ces deux types d'onduleurs comportent les fonctions suivantes :

- Commande de l'hacheur Boost pour régler le courant du bus continu, la référence de ce courant étant fournie par un algorithme MPPT.
- Commande de l'onduleur de tension pour régler le courant de 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.

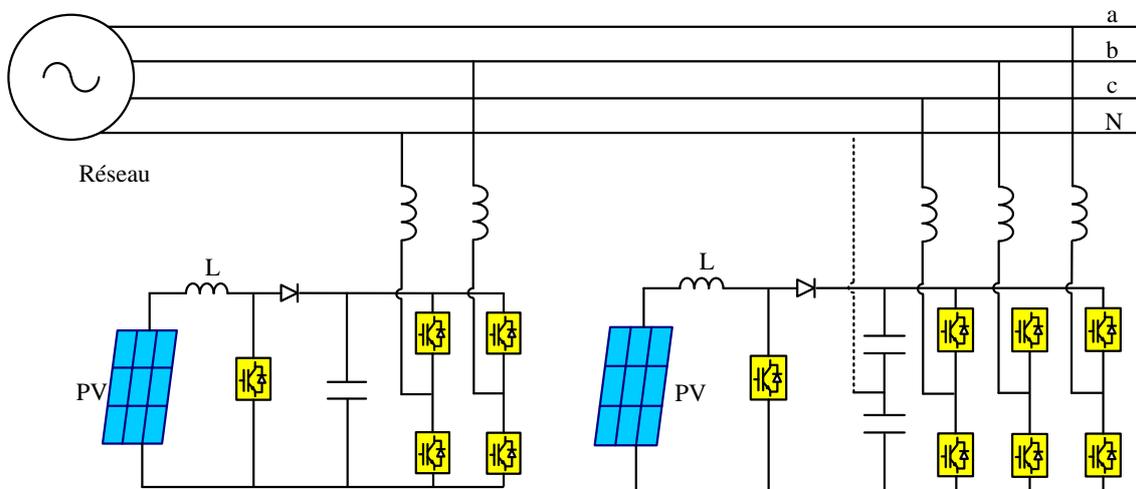


Figure II-4. Onduleurs monophasé (à gauche) et triphasé (à droite) connectés au réseau

II.3. Modélisation détaillée d'un module photovoltaïque en Matlab/Simulink

L'élément de base qui joue un rôle déterminant dans la précision de la modélisation d'un système photovoltaïque est le modèle des cellules et des modules photovoltaïques dont il est constitué. La question de la modélisation des modules PV dans des conditions non constantes (variation de l'irradiance, de la température ...) et non-uniformes, telles que les conditions d'ombrage partiel, a été largement étudiée par la communauté scientifique et a obtenu des résultats significatifs. Il existe principalement deux modèles électriques d'un module

photovoltaïque : le modèle à une diode et le modèle à deux diodes. Un modèle de module PV à une diode avec des résistances en série et en parallèle a été proposé par [17] pour une précision acceptable. Ensuite, un modèle de module PV à deux diodes, nécessitant un temps d'exécution acceptable, a été étudié par [2] pour accroître la précision. Dans [18], l'auteur a essayé à résoudre le problème du temps de calcul trop élevé de nombreux modèles à deux diodes existants [19] [20] en réduisant le nombre de paramètres du modèle et en utilisant une méthode de calcul plus efficace .

Cette section présente d'abord les deux méthodes de modélisation détaillée d'un module photovoltaïque. Ensuite, une méthode pour améliorer encore le temps de calcul du modèle à deux diode présentée dans [18] est proposée. Enfin, une comparaison de la précision et du temps de calcul entre ces modèles ainsi qu'une analyse de leurs faiblesses sont effectuées afin de trouver le modèle le plus approprié au besoin de modélisation et de simulation de cette thèse.

II.3.1. Modélisation d'un module photovoltaïque avec le modèle à une diode

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque est présenté dans la Figure II-5. Il inclut une source de courant, une diode, une résistance série et une résistance shunt.

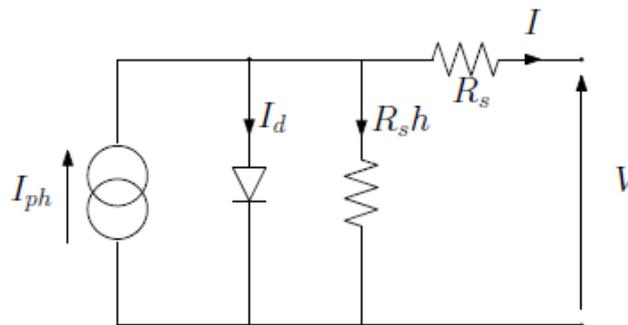


Figure II-5 Modèle électrique avec une diode d'une cellule PV

En se basant sur le circuit, le courant de sortie d'un module photovoltaïque contenant \$N_s\$ cellules en série sera :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{II-1})$$

Avec :

$$a = \frac{N_s \times A \times k \times T_c}{q} = N_s \times A \times V_T \quad (\text{II-2})$$

Où :

- I_{ph} : le photo-courant d'une cellule (A)
- I_0 : le courant de saturation inverse de la diode d'une cellule (A)
- V : la tension imposée à la diode (V)
- R_s : la résistance série de la cellule (Ω)
- R_p : la résistance shunt de la cellule (Ω)
- a : le facteur d'idéalité de diode
- N_s : nombre de cellule en série
- A : le facteur d'idéalité de diode
- T_c : température réelle de la cellule (K)
- k : constante de Boltzmann
- q : la charge d'électron
- $V_T = \frac{kT_c}{q}$: tension thermique

Comme l'équation $I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p}$ (II-1 est une équation implicite, il faut donc la résoudre par une méthode d'analyse numérique. Les paramètres inconnus de ce modèle sont : I_{ph} , I_0 , R_s et R_p . D'après [17], I_{ph} peut être déterminé avec l'équation suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph,ref} + \mu_{sc} \times \Delta T) \quad (\text{II-3})$$

Où :

- G : irradiance (W/m^2)
- G_{ref} : irradiance à STC = 1000 W/m^2
- $\Delta T = T_c - T_{c,ref}$ avec $T_{c,ref}$ est la température de cellule à STC = 298 K
- μ_{sc} : coefficiente de température du courant court-circuit (A/K), donnée par le constructeur
- $I_{ph,ref}$: le photo-courant à STC (A)

I_0 peut être déterminé avec l'équation suivante :

$$I_0 = I_{sc,ref} \exp\left(\frac{-V_{oc,ref}}{a}\right) \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \times \exp\left[\left(\frac{q\varepsilon_G}{A \times K}\right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c}\right)\right] \quad (\text{II-4})$$

Où :

- $I_{sc,ref}$: courant court-circuit à STC (A)
- $V_{oc,ref}$: tension de circuit ouvert à STC (V)

- $T_{c,ref}$: température de la cellule à STC (K)
- ϵ_G : énergie de bande interdite de matériel (eV), (1.12 eV pour Si)

Ensuite, R_s et R_p sont choisies pour que la puissance maximale calculée P_{mp} soit égale à celle expérimentale $P_{mp,ex}$ aux conditions STC. On a l'équation suivante :

$$R_p = \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_s}{I_{sc,ref} - I_{sc,ref} \left\{ \exp \left[\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_s - V_{oc,ref}}{a} \right] \right\} + I_{sc,ref} \left\{ \exp \left(\frac{-V_{oc,ref}}{a} \right) \right\} - \frac{P_{max,ex}}{V_{mp,ref}}} \quad (\text{II-5})$$

On résout l'équation II-5 en utilisant une méthode par itérations suivant l'organigramme présenté dans la Figure II-6. L'itération commence à $R_s = 0$, puis on augmente sa valeur afin de déplacer le point de puissance maximale modélisé jusqu'à ce qu'il corresponde au point de puissance maximale expérimentale.

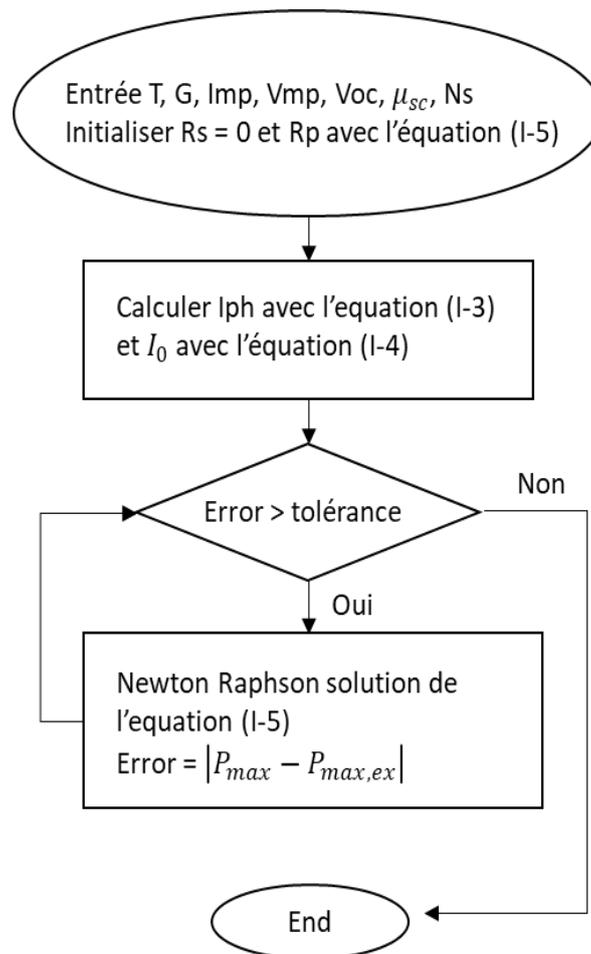


Figure II-6 Organigramme de l'itération

II.3.2. Modélisation d'un module photovoltaïque avec le modèle à deux diodes

Le modèle à une diode est basé sur l'hypothèse que la perte par recombinaison dans la zone de déplétion est absente. Dans une vraie cellule solaire, la recombinaison représente une perte substantielle, notamment à basse tension. Cela ne peut pas être modélisé de manière adéquate en utilisant une seule diode. La prise en compte de cette perte conduit à un modèle plus complet appelé modèle à deux diodes [21]. L'introduction d'une diode supplémentaire augmente le nombre des paramètres. Le principal défi consiste maintenant à estimer les valeurs de tous les paramètres du modèle tout en gardant un temps de simulation raisonnable.

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque suivant le modèle à deux diodes est présenté dans la Figure II-7. Il inclut une source de courant, deux diodes, une résistance série et une résistance shunt.

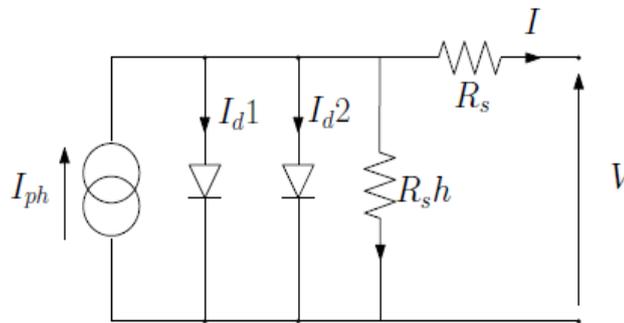


Figure II-7 Modèle électrique avec deux diodes d'une cellule photovoltaïque

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{I-6})$$

Où :

- I_{ph} : le photo-courant d'une cellule (A)
- I_{01}, I_{02} : les courants de saturation inverse de la diode 1 et de la diode 2 d'une cellule (A)
- V : la tension imposée à la diode (V)
- R_s : la résistance série de la cellule (Ω)
- R_p : la résistance shunt de la cellule (Ω)
- a_1, a_2 : les facteurs d'idéalité de la diode 1 et de la diode 2
- T_c : température réelle de la cellule (K)

- k : constante de Boltzmann
- q : la charge d'électron
- $V_{T1} = \frac{kT_{c1}}{q}$: tension thermique de la diode 1
- $V_{T2} = \frac{kT_{c2}}{q}$: tension thermique de la diode 2

I_{ph} peut être déterminé avec l'équation suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph,ref} + K_i \Delta T) \quad (I-7)$$

Où :

- G : irradiance (W/m²)
- G_{ref} : irradiance à STC = 1000 W/m²
- $\Delta T = T_c - T_{c,ref}$ avec $T_{c,ref}$ est la température de cellule à STC = 298 K
- K_i : coefficient du courant court-circuit, donné par le constructeur
- $I_{ph,ref}$: le photo-courant à STC (A)

Selon [3], les courants de saturation inverse I_{01} et I_{02} peuvent être calculés avec l'équation suivante :

$$I_{01} = I_{02} = \frac{I_{sc,ref} + K_i \Delta T}{\exp\left[\frac{(V_{oc,ref} + K_V \Delta T)}{V_T}\right] - 1} \quad (I-8)$$

Où :

- $I_{sc,ref}$: courant court-circuit à STC (A)
- $V_{oc,ref}$: tension de circuit ouvert à STC (V)
- K_V : coefficient de la tension du circuit ouvert, donné par le constructeur

Les deux paramètres restants R_s et R_p sont obtenus par itération selon l'organigramme de la Figure II-8. L'idée est de faire correspondre la puissance crête calculée ($P_{mp,c}$) et la puissance crête expérimentale ($P_{mp,ex}$) en augmentant de manière incrémentale la valeur de R_s tout en calculant simultanément la valeur de R_p . L'expression de R_p peut être écrite comme ci-dessous :

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{\{V_{mp}[I_{ph} - I_{d1} - I_{d2}] - P_{max,E}\}} \quad (I-9)$$

Avec:

$$I_{d1} = I_{01} \left(\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right) \quad (\text{I-10})$$

$$I_{d2} = I_{02} \left(\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right) \quad (\text{I-11})$$

Les conditions initiales pour les deux résistances sont les suivantes :

$$R_{s0} = 0 ; \quad R_{p0} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,ref} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,ref} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{I-12})$$

Au bout d'une quarantaine d'itérations, on arrive à déterminer les deux paramètres R_s et R_p .

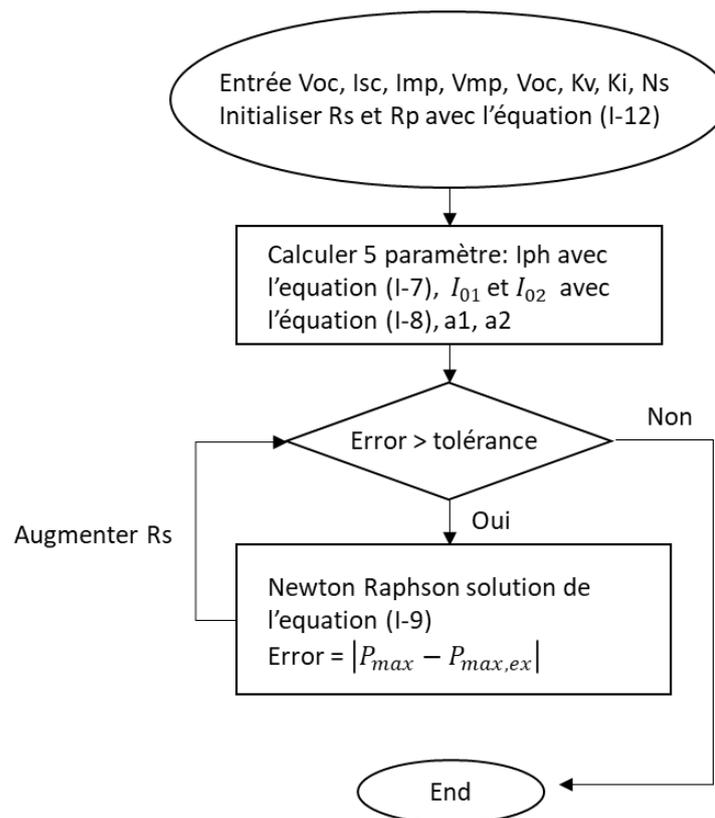


Figure II-8 Organigramme de l'itération pour le modèle à deux diodes

Pour vérifier l'exactitude du modèle à deux diodes, nous avons comparé les P_{mp} calculées par le modèle à STC ($G = 1000 \text{ W / m}^2$, $T = 25 \text{ }^\circ \text{C}$) de six modules différents avec leur P_{mp} donnée dans leur fiche technique. Le résultat est illustré sur la Figure II-9.

Pmax calculated by the model (W)	Pmp datasheet STC (W)	Precision (%)	Module	Technology of the module
335,191	335,210	0,006	SPR-X21-335-BLK	Si_Mono
359,907	359,919	0,003	SPR_X22_360	Si_Mono
70,097	70,125	0,040	Shell SP70	Si_Mono
54,797	54,810	0,024	Siemens SM55	Si_Poly
39,979	40,006	0,067	Shell ST40	Thin Film

Figure II-9 Exactitude du modèle à deux diodes par rapport à la fiche technique de six modules PV différents

Une faiblesse commune de ces modèles de modules PV est que le temps de calcul augmente très rapidement lorsque le nombre de calculs augmente. Le résultat d'un test simple du temps de calcul du modèle à deux diodes est illustré à la Figure II-10. Dans ce test, nous utilisons le modèle à deux diodes pour calculer une courbe de caractéristiques I-V, qui est considérée comme un échantillon. Pour un module donné, il est valable pour un couple (irradiance, température) donné. Lorsque le nombre d'échantillons (samples) augmente, au gré de la simulation et de la variation des couples (irradiance, température), nous pouvons observer que le temps de calcul augmente de façon exponentielle.

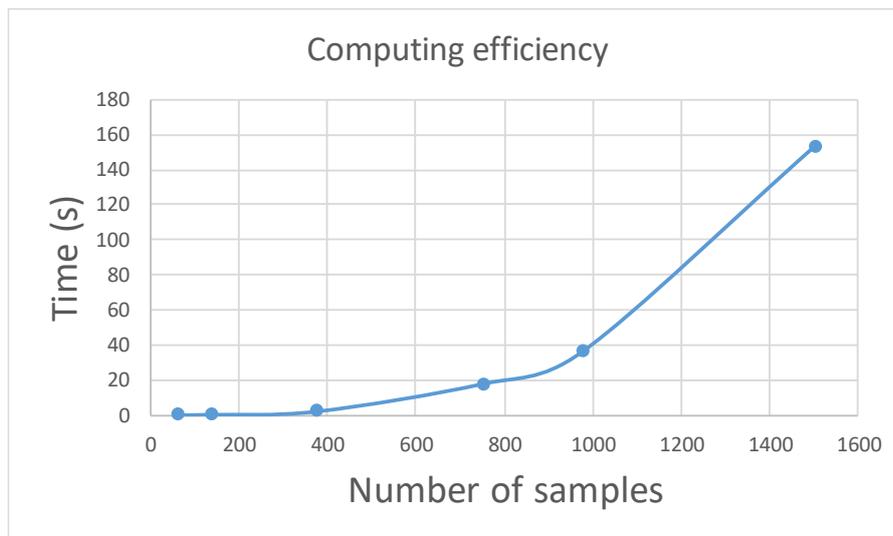


Figure II-10 Le temps de calcul du modèle à deux diodes augmente de façon exponentielle avec le nombre de calculs

La cause de ce ralentissement significatif du calcul de ces échantillons est la présence d'une boucle algébrique à l'intérieur du modèle. Dans un modèle Simulink, une boucle algébrique se produit lorsqu'une boucle de signal existe avec uniquement des blocs de

traversée directe dans la boucle. La traversée directe signifie que la sortie du bloc dépend de la valeur d'un port d'entrée, la valeur de l'entrée contrôle directement la valeur de la sortie.

Cette boucle algébrique est incontournable car elle provient de l'équation fondamentale du module PV (l'équation implicite $I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p}$ (II-1).

Par conséquent, on a décidé de rompre cette boucle algébrique en introduisant un bloc de retard unitaire du simulink dans le modèle comme dans la Figure II-11.

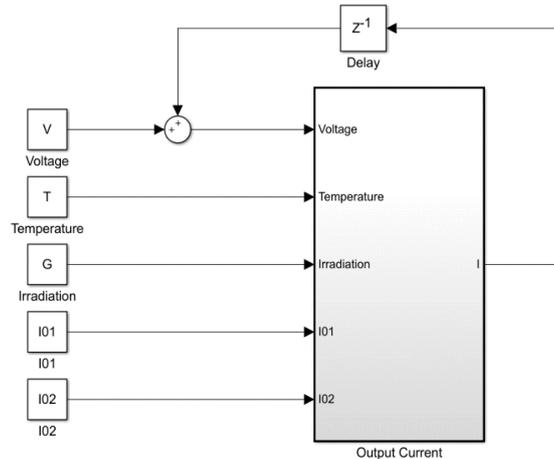


Figure II-11 Insertion du bloc delay dans le calcul de courant de sortie du modèle

Le modèle avec un bloc de délai introduit s'exécute beaucoup plus rapidement que le modèle d'origine. On a établi un test simple pour déterminer le gain en temps d'exécution due à cette amélioration avec le modèle à deux diodes en calculant de 1 à 30 000 courbes I-V avec 1 300 points pour chaque courbe. Le temps de calcul de ce modèle est fortement réduit et augmente linéairement avec le nombre d'échantillons. Le graphique des temps de calcul est illustré dans la Figure II-12.

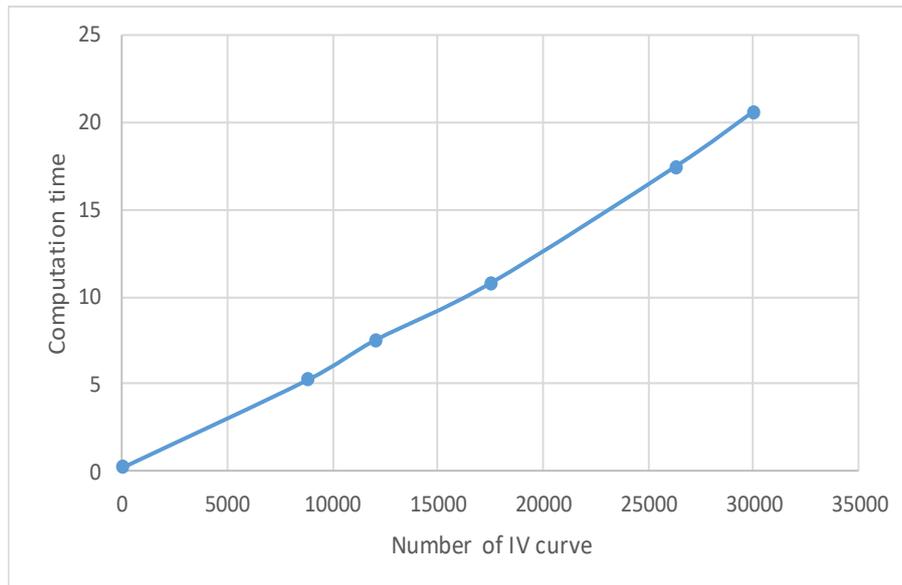


Figure II-12 Temps de calcul du modèle à deux diodes avec un bloc de retard unitaire

II.3.3. Comparaison des modèles de module photovoltaïque à une et à deux diodes

Dans cette section, nous comparons le modèle à une diode et le modèle à deux diodes en termes de temps d'exécution et précision du calcul. Dans cette comparaison, le modèle à deux diodes est considéré comme la référence en raison de sa grande précision prouvée dans [3]. La comparaison nous aide à trouver le modèle le plus approprié au besoin de modélisation et de simulation de cette thèse.

Le module que nous utilisons dans la comparaison est le Shell SP-70 (Figure II-13).

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

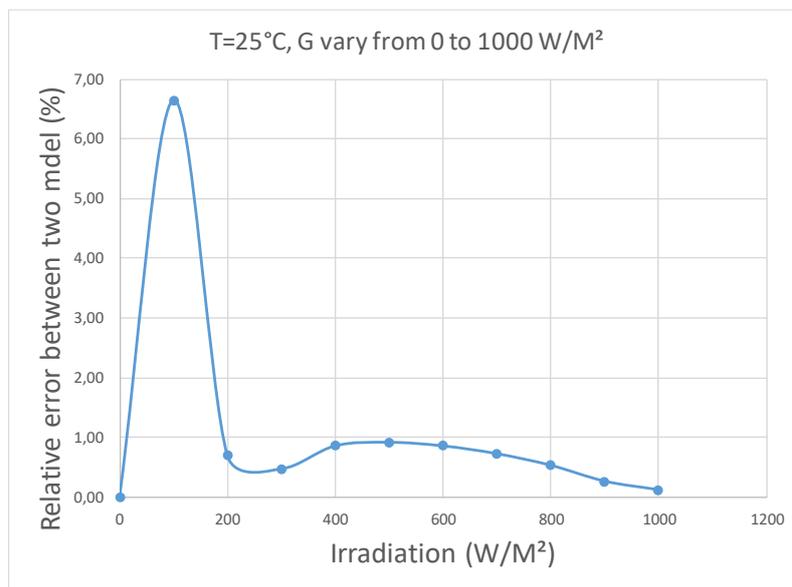
Rated power	P_r	70W
Peak power	P_{mpp}	70W
Peak power voltage	V_{mpp}	8.25*/16.5V
Peak power current	I_{mpp}	8.50*/4.25A
Open circuit voltage	V_{oc}	10.7*/21.4V
Short circuit current	I_{sc}	9.4*/4.7A
Series fuse rating		15A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	65W

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

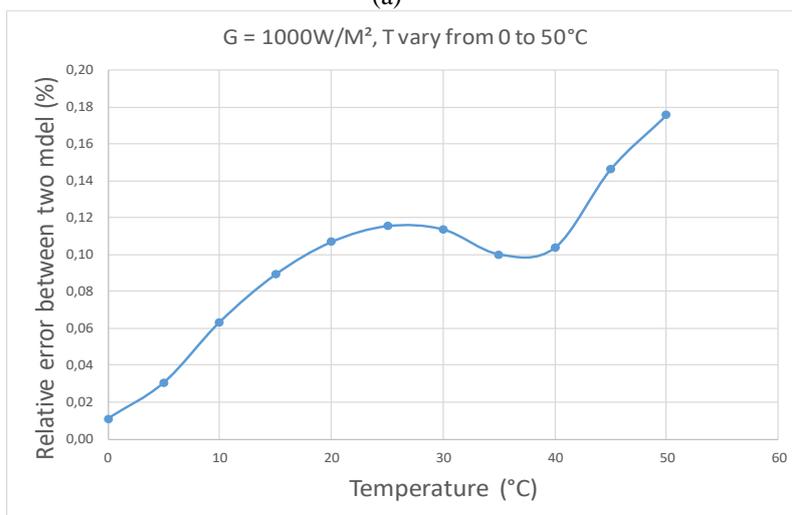
Figure II-13 Caractéristiques électriques du module PV Shell SP-70

La Figure II-14(a) montre les performances des deux modèles pour le calcul du Pmp lorsqu'il est soumis à des variations d'irradiance. Pour ce test, la température du module est maintenue constante à la valeur STC, $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

La Figure II-14(b) montre les performances des deux modèles pour le calcul du Pmp lorsqu'il est soumis à des variations de température du module. Pour ce test, l'irradiance est maintenue constante à sa valeur STC, $G = 1000\text{ W / m}^2$.



(a)



(b)

Figure II-14 Erreur relative entre les deux modèles lorsque $T=25^{\circ}\text{C}$ et G varie (a), et lorsque $G=1000\text{W/m}^2$ et T varie (b)

D'après la Figure II-14, nous pouvons voir que les modèles à une diode et à deux diodes donnent un résultat avec une très faible différence lorsque l'irradiance est fixe et que la

température varie : moins de 0,2 % (Figure II-14(b)) . Cependant, lorsque l'irradiance varie, en particulier à faible irradiance, le modèle à une diode ne donne pas un bon résultat. Dans ce dernier cas, l'erreur à faible irradiance peut aller jusqu'à 6.6% (et jusqu'à 1% dès que $G > 200$ W/m).

II.3.4. Approche simplifiée – méthode de base de données

La modélisation considérée dans le cadre d'une étude d'optimisation du dimensionnement doit permettre d'évaluer un grand nombre de configurations dans un temps de calcul raisonnable. Nous allons donc modéliser ici les panneaux PV avec une approche simplifiée, qui a pour avantages être beaucoup plus rapide, sans perdre de la précision.

En utilisant le modèle physique à deux diodes sous Matlab/Simulink présenté précédemment, nous simulons tous les points de fonctionnements d'un panneau PV dans une plage de température de -20°C à 80°C (avec un pas de 1°C) et un plage d'irradiance de 0 à 1500 W/m^2 (avec un pas de $100\text{W}/\text{m}^2$). Ensuite, nous enregistrons toutes ces données sous forme une base données précalculée. En utilisant par la suite une algorithme d'interpolation, nous arrivons facilement à extraire toutes les informations de ce panneau PV (tension, courant, puissance) sur un point de fonctionnement quelconques. Nous appelons ce modèle le modèle des bases de données (BDD).

Les avantages et inconvénients supposés des deux approches sont présentés dans le Tableau II-3. L'approche physique repose sur une modélisation électrique d'un module photovoltaïque comprenant divers éléments physiques tels que source de courant, diode(s), résistances, et avec une prise en compte de tous les facteurs qui peuvent affecter la production de ce module (niveau d'éclairement, température), tandis que l'approche simplifiée utilise une base de données de résultats précalculés du fonctionnement d'un module photovoltaïque afin de pouvoir calculer le plus rapidement possible la production de ce module photovoltaïque à un point de fonctionnement donné.

Approche de modélisation	Avantages	Inconvénients
Physique (détaillé)	<ul style="list-style-type: none"> - Fidélité améliorée du modèle par rapport au module réel - Robuste, prise en compte tous les coefficients physiques 	<ul style="list-style-type: none"> - Temps de calcul élevé - Paramètres nécessaires nombreux

Base de données (simplifiée)	<ul style="list-style-type: none"> - Simplification du modèle - Temps de calcul faible 	<ul style="list-style-type: none"> - Moins robuste - Ne peut être utilisé pour étudier le fonctionnement des modules PV
---	--	---

Tableau II-3 Comparaison des approches de modélisation

II.4. Système PV monophasé

Dans ce mémoire, on se limitera à la description de l'onduleur sans transformateur avec convertisseur DC-DC. La structure d'un système avec un tel onduleur, présentée dans la Figure II-15, comprend :

- Les modules PV raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma)
- Un hacheur survolteur (convertisseur Boost) qui amplifie la tension d'entrée
- Un pont d'interrupteurs IGBT 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 en France (60 Hz aux USA). + filtre de sortie

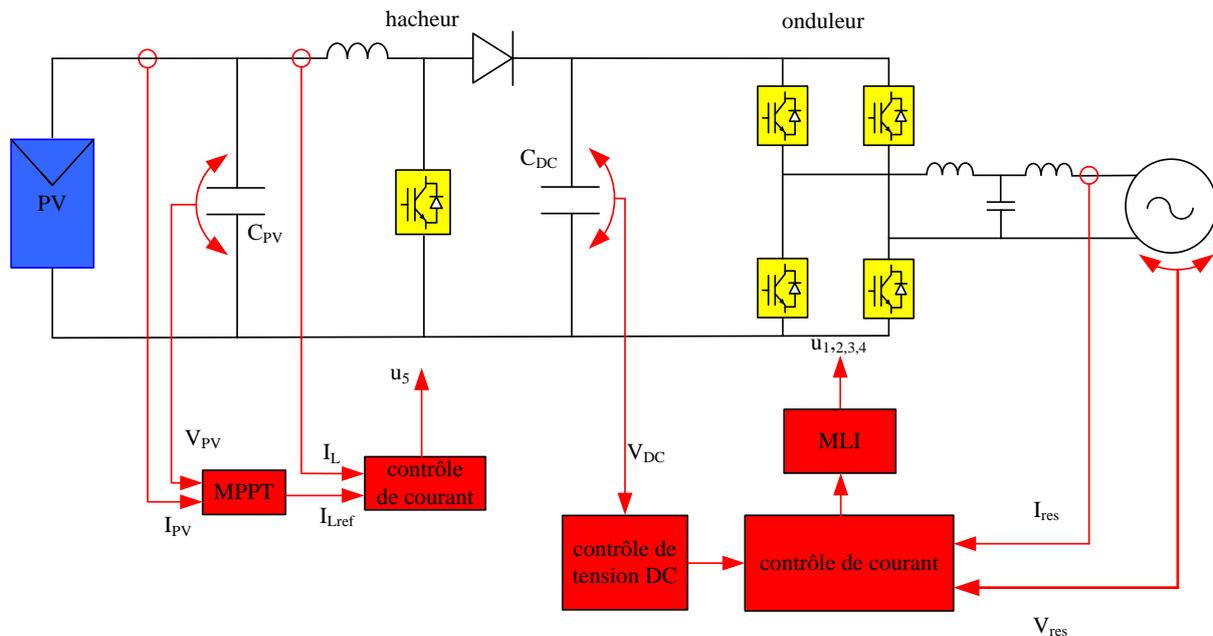


Figure II-15. Circuit de puissance et de commande d'un système photovoltaïque monophasé

Cette topologie est largement utilisée dans les onduleurs PV commercialisés.

On va étudier chaque composant de la partie commande (couleur rouge dans la Figure II-15).

II.4.1. Phase Locked Loop (PLL)

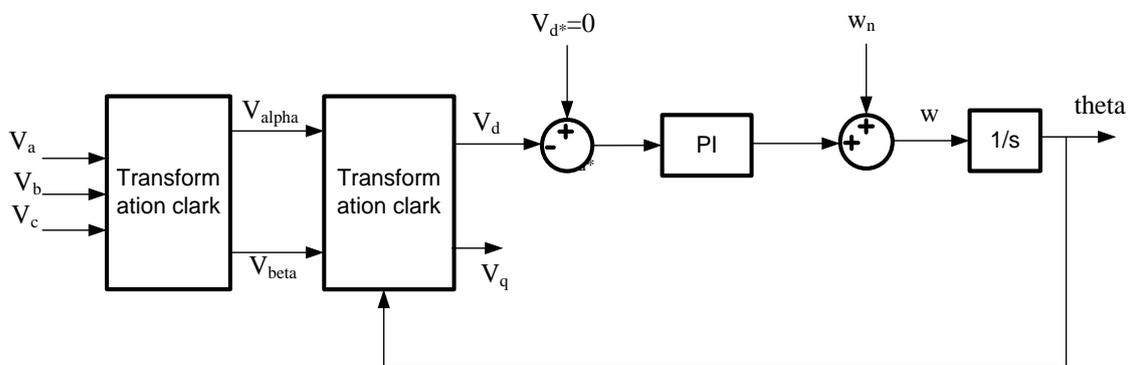
Afin de connecter des sources PV au réseau électrique, il faut synchroniser la tension alternative du générateur PV (en fait les courants injectés) à celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire.

Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes classiques telles que présentées dans [22] :

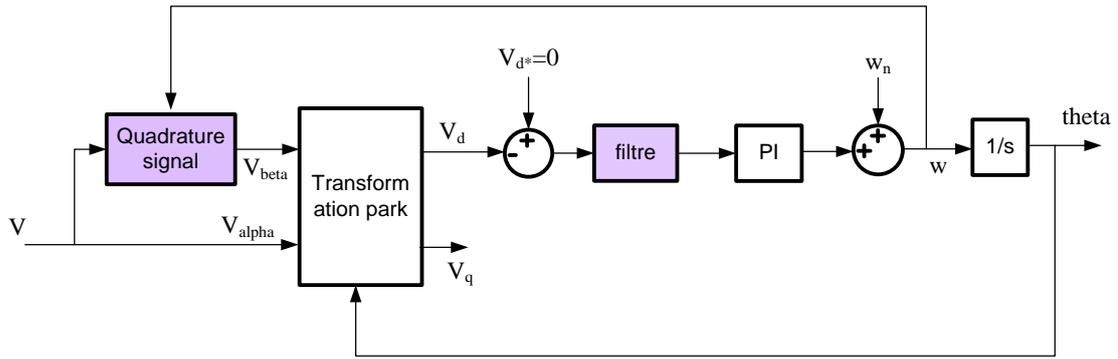
- « Zero Crossing » [23] qui utilise une logique de OU exclusif ;
- Méthode de filtrage de la tension comme $\alpha\beta$ filtre [24] [25] [26] ou dq filtre [22].
- Méthode PLL (Phase Locked Loop)

La méthode PLL est la plus efficace, sa structure est très diversifiée, mais comprend toujours 3 blocs : détecteur de phase, correcteur, oscillateur commandé en tension.

Pour le système triphasé, le principe de la PLL est présenté dans [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33]. Avec les techniques avancées de PLL, on effectue une poursuite robuste de la phase du réseau et ce, face aux perturbations possibles : saut de phase, creux et bosses de tension, harmoniques, saut de fréquence.



(a)



(b)

Figure II-16. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b)

Les PLL monophasées sont soumis aux mêmes problèmes que celles triphasées avec une difficulté supplémentaire qui résulte du champ d'information plus réduit (une seule phase). Pour créer 2 signaux orthogonaux, la PLL triphasée peut utiliser la transformation de Park, mais pour la PLL monophasée, il faut rajouter un bloc « Quadrature » de démodulation, voir Figure II-16 (a). Plusieurs solutions sont décrites dans la littérature en utilisant des retards, et diverses transformations : Hilbert, projection sur un repère orthogonal, intégrateurs généralisés... [34] [35] [36].

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 [37] [38] [39] [40] [41].

Dans cette partie, une PLL dont la structure présentée dans la Figure II-17 ci-dessous est utilisée:

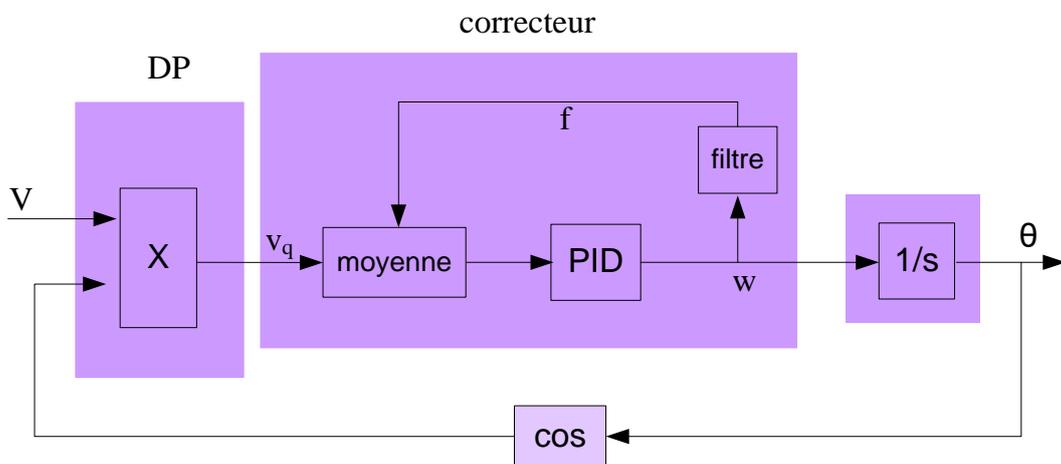
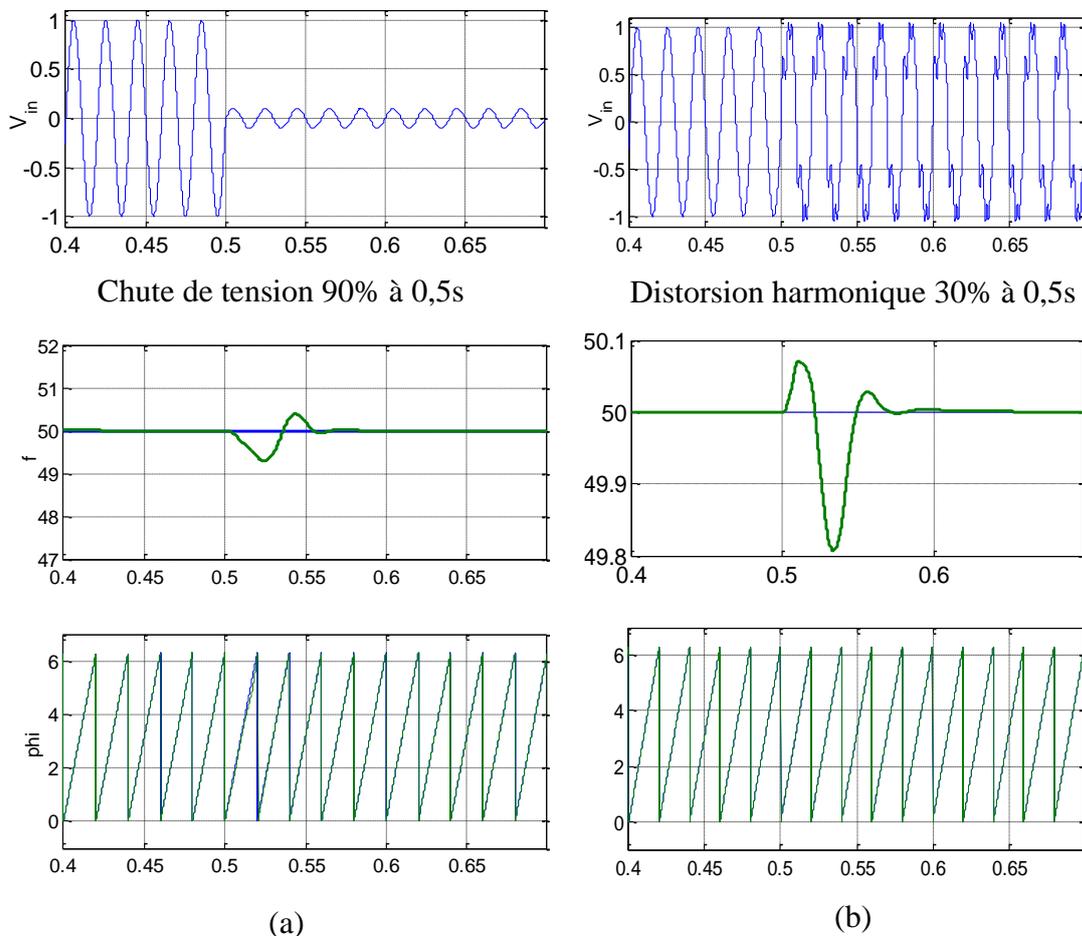


Figure II-17. Structure du PLL monophasé

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

La réponse considérée de la PLL dépend des perturbations : saut de fréquence, chute de tension, distorsion harmonique, saut de phase. Dans la Figure II-18 (a), face à une chute de tension de 90%, la PLL détecte la variation de fréquence et la phase en moins de 0,1 s. La Figure II-18(b) montre la réponse de la PLL quand le signal de tension présente une distorsion de 30% des harmoniques 3, 5, 7 et 9. La Figure II-18 (c) et la Figure II-18(d) montrent le comportement de la PLL face aux sauts respectivement de fréquence 50 à 51 Hz et de phase de 30°.



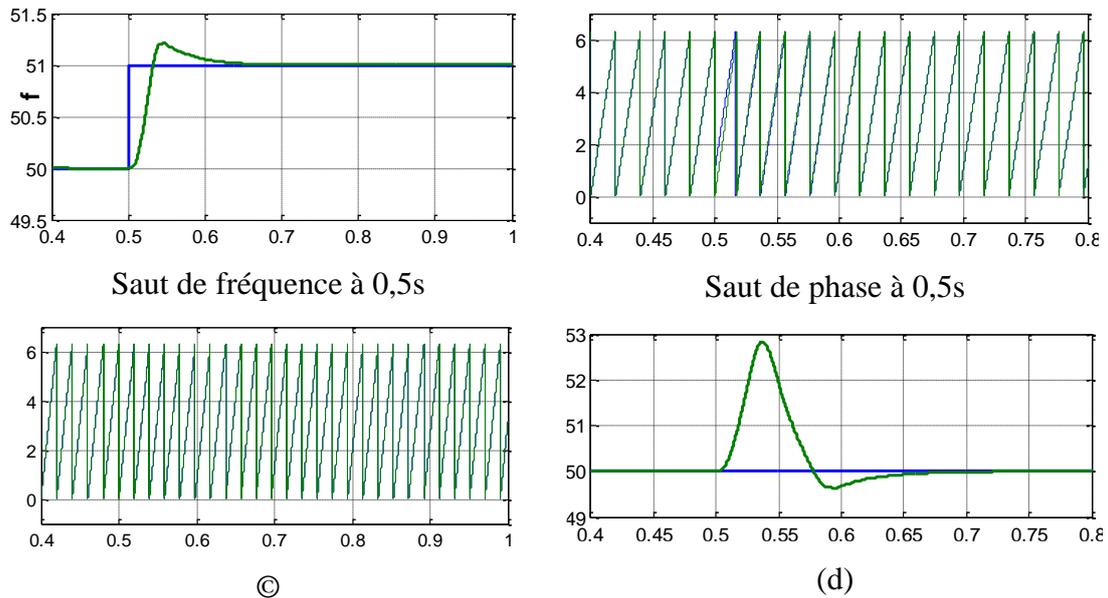
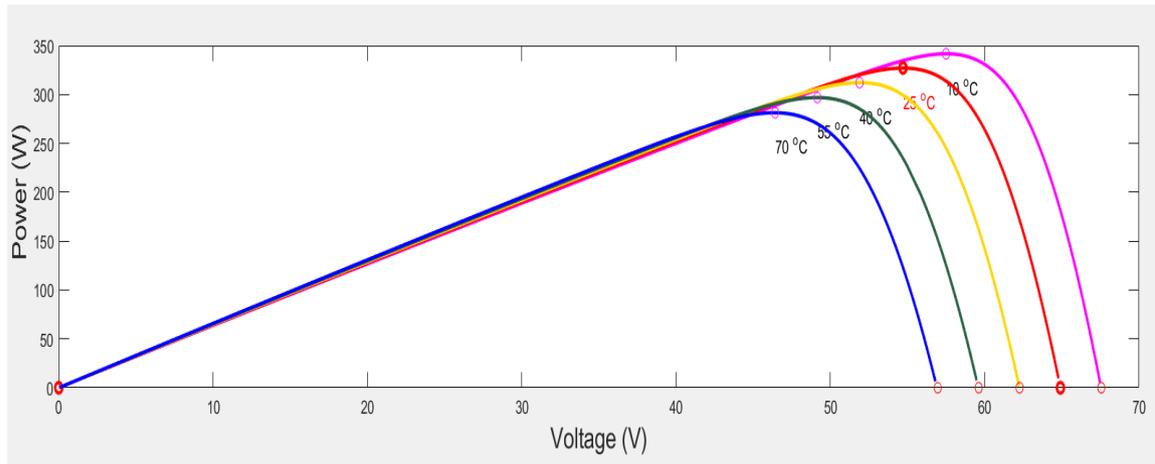


Figure II-18. Réponses de la PLL en cas : chute de tension 90% (a), 30% distorsion harmonique (b), saut de fréquence de 1 Hz (c) et saut de phase 30° (d)

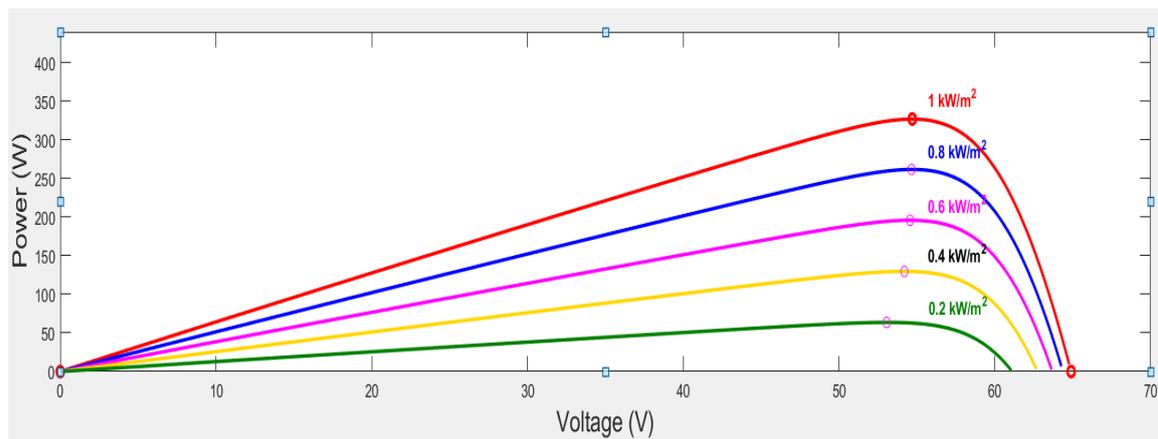
Il est ainsi possible de conclure que la PLL choisie est performante et robuste par rapport aux perturbations du réseau. Les lois de contrôle/commande du système PV pourront être exploitées sans se soucier outre mesure des performances de la PLL.

