



**HAL**  
open science

# Contribution à la gestion d'énergie optimale et la commande robuste d'un microgrid domestique intégrant le véhicule électrique

Oussama Ouramdane

## ► To cite this version:

Oussama Ouramdane. Contribution à la gestion d'énergie optimale et la commande robuste d'un microgrid domestique intégrant le véhicule électrique. Energie électrique. Université de Bretagne occidentale - Brest, 2024. Français. NNT : 2024BRES0037 . tel-04921459

**HAL Id: tel-04921459**

**<https://theses.hal.science/tel-04921459v1>**

Submitted on 30 Jan 2025

**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 DE DOCTORAT DE

L'UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE

ÉCOLE DOCTORALE N° 647  
*Sciences pour l'Ingénieur*  
Spécialité : *Génie électrique*

Par

**Oussama OURAMDANE**

**Contribution à la gestion d'énergie optimale et la commande robuste d'un microgrid domestique intégrant le véhicule électrique**

Thèse présentée et soutenue à Brest, le 24 juin 2024  
Unité de recherche : LABISEN, ISEN Yncréa Ouest

## Rapporteurs avant soutenance :

Demba DIALLO                      Professeur des Universités, Université Paris-Saclay/Geeps, Paris, France  
Mohamed MACHMOUM           Professeur des Universités, Polytech Nantes/IREENA, Saint Nazaire, France

## Composition du Jury :

Président :    Mohamed BENBOUZID           Professeur des Universités, IRDL, UMR CNRS 6027, UBO, Brest, France

Rapporteurs : Demba DIALLO           Professeur des Universités, Université Paris-Saclay/Geeps, Paris, France  
   Mohamed MACHMOUM           Professeur des Universités, Polytech Nantes/IREENA, Saint Nazaire, France

Examinatrice : Soumia EL HANI           Professeur des Universités, ENSAM Rabat, Université Mohamed V, Maroc

Dir. de thèse : Elhoussin ELBOUCHIKHI    Enseignant chercheur HDR, ISEN Yncréa Ouest, Nantes, France  
Co-encadrant : Yassine AMIRAT            Enseignant chercheur HDR, ISEN Yncréa Ouest, Brest, France



# REMERCIEMENTS

---

Ce travail de recherche a été mené au sein du laboratoire LABISEN, dans les locaux de l'école d'ingénieurs ISEN Yncréa Ouest. Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers l'ISEN Ouest et Brest Métropole pour le soutien financier apporté à ce projet.

Je souhaite témoigner ma reconnaissance à mon directeur de thèse, **Dr. Elhousin ELBOUCHIKHI**, pour son encadrement éclairé, ses encouragements constants, et ses précieux conseils tout au long de cette aventure scientifique. Mes remerciements s'adressent également à mes co-encadrants, **Dr. Yassine AMIRAT** et **Dr. Ehsan SEDGH GOOYA**, pour leurs suggestions pertinentes, leurs discussions enrichissantes, ainsi que leur appui indéfectible.

Je remercie chaleureusement **Pr. Mohamed Benbouzid**, Professeur des Universités à Brest, pour avoir accepté la présidence de mon jury de thèse. Mes remerciements s'adressent aussi à mes rapporteurs, **Pr. Demba Diallo**, Professeur des Universités à Paris, et **Pr. Mohamed Machmoum**, Professeur des Universités à Nantes, pour leurs analyses approfondies et leurs commentaires constructifs. J'adresse également mes sincères remerciements à **Pr. Soumia El Hani**, Professeur des Universités au Maroc, pour sa contribution en tant que membre du jury.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance envers mes amis et collègues de l'ISEN, à Brest et à Nantes, pour leur soutien moral et leur camaraderie, qui ont été d'une grande importance durant ces années de recherche. Enfin, je dédie une pensée spéciale à ma famille, pour leur amour, leur patience et leur compréhension tout au long de ces trois années. Leur soutien inestimable a été une source constante de motivation et de force.



# PUBLICATIONS

---

Certains des résultats de cette thèse ont été publiés ou sont en cours d'examen en vue d'une éventuelle publication dans des revues internationales.

— **Article de journal dans des revues avec comité de lecture**

- **Oussama Ouramdane**, Elhoussin Elbouchikhi, Yassine Amirat et Ehsan Sedgh Gooya, “Optimal Sizing and Energy Management of Microgrids with Vehicle-to-Grid Technology : A Critical Review and Future Trends”, MDPI Energies, Juillet 2021, <https://doi.org/10.3390/en14144166>
- **Oussama Ouramdane**, Elhoussin Elbouchikhi, Yassine Amirat et Ehsan Sedgh Gooya, “Home Energy Management Considering Renewable Resources, Energy Storage, and an Electric Vehicle as a Backup”, MDPI Energies, Avril 2022, <https://doi.org/10.3390/en15082830>
- **Oussama Ouramdane**, Elhoussin Elbouchikhi, Yassine Amirat et Ehsan Sedgh Gooya, “Techno-economic Investigation and Optimal Power Sharing Simulation for Hybrid Solar-wind-battery-EV System for Residential Application”, Springer Electrical Engineering, Mars 2024 (En cours),

— **Article de conférence avec comité de lecture et actes**

- **Oussama Ouramdane**, Elhoussin Elbouchikhi, Yassine Amirat et Ehsan Sedgh Gooya, “Optimal sizing of domestic grid-connected microgrid maximizing self consumption and battery lifespan”, IFAC ALCOS, Juillet 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.391>



# TABLE DES MATIÈRES

---

<b>Publications</b>	<b>5</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>17</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>17</b>
<b>Liste des acronymes</b>	<b>17</b>
<b>Introduction</b>	<b>19</b>
<b>1 État de l’art des microgrids : situation actuelle et défis futurs</b>	<b>23</b>
1.1 Introduction . . . . .	23
1.2 Les microgrids : définition, constituants et classification . . . . .	25
1.2.1 Définition d’un microgrid . . . . .	25
1.2.2 Ressources d’énergie distribuées et charges contrôlables . . . . .	27
1.2.3 Typologie des microgrids . . . . .	31
1.2.4 Outils de communication pour les microgrids . . . . .	37
1.2.5 Intégration des véhicules électriques dans les microgrids . . . . .	38
1.3 Dimensionnement d’un microgrid . . . . .	44
1.3.1 Emplacement optimal et dimensionnement et des constituants d’un microgrid . . . . .	45
1.3.2 Dimensionnement des microgrids à courant alternatif . . . . .	46
1.3.3 Dimensionnement des microgrids à courant continu . . . . .	46
1.4 Systèmes de gestion de l’énergie . . . . .	48
1.4.1 Fonctionnement optimal et résilience des microgrids . . . . .	49
1.4.2 Contraintes des systèmes de stockage . . . . .	52
1.4.3 Méthodes d’optimisation pour la résolution des problèmes des sys- tèmes de gestion de l’énergie . . . . .	54
1.4.4 Logiciels pour la gestion de l’énergie . . . . .	63
1.5 Recherche et défis futurs dans le domaine des microgrids . . . . .	64



## TABLE DES MATIÈRES

---

1.5.1	Communication évolutive . . . . .	65
1.5.2	Problèmes de cybersécurité . . . . .	66
1.5.3	Apprentissage automatique . . . . .	66
1.6	Conclusion . . . . .	68
<b>2</b>	<b>Gestion d'énergie d'un microgrid domestique</b>	<b>71</b>
2.1	Introduction . . . . .	71
2.2	Architecture du microgrid . . . . .	72
2.2.1	Constituants du microgrid domestique . . . . .	74
2.2.2	Modélisation des ressources renouvelables . . . . .	82
2.2.3	Modélisation des dispositifs de stockage de l'énergie . . . . .	84
2.3	Dimensionnement et planification optimaux du microgrid en considérant le concept 'vehicle-to-home' . . . . .	85
2.3.1	Stratégie de gestion d'énergie . . . . .	85
2.3.2	Fonction objective . . . . .	87
2.3.3	Contraintes du système . . . . .	89
2.3.4	Algorithmes d'optimisation pour le dimensionnement et la gestion optimale de l'énergie . . . . .	92
2.4	Résultats des simulations . . . . .	97
2.4.1	Données d'entrée pour l'optimisation . . . . .	99
2.4.2	Simulation sans intégration des batteries embarquées . . . . .	101
2.4.3	Simulation avec intégration des batteries embarquées . . . . .	104
2.4.4	Discussion . . . . .	105
2.5	Conclusion . . . . .	109
<b>3</b>	<b>Planification des flux de puissances et contrôle robuste en mode îloté d'un microgrid</b>	<b>111</b>
3.1	Introduction . . . . .	111
3.2	Structure du microgrid étudié . . . . .	112
3.2.1	Présentation de l'éolienne . . . . .	114
3.2.2	Présentation des panneaux photovoltaïques . . . . .	117
3.2.3	Commande de la recharge/décharge des batteries . . . . .	118
3.2.4	Étude du convertisseur côté réseau . . . . .	119
3.3	Gestion optimale des flux de puissance dans le microgrid . . . . .	121
3.3.1	Planification des flux de puissance par méthode heuristique . . . . .	124

3.3.2	Planification des flux de puissance par optimisation . . . . .	125
3.4	Simulation des flux de puissance du microgrid . . . . .	128
3.4.1	Gestion des flux de puissance par la méthode heuristique . . . . .	129
3.4.2	Gestion des flux de puissance par la méthode d'optimisation . . . . .	131
3.4.3	Comparaison des résultats des deux algorithmes . . . . .	133
3.5	Commande robuste de l'onduleur 4 bras dans le microgrid en mode îloté .	135
3.5.1	Architecture de l'onduleur considéré . . . . .	135
3.5.2	Modélisation de l'onduleur . . . . .	136
3.5.3	Synthèse de la commande PI . . . . .	139
3.5.4	Synthèse de la commande par rejet actif des perturbations (ADRC)	140
3.6	Résultats de simulation de la commande robuste . . . . .	147
3.6.1	Simulation avec des charges linéaires . . . . .	148
3.6.2	Simulation avec des charges non linéaires . . . . .	151
3.6.3	Simulation avec déséquilibre entre phases . . . . .	152
3.6.4	Étude de la robustesse vis à vis des variations paramétriques . . . .	155
3.6.5	Discussion . . . . .	157
3.7	Conclusion . . . . .	158
<b>Conclusion et Perspectives</b>		<b>161</b>
	Conclusion . . . . .	161
	Perspectives . . . . .	163
<b>Annexes</b>		<b>166</b>
<b>A Dimensionnement optimal d'un microgrid domestique connecté au réseau, maximisant l'autoconsommation et la durée de vie des batteries.</b>		<b>167</b>
A.1	Dimensionnement des PV et des batteries pour deux villes différentes . . .	167
A.2	Dimensionnement des PV, des batteries et de l'éolienne pour deux villes différentes . . . . .	171
<b>B Étude de l'éolienne à base de MSAP</b>		<b>174</b>
B.1	Générateur synchrone à aimant permanent . . . . .	174
B.2	Commande vectorielle du convertisseur connectant la machine au bus DC .	177
<b>C Modèle instantané et synthèse de régulateur par modèle inverse</b>		<b>181</b>
C.1	Modélisation du convertisseur coté panneaux solaires . . . . .	181

TABLE DES MATIÈRES

---

C.2 Commande du hacheur coté PV . . . . .	182
<b>Bibliographie</b>	<b>185</b>

# LISTE DES FIGURES

---

1.1	Consommation mondiale de l'énergie primaire et émissions de $CO_2$ [1]. . . . .	24
1.2	Architecture d'un microgrid. . . . .	26
1.3	Composants d'un microgrid. . . . .	26
1.4	Comparatif approximatif des principales technologies de stockage d'énergie [2]. . . . .	29
1.5	Diagramme de Ragone pour divers dispositifs de stockage [3]. . . . .	30
1.6	Classification des microgrids. . . . .	32
1.7	Les trois niveaux de contrôle des microgrids. . . . .	35
1.8	Comparaison des technologies de communication [4]. . . . .	38
1.9	Schéma de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques. . . . .	39
1.10	Concept "Vehicle to Grid". . . . .	40
1.11	Station de recharge intelligente composée d'énergies renouvelables et d'un système de stockage d'énergie. . . . .	41
1.12	Normes entourant la connexion du VE au réseau. . . . .	43
1.13	Microgrid à courant alternatif . . . . .	47
1.14	Microgrid à courant continu. . . . .	47
1.15	Architecture du système de gestion d'énergie. . . . .	49
1.16	Stratégies de gestion de l'énergie de MG. . . . .	51
1.17	Tableau comparatif des caractéristiques des différents systèmes de stockage [2]. . . . .	53
1.18	Marché de l'énergie en présence de cluster de microgrids. . . . .	67
2.1	Structure du MG domestique. . . . .	73
2.2	Types d'éolienne selon l'axe. . . . .	77
2.3	Diagramme de Ragone pour quelques technologies électrochimiques et super-condensateurs. . . . .	80
2.4	Étapes de dimensionnement et de gestion d'énergie du microgrid domestique. . . . .	86
2.5	Stratégie de la gestion d'énergie. . . . .	87

2.6	Schéma de principe de la programmation quadratique séquentielle pour l'optimisation. . . . .	94
2.7	Schéma du problème de l'optimisation. . . . .	98
2.8	Les données d'entrée du problème d'optimisation. . . . .	100
2.9	Étude de cas 1 : Puissances renouvelables produites à Brest et Toulon. . .	103
2.10	Etude de cas 1 : Puissance nette et puissance des batteries. . . . .	103
2.11	Etude de cas 1 : Puissance du réseau et état de charge de la batterie. . . .	103
2.12	Étude de cas 2 : Puissances renouvelables produites à Brest et Toulon. . .	106
2.13	Étude de cas 2 : Puissance nette et puissance des batteries. . . . .	106
2.14	Étude de cas 2 : Puissance réseau et état de charge des batteries. . . . .	106
2.15	Étude de cas 2 : Puissance et état de charge des batteries embarquées dans le véhicule électrique. . . . .	107
3.1	Étapes de la gestion de l'énergie par les deux méthodes. . . . .	112
3.2	Schéma de l'architecture du microgrid considéré pour l'optimisation des flux de puissance. . . . .	113
3.3	Configuration d'une éolienne à base de MSAP. . . . .	115
3.4	Zones de fonctionnement d'une MSAP. . . . .	116
3.5	Les caractéristiques de l'éolienne. . . . .	116
3.6	Chaîne de conversion d'énergie solaire photovoltaïque. . . . .	117
3.7	Caractéristique du panneau photovoltaïque. . . . .	118
3.8	Configuration des batteries et de la borne de recharge. . . . .	119
3.9	Commande des convertisseurs associés aux batteries. . . . .	120
3.10	Topologie du convertisseur côté réseau. . . . .	121
3.11	Commande du convertisseur côté réseau par orientation du vecteur tension. .	122
3.12	Principe de la PLL. . . . .	122
3.13	Schéma général du système implanté sur Matlab/Simulink. . . . .	123
3.14	Gestion des flux de puissance par méthode heuristique sur Matlab/Simulink.	125
3.15	Gestion des flux de puissance par optimisation temps réel. . . . .	127
3.16	Méthode heuristique : Puissances renouvelables et puissance réseau. . . . .	130
3.17	Méthode heuristique : Puissances des batteries stationnaires et embarquées.	130
3.18	Méthode heuristique : Puissance réseau électrique. . . . .	131
3.19	Méthode d'optimisation : Puissances renouvelables et puissance batteries. .	132
3.20	Méthode d'optimisation : Interventions des systèmes de secours (véhicule et réseau) par la méthode d'optimisation. . . . .	133

3.21	Comparaison des coûts de l'énergie sur une journée par les deux méthodes : heuristique et optimisation. . . . .	134
3.22	Configuration de l'onduleur à 4 bras. . . . .	136
3.23	Modélisation et commande par modèle inverse de l'onduleur à 4 bras. . . .	138
3.24	Commande par des régulateurs PI de l'onduleur. . . . .	141
3.25	Topologie de la commande ADRC du premier ordre.. . . .	142
3.26	Topologie de la commande ADRC du deuxième ordre. . . . .	146
3.27	Commande de type ADRC d'un onduleur 4 bras. . . . .	146
3.28	Formes d'ondes des tensions et des courants sous un échelon de charge linéaire. . . . .	149
3.29	THD and VUF des tensions de sortie pour une charge linéaire équilibrée. .	149
3.30	Résultats des simulations pour une charge linéaire déséquilibrée. . . . .	150
3.31	THD and VUF des tensions de sortie pour une charge linéaire déséquilibrée.	150
3.32	Topologie des charges non linéaires. . . . .	151
3.33	Forme d'onde des courants pour des charges non linéaires. . . . .	152
3.34	Résultats de simulation pour les régulateurs PI sous charge non linéaire équilibrée. . . . .	152
3.35	Résultats de simulation pour l'ADRC de premier ordre sous charge non linéaire équilibrée. . . . .	153
3.36	Résultats de simulation pour l'ADRC de second ordre sous charge non linéaire équilibrée. . . . .	153
3.37	Résultats de simulation pour les régulateurs PI sous charge non linéaire déséquilibrée.. . . .	153
3.38	Résultats de simulation pour l'ADRC de premier ordre sous charge non linéaire déséquilibrée. . . . .	154
3.39	Résultats de simulation pour l'ADRC de second ordre sous charge non linéaire déséquilibrée. . . . .	154
3.40	Forme d'onde des courants lors d'une déconnexion brusque de phase. . . .	155
3.41	Résultats de simulation pour les régulateurs PI lors d'une déconnexion brusque des phases. . . . .	155
3.42	Résultats de simulation pour l'ADRC de premier ordre lors d'une décon- nexion brusque des phases. . . . .	156
3.43	Résultats de simulation pour l'ADRC de second ordre lors d'une décon- nexion brusque des phases. . . . .	156