II.4.2. MPPT

Les systèmes PV se comportent comme une source intermittente, leur puissance dépend de la température et de l'éclairement : la Figure II-19 montre les caractéristiques $P=f(V)$ lorsque les conditions varient. Dans le cas du système PV raccordé au réseau, on travaille au point de puissance maximale MPP afin de maximiser la production. Mais ce MPP varie continuellement en fonction de l'irradiation, de la dérive des paramètres, de la température, de la non uniformité de l'éclairement... On doit donc mettre en œuvre un algorithme permettant de retrouver ce point en temps réel, il s'agit de l'algorithme MPPT.



(a)



(b)

Figure II-19. Puissance maximale en fonction de la température (a) et de l'éclairement (b) du module Sunpower E20-327

Dans la littérature, il existe beaucoup d'articles sur le MPPT ; les trois méthodes les plus utilisées sont la Hill Climbing, Perturbation and Observation (P&O) [42] et l'Incrément de Conductance (IncCond). Dans [43], 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 capteurs, prix et application. La méthode P&O est largement utilisée pour sa simplicité d'implémentation en numérique et son temps de réponse acceptable, c'est pourquoi elle convient à l'application PV.

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 la variation de puissance P_{PV} qui en résulte.

Plus concrètement, à l'instant initial, si la puissance est P_1 , on incrémente positivement la tension jusqu'à $V_2=V_1+\Delta V$ et la puissance devient 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-20. Alors, dans le pas de temps suivant, il faut commencer à incrémenter la tension $V_3=V_2+\Delta V$, et ainsi de suite,
- 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 $V_3=V_2-\Delta V$.

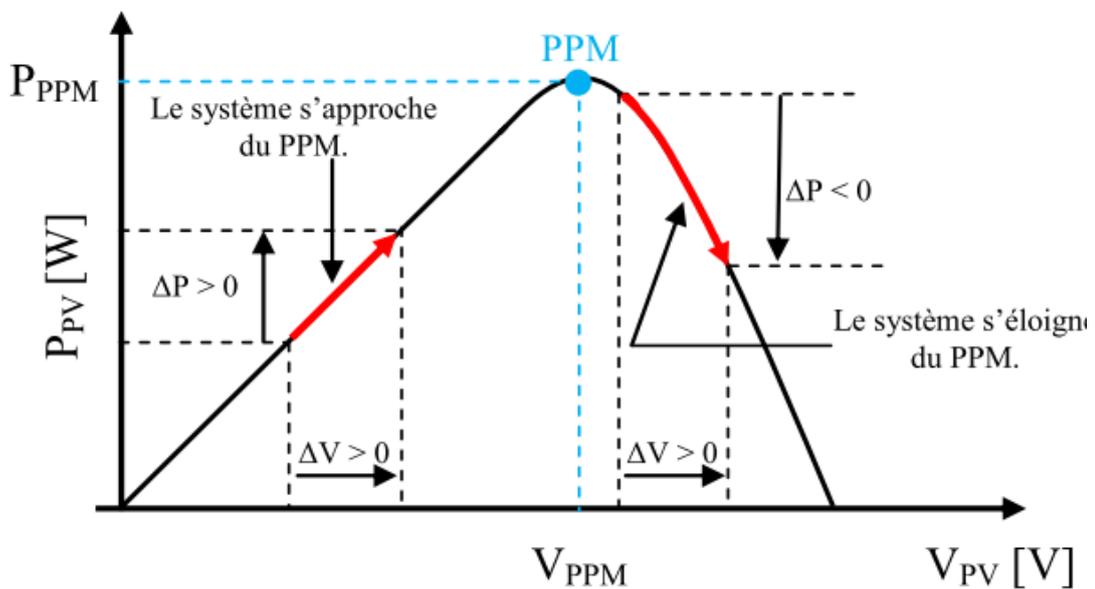


Figure II-20. Caractéristique $P(V)$

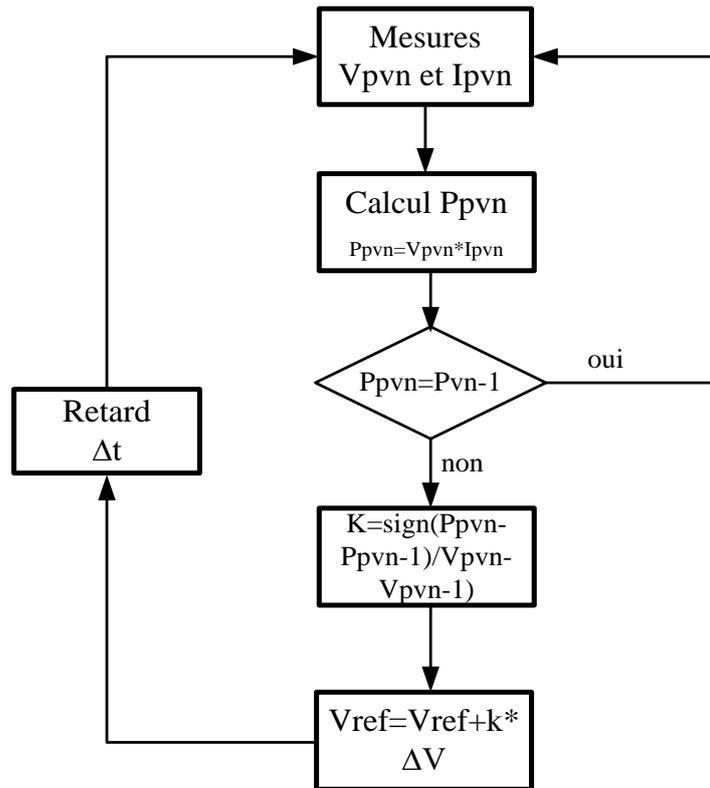


Figure II-21. Algorithme de la méthode P&O

Une analyse similaire peut être effectuée lorsque la tension (V_1) décroît (ΔV négatif). A partir de ces diverses analyses relatives aux 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-21 illustre l'algorithme sur lequel repose 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 perturbatrice. Cependant, une faible valeur d'incrément tend à ralentir la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité.

Pour estimer la performance de l'algorithme MPPT présenté dans Figure II-21; nous avons utilisé un système PV ayant les caractéristiques de la Figure II-22:

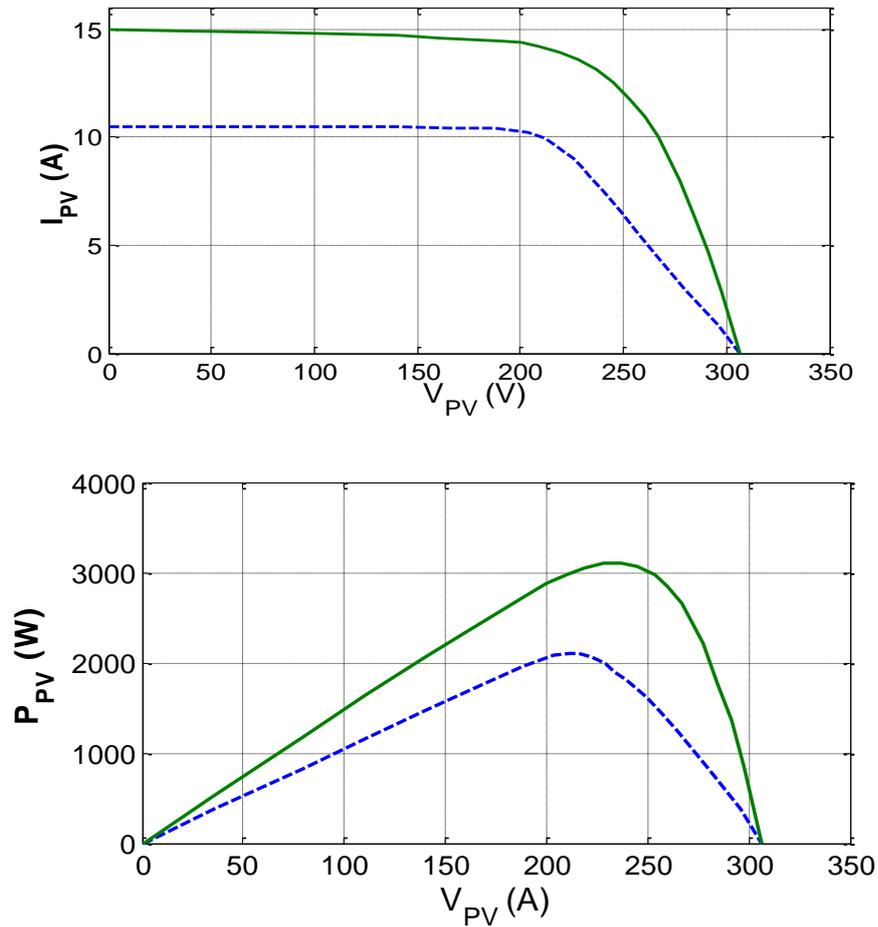


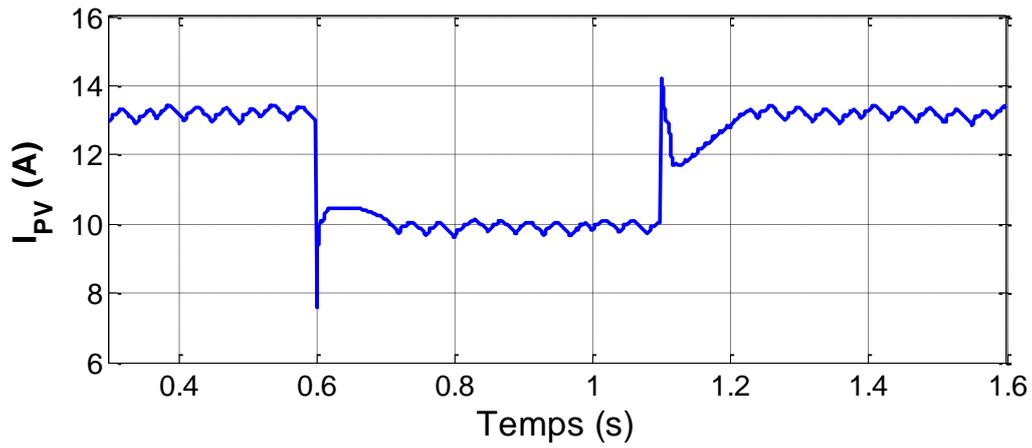
Figure II-22. Caractéristique du module PV utilisé pour le test de l'algorithme P&O

Pour ce test, on définit 3 périodes :

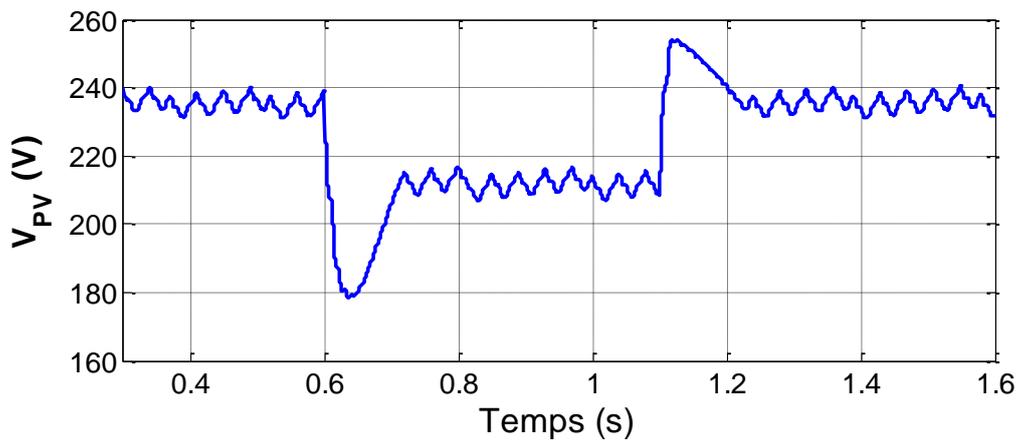
- De $t=0$ à $0,6$ s, le système PV travaille sur la caractéristique verte (Figure II-22)
- De $t=0,6$ à $1,1$ s, le système PV passe à la caractéristique bleue (diminution de l'éclairement)
- A $t=1,1$ s, le système PV retourne à la caractéristique bleue

Les deux MPP correspondant aux deux caractéristiques sont :

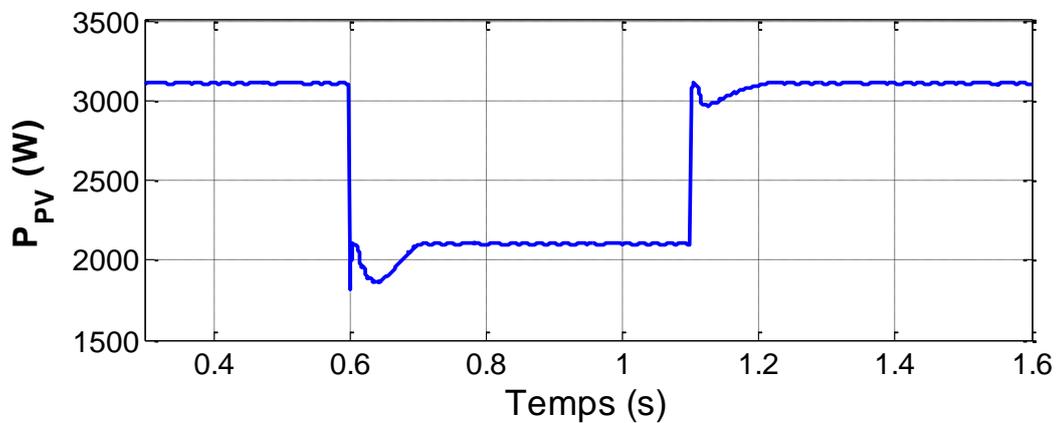
- $V_{MPPT1}=235V$, $I_{MPPT1}=13,15A$, $P_{MPPT1}=3110W$
- $V_{MPPT2}=212V$, $I_{MPPT2}=9,9A$, $P_{MPPT2}=2105W$



a. Le Courant PV varie autour des valeurs I_{MPPT1} et I_{MPPT2} alternativement



b. La Tension PV varie autour des valeurs V_{MPPT1} et V_{MPPT2} alternativement



c. La Puissance PV oscille autour des valeurs 3105 W et 2100 W

Figure II-23. Comportement du MPPT

Dans la Figure II-23, on voit que :

- à $t=0.6s$, on change de caractéristique, le MPPT trouve le nouveau MPP en $0,1s$
- à $t=1.1s$, on revient à la caractéristique initiale, le MPPT retrouve l'ancien MPP en $0.1s$ également.

La simulation est effectuée avec un incrément de tension $\Delta V=5V$ et un pas de temps $\Delta t=0,01s$. Le point de fonctionnement du PV oscille autour du MPP : la puissance obtenue du système PV est légèrement inférieure à la valeur maximale, mais le rendement reste encore très élevé (plus de 99 %).

II.4.3. Commande de la partie DC/DC

a) Commande de la tension V_{PV} du module PV

Le bloc MPPT ayant fixé la tension V_{pv_ref} , on doit ensuite déterminer le courant de référence I_{Lref} qui assure cette tension (cf. Figure II-15) 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-24) :

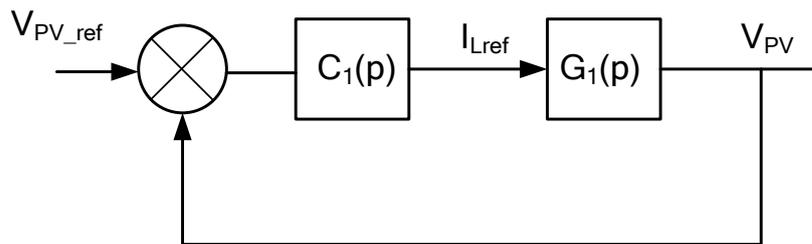


Figure II-24. en Boucle fermée, calcul du courant de référence I_{ref}

L'Équation régissant le condensateur C_{PV} est:

$$C_{PV} \left(\frac{dV_{PV}}{dt} \right) = i_{PV} - i_L \quad (II.6)$$

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

$$G_1(p) = \frac{V_{PV}(p)}{i_L(p)} = - \frac{1}{C_{PV} \cdot p} \quad (II.7)$$

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

$$FTBF_1(p) = \frac{C_1(p)G_1(p)}{1 + C_1(p)G_1(p)} = \frac{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}}p}{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}}p - \frac{C_{PV}}{K_{i1}}p^2} \quad (II.8)$$

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

$$\begin{cases} K_{i1} = -C_{PV}\omega_i^2 \\ K_{p1} = -2\sigma C_{PV}\omega_i \end{cases} \quad (II.9)$$

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

b) Commande du courant I_L (Figure II-25)

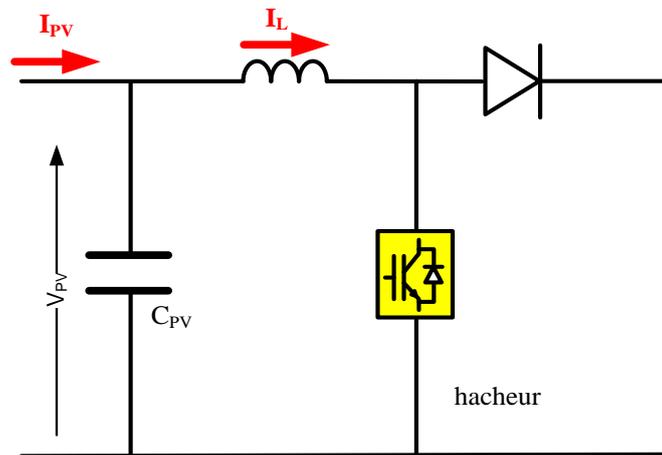


Figure II-25. Partie DC-DC

Le hacheur joue le rôle de poursuite du courant de référence I_{ref} fourni par le MPPT.

Un correcteur PI (dont les coefficients K_p et K_i sont calculés comme ci-dessous), est utilisé pour déterminer le rapport cyclique α du hacheur (Figure II-26).

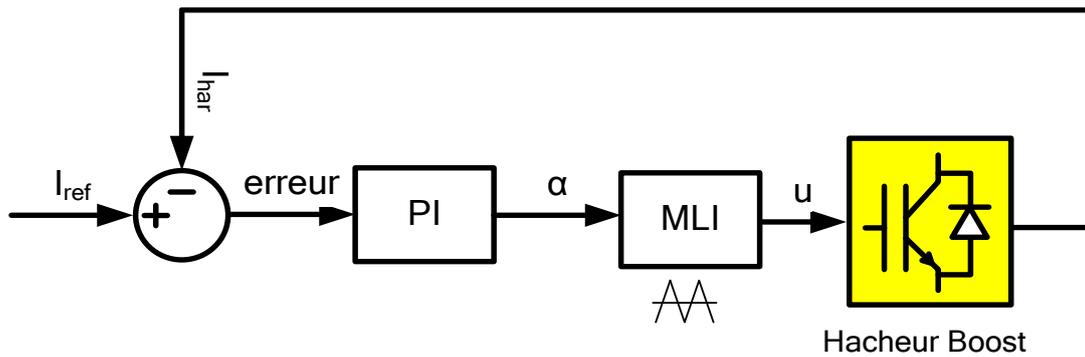


Figure II-26. Boucle de commande du courant du Hacheur

L'Équation de le hacheur est:

$$L_{\text{har}} \frac{di_L}{dt} = V_{\text{PV}} - R_{\text{har}} i_L - V_{\text{DC}}(1 - u) \quad (\text{II.10})$$

L_{har} , R_{har} : inductance et résistance de le hacheur, u état de l'interrupteur (0 : ouvert, 1 fermé)

Le modèle moyen s'obtient directement en remplaçant les variables d'état par leurs valeurs moyennes et la fonction u de commutation par sa valeur moyenne, i.e. le rapport cyclique α .

Pour des raisons de commodité d'écriture, on ne changera pas la notation entre les variables d'état brutes et leurs moyennes.

Si l'on suppose les variations de V_{DC} très lentes, on peut faire l'hypothèse que cette dernière est constante et de là transformer le modèle initial de dimension « 3 » non linéaire (V_{DC} est une variable d'état en toute logique) en un modèle d'ordre « 2 » linéaire et de là donner sa fonction de transfert :

$$L_{\text{har}} \frac{d\tilde{I}_L}{dt} = -R_{\text{har}} \cdot \tilde{I}_L - V_{\text{DC}}(1 - \tilde{\alpha}) \quad (\text{II.11})$$

$$\text{Où : } \begin{cases} \tilde{I}_L = I_L - I_{\text{Leq}} \\ \tilde{\alpha} = \alpha - \alpha_{\text{eq}} \end{cases}$$

I_{Leq} et α_{eq} : point d'équilibre de I_L et α

En tenant compte du fait que l'on suppose les tensions d'entrée et de sortie du hacheur constantes, et en ne s'intéressant qu'aux petites variations de \tilde{I}_L et $\tilde{\alpha}$, la fonction de transfert reliant $I_L(p)$ et $\alpha(p)$ est :

$$G_2(p) = \frac{\tilde{I}_L(p)}{\tilde{\alpha}(p)} = \frac{\frac{V_{DC}}{R_{har}}}{1 + \frac{L_{har}}{R_{har}} p} \quad (II.12)$$

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

La Fonction transfert en boucle fermée est:

$$\begin{aligned} FTBF_2(p) &= \frac{C_2(p)G_2(p)}{1 + C_2(p)G_2(p)} \\ &= \frac{\frac{V_{DC}}{L_{har}} (p \cdot K_{p2} + K_{i2})}{p^2 + \frac{K_{p2}V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} p + \frac{K_{i2}V_{DC}}{L_{har}}} \end{aligned} \quad (II.13)$$

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

$$\begin{cases} \frac{K_{p2}V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i2}V_{DC}}{L_{har}} = \omega_i^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{p2} = \frac{2\sigma\omega_i L_{har} - R_{har}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 L_{har}}{V_{DC}} \end{cases} \quad (II.14)$$

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

II.4.4. Commande de la partie DC/AC

La partie DC/AC de l'onduleur joue le rôle de réglage de la tension du bus continu V_{DC} via le courant injecté au réseau ; elle assure de même une poursuite sinusoïdale de ce courant. Parfois, en transparence par rapport à l'amont, on peut demander à cet onduleur des fonctions comme la compensation de réactif et encore plus rarement la compensation d'harmoniques (filtrage actif).

Le schéma de commande est représenté de manière très classique dans la Figure II-28 : en deux parties distinctes, la commande du courant de sortie (boucle interne) et la commande de la tension du bus continu (boucle externe).

a) Régulation de la tension du bus continu

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 les interrupteurs et filtres de sortie) ou bien la fluctuation de la tension du réseau. La sortie du régulateur P_{ref} engendre 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 :

$$P_{ref} = C_{DC} \cdot V_{DCref} \cdot \frac{d(V_{DC})}{dt} \quad (II.15)$$

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-27 :

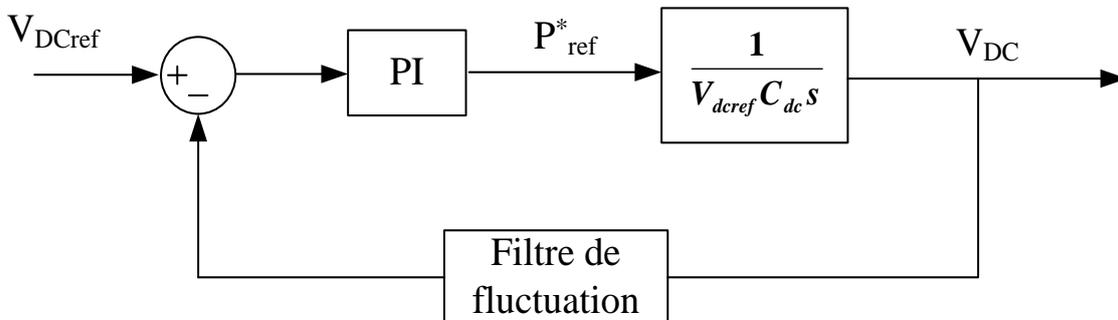


Figure II-27. Boucle de régulation de la tension continue

b) Commande du courant de sortie

A la sortie de la boucle de régulation de tension V_{DC} on obtient la puissance de référence P_{ref}^{*}. Grâce cette puissance de référence et la tension du réseau V_{res}, on peut identifier le courant de référence (Figure II-28) :

$$I_{ref} = I\sqrt{2}\sin\theta$$

Où :

$$I = \frac{P_{ref}}{V}$$

V : valeur efficace de la tension du réseau V_{res}

θ : angle de synchronisation, donnée par la PLL

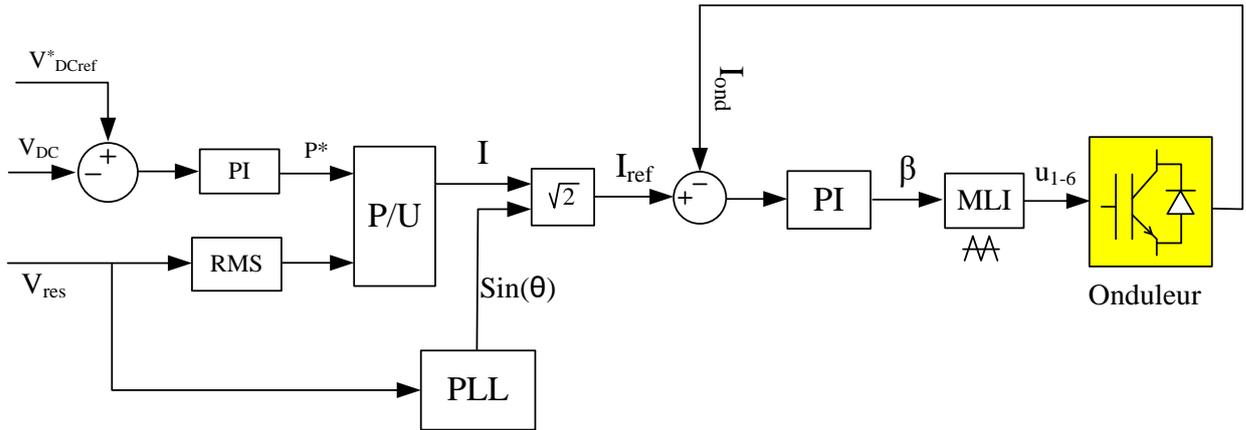


Figure II-28. Boucles de commande de l'étage DC/AC

L'Équation d'état de l'onduleur est:

$$R_{ond}I_{ond} + L_{ond} \frac{dI_{ond}}{dt} = V_{ond} - V_{res} \quad (II.16)$$

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

Transformation Laplace de la fonction de transfert du modèle aux petits signaux [44]:

$$G_3(p) = \frac{\widetilde{I_{ond}}(p)}{\widetilde{\beta}(p)} = \frac{V_{DC}}{L_{ond} \cdot p + R_{ond}} \quad (II.17)$$

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

La Fonction de transfert en boucle fermée est:

$$\begin{aligned} FTBF_3(p) &= \frac{C_3(p)G_3(p)}{1 + C_3(p)G_3(p)} \\ &= \frac{\frac{V_{ond}}{L_{ond}} (pK_{p3} + K_{i3})}{p^2 + \frac{K_{p3}V_{DC} + R_{ond}}{L_{ond}} p + \frac{K_{i3}V_{DC}}{L_{ond}}} \end{aligned} \quad (II.18)$$

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

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{K_{p3}V_{DC} + R_{ond}}{L_{ond}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i3}V_{DC}}{L_{ond}} = \omega_i^2 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} K_{p3} = \frac{2\sigma\omega_i L_{har} - R_{ond}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 L_{ond}}{V_{DC}} \end{array} \right. \quad (II.19)$$

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

II.4.5. Simulation

Dans cette partie, la simulation a pour but d'évaluer les performances de la commande du système PV monophasé.

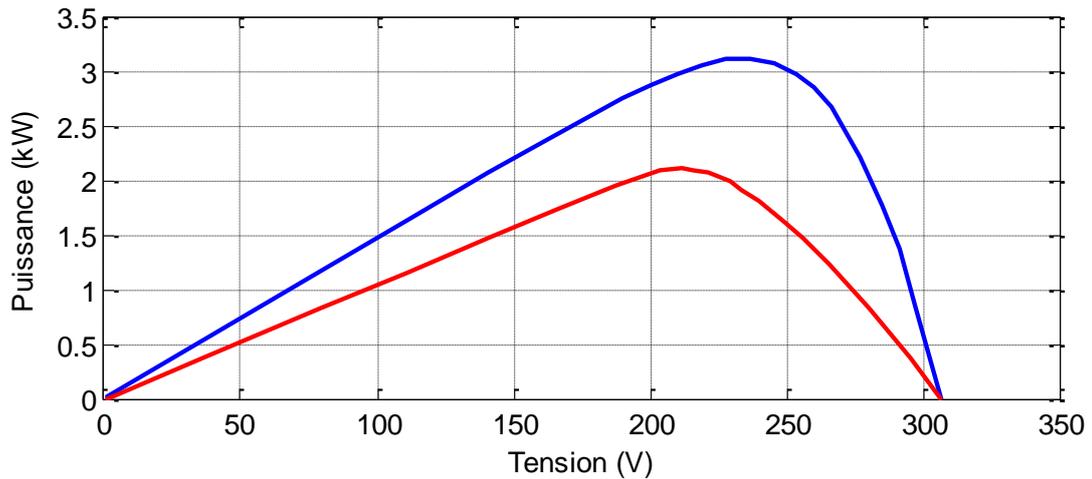
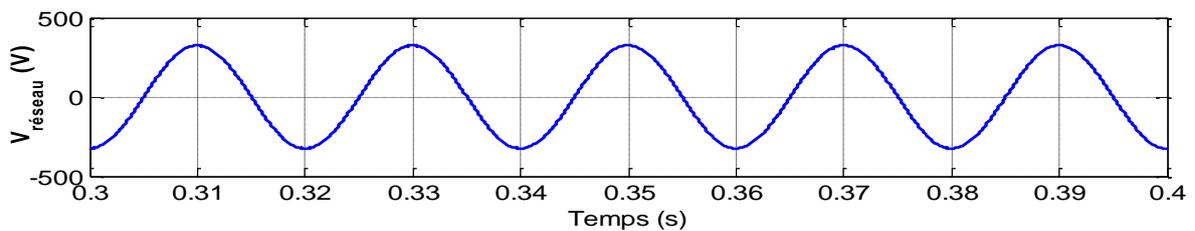
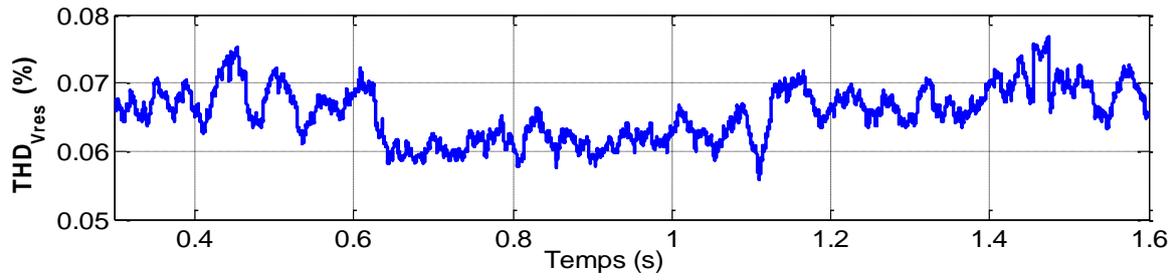


Figure II-29. Caractéristique tension-puissance du panneau PV

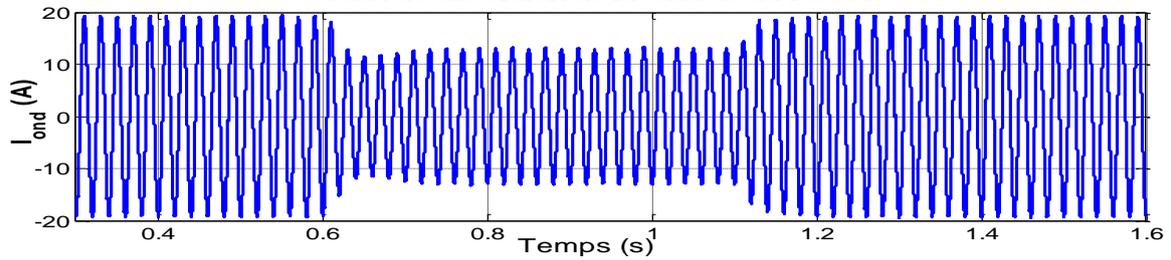
De la Figure II-29, on suppose que l'ensoleillement baisse à l'instant $t=0.6$ s et revient à sa valeur initiale à $t=1.1$ s (durée d'occultation partielle de l'éclairage de 0.5 s). La courbe bleue correspond à l'état initial, et la courbe rouge correspond à l'état après la diminution de l'ensoleillement.



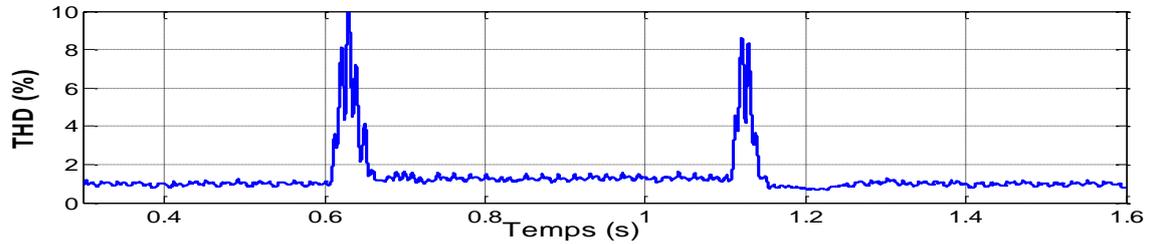
a. Tension du réseau



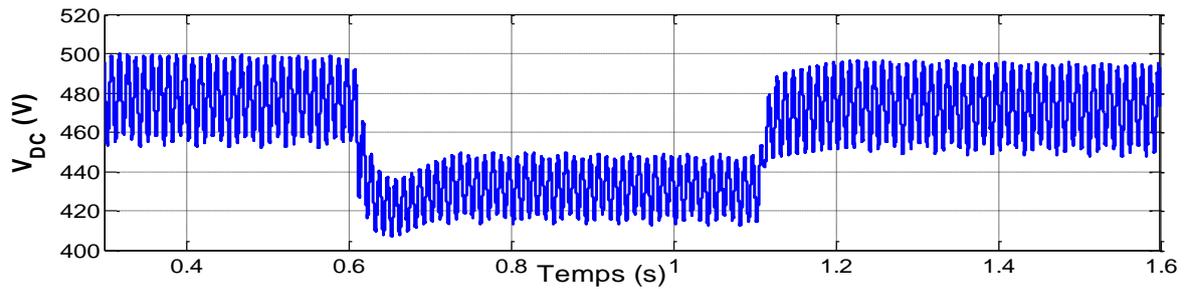
b. Taux de distorsion de la tension du réseau



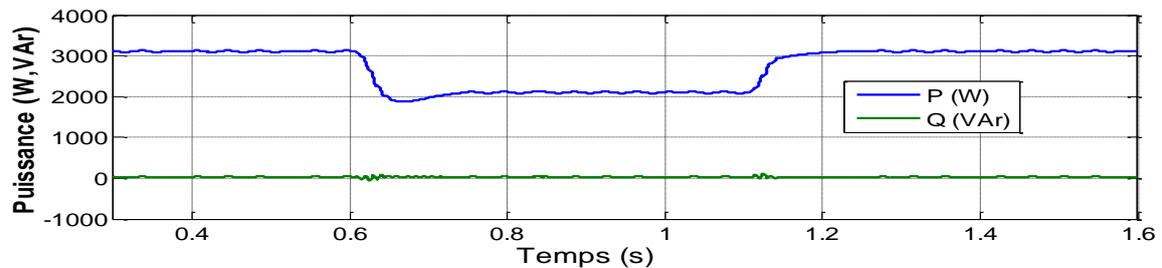
c. Variation du courant de l'onduleur PV



d. Taux de distorsion harmonique du courant de l'onduleur PV



e. Variation de la tension du bus continu



f. Puissance de sortie de l'onduleur PV

Figure II-30. Comportement de l'onduleur PV

La Figure II-30(e) montre que la tension du bus continu est maintenue inférieure à 500V. Le taux de distorsion harmonique du courant est environ 1%, il est acceptable, voir Figure II-30(d).

La simulation est effectuée avec les fréquences de découpage suivantes : celle de l'hacheur (10 kHz), et celle de l'onduleur (20 kHz). On observe que la puissance de sortie de l'onduleur diminue en même temps que celle fournie par le panneau PV (Figure II-30(f)). En plus, l'onduleur PV ne perturbe pas la tension du réseau, cela est justifié par le taux de distorsion de la tension du réseau reste assez faible (Figure II-30(a et b)).

II.5. Système PV triphasé

II.5.1. Structure et commande

Dans cette partie, un système PV triphasé de type sans transformateur avec convertisseur DC-DC est étudié car ce type est largement utilisé par les onduleurs commercialisés.

La structure présentée dans la Figure II-31 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 3 convertisseurs Boost 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 une modulation de largeur d'impulsion 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

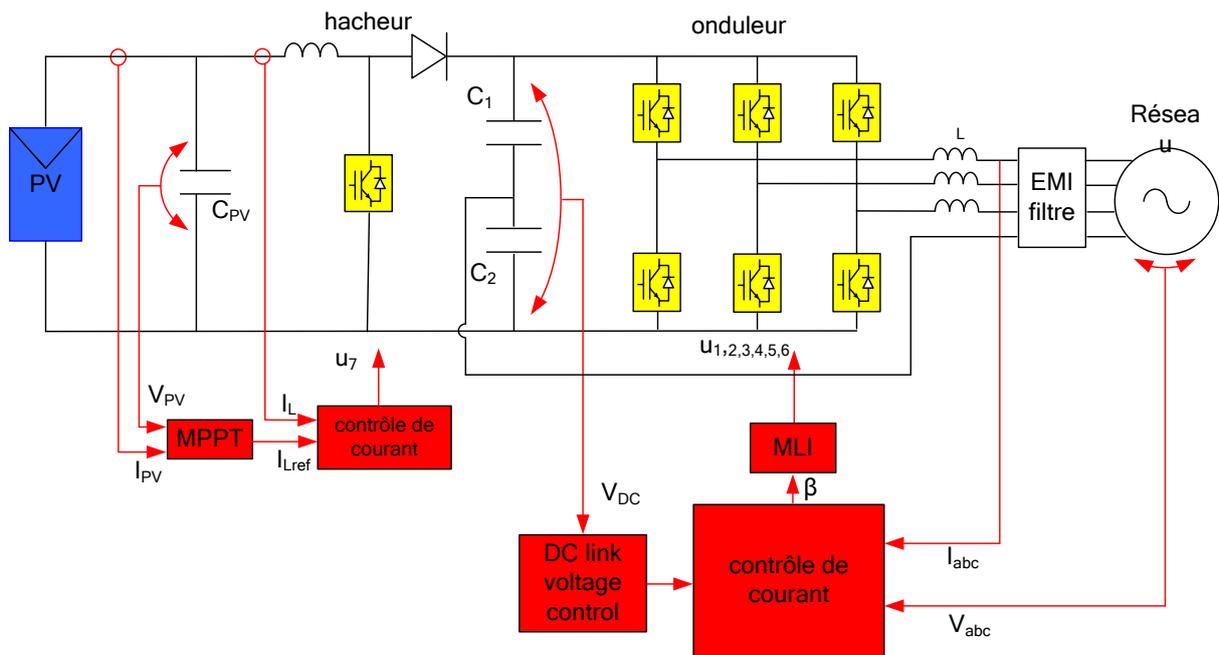


Figure II-31. Circuit de puissance et commande d'un système PV triphasé

Par rapport à la commande de l'onduleur monophasé, les seules différences se situent dans la PLL et la boucle de commande du courant injecté au réseau (Figure II-32 et Figure II-33).

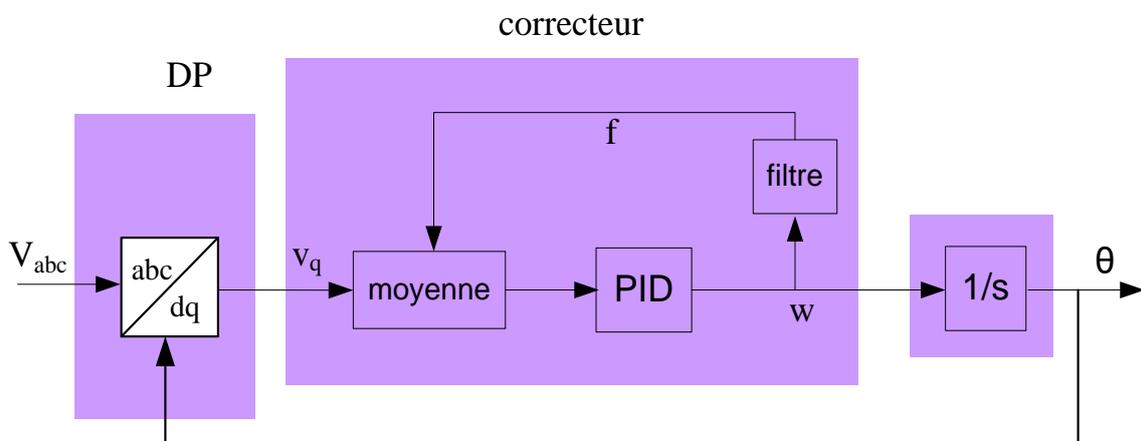


Figure II-32. Structure de la PLL triphasé

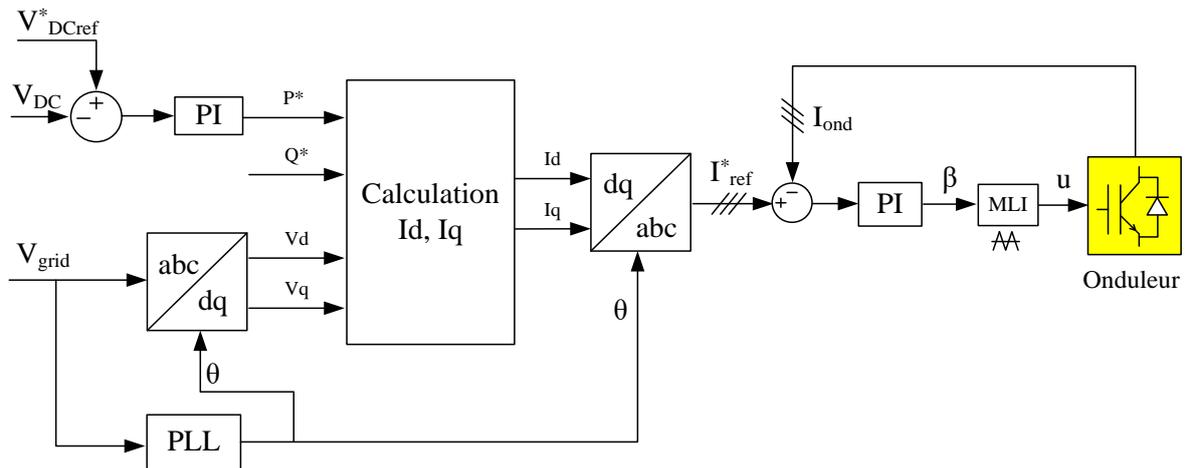


Figure II-33. Boucles de commande de l'étage DC/AC

Les composantes directe et en quadrature (Figure II-33) sont calculées comme suit :

$$I_d = \frac{2 P^* V_d + Q^* V_q}{3 (V_d^2 + V_q^2)}; I_q = \frac{2 P^* V_q + Q^* V_d}{3 (V_d^2 + V_q^2)} \quad (\text{II.20})$$

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 contrôle tension V_{DC}

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

II.5.2. Simulation

On procède comme dans le cas de l'onduleur monophasé mais la durée d'occultation est ici de 1s : on a considéré une variation d'ensoleillement de $t=2s$ jusqu'à $t=3s$ (Figure II-34, la courbe bleue correspond à état initial).