## LISTE DES FIGURES

---

A.1	Structure du MG contenant le PV et les batteries. . . . .	168
A.2	Résultats de l'étude 1 sur une journée (Brest : bleu, Alger : rouge). . . . .	169
A.3	La variaion de la charge sur une semaine. . . . .	169
A.4	Résultats étude 1 sur une semaine (Brest : bleu, Alger : rouge). . . . .	170
A.5	Résultats de l'étude 1 sur une journée (Brest : bleu, Alger : rouge). . . . .	172
A.6	Résultats de l'étude du cas 2 sur une semaine. . . . .	172
B.1	Représentation de la MSAP. . . . .	174
B.2	Topologie du convertisseur côté stator de la MSAP. . . . .	177
B.3	Représentation de la machine dans le plan $\alpha\beta$ et le plan $dq$ . . . . .	178
B.4	Commande du convertisseur de la MSAP afin d'implémenter la MPPT. . . . .	180
C.1	Topologie du PV connecté au bus DC à travers un boost. . . . .	181
C.2	Schéma du modèle instantané du boost associé à un PV. . . . .	183
C.3	Schéma de la commande en boucle fermée de la tension PV. . . . .	184

# LISTE DES TABLEAUX

---

1.1	Avantages et inconvénients des méthodes d'optimisation pour les systèmes de gestion de l'énergie dans les microgrids. . . . .	60
1.2	Travaux de la gestion de l'énergie utilisant les approches d'optimisation. . .	63
2.1	Comparaison entre les types de panneaux photovoltaïques. . . . .	75
2.2	Comparaison entre Éoliennes à Axe Vertical et à Axe Horizontal . . . . .	76
2.3	Comparaison des technologies des batteries. . . . .	78
2.4	Avantages et inconvénients des batterie Li-ion. . . . .	79
2.5	Coûts d'investissement et de maintenance des ressources énergétiques utilisées, avec une durée de vie de 20 ans pour le photovoltaïque et l'éolienne, et de 5 ans pour les batteries. . . . .	99
2.6	Les bornes des variables de décision. . . . .	101
2.7	Étude de cas 1 : Dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques, de l'éolienne et de la batterie. . . . .	101
2.8	Étude de cas 1 : coût énergétique et autonomie atteinte. . . . .	104
2.9	Étude de cas 2 : Dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques, de l'éolienne et des batteries stationnaires. . . . .	105
2.10	Étude de cas 2 : coût énergétique et autonomie atteinte avec intégration du véhicule électrique. . . . .	107
2.11	Résumé des bénéfices obtenus pour 20 ans de fonctionnement du MG domestique à Brest et Toulon. . . . .	108
3.1	Coûts des dégradation. . . . .	126
3.2	Étude comparative des approches proposées en présence d'incertitudes sur les paramètres et pour un scénario de charge non linéaire et déséquilibrée. .	157
3.3	Étude comparative des régulateurs étudiés pour le contrôle de la tension de sortie d'un onduleur autonome à 4 bras. . . . .	158
A.1	Résultats du dimensionnement des PV et des batteries. . . . .	168



## LISTE DES TABLEAUX

---

A.2	Autonomie de la charge dans les deux villes en intégrant les PV et les batteries. . . . .	170
A.3	Résultats financiers liés à l'installation de PV et de batteries. . . . .	170
A.4	Résultats du dimensionnement des PV, des batteries et des éoliennes. . . . .	171
A.5	Autonomie de la charge dans les deux villes en intégrant les PV, les batteries et l'éolienne. . . . .	173
A.6	Différents coût lié à l'installation des PV et des Batteries dans les deux villes.	173
A.7	Résumé des résultats obtenus pour 4 études de cas considérées. . . . .	173

# LISTE DES ACRONYMES

---

Les abréviations suivantes sont utilisées dans ce manuscrit :

<i>MG</i>	Microgrid
<i>SGE</i>	Système de gestion de l'énergie
<i>RER</i>	Ressources énergétiques renouvelables
<i>SSE</i>	Système de stockage d'énergie
<i>GD</i>	Générateur diesel
<i>RED</i>	Ressources énergétiques distribuées
<i>VE</i>	Véhicule électrique
<i>V2G</i>	Vehicle to grid
<i>V2H</i>	Vehicle to home
<i>DC</i>	Courant continu
<i>AC</i>	Courant alternatif
<i>CETO</i>	Conversion de l'énergie thermique des océans
<i>PV</i>	Panneau photovoltaïque
<i>CE</i>	Condensateurs électrochimiques
<i>VI</i>	Volant d'inertie
<i>AG</i>	Algorithme génétique
<i>RNA</i>	Réseaux de neurones artificiels
<i>PL</i>	Programmation linéaire
<i>PLNE</i>	Programmation linéaire en nombres entiers
<i>PSO</i>	Optimisation par essaims particulaires
<i>SMA</i>	Systèmes multi-agents
<i>OM</i>	Optimisation multi-objectifs
<i>PQS</i>	Programmation quadratique séquentielle



# INTRODUCTION

---

La gestion efficace de l'énergie est devenue une préoccupation majeure dans le contexte des transitions énergétiques et environnementales. Dans ce cadre, les microgrids ont émergé comme une solution prometteuse pour répondre aux besoins énergétiques locaux de manière durable et résiliente. L'intégration des ressources renouvelables, des systèmes de stockage et des véhicules électriques dans ces microgrids offre une opportunité unique de mettre en œuvre le concept novateur du "vehicule-to-home".

Le premier aspect crucial de la gestion d'énergie d'un microgrid est l'intégration des ressources renouvelables. Les énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, offrent une alternative propre et durable aux sources d'énergie conventionnelles. L'utilisation de panneaux solaires et d'éoliennes dans un microgrid permet de produire de l'énergie localement, réduisant ainsi la dépendance aux combustibles fossiles et les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, la production d'énergie à partir de sources renouvelables est souvent intermittente, ce qui nécessite des solutions de stockage efficaces. Les systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries lithium-ion, jouent un rôle clé dans la gestion de l'énergie d'un microgrid. Ils permettent d'emmagasiner l'énergie produite pendant les périodes de faible demande et de la restituer lorsque la demande est élevée ou lorsque la production renouvelable est insuffisante. Cette flexibilité de stockage permet d'optimiser l'utilisation des ressources renouvelables et de garantir une alimentation continue du microgrid.

Parallèlement à l'intégration des ressources renouvelables et des systèmes de stockage, les véhicules électriques peuvent jouer un rôle essentiel dans la gestion d'énergie d'un microgrid. Le concept de "vehicule-to-home" consiste à utiliser les batteries des véhicules électriques pour stocker et redistribuer l'énergie vers le microgrid et les domiciles lorsque les véhicules sont stationnés. Cela permet d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et de réduire les coûts liés à l'infrastructure de stockage dédiée. En plus de leur rôle de stockage, les véhicules électriques peuvent également contribuer à la production d'énergie renouvelable en agissant comme des sources mobiles d'énergie ou moyens de stockage d'énergie distribués.

Le dimensionnement d'un microgrid constitue un aspect clé de la mise en œuvre pra-

---

tique dans le contexte de la transition énergétique actuelle. Un dimensionnement adéquat d'un microgrid repose sur une analyse approfondie des besoins énergétiques des bâtiments connectés, de la disponibilité des ressources renouvelables et des caractéristiques des systèmes de stockage. Il vise à optimiser l'utilisation des ressources renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, en les intégrant de manière efficace et fiable au système énergétique. Cela implique de prendre en compte les variations saisonnières, les conditions météorologiques, les profils de charge et les prévisions de demande pour déterminer les capacités optimales des différentes composantes du microgrid. Les modèles mathématiques avancés et les outils d'optimisation sont utilisés pour évaluer les variations de la disponibilité des ressources renouvelables et pour déterminer les combinaisons optimales de différentes sources d'énergie, telles que l'énergie solaire, éolienne, hydroélectrique ou géothermique, afin de répondre à la demande énergétique tout en minimisant les coûts.

Le dimensionnement des systèmes de stockage consiste à déterminer la capacité nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques du microgrid, en prenant en compte différents facteurs. Tout d'abord, il est essentiel d'évaluer les profils de charge des bâtiments connectés, c'est-à-dire les variations de la demande énergétique au fil du temps. Cela permet d'identifier les périodes de pointe où la demande est élevée, ainsi que les périodes creuses où la demande est faible. Ensuite, il est important de considérer la variabilité des ressources renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, afin de déterminer la quantité d'énergie excédentaire qui peut être stockée pendant les périodes de forte production. Les caractéristiques des différents types de systèmes de stockage doivent également être prises en compte lors du dimensionnement. Les batteries sont souvent utilisées dans les microgrids en raison de leur capacité à stocker et à libérer rapidement l'énergie. Il existe différents types de batteries, tels que les batteries au plomb-acide, les batteries lithium-ion et les batteries à flux redox, chacune ayant ses avantages et ses limites en termes de capacité, de durée de vie, de densité énergétique et de coût. D'autres technologies de stockage, comme les supercondensateurs ou les systèmes de stockage thermique, peuvent également être envisagées selon les besoins spécifiques du microgrid.

L'intégration croissante des ressources renouvelables, des systèmes de stockage d'énergie et des véhicules électriques dans les microgrids engendre une complexité grandissante, nécessitant ainsi le recours à des techniques de contrôle-commande avancées pour optimiser les performances du système dans des conditions variables. Les algorithmes de contrôle-commande en temps réel doivent être en mesure de prévoir et d'anticiper les fluctuations de la demande et de la production d'énergie, tout en préservant la stabilité et la

---

qualité de l'énergie fournie. Cette complexité croissante résulte de la diversité des sources d'énergie et des charges connectées au microgrid, ainsi que des multiples interactions entre ces éléments. Par conséquent, la mise en place de stratégies de contrôle-commande efficaces revêt une importance capitale pour assurer un fonctionnement optimal du système et répondre aux exigences de stabilité, de fiabilité et d'efficacité énergétique. Ainsi, la recherche se concentre sur le développement de modèles mathématiques avancés, d'algorithmes de contrôle-commande adaptatifs et de méthodes de prédiction pour gérer ces systèmes complexes en temps réel. Par ailleurs, il est fondamentale de mettre en place des commandes robustes aux perturbations internes et externes aux microgrids tel que le contrôle actif de rejet des perturbations ou l'ADRC. De plus, l'utilisation de techniques de communication avancées pour faciliter l'échange d'informations entre les différents composants du microgrid joue un rôle crucial dans la coordination et l'optimisation des opérations du système. L'objectif ultime est de garantir une utilisation efficace des ressources renouvelables, des systèmes de stockage d'énergie et des véhicules électriques, tout en répondant aux besoins énergétiques des utilisateurs et en assurant la stabilité du réseau électrique.

Cette thèse a apporté des contributions majeures sur trois aspects principaux :

- La première contribution concerne le dimensionnement optimal d'un microgrid. Le dimensionnement optimal permet d'assurer la fiabilité et la sécurité en cas de pénurie de production, tout en garantissant que cet investissement initial sera rentable à long terme.
- Une autre contribution importante est le développement d'une méthode de gestion de l'énergie basée sur une optimisation sous contraintes non linéaires. Cette méthode permet de fonctionner à moindre coût, de réduire la dépendance au réseau, favoriser la production non polluante et d'intégrer les véhicules en tant qu'appoint tout en maintenant l'équilibre de puissance et en respectant toutes les contraintes du système.
- La troisième contribution englobe un travail de planification des flux de puissance en temps réel. Cette contribution comporte deux aspects distincts :
  - La réalisation du contrôle de l'ensemble du microgrid dimensionné précédemment est accomplie. Une couche supérieure de gestion des flux de puissance heuristique est implantée et comparés avec une méthode d'optimisation prenant en compte des aspects de durabilité et de sécurité des composants.
  - Le contrôle commande robuste aux perturbations internes et externes d'un onduleur autonome à 4 bras pour le microgrid en mode îloté est proposée. Cette

---

approche est basée sur l'ADRC et permet des performances optimales comparés aux régulateurs PI.

Le manuscrit est structuré de la manière suivante :

- Le premier chapitre aborde un état de l'art général sur les ressources renouvelables, les systèmes de stockage, ainsi que leur intégration dans les microgrids, en présentant différentes classifications de ces derniers. Une attention particulière est accordée aux véhicules électriques et au concept de "vehicle-to-grid". Ensuite, le chapitre se concentre à nouveau sur les microgrids, en mettant en avant les méthodes et outils efficaces utilisés aujourd'hui dans la recherche et l'industrie pour la gestion de l'énergie.
- Le deuxième chapitre présente une étude d'optimisation du dimensionnement et de la gestion de l'énergie d'un microgrid domestique intégrant les batteries embarquées dans le véhicule électrique. Une étude comparative est réalisée pour deux villes distinctes avec deux climats différents. La fonction objectif consiste à minimiser le coût de l'énergie et le coût d'investissement tout en réduisant la dépendance vis à vis du réseau électrique. La résolution de ce problème est réalisée à l'aide d'une méthode d'optimisation sous contraintes non linéaires.
- Le troisième chapitre se divise en deux parties interdépendantes. La première partie concerne l'implantation du contrôle des convertisseurs de chaque composant du microgrid dimensionné dans le chapitre précédent. L'objectif principal est pouvoir mettre en oeuvre des algorithmes de gestion des flux de puissance en temps réel, à savoir, une méthode heuristique et une méthode basée sur l'optimisation. Ainsi, Les régulateurs mise en oeuvre dans cette partie sont des régulateurs PI et des régulateurs par hystérésis. La seconde partie se focalise sur le microgrid en cas de perte du réseau électrique. Dans ce mode îloté, les batteries stationnaires permettent de maintenir la tension du bus continu à la consigne souhaitée dans les limites de son état de charge. Ensuite, un onduleur autonome à 4 bras permettant de créer un neutre afin d'alimenter les charges monophasés est implanté. Cet onduleur est commandé grâce à une approche basé sur l'ADRC afin de minimiser l'influence des différentes perturbations : charges non linéaires déséquilibrés, incertitudes sur le modèle et les paramètres de ce dernier, déconnexion de phases, etc.

# ÉTAT DE L'ART DES MICROGRIDS : SITUATION ACTUELLE ET DÉFIS FUTURS

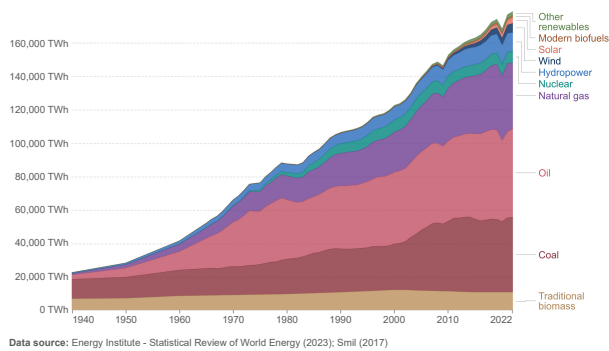
---

## 1.1 Introduction

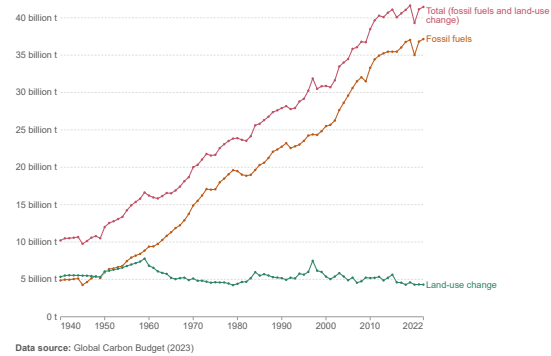
Les dernières décennies ont été marquées par une augmentation significative de la consommation des énergies fossiles, comme le montre la figure 1.1a, entraînant une augmentation considérable des émissions de gaz à effet de serre et plus particulièrement le  $CO_2$ , comme l'illustre la figure 1.1b. De plus, l'augmentation des coûts et l'épuisement des ressources fossiles ont poussé les chercheurs et les ingénieurs de l'industrie à explorer et à proposer des alternatives énergétiques plus durables. En conséquence, les ressources énergétiques renouvelables (RER) ont été développées pour répondre à ces problèmes [5, 6]. Grâce à leur grande disponibilité et à leur caractère non polluant, les énergies renouvelables sont devenues la solution idéale pour surmonter les problèmes économiques et écologiques et pour assurer l'approvisionnement en énergie électrique des zones non interconnectés. L'avancement et la maturité des technologies des RER, telles que les éoliennes, les panneaux photovoltaïques (PV), les hydroliennes, la biomasse, et bien d'autres, les progrès des dispositifs d'électronique de puissance, et le développement des technologies de contrôle et de surveillance ont rendu leur exploitation possible et économiquement viable [7, 8]. L'intégration des RER aux réseaux conventionnels a été faite en les connectant aux réseaux de distribution et de transport en fonction de la puissance injectée. Ainsi, ils peuvent fournir une quantité d'énergie pour soutenir le réseau électrique et doivent se conformer aux normes et réglementation technique en matière de support au réseau (réglage du plan de tension et stabilité en fréquence) et qualité de l'énergie [9].

Compte tenu du développement rapide des technologies renouvelables, de la nécessité de limiter les risques de congestion du réseau électrique et d'accroître la capacité de production globale, ainsi que de l'urgence de fournir de l'électricité aux régions éloignées, les chercheurs se sont intéressés au concept du microgrid (MG). Les ressources énergé-





(a) La consommation mondiale d'énergie primaire par source.



(b) Les émissions de  $CO_2$  issues de la combustion de combustibles fossiles et des changements d'utilisation des terres.

FIGURE 1.1 – Consommation mondiale de l'énergie primaire et émissions de  $CO_2$  [1].

tiques distribuées (RED) sont composées à la fois de ressources renouvelables suffisamment disponibles dans la zone où le MG est conçu et de générateurs conventionnels (GC), y compris les générateurs diesel, par exemple. Les RER étant de nature intermittente et dépendant des conditions météorologiques, les systèmes de stockage d'énergie (SSE) sont primordiaux dans les MG car ils assurent l'équilibre entre l'offre et la demande. Dans certaines circonstances, lorsque les ressources renouvelables et les SSE ne peuvent pas répondre à la demande de la charge, des générateurs conventionnels sont utilisés ou des charges délestables sont déconnectées pour assurer l'approvisionnement en énergie des charges critiques. Cela est réalisé en déplaçant certaines charges non critiques en dehors de la période de pointe de consommation [10]. Par conséquent, le MG est un système autonome, qui satisfait sa consommation en produisant sa propre énergie, mais il peut également fonctionner en mode connecté au réseau pour les échanges d'énergie avec le réseau principal [11].