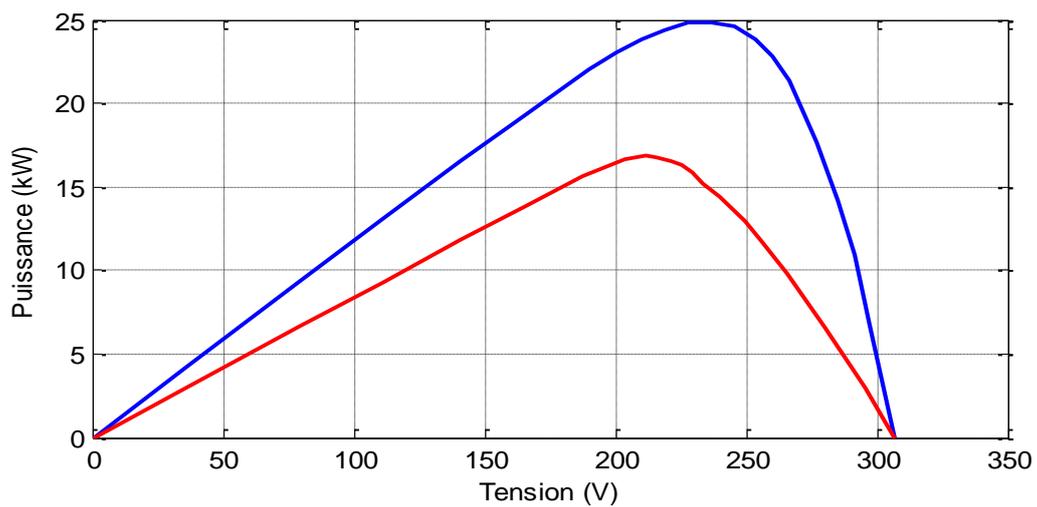


Figure II-34. Caractéristique tension-puissance du panneau PV

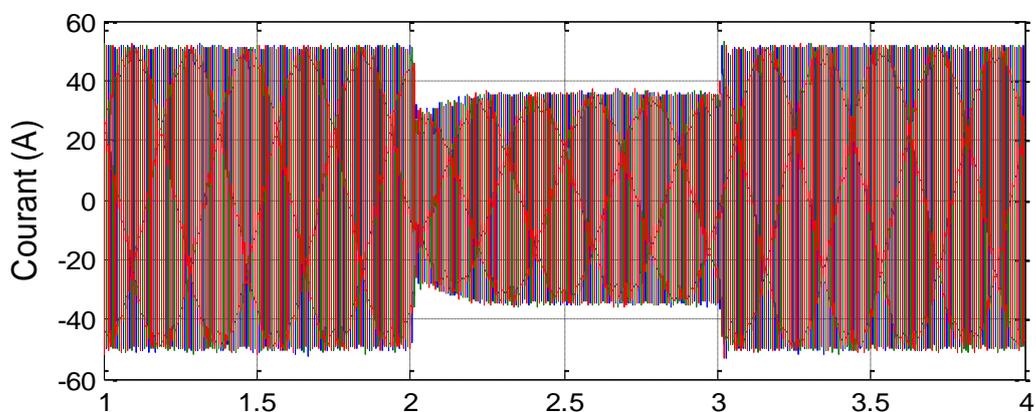


Figure II-35. Courant triphasé injecté au réseau

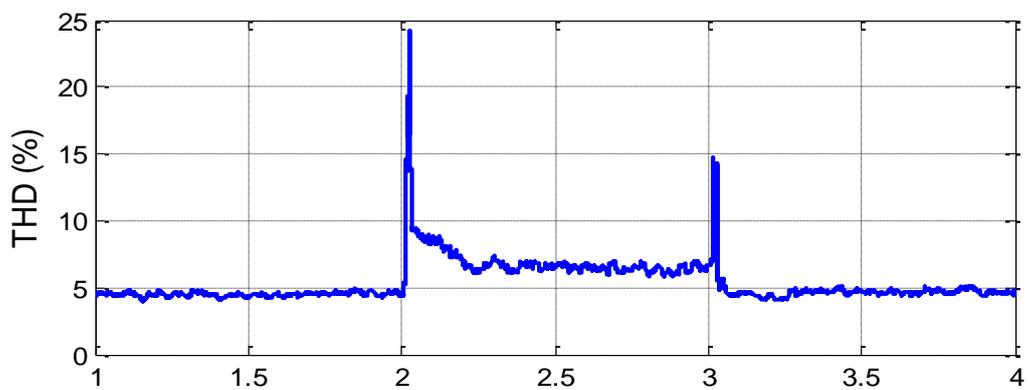


Figure II-36. Taux de distorsion harmonique de courant d'une phase

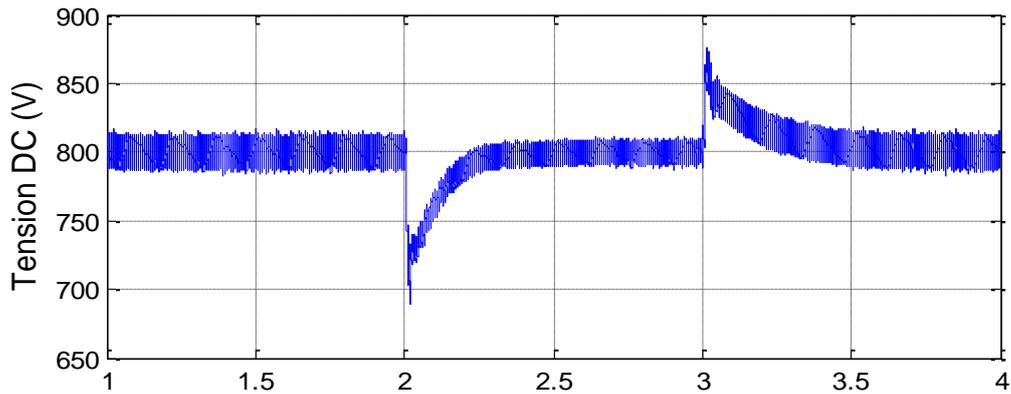


Figure II-37. Tension du bus DC

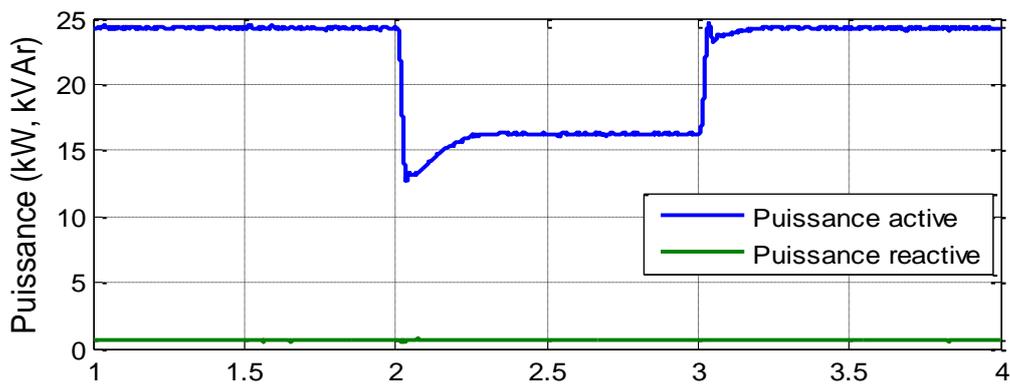


Figure II-38. Puissance injectée au réseau

Les Figure II-35-28 illustrent les résultats de simulation concernant l'amplitude et le THD du courant, la tension du bus continu et la puissance injectée au réseau.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié, modélisé et testé de façon détaillée sous Matlab/Simulink tous les composants principaux qui participent directement au fonctionnement d'un système PV. A partir de ces modèles, nous pouvons constituer dans le chapitre qui suit un modèle pour des grands systèmes PV complets afin d'étudier leurs caractéristiques techniques ainsi que leurs comportements de fonctionnement. En plus, nous avons présenté aussi dans ce chapitre une approche simplifiée de modélisation des modules PV en utilisant leurs bases de données de fonctionnement. L'avantage de cette méthode est sa simplicité et son faible temps de calcul qui la permet à être utilisé plu tard dans les études d'optimisation technico-économique du chapitre 4.

III. MODELISATION D'UN SYSTEME PV COMPLET ET COMPARAISON DE DIFFERENTES STRUCTURES ELECTRIQUES D'UN SYSTEME PV LINEAIRE

III.1. Introduction

Dans le chapitre II, on a présenté le principe de fonctionnement ainsi que la modélisation de tous les composants principaux d'une centrale PV typique. Dans ce chapitre, on étudie le cas d'une centrale PV équivalente mais en configuration linéaire.

Premièrement, en se basant sur les modèles des composants présentés précédemment, on développe un modèle complet d'une centrale PV. Afin de s'assurer que le modèle développé soit le plus fidèle possible à la réalité, on a décidé de modéliser sous Matlab/Simulink une centrale PV réelle en France (plusieurs MWc) afin de vérifier l'exactitude de ce modèle complet en comparant les résultats obtenus à partir de monitoring.

Deuxièmement, on utilise ce modèle complet pour étudier le comportement des systèmes PV de type linéaire. On commence par la modélisation d'un grand système PV linéaire sous de différentes architectures électriques. Puis, on compare les différentes caractéristiques et les performances des architectures afin de montrer les points forts et les points faibles de chacune des architectures électriques pour un grand système PV linéaire. Au travers de cette étude, on arrive à faire ressortir les différentes exigences techniques d'un système PV linéaire par rapport à un système PV normal.

III.2. Modèle complet d'un système photovoltaïque

III.2.1. Modélisation sous Matlab/Simulink d'une centrale PV réelle

Le modèle complet d'un système PV est présenté dans la Figure III-1. Dans ce modèle, on modélise tous les composants principaux qui participent directement au fonctionnement d'un système PV.

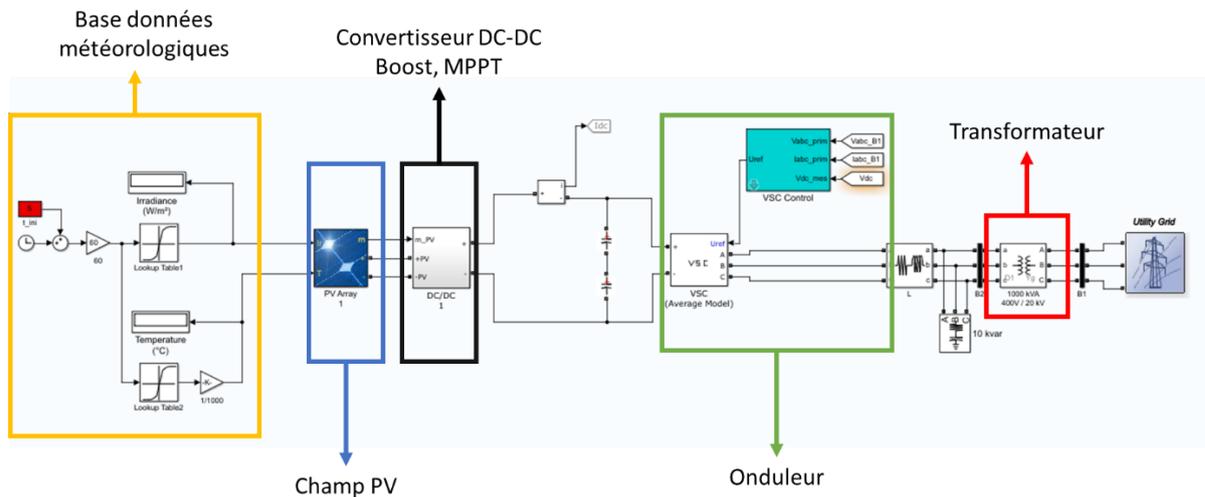


Figure III-1 Modèle Matlab/Simulink complet d'un système PV

Ce modèle est composé des éléments suivants :

- A l'entrée se trouve une base de données météorologiques de l'irradiance et de température du champ PV.
- Un champ PV constitué de modules PV, connectés d'abord en série pour former des strings (ou chaînes) PV et puis en parallèle pour former des groupes ou sous-champs PV.
- Un convertisseur DC-DC Boost, qui joue à la fois le rôle de contrôleur MPPT du système et de régulateur de la tension côté DC, suivant la commande de l'onduleur. Le contrôleur MPPT est implémenté à l'aide d'une variante de sous-système de contrôle de suralimentation MPPT DC-DC, qui varie automatiquement et optimise le rapport cyclique de commutation, afin de générer la tension requise et extraire la puissance maximale, à l'aide de l'algorithme Perturb & Observe.
- Un onduleur de type convertisseur de source de tension triphasée (VSC) est illustré sur la Figure III-2. Le VSC convertit la tension DC en tension AC, et conserve le facteur de puissance unitaire. Le système de contrôle du VSC utilise deux boucles de contrôle: une boucle de contrôle externe, qui régule la tension DC et une boucle de contrôle interne, qui régule les courants de réseau I_d et I_q (composantes de courants actif et réactif). La référence de courant I_d est la sortie du contrôleur externe de tension DC. La référence de courant I_q est mise à zéro afin de maintenir le facteur de puissance unitaire. Les sorties de tension V_d et V_q du contrôleur de courant sont converties en trois signaux de modulation U_{abc_ref} .

- Une transformateur triphasé 400V/20kV qui relie la sortie de l'onduleur au réseau électrique.
- Des résistances des câbles du côté DC et côté AC.

VSC Main Controller

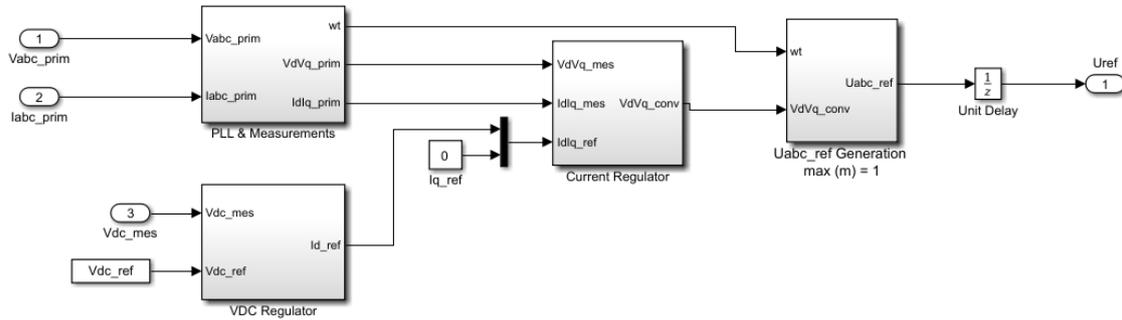


Figure III-2 Modèle de l'onduleur type VSC

Afin de vérifier l'exactitude de ce modèle, nous l'appliquons à une grande centrale PV en fonctionnement en France. Cette centrale a pour puissance totale d'environ 12MWc et est divisée en nombreux blocs unitaires de 500kW chacun. Nous modélisons ici qu'un bloc unitaire de 500kW qui comporte tous les éléments de base d'une centrale PV au sol typique. Par la suite, nous allons considérer ce bloc unitaire comme une centrale PV complète et indépendante. Le synoptique de branchement de cette nouvelle centrale est présentée dans la Figure III-3.

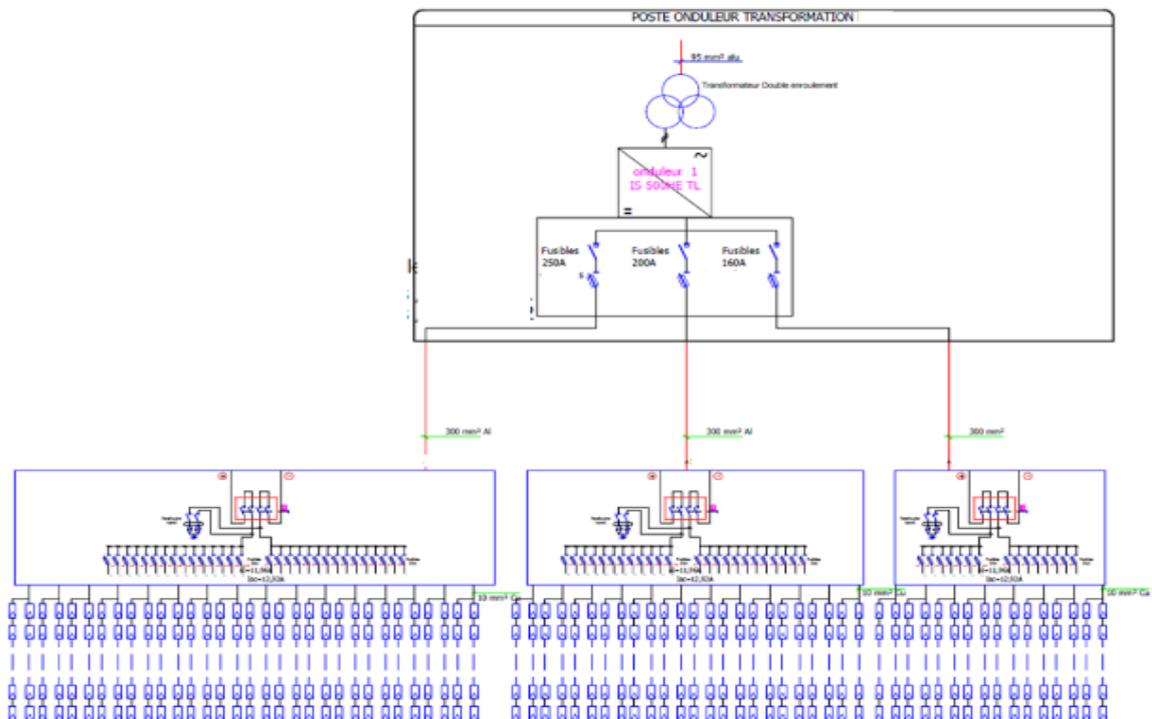


Figure III-3 Synoptique de branchement de la centrale PV réelle

Elle s'agit d'une centrale PV de 500 kW. Cette centrale se compose des éléments suivants :

- Sept groupes de modules PV. Chaque groupe est constitué de 16 à 30 branches en parallèle de 11 modules PV en série (en bleu sur la figure précédente). Ce qui fait un total de 166 branches de modules PV parallèles. Les modules PV utilisés sont les Sunpower E20/327 Wc, ce qui fait donc un champ PV global de 597,1 kWc. Les spécifications électriques de ce module mesurées dans les conditions de test standard (STC), soit une irradiation solaire de 1000 W/m², une température module de 25°C, et un coefficient de masse d'air égal à 1,5, sont données dans le Tableau III-1.
- Un onduleur 500 HE TL de la marque IngeconSun de puissance nominale de 500 kVA. Ses caractéristiques électriques sont présentées dans la Figure III-4. Cet onduleur est doté de 12 entrées DC, mais seulement 7 sont utilisées dans la présente configuration. Le synoptique de connexion de cet onduleur se trouve dans la Figure III-5.
- Les informations sur le câblage côté DC de cette centrale se trouvent dans le Tableau III-2. Les câbles DC sont référenciés selon les références du synoptique de l'onduleur. Chaque entrée d'une boîte de jonction est constitué de deux strings PV en parallèle.
- Un transformateur Siemens de 500 kVA.

Electrical Data		
	SPR-E20-327	SPR-E19-320
Nominal Power (P _{nom}) ¹¹	327 W	320 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ¹²	20.4%	19.9%
Rated Voltage (V _{mpp})	54.7 V	54.7 V
Rated Current (I _{mpp})	5.98 A	5.86 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	64.9 V	64.8 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.46 A	6.24 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.38% / °C	
Voltage Temp Coef.	-176.6 mV / °C	
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C	

Tableau III-1 Données électriques du module PV Sunpower E20-327 à STC

IngeconSunPower Max

275 AC
315HE TL / 500HE TL / 625HE TL



IngeconSun 500HE TL	Model
	Input (DC)
532 - 650 kWp	Recommended PV array power range ⁽¹⁾
450 - 750 V	Voltage range MPP
900 V (1000 V optional)	Maximum voltage DC ⁽²⁾
1,072 A	Maximum current DC
12	DC inputs
3	MPPT
1	MPPT Master-Slave
	Output (AC)
500 kW	Rated power AC HT ⁽³⁾
519 kW	Rated power AC HP ⁽⁴⁾
1,104 A	Maximum current AC
275 V IT System	Rated voltage AC
50 / 60 Hz	Frequency AC
1	Phi Cosine ⁽⁵⁾
±0.9 to Pnom	Phi Cosine adjustable
<3%	THD ⁽⁶⁾
	Efficiency
98.5%	Maximum efficiency
98.2%	Euroefficiency
	General Information
90 W	Stand-by consumption ⁽⁷⁾
<5 W	Consumption at night
-20°C to +65°C	Ambient temperature
0 - 95%	Relative humidity
IP 20	Protection class

Figure III-4 Données électriques de l'onduleur 500HE TL

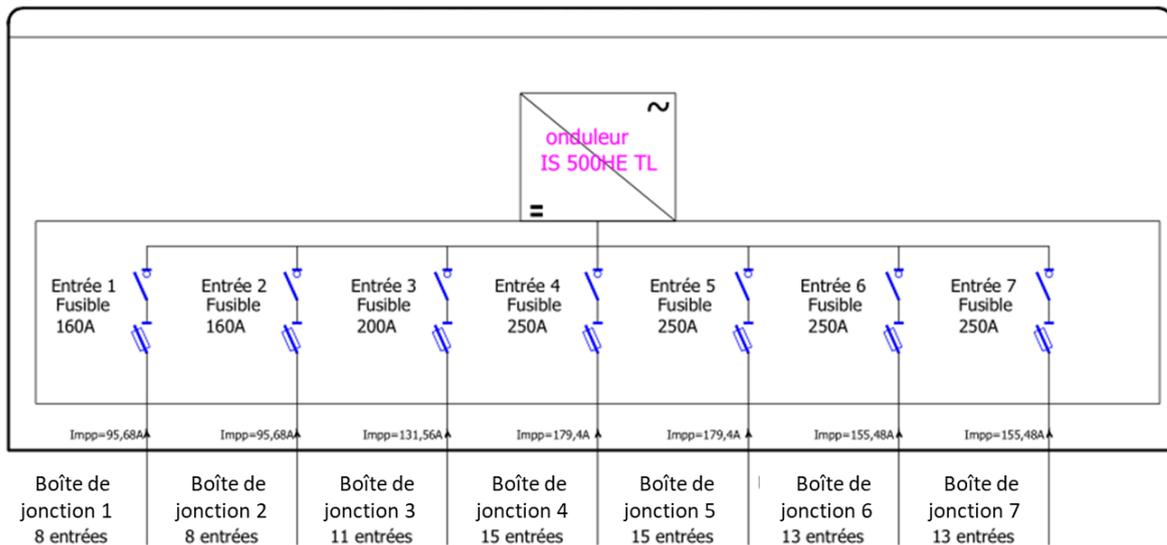


Figure III-5 Synoptique de l'onduleur de la centrale PV réelle

Boîte de Jonction	Nombre d'entrée	Protection	Longueur câble/pôle	Type de câble	Fourreau	Connecteur
1	8	160A	159	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²
2	8	160A	162	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²
3	11	200A	136	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²
4	15	250A	60	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²
5	15	250A	60	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²
6	13	250A	112	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²
7	13	250A	27	U-1000 AR2V 2x(1x300mm ²)	φ 160	Cosses Alu Cuivre 300 ²

Tableau III-2 Câblage DC de la centrale PV réelle

En basant sur les synoptiques électriques ci-dessus, nous modélisons cette centrale PV de 500 kW sous Matlab/Simulink. Chacun des sept groupes PV modélisé séparément et est présenté dans la Figure III-6.

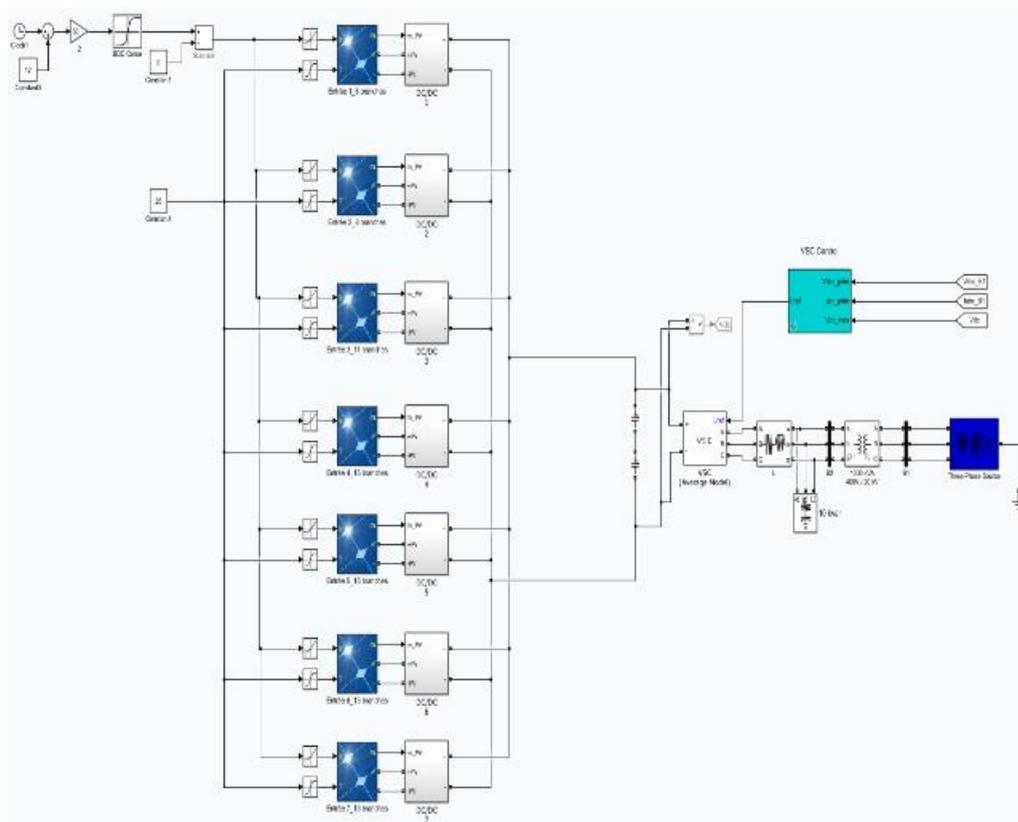


Figure III-6 Modèle Matlab/Simulink complet de la centrale PV réelle de 500 kW

La simulation de cette centrale se fait par la suite avec les données météorologiques enregistrées sur place obtenues via le système de surveillance du CEA-INES. Dans la Figure III-8, on présente les courbes d'irradiance et de température module de cette centrale sur une journée. Comme cette centrale est équipée des systèmes de « trackers solaires », la courbe données d'irradiance a une forme un peu différente avec celle d'une centrale sans « trackers ».

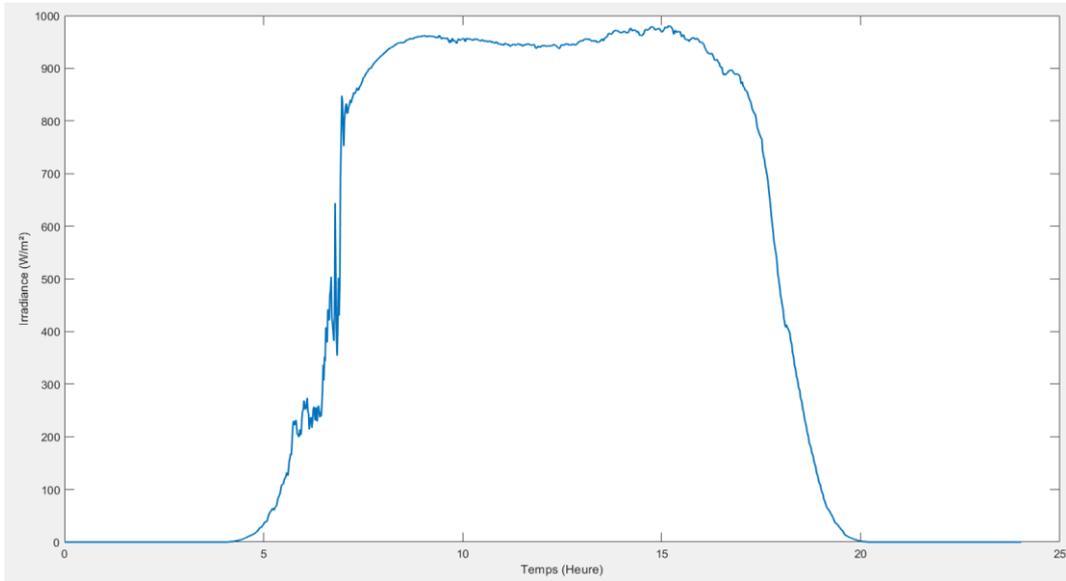


Figure III-7 Variation de l'irradiance obtenues par monitoring

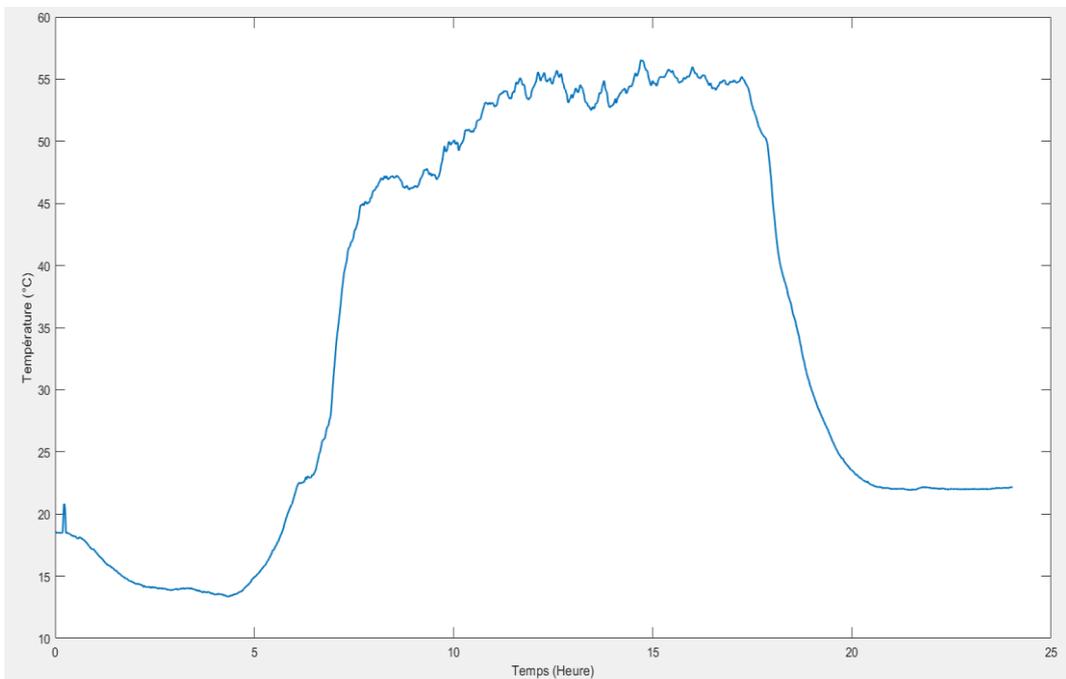


Figure III-8 Données de la variation de température de la centrale obtenue par monitoring

Ensuite, nous effectuons plusieurs simulations pour bien vérifier l'incertitude ce modèle. Les résultats des simulations sont ensuite comparés aux données de production de la centrale PV. Une comparaison de puissance obtenue par la simulation et par monitoring est présentée sur la Figure III-9.

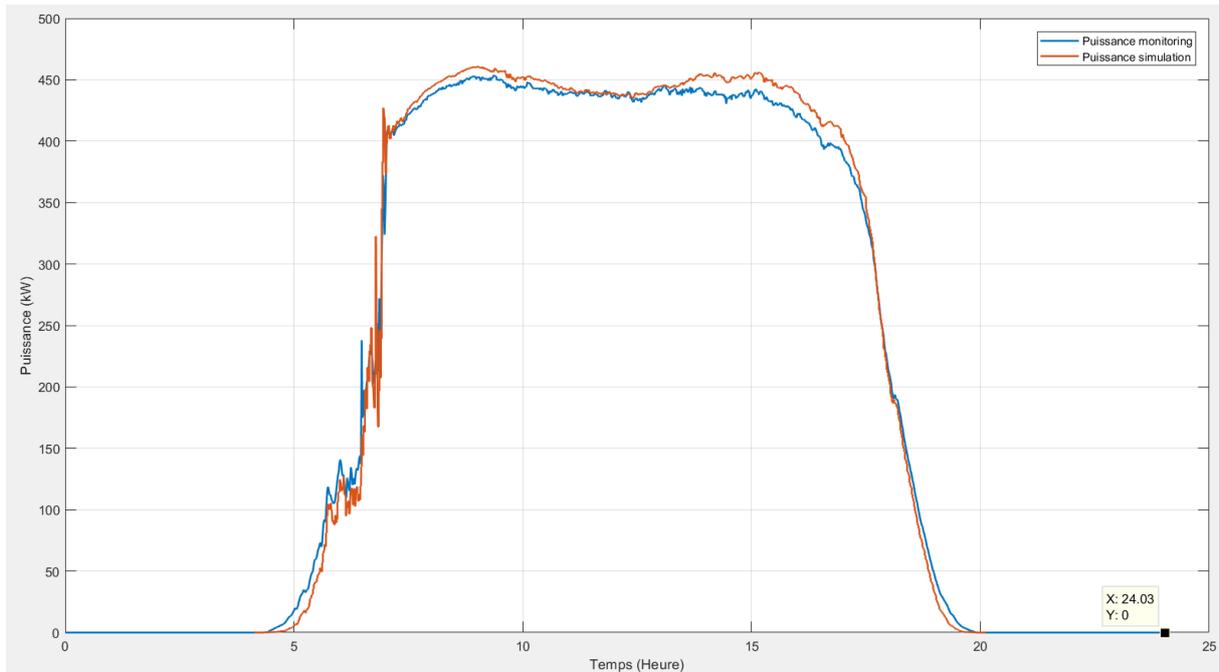


Figure III-9 Comparaison de la puissance obtenue par simulation et par monitoring

La comparaison est faite sur la production totale de centrale obtenue par simulation et par monitoring de la centrale. Sur la Figure III-9, nous observons que la courbe de puissance de simulation reste assez fidèle à la courbe de puissance donnée par le système de surveillance tout au long de la journée. La puissance simulée est légèrement supérieure à celle de la centrale réelle et l'écart maximal des deux courbes est environ 3%. Cet écart vient peut-être du manque de précision de certaines informations réelles concernant la météo (un seul capteur d'irradiance et de température disposé sur l'ensemble de la centrale) et des autres pertes imprévues lors du fonctionnement de la centrale réelle. Nous avons répété cette comparaison pour plusieurs journées différentes et le résultat est similaire. Cette incertitude est donc acceptable, raisonnable et vérifiée. Le modèle est donc prêt à être utilisé pour la prochaine étape.

III.3. Différentes architectures électriques pour un système PV linéaire

III.3.1. Architecture complètement centralisée à un onduleur et architecture moins centralisée à deux onduleurs d'un système PV linéaire

Pour comprendre les différentes exigences techniques des systèmes photovoltaïques linéaires, deux architectures différentes d'une centrale photovoltaïque de 5 MWc sont simulées à l'aide du modèle Matlab / Simulink proposé précédemment. Les schémas de principe des deux différentes architectures sont présentés dans la Figure III-10 et la Figure III-11.

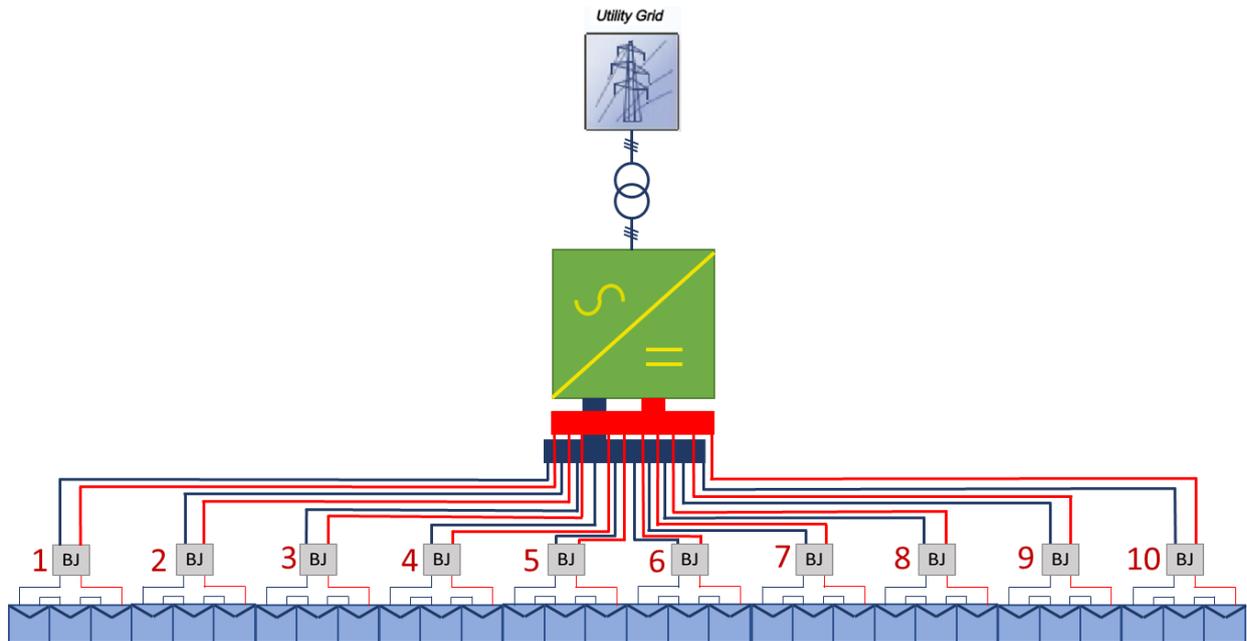


Figure III-10 Schéma principe de l'architecture complètement centralisée à un onduleur

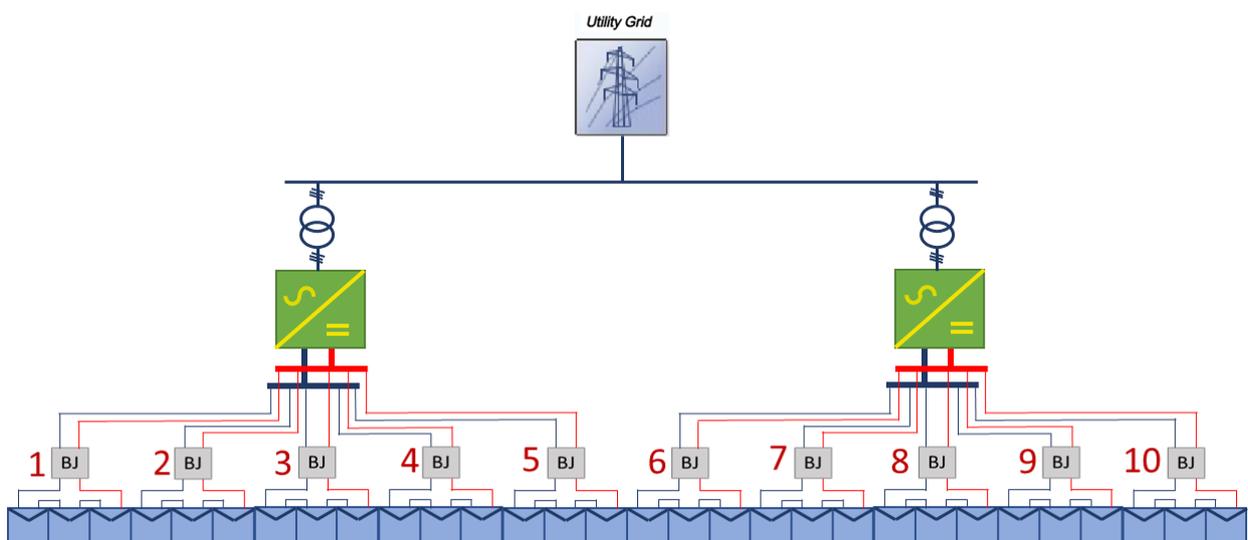


Figure III-11 Schéma principe de l'architecture centralisée à deux onduleurs

Ces deux centrales PV de 5 MWc sont installées le long d'un linéaire de 5 km.

L'architecture à un onduleur comprend les éléments suivants :

- Dix groupes de modules PV. Chaque groupe fournit une puissance maximale de 500 kWc. Les modules PV utilisés sont toujours les Sunpower E20/327 Wc, dont les caractéristiques sont été présentées dans le Tableau III-1. Chaque groupe de modules PV est connecté via une boîte de jonction BJ à une entrée de l'onduleur.
- Un onduleur (convertisseur DC-AC) de type VSC de 5 MVA, comprenant 10 entrées. Le niveau de la tension DC est 1500 V.
- Un transformateur triphasé 400 V/20 kV de 5 MVA qui connecte la sortie de l'onduleur au réseau électrique.

L'architecture à deux onduleurs comporte les éléments suivants :

- Dix groupes de modules PV avec la même configuration que ceux de l'architecture centralisée.
- Deux onduleurs de type VSC de 2,5 MW chacun. Chaque onduleur est alimenté par cinq groupes de modules PV via cinq boîtes de jonction BJ. Le niveau de la tension DC est 1500V.
- Deux transformateurs triphasés 400V/20kV de 2,5 MW, qui connectent les deux onduleurs au réseau électrique.

Nous modélisons sous Matlab/Simulink ces deux architectures, cf. Figure III-12 et Figure III-13.

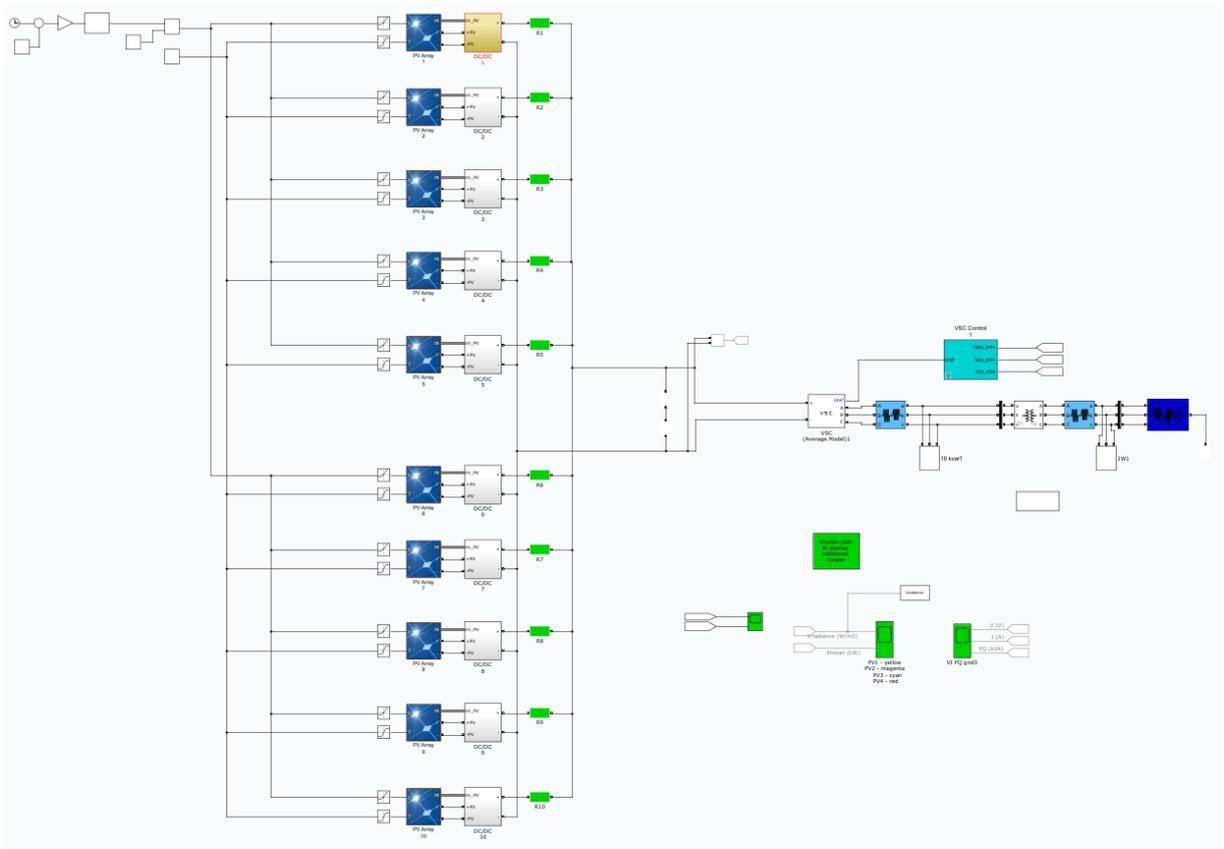


Figure III-12 Architecture centralisée à un onduleur simulée par Simulink

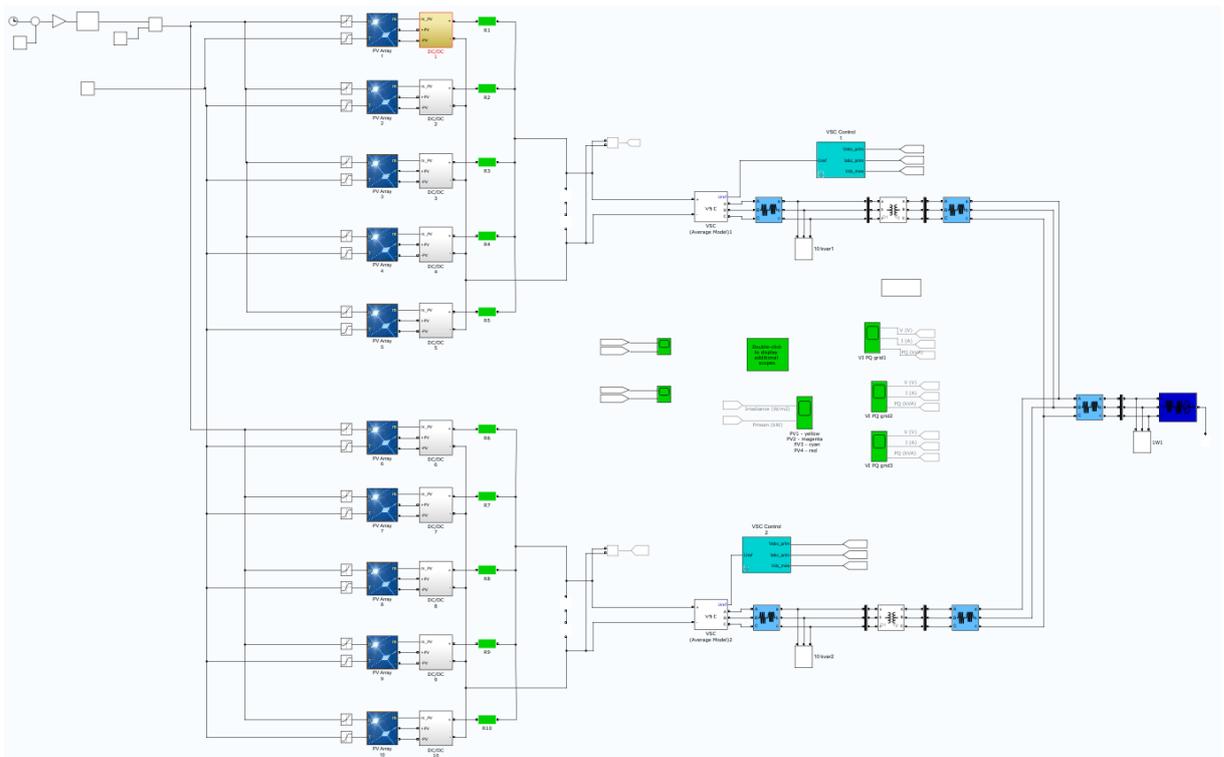


Figure III-13 Architecture centralisée à deux onduleur simulée par Simulink

A l'entrée des deux modèles se trouve une base de donnée météorologique d'une journée réelle dont la variation de l'irradiance est présentée dans Figure III-14.