Ce chapitre est organisé comme suit : la section 1.2 présente le concept du MG en répertoriant les évolutions des technologies renouvelables, des charges contrôlables, des systèmes de stockage d'énergie et des outils de communication. Ensuite, la classification des MG est présentée suivant plusieurs critères. La section 1.2.5 traite de l'intégration des véhicules électriques dans les MG. La section 1.3 s'intéresse au dimensionnement optimal des MG en prenant en considération les contraintes techniques, économiques et les données météorologiques. La section 1.4 traite des systèmes de gestion de l'énergie (EMS) des MG. Enfin, la section 1.5 conclut ce chapitre et présente quelques perspectives.

## 1.2 Les microgrids : définition, constituants et classification

Les principaux composants des microgrids sont les RED, les charges, les capteurs et les dispositifs de contrôle, ainsi que les outils de communication. En ce qui concerne les RED, l'accent est mis sur les ressources d'énergie renouvelables et les systèmes de stockage de l'énergie.

### 1.2.1 Définition d'un microgrid

En Europe, les micro-réseaux sont définis par la commission européenne dans le cadre des projets « Microgrids » et « More Microgrids », comme des systèmes « *qui comportent des systèmes de distribution de basse tension avec des sources d'énergie distribuée, telles que les microturbines, les piles à combustibles, les systèmes photovoltaïques, etc., des systèmes de stockage tels que les volants d'inertie, les supercondensateurs et les batteries, et des charges contrôlables, qui ont des possibilités d'être contrôlées vis-à-vis de l'opération du réseau. Les microréseaux sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également [fonctionner] en mode îloté, en cas de défaut dans le réseau principal* » permettant d'augmenter la résilience du système électrique. Les Etats-Unis et les pays de l'Asie orientale sont aujourd'hui leader en nombre de projet dans le monde [12]. Ces projets visent généralement à résoudre la difficulté d'accès à l'énergie pour les zones rurales, répondre aux besoins critiques des bases militaires et hôpitaux, accompagner l'émergence d'éco-quartiers et développer une nouvelle économie de l'énergie.

Le MG est défini dans [13] comme un système énergétique complexe qui nécessite une infrastructure spécifique, la coordination des ressources énergétiques et des flux d'information, ainsi qu'une protection supplémentaire et l'assurance de la fiabilité énergétique. Il est formé par l'intégration de ressources énergétiques renouvelables, de générateurs conventionnels, de charges et de dispositifs de stockage de l'énergie, comme le montre la figure 1.2. Les MG peuvent être exploités en mode connecté au réseau électrique ou en mode îloté [14]. De plus, les microgrids peuvent être exploités comme un groupe de systèmes interconnectés (cluster) permettant le contrôle autonome et coordonné, la gestion de l'énergie et le commerce de l'énergie (Energy Trading). Les principaux composants du MG sont illustrés par la Fig.1.3.

Un MG nécessite une gestion intelligente et adaptative en temps réel. Par conséquent,

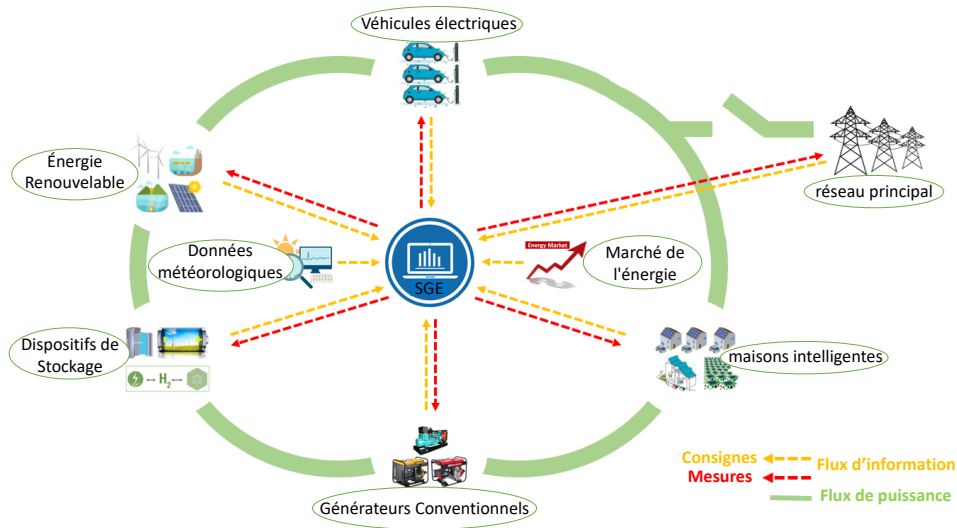


FIGURE 1.2 – Architecture d'un microgrid.

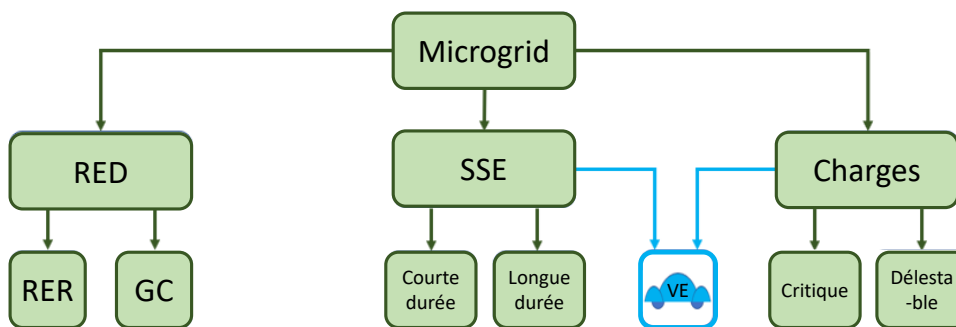


FIGURE 1.3 – Composants d'un microgrid.

un système de gestion de l'énergie (SGE) est d'une importance capitale afin de résoudre les problèmes du MG et de fournir la solution idéale concernant la répartition de l'énergie entre les RED, les SSE et la gestion des charges délestables dans les situations critiques [15]. Le SGE permet de gérer la volatilité et l'intermittence des ressources d'énergie renouvelables et de la demande, en se basant sur des méthodes d'optimisation. Ceci afin d'optimiser le fonctionnement global des MG en termes de coût de l'énergie nivelé (LCOE), du coût de pollution engendrée, de la disponibilité et de la fiabilité de l'approvisionnement, de durée de vie de ses constituants, et d'autres objectifs. Plusieurs contraintes doivent être respectées qui sont liées aux pertes du réseau, la capacité des lignes en puissance active et réactive, la capacité de stockage d'énergie et la profondeur de décharge autorisée, et

bien d'autres. L'objectif est de garantir les performances optimales du MG tout au long de sa durée de vie [16].

L'intégration des sources d'énergie renouvelables à grande échelle dans les réseaux électriques nécessite le stockage d'énergie. Le stockage joue un rôle important pour surmonter l'intermittence des RER et assurer la stabilité du MG. Lorsqu'ils sont branchés sur les prises domestiques, les véhicules électriques (VE) peuvent fonctionner comme des batteries. Ils peuvent être rechargés pendant les périodes creuses et déchargés pendant les périodes de pointe, agissant comme un RER pour soutenir le réseau principal ou les MG. De ce fait, les véhicules électriques agissent comme une charge et un RED pour les microgrids, ce qui permet de réduire la capacité installée des SSE. Par conséquent, la technologie de "vehicle-to-grid" (V2G) est considérée comme l'une des technologies clés les plus prometteuses en matière de réseaux intelligents [17]. Le pool de V2G agrégé conçu par un grand nombre de véhicules électriques aide grandement à la répartition optimale de l'offre et de la demande. Les propriétaires de ces véhicules électriques peuvent obtenir des incitations financières [18, 19].

## 1.2.2 Ressources d'énergie distribuées et charges contrôlables

### Ressources d'énergie renouvelables

L'intégration des RER dépend avant tout de la maturité de la technologie. Les RER les plus maîtrisées d'un point de vue technologique sont :

- L'énergie solaire, qui comprend trois types : les panneaux photovoltaïques, le chauffage solaire et l'énergie solaire à concentration ;
- L'énergie éolienne, dont on peut distinguer deux types, les éoliennes terrestres et les éoliennes en mer ;
- La biomasse.

Plusieurs travaux ont porté sur le développement de ces ressources renouvelables matures en termes de dimensionnement, de contrôle, de gestion de l'énergie et d'amélioration de l'efficacité [8, 15, 20]. De nombreuses autres ressources renouvelables peuvent être citées comme l'énergie hydraulique [21], l'énergie géothermique et la bioénergie pour l'électricité et la chaleur, et les biocarburants [7]. En outre, des technologies en phase de développement (degré de maturité faible), très prometteuses mais encore à un stade précoce de développement, sont étudiées par les chercheurs et les ingénieurs, comme, les hydroliennes, les systèmes houlomoteurs, le gradient de salinité, le courant océanique profond,

la conversion de l'énergie thermique des océans, etc. [8].

Les projets menés sur les MG comportent principalement les RER les mieux maîtrisés à l'heure actuelle. Le photovoltaïque représente la technologie de production d'énergie renouvelable la plus maîtrisée. Il existe différents types de PV, qui sont les panneaux solaires photovoltaïques composés de cellules polycristallines, de cellules monocristallines, de cellules amorphes, de cellules à jonctions multiples, de panneaux solaires photovoltaïques sans silicium en couche mince CIS (désigne les éléments cuivre (C), indium (I) et sélénium (S)), des panneaux à pérovskite, de panneaux à air et de panneaux à eau. Dans plusieurs projets de MG, les PV sont utilisés seuls comme source d'énergie renouvelable pour fournir l'énergie nécessaire pour répondre à la demande des charges [22, 23].

En second lieu, les turbines éoliennes sont largement explorées dans les MG. Actuellement, les éoliennes disponibles sur le marché sont divisées en deux grandes catégories en fonction du générateur utilisé : celles équipées d'un générateur asynchrone (environ 75% du marché), et celles équipées d'un générateur synchrone à aimant permanent (environ 25% du marché). Dans plusieurs projets de MG, la production est uniquement basée sur les éoliennes comme ressource renouvelable [24]. D'autres études combinent les deux technologies afin de profiter de la complémentarité des ressources et optimiser la capacité des dispositifs de stockage d'énergie. Par exemple, les études de [16, 25, 26] ont combiné des éoliennes et des panneaux solaires pour concevoir un MG afin de satisfaire la charge tout en respectant plusieurs contraintes. D'autres énergies renouvelables sont utilisées dans d'autres travaux de recherche. En effet, dans [15], les auteurs ont étudié l'intégration de l'hydrolienne pour la fourniture d'énergie aux îles. De plus, dans [27], un MG basé sur la biomasse et les PVs est conçu pour alimenter une serre de légumes.

## **Systemes de stockage de l'énergie**

Compte tenu de l'importance des éléments de stockage dans la quasi-totalité des domaines énergétiques, notamment dans les MG, les chercheurs ont consacré plusieurs travaux pour développer de nouvelles technologies et améliorer les performances de celles existantes. Il existe aujourd'hui plusieurs dispositifs de stockage, qui sont classés selon des critères de durée, de capacité et d'applications. Il existe des dispositifs de stockage de courte, moyenne et longue durée, tels que les volants d'inertie, les batteries et le stockage d'énergie par hydrogène et air liquide, respectivement. Les dispositifs de stockage à grande et petite capacité énergétique, tels que les supercondensateurs et les batteries, respectivement. Différents dispositifs de stockage d'énergie sont comparés sur la figure 1.4

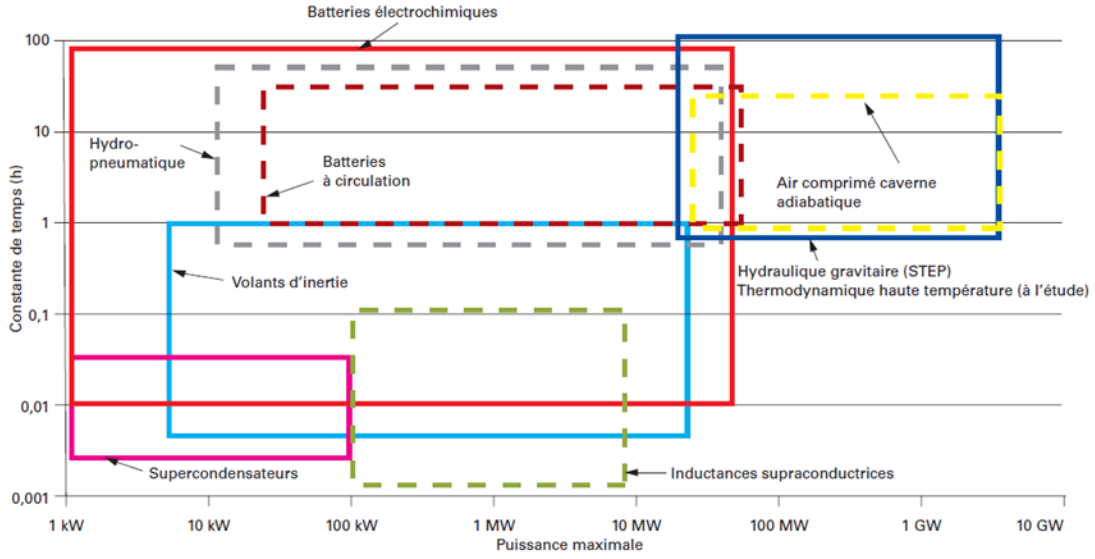


FIGURE 1.4 – Comparatif approximatif des principales technologies de stockage d'énergie [2].

en termes de constante de temps et puissance maximale possible.

Les batteries couvrent actuellement une très grande partie des applications grâce à la disponibilité de plusieurs types de batteries, telles que les batteries lithium-ion, les batteries sodium-ion, les batteries à flux redox, etc. [28]. Elles se caractérisent par leur temps de stockage moyen, et leur capacité qui n'est pas très importante, mais elles peuvent être combinées pour augmenter leur autonomie. Plusieurs études ont été menées dans ce domaine afin d'améliorer la durée de vie, l'énergie spécifique, la capacité de fourniture d'énergie (puissance spécifique), l'impact environnemental et le recyclage. En raison de leur densité énergétique et de leur rapport énergie/poids élevés, les batteries Li-ion sont largement utilisées dans les applications de défense, de l'automobile et de l'aérospatiale [29]. Le diagramme de Ragone compare différents systèmes de stockage en fonction de la densité de puissance et de la densité énergétique, comme le montre la figure 1.5. Contrairement aux batteries, les condensateurs électrochimiques peuvent fonctionner à un taux de charge et de décharge élevé sur un nombre presque illimité de cycles [30]. Les systèmes à volant d'inertie sont en cours de développement et comprennent des rotors à volant d'inertie en acier et des rotors composites en résine/verre ou résine/fibre de carbone [31]. Le stockage de l'énergie par l'hydrogène est considéré comme un vecteur de transition par les chercheurs. L'excédent d'énergie généré par les sources d'énergie renouvelables intermittentes est utilisé pour l'électrolyse de l'eau afin de produire de l'hydrogène [32].

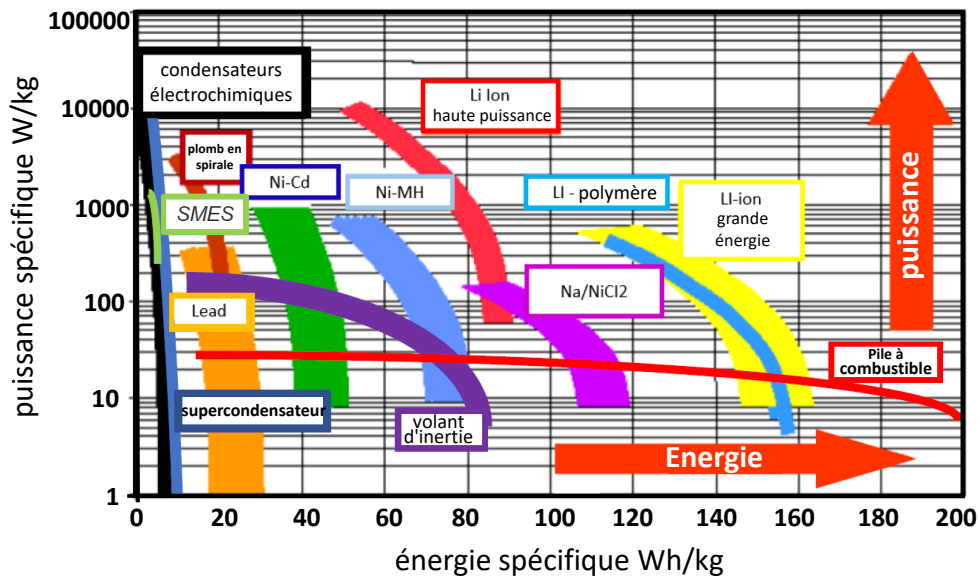


FIGURE 1.5 – Diagramme de Ragone pour divers dispositifs de stockage [3].

L'hydrogène est ensuite stocké sous forme de liquide ou de gaz comprimé pour une utilisation ultérieure. L'hydrogène peut être produit, stocké et utilisé pour produire de l'énergie électrique et de l'eau à l'aide de la technologie des piles à combustible pendant les pics de demande d'énergie [33].

### Les charges contrôlables

Les charges représentent la deuxième partie du MG après les RED. Plusieurs aspects sont traités par les chercheurs afin d'optimiser leur consommation, d'améliorer leurs systèmes de protection. Dans certaines circonstances difficiles, la consommation d'énergie peut augmenter brusquement à n'importe quel moment de la journée, et les RED, y compris les SSE, peuvent ne pas être en mesure de répondre à la demande d'énergie. Pour résoudre ce problème, il est possible de procéder à un délestage partiel de la charge afin d'assurer la fourniture d'énergie aux charges critiques. En effet, l'idée est de déplacer certaines charges non critiques en dehors de la période de forte consommation d'énergie afin de réduire les pics de demande [34]. D'une part, les charges telles que les chauffe-eau électriques, les réfrigérateurs, les véhicules électriques, les machines à laver et l'éclairage public peuvent être déplacées pour maintenir l'équilibre actif de la puissance et la stabilité du MG. D'autre part, d'autres charges sont considérées comme critiques. En effet, elles doivent être alimentées indépendamment de la production d'énergie, comme les hôpitaux,

les bases militaires, les systèmes de chauffage et les résidences universitaires. Dans [35], les auteurs ont réalisé un délestage de charge pour assurer l'équilibre énergétique d'un MG. Deux modes de fonctionnement ont été étudiés : dans le premier mode, la charge est critique et doit être satisfaite à tout moment, tandis que dans le second mode, la charge est contrôlée ; si elle dépasse un certain seuil, elle est divisée en deux parties selon certains critères. Une partie doit être alimentée, et la seconde peut être déplacée ultérieurement. Le délestage a montré son influence sur l'ensemble du système, les charges de pointe ont diminué, les RED fonctionnent de manière moins intensive par rapport à la première étude. Dans [36], les auteurs ont proposé un modèle d'optimisation du délestage contrôlable pour le contrôle d'urgence du MG. L'objectif est de minimiser les pertes de charge en intégrant le coût du délestage et minimiser les fluctuations de tension au niveau de tous les bus du MG.

### 1.2.3 Typologie des microgrids

La conception des microgrids suit une architecture qui dépend de l'application. Ils peuvent être classés en trois catégories principales. Le premier critère de classification est la nature du courant qui peut être AC, DC ou Hybrid. Le deuxième critère est le mode de fonctionnement, qui peut être soit isolé ou connecté. Enfin, le dernier critère est le type de contrôle, qui peut être centralisé ou décentralisé. La figure 1.6 montre la classification des MG en fonction de ces critères.

#### Classification par type de puissance

Dès que l'électricité doit être transportée entre les sites de production et les sites de consommation, le courant alternatif s'impose comme la technologie de référence. Sa force réside dans la possibilité d'utiliser des transformateurs pour le porter à des tensions élevées afin de rendre son transport plus facile et plus rentable. Les générateurs, qu'ils soient à courant alternatif ou continu, produisent de l'électricité à des niveaux de tension relativement bas, ce qui n'est pas pratique pour le transport sur de longues distances, ou alors cela entraîne des pertes d'énergie énormes et coûteuses. À cette fin, l'utilisation du transformateur élévateur est devenue nécessaire, impliquant l'utilisation du courant alternatif [37].

Le courant alternatif offre également une grande souplesse d'interconnexion pour former un réseau solide, ce qui rend l'approvisionnement en électricité plus fiable. Aux pre-



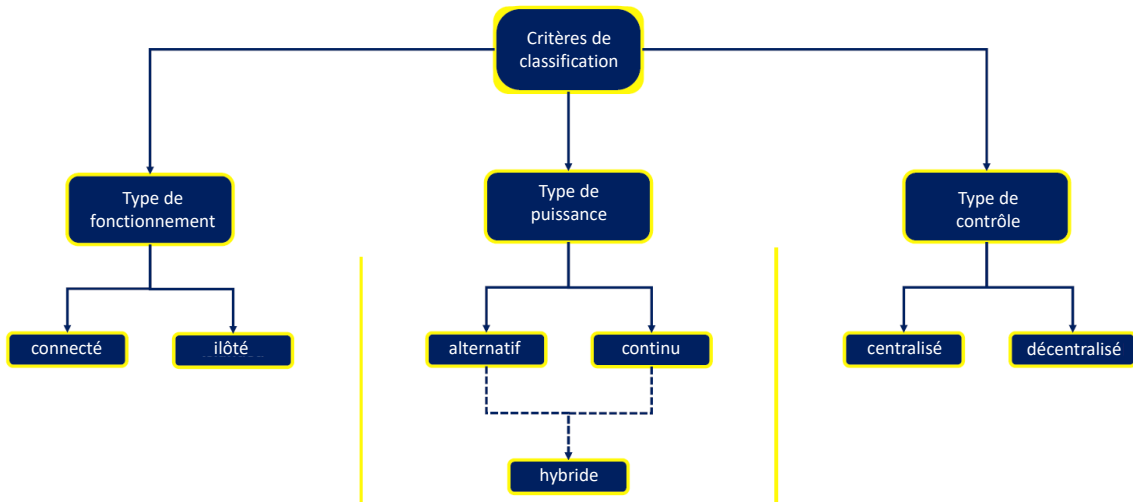


FIGURE 1.6 – Classification des microgrids.

miers jours de l'électricité, la question de la fiabilité de l'approvisionnement était une préoccupation majeure. Puis, à mesure que la production s'est rapprochée de la consommation, le problème de la transmission massive sur de longues distances est devenu moins aigu [38]. Le principal avantage de l'alternatif : la flexibilité de la connexion des charges et de la production sur le chemin de l'électricité. Cet avantage est particulièrement important si le couloir de transport traverse une zone densément peuplée et si des installations de production sont situées le long du parcours. En revanche, l'alternatif est coûteux : le système décrit ci-dessus est très onéreux car, en réalité, il nécessite la construction d'une infrastructure entièrement électrique de bout en bout [37, 39].

L'inconvénient majeur du courant alternatif est la présence de puissance réactive. Lorsqu'une ligne est chargée en dessous de sa puissance nominale, une puissance réactive est produite ; sans l'ajout d'équipements de compensation, la tension peut augmenter de façon disproportionnée. Inversement, une ligne chargée au-dessus de sa puissance nominale consomme de la puissance réactive et provoque une chute brutale de la tension. Du point de vue de la fiabilité, il est nécessaire de construire une ligne de transmission en courant alternatif sous la forme de sections interconnectées, combinant des compensations en série et en dérivation, afin de transporter la puissance maximale à tout moment [38]. Les domaines du contrôle et de la protection ont aussi leurs contraintes particulières. Il doit être possible d'éliminer les défauts à la terre sur une phase sans ouvrir les disjoncteurs des trois phases. La difficulté réside dans le courant capacitif élevé, généré par les phases

saines, qui traverse le défaut. Ceci peut être surmonté par des réactances accordées qui minimisent le courant induit [38].

Le courant continu présente plusieurs avantages. En effet, le courant continu est plus facile à transporter sur de longues distances. Les stations de conversion (côté redresseur et côté onduleur) peuvent très rapidement réguler les valeurs de tension/courant et donc le flux de puissance. Le déphasage entre les extrémités émettrices et réceptrices est insignifiant si la seule connexion est en courant continu. En fait, les réseaux connectés peuvent même fonctionner de manière asynchrone puisque le courant continu n'a pas d'angle de phase et est indépendant de la fréquence. En outre, l'émergence de nouveaux systèmes à courant continu, tels que les systèmes photovoltaïques et autres appareils ménagers, et la réduction du prix des batteries ont ouvert la voie aux microgrid à courant continu. Un autre avantage du courant continu réside dans son faible coût de transport d'une très forte puissance sur de longues distances, avec des pertes minimales (5% pour 2000 km). Sans compter qu'il nécessite moins de lignes et une plus faible empreinte sur l'environnement : le transfert de 12000 MW peut être satisfait par 2 lignes courant continu haute tension à 800 kV, alors que l'alternative nécessiterait 8 lignes [38].

Néanmoins, la combinaison d'un transport massif d'électricité sur une liaison économique à courant continu haute tension et, en parallèle, d'un réseau à courant alternatif basse tension pourrait, dans de nombreux cas, offrir une solution optimale alliant faible coût et grande flexibilité, ainsi que la possibilité d'alimenter le consommateur tout au long du trajet. Toutefois, cela ne va pas sans poser quelques problèmes techniques : les perturbations de la transmission en courant continu entraînent souvent la rupture de la liaison en courant alternatif lorsque les angles de phase augmentent.

### Classification par type de contrôle

Un schéma de contrôle hiérarchique basé sur le contrôle de la puissance pour un microgrid implique généralement plusieurs niveaux de contrôle pour gérer et optimiser le fonctionnement du microgrid comme illustré par la figure 1.7. Ce schéma contient 3 niveaux de contrôle comme suit :

- **Niveau de Contrôle Local** : au niveau le plus bas de la hiérarchie, chaque ressource énergétique distribuée (DER) au sein du microgrid fonctionne de manière autonome en utilisant des stratégies de contrôle basées sur la puissance. Les contrôleurs locaux régulent la production d'énergie des DER individuels, tels que les panneaux solaires, les éoliennes, et les batteries, pour répondre à des objectifs

locaux tels que la maximisation de la production d’énergie, le maintien de la tension et de la fréquence dans des limites acceptables et la minimisation des pertes.

- **Niveau de Contrôle Distribué** : le niveau de contrôle distribué coordonne le fonctionnement de plusieurs DER au sein de sections ou zones spécifiques du microgrid. Les contrôleurs distribués échangent des informations entre les DER voisins pour optimiser les performances globales du microgrid. Ce niveau de contrôle peut impliquer des protocoles de communication et des algorithmes de prise de décision décentralisés pour parvenir à un consensus entre les DER concernant le partage de la puissance, la régulation de la tension et l’équilibrage de la charge.
- **Niveau de Contrôle Centralisé** : au niveau le plus élevé de la hiérarchie, un contrôleur centralisé supervise l’ensemble du microgrid. Le contrôleur centralisé collecte les données des contrôleurs distribués et prend des décisions globales pour optimiser le fonctionnement global du microgrid. Il peut utiliser des algorithmes d’optimisation avancés, des analyses prédictives et des techniques d’apprentissage automatique pour gérer les flux d’énergie, planifier la génération, le stockage et les ressources côté demande, et coordonner les transactions économiques au sein du microgrid.

En mettant en oeuvre ces 3 niveaux de contrôle, un microgrid peut atteindre un fonctionnement efficace et fiable tout en maintenant la stabilité et la résilience face aux perturbations et aux incertitudes. Cette approche permet l’intégration de sources d’énergie renouvelable, de systèmes de stockage d’énergie et de charges flexibles, conduisant à une gestion améliorée de l’énergie et des capacités d’intégration au réseau électrique.

Par ailleurs, l’élément clé du déploiement d’un MG est l’utilisation d’une gestion optimale et efficace de l’énergie, qui peut être assurée par un système de contrôle centralisé ou décentralisé. Dans le système de contrôle centralisé, le contrôle est assuré par une seule unité de contrôle, qui gère l’ensemble du MG. Elle reçoit des informations internes au système (provenant des capteurs) et des informations externes (données climatiques) et suit en permanence le marché de l’énergie, notamment l’évolution des prix, et génère une solution en tenant compte de toutes ces données en même temps. Par conséquent, la solution calculée est faisable et optimale, et répond aux exigences du système, car elle est générée en fonction de toutes les contraintes du système [40].

Cependant, cette approche nécessite des moyens de communications fiable et avec une bande passante élevée permettant cette échange de données. Par ailleurs, la collecte de toutes les données du système dans une seule unité de contrôle entraîne trop d’erreurs,

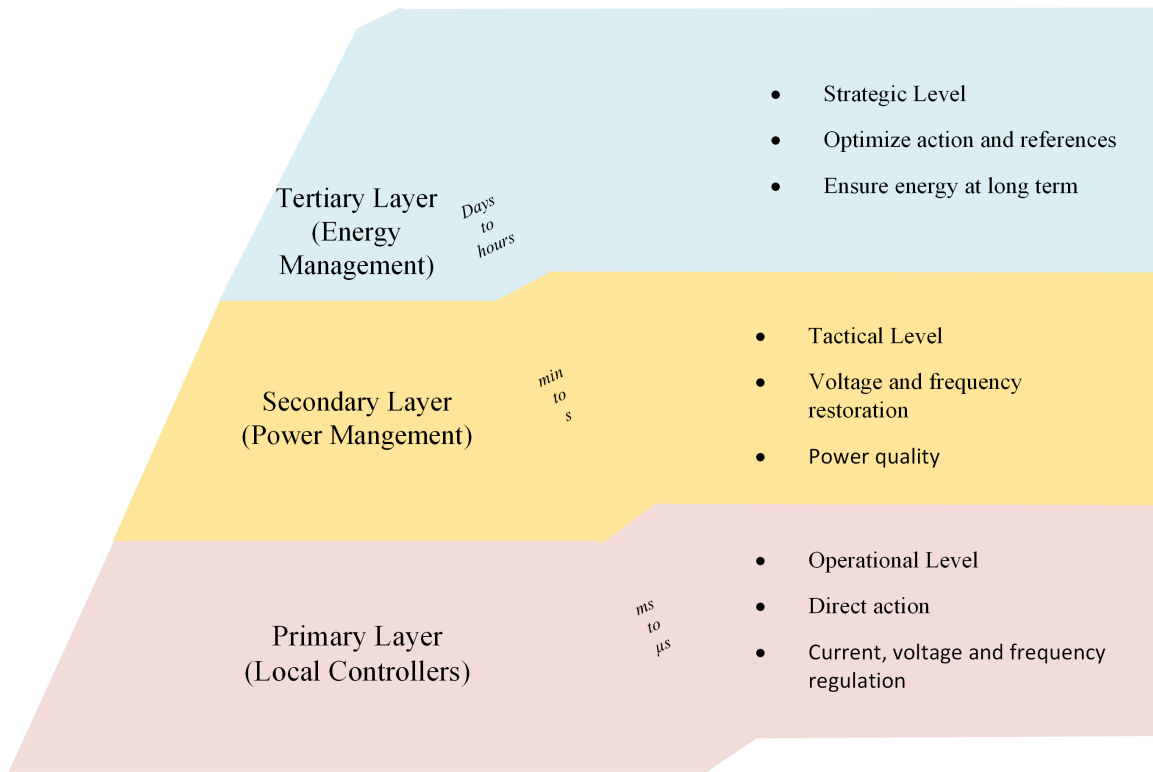


FIGURE 1.7 – Les trois niveaux de contrôle des microgrids.

trop de variables et d'équations. Les contraintes du système s'accumulent et le grand nombre de variables rend l'optimisation très difficile, très lente, et le système devient plus compliqué à résoudre. Ce type de contrôle nécessite une approche computationnelle forte et surtout un solveur rapide pour générer la solution en temps réel [41]. Un autre inconvénient de ce type de contrôle est que l'optimisation peut échouer en raison d'un problème dans un composant du système, ce qui entraîne une perte de gestion et l'arrêt de l'ensemble du système.

La deuxième structure de contrôle possible est le contrôle décentralisé. Elle est développée pour pallier les insuffisances du contrôle centralisé. L'avantage de ce contrôle est que chaque unité s'occupe de son sous-système localement, elle aura donc moins de tâches à effectuer. L'unité locale collecte les mesures relatives à son sous-système et analyse la requête qu'elle reçoit de l'unité globale. Dans un premier temps, cette unité génère une solution locale en ne tenant compte que des contraintes de son sous-système, ce qui réduit le nombre de variables et donc le temps de calcul. Après avoir calculé les solutions locales, l'unité centrale utilise ces résultats pour trouver la solution optimale pour le système

complet, sans tenir compte de toutes les contraintes du système, ni des mesures effectuées au niveau des capteurs des sous-systèmes. Le temps de calcul est court, et les approches utilisées sont plus simplifiées, et parfois elles sont linéaires, et ne nécessitent pas de logiciel fort pour le calcul [40].

Le contrôle décentralisé, malgré ses avantages, présente certains inconvénients. Il nécessite plusieurs unités de contrôle locales, plus de capteurs, plus de moyens de communication, et d'autres installations, et donc un investissement plus coûteux. De plus, les solutions calculées par les unités locales peuvent être rejetées par l'unité centrale, car elles ne sont pas réalisables et ne satisfont pas toutes les contraintes du système [40]. Dans [42], les deux aspects sont combinés pour le contrôle de la tension à partir de convertisseurs électroniques de puissance. Plusieurs avantages sont présentés : adaptabilité aux pannes et possibilité de les surmonter (approche tolérante aux pannes), mise en œuvre non compliquée, bonne gestion de la puissance et de l'énergie et donc bon rendement.

### **Classification par type de fonctionnement**

Un MG peut fonctionner en mode connecté (au réseau) ou en mode îloté (hors réseau) pour augmenter la fiabilité de l'alimentation électrique en se déconnectant du réseau en cas de défaillance de celui-ci [43]. L'électrification rurale et les petites îles sont quelques exemples de MG insulaires. Leur capacité est de l'ordre de quelques watts à 10 MW. Les îles plus grandes, les sites industriels, les sites militaires, les hôpitaux, les centres de données et les réseaux de distribution existants sont quelques exemples de MG insulaires et connectés, leur puissance se situe entre 500 kW et 10 MW [44].

Les grands réseaux de transport et d'interconnexion transportent de très grandes quantités d'énergie sur de longues distances, ils sont régulés en tension pour réduire le courant (pertes), les niveaux de tension sont compris entre 225 kV et 400 kV. Ensuite, il y a les réseaux de distribution régionaux, le niveau de tension varie entre 63 kV, 90 kV et 225 kV. Enfin, les réseaux de distribution desservent les consommateurs finaux à moyenne ou basse tension. Dans les MG, les charges et RED sont localisés dans les mêmes zones géographiques et sont conçus dans des zones peuplées. Ils ont donc des niveaux de tension inférieurs à ceux des grands réseaux de transport et de distribution, ils sont connectés aux réseaux de distribution à basse tension (parfois à moyenne tension), où le niveau de tension varie de 400V à 20kV.

Les MG connectés ont un point d'interconnexion (appelé point de couplage commun) avec le réseau principal, ce qui leur permet de fonctionner dans les deux modes. Les MG

ayant cette caractéristique de fonctionner dans les deux modes doivent passer d'un cas à l'autre de manière fluide et transparente [45]. Cette capacité à passer d'un mode à l'autre rend le système plus résilient et précieux en cas de défaillance [46]. Ces aspects de passage d'un mode à l'autre ne sont pas présents dans les MG fonctionnant uniquement en mode îlot, et donc, moins contraints dans le SGE. Un MG dispose d'une infrastructure qui communique des informations entre l'unité centrale de contrôle et ses autres parties de mesure et de contrôle, mais en général, une infrastructure est installée en parallèle entre toutes ces parties et le gestionnaire de réseau principal [10].