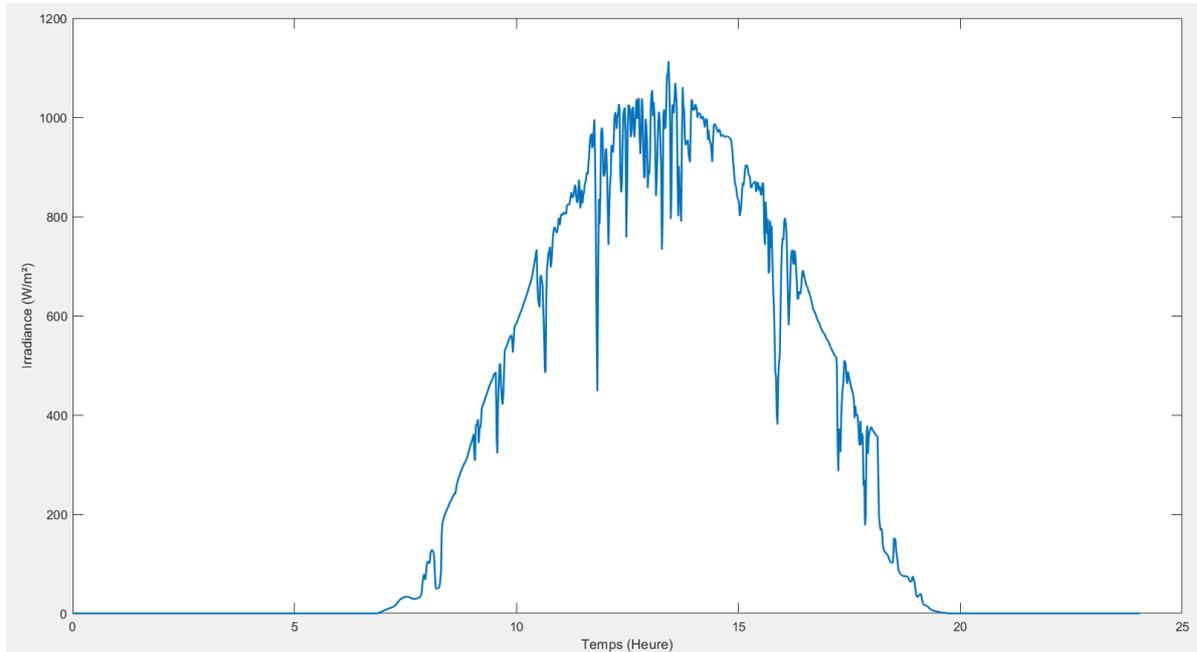


Figure III-14 Variation de l'irradiance sur une journée

Pour la modélisation de cette partie de l'étude, nous négligeons les câbles DC qui relient les strings de modules PV à des boîtes de jonction BJ car ils sont identiques dans les deux architectures électriques.

Pour déterminer les câbles DC qui relient les BJ à l'onduleur et calculer les pertes résistives, nous procédons comme si :

- Premièrement, d'après le « guide d'installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution » UTE C15-712, la chute de tension maximale autorisée dans la partie courant continu de l'installation est de 3% du courant au point de Pmax à STC.
- Pour calculer la chute de tension, on utilise la formule ci-dessous :

$$u = b \times \frac{\rho \times L}{S} \times I \quad (\text{III-1})$$

Avec :

u : chute de tension en volts.

b : coefficient égal à 1 pour les circuits triphasés, et

égal à 2 pour les circuits monophasés.

ρ : résistivité des conducteurs en service normal, prise égale à la résistivité à la température en service normal, soit 1,25 fois la résistivité à 20°C, soit 0,023 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre et 0,037 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium.

L : longueur simple de la canalisation, en mètres.

S : section des conducteurs, en mm².

I : courant assigné, en ampères.

- Dans notre cas, la tension DC est égale à 1500V donc la chute maximale acceptable est égale à 45V (3% de 1500V).
- Le courant court-circuit d'un bloc de 500 kWc de panneaux PV est de 394,7A.
- A partir de cette valeur de la chute maximale de tension, le courant court-circuit d'un bloc PV et de l'équation $u = b \times \frac{\rho \times L}{S} \times I$ (III-1, nous déduisons la section minimale des câbles DC. Le résultat du calcul de la section minimale des câbles DC est reporté dans le Tableau III-3.

Cas	Numéro du bloc PV	Distance à l'onduleur (m)	Section câble Alu (mm ²)	Section câble Cu (mm ²)
Centralisée	1	2250	1225	761
	2	1750	953	592
	3	1250	680	423
	4	750	408	254
	5	250	136	85
	6	250	136	85
	7	750	408	254
	8	1250	680	423
	9	1750	953	592
	10	2250	1225	761
Décentralisée	1	1000	544	338
	2	500	272	169
	3	10	5	3
	4	500	272	169
	5	1000	544	338
	6	1000	544	338
	7	500	272	169
	8	10	5	3
	9	500	272	169
	10	1000	544	338

Tableau III-3 Résultat du calcul de la section des câbles DC

- A partir de la section calculée, nous pouvons calculer la résistance du câble DC avec la formule suivante :

$$R = 2 \times \frac{\rho \times L}{S} \quad (\text{III-2})$$

Avec R la résistance du câble DC, en ohms.

- Pertes Joule : $P = R.I^2$

Pour la simulation effectuée dans ce chapitre, nous décidons d'utiliser des câbles en cuivre (même type de câble que celui de la centrale PV réelle présentée au début du chapitre). Nous allons utiliser aussi des câbles de même section pour la liaison BJ–Onduleur. Cette

configuration est suffisante pour montrer la différence entre les deux architectures électriques sans compliquer les calculs. Dans le prochain chapitre, nous irons plus loin dans la sélection de chacun des composants afin de résoudre des problèmes d'optimisation technico-économique.

Alors, à partir du Tableau III-3, nous pouvons déduire qu'un câble en cuivre de section minimum égale à 338 mm² est suffisant pour relier toutes les BJ à l'onduleur dans l'architecture décentralisée. Or, dans la réalité, il existe des câbles de 2x185mm² qui sont plus proches de ce critère. Nous allons donc utiliser ce câble pour notre simulation. Le Tableau III-4 résume la résistance des câbles BJ-Onduleur en cuivre de section 2x185mm² de chacun des blocs de panneaux PV des deux architectures électriques.

Cas	Numéro du bloc PV	Resistance avec câble 2x185 Cu(Ω)
Centralisée	1	0.280
	2	0.218
	3	0.155
	4	0.093
	5	0.031
	6	0.031
	7	0.093
	8	0.155
	9	0.218
	10	0.280
Décentralisée	1	0.124
	2	0.062
	3	0.001
	4	0.062
	5	0.124
	6	0.124
	7	0.062
	8	0.001
	9	0.062
	10	0.124

Tableau III-4 Résistances des câbles BJ-Onduleur en cuivre de section 2x185mm²

Avec cette configuration, on obtient les résultats de simulation des deux architectures électriques suivant :

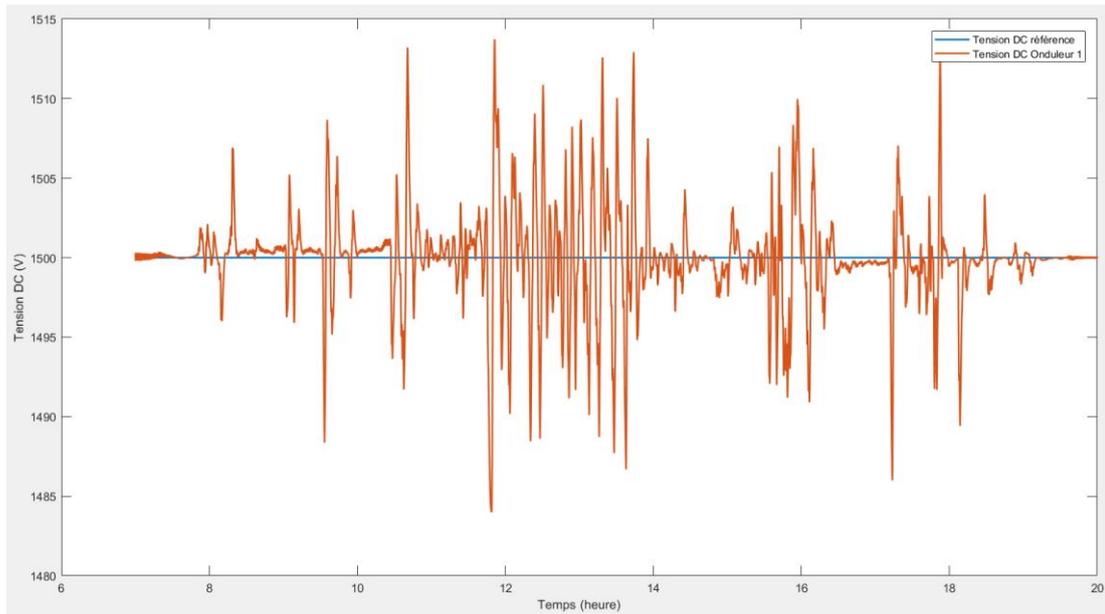


Figure III-15 Variation de tension DC de l'onduleur 1, avec l'architecture à deux onduleurs

Dans la Figure III-15 , on voit bien que dans l'architecture à deux onduleurs, la tension DC à l'entrée des onduleurs sont bien régulée autour de la valeur de référence de 1500V grâce à la boucle de contrôle DC-DC implémentée.

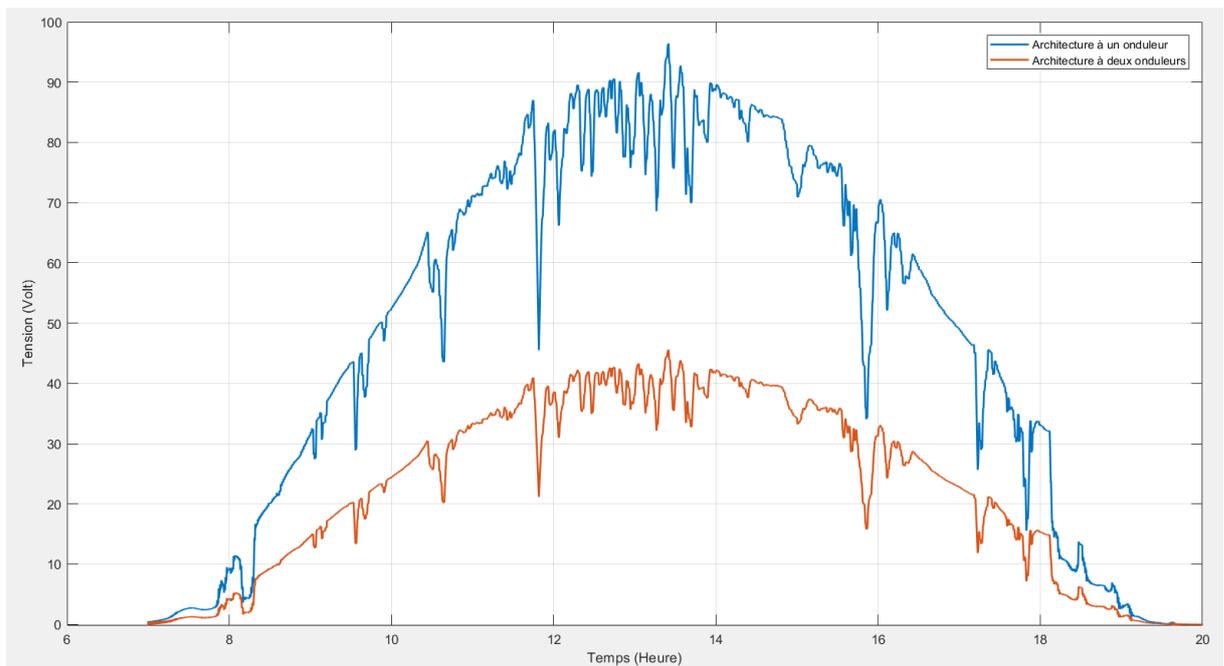


Figure III-16 Chute de tension DC du bloc PV numéro 1 des deux architectures

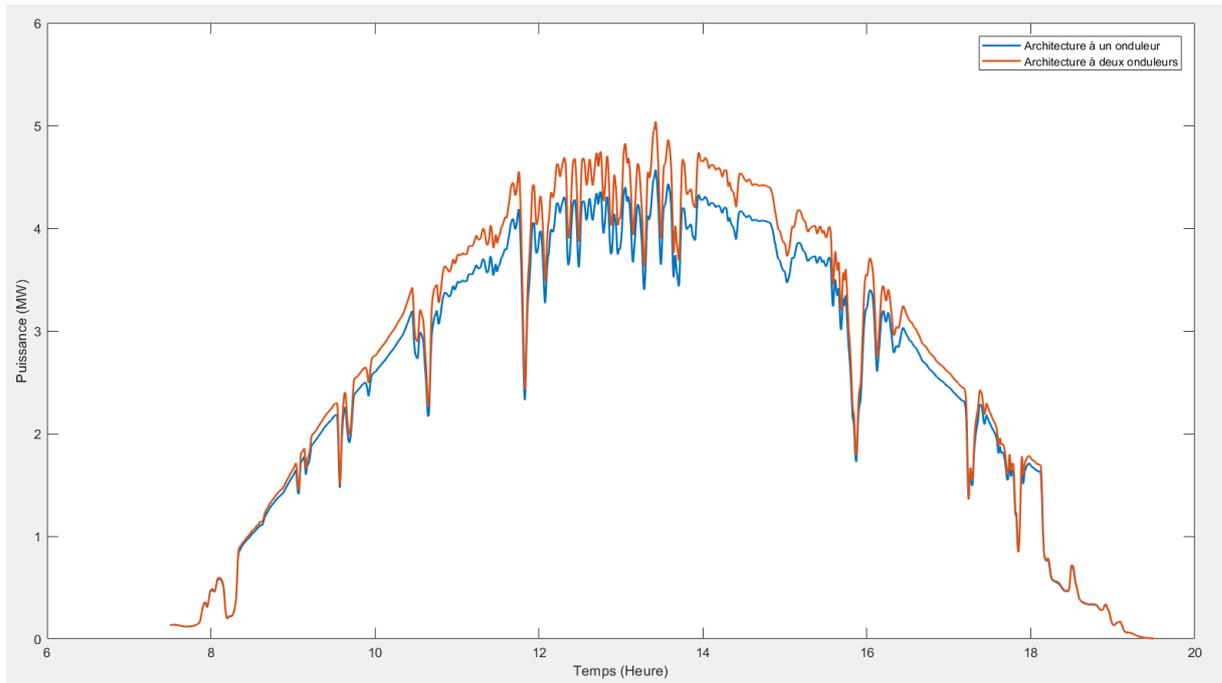


Figure III-17 Puissance totale des deux architectures

Pourtant, la Figure III-16 montre que avec cette configuration de câblage, la chute de tension DC dans le cas de l'architecture centralisée est très importante. La plupart de temps, elle dépasse la limite de 3% de la tension DC 1500V. au contraire, la chute de tension DC de l'architecture décentralisée reste tout temps dans la limite acceptable de moins de 45V.

Ce résultat est prévisible car la section $2 \times 185 \text{mm}^2$ des câbles DC n'est optimisée que pour l'architecture décentralisée. Si nous voulons obtenir un même niveau de chute de tension dans l'architecture centralisée, théoriquement, il faut utiliser des câbles de section minimum de 761mm^2 selon le Tableau III-3. Cela correspond à une augmentation très importante du volume de câble utilisé. Afin de voir la différence de la quantité de câble utilisée dans le cas optimal pour les deux architectures, nous calculons le volume de cuivre utilisé :

$$V_{Cu_Centralisé} = \sum_{i=1}^{10} L_i \times S_i \approx 22,5 \text{ (m}^3\text{)} \quad \text{(III-3)}$$

$$V_{Cu_Décentralisé} = \sum_{i=1}^{10} L_i \times S_i \approx 5,4 \text{ (m}^3\text{)} \quad \text{(III-4)}$$

Nous voyons que dans ce cas optimal, c'est-à-dire que pour obtenir une même niveau de chute de tension DC, le volume de câble utilisé pour l'architecture centralisée est environ quatre fois plus grand que celui de l'architecture décentralisée.

De plus des chutes de tension, la Figure III-17 nous montre aussi une perte non négligeable de la puissance produite totale dans le cas de l'architecture centralisée. Cette dernière perte au

maximum de 10% de puissance par rapport à la production de l'architecture décentralisée. Cette perte vient notamment aussi des pertes importantes dans les câbles DC.

L'architecture décentralisée nous permet non seulement de réduire significativement le nombre de câble utilisé et les pertes importantes dans la partie DC, elle sera beaucoup plus robuste au cas de défaillance d'un des onduleurs. Si un onduleur rencontre de problème et devrait être déconnecté, on perdrait la totalité de puissance dans le cas de l'architecture centralisée. Tandis que pour le même problème, l'architecture décentralisée nous permettrait de garder la moitié de la production. Cela constitue de l'avantage des systèmes de production distribuée.

A travers de la comparaison entre les deux architectures électriques, une complètement centralisée et l'autre moins centralisée, nous avons montré d'abord la différence dans l'exigence technique entre un système PV normal et un système PV linéaire. L'architecture centralisée, qui est largement utilisée dans la conception des grands systèmes PV normaux, devient rapidement obsolète et inadaptée lorsqu'on passe au système linéaire. Plus la taille de ce système linéaire est grande, plus la différence est significative. Deuxièmement, nous avons montré de nombreux avantages d'un système de production distribuée, décentralisée dans la conception des grands systèmes PV linéaires. Ici nous avons présenté un exemple de l'architecture moins centralisée avec deux onduleurs, pourtant nous pourrions aisément aller plus loin en augmentant le nombre de l'onduleur pour concevoir des architectures plus décentralisées. Pourtant, à partir de quel point l'architecture d'une centrale PV linéaire décentralisée sera-t-elle optimale ? Nous allons traiter cette question dans le prochain chapitre sur l'optimisation technico-économique des grands systèmes PV linéaires.

III.3.2. Architecture avec ligne DC unique dans les systèmes PV linéaires

Dans la partie précédente, nous avons montré le gain de production distribuée d'un système PV linéaire à travers une architecture électrique moins centralisée. Pour aller encore plus loin, nous proposons ici une nouvelle architecture électrique, qui n'existe pas dans la conception des centrales PV classiques et qui ne s'adapte qu'aux systèmes PV linéaires. Cette architecture conserve les avantages de l'architecture à deux onduleurs en ajoutant l'aspect robustesse au système PV linéaire. Il s'agit de l'architecture linéaire qui utilise une seule ligne DC pour relier toutes les sous-groupes de modules PV et qui alimente le réseau électrique à travers de

nombreux d'onduleurs. Le schéma de principe de cette architecture électrique est présenté dans la Figure III-18.

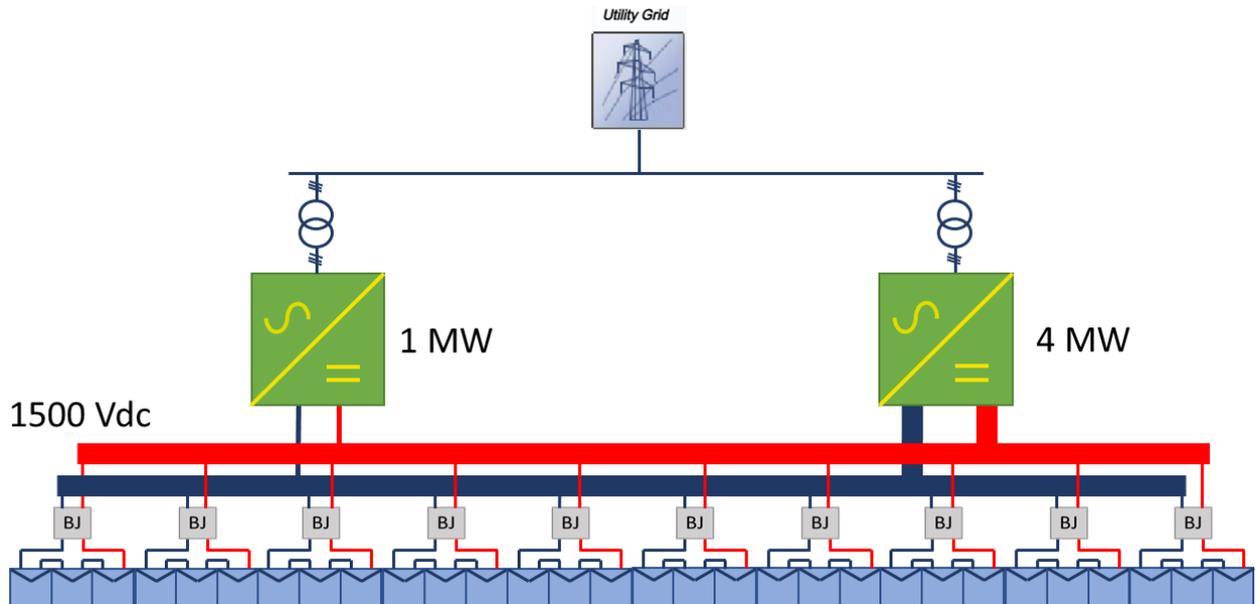


Figure III-18 Schéma principe de l'architecture électrique avec une ligne DC unique

Ce système PV linéaire comporte :

- Dix groupes de modules PV avec la même configuration que les deux architectures précédentes.
- Deux onduleurs de type VSC. Ici pour montrer la flexibilité de cette architecture électrique, nous configurons différentes puissances pour les onduleurs : un onduleur de 1 MW et l'autre de 4 MW. Les deux onduleurs sont connectés au même câble DC unique, qui relie les dix groupes de modules PV.
- La tension DC est fixée en premier lieu à 1500V.
- Deux transformateurs triphasés 400V/20kV raccordent les deux onduleurs au réseau électrique.

La Figure III-19 montre le modèle Matlab/Simulink de cette architecture électrique.

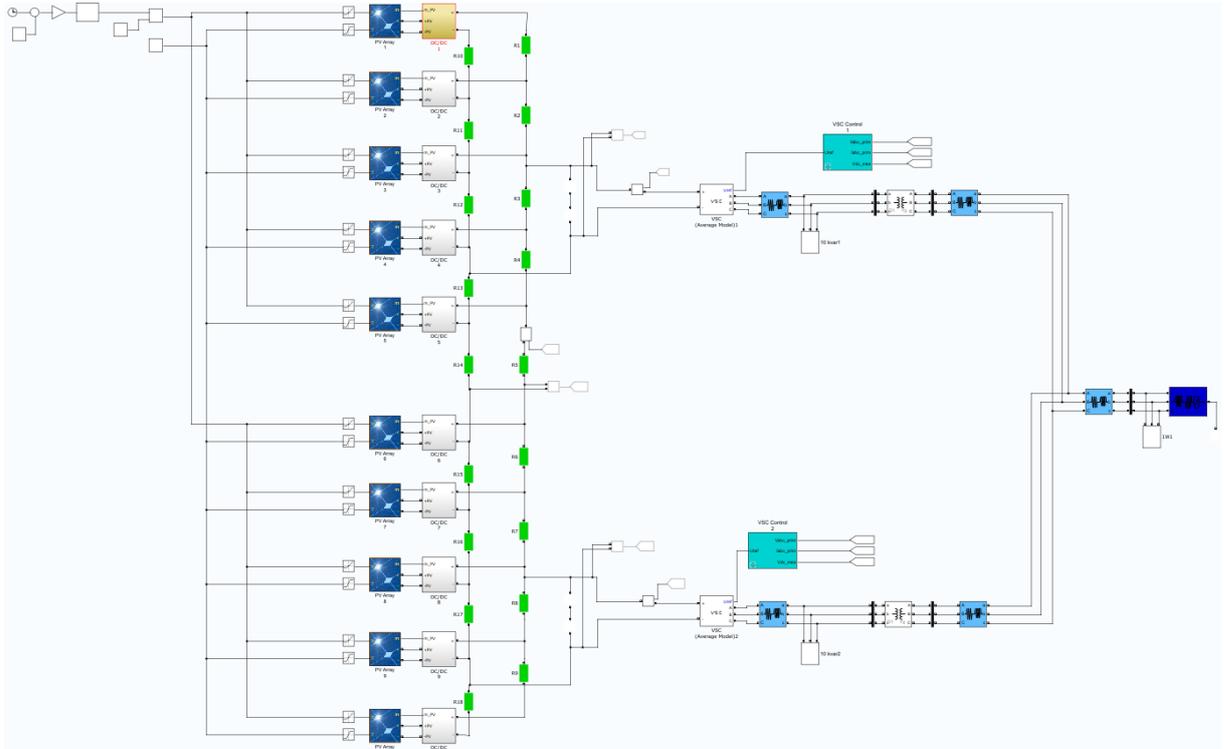


Figure III-19 Modèle Matlab/Simulink de l'architecture d'une ligne DC unique

Pour la modélisation de cette partie, nous négligeons aussi les câbles DC qui relient les strings de modules PV aux boîtes de jonction BJ comme dans la partie précédente car ces configurations sont identiques dans toutes les architectures.

Pour calculer les câbles de la ligne DC unique, nous procédons comme dans la partie précédente en prenant en compte les éléments suivants :

- La longueur L de ce câble est égale à la longueur du système PV linéaire. Dans ce cas $L = 5\text{km} = 5000\text{m}$.
- En utilisant l'équation $u = b \times \frac{\rho \times L}{S} \times I$ (III-1, nous déduisons que la section minimale d'un câble en cuivre pour assurer une chute de tension DC inférieure à 3% est de : $S_{3\%} = 1692 \text{ mm}^2$.
- Le courant maximal qui circule dans ce câble est calculé à partir de la puissance maximale susceptible d'être demandée de cette ligne DC unique, c'est-à-dire la puissance maximale du plus grand onduleur, celui de 4 MW. Donc :

$$I_{max} = \frac{P_{\text{onduleur max}}}{V_{DC}} = \frac{4 \times 10^6}{1500} = 2667 \text{ (A)} \quad \text{(III-5)}$$

- En comparant la valeur de ce courant max avec le tableau des courants admissibles des conducteurs du « guide d'installations photovoltaïques raccordées au réseau public de

distribution » UTE C15-712, nous déduisons que la section minimale pour qu'un câble en cuivre puisse supporter le courant I_{\max} est : $S_{\text{courant max}} = 1288 \text{ mm}^2$. Comme $S_{\text{courant max}} < S_{3\%}$, alors la section S du câble DC est choisie égale à $S_{3\%}$, soit $S = 1692 \text{ mm}^2$. Sachant que cette section reste une valeur minimale théorique. En réalité, il faut qu'on utilise des câbles de standard de section la plus proche à cette valeur.

- En utilisant l'équation $R = 2 \times \frac{\rho \times L}{S}$ (III-2), nous calculons donc la résistance de cette ligne DC :

$$R = 2 \times \frac{\rho \times L}{S} = 2 \times \frac{0.023 \times 5000}{1692} = 0.1359 \text{ } (\Omega)$$

Avec cette configuration, on obtient les résultats de simulation de cette architecture électrique suivant :

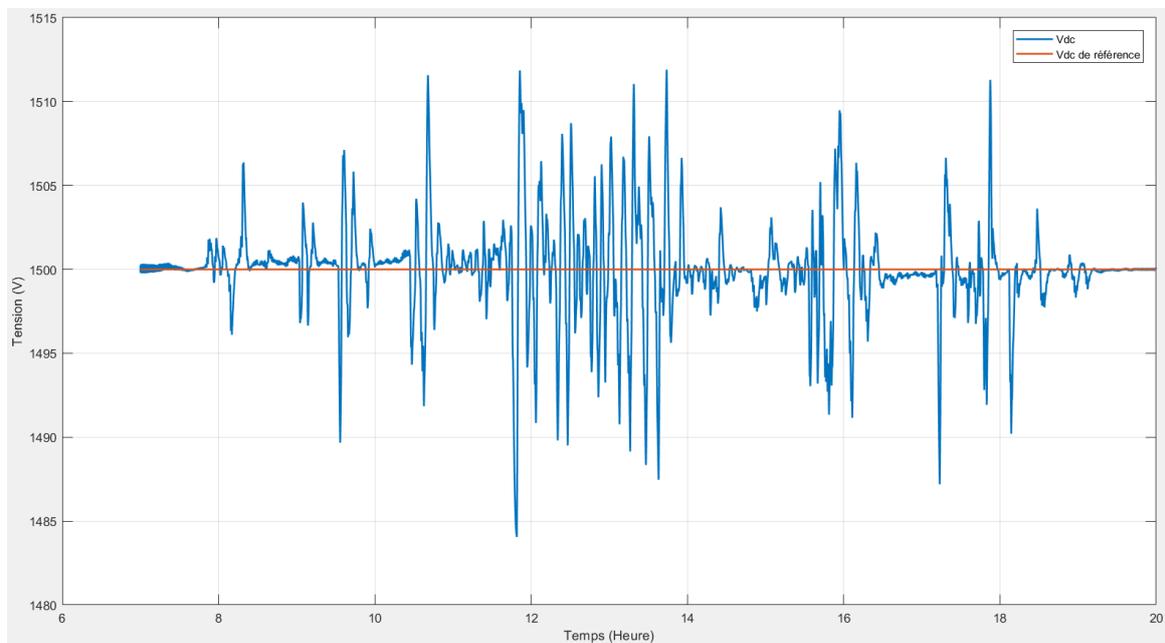


Figure III-20 Tension DC de l'architecture à ligne DC unique

La Figure III-20 nous montre que la tension DC de cette architecture est toujours bien régulée autour de la valeur de référence de 1500V grâce à la boucle de commande implémentée.

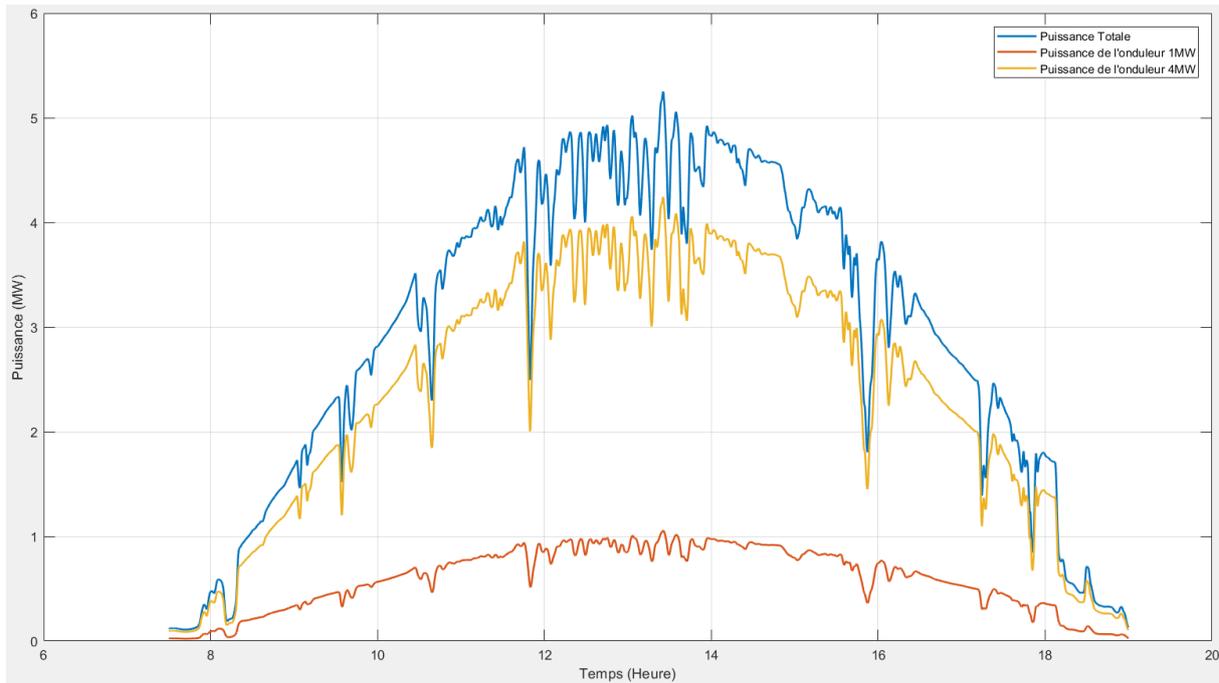


Figure III-21 Puissance totale et puissance de chaque onduleur de l'architecture à ligne DC unique

Dans la Figure III-21, nous remarquons que la puissance totale produite par la centrale PV se partage très bien entre les deux onduleurs de façon proportionnelle selon leurs puissances max respectives. Chacun des onduleurs commande la puissance suivant sa capacité. Le fait que la puissance PV de cette architecture puisse se répartir entre les deux onduleurs augmente la robustesse et la fiabilité de l'ensemble de ce système PV. En effet, dans cette architecture, au cas où un des onduleurs rencontre un problème et devrait être déconnecté, la répartition de puissance est redistribuée sur ce système et le(s) autre(s) onduleur(s) pourront prendre en charge une partie, ou la totalité, de la puissance PV de cet onduleur déconnecté. Au contraire, dans les deux premières architectures, si un des onduleurs est déconnecté, nous perdrons la totalité de la puissance PV gérée par cet onduleur.

Le seul point faible de cette architecture est que la section du câble DC demandé est très grande, ici $S \geq 1692\text{mm}^2$. Pourtant ce problème pourrait être résolu facilement avec l'augmentation de la tension des chaînes PV, ou du côté DC. En fait, l'augmentation de la tension DC, notamment dans les grands systèmes PV, est une tendance indéniable des dernières années. En seulement quelques années, la norme pour les systèmes PV est passée de 600 Vdc à 1000 Vdc, puis maintenant à 1500 Vdc pour les nouvelles grandes centrales PV au sol. Bientôt, la référence pourrait atteindre 2000 Vdc à 3000 Vdc. Une tension DC plus haute est moins chère pour les grandes centrales PV car moins de matériaux sont nécessaires, des grands composants comme les onduleurs aux petits composants comme les câbles et les sectionneurs.

En effet, le courant, qui est inversement proportionnel à la tension, diminuera à mesure que les tensions augmenteront. La taille des conducteurs diminue en conséquence car le courant est moindre et les coûts diminuent avec la taille des conducteurs. Le Tableau III-5 présente la section de câble de ligne DC nécessaire à l'architecture lorsque la tension DC augmente de 1500 V à 3000 V. Nous remarquons qu'à 3000 Vdc, un câble en cuivre de section d'environ 2x300 mm² pourrait très bien servir pour alimenter l'ensemble du système. Ce type de câble existe actuellement sur le marché et peut être utilisé largement dans les grands projets PV.

Ligne DC unique	Tension DC (V)	Section de câble (mm ²)	
		Alu	Cu
	1500	2722	1692
	3000	849	644

Tableau III-5 Section câble DC d'architecture à ligne DC unique avec 1500 Vdc et 3000 Vdc

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté et vérifié l'exactitude d'un modèle complet d'une grande centrale PV typique. Nous avons aussi étudié le comportement d'un grand système PV linéaire sous différentes architectures électriques.

A travers de la comparaison entre les deux architectures complètement centralisées à un onduleur et moins centralisée à deux onduleurs, nous avons montré d'abord la différence dans l'exigence technique entre un système PV normal et un système PV linéaire. L'architecture centralisée, qui est largement utilisée dans la conception des grands systèmes PV normaux, devient rapidement obsolète et inadaptée lorsqu'on passe au système linéaire. Plus la taille de ce système linéaire est grande, plus la différence est significative. Deuxièmement, nous avons montré de nombreux avantages d'un système de production distribuée, décentralisée dans la conception des grands systèmes PV linéaires.

Nous avons présenté aussi l'architecture électrique très innovante, l'architecture avec une ligne DC unique, qui s'adapte très bien à des grands système PV linéaire. Cette architecture conserve les avantages de l'architecture décentralisée en ajoutant l'aspect robustesse au système PV linéaire.

IV. OPTIMISATION TECHNICO-ECONOMIQUE DU DIMENSIONNEMENT DES GRANDS SYSTEMES PV LINEAIRES

IV.1. Introduction

Dans le précédent chapitre, on a étudié techniquement différentes architectures électriques possibles pour un système PV linéaire. Dans ce chapitre, en basant sur les architectures électriques présentées, on complète cette étude par une approche économique des grands systèmes PV linéaire.

Les installations photovoltaïques à grande échelle sont composées de plusieurs milliers de panneaux photovoltaïques. Lors de leur conception, le concepteur doit sélectionner les composants et ainsi définir les valeurs de nombreux paramètres: nombre et type de modules PV et d'onduleurs PV, distribution des composants dans le champ d'installation, etc. Parfois, les valeurs des paramètres de conception sont contradictoires. Par exemple, l'installation de nombreux modules PV augmente la production d'énergie de l'installation photovoltaïque mais conduit également à des coûts élevés d'installation et de maintenance sur la durée de vie de l'installation PV. La conception d'une centrale photovoltaïque constitue donc parfois un grand défi, notamment pour un nouveau type de système PV, et fait l'objet d'études détaillées en amont.

Dans ce chapitre, une nouvelle méthode est présentée pour la conception optimale des installations photovoltaïques à grande échelle. En utilisant la technique d'optimisation proposée, une configuration optimale est calculée, de sorte que le LCOE soit minimisé. Le processus d'optimisation de la conception est effectué en tenant compte de l'impact du nombre de composants, de leur agencement, de leurs caractéristiques (niveau de tension) mais aussi des différents types d'architecture électriques de la centrale possibles.

IV.2. Description du problème d'optimisation du dimensionnement

IV.2.1. Description du problème

Pour ce problème d'optimisation, nous considérons une centrale PV de 5MWc (même puissance que celle de la centrale étudiée au chapitre 3). Cette centrale est installée au long d'une piste cyclable de la Via Rhôna pour créer un « chemin solaire ». Elle fait l'objet d'un projet de recherche du CEA avec la Compagnie Nationale du Rhône. Une photographie aérienne de cette piste est montrée dans la Figure IV-1.

Dans ce chapitre, nous utilisons les modèles simplifiés de base de données présentées dans le chapitre 2 pour modéliser les systèmes PV.

Ici, nous allons utiliser la base de données de météo du site Clermont-Ferrand, générée par le logiciel PVSYST, pour simuler et faire des études d'optimisation technico-économique de ce système PV linéaire. Le Tableau IV-1 résume des données d'irradiance et de température du site pendant une année typique. Avec ce logiciel, on a aussi réalisé une optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV (Figure IV-2). Cette optimisation n'est valide que pour le site Clermont-Ferrand.

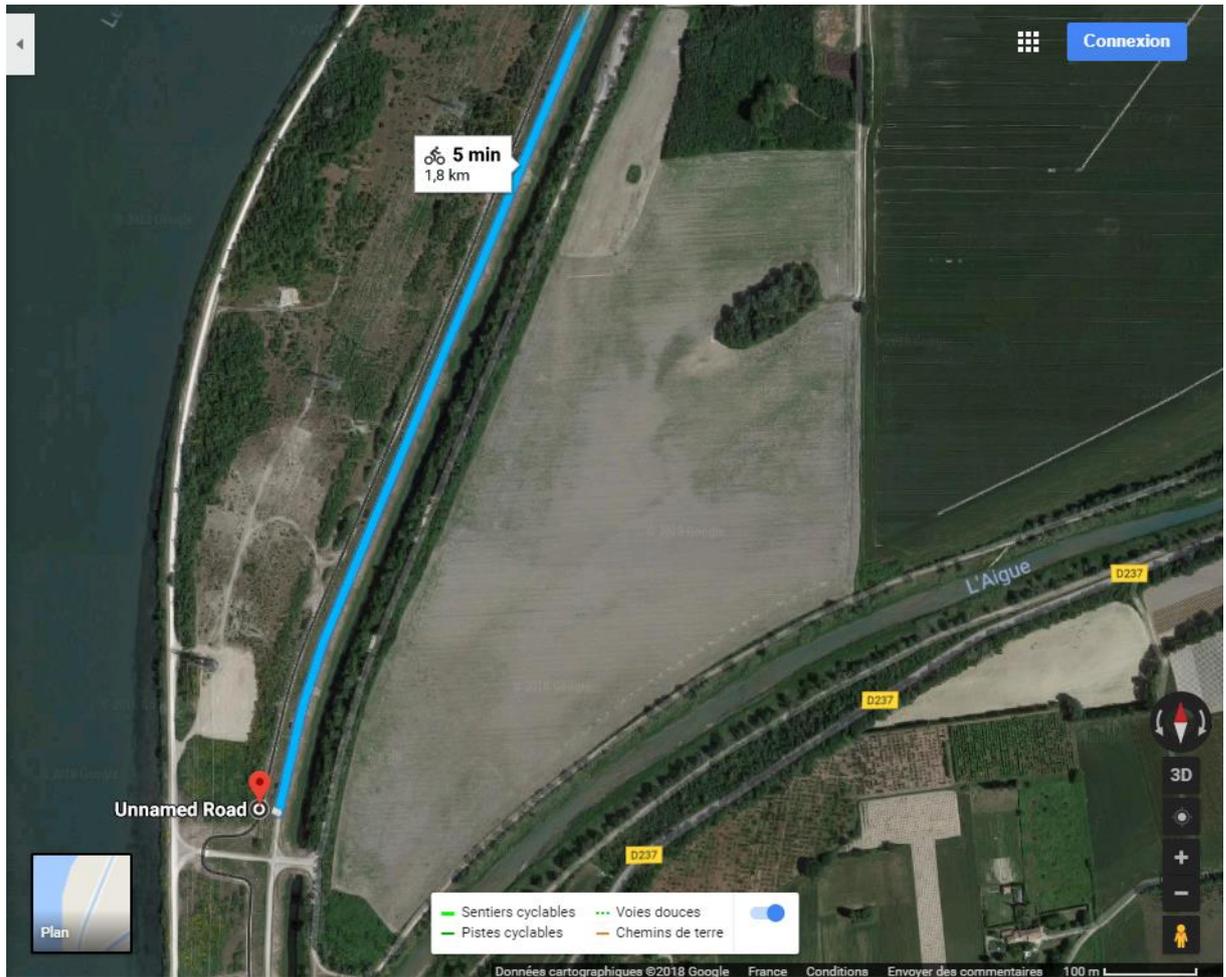


Figure IV-1 Photo aérienne de la portion de via Rhôna étudiée

	Global [W/m ²]	Diffuse [W/m ²]	Temper. [°C]
January	50.9	25.9	3.7
February	83.9	44.9	4.8
March	136.4	67.9	8.0
April	180.0	100.4	10.6
May	215.6	106.5	15.1
June	243.1	107.2	18.9
July	244.2	103.4	20.3
August	211.7	93.4	19.9
September	160.0	75.6	15.8
October	99.7	53.5	13.1
November	56.0	32.5	7.3
December	39.9	24.3	4.3
Year	143.8	69.7	11.8

Tableau IV-1 Données météo du site

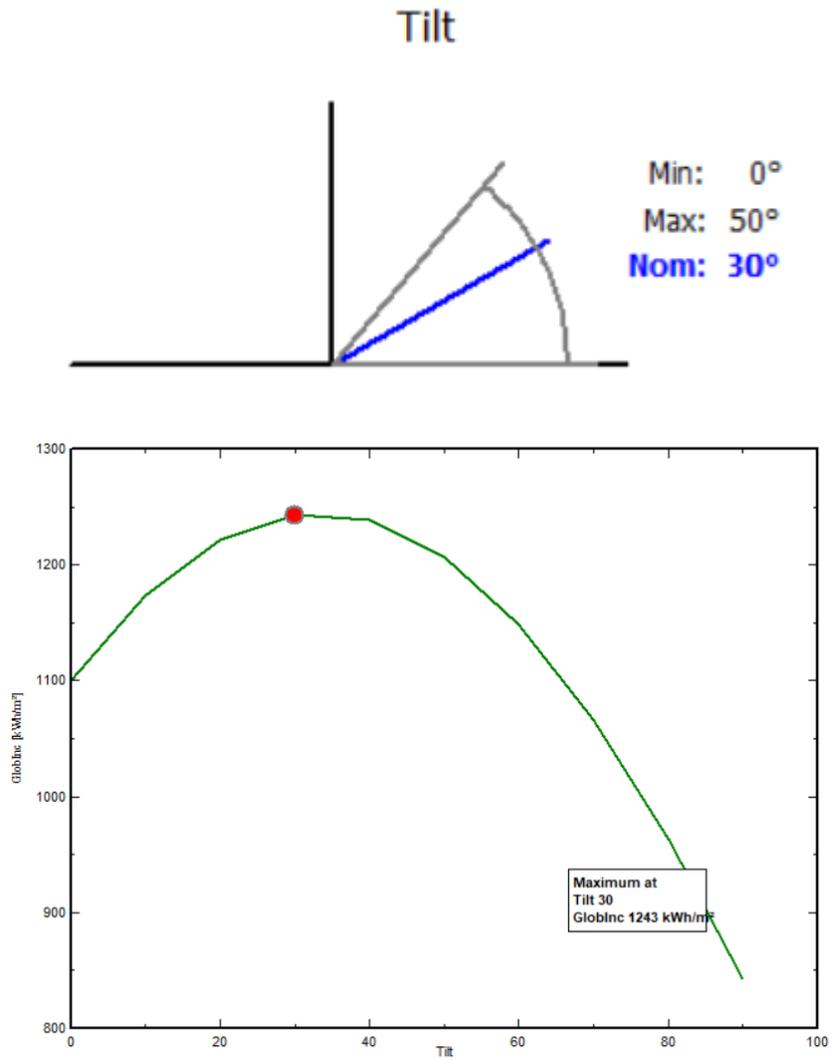


Figure IV-2 Optimisation d'angle d'inclinaison des panneaux PV (PVSyst)

Le schéma d'implantation de cette centrale est représenté dans la Figure IV-3. Les modules sont disposés sur une structure porteuse de 5m de haut et 5m de large, placée au-dessus de la piste, pour former un abri (Figure IV-4). La largeur permet d'avoir des poteaux à 1m de part et d'autre de la piste, donc suffisamment éloignés.