En mode connecté au réseau, la tension et la fréquence sont contrôlées par l'unité de contrôle du réseau principal, ce qui rend la gestion du MG plus simple, car il devient comme un composant secondaire du réseau principal, et ne fait donc que satisfaire les instructions de l'unité principale. Les seuls paramètres à contrôler sont ceux des RED, des charges et des SSE. Contrairement à ce mode, le mode îloté est plus complexe ; en plus des paramètres ci-dessus, la tension et la fréquence doivent être contrôlées au niveau de tous les composants du MG îlotée. Parmi les principales perturbations rencontrées dans les MG, le passage involontaire du mode connecté au mode îloté, qui s'ajoute à d'autres perturbations connues, telles que la perte d'un ou plusieurs RED et les courts-circuits [10].

#### 1.2.4 Outils de communication pour les microgrids

Dans les MG, les dispositifs de communication sont d'une importance capitale. En effet, toutes les unités de contrôle et de surveillance et tous les processeurs ont besoin d'un système de communication de données efficace. L'objectif est de garantir un transfert de données continu, rapide, fiable et précis entre les capteurs et les contrôleurs, sans aucune interruption ni déconnexion. Les outils de communication peuvent être coûteux, il est donc essentiel de réduire les coûts d'installation tout en maintenant un fonctionnement fiable [47].

Les technologies de communication utilisées pour la transmission des données entre les compteurs intelligents et les services publics se divisent en deux catégories, à savoir les solutions filaires et les solutions sans fil [48]. Dans certains cas, les solutions câblées sont privilégiées car elles ne présentent pas de problèmes d'interférence et leur fonctionnement ne dépend pas des piles, comme c'est souvent le cas des solutions sans fil. D'autre part, les communications sans fil présentent certains avantages par rapport aux technologies filaires, comme la facilité de connexion à des sites difficiles ou inaccessibles et le faible

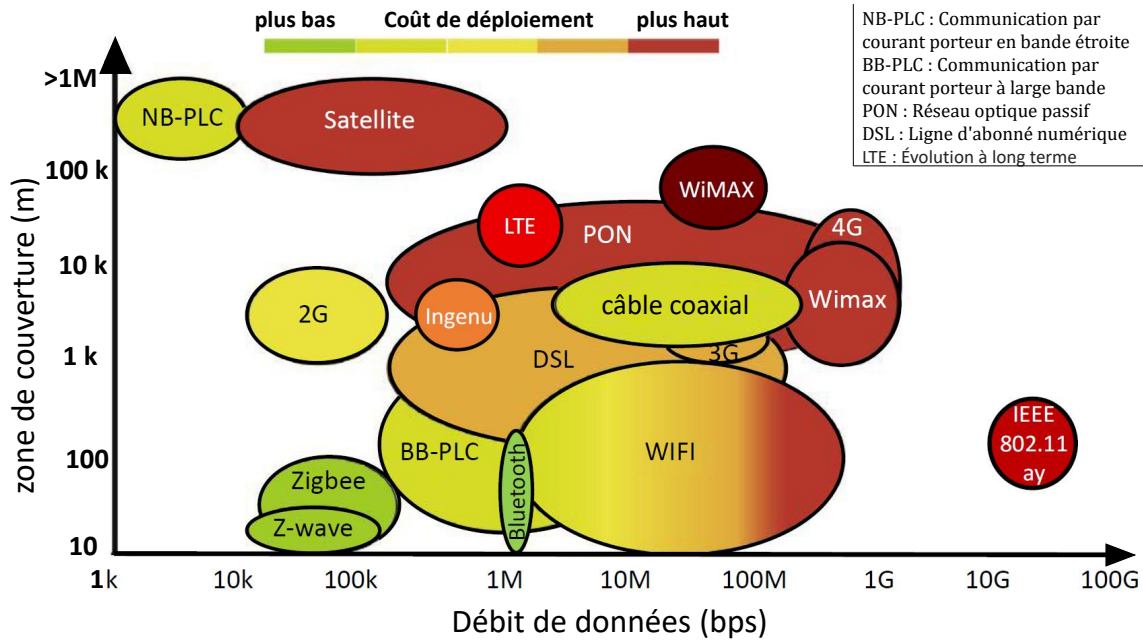


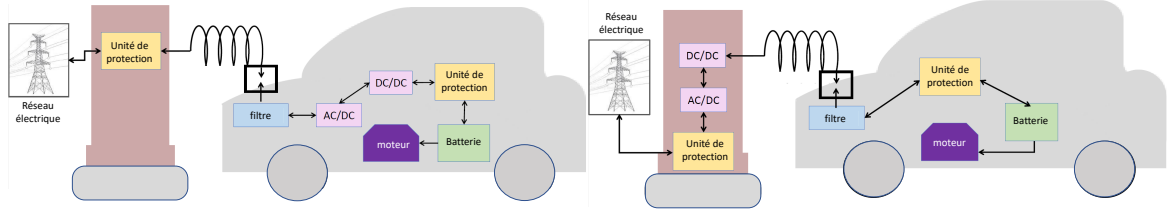
FIGURE 1.8 – Comparaison des technologies de communication en termes de zone de couverture et de débit de données pour l'échange de données des MG [4].

coût des infrastructures [48].

L'amélioration des systèmes de communication a énormément contribué au développement des MG. Dans [48], les auteurs montrent l'évolution des capteurs intelligents installés sur les RED et des compteurs intelligents installés chez les consommateurs. Certaines technologies de communication très pratiques avec et sans fil sont présentées dans [48], avec leurs avantages et leurs inconvénients, comme ZigBee, Wireless Mesh, Cellular Network Communication, Powerline Communication et Digital Subscriber Lines. La figure 1.8 présente une comparaison des technologies de communication utilisées dans le fonctionnement des MG en termes de débit de données et de zone de couverture.

### 1.2.5 Intégration des véhicules électriques dans les microgrids

L'expansion rapide du marché des véhicules électriques, incluant à la fois les véhicules entièrement électriques et les hybrides rechargeables, conjuguée à l'augmentation de la capacité de leurs batteries, rend cruciale la mise en place d'une infrastructure de recharge adéquate et bien répartie. Les stations de recharge de VE peuvent être classées en deux catégories principales; la recharge en courant alternatif pour la recharge lente et la re-



(a) Station de recharge en courant alternatif. (b) Station de recharge en courant continu.

FIGURE 1.9 – Schéma de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques.

charge en courant continu pour la recharge rapide, comme illustré par la figure 1.9 [49]. La recharge des VE peut se faire de trois manières : la recharge non contrôlée, la recharge à double tarif et la recharge intelligente, qui est la moins chère mais nécessite une gestion optimale [50]. L'échelonnement des temps de recharge peut contribuer à optimiser le fonctionnement du système électrique, et ce en toute sécurité. La pratique de l'échelonnement des temps de recharge peut permettre d'économiser de 5 à 35% des coûts d'investissement critiques et de réduire les pertes jusqu'à 40% [51].

Les batteries des véhicules électriques peuvent contribuer à la gestion de l'énergie des MG puisqu'ils peuvent être considérées comme des dispositifs de stockage d'énergie distribués. Ils peuvent donc participer à la gestion énergétique des MG en stockant de l'énergie dans le cas où la production d'énergie renouvelable dépasse la demande d'énergie (Grid-To-Vehicle,  $G2V$ ) et en fournissant de l'énergie au réseau (Vehicle-To-Grid,  $V2G$ ) pendant les périodes de demande de pointe [52], comme le montre la Fig. 1.10. Afin de réaliser ce concept révolutionnaire, plusieurs paramètres doivent être étudiés tels que le dimensionnement des batteries, l'emplacement des stations de charge et l'électronique de puissance associée. L'idée est donc de considérer la batterie d'un véhicule comme une extension du réseau de distribution, un dispositif de stockage d'énergie distribué dans lequel le fournisseur d'électricité peut puiser de l'énergie à tout moment. Le concept  $V2G$  nécessite trois éléments pour être réalisé : le véhicule doit être connecté au réseau pour le transfert d'énergie, la communication entre le véhicule et le réseau pour recevoir la commande et les dispositifs de commande [53]. Le système  $V2G$  peut être utilisé avec des VE hybrides, des VE à pile à combustible ou des VE à batterie pure [53]. Dans [54] une analyse des véhicules hybrides est faite pour différents cas de consommation :



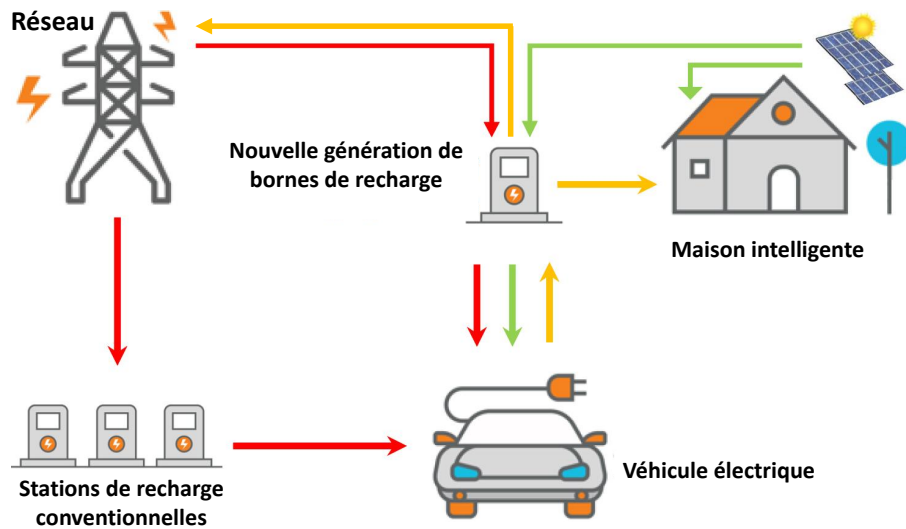


FIGURE 1.10 – Concept "Vehicle to Grid".

consommation de pointe, consommation de base et services de régulation.

Le concept *V2G* présente de nombreux avantages. En effet, un propriétaire peut utiliser l'énergie stockée dans les batteries embarquées pour alimenter différents appareils pendant les heures de pointe ou les plages horaires où le prix de l'électricité est élevée. Ensuite, les batteries peuvent être rechargées pendant les périodes où le prix de l'électricité est faible ou la consommation d'électricité est réduite. Cela n'est possible que dans certains pays où le prix de l'électricité varie au cours de la journée (tarification dynamique) et pourrait être envisagé dans la mise en œuvre des MG dans un avenir proche. De même, la flexibilité du *V2G* permettra de recharger les batteries pendant les créneaux horaires de production d'énergie renouvelable, rendant les stations de charge plus respectueuses de l'environnement. De plus, le *V2G* rend l'électricité provenant de ressources renouvelables disponible lorsque l'approvisionnement offert par l'énergie solaire ou éolienne est interrompu (pendant la nuit pour l'énergie solaire, par exemple) [55].

A l'échelle du réseau, la capacité de stockage distribuée rendue disponible par *V2G* est utilisée par les opérateurs pour répondre plus efficacement aux variations de la demande. Elle permet, par exemple, d'absorber les pics de demande sans délestage, ou de compenser les micro-perturbations qui peuvent survenir lorsque la production passe d'une source d'énergie à une autre [55]. Dans ce modèle, les opérateurs rémunèrent leurs clients pour l'utilisation de leurs batteries : le *V2G* permet ainsi aux consommateurs finaux de réduire leurs dépenses énergétiques. Enfin, le *V2G* contribue à la création d'un réseau de

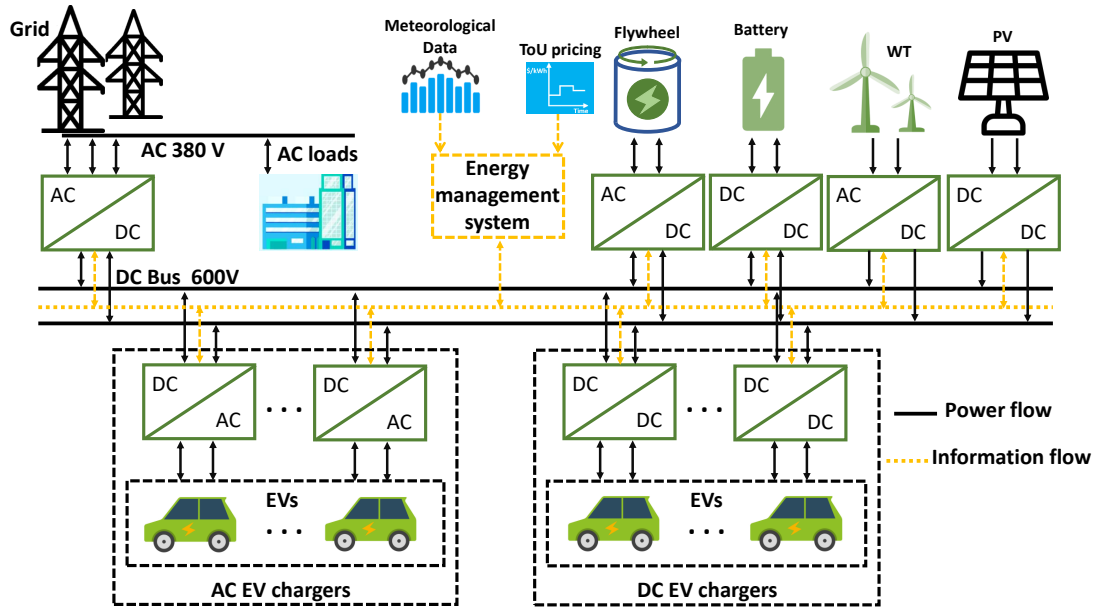


FIGURE 1.11 – Station de recharge intelligente composée d’énergies renouvelables et d’un système de stockage d’énergie.

distribution intelligent : un smartgrid, dans lequel les flux d’énergie sont constamment optimisés grâce aux mesures effectuées à chaque maillon de la chaîne. Combinée aux capacités techniques des véhicules, les smartgrids permettent à des îles comme Porto Santo ou Belle-île-en-Mer d’avancer très concrètement sur la voie de la transition énergétique [55]. ci-dessous quelques applications possibles du concept *V2G* :

- Participation aux services auxiliaires : réglage du plan de tension et de la stabilité en fréquence [56, 57].
- Équilibrage de la charge et gestion de la puissance de pointe [58, 59].
- Soutien aux ressources énergétiques renouvelables [60, 61], comme illustré par la figure 1.11.

Le système *V2G* présente de nombreux avantages, mais avec l’augmentation du nombre de véhicules, il pourrait avoir un impact direct sur la dynamique du réseau de distribution d’électricité et les performances du système en surchargeant les transformateurs et les câbles. Cela réduit l’efficacité et nécessite des démarrages supplémentaires de générateurs, et crée des variations de tension et des harmoniques [62, 63]. La résilience du réseau, sa fiabilité, l’équilibre entre la production et la consommation, la transmission de l’électricité

du fournisseur aux consommateurs, tout cela peut être maintenu par les services auxiliaires qui sont nécessaires dans un système électrique. Ces services auxiliaires peuvent être fournis par le système bidirectionnel *V2G* de bonne qualité, ainsi que par une meilleure régulation de la tension et de la fréquence, une gestion efficace de la charge et des réserves. Chaque véhicule électrique peut être utilisé séparément ou dans le cadre d'un cluster [64]. Malgré l'attention significative des chercheurs, la technologie *V2G* est encore un nouveau concept dans les MG intelligents [65, 66]. Les aspects les plus étudiés liés à ce concept sont :

- Équilibre de puissance.
- Élimination des harmoniques.
- Report de la recharge pour éviter les pics de consommation.
- Optimisation du coût opérationnel du système.
- Amélioration des facteurs de charge.
- Minimisation des émissions.
- Favoriser l'intégration des RER.

Selon [67], la mise en œuvre pratique du *V2G* peut être divisée en quatre catégories en fonction des différentes caractéristiques et méthodes d'alimentation des VE :

- Mise en œuvre centralisée : le réseau contrôle l'ensemble du système, y compris les VE. Cette catégorie est applicable aux systèmes comportant de très grandes stations de recharge.
- Mise en œuvre autonome : elle ne permet pas un contrôle unifié. Cependant, les fonctionnalités sont flexibles, pratiques et ne dépendent pas du temps ou du lieu.
- Mise en œuvre dans un MG : les VE sont intégrés pour effectuer le *V2G* juste dans une zone. Il n'y a pas d'échange avec le réseau principal. Cela peut assurer l'autosuffisance dans cette zone.
- Remplacement des batteries : réduire le nombre de batteries de stockage en intégrant plus de VE dans le système. L'intérêt est de minimiser l'investissement initial et le coût de maintenance.

Les questions à traiter par le concept *V2G* peuvent être résumées comme suit [68] :

- La répartition des bornes de recharge, et des VE.
- La gestion de la recharge des VE, qui reste compliquée en raison de l'utilisation imprévue des VE par les usagers.
- La charge bidirectionnelle, nécessitant un chargeur à faible pertes.
- L'impact du concept *V2G* sur les performances des batteries (dégradation de la

batterie, réduction du cycle de vie, etc.)