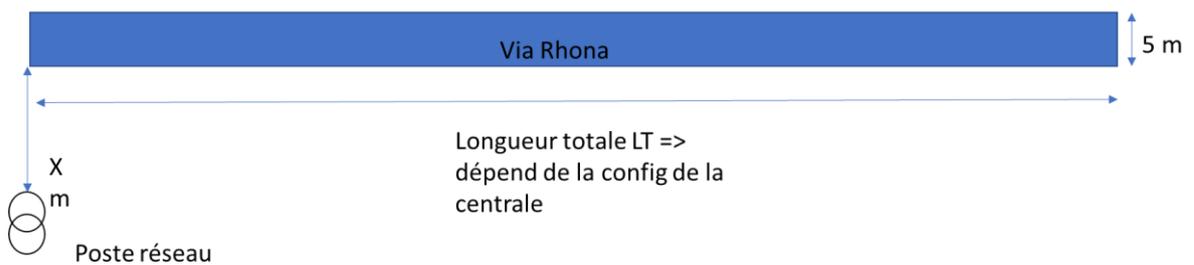


Figure IV-3 Plan général de la centrale linéaire considérée

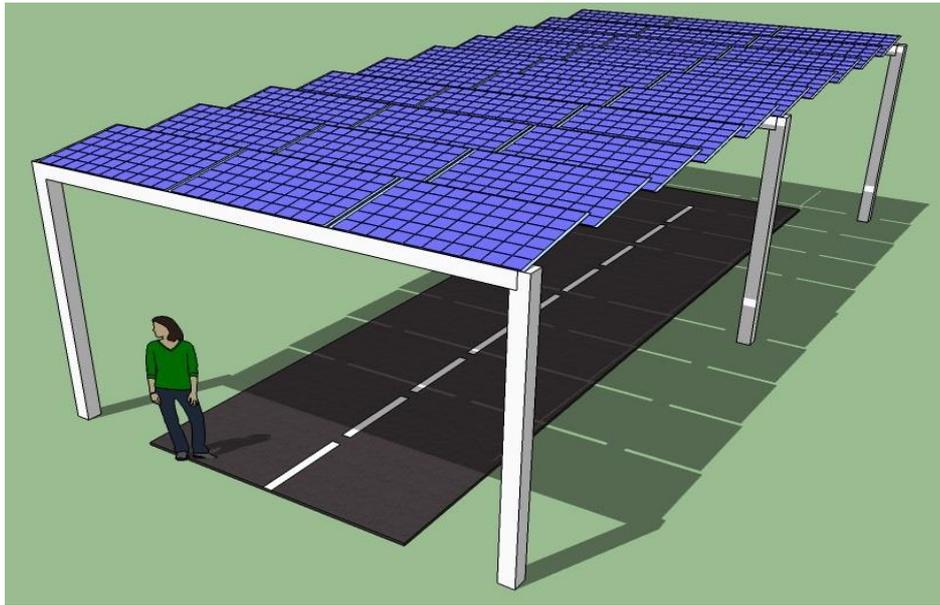


Figure IV-4 Structure porteuse panneaux PV de la centrale

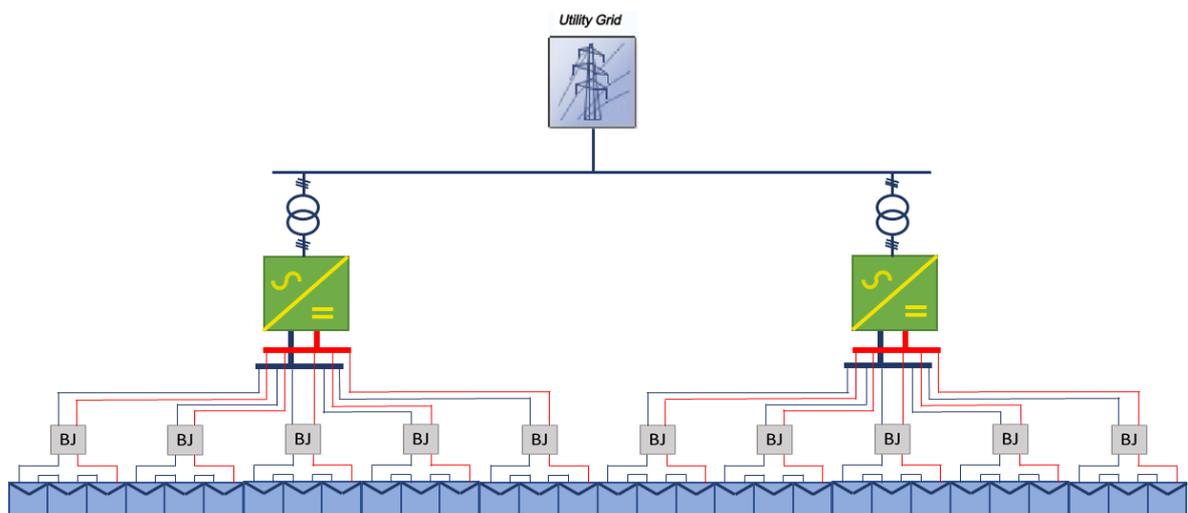


Figure IV-5 Schéma de principe de la centrale linéaire considérée

Le schéma de principe de cette centrale linéaire est présenté en Figure IV-5. La puissance nominale de la centrale est égale à 5MW. On a choisi une configuration à deux postes de livraison avec deux transformateurs de 2.5 MW, comme au chapitre 3. Pourtant ici, le nombre des autres composants de la centrale (notamment des onduleurs, des boîtes de jonction) varie selon l'architecture considérée.

Le module considéré est toujours le PV Sunpower E20 327. Ses caractéristiques électriques ont été présentées au chapitre 3. Ses dimensions sont présentées en Figure IV-6.

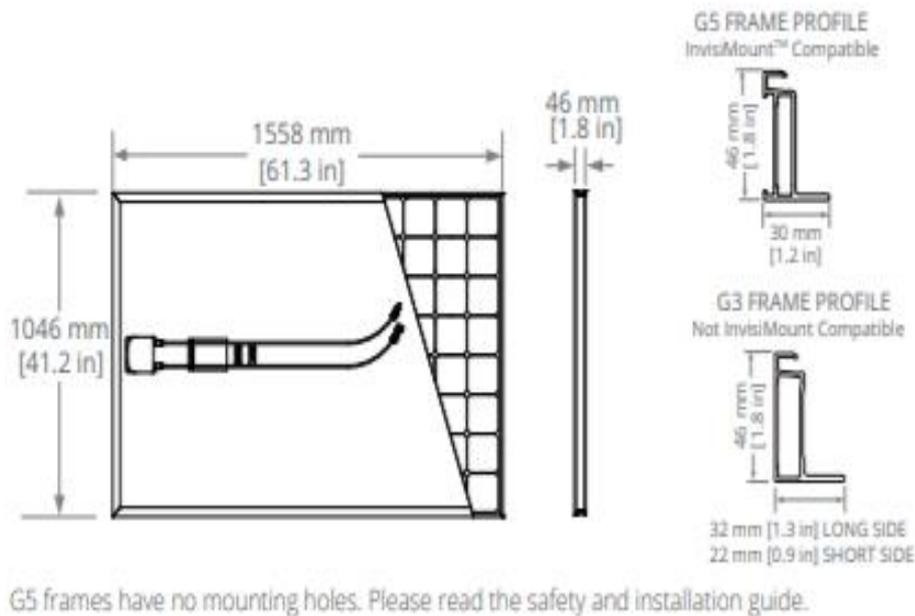


Figure IV-6 Dimensions du module PV Sunpower E20 327

Le module ayant une longueur de 1.56m, on peut en disposer 3 en mode paysage sur la largeur de la structure (comme sur la figure I-4), le mode paysage étant requis pour limiter les impacts des ombrages entre modules.

Deux catégories d'onduleurs sont utilisées dans cette étude. La première catégorie comprend des onduleurs centralisés de puissance allant de 1 MW à 5 MW, de type SMA Sunny Central 1500V. La datasheet d'un tel onduleur est présentée en Figure IV-7. La deuxième catégorie d'onduleur est celle des onduleurs décentralisés, comprenant les onduleurs string ou de chaîne, dont la puissance est de quelques kW à 200 kW. Les spécifications techniques de l'onduleur string utilisé dans cette étude, le Huawei Sun2000-60KTL, sont présentées dans la Figure IV-8. Les boîtes de jonction (ou boîtier de regroupement) utilisées dans cette étude viennent d' ABB, sont de type Gemini et leurs caractéristiques sont présentées dans la Figure IV-9.

Technical Data	SC 2500-EV
Input (DC)	
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1275 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 878 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3000 A / 2700 A
Max. short-circuit current rating	4300 A
Number of DC inputs	24
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring ($\pm 0.5\%$ shunt resistors)	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Output (AC)	
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 25°C / at 40°C / at 50°C)	2500 kVA / 2350 kVA / 2250 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 25°C / at 40°C / at 50°C)	2000 kW / 1880 kW / 1800 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Efficiency	
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%
Protective Devices	
Input-side disconnection point	DC load-break switch
Output-side disconnection point	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	o / o
Insulation monitoring	o
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34
General Data	
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)
Weight	< 4000 kg / < 8,819 lb
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W
Self-consumption (standby)	< 370 W
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer
Operating temperature range	-25 to 60°C / -13 to 140°F
Noise emission ⁷⁾	64,3 dB(A)
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 3000 m	● / o (earlier temperature-dependent de-rating)
Fresh air consumption	6500 m ³ /h

Figure IV-7 Datasheet Sunny central 2500 EV

Efficiency	
Max. Efficiency	98.9% @480 V, 98.7% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.7% @480 V, 98.5% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	720 V@480 Vac, 600V @380 Vac / 400 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	66,000 W
Rated Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Figure IV-8 Datasheet de l'onduleur Huawei Sun2000-60KTL



Type de boîtes de jonction	16 pcs	18 pcs	20 pcs	24 pcs	28 pcs	32 pcs
Caractéristiques générales						
Tension maximale (VDC)	1 500					
Nombre d'entrées DC	16	18	20	24	28	32
Entrée DC pour + & -	Disponible en option					-
Protection contre les surtensions	Type 2 remplaçable					
Surveillance	en option					-
Paramètres de surveillance	Signal de protection courant, température et tension. Signal de tension et de sectionneur en option					-
Protocole de communication	Modbus RS485					
Type de boîtier						
Modèle	Gemini					
Type de matériau	Thermoplastique					
Type de porte /Ouverture	Non transparent, Porte battante s'ouvrant jusqu'à 180 degrés					
Slottype	Portes livrées avec 2 serrures à double barbe standard (3 pour les dimensions 5 et 6)					
Nombre de strings entrants	Entre 6 et 32					
Tension nominale en fonctionnement	1500 V DC					
Degré de résistance aux chocs	IK 10					
Classe de protection	IP66					
Recyclable	100 %					

Figure IV-9 Boîte de jonction d'ABB

Pour bien dimensionner un grand système PV, un calcul précis des câbles est nécessaire. Il y a notamment trois grands niveaux de câblage :

- Les câbles DC, qui relient les chaînes PV aux boîtes de jonction (BJ),
- Les câbles DC, qui relient des BJ aux onduleurs,
- Les câbles AC (triphases généralement), qui relient des onduleurs au(x) transformateur(s).

Premièrement, on calcule les câbles DC qui relient les chaînes PV aux BJ. Le schéma des câbles DC de ce niveau est présenté en Figure IV-10.

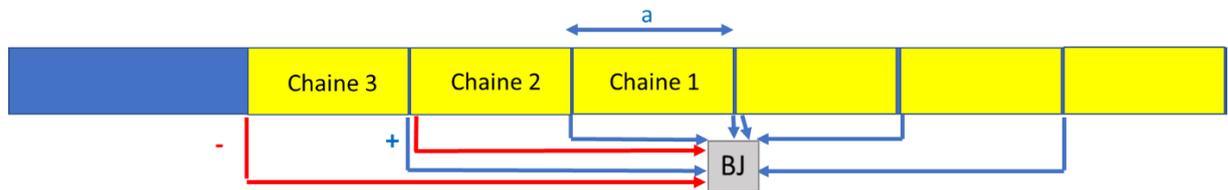


Figure IV-10 Schéma des câbles DC entre chaînes PV et BJ

Si $n_{chaîne}$ pair, la longueur totale (câbles + et -) des câbles DC reliant des chaînes PV à une BJ (L_{BJ}) est calculée par la formule:

$$L_{BJ} = 2 \times \left\{ a + (a + 2a) + (2a + 3a) + \dots + \left[\left(\frac{n_{chaîne}}{2} - 1 \right) a + \frac{n_{chaîne}}{2} a \right] \right\}$$

$$= 2 \times \left[a + 3a + 5a + \dots + a \left(2 \times \frac{n_{chaîne}}{2} - 1 \right) \right]$$

$$\begin{aligned}
&= 2a \left(\frac{n_{chaîne}}{2} \right)^2 \\
&= \frac{1}{2} a n_{chaîne}^2 \quad (IV-1)
\end{aligned}$$

Où:

a : longueur d'une chaîne PV (en mètre) à laquelle s'ajoute 5 mètres de la hauteur des modules PV par rapport à la terre.

$n_{chaîne}$: nombre de chaînes PV raccordées à une BJ.

Si $n_{chaîne}$ impair, la longueur totale (câbles + et -) des câbles DC reliant des chaînes PV à une BJ (L_{BJ}) est calculée par la formule:

$$L_{BJ} = \frac{1}{2} a (n_{chaîne}^2 + 1) \quad (IV-2)$$

En multipliant L_{BJ} par le nombre de BJ, on obtient la longueur totale des câbles DC reliant des chaînes PV aux BJ.

On calcule ensuite les câbles DC, qui relient les BJ aux onduleurs. Le schéma des câbles DC de ce niveau est présenté dans Figure IV-11.

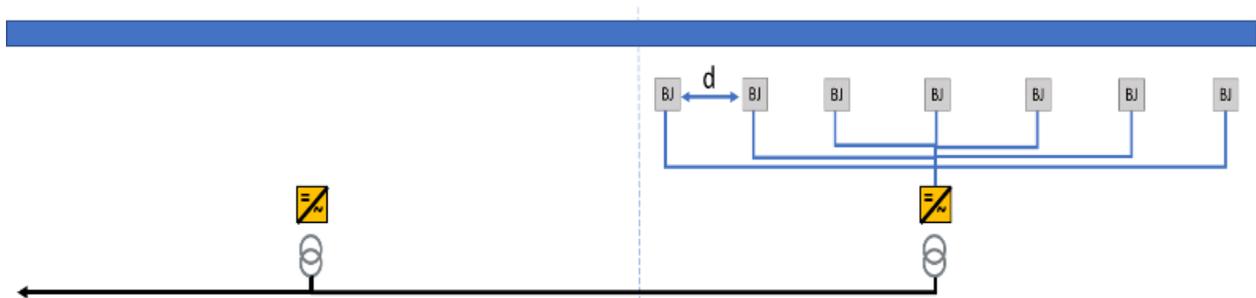


Figure IV-11 Schéma des câbles DC entre BJ et onduleurs

Si n_{BJ} est impair, la longueur totale des câbles DC ($L_{Onduleur}$) reliant des BJ à un onduleur est calculé par:

$$\begin{aligned}
L_{Onduleur} &= 2 \times 2 \times \left[d + 2d + \dots + \left(\frac{n_{BJ} - 1}{2} \right) d \right] \\
&= 4 \times d \left[1 + 2 + \dots + \left(\frac{n_{BJ} - 1}{2} \right) \right] \\
&= 4 \times d \left[\frac{\left(\frac{n_{BJ} - 1}{2} \right) \times \left(\frac{n_{BJ} - 1}{2} + 1 \right)}{2} \right] \\
&= \frac{d}{2} [(n_{BJ} - 1) \times (n_{BJ} + 1)]
\end{aligned}$$

$$= \frac{d}{2}(n_{BJ}^2 - 1) \quad (IV-3)$$

où :

d : la distance entre deux BJ (mètres)

n_{BJ} : nombre BJ par onduleur.

Si n_{BJ} pair, la longueur total edes câbles DC ($L_{Onduleur}$) reliant des BJ à un onduleur est déterminée par:

$$\begin{aligned} L_{Onduleur} &= 2 \times 2 \times \left\{ \frac{d}{2} + \frac{3d}{2} + \frac{5d}{2} \dots + \left[\frac{d}{2} + \left(\frac{n_{BJ}}{2} - 1 \right) \right] d \right\} \\ &= 2 \times d \times \left[1 + 3 + 5 + \dots + \left(2 \times \frac{n_{BJ}}{2} - 1 \right) \right] \\ &= \frac{d \times n_{BJ}^2}{2} \quad (IV-4) \end{aligned}$$

En multipliant $L_{Onduleur}$ par le nombre d'onduleurs, on obtient la longueur totale des câbles DC reliant des BJ aux onduleurs.

On calcule enfin les câbles AC triphasés, qui relient les onduleurs aux transformateurs. Le schéma des câbles AC de ce niveau est présenté en Figure IV-11.

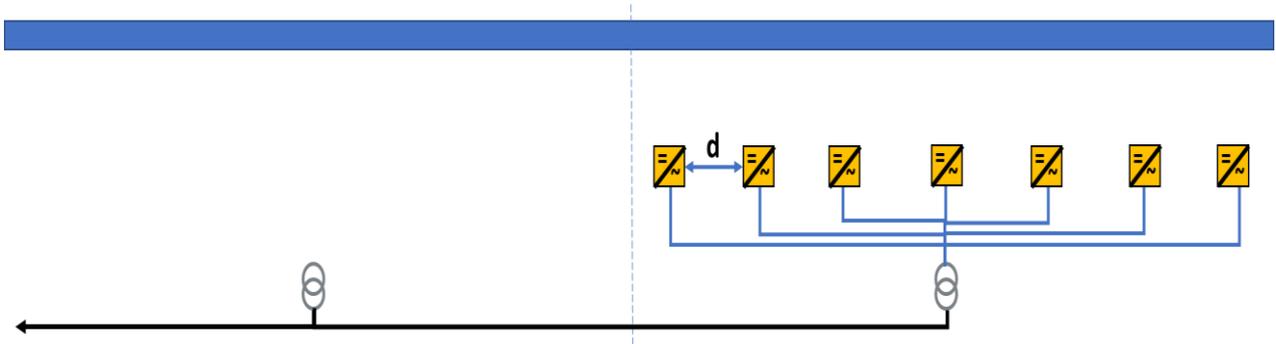


Figure IV-12 Schéma des câbles AC entre onduleurs et transformateurs

Si $n_{Onduleur}$ est impair, la longueur totale des câbles AC reliant les onduleurs ($L_{transformateur}$) à chaque transformateur:

$$\begin{aligned} L_{transformateur} &= 3 \times 2 \times \left[d + 2d + \dots + \left(\frac{n_{Onduleur} - 1}{2} \right) d \right] \\ &= 6 \times d \left[1 + 2 + \dots + \left(\frac{n_{Onduleur} - 1}{2} \right) \right] \\ &= 6 \times d \left[\frac{\left(\frac{n_{Onduleur} - 1}{2} \right) \times \left(\frac{n_{Onduleur} - 1}{2} + 1 \right)}{2} \right] \\ &= \frac{3}{4} d [(n_{Onduleur} - 1) \times (n_{Onduleur} + 1)] \end{aligned}$$

$$= \frac{3}{4}d(n_{Onduleur}^2 - 1) \quad (IV-5)$$

Avec :

d : la distance entre deux onduleurs (mètres)

$n_{Onduleur}$: nombre onduleur par transformateur

Si $n_{Onduleur}$ pair, la longueur totale des câbles AC reliant des onduleurs ($L_{transformateur}$) à un transformateur:

$$\begin{aligned} L_{transformateur} &= 2 \times 2 \times \left\{ \frac{d}{2} + \frac{3d}{2} + \frac{5d}{2} \dots + \left[\frac{d}{2} + \left(\frac{n_{Onduleur}}{2} - 1 \right) \right] d \right\} \\ &= \frac{3}{4}d \times n_{Onduleur}^2 \quad (IV-6) \end{aligned}$$

En multipliant $L_{transformateur}$ par le nombre de transformateurs, on obtient la longueur totale des câbles AC reliant des onduleurs aux transformateurs.

La section de ces câbles est déterminée en fonction de l'intensité de courant admissible et la chute de tension maximale de chacun des niveaux suivant la méthode présentée dans le chapitre 3.

IV.2.2. Fonction d'objectif de l'optimisation

L'optimisation technico-économique du dimensionnement consiste à déterminer le ou les meilleurs dimensionnements permettant de minimiser des critères liés aux performances du système. Les valeurs de ces critères dépendent de l'architecture électrique considérée. La fonction d'objectif technico-économique utilisée pour évaluer des architectures électriques dans cette partie est le « coût actualisé de l'énergie », ou bien « Levelized Cost Of Energy » en anglais (LCOE). Il correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée. Il s'exprime typiquement en c€/kWh (ou autre monnaie) et est fréquemment employé dans le secteur électrique. La fonction d'objectif est de minimiser le coût actualisé de l'énergie du système :

$$\text{minimiser } \{LCOE(X)\} = \text{minimiser } \left(\frac{C_c(X) + C_o(X)}{E_{tot}(X)} \right) \quad IV-7$$

Avec

X = Variable de décision :

$$X = [N_s, N_p, \beta] \quad \text{IV-8}$$

LCOE : « coût actualisé de l'énergie » ou « Levelized Cost Of Energy ».

C_c : Coût d'investissement total de l'installation PV, y compris le coût des composants, de la main-d'œuvre et des coûts supplémentaires qu'implique le système solaire, ou (CAPEX).

C_o : Coût d'opération et de maintenance, qui représente les dépenses de fonctionnement et des coûts tels que l'utilisation, l'entretien, les taxes, etc. (OPEX).

E_{tot} : L'énergie totale effectivement injectée dans le réseau électrique par l'installation photovoltaïque pendant sa durée de vie opérationnelle.

X : Des variables de décision

N_s : Nombre de module connectés en série dans une chaîne

N_p : Nombre de chaînes de modules connectées en parallèle

β : L'angle d'inclinaison des modules PV.

Depuis les premières installations raccordées au réseau développées en France au début des années 2000, la filière photovoltaïque a bénéficié d'une baisse importante de ses coûts d'investissements. Cette tendance - déjà observée à l'occasion de l'audit de la CRE (Commission Régulation de l'Energie) de 2014 – se poursuit, comme le montre la Figure IV-13 ci-dessous pour les installations dont la date de mise en service est comprise entre 2017 et 2020.

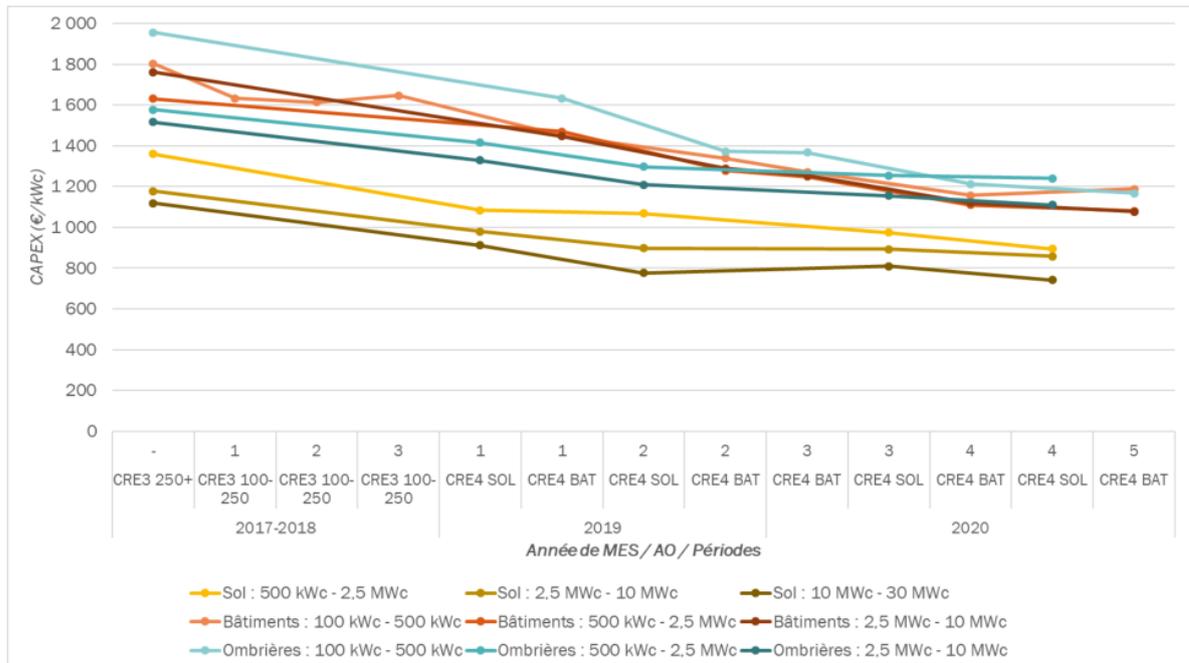


Figure IV-13 Evolution des CAPEX des installations au sols et sur bâtiments selon CRE [45]

Les graphiques ci-dessous présentent la ventilation moyenne des coûts d'investissement en fonction de la taille et selon la typologie de l'installation. Le CAPEX regroupe schématiquement :

- Les coûts liés à la centrale elle-même, à savoir l'achat et la pose du matériel électrique (modules photovoltaïques, onduleurs, boîtiers, etc...) et des éléments de structure (souvent en acier ou aluminium), ces deux blocs représentant près de 80 % de l'investissement en moyenne.
- Les coûts de raccordement de l'installation au réseau public de distribution d'électricité, pour 10 % de l'investissement en moyenne.
- Les frais annexes d'ingénierie, de développement, financiers et légaux pour la part restante.

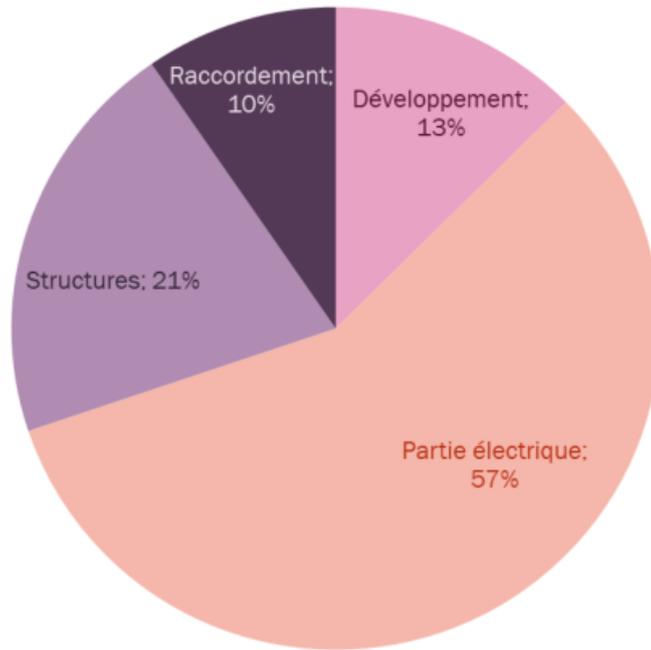


Figure IV-14 répartition moyenne des CAPEX par type de dépenses (ensemble des installations) [45]

Le récapitulatif des coûts CAPEX utilisés pour notre étude d'optimisation est présenté dans le Tableau IV-2.

CAPEX		
Module PV	€/kWp	312
Onduleur	€/kWp	50
Total BOS	€/kWp	314
Prix achat terrain	€/kWp	23.8
Taxes, permis	€/kWp	125
Total investissement	€/kWp	824.8

Tableau IV-2 CAPEX pour l'étude d'optimisation (Données CEA)

Dans le CAPEX, on calcule particulièrement en détail le coût des câbles électriques DC et AC, qui représente une grande partie des investissements initiaux. Le coût par mètre des câbles en cuivre selon leurs sections est présenté dans le Tableau IV-3.

Section (mm ²)	Prix câble Cu par mètre (euros)
6	1.03
10	1.61
16	2.48
25	3.78
35	5.22
50	7.39
70	10.27
95	14.38
120	17.35
150	21.56
185	26.41
240	35.17
300	43.55
370	53.59
600	86.81

Tableau IV-3 Coût des câbles utilisés [46]

Les coûts d'exploitation (OPEX) annuels suivent également une tendance à la baisse depuis quelques années. La Figure IV-15 représente l'évolution des OPEX au cours des dernières années.

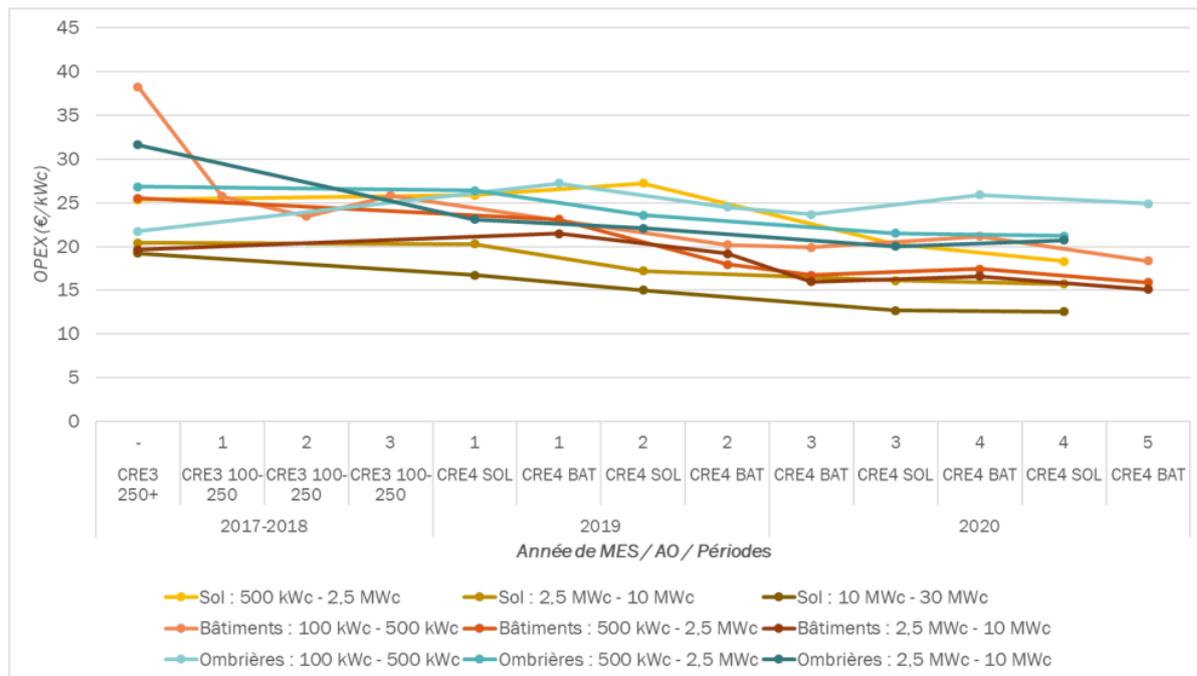


Figure IV-15 Evolution des OPEX [45]

Les différents coûts d'OPEX utilisés dans cette étude sont représentés dans le tableau ci-dessous.

OPEX		
Maintenance	€/kWp	8 to 12
Loyer	€/kWp	0 (or +8)
Taxes	€/kWp	10
Gestion	€/kWp	2 to 3
Total	€/kWp	20 to 50 (or +8)

Tableau IV-4 OPEX pour l'étude d'optimisation (Données CEA)

La Figure IV-16 présente l'organigramme du processus d'optimisation. L'outil d'optimisation utilisé sera expliqué en détail dans la prochaine partie.

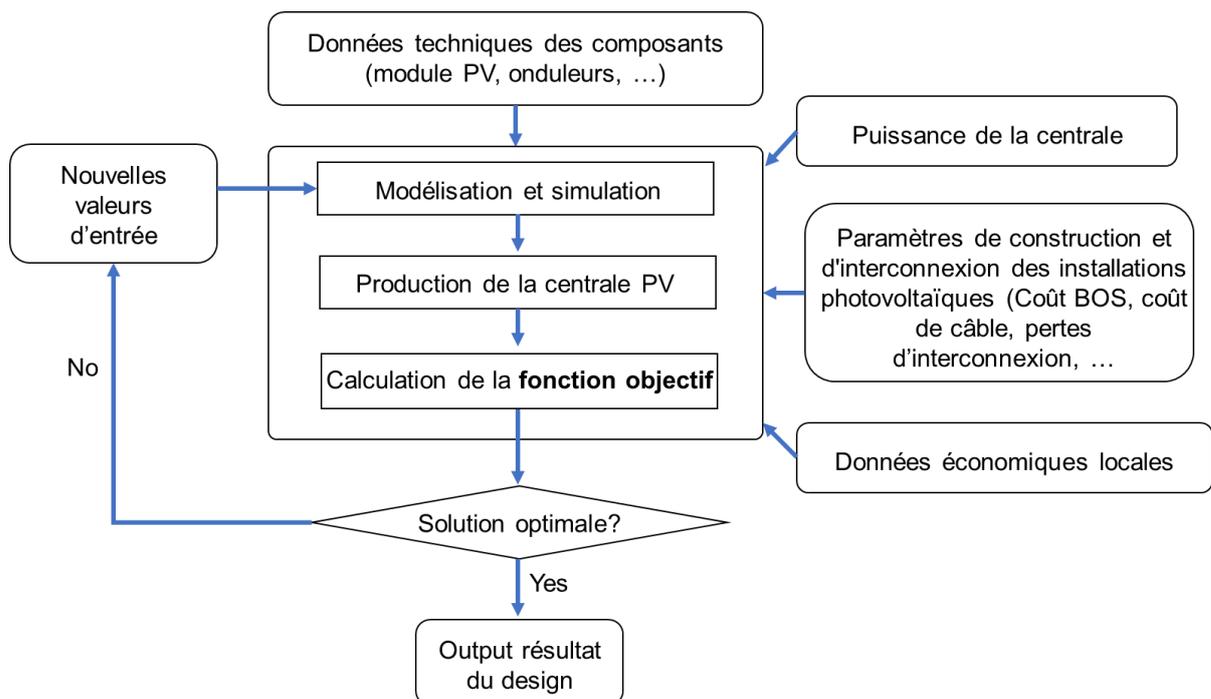


Figure IV-16 Organigramme du processus d'optimisation

IV.2.3. Méthode et outil considérés pour la résolution du problème

IV.2.3.1. Choix de l'outil utilisé

Un parcours exhaustif de l'ensemble des solutions possibles impliquerait un temps de calcul très long. Le problème d'optimisation de type combinatoire posé ici doit donc être résolu avec une méthode permettant de balayer rapidement l'espace des solutions sans évaluer toutes les

solutions possibles, afin de converger vers les meilleures solutions. Les points suivants doivent être considérés pour le choix de l'outil de résolution :

- Le nombre de variables de décision du problème ainsi que leur valeurs limites impliquent un espace de recherche vaste, avec une optimisation de type combinatoire ;
- Le temps de calcul doit être acceptable;
- Le problème est non-linéaire.

Les outils utilisés pour résoudre ce type de problème sont souvent basés sur des méthodes approchées utilisant des métaheuristiques. Ces méthodes permettent de converger rapidement vers un optimum global grâce à une approche stochastique. Une revue bibliographique des différents outils considérés dans la littérature est proposée dans plusieurs références [47] [48] [49]. Les algorithmes les plus utilisés sont l'algorithme génétique, l'algorithme basé sur le recuit simulé et l'algorithme basé sur les essais particuliers. Le choix de l'outil utilisé pour la résolution du problème présenté dans ce chapitre s'est porté vers l'algorithme génétique NSGA-II (Nondominated Sorting Genetic Algorithm, 2ème version), développé par K. Deb et al. en 2002 [50]. Cet algorithme a en effet été utilisé dans de nombreux travaux traitant de l'optimisation du dimensionnement ces dernières années, tels que la thèse d'A. Bouabdallah [51], de D. Abbes [47], de Y. Thiaux [52] ainsi que dans plusieurs références citées dans [48]. Sa fréquente utilisation est souvent justifiée par les avantages suivants :

- Capacité à parcourir rapidement l'espace de solutions afin de trouver l'optimum global [52] ;
- Efficacité pour la résolution de problèmes d'optimisation difficiles (non-linéaires, dimension élevée, etc.) [53];
- Paramétrage et implémentation simples [47], etc.

Quelques explications sur le principe de fonctionnement de l'algorithme NSGA-II sont proposées ci-après, selon plusieurs références [52] [51] [47] [50].

IV.2.3.2. Description de l'algorithme NSGA-II

L'algorithme génétique NSGA-II est un algorithme génétique évolutionnaire, basé sur la théorie de l'évolution naturelle des espèces évoquée par C. Darwin en 1859 : sous contrainte de la sélection naturelle, les espèces peuvent s'adapter à leur milieu en modifiant leur patrimoine génétique, afin d'améliorer leur adaptation à l'environnement dans lequel elles vivent. Selon ce principe, les liens suivants peuvent être établis entre le vocabulaire lié au domaine de la génétique et celui lié au problème d'optimisation du dimensionnement :

- Chromosome : le nombre d'unités d'un élément (source ou stockage) du système multi-sources, correspondant à un élément du vecteur Y ;
- Individu : un dimensionnement caractérisé par un vecteur Y , soit un ensemble de 5 chromosomes ;
- Population : un ensemble de dimensionnements (individus), chacun étant caractérisé par un vecteur Y . Certains dimensionnements peuvent être identiques dans une population. Une population est composée de N_{ind} individus ;
- Génération : une itération de l'algorithme, au cours de laquelle les performances de chaque dimensionnement de la population sont évaluées.

L'algorithme d'optimisation NSGA-II consiste à évaluer une succession de N_{gen} générations, en conservant les meilleurs dimensionnements d'une génération à une autre, c'est-à-dire ceux présentant les meilleures performances au regard des objectifs à minimiser, et en rejetant les dimensionnements les moins performants. L'organigramme de l'algorithme génétique est présenté dans la Figure IV-17 ; les différentes étapes de l'algorithme NSGA-II sont décrites ci-après :

- Une population initiale de N_{ind} individus est d'abord créée aléatoirement, afin d'être utilisée lors de la 1^{ère} génération ;
- Chaque génération consiste à évaluer les performances de $2N_{ind}$ individus : les N_{ind} parents issus de la génération précédente, auxquels sont ajoutés N_{ind} enfants issus de l'application d'opérateurs génétiques. Ceux-ci apportent une diversification des individus à chaque génération, afin d'explorer l'espace des solutions. Deux types d'opérateurs génétiques (appelés aussi opérateurs d'évolution) sont appliqués aux individus les plus performants de la population parent (phase de sélection) :
 - Croisement : les chromosomes de deux individus (2 parents) sont échangés de manière à créer deux nouveaux individus (2 enfants), soit deux nouveaux dimensionnements.
 - Mutation : un des chromosomes d'un individu est modifié, aboutissant à un nouveau dimensionnement.

Une sélection de N_{ind} individus est ensuite effectuée parmi les $2N_{ind}$ individus: les individus dominants sont conservés (approche élitiste), puis la population est complétée si besoin avec les meilleurs individus restants de manière à obtenir une nouvelle population de N_{ind} individus utilisée lors de la génération suivante. Ainsi, les meilleurs individus ne sont jamais perdus d'une génération à une autre.

L'algorithme génétique est exécuté tant que le nombre de générations N_{gen} n'a pas été atteint.

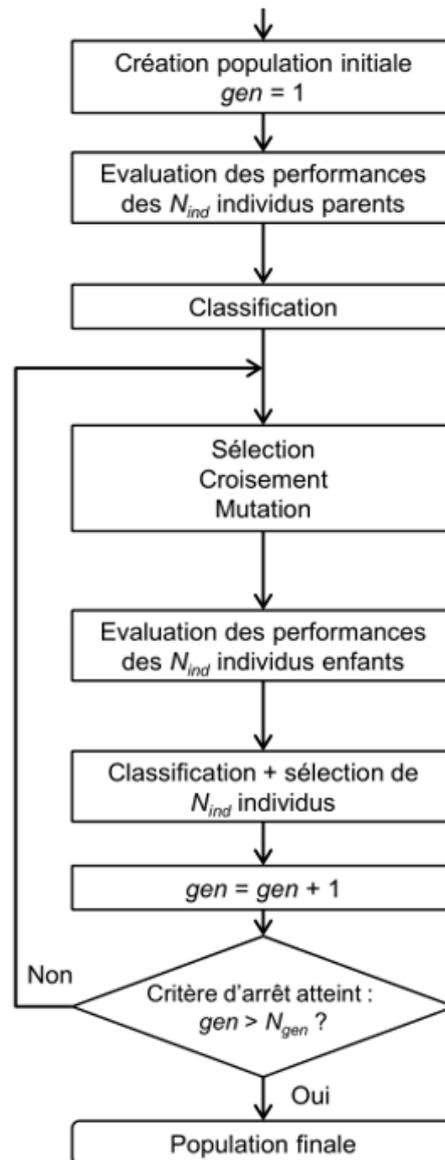


Figure IV-17 Organigramme de l'algorithme NSGA-II

L'algorithme génétique NSGA-II [54] est implémenté sur le logiciel MATLAB 2017b. Les valeurs retenues ont été obtenues après un balayage de différentes valeurs [54]. Elles permettent d'obtenir un bon compromis entre une convergence vers un front de solutions optimales et un temps de calcul acceptable.

IV.3. Résultats d'optimisation technico-économique

Nous allons étudier trois différentes architectures de ce système PV linéaire de 5MW :

- L'architecture centralisée avec deux postes de bocages, intégrant chacun un onduleur 2500 kW Sunny Central et un transformateur. Le schéma de principe de cette architecture est présenté dans la Figure IV-18.
- L'architecture moins centralisée avec quatre onduleurs de 1250 kW chacun. Les onduleurs sont placés de façon équidistante avec les deux transformateurs. Le schéma de principe de cette architecture est présenté dans la Figure IV-19.
- L'architecture décentralisée avec 76 onduleurs strings de 66 kW, chacun de type Huawei Sun2000-60KTL. Les onduleurs sont placés près des chaines de PV. Le schéma de principe de cette architecture est présenté dans la Figure IV-20.
- La tension DC maximale des trois architectures est limitée à 1500V.

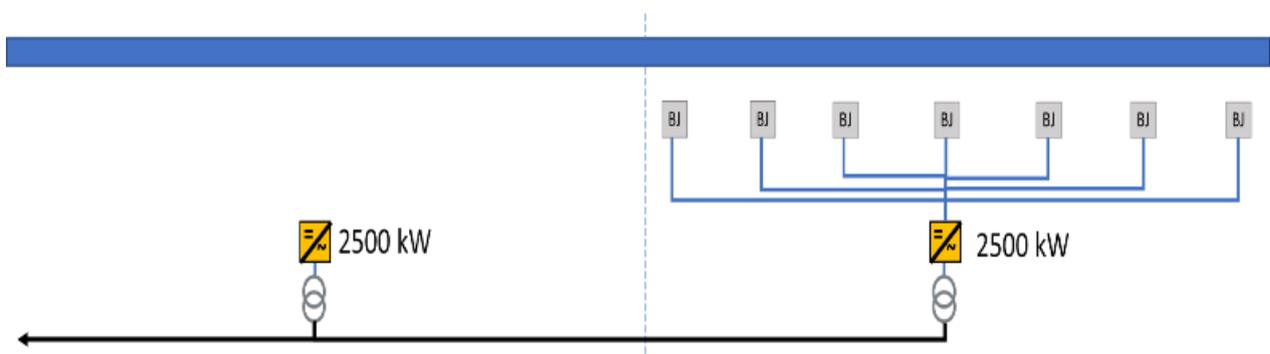


Figure IV-18 Schéma principe de l'architecture centralisée avec deux onduleurs 2500kW

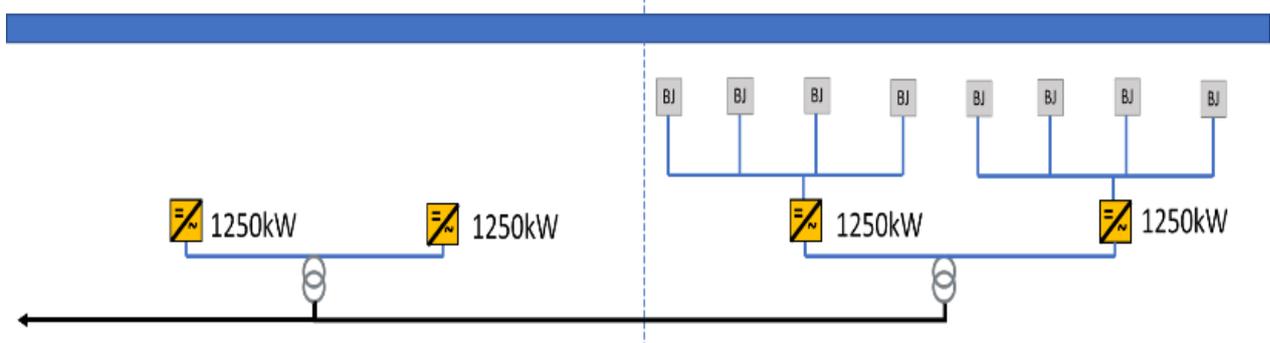


Figure IV-19 Schéma principe de l'architecture centralisée avec quatre onduleurs 1250kW

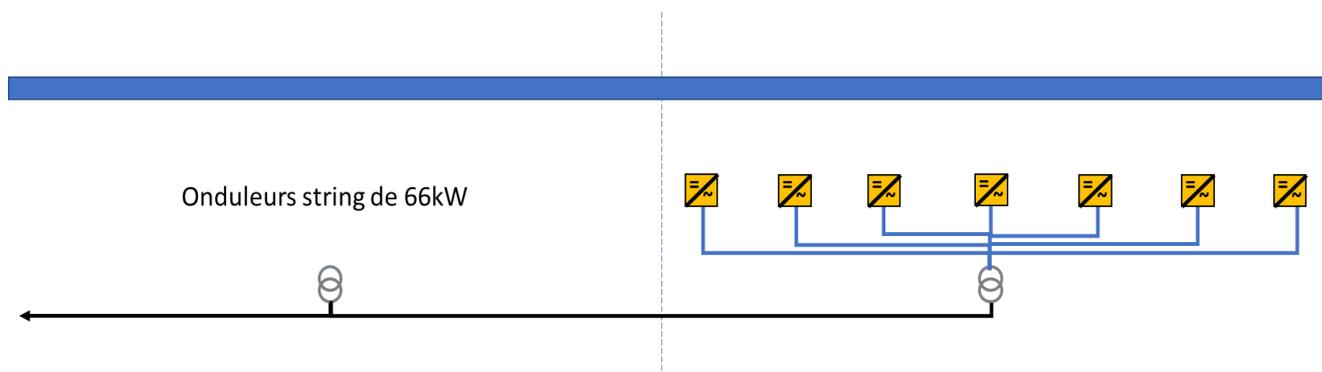


Figure IV-20 Schéma principe de l'architecture décentralisée avec des onduleurs strings 66kW

Le résultat d'optimisation de la configuration de chacune des architectures électriques est présenté dans le Tableau IV-5.

Puissance d'onduleur (kW)	2500	1250	66
Nombre d'onduleur	2	4	76
Nombre de panneaux en série (Ns)	24	24	15
Section câble chaine_BJ (mm ²)	6	6	6
Section câble BJ_Onduleur (mm ²)	120	70	6
Section câble onduleur_transfo (mm ²)	Négligeable	2x300	240
Longueur totale câble chaine_BJ (m)	23232	23232	3648
Longueur totale câble BJ_Onduleur (m)	50688	25344	43776
Longueur totale câble onduleur_transfo (m)	Négligeable	4599	116430

Tableau IV-5 Configuration des trois architectures électriques

On voit bien qu'il y a une grande différence dans la section et la longueur des câbles dans les trois cas.

- L'architecture la plus centralisée avec des onduleurs de 2500kW requiert beaucoup de grands câbles BJ_Onduleur (environ 50km de câble DC de section de 120mm²). Pourtant, comme les deux gros onduleurs sont installés dans la même poste de bocage avec les transformateurs, leurs câbles onduleur-transformateur, ou câble AC, sont de longueur négligeable.
- Dans le cas des onduleurs 1250kW, la demande de câble DC est moins importante qu'au premier cas. Pourtant comme des quatre onduleurs centralisés sont installés assez loin des deux transformateurs, cette configuration nécessite des gros câbles AC (de section 2x300mm²) afin de pouvoir transporter de grandes puissances vers les postes de transformation.
- L'architecture décentralisé avec les onduleurs strings demande logiquement beaucoup moins de câbles DC (de petite section et de courte longueur) mais la longueur des câbles

AC reliant les 76 onduleurs aux deux transformateurs devient très importante (environ 116km).

Le récapitulatif des pertes DC et AC des trois cas est présenté dans la Figure IV-21 tandis que les comparaisons des coûts des câbles et le LCOE sont présentées dans la Figure IV-22 et la Figure IV-23 respectivement.

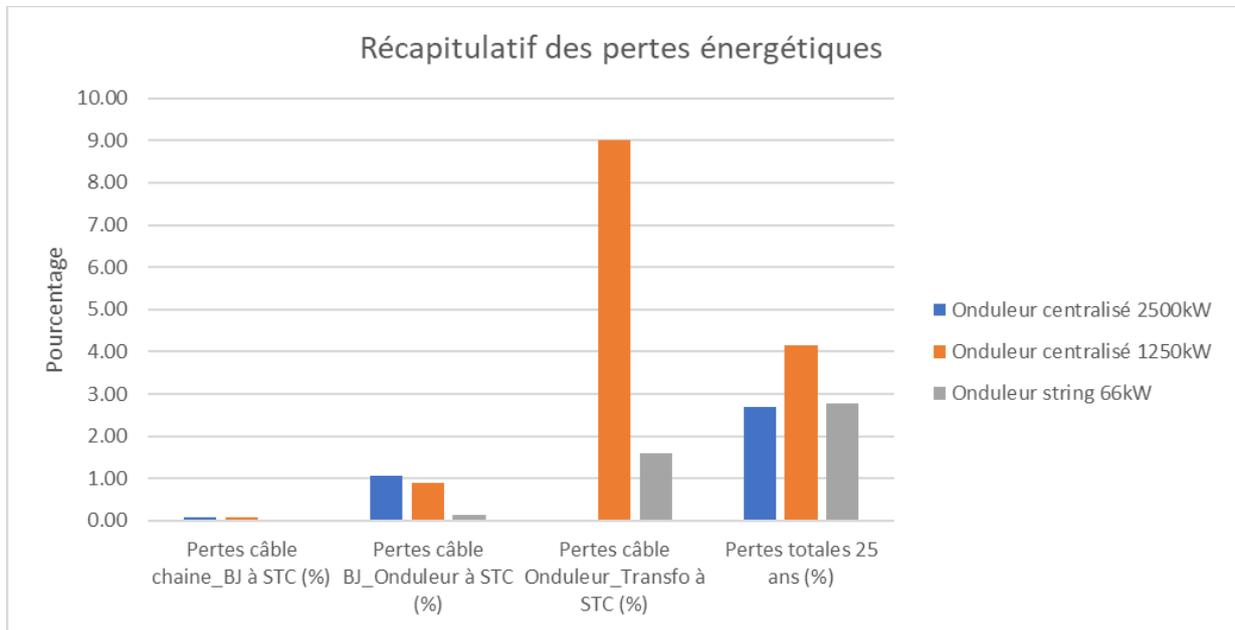


Figure IV-21 Pertes énergétiques des trois architectures électriques

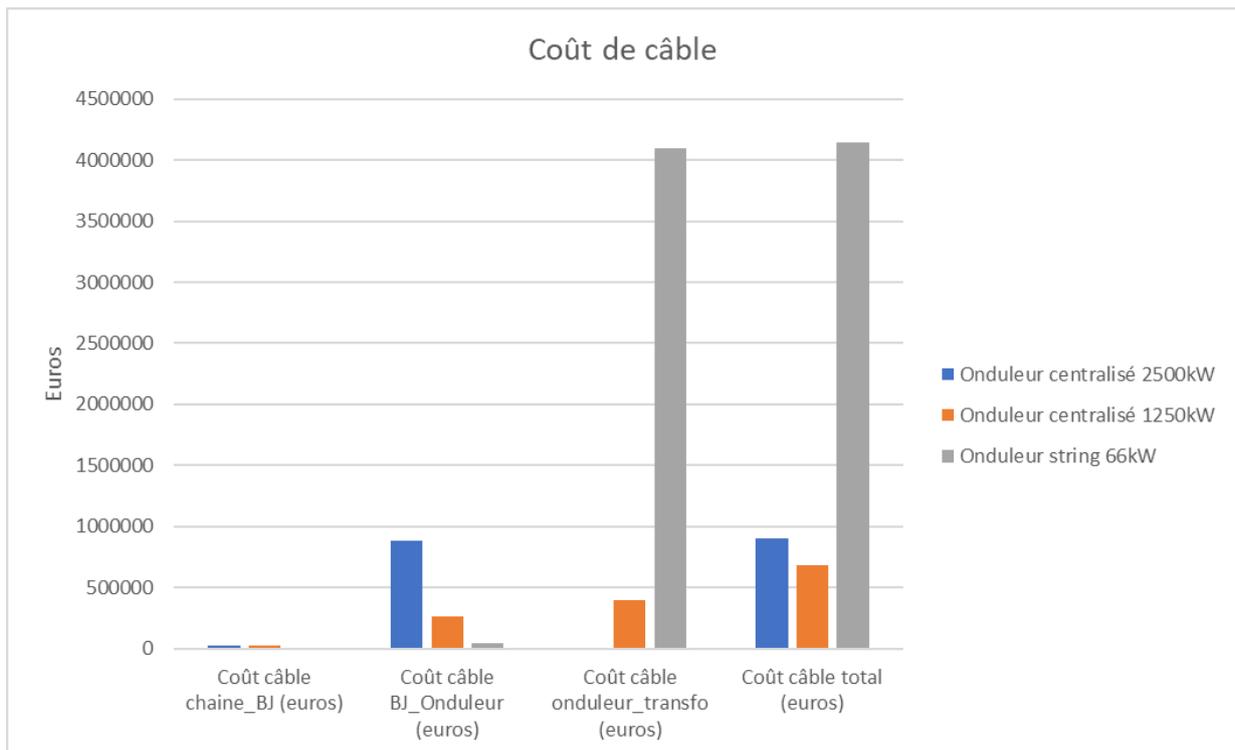


Figure IV-22 Coût des câbles des trois architectures électriques.

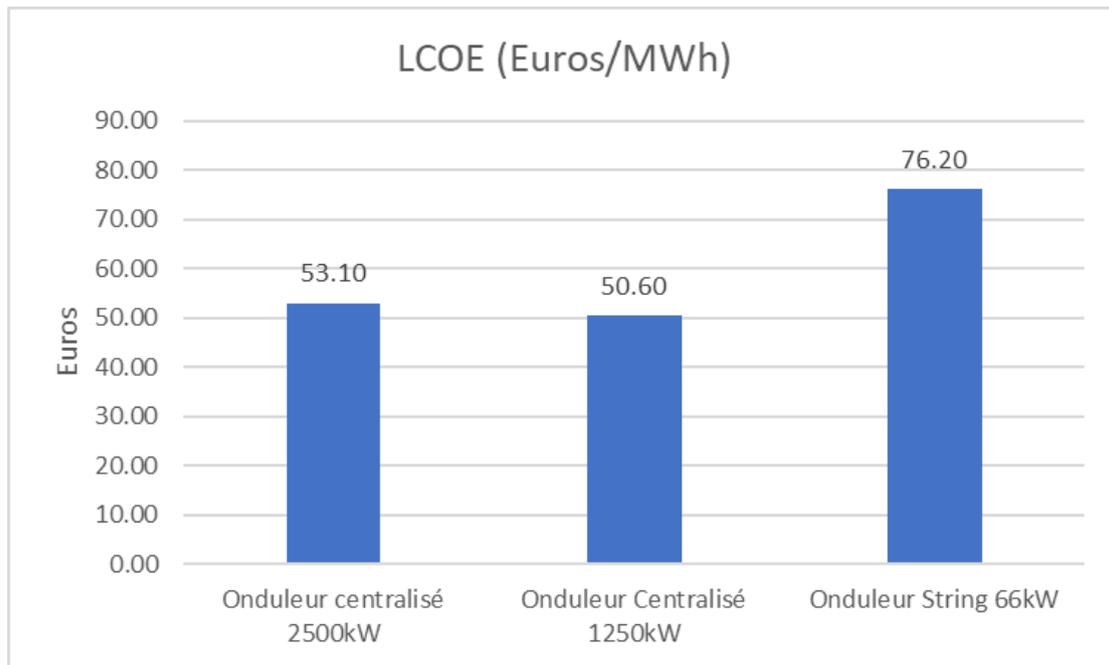


Figure IV-23 LCOE des trois architectures électriques

L'effet de la différence dans la configuration des trois architectures se voit très clairement dans le récapitulatif des pertes et des coûts des câbles. Les pertes du côté DC sont importantes dans les deux architectures centralisées, tandis qu'elles sont presque négligeables dans l'architecture décentralisée. Au contraire, les pertes AC des deux dernières architectures électriques sont assez grandes, ce qui est prévisible vu la quantité de câble AC qu'elles demandent.

Au niveau du coût, l'architecture décentralisée coûte beaucoup plus cher les deux autres architectures. Tandis que l'architecture centralisé avec des onduleurs 1250kW est la moins chère des trois architectures. L'augmentation du coût de l'architecture décentralisée vient de la grande quantité des câbles AC nécessaire pour relier les petits onduleurs aux postes de transformations. Ce résultat montre un grand point faible de l'architecture décentralisée dans la conception des grands systèmes PV linéaires lorsque le nombre des postes de transformations est limité.

Ces différences de coût et de pertes énergétique se voient logiquement dans le résultat final de calcul de LCOE. L'architecture décentralisée est la plus chère des trois architectures électriques (76,2 euros vs 53,1 euros et 48,9 euros). Cette différence vient non seulement des coûts des câbles mais aussi du coût de la main-d'œuvre et le coût d'entretien plus élevé. Selon l'étude réalisée par Schneider en 2017, le coût de la main-d'œuvre et le coût d'entretien de cette architecture est respectivement 0.3 centimes \$/W et 10 centimes \$/W plus cher que les architectures centralisées.

Une autre possibilité pour mieux adapter l'architecture décentralisée au grand système PV linéaire est d'augmenter le nombre de poste de transformation en utilisant de plus petits transformateurs, dit décentralisés. Le schéma principe de cette deuxième architecture décentralisée est présenté dans la Figure IV-24. Dans cette configuration, deux onduleurs strings sont reliés à un transformateur décentralisé BT/HTA. On a donc au total 38 transformateurs décentralisés. Ces transformateurs sont connectés au réseau électrique via deux points de connexions.

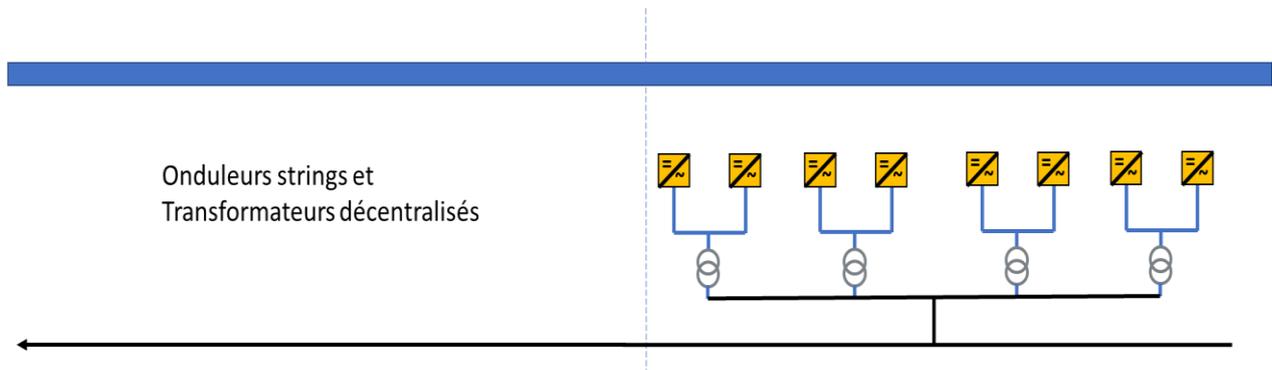


Figure IV-24 Schéma principe de l'architecture avec des onduleurs strings et transformateurs décentralisés

La Figure IV-25 montre une grande différence entre le coût de câble des deux architectures décentralisées. Dans la deuxième architecture, l'augmentation de la tension AC de 400V à 20kV dès la sortie des onduleurs strings grâce aux transformateurs décentralisés réduit significativement le volume de câble AC nécessaire pour transporter l'énergie produite de l'onduleur au réseau. Cette réduction permet non seulement de baisser le coût total du câblage mais aussi de baisser des pertes énergétiques de la partie AC de la centrale PV linéaire (Figure IV-26). La baisse des pertes et du coût de l'investissement entraîne une baisse importante du LCOE final (comme présenté la Figure IV-27). Avec un LCOE très faible (45,7 euros par MWh), cette deuxième architecture décentralisée devient l'architecture la moins chère des quatre architectures présentées. Dès lors, cette architecture décentralisée serait à privilégier dans la conception des grandes centrales PV linéaires.

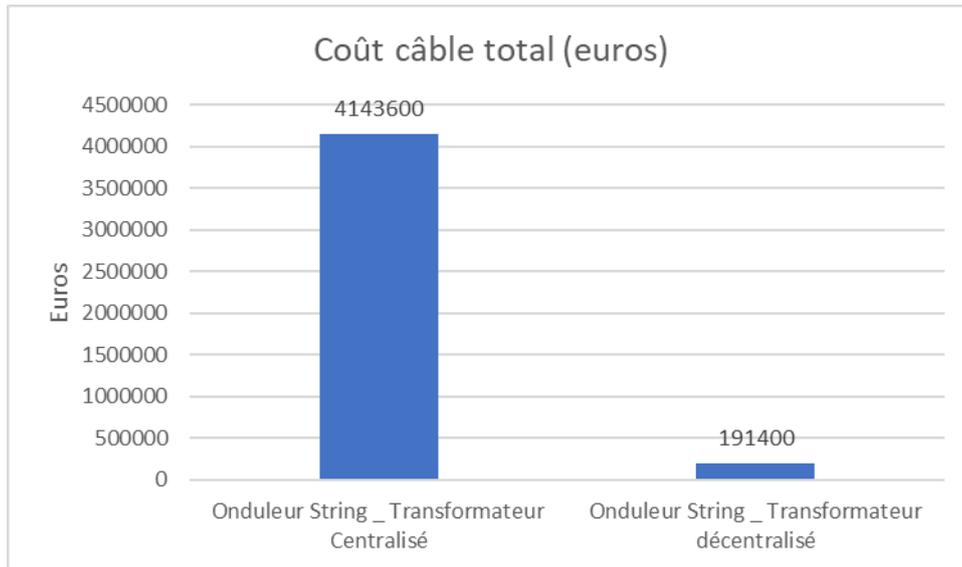


Figure IV-25 Comparaison de coût de câble des deux architectures décentralisées

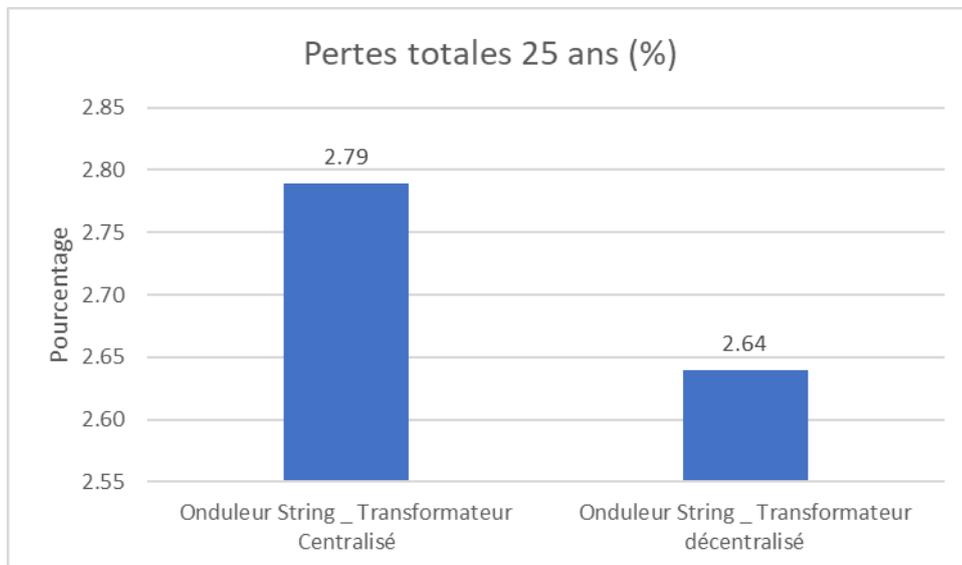


Figure IV-26 Comparaison des pertes énergétiques en 25 ans des deux architectures décentralisées

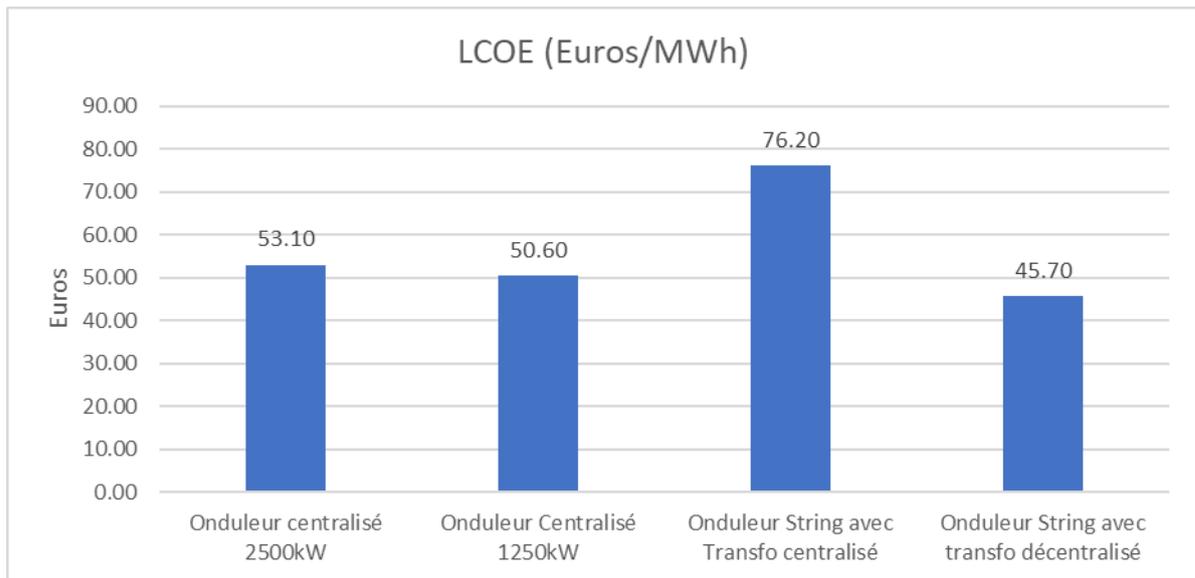


Figure IV-27 Comparaison de LCOE des quatre architectures électriques

Pour aller plus loin, nous avons réalisé aussi une optimisation pour l'architecture centralisée avec l'onduleur de 2500kW avec un niveau de tension DC élevé, de 3000V (qui nécessiterait une nouvelle réglementation et de nouveaux équipements). La comparaison des coûts des câbles et le LCOE final se trouvent dans les Figure IV-28 et Figure IV-29. On peut observer qu'avec une augmentation de tension DC, on arrive à réduire significativement l'ensemble des coûts des câbles et le LCOE final, avec une hypothèse d'une augmentation de 20% dans le calcul du prix des câbles DC de 3000V (qui n'existent pas à ce jour) par rapport à ceux existants en 1500V. Cela montre l'intérêt important de l'augmentation du niveau de tension DC dans la conception des grands systèmes PV linéaires (d'ailleurs, certains designers de centrales PV conventionnelles s'intéressent déjà à une tension de 2000 V).

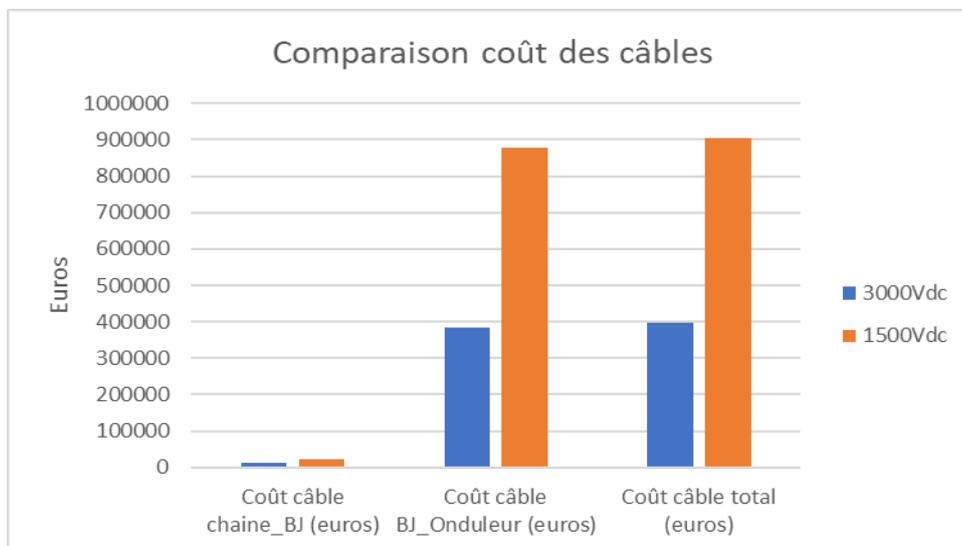


Figure IV-28 Comparaison du coût des câbles des cas 3000Vdc et 1500Vdc centralisés

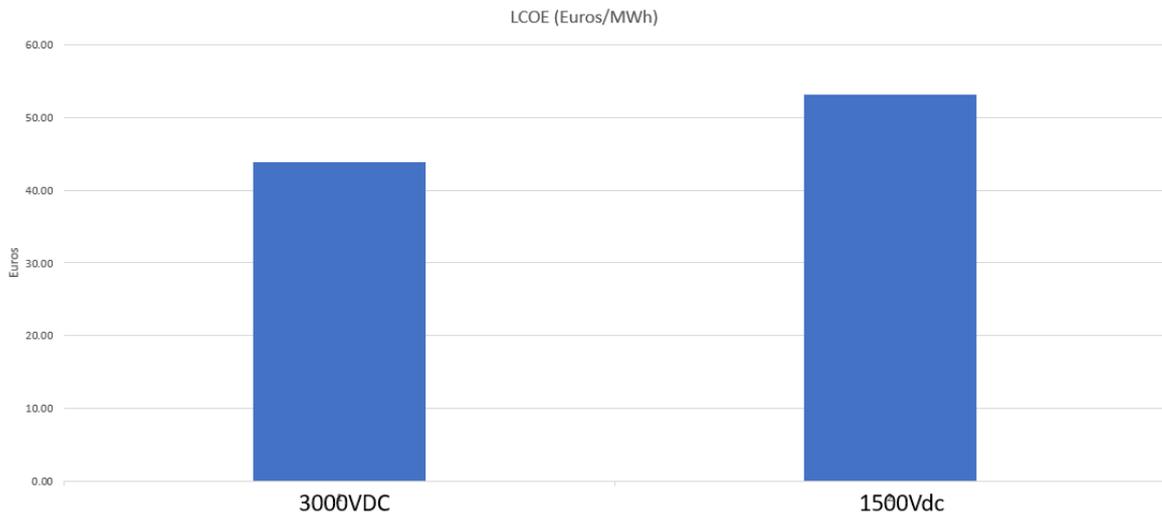


Figure IV-29 Comparaison du LCOE des cas 3000Vdc et 1500Vdc centralisés

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté d’abord un outil de modélisation simplifié qui est à la fois précis et rapide pour les études d’optimisation. On a étudié par la suite l’optimisation technico-économique des grands systèmes PV linéaires en optimisant le LCOE de différentes architectures électriques possibles de ce type de système PV. On a vu que pour un tel grand système PV linéaire, l’architecture décentralisée (avec onduleurs strings et transformateurs décentralisés) reste un bon choix par rapport à d’autres architectures électriques. Avec la baisse sans cesse des prix des petits onduleurs au cours des années récentes, on peut espérer que l’architecture décentralisées avec des petits onduleurs strings, qui sont plus robustes et flexibles, deviendra de plus en plus rentable. En outre, dans l’avenir, si on arrive à augmenter le niveau tension DC (jusqu’à 3000Vdc par exemple), on pourrait réduire considérablement le CAPEX, ou même l’OPEX des grandes centrales PV linéaires.

V. SERVICES CONTRIBUES AU RESEAU PAR LES SYSTEMES PV LINEAIRES

V.1. Introduction

Le développement de commutateurs à semi-conducteurs contrôlables et des technologies de convertisseur de source de tension (VSC : Voltage-Source Converter) élargit rapidement les domaines d'applications des systèmes à courant continu à haute tension (HVDC : High-Voltage Direct Current) et des systèmes AC de transport flexibles (FACTS : Flexible AC Transmission Systems) dans les réseaux électriques. Les systèmes HVDC basés sur VSC présentent en effet plusieurs avantages par rapport aux systèmes HVDC traditionnels basés sur un convertisseur commuté en ligne (LCC: Line-Commutated Converter). La technologie VSC – HVDC combine un transistor bipolaire à grille isolée (IGBT) basé sur VSC avec les lignes DC de transport de puissance jusqu'à plusieurs milliers de MW. Les applications potentielles des systèmes VSC – HVDC incluent les interconnexions de systèmes asynchrones, l'intégration au réseau de parcs éoliens offshore, l'électrification des îles éloignées et des stations pétrolières et gazières, les systèmes à courant continu multi terminaux [55] [56] [57] [58] [59] [60] [61] [62] [63], et *les systèmes PV linéaires comme dans cette thèse.*

Les systèmes VSC-HVDC peuvent indépendamment maîtriser les puissances actives et réactives en maintenant la tension et la fréquence stables, en particulier pour alimenter des réseaux très faibles. Diverses VSC topologies, y compris les topologies conventionnelles à deux niveaux et à plusieurs niveaux, les convertisseurs multiniveaux à condensateur flottant et à diode, ont été proposés. Cependant, en raison de la complexité des contrôles et des limites pratiques, les installations du système VSC – HVDC ont été limitées aux convertisseurs à diode à deux et trois niveaux. Récemment, le développement du convertisseur modulaire multiniveaux (MMC : Modular Multilevel Converters) technologie avec modules demi-pont connectés en série, a surmonté les limitations d'autres topologies de convertisseurs multiniveaux pour les applications HVDC. Les topologies MMC permettent l'utilisation d'une fréquence de commutation inférieure pour réduire les pertes du convertisseur. De plus, les exigences de filtre sont éliminées en utilisant un nombre important de niveaux par phase. Atteindre de plus hautes tensions est facilité et la fiabilité est améliorée en augmentant le nombre de sous-modules (SM : submodules) par bras multi-valves. Cela confère un avantage important à l'application des systèmes PV linéaires.

L'installation de systèmes PV linéaire, en particulier de forte puissance (quelques centaines de MW) , peut présenter des avantages très intéressants lorsque ceux-ci sont étendus et couvrent des distances notables. Ces systèmes peuvent contribuer de manière importante aux services systèmes pour le réseau électrique.

Les services auxiliaires ou encore services systèmes sont des services nécessaires pour tout gestionnaire de réseau et permettent d'assurer un fonctionnement fiable, stable et efficace du réseau électrique. Par suite, les services systèmes sont un facteur déterminant pour la qualité et la robustesse d'un réseau électrique ; ceux-ci comprennent :

- **SERV1** : Réglage de fréquence: gestion des réserves de puissance active, réglage primaire, réglage secondaire et réglage tertiaire de fréquence
- **SERV2** : Réglage de la tension
- **SERV3** : Amélioration de la stabilité du réseau (fréquence, tension et angle rotorique ou angulaire)
- **SERV4** : Capacité de support en cas de court-circuit
- **SERV5** : Gestion des congestions
- **SERV6** : Compensation des pertes de transport...

Dans ce chapitre nous allons étudier le réseau de transport de New England, lequel comporte 39 nœuds principaux. Ce réseau est modélisé avec les logiciels EMTP et Powerfactory, dans le cas d'un système PV linéaire. Ce réseau comporte six centrales PV de 50 MW. Une liaison DC (DC Link) relie ces six centrales PV via des convertisseurs DC/DC. Deux VSC (Voltage Source Converter) connectent ce bus DC au réseau AC.

Dans ce chapitre, les points suivants seront traités :

- Tout d'abord, la modélisation du système du convertisseur modulaire multiniveaux VSC-MMC;
- Le calcul de la répartition de puissance (loadflow) d'un système Mix AC/DC;
- La capacité du système PV linéaire face au court-circuit ;
- L'amélioration de la stabilité du réseau (fréquence, tension et angle rotorique ou angulaire) par le système PV linéaire ;
- Et enfin la participation du système PV linéaire à la gestion de la congestion du réseau.

Plusieurs méthodes de contrôle sont disponibles pour le contrôle de niveau supérieur. Parmi elles, les commandes de puissance-angle (P/δ) et de courant vectoriel sont les plus largement utilisées. Le principe du contrôle de puissance-angle est simple. La puissance active est contrôlée par le décalage de l'angle entre le VSC et le système à courant alternatif, tandis que la puissance réactive est contrôlée en faisant varier l'amplitude de la tension VSC. La commande de puissance-angle (ou commande V/f) est utilisée lorsque le convertisseur VSC est connecté à un système à courant alternatif avec une charge passive ou pour des applications éoliennes. Le contrôle du courant vectoriel est une technologie basée sur le contrôle du courant. Ainsi, il peut naturellement limiter le courant circulant dans le convertisseur lors de perturbations. Le principe de base du contrôle de courant vectoriel est de réguler indépendamment les puissances active et réactive instantanées via une boucle de contrôle rapide de courant interne. En utilisant une technique de décomposition dq avec la tension du réseau comme référence de phase, la boucle de contrôle de courant interne découple le courant en composantes d et q, où les boucles externes peuvent utiliser le composant d pour contrôler la puissance active ou la tension DC, et la composante q pour contrôler la puissance réactive ou la tension AC. En raison de son implication dans le système de transmission HVDC, le contrôle du courant vectoriel est devenu la méthode de contrôle dominante pour les VSC connectés au réseau dans presque toutes les applications aujourd'hui.

V.2.1. Contrôle de niveau supérieur: Contrôle VSC

Le modèle VSC-MMC présenté dans cette thèse utilise la classique stratégie de contrôle vectoriel qui calcule une tension à travers les inductances du transformateur et du bras qui sont nécessaires pour changer le courant de la valeur actuelle à la valeur de référence. Les ordres courants de dq0-frame au contrôleur sont calculés à partir de la puissance active de consigne ou de tension DC et de la puissance réactive. Le contrôleur interne permet de contrôler la tension AC du convertisseur. Les courants actifs et réactifs dans le dq0-frame peuvent être indépendamment commandés via une commande proportionnelle-intégrale (PI). La commande de puissance réactive permet de maintenir la tension AC dans des limites acceptables.

V.2.2. Contrôle de niveau inférieur: contrôle MMC

Les déséquilibres de tension entre les phases du bras de la MMC introduisent des courants de circulation contenant une deuxième composante harmonique qui non seulement déforme les courants de bras, mais augmente également l'ondulation des tensions SM. Les courants de circulation peuvent être éliminés en utilisant un contrôle actif sur la tension AC de référence ou

en ajoutant un condensateur parallèle (filtre résonant) entre les points milieu des inductances des bras supérieur et inférieur sur chaque phase. Le modèle MMC proposé utilise le contrôle de suppression du courant de circulation (CCSC : circulating current suppression control). Ce contrôle élimine la deuxième composante harmonique du courant de circulation réduisant considérablement l'ondulation de tension sur les condensateurs SM.

Par conséquent, des méthodes de type escalier plus efficaces, telles que la technique de contrôle de niveau le plus proche (NLC : nearest level control) sont utilisées (Figure V-1). Les tensions de condensateur de tous les SM doivent être équilibrées pendant le fonctionnement normal. Cette tension doit être surveillée et les condensateurs commutés (on/off) sur la base d'une commande d'équilibrage (BCA : balancing control algorithm). L'algorithme de contrôle d'équilibrage nécessite des mesures de toutes les tensions de condensateur à chaque point temporel, afin de les trier avant de sélectionner les SM inférieur allumé.

V.3. Calcul de Loadflow d'un système AC/DC

Pour effectuer les études, un réseau de transport de New England de 39 nœuds, dont 10 générateurs synchrones (G1-G10 : centrales électriques) est utilisé (Figure V-2). C'est un réseau américain de fréquence 60 Hz et de tension 345 kV. La production et la consommation totales sont respectivement de 6200 MW et 6100 MW. Dans cette partie, on suppose que six systèmes PV, avec une puissance totale de 300 MW (50x6), sont raccordés à ce réseau entre le nœud 26 et le nœud 29 via deux convertisseurs VSC avec une puissance de 400MVA (VSC1=VSC2=400 MVA ou 4 pu). Les systèmes PV sont connectés sur un réseau HVDC via six convertisseurs VSC. La tension DC est de +/-200kV DC. Ce réseau est utilisé pour étudier les services contribués par ce système PV linéaire.

Avant de lancer les simulations, un calcul de répartition de puissance (loadflow) est nécessaire pour déterminer les conditions initiales. Le résultat de calcul de load flow triphasé est présenté dans le Tableau V-1.

Les Figure V-3 et Figure V-4 présentent les puissances actives et réactives des générateurs.

Les Figure V-5 et Figure V-6 présentent les puissances actives et réactives des consommations (charges).

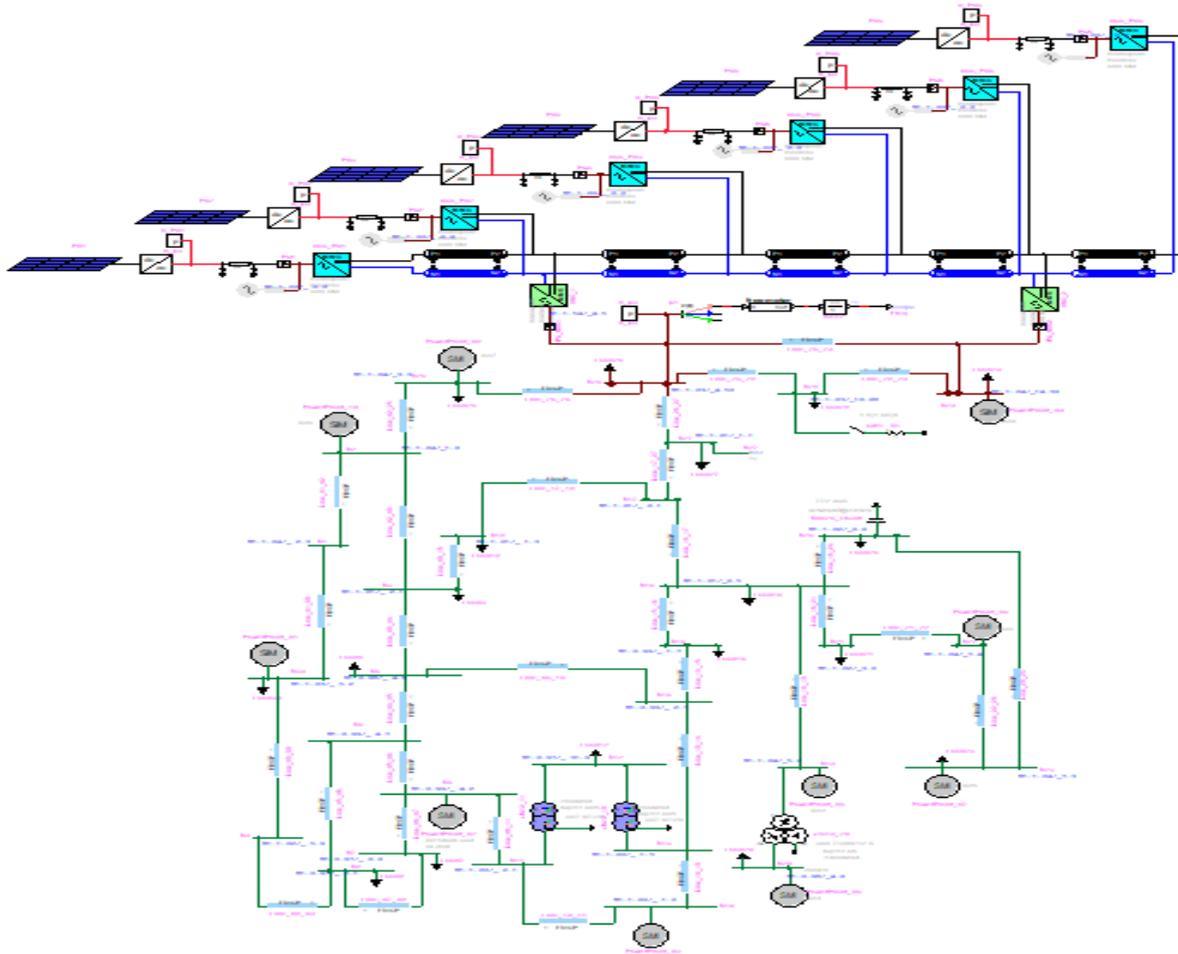


Figure V-2 Réseau de transport avec un système PV linéaire

Bus	Type	Vabc (kV,deg)		P (W)	Q (VAR)	Eabc (kV,deg)		Iabc (A,deg)	
PowerPlant_02	Slack	1.96E+01	-3.00E+01	2.81E+08	2.27E+08	3.69E+01	-3.35E+00	1.51E+04	-6.90E+01
		1.96E+01	-1.50E+02			3.69E+01	-1.23E+02	1.51E+04	1.71E+02
		1.96E+01	9.00E+01			3.69E+01	1.17E+02	1.51E+04	5.10E+01
PowerPlant_01	PVbus	3.55E+02	-3.52E+01	1.00E+09	2.33E+08	3.76E+02	-2.52E+01	2.36E+03	-4.83E+01
		3.55E+02	-1.55E+02			3.76E+02	-1.45E+02	2.36E+03	-1.68E+02
		3.55E+02	8.48E+01			3.76E+02	9.48E+01	2.36E+03	7.17E+01
PowerPlant_03	PVbus	1.97E+01	-2.29E+01	6.50E+08	2.65E+08	4.59E+01	2.15E+01	2.91E+04	-4.51E+01
		1.97E+01	-1.43E+02			4.59E+01	-9.85E+01	2.91E+04	-1.65E+02
		1.97E+01	9.71E+01			4.59E+01	1.42E+02	2.91E+04	7.49E+01
PowerPlant_04	PVbus	1.99E+01	-1.91E+01	6.32E+08	1.78E+08	4.41E+01	2.93E+01	2.69E+04	-3.49E+01
		1.99E+01	-1.39E+02			4.41E+01	-9.07E+01	2.69E+04	-1.55E+02
		1.99E+01	1.01E+02			4.41E+01	1.49E+02	2.69E+04	8.51E+01
PowerPlant_05	PVbus	2.02E+01	-2.00E+01	5.08E+08	2.05E+08	7.96E+01	3.44E+01	2.22E+04	-4.21E+01
		2.02E+01	-1.40E+02			7.96E+01	-8.56E+01	2.22E+04	-1.62E+02
		2.02E+01	1.00E+02			7.96E+01	1.54E+02	2.22E+04	7.79E+01
PowerPlant_06	PVbus	2.10E+01	-1.76E+01	6.50E+08	2.64E+08	4.54E+01	2.49E+01	2.73E+04	-3.97E+01
		2.10E+01	-1.38E+02			4.54E+01	-9.51E+01	2.73E+04	-1.60E+02
		2.10E+01	1.02E+02			4.54E+01	1.45E+02	2.73E+04	8.03E+01
PowerPlant_07	PVbus	2.13E+01	-1.49E+01	5.60E+08	1.37E+08	4.23E+01	3.21E+01	2.21E+04	-2.87E+01
		2.13E+01	-1.35E+02			4.23E+01	-8.79E+01	2.21E+04	-1.49E+02
		2.13E+01	1.05E+02			4.23E+01	1.52E+02	2.21E+04	9.13E+01
PowerPlant_08	PVbus	2.06E+01	-1.99E+01	5.40E+08	7.88E+07	3.90E+01	3.04E+01	2.17E+04	-2.82E+01
		2.06E+01	-1.40E+02			3.90E+01	-8.96E+01	2.17E+04	-1.48E+02
		2.06E+01	1.00E+02			3.90E+01	1.50E+02	2.17E+04	9.18E+01
PowerPlant_09	PVbus	2.05E+01	-8.53E+00	8.30E+08	1.11E+08	4.19E+01	4.48E+01	3.33E+04	-1.61E+01
		2.05E+01	-1.29E+02			4.19E+01	-7.52E+01	3.33E+04	-1.36E+02
		2.05E+01	1.11E+02			4.19E+01	1.65E+02	3.33E+04	1.04E+02
PowerPlant_10	PVbus	2.09E+01	-2.60E+01	2.50E+08	1.70E+08	2.40E+01	-1.63E+01	1.18E+04	-6.03E+01
		2.09E+01	-1.46E+02			2.40E+01	-1.36E+02	1.18E+04	1.80E+02
		2.09E+01	9.40E+01			2.40E+01	1.04E+02	1.18E+04	5.97E+01
VSC_PV1	PQbus	6.30E+01	-9.16E-17	5.00E+07	9.33E-10	6.30E+01	7.22E-03	6.48E+02	5.13E-11
		6.30E+01	-1.20E+02			6.30E+01	-1.20E+02	6.48E+02	-1.20E+02
		6.30E+01	1.20E+02			6.30E+01	1.20E+02	6.48E+02	1.20E+02
VSC_PV2	PQbus	6.30E+01	-9.16E-17	5.00E+07	9.33E-10	6.30E+01	7.22E-03	6.48E+02	5.13E-11
		6.30E+01	-1.20E+02			6.30E+01	-1.20E+02	6.48E+02	-1.20E+02
		6.30E+01	1.20E+02			6.30E+01	1.20E+02	6.48E+02	1.20E+02