D'un point de vue normatif, la qualité de l'énergie que les réseaux moyenne tension et basse tension doivent fournir aux usagers est évoquée dans plusieurs normes. La norme européenne EN 50160 décrit les phénomènes qui peuvent dégrader la qualité de l'énergie du réseau électrique (UTE 2000). Les phénomènes réglementés sont la variation de fréquence, l'amplitude de la tension fournie, les creux de tension, les interruptions courtes et longues, les surtensions temporelles et transitoires entre phases et terre, les tensions harmoniques et inter-harmoniques, la transmission de signaux d'information sur le réseau et le déséquilibre de la tension fournie. Les normes relatives à l'infrastructure de recharge sont présentées dans la figure 1.12. Elles énumèrent les exigences relatives à l'infrastructure de recharge en termes de compatibilité électromagnétique, de stockage d'énergie, de sécurité basse tension et de communication entre les véhicules et le réseau électrique. Parmi les normes applicables aux VE, l'ISO TC22 pour les véhicules routiers régit tout ce qui concerne le VE en tant que moyen de transport (freinage, puissance, consommation d'énergie, impacts frontaux et latéraux, sécurité, etc.). Les normes applicables aux fusibles et aux disjoncteurs sont les suivantes : *EU2006/95EC*, *EU2004/108/EC*, *IEC TC64* et *IEC TC 57*. Les normes applicables aux accumulateurs sont EN 1175, EN 50272 et *J2464*, en plus de celles relatives à leur manipulation en toute sécurité telles que ISO 12405, ISO 6469,

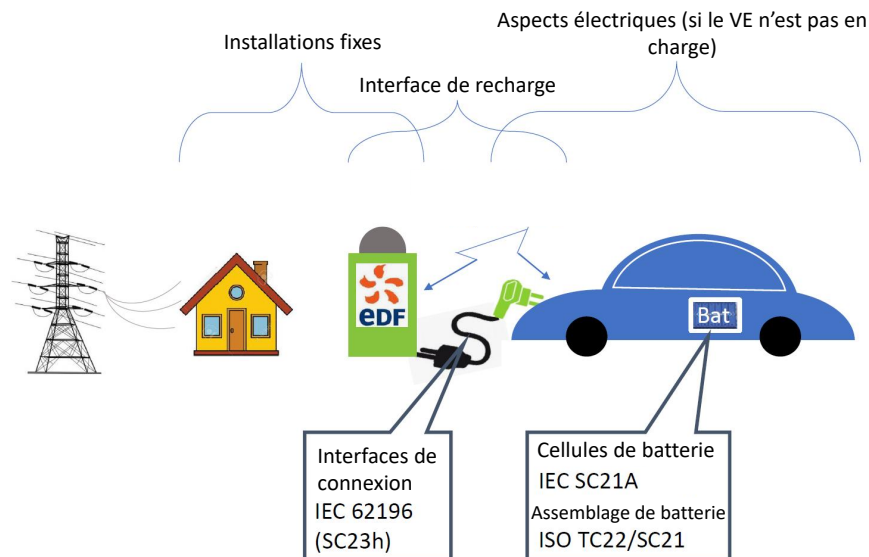


FIGURE 1.12 – Schéma des normes entourant la connexion du VE au réseau électrique.

IEC 61982 et J1495.

Trois normes s'adressent directement aux véhicules électriques [69] :

- IEC 61851 qui régleme nte :
  - Le système de recharge non isolé pour les véhicules électriques qui définit les modes de recharge ;
  - Les types de sorties des stations de recharge (à la fois AC et DC) vers le VE ;
  - Les exigences de sécurité, pour la CEM et pour la prise du connecteur.
- Les connecteurs pour le VE sont conçus conformément aux normes IEC 62196 et SAE J1772 [49].
- Les communications entre la station de recharge et le VE sont réglementées par la norme SAE J2847. Celle-ci régit la communication entre le VE et le réseau électrique afin de réaliser le transfert d'énergie. La norme ISO 15118 définit les caractéristiques de l'interface de communication entre le véhicule et le réseau électrique [70].

En complément du concept *V2G*, les acteurs de l'énergie peuvent développer une technologie de stockage utilisant des batteries de seconde vie. Lorsqu'une batterie ne répond plus aux exigences de l'utilisation automobile, elle peut, avant d'être recyclée, être utilisée dans une seconde vie pour le stockage d'électricité à grande échelle. Une mission moins contraignante et moins exigeante en termes d'énergie et de densité de puissance. En effet, la batterie est considérée comme bien plus qu'un outil de mobilité. Une fois sa vie automobile terminée, la valeur résiduelle de la batterie est énorme et peut être utilisée pour d'autres dispositifs moins contraignants que l'utilisation automobile, comme le stockage stationnaire [55].

### 1.3 Dimensionnement d'un microgrid

Le type de puissance est le premier critère à prendre en considération pour concevoir un microgrid. Il existe trois types de microgrid qui sont les microgrids AC, DC et hybride. Le dimensionnement d'un MG implique différents aspects à traiter, notamment la production renouvelable, la capacité de stockage, l'efficacité de la conversion, l'efficacité de la transmission, le contrôle/commande, le profil de charge et les systèmes de protection. Quel que soit le type de MG choisi, les convertisseurs d'électronique de puissance sont fondamentaux. Le rôle des convertisseurs est de contrôler la conversion d'énergie à l'échelle de chaque entité. Les consignes générées par le système de gestion de l'énergie sont envoyées

au système de contrôle des convertisseurs pour assurer un fonctionnement optimal.

### 1.3.1 Emplacement optimal et dimensionnement et des constituants d'un microgrid

La conception d'un microgrid nécessite de choisir un emplacement adéquat en fonction des ressources énergétiques disponibles. Il doit être riche en ressources renouvelables, facile d'accès, éventuellement connecté au réseau électrique national [71]. Les technologies renouvelables qui seront installées dépendront des ressources abondantes dans l'emplacement choisi [71]. Les équipements de production et de stockage d'énergie doivent être conçus de manière à pouvoir alimenter la charge à tout instant à prix minimum tout en respectant les différentes contraintes du système énergétique conçu. Pour cette raison, les RED doivent être dimensionnés en fonction de la demande de pointe et des critères de rentabilité. S'ajoute au dimensionnement des RED, le choix des types de combustibles adaptés aux générateurs conventionnels, qui est une question critique au regard de la rentabilité et de la fiabilité du système.

Pour un dimensionnement optimal, plusieurs objectifs doivent être atteints : un rapport coût-efficacité élevé, une rentabilité élevée, un faible impact environnemental, une fiabilité élevée et de faibles pertes. La gestion des flux de puissance se concentre sur la planification des ressources disponibles, telles que les DG, les RER et les SSE. L'objectif de réaliser une gestion optimale est de minimiser les coûts opérationnels, l'impact environnemental et les coûts de maintenance tout en satisfaisant la charge. En utilisant différentes techniques d'optimisation pour une ou plusieurs fonctions objectives, les conditions opérationnelles optimales sont traitées pour différentes configurations de microgrid en [71].

Le dimensionnement optimal est un facteur très important pour une alimentation fiable à coût optimisé. Plusieurs algorithmes existent pour le calcul du dimensionnement des systèmes de puissance. Les approches modernes sont plus adaptées que les approches classiques, en raison de leur capacité à résoudre et optimiser des modèles complexes. En outre, ces approches sont combinées pour formuler un algorithme hybride afin de fournir des propositions plus prometteuses [72, 73]. Les logiciels de calcul tels que HOGA, IHOGA et HOMER sont les plus utilisés dans la littérature pour la conception de microgrid. Les techniques les plus simples sont les approches déterministes, tels que les méthodes de construction analytiques, numériques, itératives et graphiques. Des algorithmes heuristiques et métaheuristiques sont également utilisés pour le dimensionnement, par exemple,

l'algorithme de la luciole, le dimensionnement par essaim de particules (PSO), la technique des loup gris, l'approche de la recherche du coucou et les algorithmes génétiques [74, 75, 76, 77, 78, 79]. Le seul inconvénient de ces approches est qu'elles ne permettent pas une sélection intuitive des composants du réseau et nécessitent des puissances de calcul importants.

### **1.3.2 Dimensionnement des microgrids à courant alternatif**

En raison de divers avantages, le MG de type AC a davantage attiré l'attention comparé au MG DC dans l'émergence des réseaux intelligents. Les MG AC permettent d'utiliser des RER comme les MG DC, mais aussi des énergies non renouvelables, comme le générateur diesel. Une illustration d'un MG de type AC est fournie sur la figure 1.13. L'investissement initial d'un MG AC est plus rentable en termes de prix des constituants, car les technologies sont matures et sont disponibles en grande quantité et de bonne qualité pour les différentes gamme de puissance possible pour un MG, dans le monde entier. Le MG AC est fiable et a prouvé sa résilience dans les villes peuplées et les zones rurales. En présence du réseau électrique principal, la présence de pannes et de perturbations est aisément maîtrisé. En mode îloté, le MG AC peut fonctionner avec moins de contraintes liées au réseau. Bien que les systèmes à courant alternatif soient matures et contrôlables lors de l'installation de lignes électriques aériennes, le système de gestion reste compliqué dans un contexte de MG, notamment en termes de contrôle de la fréquence, et nécessite que les concepteurs intègrent des capteurs sur tous les dispositifs afin qu'ils soient tous synchronisés [80]. Dans la conception des MG, l'aspect sécurité est d'une grande importance. Dans le dimensionnement des MG en AC, les dispositifs de protection les plus efficaces dans les réseaux en AC sont : (i) les relais de surintensité, (ii) les réenclencheurs, (iii) les sectionneurs, (iv) les disjoncteurs miniatures et (v) les fusibles. Actuellement, dans les systèmes de distribution basse tension, les schémas de protection les plus couramment utilisés sont : (i) les schémas d'économie de fusibles, (ii) les schémas de soufflage de fusibles, (iii) le réenclenchement instantané et (iv) le réenclenchement différé [81].

### **1.3.3 Dimensionnement des microgrids à courant continu**

Au cours des dernières décennies, le développement massifs de l'usage des batteries à grande échelle et les développement des dispositifs d'électronique de puissance et de contrôle commande sophistiqués ont favorisé la conception de MG à courant continu. Un

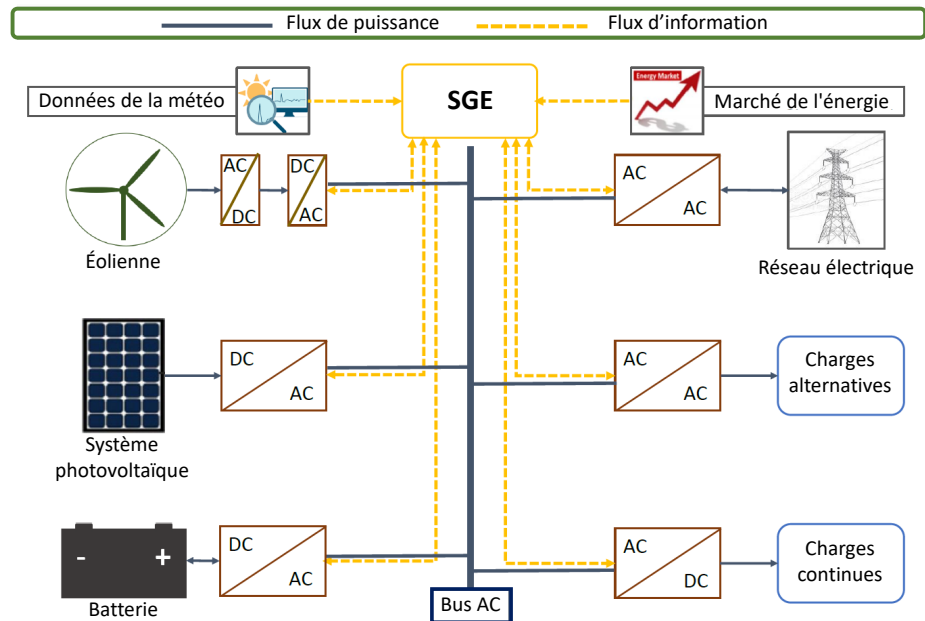


FIGURE 1.13 – Microgrid à courant alternatif .

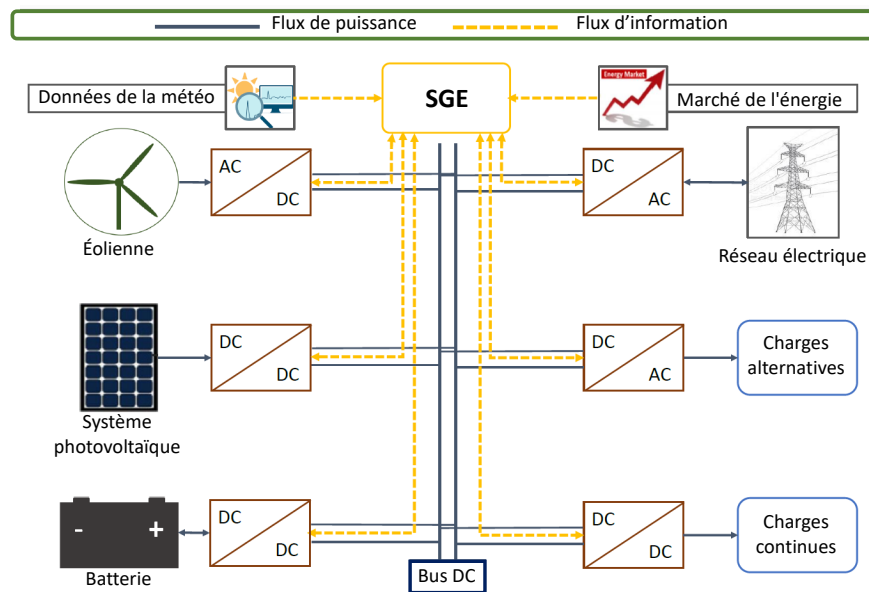


FIGURE 1.14 – Microgrid à courant continu.

exemple de microgrid de type DC à forte intégration de renouvelable est présenté sur la figure 1.14. Cependant, malgré l'intérêt indéniable de l'électronique de puissance dans la gestion des flux de puissance, il est primordial de les optimiser afin de diminuer les pertes



(par commutation et par conduction) et ainsi augmenter le rendement de l'ensemble du système. Par ailleurs, pour une même quantité de puissance transmise, un système DC nécessite des sections de ligne plus petites, car elles transportent un courant plus faible que les systèmes AC, en raison du facteur de puissance (puissance réactive). En minimisant le courant, les pertes seront également réduites [82].

Dans un microgrid DC, certaines charges alternatives peuvent nécessiter de la puissance réactive. Ainsi, des éléments de compensation associés à de l'électronique de puissance sont nécessaire afin de compenser la puissance réactive. De plus, les éléments de protection restent un problème dans les MG à courant continu, car ils sont des technologies en cours de développement avec TRL faible (démonstration) et très coûteux. Dans [83], Bosch a présenté une nouvelle conception de MG à courant continu avec des PV comme RED pour alimenter des charges à courant continu. L'objectif est de concevoir un système fiable avec un minimum de convertisseurs. Les résultats montrent que ce nouveau concept augmente considérablement l'efficacité énergétique, qui serait plus faible en utilisant un MG AC pour les mêmes PV et la même charge.

## 1.4 Systèmes de gestion de l'énergie

Un système de gestion de l'énergie (SGE) est un groupe d'outils informatiques utilisés par les unités de gestion du réseau électrique pour contrôler, surveiller et optimiser la performance et le coût de la production d'électricité et du réseau électrique tout en assurant son fonctionnement continu [84]. La figure 1.15 décrit l'architecture principale du SGE qui donne un aperçu des entrées du SGE (prévisions météorologiques et marché de l'énergie), des composants (RED, SSE, VE, charges, etc.), des capteurs, des dispositifs de contrôle, de protection et de surveillance.

La Commission Électrotechnique Internationale, dans la norme ICE 61970, définit un SGE comme "un système informatique comprenant une plate-forme logicielle fournissant des services de support de base et un ensemble d'applications offrant les fonctionnalités nécessaires à l'exploitation efficace des installations de production et de transmission d'énergie de manière à assurer une sécurité adéquate de l'approvisionnement énergétique à un coût minimal" [4]. Le problème de l'optimisation des MG englobe généralement les points suivants :

- Minimiser les coûts d'exploitation et de maintenance du microgrid,
- Maximiser la puissance de sortie des générateurs à un moment donné,

— Minimiser les coûts environnementaux.

### 1.4.1 Fonctionnement optimal et résilience des microgrids

Comme indiqué dans le document [85], l'objectif du SGE est de générer des points de consigne appropriés pour toutes les sources d'énergie, le stockage et les charges, afin de maintenir un mix énergétique économiquement optimisé pour répondre à une certaine demande de charge à un moment donné. Étant donné que les énergies renouvelables changent toujours en fonction des données climatiques (vitesse et direction du vent, irradiation solaire et température ambiante, etc.), les prévisions de production et certains algorithmes rapides en ligne sont utilisés pour définir la disponibilité de l'énergie et, enfin, pour définir les signaux pour une distribution optimisée de la puissance aux charges [86].

En conséquence, la gestion de l'énergie doit trouver un plan énergétique pour un jour ou plusieurs jours à l'avance. Un système intelligent de gestion de l'énergie est donc nécessaire pour permettre la planification à court terme de l'allocation de l'énergie à des coûts minimaux en fonction de la production d'énergie et de la demande des charges. Le SGE optimise le fonctionnement du MG en fonction des prix du marché, des offres des DG, de la production prévue et des charges attendues. Sur la base de ces données, le SGE envoie des signaux aux contrôleurs des RED à engager et, le cas échéant, à déterminer le niveau de leur production.

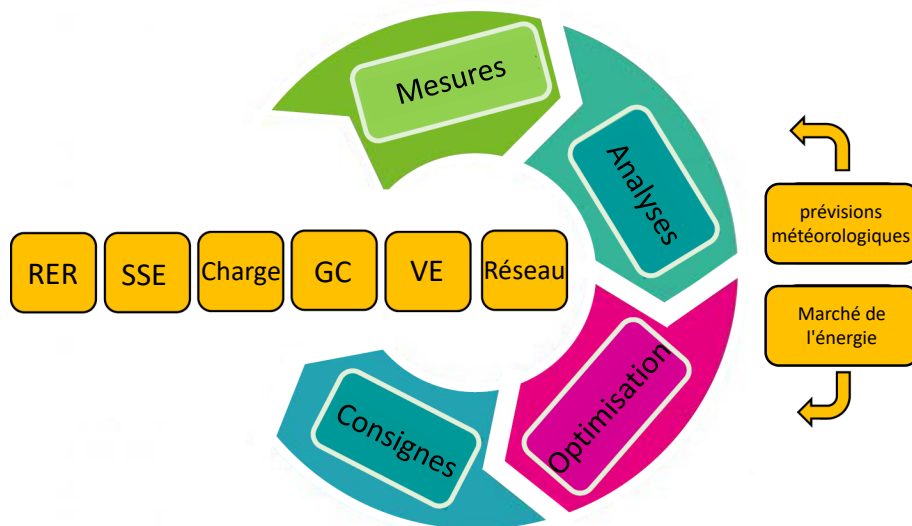


FIGURE 1.15 – Architecture du système de gestion d'énergie.