VSC_PV3	PQbus	6.30E+01	1.20E+02	5.00E+07	9.33E-10	6.30E+01	1.20E+02	6.48E+02	1.20E+02
		6.30E+01	-9.16E-17			6.30E+01	7.22E-03	6.48E+02	5.13E-11
		6.30E+01	-1.20E+02			6.30E+01	-1.20E+02	6.48E+02	-1.20E+02
VSC_PV4	PQbus	6.30E+01	1.20E+02	5.00E+07	9.33E-10	6.30E+01	1.20E+02	6.48E+02	1.20E+02
		6.30E+01	-9.16E-17			6.30E+01	7.22E-03	6.48E+02	5.13E-11
		6.30E+01	-1.20E+02			6.30E+01	-1.20E+02	6.48E+02	-1.20E+02
VSC_PV5	PQbus	6.30E+01	1.20E+02	5.00E+07	9.33E-10	6.30E+01	1.20E+02	6.48E+02	1.20E+02
		6.30E+01	-9.16E-17			6.30E+01	7.22E-03	6.48E+02	5.13E-11
		6.30E+01	-1.20E+02			6.30E+01	-1.20E+02	6.48E+02	-1.20E+02
VSC_PV6	PQbus	6.30E+01	1.20E+02	5.00E+07	9.33E-10	6.30E+01	1.20E+02	6.48E+02	1.20E+02
		6.30E+01	-9.16E-17			6.30E+01	7.22E-03	6.48E+02	5.13E-11
		6.30E+01	-1.20E+02			6.30E+01	-1.20E+02	6.48E+02	-1.20E+02
VSC_1	PQbus	3.55E+02	4.50E+00	1.00E+08	1.16E-08	3.55E+02	4.50E+00	2.30E+02	4.50E+00
		3.55E+02	-1.16E+02			3.55E+02	-1.16E+02	2.30E+02	-1.16E+02
		3.55E+02	1.24E+02			3.55E+02	1.24E+02	2.30E+02	1.24E+02
VSC_2	PQbus	3.58E+02	1.44E+01	2.00E+08	-2.98E-08	3.58E+02	1.44E+01	4.57E+02	1.44E+01
		3.58E+02	-1.06E+02			3.58E+02	-1.06E+02	4.57E+02	-1.06E+02
		3.58E+02	1.34E+02			3.58E+02	1.34E+02	4.57E+02	1.34E+02
Total Generation				6.20E+09	1.87E+09				
Load3/Load03_a	PQload	2.52E+01	-3.67E+01	1.07E+08	8.00E+05			1.04E+04	-3.71E+01
Load3/Load03_b	PQload	2.52E+01	-1.57E+02	1.07E+08	8.00E+05			1.04E+04	-1.57E+02
Load3/Load03_c	PQload	2.52E+01	8.33E+01	1.07E+08	8.00E+05			1.04E+04	8.29E+01
Load4/Load04a	PQload	2.37E+01	-3.92E+01	1.67E+08	6.13E+07			1.83E+04	-5.94E+01
Load4/Load04b	PQload	2.37E+01	-1.59E+02	1.67E+08	6.13E+07			1.83E+04	-1.79E+02
Load4/Load04c	PQload	2.37E+01	8.08E+01	1.67E+08	6.13E+07			1.83E+04	6.06E+01
Load7/Load07_a	PQload	2.37E+01	-4.02E+01	7.79E+07	2.80E+07			8.56E+03	-6.00E+01
Load7/Load07_b	PQload	2.37E+01	-1.60E+02	7.79E+07	2.80E+07			8.56E+03	-1.80E+02
Load7/Load07_c	PQload	2.37E+01	7.98E+01	7.79E+07	2.80E+07			8.56E+03	6.00E+01
Load8/Load08_a	PQload	2.34E+01	-4.21E+01	1.74E+08	5.87E+07			1.92E+04	-6.07E+01
Load8/Load08_b	PQload	2.34E+01	-1.62E+02	1.74E+08	5.87E+07			1.92E+04	-1.79E+02
Load8/Load08_c	PQload	2.34E+01	7.79E+01	1.74E+08	5.87E+07			1.92E+04	5.93E+01
Load12/Load12_a	PQload	2.42E+01	-3.19E+01	2.50E+06	2.93E+07			2.98E+03	-1.17E+02
Load12/Load12_b	PQload	2.42E+01	-1.52E+02	2.50E+06	2.93E+07			2.98E+03	-1.23E+02
Load12/Load12_c	PQload	2.42E+01	8.81E+01	2.50E+06	2.93E+07			2.98E+03	2.99E+00
Load15/Load15_a	PQload	2.39E+01	-3.55E+01	1.07E+08	5.10E+07			1.21E+04	-6.10E+01
Load15/Load15_b	PQload	2.39E+01	-1.55E+02	1.07E+08	5.10E+07			1.21E+04	-1.79E+02
Load15/Load15_c	PQload	2.39E+01	8.45E+01	1.07E+08	5.10E+07			1.21E+04	5.90E+01
Load16/Load16_a	PQload	2.51E+01	-3.32E+01	1.10E+08	1.08E+07			1.08E+04	-3.88E+01
Load16/Load16_b	PQload	2.51E+01	-1.53E+02	1.10E+08	1.08E+07			1.08E+04	-1.59E+02
Load16/Load16_c	PQload	2.51E+01	8.68E+01	1.10E+08	1.08E+07			1.08E+04	8.12E+01
Load18/Load18_a	PQload	2.50E+01	-3.36E+01	5.27E+07	1.00E+07			5.24E+03	-4.43E+01
Load18/Load18_b	PQload	2.50E+01	-1.54E+02	5.27E+07	1.00E+07			5.24E+03	-1.64E+02
Load18/Load18_c	PQload	2.50E+01	8.64E+01	5.27E+07	1.00E+07			5.24E+03	7.57E+01
Load20/Load20_a	PQload	2.40E+01	-3.02E+01	2.09E+08	3.43E+07			2.16E+04	-3.95E+01
Load20/Load20_b	PQload	2.40E+01	-1.50E+02	2.09E+08	3.43E+07			2.16E+04	-1.59E+02
Load20/Load20_c	PQload	2.40E+01	8.98E+01	2.09E+08	3.43E+07			2.16E+04	8.05E+01
Load21/Load21_a	PQload	2.50E+01	-2.90E+01	9.13E+07	3.83E+07			9.69E+03	-5.17E+01
Load21/Load21_b	PQload	2.50E+01	-1.49E+02	9.13E+07	3.83E+07			9.69E+03	-1.72E+02
Load21/Load21_c	PQload	2.50E+01	9.10E+01	9.13E+07	3.83E+07			9.69E+03	6.83E+01
Load23/Load23_a	PQload	2.53E+01	-2.61E+01	8.25E+07	2.82E+07			8.44E+03	-4.50E+01
Load23/Load23_b	PQload	2.53E+01	-1.46E+02	8.25E+07	2.82E+07			8.44E+03	-1.65E+02
Load23/Load23_c	PQload	2.53E+01	9.39E+01	8.25E+07	2.82E+07			8.44E+03	7.50E+01
Load24/Load24_a	PQload	2.54E+01	-3.37E+01	1.03E+08	1.49E-08			9.93E+03	-3.37E+01
Load24/Load24_b	PQload	2.54E+01	-1.54E+02	1.03E+08	7.45E-09			9.93E+03	-1.54E+02
Load24/Load24_c	PQload	2.54E+01	8.63E+01	1.03E+08	9.31E-09			9.93E+03	8.63E+01
Load25/Load25_a	PQload	2.56E+01	-2.97E+01	7.47E+07	1.57E+07			7.29E+03	-4.16E+01
Load25/Load25_b	PQload	2.56E+01	-1.50E+02	7.47E+07	1.57E+07			7.29E+03	-1.62E+02
Load25/Load25_c	PQload	2.56E+01	9.03E+01	7.47E+07	1.57E+07			7.29E+03	7.84E+01
Load26/Load26_a	PQload	2.54E+01	-2.93E+01	4.63E+07	5.67E+06			4.50E+03	-3.63E+01
Load26/Load26_b	PQload	2.54E+01	-1.49E+02	4.63E+07	5.67E+06			4.50E+03	-1.56E+02
Load26/Load26_c	PQload	2.54E+01	9.07E+01	4.63E+07	5.67E+06			4.50E+03	8.37E+01
Load27/Load27_a	PQload	2.45E+01	-3.43E+01	9.37E+07	2.52E+07			9.70E+03	-4.93E+01
Load27/Load27_b	PQload	2.45E+01	-1.54E+02	9.37E+07	2.52E+07			9.70E+03	-1.69E+02
Load27/Load27_c	PQload	2.45E+01	8.57E+01	9.37E+07	2.52E+07			9.70E+03	7.07E+01
Load28/Load28_a	PQload	2.55E+01	-2.31E+01	6.87E+07	9.20E+06			6.67E+03	-3.07E+01
Load28/Load28_b	PQload	2.55E+01	-1.43E+02	6.87E+07	9.20E+06			6.67E+03	-1.51E+02
Load28/Load28_c	PQload	2.55E+01	9.69E+01	6.87E+07	9.20E+06			6.67E+03	8.93E+01
Load29/Load29_a	PQload	2.57E+01	-1.95E+01	9.45E+07	8.97E+06			9.06E+03	-2.49E+01
Load29/Load29_b	PQload	2.57E+01	-1.39E+02	9.45E+07	8.97E+06			9.06E+03	-1.45E+02
Load29/Load29_c	PQload	2.57E+01	1.01E+02	9.45E+07	8.97E+06			9.06E+03	9.51E+01
Load39/Load39_a	PQload	2.52E+01	-3.92E+01	3.68E+08	8.33E+07			3.66E+04	-5.20E+01
Load39/Load39_b	PQload	2.52E+01	-1.59E+02	3.68E+08	8.33E+07			3.66E+04	-1.72E+02
Load39/Load39_c	PQload	2.52E+01	8.08E+01	3.68E+08	8.33E+07			3.66E+04	6.80E+01
PL_02/Load31_a	PQload	1.96E+01	-3.00E+01	3.07E+06	1.53E+06			4.28E+02	-5.66E+01
PL_02/Load31_b	PQload	1.96E+01	-1.50E+02	3.07E+06	1.53E+06			4.28E+02	-1.77E+02
PL_02/Load31_c	PQload	1.96E+01	9.00E+01	3.07E+06	1.53E+06			4.28E+02	6.34E+01
Total Loads				6.10E+09	1.50E+09				
Total Generation-Loads				1.04E+08	3.60E+08				

Tableau V-1 Résultat de répartition de puissance triphasée (Load flow) du système

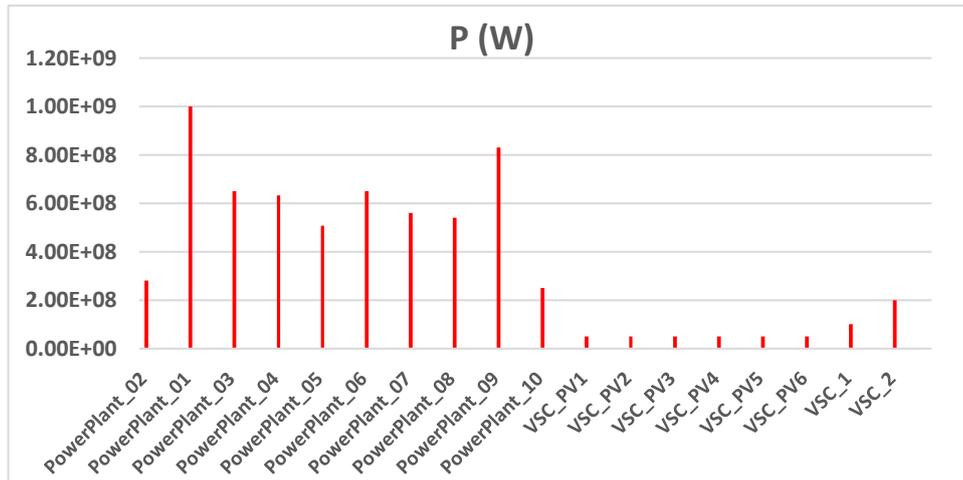


Figure V-3 Puissance active des productions

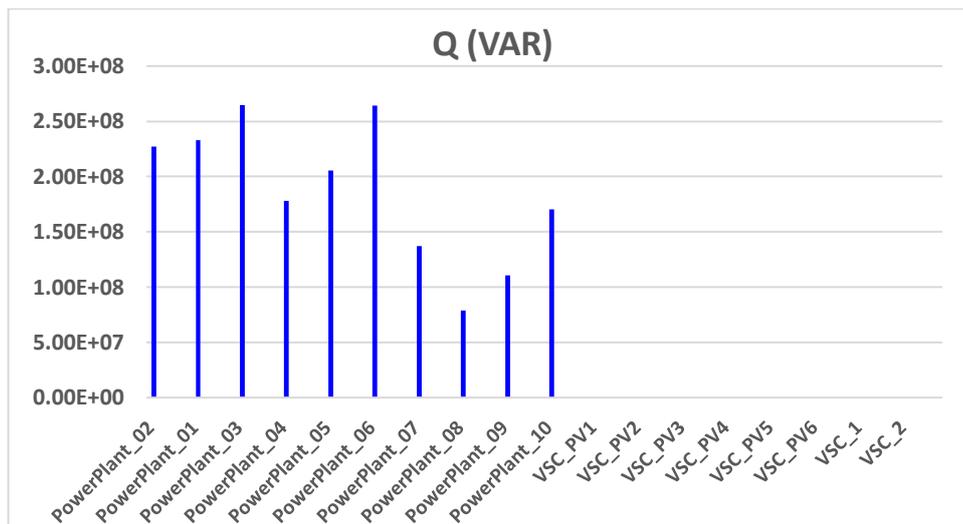


Figure V-4 Puissance réactive des productions

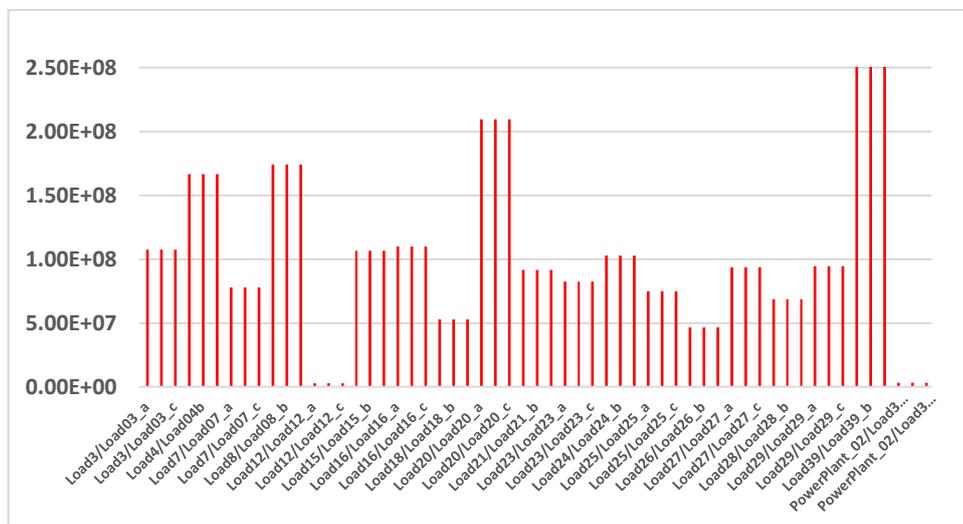


Figure V-5 Puissance active des consommations

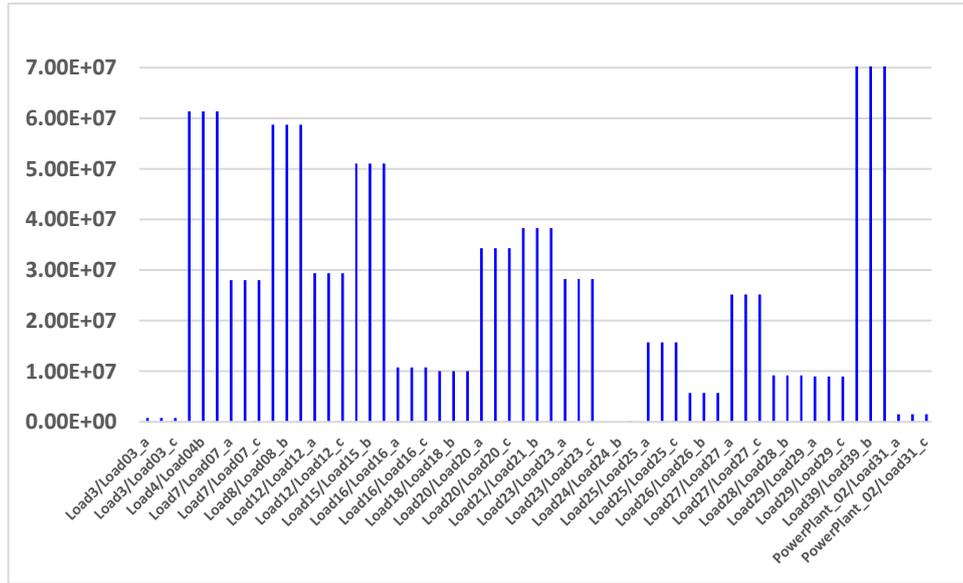


Figure V-6 Puissance réactive des consommations

Le calcul de répartition de puissance triphasée pour un système mixte (AC et DC) est correctement réalisé. Ces résultats permettent de voir en régime permanent les puissances (actives, réactives) des productions des générateurs synchrones, ainsi que celles des six systèmes PV et les puissances (actives, réactives) de consommation. Les tensions et les déphasages sur les nœuds du réseau sont aussi observés. On constate que les tensions restent dans les limites admissibles. Les pertes du réseau sont aussi déduites (104 MW au total). Les six VSC (systèmes PV) fournissent de 50 MW chacun. Les VSC1 et VSC2 fournissent respectivement de 100 MW et 200 MW.

V.4. Contribution du système PV linéaire à la stabilité

Le scénario étudié ici est un court-circuit pour étudier la capacité de résistance du système PV linéaire face à un court-circuit. On va étudier la stabilité du réseau dans les cas sans et avec un système PV linéaire. On suppose que :

A $T=1.5$ s, un court-circuit sur le nœud 28 est apparu.

A $T=1.7$ s le court-circuit est éliminé (200 ms après le CC).

V.4.1. Réseau sans système PV linéaire

Le réseau sans système PV linéaire est présenté sur la Figure V-7. Si un court-circuit apparaît au moment $T=1.5$ s au nœud 28 (entre les nœuds 26 et 29) le système devient instable. La Figure V-8 présente la variation de la puissance des générateurs. Il y a une oscillation

importante de puissance des machines synchrones (G1-G10). La Figure V-9 présente la variation de l'angle rotorique (Deg) des machines synchrones. La machine G9 perd la stabilité angulaire. On observe une perte de synchronisation de la machine G9 suite à une augmentation de vitesse (Figure V-10) car cette machine se trouve très proche du point de court-circuit.

Le réseau perd la stabilité de tension (Figure V-11) et de fréquence (Figure V-12).

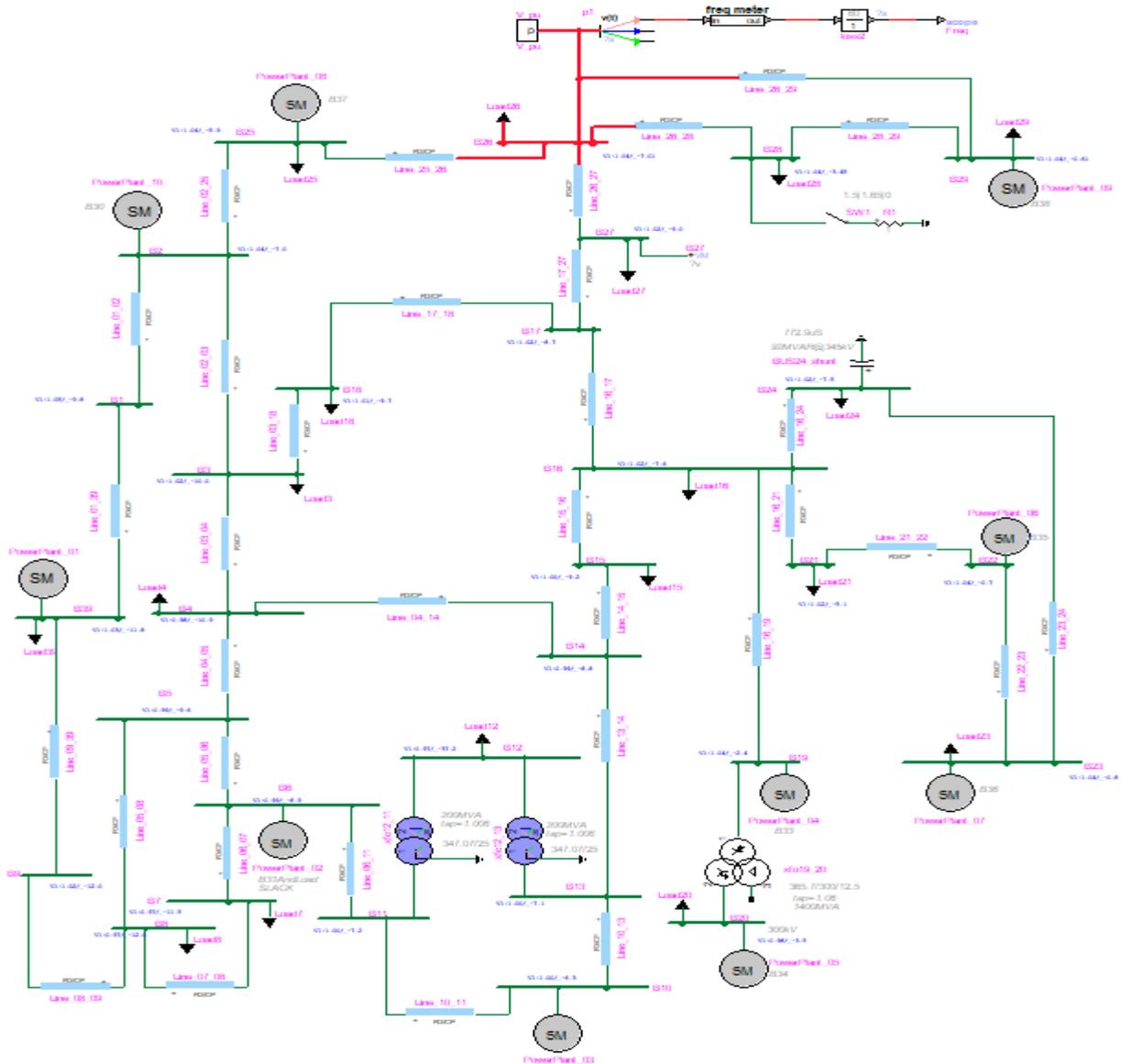


Figure V-7 Réseau étudié sans système PV linéaire

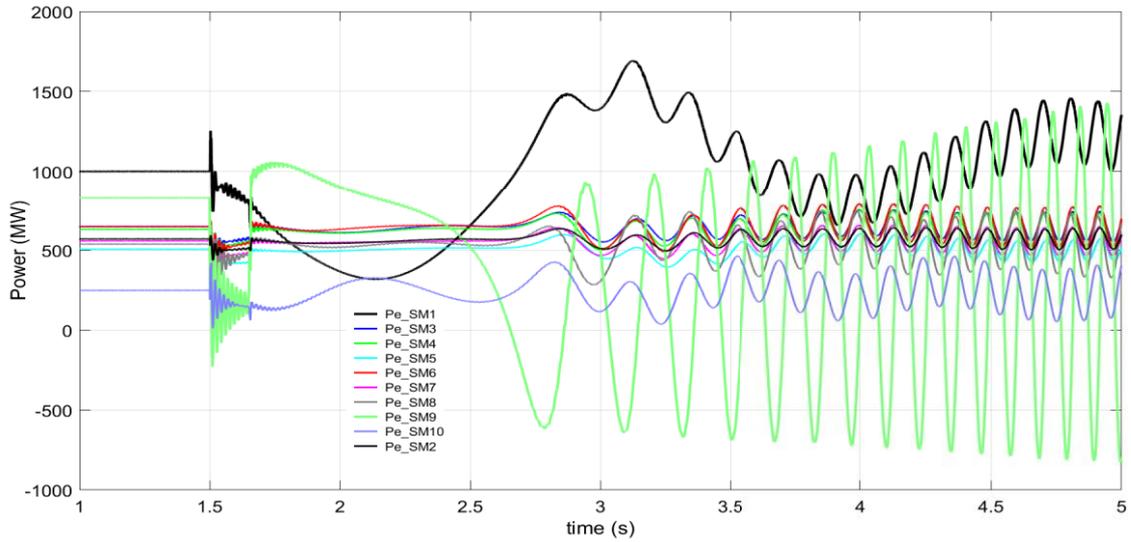


Figure V-8 Variation de puissance (MW) des machines synchrones

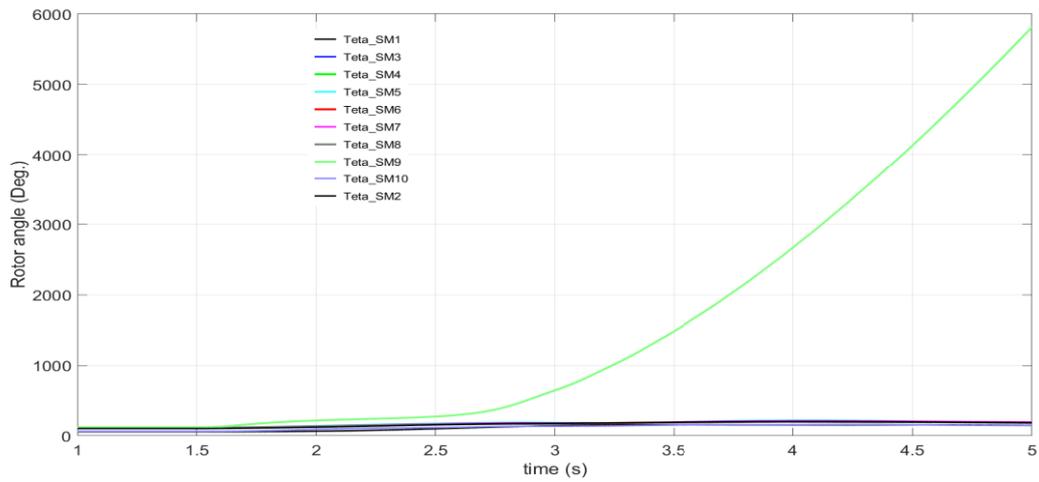


Figure V-9 Variation de l'angle rotorique (Deg) des machines synchrones

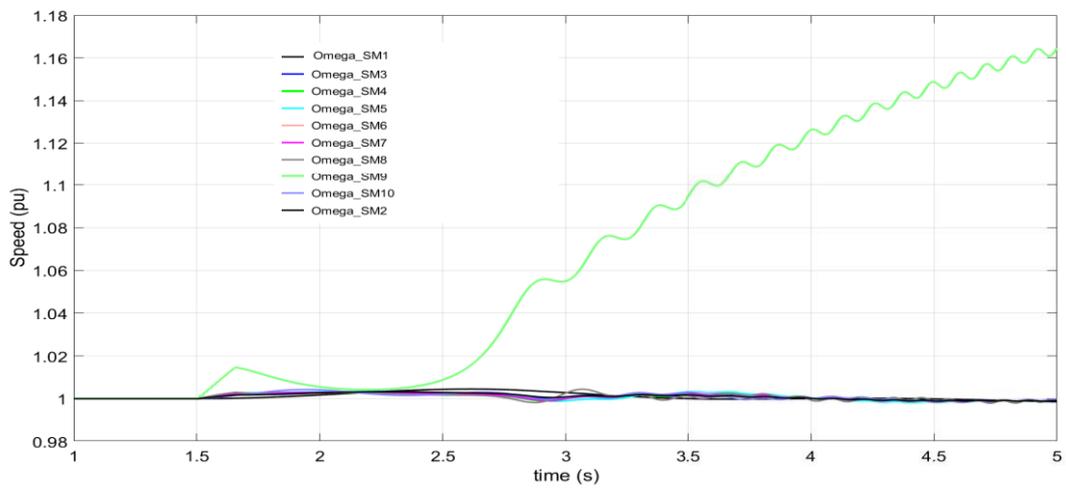


Figure V-10 Variation de vitesse (pu) des machines synchrones

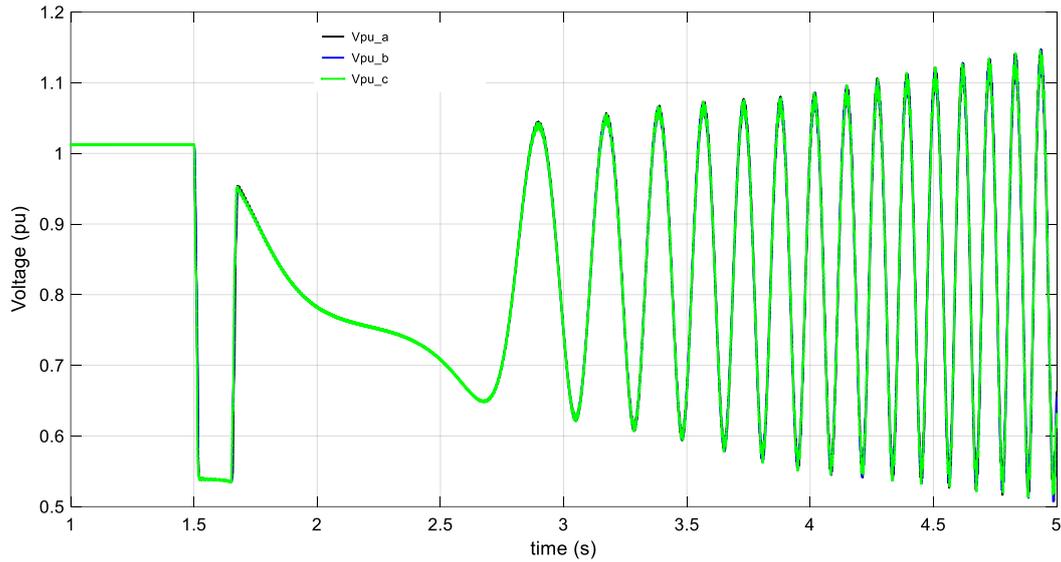


Figure V-11 Variation de tension (pu) au nœud B26

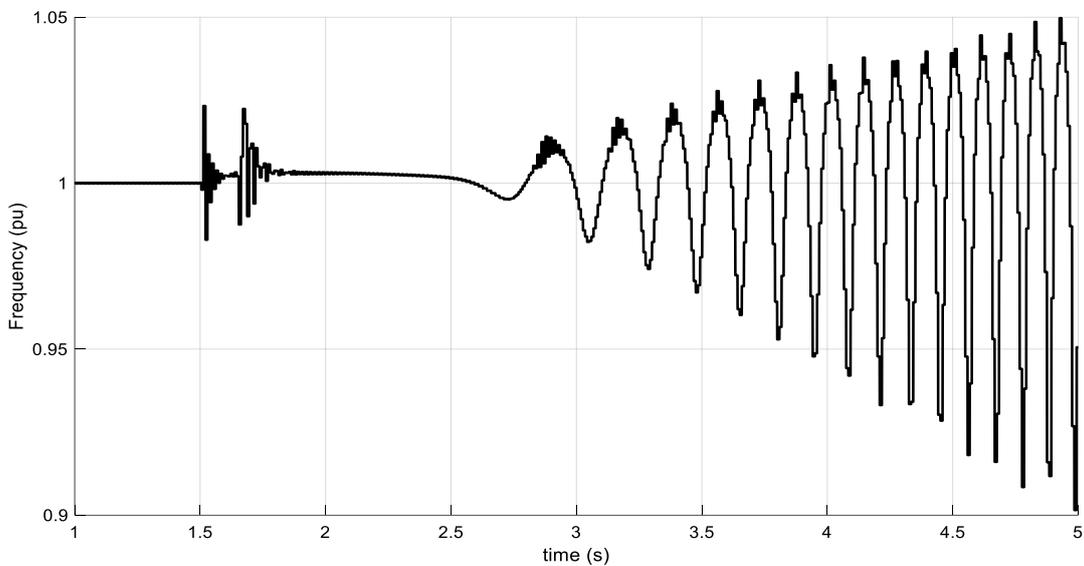


Figure V-12 Variation de fréquence (pu) du réseau

V.4.2. Réseau avec système PV linéaire

Pour ce cas, un système PV linéaire est installé sur la base de six centrales PV de 50 MW. Deux VSC sont connectés aux nœuds 26 et 29. Avec une répartition de 200 MW sur VSC2 (connecté au nœud 26) et 100 MW sur VSC1 (connecté au nœud 29) comme indiqué sur la Figure V-12, en cas de court-circuit, le réseau est maintenu stable. La stabilité du réseau est maintenue grâce au système de contrôle très performant du système PV linéaire, assuré par deux VSC1 et VSC2. Ce cas montre la très bonne capacité de résistance du système PV linéaire

en cas de court-circuit (**SERV 4**). Le VSC2 est très impacté par le court-circuit (proche du point de court-circuit). Pour ce VSC2, il participe très activement à fournir la puissance réactive pour remonter la tension au nœud de raccordement. Après le court-circuit, les deux VSCs fonctionnent normalement. Ce cas montre la performance de système de contrôle du système PV linéaire via les VSCs.

La Figure V-13 présente la variation de puissance des générateur. La Figure V-14 et la Figure V-15 présentent la variation de l'angle rotorique (Deg) et de la vitesse des machines synchrones, respectivement.

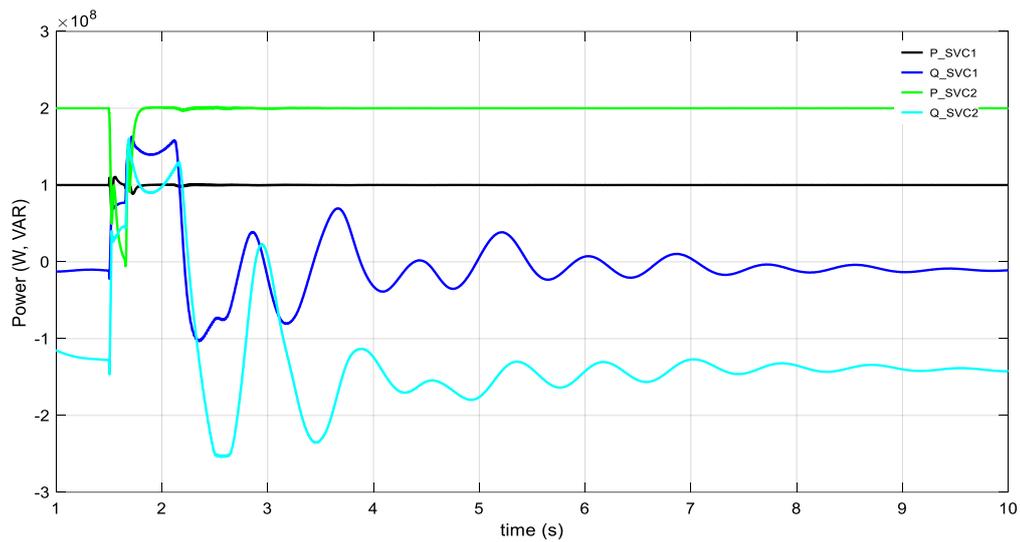


Figure V-13 Variation des puissances active et réactive de deux VSC1, VSC2

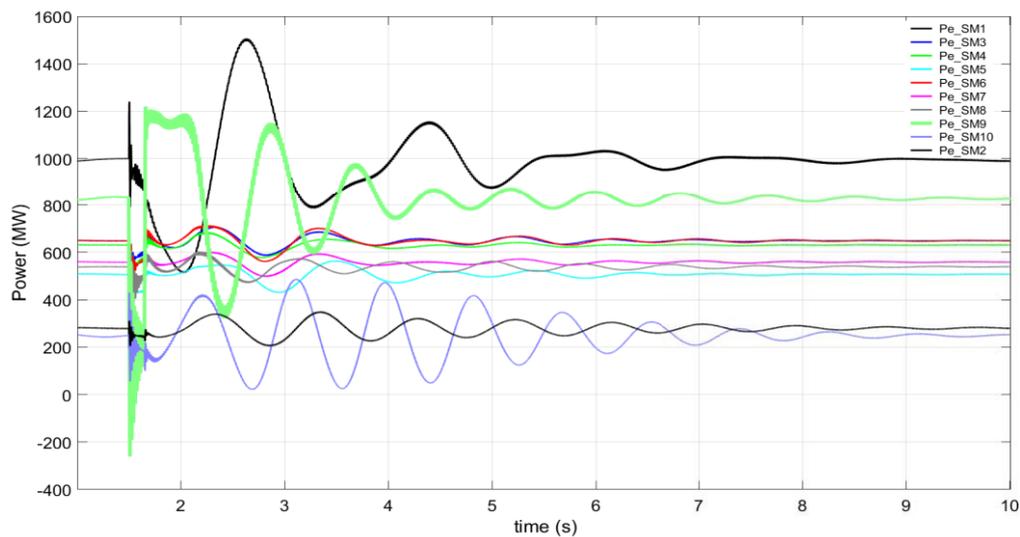


Figure V-14 Variation de puissance (MW) des machines synchrones

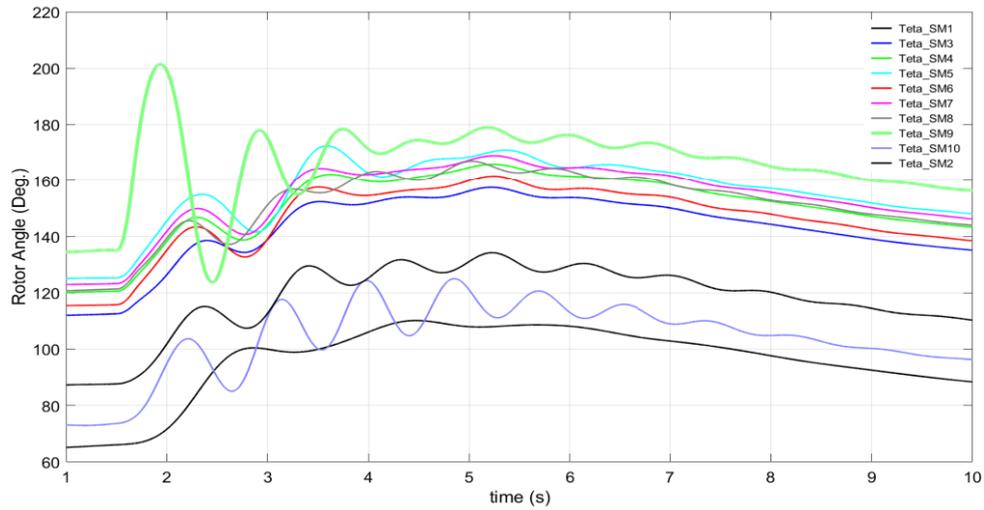


Figure V-15 Variation de l'angle rotorique (Deg) des machines synchrones

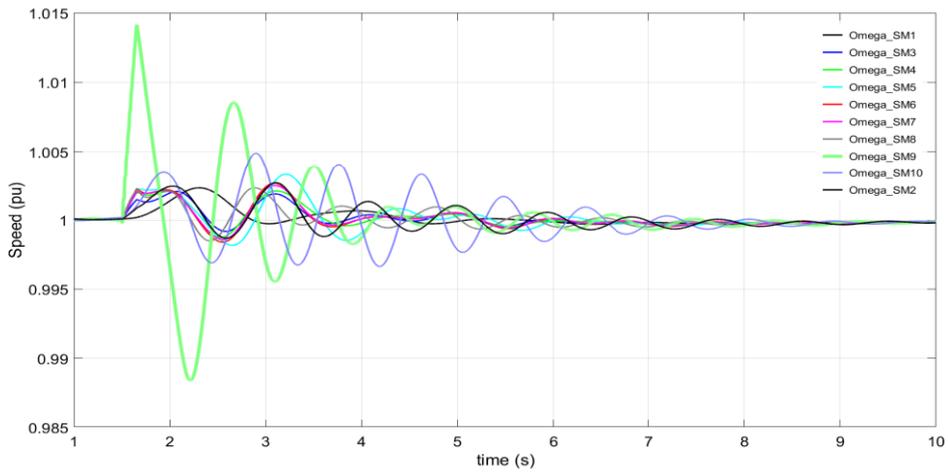


Figure V-16 Variation de vitesse (pu) des machines synchrones

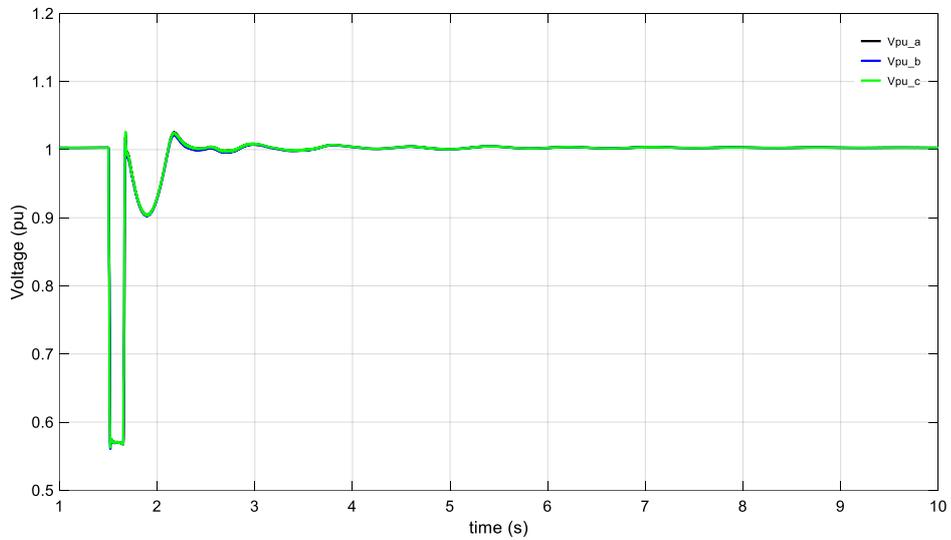


Figure V-17 Variation de tension (pu) au nœud B26

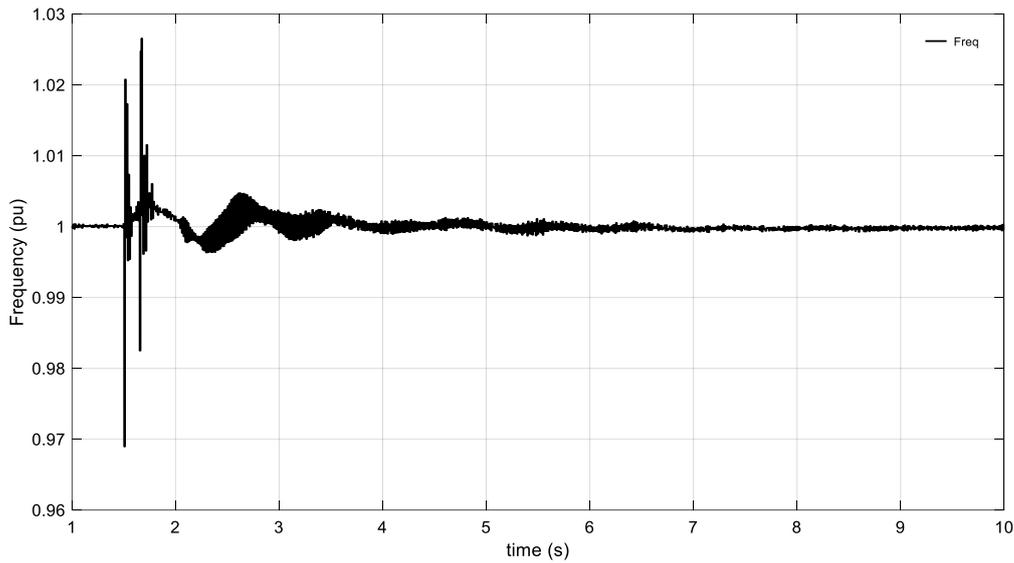


Figure V-18 Variation de fréquence (pu) du réseau

On observe que grâce au système PV linéaire, on maintient la stabilité angulaire (Figure V-15), la stabilité de tension (Figure V-17) et la stabilité de fréquence (Figure V-18) (**SERV3**) car celui-ci contribue au réglage de tension (**SERV2**) et de fréquence (**SERV1**).

V.5. Contribution du système PV linéaire à la gestion de congestions

Dans cette partie, le même réseau New England est modélisé avec Powerfactory (Figure V-19). Comme dans le cas précédent, six systèmes PV sont raccordés au bus DC, puis deux VSC sont connectés au réseau AC aux nœuds 26 et 29 comme le cas précédent.

Au moment initial, 350 MW sont injectés au nœud 26 par VSC 26 et -82MW sont tirés du nœud 29 (au lieu de 200 et 100 MW du cas précédent). La ligne 26-29 et la ligne 28-29 transportent initialement de 235 MW et 124 MW, respectivement.