Afin d'augmenter la résilience du MG et d'assurer une alimentation électrique continue et ininterrompue, le MG doit pouvoir répondre à la demande maximale de la charge. Plusieurs aspects entrent en jeu, tels que les prévisions météorologiques, le dimensionnement correct des équipements et les méthodes d'optimisation appropriées. La gestion des RER dépend principalement des prévisions météorologiques, ce qui réduit l'efficacité des RER et peut conduire à un déséquilibre de l'équilibre demande/consommation. Plusieurs études s'intéressent donc au développement de nouvelles méthodes pour prédire plus précisément les données météorologiques [87]. Dans [88], Obara et El-Sayed ont développé un algorithme pour le fonctionnement optimal d'un microgrid hybride en utilisant des informations météorologiques numériques. Cette prédiction est, ensuite, utilisée pour minimiser la consommation de carburant du système en développant un algorithme génétique (AG). En conséquence, la production d'énergie n'était pas 100% précise, mais la consommation de carburant a été réduite. Dans [89], Ricalde et al. ont présenté quelques méthodes de prévision météorologique en fonction de l'intervalle de temps des périodes de veille. Les auteurs ont utilisé les réseaux neuronaux artificiels (RNA) comme une bonne approximation pour les modèles non linéaires et stochastiques. L'architecture RNA multicouche est développée et formée avec l'algorithme de rétro-propagation de Levenberg-Marquardt. L'avantage est que ces méthodes peuvent prédire avec une précision considérée les données météorologiques, même avec un manque de données. Un système qui prévoit la demande de la charge et la disponibilité des ressources énergétiques des microgrids est conçu dans [90] par Jaganmohan et al. Il se compose de trois niveaux ; à court (quotidien), moyen (saisonnier) et long termes (annuel). Le système adapte une fonction RNA pour prévoir en même temps la demande et la disponibilité des ressources énergétiques dans différentes situations et à l'échelle des trois niveaux précédemment cités. La contribution est remarquable, surtout au niveau annuel, car la méthode a acquis de l'expérience en suivant l'évolution des charges quotidiennes et mensuelles.

Le SGE doit être capable d'assurer le bon fonctionnement du MG tout en minimisant une fonction de coût. La figure 1.16 décrit tous les aspects liés au système de gestion de l'énergie dans les MG. Comme illustré dans cette figure, le problème de gestion optimale de l'énergie peut être formulé comme un problème d'optimisation avec un modèle linéaire ou non linéaire sous contraintes. La résolution du problème d'optimisation peut être réalisé en utilisant des méthodes d'optimisation linéaires, heuristiques, ou en utilisant des logiciels propriétaires type MATLAB, HOMER ou PSCAD. Les fonctions objectifs des SGE peuvent être diverses et variées tels que la minimisation des coûts d'investissement et

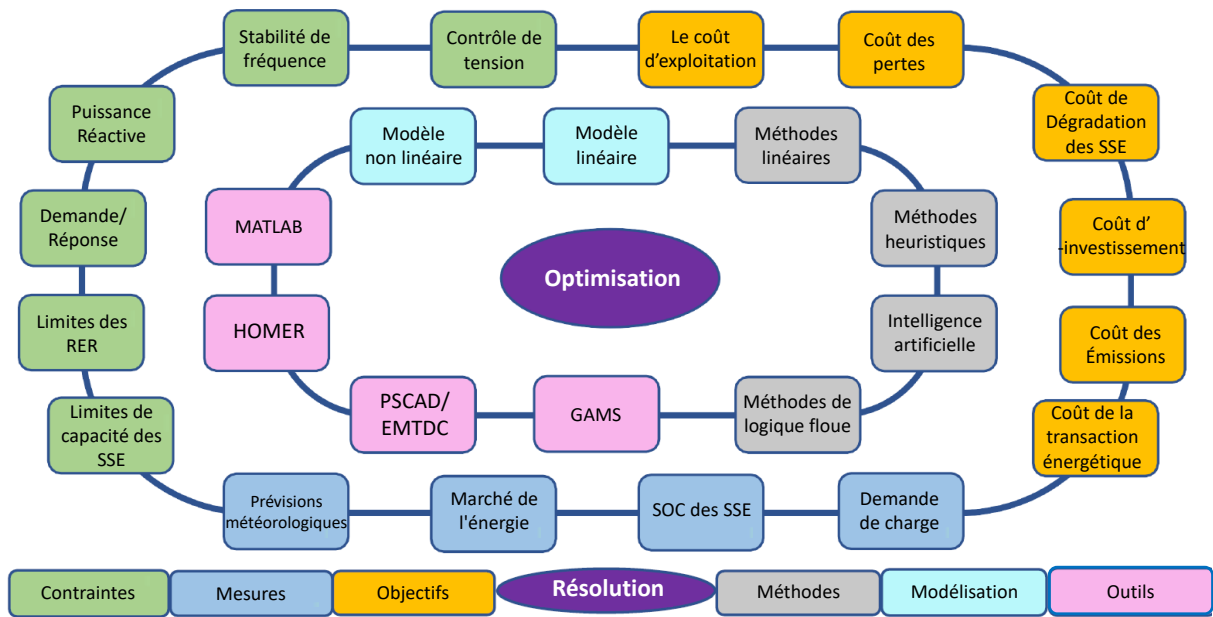


FIGURE 1.16 – Stratégies de gestion de l'énergie de MG.

d'exploitation, la minimisation des coûts des émissions et la maximisation de l'utilisation des ENR, la minimisation des coûts de dégradation des SSE et des GD, la minimisation des coûts des pertes, le coût de la transaction énergétique et le coût de maintenance. Ce dernier point est désigné dans la littérature comme la résilience du système et la capacité d'auto-réparation. La résilience désigne la capacité d'un système à réagir à des événements inattendus en isolant les éléments défaillants tout en permettant au reste du système de se rétablir et de revenir à son régime de fonctionnement nominal. Ces opérations d'auto-réparation permettent de réduire les interruptions de service pour les consommateurs et aident les fournisseurs de services à gérer au mieux l'infrastructure de distribution d'électricité [91]. L'optimisation se fait à partir de données météorologiques réelles mesurées ou prédites, des prédictions du profil de charge et du marché de l'énergie tout en respectant les contraintes du système. Les contraintes concernent principalement la capacité des lignes en termes de puissance active et réactive, les limites des ressources renouvelables et des dispositifs de stockage, les niveaux de tension autorisés en tout point du microgrid, etc.

## 1.4.2 Contraintes des systèmes de stockage

Le stockage de l'énergie électrique peut trouver sa place tout au long de la chaîne depuis la production jusqu'au lieu de la consommation. Dans les microgrids, le stockage est placé au bout de la chaîne (au niveau des consommateurs) permettant une sûreté d'approvisionnement, mais également les possibilités d'un lissage ou d'un écrêtage de consommation et donc un meilleur dimensionnement du microgrid. En outre, il devient possible d'envisager un îlotage de longue durée qu'on retrouve dans des applications de secours pour le secteur résidentiel, où le rapport entre la puissance moyenne et la puissance maximale peut être de l'ordre de 10.

La diversité étendue des principes et des technologies des systèmes de stockage requiert une uniformisation dans la définition de leurs caractéristiques fondamentales. Ceci est particulièrement crucial pour faciliter la comparaison entre les différentes solutions, pour évaluer leur performance de manière plus précise, et pour optimiser leur dimensionnement tout au long du cycle de vie des systèmes auxquels ils sont destinés à être intégrés. Cette uniformisation constitue un prérequis essentiel afin que ces systèmes puissent offrir les meilleurs avantages à la fois sur le plan économique et environnemental. Les ordres de grandeurs des caractéristiques des systèmes de stockage les plus répandus sont indiqués dans la figure 1.17.

Le déploiement des SSE dans les MG est essentiel pour assurer la continuité de l'approvisionnement de la charge, et pour augmenter l'efficacité du système. Comme indiqué dans le document [92], trois critères sont liés aux SSE : leur emplacement, leur dimensionnement et leur fonctionnement optimal. L'emplacement et le dimensionnement sont nécessaires pour surmonter les pics de charge. De plus, avec une bonne gestion opérationnelle, les SSE facilitent l'intégration des RED, y compris les RER, et minimisent les dépenses de MG.

La capacité de stockage requise du système d'alimentation électrique peut être déterminée en utilisant l'autonomie de chaque composant en nombre de jours (par exemple, les batteries), c'est-à-dire la durée maximale pendant laquelle un composant peut fournir de l'énergie en continu sans être rechargé par les sources d'énergie du MG. En outre, le seuil toléré du niveau de décharge (profondeur de décharge) de chaque composant de stockage d'énergie est d'une importance capitale. La tension du système est généralement impliquée dans la modélisation des SSE pour la régulation de la tension du réseau [93]. Le calcul du nombre de chaque SSE nécessaire dans le MG est basé sur la capacité de stockage d'un seul élément, son efficacité, l'efficacité des convertisseurs connectés à cet

	Densité énergie/ puissance	« Constante de temps »	Nombre de cycles profond/durée de vie	Coût d'investissement	Rendement sur cycle	Degré de maturité *
Hydraulique gravitaire	(réservoirs) 270 Wh/m <sup>3</sup> /(100m)	1 h à 100 h	> 50 ans	0,5 à 1,5 €/W	60% à 85%	A
Magnétique supraconducteur	qq Wh/kg	qq s à qq min	~20 ans	1 s : ~0,3 €/W 30 s : ~6 €/W	90% à 95%	C
Volant d'inertie	qq Wh/kg	qq 10 s à 1 h	10 <sup>5</sup> à 10 <sup>6</sup> ~20 ans	20 s : 50 €/W ou 0,25 €/W 15 min : ~10 €/W ou 2€/W	90% à 95%	B
Hydropneumatique	qq 10 Wh/dm <sup>3</sup>	qq h à qq 10 h	?	~1 €/W	60% à 75%	C
Air comprimé caverne adiabatique	(caverne) 10 Wh/dm <sup>3</sup> (200 bars)	14 h à qq 10 h	?	0,6 à 1,2 €/W	~ 70%	D+
Thermodynamique haute température	(réservoirs) ~250 Wh/dm <sup>3</sup>	qq 10 h	?	~0,5 €/W ?	~ 70%	D-
Electrochimique plomb-acide	20 à 30 Wh/kg	10 min à qq 10 h	500 à 4000 ou 7 à 15 ans	0,2 €/Wh + 0,8 €/W	~ 70%	A
Electrochimique nickel	40 à 60 Wh/kg	qq min à qq 10 h	qq 1000 ou 20 ans	1 €/Wh ou 0,8 €/W	~ 70%	A
Electrochimique lithium	70 à 140 Wh/kg	qq min à qq 10 h	qq 1000 à 10 000 ou 20 ans	0,3 à 0,4 €/Wh + 0,4 €/W	~ 80% à 85%	A
Electrochimique NaS	70 Wh/kg	qq h	~5000 30 ans	0,3 €/Wh + 0,8 €/W	~ 75%	B
Batteries à circulation	(réservoirs)~15 à 40 Wh/kg	qq h	~15 ans	0,1 à 0,4 €/Wh + 0,4 €/W	~ 75% à 80%	C
Hydrogène	~500 Wh/kg	qq h à qq 10 h	5 à 10 ans	?	~ 20% à 40%	C
Super-conducteurs	~5 Wh/kg	qq s à qq min	10 <sup>5</sup> à 10 <sup>6</sup> ~15 ans	15 €/Wh + 0,7 €/W	~ 85% à 95%	B

FIGURE 1.17 – Tableau comparatif des caractéristiques des différents systèmes de stockage [2].

élément [93]. Le coût des SSE fait partie de l'investissement initial du MG, ce qui confirme l'importance du dimensionnement de tous les composants. Ce coût est calculé comme la somme du prix unique et du coût annuel de maintenance [29]. Le prix unique désigne le

prix d'achat du SSE par rapport à sa durée de vie, ainsi que le coût de son installation. Le prix d'achat des SSE et de leur installation est une valeur variable en fonction de leur taille. Le coût de maintenance par an est également un coût variable proportionnel à la taille de des SSE [29]. Pour dimensionner le SSE, la principale fonction objective est de réduire la fonction de coût total en tenant compte à la fois du coût d'investissement, des coûts d'exploitation et de maintenance, et du taux d'actualisation [29].

À ce jour, les technologies de stockage d'énergie se limitent principalement aux ouvrages de pompage-turbinage hydroélectriques, bénéficiant récemment de progrès technologiques permettant un contrôle de plus en plus précis pour répondre aux fluctuations énergétiques. Le déploiement significatif des véhicules électriques a également favorisé l'amélioration des technologies de stockage électrique à base de batteries, tant en termes de durabilité que de coût. Cette évolution ouvre la voie à de nouveaux usages des batteries connectées aux réseaux et dans les microgrids, que ce soit directement au niveau des postes électriques, des centrales renouvelables ou des grands centres de consommation. De plus, les véhicules électriques peuvent être envisagés comme des moyens de stockage distribués, pouvant contribuer à soutenir le réseau lors des pics de consommation. Pour tirer pleinement parti de ces moyens de stockage largement distribués, une intégration dans les centres de contrôle et de gestion de l'énergie est nécessaire.

### **1.4.3 Méthodes d'optimisation pour la résolution des problèmes des systèmes de gestion de l'énergie**

Le terme "optimisation" désigne un ensemble de techniques mathématiques orientées vers la sélection d'une solution optimale, tout en respectant les critères du système, parmi d'autres alternatives disponibles. En effet, l'optimisation vise à calculer les meilleures valeurs disponibles d'une fonction objective donnée dans un domaine défini sous un ensemble de contraintes, y compris un large éventail de fonctions objectives et de types de domaines. Différentes disciplines sont incluses dans l'optimisation computationnelle, telles que les mathématiques pour formuler le modèle, la recherche opérationnelle pour modéliser le système, l'informatique pour la conception et l'analyse algorithmique, et le génie logiciel pour mettre en œuvre les modèles, et sont présentées dans [94].

Le processus d'optimisation est décrit comme une procédure itérative, qui consiste essentiellement en un optimiseur et un modèle [95]. Pour un problème donné, le modèle identifie les objectifs, les variables et les contraintes [96]. Une séquence itérative se poursuit

entre l'optimiseur et le modèle. L'optimiseur récupère le modèle avec un ensemble de valeurs des variables de décision, tandis que le modèle effectue le calcul de la fonction objectif et des contraintes. Ces informations sont à nouveau utilisées par l'optimiseur pour calculer un nouvel ensemble de variables de décision jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt de l'algorithme d'optimisation soit satisfait [95].

Les techniques d'optimisation informatique comprennent les algorithmes d'optimisation, les méthodes itératives et heuristiques. Le type de problème à optimiser détermine l'algorithme d'optimisation à adopter. En même temps, il existe de nombreuses classifications différentes des problèmes d'optimisation, en fonction du type de variables de décision, de fonctions objectives et de contraintes. Dans [96], différentes catégories sont définies, telles que : continu et discret, global et local, contraint et non contraint, stochastique [97] et déterministe, multimodal et multi-objectifs, et approches d'optimisation heuristiques et méta-heuristiques [98]. Il arrive parfois qu'une méthode d'optimisation ne trouve pas la solution optimale. Souvent, les systèmes réels constituent des problèmes d'optimisation irréalisables en raison des caractéristiques du problème. Par exemple, dans un problème d'optimisation de programmation linéaire (PL), lorsque toutes les variables inconnues doivent être des entiers, le problème devient un problème de programmation linéaire entière (PLE) ou de programmation entière (PE). Les problèmes PE sont, dans de nombreuses situations pratiques, durs en temps polynomial non déterministe (NP-hard) [99]. Contrairement aux problèmes linéaires, qui peuvent être résolus efficacement, les problèmes NP-hard peuvent nécessiter un temps de calcul très important pour obtenir l'optimum, ce qui se traduit par des temps exponentiels pour des raisons pratiques.

Ainsi, ces dernières années, la communauté de l'optimisation a proposé de nombreuses approches d'optimisation, telles que des méthodes approximatives (y compris des approches heuristiques et métaheuristiques) pour résoudre les problèmes d'optimisation. Les méthodes heuristiques ont été développées dans le but de choisir la bonne solution à partir d'un grand ensemble de solutions, qui peuvent être mises en œuvre avec un effort de calcul minimal en tant que techniques d'optimisation [100]. Lorsque les techniques d'optimisation classiques ne fournissent pas la solution optimale, les approches heuristiques seront utiles pour les problèmes d'optimisation. Les métaheuristiques sont utilisées pour trouver une solution optimale à partir d'un espace de recherche discret. L'avantage de la métaheuristique est qu'elle peut combiner plus d'une méthode heuristique : la première est utilisée pour trouver une solution primaire, puis une seconde peut être utilisée pour trouver la meilleure solution [71].



Les systèmes de gestion de l'énergie pour les microgrids peuvent être optimisés à l'aide de diverses méthodes d'optimisation. Certaines méthodes couramment utilisées sont listés ci-dessous :

- **Programmation linéaire (PL)** : Le PL est souvent utilisé pour résoudre des problèmes de planification énergétique dans les microgrids. Il est efficace pour optimiser des objectifs tels que la minimisation des coûts d'énergie tout en respectant des contraintes telles que la demande de charge, les capacités de stockage d'énergie et les contraintes de réseau [101].
- **Programmation linéaire en nombres entiers (PLNE)** : Le PLNE est une extension du PL dans laquelle certaines variables de décision sont contraintes à prendre des valeurs entières. Cela peut être utile pour modéliser des problèmes de microgrid où les décisions doivent être prises sur des quantités discrètes, telles que le nombre de batteries ou de panneaux solaires à installer [102].
- **Programmation quadratique (PQ)** : Le PQ est utilisé lorsque les relations entre les variables de décision sont non linéaires mais peuvent être modélisées de manière quadratique. Par exemple, il peut être utilisé pour optimiser des problèmes de gestion de l'énergie impliquant des coûts quadratiques ou des contraintes de puissance [103].
- **Optimisation convexe** : Pour certains problèmes de gestion de l'énergie, en particulier ceux impliquant des contraintes de coût et de puissance convexes, les méthodes d'optimisation convexe peuvent être très efficaces. Des techniques telles que la descente de gradient peuvent être utilisées pour trouver rapidement des solutions optimales ou proches de l'optimalité [104].
- **Algorithmes génétiques** : Les algorithmes génétiques sont des méthodes d'optimisation basées sur l'évolution biologique. Ils peuvent être utilisés pour résoudre des problèmes de gestion de l'énergie dans les microgrids en générant et en évoluant une population de solutions potentielles au fil des générations [105].
- **Algorithmes de colonies d'abeilles artificielles** : Ces algorithmes sont inspirés du comportement des colonies d'abeilles réelles. Ils sont utilisés pour résoudre divers problèmes d'optimisation, y compris ceux liés à la gestion de l'énergie dans les microgrids [106].
- **Méthodes de décomposition** : Les méthodes de décomposition décomposent le problème d'optimisation global en plusieurs sous-problèmes plus simples, ce qui peut faciliter la résolution. Par exemple, le problème de gestion de l'énergie d'un

microgrid peut être décomposé en problèmes de planification à court terme et à long terme [107].