La perte d'une ligne entre les nœuds 26 et 29 (par exemple à cause d'un incident) est effectuée au moment $T=30s$. S'il n'y a pas de système PV linéaire, la ligne entre les nœuds 28 et 29 doit transporter plus de 500 MW du nœud 29 vers le nœud 28 (Figure V-20). Il y a donc une surcharge sur cette ligne.

Grâce au système PV linéaire, la répartition de puissance est redistribuée sur ce système pour soulager la ligne 28-29. La charge de la ligne 28-29 passe de 124 MW à 220 MW. Le

SVC26 passe de 350 MW à 480 MW. Le VSC29 passe de 82 MW à 223 MW. On peut constater que le système PV linéaire contribue ainsi au service de gestion de congestion (**SERV5**).

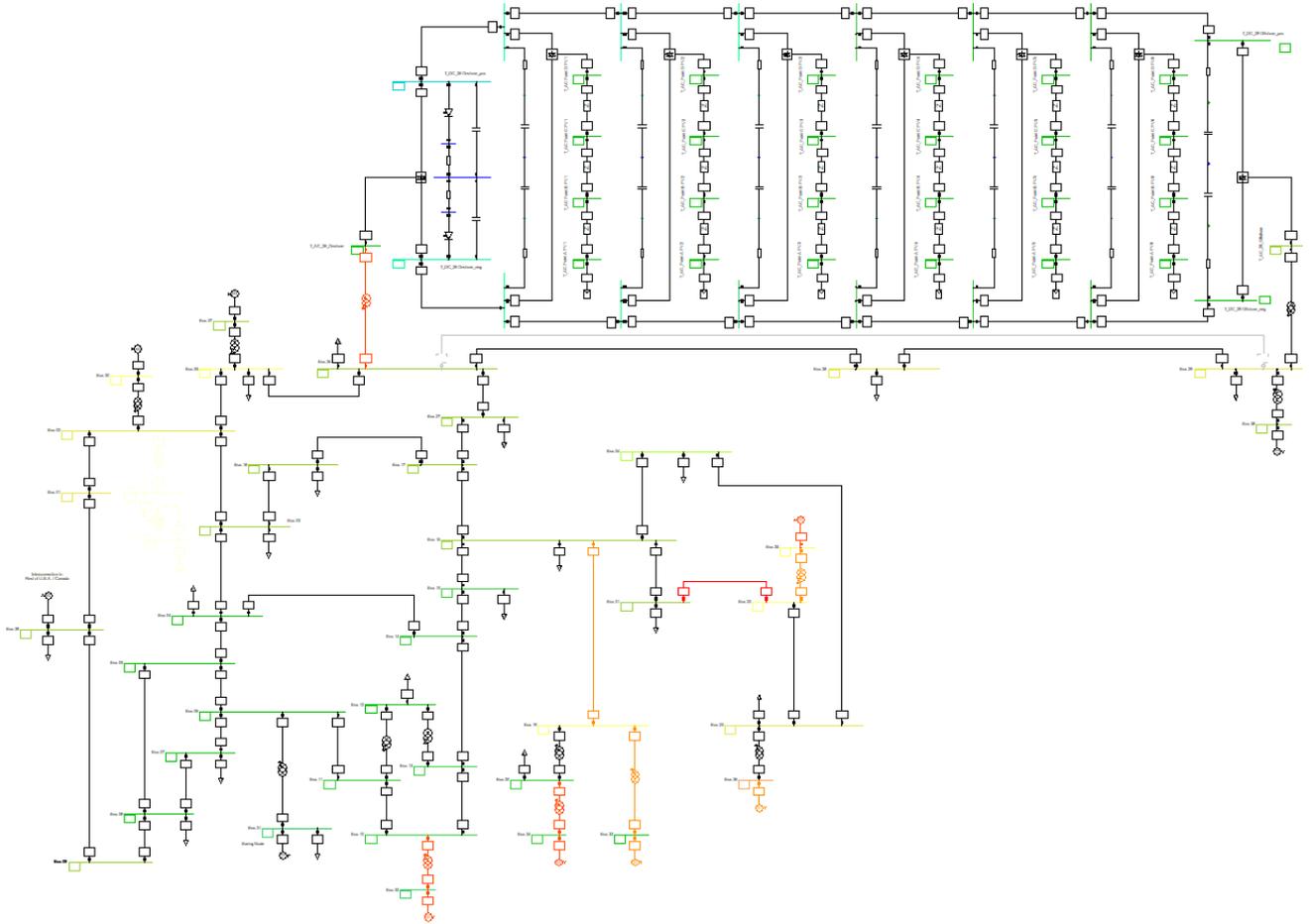


Figure V-19 Réseau New England modélisé par Powerfactory

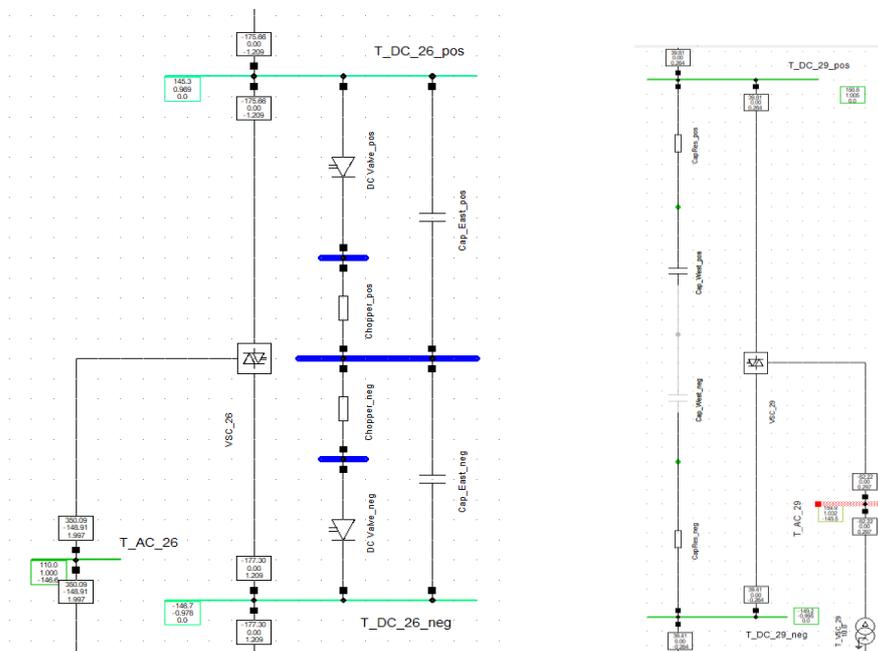


Figure V-20 Répartition de puissance entre deux VSC 26 et VSC29

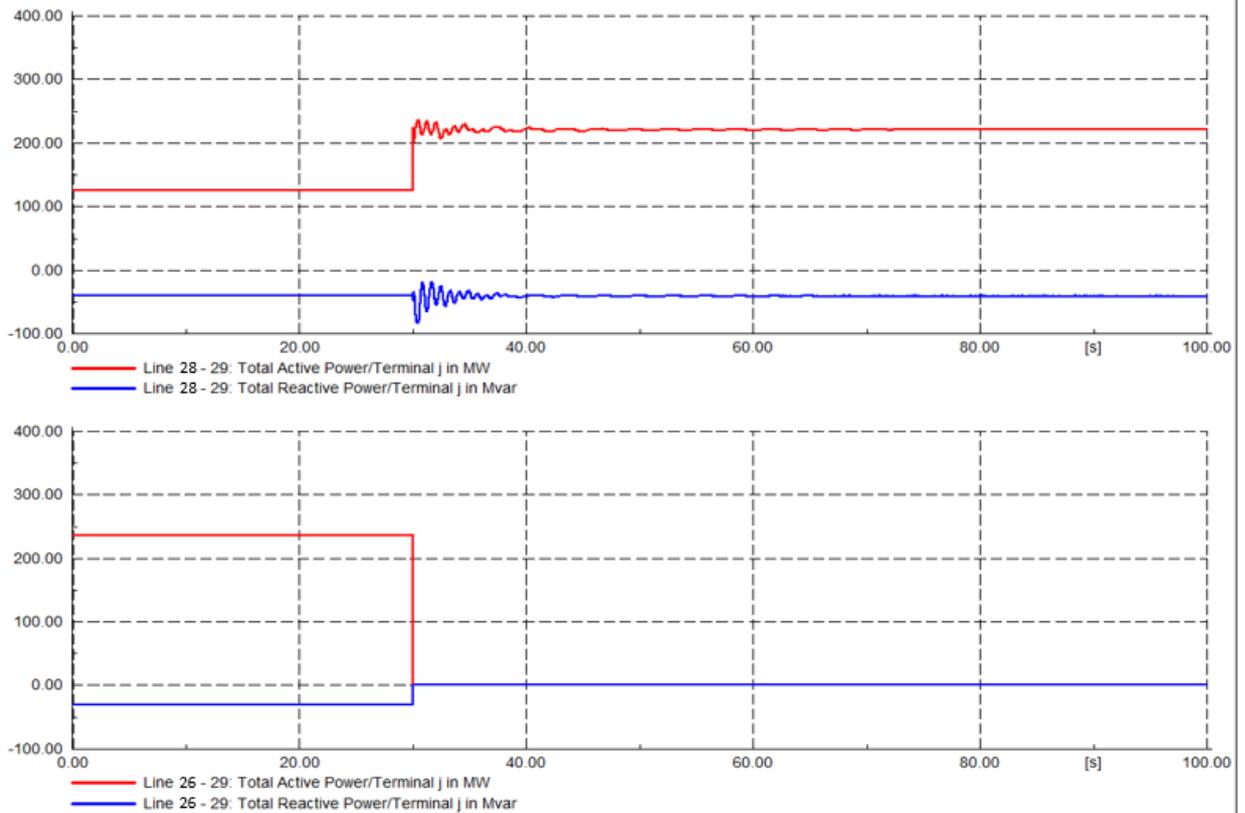


Figure V-21 Puissances active et réactive transitées sur les lignes 28-29 et 26-29

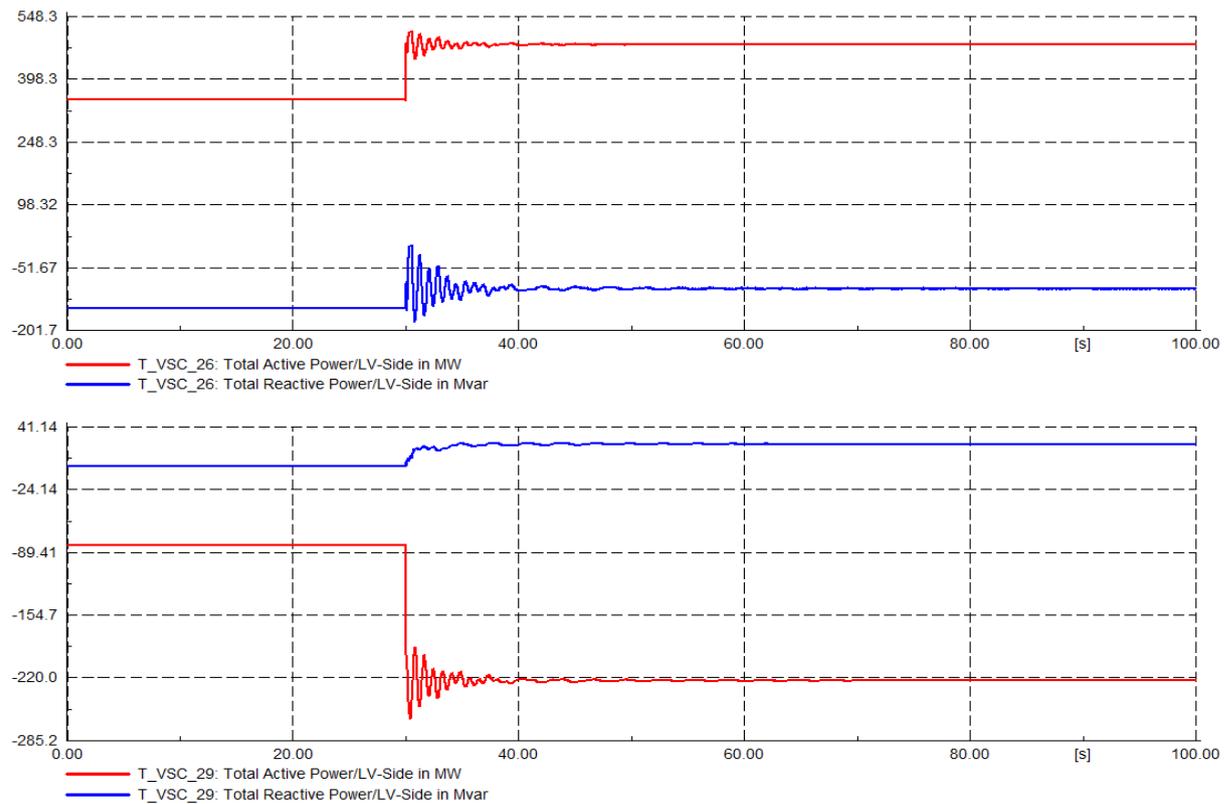


Figure V-22 Répartition de puissance sur les VSC26 et VSC29

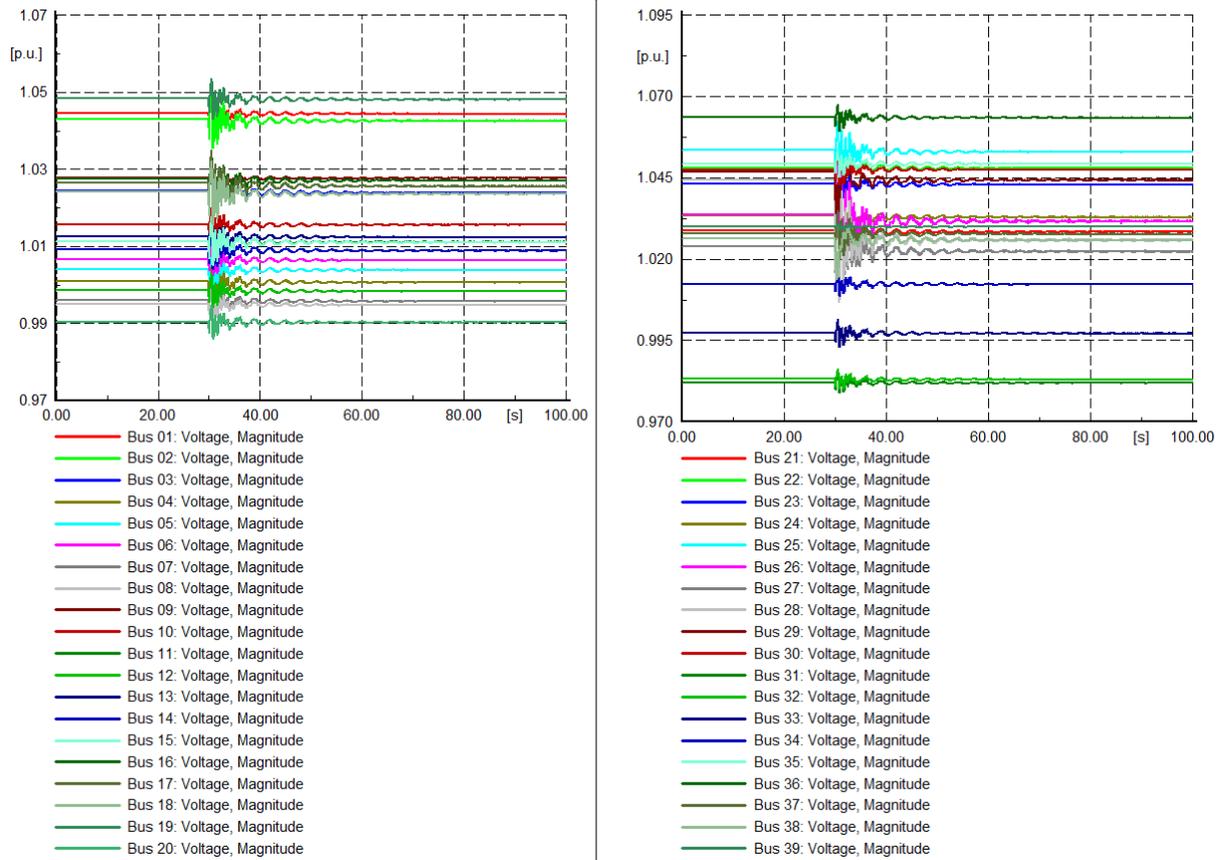


Figure V-23 Variation de tension sur le réseau (bus AC)

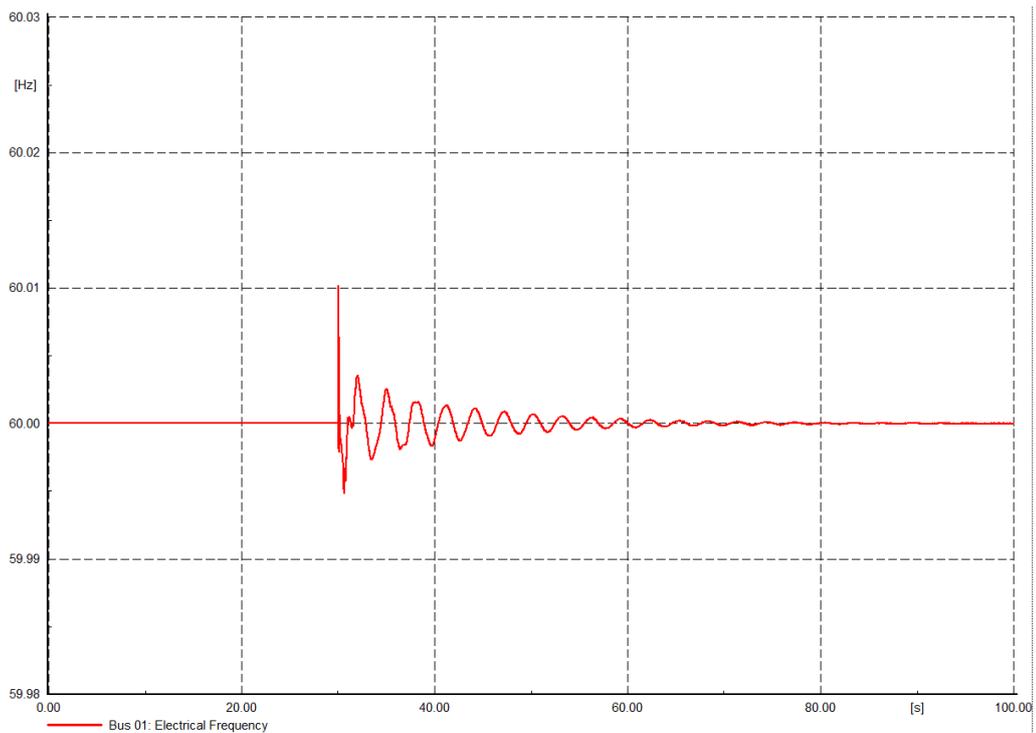


Figure V-24 Variation de fréquence (bus AC)

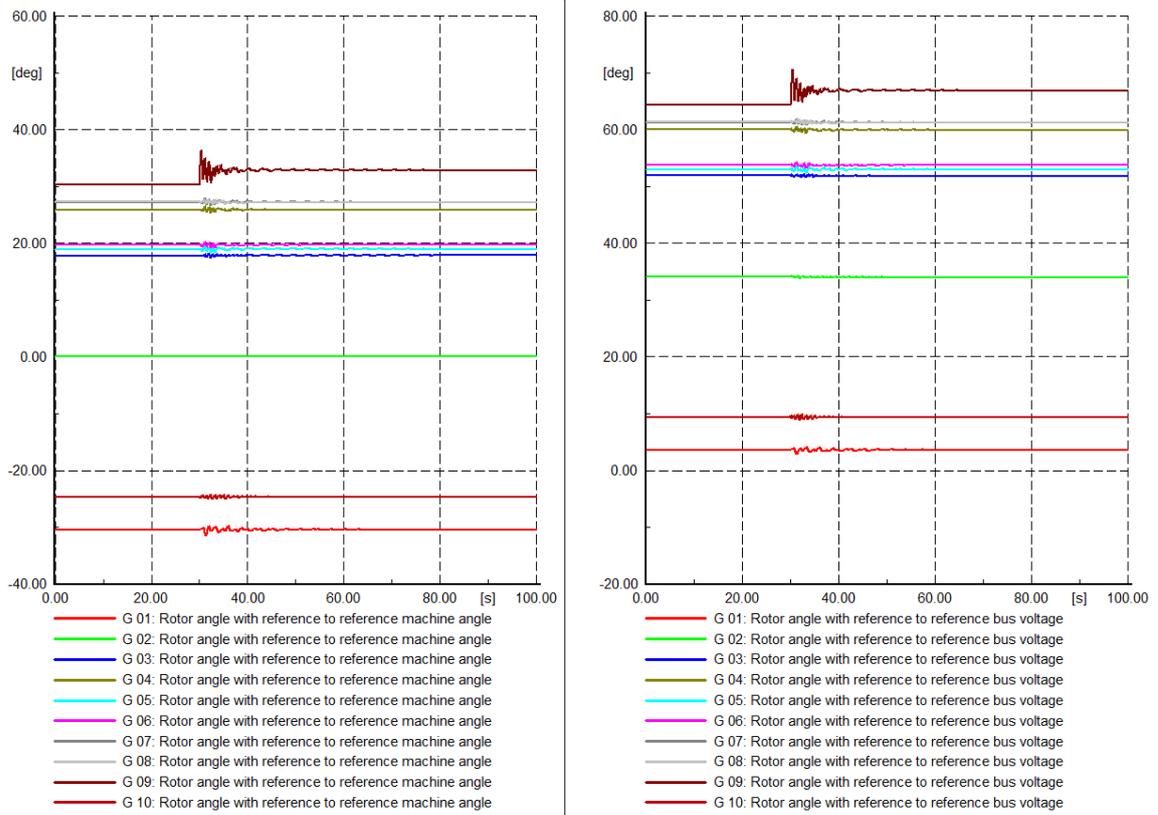


Figure V-25 Variation des angles rotoriques des générateurs

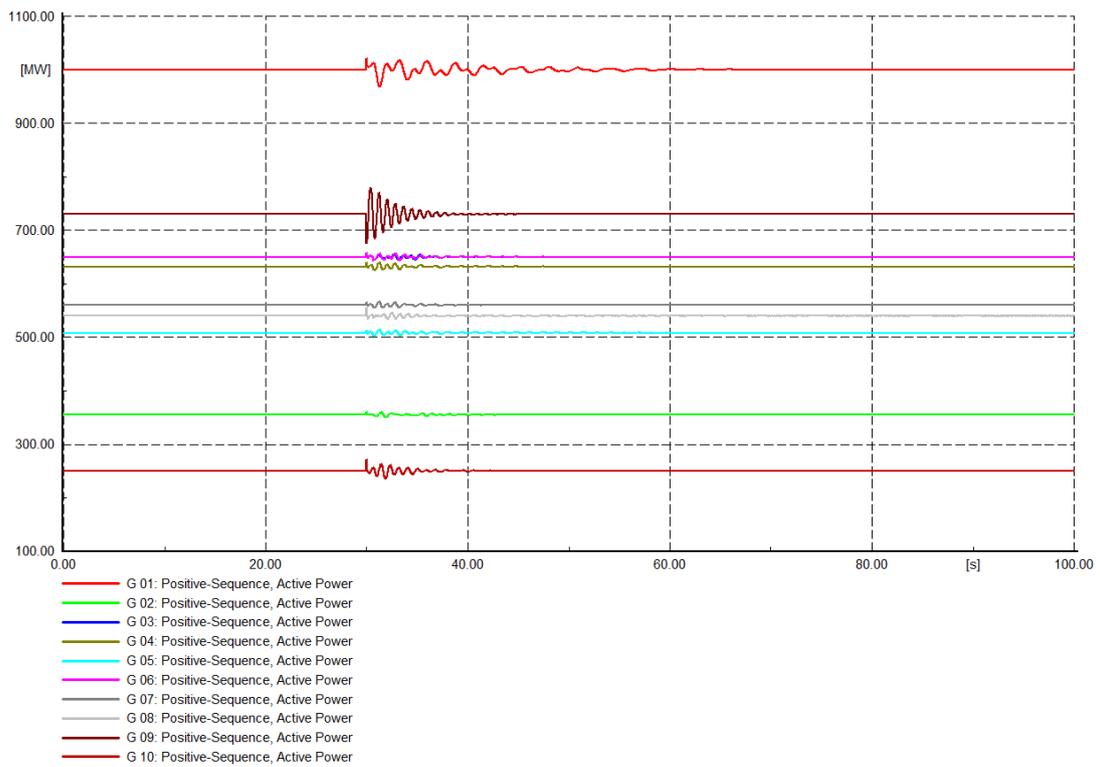


Figure V-26 Variation de puissance des générateurs G1-G10

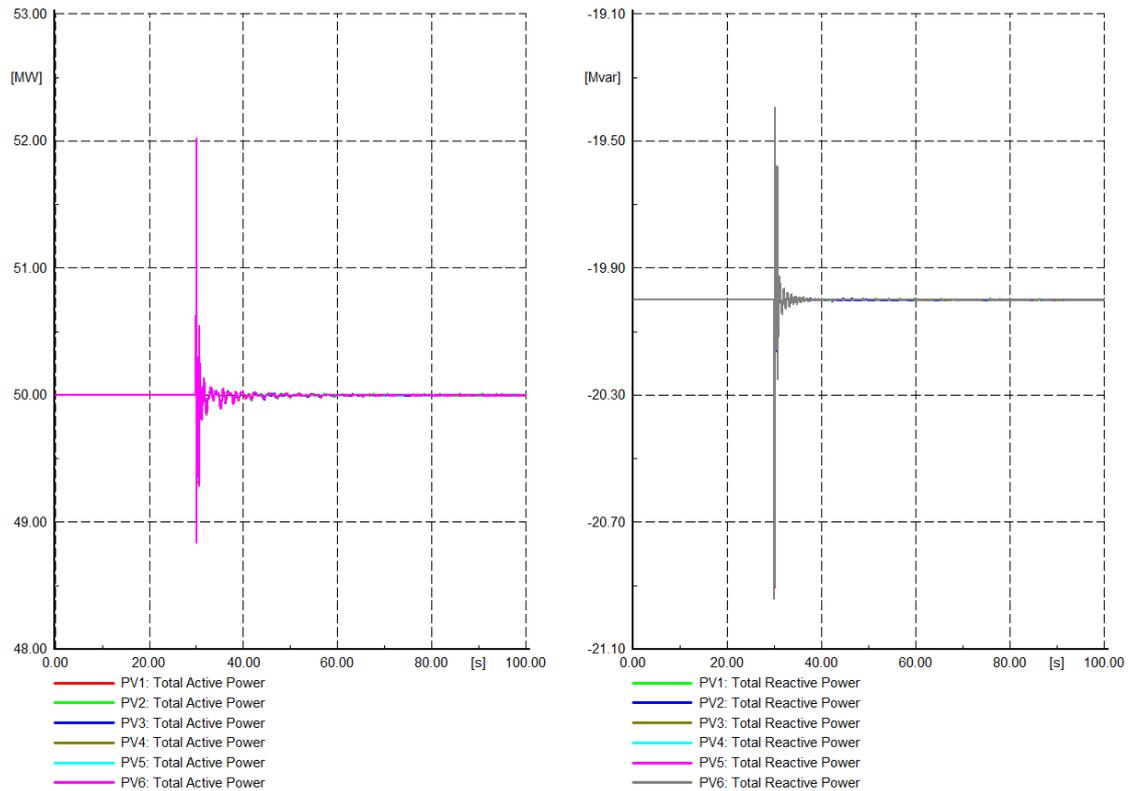


Figure V-27 Variation de puissance active et réactive de six systèmes PV

On voit, sur le tableau V.2, que si on répartit bien la puissance entre les lignes AC et le système DC, on peut réduire les pertes. Les pertes du système pour ce cas sont réduites de 104 MW (voir le Tableau V-2) à 77.89 MW. On peut constater que le système PV linéaire peut ainsi contribuer à réduire des pertes sur le réseau (**SERV6**).

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: 04_f_HVDC w6PVs		Annex: / 1	
Grid: Grid Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	84	No. of Terminals	21	No. of Lines	48
No. of 2-w Trfs.	14	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	10	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	19	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 6174.99 MW	1233.65 Mvar		6297.02 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Load P(U)	= 6097.10 MW	1408.90 Mvar		6257.77 MVA			
Load P(Un)	= 6097.10 MW	1408.90 Mvar		6257.77 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 77.89 MW	-204.06 Mvar					
Line Charging	=	-1121.12 Mvar					
Compensation ind.	=	0.00 Mvar					
Compensation cap.	=	0.00 Mvar					
Installed Capacity	= 14848.50 MW						
Spinning Reserve	= 8660.01 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.98 [-]						
Load/Motor	= 0.97 / 0.00 [-]						

Tableau V-2 Résultat de répartition de puissance avec le système PV linéaire (obtenu par Powerfactory)

V.6. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude en régime permanent d'un système mix AC-DC a été réalisée par le calcul de loadflow. Les régimes transitoires ont été étudiés en cas de court-circuit. Les résultats montrent la capacité de support du système PV linéaire pour atténuer les oscillations face aux perturbations. Ce chapitre a montré que le système PV linéaire fournit une contribution importante aux services suivants :

- **SERV1** : Réglage de fréquence
- **SERV2** : Réglage de la tension
- **SERV3** : Amélioration de la stabilité du réseau (fréquence, tension et angulaire)
- **SERV4** : Capacité de support en cas de court-circuit
- **SERV5** : Gestion de congestion
- **SERV6** : Compensation des pertes de transport...

On constate, qu'avec le système PV linéaire, les oscillations en cas de perturbation (court-circuit, perte d'une ligne...) sont rapidement amorties. Cela conduira à une meilleure stabilité du réseau électrique.

VI. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Dans un contexte de forte demande en énergie « propre », d'un réseau électrique à fort taux d'ENR (jusqu'à 30% en 2030 en France) et d'expansion du solaire, ceci nécessite d'installer de nombreuses grandes centrales PV de l'ordre de quelques centaines MW chacune. Au regard des surfaces requises, le développement des grandes centrales solaires au sol peut engendrer des conflits d'usage avec les terres agricoles et affecter la biodiversité. L'objectif de cette thèse est de présenter et d'étudier une solution qui répond à cette problématique : profiter de surfaces linéaires, s'étendant sur des centaines de mètres à des dizaines, voire des centaines de kilomètres, et seulement larges de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, comme les pistes cyclables, les bordures d'autoroute, les voies ferrées, les digues de fleuves... pour installer des systèmes PV de fortes puissances. Ces surfaces potentielles ont pour avantages d'être très présentes en Europe et dans le monde entier, exploitables pour le PV et pas chères (car peu valorisables pour d'autres utilisations).

Les travaux de cette thèse consistent à définir et optimiser l'architecture électrique de ces grands systèmes photovoltaïques linéaires innovants, selon des critères liés aux performances énergétiques, à la fiabilité de fonctionnement et aux coûts d'installation et de maintenance car les architectures dites classiques sont inadaptées ici. Cette thèse aborde aussi les services contribués par ces centrales pour le réseau électrique.

Nous avons développé d'abord un outil de modélisation qui est à la fois précis, fiable, robuste et qui peut s'adapter à chacun des besoins en simulation de la thèse. L'exactitude de ce modèle est bien vérifiée en comparant le résultat de la simulation avec les données réels d'une grande centrale PV en France. Nous utilisons ensuite cet outil de modélisation pour étudier des différentes architectures électriques d'un grand système PV linéaire afin d'estimer les performances relatives de chacune d'elles, d'étudier les exigences ou limites techniques et de déterminer des architectures innovantes et plus performantes pour ce nouveau type de système PV, ainsi qu'un dimensionnement optimisé de leurs composants.

A travers de la comparaison entre les deux architectures centralisée et décentralisée, nous avons montré d'abord la différence dans l'exigence technique entre un système PV normal et un système PV linéaire. L'architecture centralisée, qui est largement utilisée dans la conception des grands systèmes PV normaux, devient rapidement obsolète et inadaptée lorsqu'on passe au système linéaire. Plus la taille de ce système linéaire est grande, plus la différence est

significative. Deuxièmement, nous avons montré de nombreux d'avantages d'un système de production distribuée, décentralisée dans la conception des grands systèmes PV linéaires.

Pour aller encore plus loin, nous avons proposé aussi une nouvelle architecture électrique, qui n'existe pas dans la conception des centrales PV classiques et qui ne s'adapte qu'aux systèmes PV linéaires. Cette architecture conserve les avantages de l'architecture décentralisée en ajoutant l'aspect robustesse au système PV linéaire. Il s'agit de l'architecture linéaire qui utilise une seule ligne DC pour relier toutes les sous-groupes de modules PV et qui alimente le réseau électrique à travers de nombreux d'onduleurs. Le point faible de cette architecture est que la section du câble DC demandé est très grande. Pourtant nous avons montré aussi que ce problème pourrait être résolu aisément dans l'avenir avec une augmentation de la tension DC, qui sera, notamment dans les grands systèmes PV, une tendance indéniable des dernières années.

Ensuite, nous concevons un outil d'optimisation efficace afin de traiter des problèmes d'optimisation technico-économique des grands systèmes PV linéaires, car les aspects financiers sont toujours prépondérants dans la conception d'une centrale et de ses composants.

Dernièrement, nous avons exploité aussi les contributions avantageuses que peuvent contribuer les systèmes PV linéaires de forte puissance occupant un territoire sur une longueur notable vis-à-vis des services pour le réseau électrique. Six différents services auxiliaires, ou encore services systèmes seront abordés : le réglage de fréquence, le réglage de tension, l'amélioration de la stabilité du réseau, la capacité de support en cas de court-circuit, la gestion de congestion et la compensation des pertes de transport d'électricité. Nous constatons qu'avec le système PV linéaire, les oscillations en cas de perturbation (court-circuit, perte d'une ligne...) sont rapidement amorties. Cela conduira à une meilleure stabilité du réseau électrique.

A partir du travail de cette thèse, les perspectives ouvertes sont nombreuses :

- Développement des différentes architectures des systèmes PV linéaires pour les différentes applications ainsi que l'identification des contraintes pour ces applications.
- Etude paramétrique de l'incertitude des données sur la détermination de l'architecture optimale d'un système PV linéaire.
- Développement, évaluation et démonstration des nouvelles stratégies de contrôle et de gestion optimale des systèmes PV linéaires.
- Développement, évaluation et démonstration des nouveaux services contribués par les systèmes PV linéaires au réseau électrique

- Etude de possibilité de nouvelle application de GaN et SiC pour la nouvelle génération des convertisseurs (DC/DC et AC/DC) pour les systèmes PV linéaires.

PUBLICATIONS

1. Tai LE, Hervé COLIN, Quoc Tuan TRAN, Franck AL SHAKARCHI, « Improved Matlab Simulink two-diode model of PV module and method of fast large-scale PV system simulation », 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2018
2. Tai LE, Quoc Tuan TRAN, Hervé COLIN, « A comparative study between classical and linear PV power plant architectures », European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), 2019
3. Quoc Tuan TRAN, Tai LE, Franck BOURRY, Franck AL SHAKARCHI, « Voltage Control in Grids with High PV-Penetration », European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), 2019
4. Hervé COLIN, Tai LE, Yadav NEPAL, « Optimizing the electrical architecture of linear vertical PV bifacial plants », European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), 2020

REFERENCES

- [1] I. E. Agency, November 2019. [En ligne]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [2] I. E. Agency, «Global Energy Review,» Agency, International Energy, 2019.
- [3] «CleanTechnica , 2018; GTM, 2019; IRENA, 2018d».
- [4] «Commission Européenne».
- [5] RTE, «Bilan Electrique 2019 RTE,» 2019.
- [6] ADEM, «Contribution de l'ADEM à l'élaboration de vision énergétiques 2030-2050».
- [7] Power Electronics, *Data Sheet HEM*.
- [8] Meinhardt M, Cramer G, Burger B et Zacharias P, «Multi-string converter with reduced specific costs and enhanced functionality,» *SolEnergy*, 2001.
- [9] Díez-Mediavilla M, Dieste-Velasco M, Rodríguez-Amigo M, García-Calderón T et Alonso-Tristán C, «Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain : central inverter versus string system,» *Energy Convers Manag*, p. 86:1128–33, 2014.
- [10] Brenna Morris, Dolara Alberto, Foadelli Federica, Lazaroiu George C et Leva S, «Transient analysis of large scale PV systems with floating DC section,» *Energies*, p. 5(10):3736–52, 2012.
- [11] Brenna M, Faranda R et Leva S, «Dynamic analysis of a new network topology for high power grid connected PV systems,» *IEEE PES general meeting*, p. 1–7, 2010.
- [12] Cramer G, Ibrahim M et Kleinkauf W, «PV system technologies,» *Refocus*, p. 5(1):38–42, 2004.
- [13] Lave B, Grau H et Borup U, «String inverters for PV power plants,» *24th European photovoltaic solar energy conference*, p. 4173–75, 21–25 September 2009.
- [14] Ana Cabrera-Tobar, Eduard Bullich-Massagué, Mònica Aragüés-Peñalba et Oriol Gomis-Bellmunt, «Topologies for large scale photovoltaic power plants,» *Elsevier*, 21 January 2016.
- [15] TRAN Quoc Tuan et BACHA Seddik, «La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée,» *Paris: Hermes: Lavoisier*, vol. Chapitre 6: "Système photovoltaïques raccordés au réseau", 2010.
- [16] A. C. Pastor, «Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques,» *INSA de Toulouse*, 2006.
- [17] H.Bellia, R.Youcef et R.Youcef, «A detailed modeling of photovoltaic module using Matlab,» *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, vol. 3, n° 11, pp. 53-56, June 2014.
- [18] K.Ishaque, Z.Salam et Syafaruddin, «A comprehensive Matlab Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model,» *Solar Energy*, vol. 85, n° 19, pp. 2217-2227, September 2011.
- [19] K.Kurobe et H.Matsunami, «New two-diode model for detailed analysis of multicrystalline silicon solar cells,» *Japanese journal of Applied Physics*, vol. 44, n° 112, pp. 88312-8321.
- [20] S.Chowdhury, G.A.Taylor, S.P.Chowdhury, A.K.Saha et Y.H.Song, «Modeling, Simulation and performance analysis of a PV array in an embedded environment,»

chez 42nd International Universities Power Engineering Conference, 4-6 Sept. 2007.

- [21] C.T.Sah, R.N.Noyce et W.Shockley, «Carrier Generation and Recombination in P-N junctions and P-N Junction Characteristics,» *Proceedings of the IRE*, vol. 45, n° 19, pp. 1228-1243, Sept. 1957.
- [22] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu et F. Blaabjerg, «Synchronization methods for three phase distributed power generation systems - An overview and evaluation,» *Power Electronics Specialists Conference. IEEE 36th*, pp. 2474-2481, 2005.
- [23] L. N. Arruda, S. M. Silva et B. J. C. Filho, «PLL Structures for utility connected systems,» *Conference Record of the 2001 IEEE Industry Application Conference*, vol. 4, pp. 2655-2660, 2001.
- [24] Svensson, «Synchronization methods for grid-connected voltage source converters,» *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, vol. 148, pp. 229-235, 2001.
- [25] H. Kim, S.-J. Lee et S. -K. Sul, «Reference wave generation in dynamic voltage restorers by use of PQR power theory,» *Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, vol. 3, pp. 1452-1457, 2004.
- [26] H. Kim, S.-J. Lee, S. -K. Sul et F. Blaabjerg, «A novel control algorithm for static series compensators by use of PQR instantaneous power theory,» *IEEE transactions on power electronics*, vol. 19, pp. 814-827, mai 2004.
- [27] V. Kaura et V.Blasko, «Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, pp. 58-63, 1997.
- [28] M. Karimi et M. R Iravani, «Robust and frequency-adaptive measurement of peak value,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 481-489, 2004.
- [29] S.-K. Chung, «A phase tracking system for three phase utility interface inverters,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 15, pp. 431-438, mai 2000.
- [30] F. Liccardo, P. Marino, C. Schiano et N. Visciano, «A new robust phase tracking system for asymmetrical and distorted three phase networks,» *11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 525-530, 2004.
- [31] P. Rodriguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre et F. Blaabjerg, «New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions,» *37th IEEE Power electronics specialists conference*, pp. 1-7, 2006.
- [32] F. Hassan et R. Critchley, «A robust PLL for grid interactive voltage source converters,» *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, pp. T2-29-T2-35, 2010.
- [33] F. Liccardo, P. Marino et G. Raimondo, «Robust and Fast Three-Phase PLL Tracking System,» *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 221-231, janvier 2011.
- [34] S. M. Silva, B. M. Lopes, B. J. C. Filho, R. P. Campana et W. C. Bosventura, «Performance evaluation of PLL algorithms for single-phase grid-connected systems,» *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference*, vol. 4, pp. 2259-2263, 2004.
- [35] R. M. Santos Filho, P. F. Seixas, P. C. Cortizo, L. A. B. Torres et A. F. Souza, «Comparison of Three Single-phase PLL Algorithms for UPS Applications,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 2923-2932, août 2008.

- [36] M. Ciobotaru, R. Teodorescu et F. Blaabjerg, «A new single-phase PLL structure based on second order generalized integrator,» *37th IEEE Power electronics specialists conference*, pp. 1-6, 2006.
- [37] L. Shi et M. L. Crow, «A novel PLL system based on adaptive resonant filter,» *Power Symposium*, pp. 1-8, 2008.
- [38] E. Robles, S. Ceballos, J. Pou, J. Zaragoza et I. Gabiola, «Grid synchronization method based on a quasi-ideal low-pass filter stage and a phase-locked loop,» *IEEE power electronics specialists conference*, pp. 4056-4061, 2008.
- [39] A. V. Timbus, T. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre et P. Rogríguez, «PLL Algorithm for power generation systems robust to grid voltage faults,» *37th IEEE Power electronics specialists conference*, pp. 1-7, 2006.
- [40] S. Shinnaka, «A new frequency-adaptive phase-estimation method based on a new PLL structure for single-phase signals,» *Power conversion conference*, pp. 191-198, 2007.
- [41] A. L. D. H. Bermeo, «Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie: de la basse tension à la ontée en tension,» *Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG*, 2006.
- [42] A. I. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha et B. Raison, «Maximum power point tracking of grid-connected photovoltaic arrays by using extremum seeking control,» *Journal of control engineering and applied informatics*, vol. 10, pp. 3-12, 2008.
- [43] T. Esum et P. L. Chapman, «Comparision of photovoltaic array maximum power point tracking technics,» *Energy conversion, IEEE transactions on*, vol. 22, n° %12007, pp. 439-449, 2007.
- [44] S. Bacha, I. Munteanu et A. I. Bratcu, «Power electronics concerters modeling and control: with case studies,» *Springer London Ltd*, 2013.
- [45] C. d. R. d. l'Energie, «Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale,» Février 2019.
- [46] «GSES,» [En ligne]. Available: <https://www.gses.com.au/aluminium-vs-copper-dc-cables/>.
- [47] D. Abbes, «Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éolien photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome,» *Thèse de Doctorat Université de Poitiers*, 2012.
- [48] T. Tezer, R. Yaman et G. Yaman, «Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *enewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, p. 840-853, juin 2017.
- [49] R. Siddaiah et R. P. Saini, «A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, p. 376-396, mai 2016.
- [50] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal et T. Meyarivan, «A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II - IEEE Journals & Magazine,» *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol. 6, p. 182-197, 2002.
- [51] A. Bouabdallah, «Méthodologie de dimensionnement et d'optimisation de systèmes multi-sources à énergies renouvelables pour l'habitat,» *Thèse de Doctorat, Université de Nantes*, 2014.
- [52] Y. Thiaux, «Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique eténergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes

et hybrides - Evaluation de la technologie Li-ion,» *Thèse de Doctorat, École normale supérieure de Cachan*, 2010.

- [53] X. Roboam, «Conception systémique pour la conversion d'énergie électrique 2 : approche intégrée par optimisation,» *Lavoisier*, 2012..
- [54] S. Lin, «A NSGA-II Program in Matlab,» *Aerospace Structural Dynamics Research Laboratory*, 2011.
- [55] Abhimanyu Kaushal et Dirk Van Hertem, «An overview of Ancillary Services and HVDC systems in European Context,» *Energies* 2019, 12, 3481; doi:10.3390/en12183481, 2019.
- [56] L. G. Franquelo et al., «The Age of Multilevel Converters Arrives,» *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 2, n° 12, pp. 28-39, June 2008.
- [57] A. Antonopoulos, L. Angquist et H. P. Nee, «On Dynamics and Voltage Control of the Modular Multilevel Converter,» chez *13th European Conf. on Power Electronics and Applications*, Barcelona, Oct. 2009.
- [58] H. Saad, J. Peralta, S. Denetiere, J. Mahseredjian et al., «Dynamic Averaged and Simplified Models for MMC-Based HVDC Transmission Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, n° 13, pp. 1723-1730, July 2013.
- [59] N. Flourentzou, V. G. Agelidis et G. D. Demetriades, «VSC-based HVDC power transmission systems: An overview,» *IEEE Trans. Power Electron*, vol. 24, n° 13, pp. 592-602, Mar. 2009.
- [60] «It is Time to Connect, Technical Description of HVDC Light Technology Sweden, ABB, 2008.».
- [61] H. Chen, C. Wang, F. Zhang et W. Pan, «Control strategy of VSC based multi-terminal HVDC systems,» chez *IEEE Power Syst. Conf. Expo*, Nov. 2006, Atlanta, GA.
- [62] G. Li, M. Yin, M. Zhou et C. Zhao, «Decoupling control for multiterminal VSC-HVDC based wind farm interconnection,» chez *Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting*, Tampa, FL, Jun 2007.
- [63] W. Lu et B. T. Ooi, «Optimal acquisition and aggregation of offshore wind power by multiterminal voltage-source HVDC,» *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, n° 11, p. 201–206, Jan. 2003.
- [64] C. Cabal, «Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,» *phd, Université de Toulouse III - Paul Sabatier*, 2008.