- **Méthodes heuristiques** : Les heuristiques sont des techniques de résolution de problèmes qui cherchent des solutions satisfaisantes, mais pas nécessairement optimales, dans un délai raisonnable. Ils peuvent être utiles pour les problèmes de gestion de l'énergie dans les microgrids où il est difficile de trouver une solution optimale en raison de la complexité du problème [108].
- **Méthodes stochastiques** : Les méthodes stochastiques prennent en compte l'incertitude et la variabilité dans les données pour résoudre les problèmes d'optimisation. Elles sont particulièrement adaptées aux microgrids en raison de la nature aléatoire des sources d'énergie renouvelable comme le solaire et l'éolien. Des techniques telles que la programmation stochastique peuvent être utilisées pour prendre des décisions robustes en tenant compte de cette incertitude [109].
- **Métaheuristiques** : Les métaheuristiques sont des techniques d'optimisation inspirées de phénomènes naturels ou de processus d'optimisation abstraits. Par exemple, l'algorithme de recuit simulé, les essais particulaires (PSO), ou l'algorithme de colonies de fourmis peuvent être appliqués pour optimiser les décisions de gestion de l'énergie dans les microgrids [110].
- **Systèmes multi-agents** : Les systèmes multi-agents modélisent le problème d'optimisation comme un système d'entités autonomes (les agents) qui interagissent pour atteindre un objectif commun. Dans le contexte des microgrids, les agents pourraient représenter différents composants du système, tels que les batteries, les panneaux solaires, les chargeurs, etc. Ils peuvent coopérer pour optimiser la gestion de l'énergie tout en prenant en compte les contraintes individuelles et globales du système [111].
- **Réseaux de neurones** : Les réseaux de neurones peuvent être utilisés pour modéliser des fonctions complexes et non linéaires entre les variables de décision et les objectifs d'optimisation dans les microgrids. Par exemple, les réseaux de neurones peuvent être utilisés pour prédire la demande d'énergie future ou pour estimer les performances des systèmes de stockage d'énergie [112].
- **Logique floue** : La logique floue est utilisée pour modéliser des relations linguistiques et des concepts vagues dans les systèmes d'optimisation. Elle peut être utilisée dans les microgrids pour prendre en compte des facteurs tels que l'incertitude, la variabilité et les préférences des utilisateurs dans les décisions de gestion

de l'énergie [113].

Ces méthodes d'optimisation peuvent être utilisées seules ou en combinaison, selon la nature spécifique du problème de gestion de l'énergie dans un microgrid donnée et les contraintes qui lui sont associées. Le tableau 1.1 présente les avantages et inconvénients des méthodes d'optimisation pour les systèmes de gestion de l'énergie (EMS) dans les microgrids.

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Méthodes de programmation linéaire	Elle permet une utilisation optimale des ressources productives. Elle améliore la qualité des décisions en fournissant des solutions possibles et pratiques.	La fonction objectif et les contraintes d'égalités ou d'inégalités doivent être linéaires, ce qui n'est pas tout le temps possible.
Méthodes de programmation non linéaire	Elle s'appuie sur des techniques simplifiées pour résoudre des problèmes compliqués. Elle donne plusieurs solutions optimales possibles, ce qui constitue un avantage par rapport à la formulation de la programmation linéaire en nombres entiers mélangés (MILP).	Le calcul se fait en plusieurs itérations, et il est donc coûteux en termes de calcul.
Méthodes heuristiques	Elles permettent de prendre des décisions plus rapidement et plus simplement grâce à des raccourcis et à de bons calculs utilisant des règles du pouce telles que la supposition intelligente, l'essai et l'erreur, le processus d'élimination, les formules passées et l'analyse des données historiques.	Le résultat final peut ne pas être la solution optimale, la décision prise peut être inexacte et les données sélectionnées peuvent être insuffisantes.

Méthodes stochastiques	Elle est totalement explicite quant aux hypothèses formulées et permet de tester ces hypothèses à l'aide d'un certain nombre de techniques. Comme elle modélise la variation aléatoire des variables de décision, il est possible d'estimer l'incertitude de ces variables et la solution optimale trouvée.	Il peut être basé sur des hypothèses très simples et irréalistes. Son modèle est trop complexe à mettre en œuvre sur le plan informatique et nécessite des compétences statistiques et informatiques plus étendues que certains modèles déterministes plus simples.
Méthodes de programmation dynamique	La programmation dynamique divise le problème principal en plusieurs problèmes moins complexes, qui peuvent être résolus plus facilement du plus petit au plus grand en conservant les solutions intermédiaires.	La résolution récursive des problèmes rend le processus un peu complexe.
Méthodes par logique floue	Les structures des modèles de logique floue sont peu complexes, justifiables et robustes car elles ne nécessitent pas de sources d'information exactes. Il peut être programmé en fonction des circonstances en cas de défaillance des capteurs.	Les résultats ne sont pas toujours précis. Ils sont donc perçus comme dépendant de suspensions, parfois ce raisonnement est confondu avec l'hypothèse de probabilité.
Méthodes de réseaux neuronaux	Les réseaux neuronaux artificiels effectuent plusieurs calculs à la fois, peuvent donner des résultats même en cas de manque d'informations grâce à leur processus d'apprentissage automatique et à leur capacité de généralisation.	La nécessité processeurs ayant une puissance de traitement parallèle, selon leur structure.

Méthodes des systèmes multi-agents	Elle augmente l'efficacité de la solution principalement par l'application de règles de négociation, d'évaluation et de coordination.	Elle complique un problème d'ordonnancement car elle doit décomposer les critères pour chaque agent individuel.
------------------------------------	---	---

TABLE 1.1 – Avantages et inconvénients des méthodes d'optimisation pour les systèmes de gestion de l'énergie dans les microgrids.

Le tableau 1.2 décrit les principales contributions et certaines limites de certaines stratégies de gestion de l'énergie présentées dans la littérature.

Réf.	Méthodes	Contributions	Limitations
[114]	Programmation non linéaire en nombres entiers mixtes	Minimisation des coûts d'exploitation généraux tout en maintenant la sécurité du MG et en assurant son autonomie.	Deux points très importants ne sont pas pris en considération : les SSE à batterie et la réduction des coûts d'émission.
[41]	Programmation non linéaire en nombres entiers mixtes	Le système développé prend en compte les effets du déséquilibre du réseau et corrige les déficits potentiels de la puissance réactive.	Les limites de tension ne sont pas prises en compte. Des modèles triphasés détaillés sont nécessaires pour surmonter ce problème.
[115]	Programmation non-linéaire	La demande atténue la variabilité des ressources renouvelables en permettant à la demande des utilisateurs d'être contrôlable.	Une méthode d'optimisation robuste doit être appliquée en réponse à la demande surmontant les incertitudes du MG.
[116]	Programmation non-linéaire	La méthode permet de gérer de manière optimale l'utilisation de la batterie en minimisant la puissance réseau.	L'incertitude des PVs et de la charge n'est pas prise en compte.

[117]	L'algorithme PSO	Les coûts d'exploitation des DG sont bien étudiés en sélectionnant le bon dimensionnement et l'assise.	La minimisation des émissions n'est pas prise en compte. Elle doit être prise en compte dans les systèmes contenant des DG.
[118]	Stratégie évolutionnaire	On présente une optimisation efficace qui réduit le coût d'exploitation des PV avec batteries avec une variation horaire de la consommation considérée dans l'étude.	Les variations saisonnières et les autres types de variations de consommation devraient être pris en compte pour obtenir des résultats plus précis.
[119]	Optimisation par essais de particules	L'incertitude du vent est prise en compte ainsi que plusieurs composants importants tels que les PV, les éoliennes, les batteries, l'électrolyseur, la pile à combustible et le réservoir de $H_2$ .	L'incertitude du vent entraîne une augmentation du coût, elle doit également être optimisée.
[120]	GA et MILP	La technique utilisée est un ensemble très flexible de sous-fonctions, un comportement de convergence intelligent, ainsi que des approches de recherche diversifiées et des méthodes de pénalité pour les violations de contraintes.	D'autres paramètres peuvent être ajoutés dans cette approche pour obtenir un système auto-adaptant.
[121]	Algorithme génétique quantique chaotique	La résolution économique par cette méthode est efficace et présente des solutions intéressantes.	Les systèmes de stockage ne sont pas pris en compte, de même que leur incertitude.

[122, 123]	Stochastique	L'algorithme a un taux de convergence plus rapide. Il réduit efficacement le coût opérationnel en considérant l'intermittence et la variabilité inhérentes aux RER.	Le modèle proposé peut également être adapté pour prendre en compte d'autres incertitudes telles que la charge et le comportement des clients.
[124]	Systèmes multi-agents	Cette approche rend les SMA bien adaptés à l'utilisation et au contrôle des MG. Un cadre conceptuel étape par étape et des plateformes pour la construction de systèmes multi-agents sont développés.	L'incompatibilité du matériel, l'incertitude inhérente à la complexité du logiciel et le risque de sécurité pour les acteurs externes malveillants limitent l'utilisation des systèmes d'information de gestion pour le contrôle des MG.
[125]	Approche par logique floue	L'approche floue adaptée a amélioré les coefficients des régulateurs PI de tension et de fréquence.	Ce travail ne considère que les MG AC. Il doit être adapté pour traiter les micro-grid DC et hybrides.
[126]	Approche par logique floue	La méthodologie proposée permet un contrôle de la charge et de la décharge, ce qui donne de bons résultats. La consommation électrique est effectivement réduite.	Un système de prévision est nécessaire pour compléter le modèle.
[127]	Approche de la logique floue	Les résultats montrent que le profil de charge est bien régulé par des règles de logique floue.	Les émissions doivent être prises en compte pour un modèle plus réaliste. Les SSE doivent également être insérés pour permettre un fonctionnement en îlotage.
[128]	Système multi-agents	La prise de décision est facilitée par cette méthode.	L'approche est grandement compliquée par les exigences de solutions résilientes, robustes et rapides.

[129]	Réseau neuronal artificiel	La technique est efficace, elle estime l'angle d'inclinaison optimal des PV avec une erreur de seulement 3 degrés.	Ce travail n'est pas un SGE mais il peut être intégré au SGE pour une meilleure prise de décision.
[130]	Programmation stochastique	L'avantage le plus important de cet algorithme est le transfert rapide d'informations entre les agents, ce qui permet de trouver des optima globaux, même pour des systèmes compliqués.	La seule partie manquante est le système de stockage.
[131]	Programmation robuste	L'approche est utile pour optimiser le fonctionnement des réseaux hybrides éolien-batterie-diesel.	L'optimisation des transferts de charge contrôlables n'est pas assurée.

TABLE 1.2 – Travaux de la gestion de l'énergie utilisant les approches d'optimisation.

#### 1.4.4 Logiciels pour la gestion de l'énergie

Plusieurs logiciels et langages de programmation sont utilisés pour la mise en oeuvre d'un système de gestion de l'énergie dans les microgrids, notamment des outils de simulation du fonctionnement des composants des MG, des outils de dimensionnement et d'implantation, et d'autres permettant de résoudre des problèmes d'optimisation tels que des techniques basées sur des règles ou des approches d'optimisation. Un outil de simulation de gestion de l'énergie appelé WindSim est utilisé dans [132] et utilisé pour la dynamique des fluides computationnelle pour la prédiction du vent et la puissance des éoliennes. Il permet d'optimiser le placement des éoliennes dans les parcs éoliens terrestres et offshore. Dans [133], les auteurs ont utilisé un logiciel appelé PVsyst pour simuler l'efficacité des PV et des installations solaires. PVsyst est conçu pour être utilisé par les ingénieurs, les chercheurs et les architectes pour la conception des MG. PSCAD/EMTDC est utilisé dans [134] pour simuler une stratégie de contrôle suggérée pour les MG. L'avantage de PSCAD est qu'il simplifie la construction, la simulation et la modélisation, offrant des possibi-



lités illimitées pour la simulation de systèmes électriques. Il dispose d'une bibliothèque complète de modèles de systèmes, ce qui en fait l'un des outils préférés des chercheurs.

Le General Algebraic Modelling System (GAMS) est un système de modélisation doté d'optimiseurs efficaces permettant de résoudre des problèmes de programmation mathématique et d'optimisation complexes et à grande échelle [135]. Dans [136], une programmation linéaire en GAMS est réalisée par L. Majić et al. pour des études économiques de deux MG constitués de charges thermiques et électriques et d'unités de cogénération. De plus, dans [137] Chen et al. effectuent une analyse économique, formulent un modèle d'optimisation et déterminent les stratégies d'exploitation optimales pour les systèmes de MG intelligents. Le modèle d'optimisation est formulé comme un modèle de programmation en nombres entiers à l'aide de GAMS et la résolution est effectuée par l'optimiseur CPLEX. CPLEX est l'un des solveurs les plus efficaces de GAMS. CPLEX est utile pour les problèmes de programmation linéaire, de programmation en nombres entiers et de contraintes quadratiques à grande échelle. Les résultats de GAMS et de CPLEX fournissent des solutions optimales d'investissement et d'exploitation avec réduction des coûts. Un logiciel appelé Versatile Energy Resource Allocation (VERA) est utilisé dans [138] par Khodaei pour minimiser le coût total de la planification du système. Il effectue également une prédiction de la couverture de la demande en fonction des conditions météorologiques locales.

MATLAB est largement utilisé pour les simulations de MG et la conception d'algorithmes de fonctionnement optimales. Le logiciel HOMER est largement utilisé pour la modélisation des MG. Dans [139], Nayar et al. ont présenté un système hybride innovant éolien/électrique/véhicule/diesel mis en œuvre sur trois îles éloignées de la République des Maldives. Les auteurs ont utilisé HOMER pour entreprendre la planification du système d'énergie renouvelable et pour analyser les différentes options. Ils ont pris en compte le coût de l'unité d'électricité consommée, le carburant économisé et les besoins initiaux en capital. Ce logiciel simplifie l'étude des MG, et a grandement contribué à la conception des MG, et est le logiciel le plus utilisé de nos jours dans ce domaine.

## **1.5 Recherche et défis futurs dans le domaine des microgrids**

Les éléments permettant d'améliorer la communication entre les composants du MG, la sécurité du réseau et l'utilisation de l'intelligence artificielle sont des axes de recherche

à développer. Les systèmes de communication peuvent être améliorés grâce au développement du domaine des télécommunications, les outils sans fil connaissent un développement très rapide permettant des débits beaucoup plus élevés et reliant par ondes radio un plus grand nombre de dispositifs (capteurs, convertisseurs, unité de contrôle, modem Internet, etc). Le développement des différents composants du réseau doit s'accompagner du développement des systèmes de protection assurant la stabilité du réseau, évitant la destruction accidentelle d'équipements coûteux, et les erreurs de données. Les aspects de l'intelligence artificielle sont une des solutions prometteuses pour surmonter les problèmes rencontrés par les anciennes méthodes tels que : le manque de données (l'intelligence artificielle s'adapte et peut donc continuer sans avoir les données manquantes), la génération d'une solution peu pratique (l'intelligence artificielle comprend le système physique, elle est donc capable de reconnaître si la solution est applicable dans la réalité), et enfin elle peut être ajoutée en parallèle avec une autre méthode pour plus de précision et de rapidité dans les prévisions du profil de la charge et des données météorologiques.

### 1.5.1 Communication évolutive

La communication dans les MG se fait par l'intermédiaire de capteurs installés sur tous les composants du réseau. Comme le nombre de capteurs augmente avec l'intégration de nouveaux dispositifs, la communication devient plus compliquée et lente. Par conséquent, l'un des défis intéressants est de développer une infrastructure de communication évolutive capable de traiter une très grande quantité de données et d'être en mesure d'exécuter de nouveaux services et d'intégrer d'autres variables liées aux nouveaux composants insérés dans le réseau [140].

Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour trouver des outils plus pertinents afin d'assurer une bonne qualité de transmission de l'information dans les MG, en ciblant les opérations globales des MG, y compris la réponse transitoire des RED. Il est obligatoire de réduire le temps de transmission des informations sensibles et d'améliorer la fiabilité, qui peut être détectée par des défauts, des commutateurs et des relais de protection. Les systèmes de contrôle, tels que le contrôle de la tension et de la puissance réactive, sont parfois sensibles en raison de la mauvaise qualité de la communication, et ce problème doit être étudié. La communication entre les dispositifs MG et l'architecture MG sont réalisés selon la norme *IEC60870-5-104*, il est important d'utiliser une autre norme *IEC61850*, cela permet un accès et un contrôle rapide, fiable et sécurisé de la sous-station, ainsi qu'une interopérabilité sans faille [141]. Le développement des techno-

logies de 'Big Data' (données massives), telles que le 'cloud computing' ou l'informatique en nuage, l'exploration profonde des données, l'analyse des enveloppes et les méthodes d'apprentissage automatique, sont nécessaires à l'évolution des MG [142].

### 1.5.2 Problèmes de cybersécurité

Les cyber-attaques sont connues pour être le danger le plus courant rencontré dans les MG, en raison de la fragilité des systèmes de surveillance. Ces attaques peuvent faire effondrer l'ensemble du réseau, le rendre inopérant ou mettre en danger la confidentialité des données des employés et des clients, car elles trompent les services publics en générant de fausses solutions en termes d'utilisation des capacités, elles cachent également les attaques en cours. Les recherches futures doivent garantir la confidentialité, l'authentification et le caractère privé des informations pour la résilience des réseaux.

D'un point de vue technique, les cyber-attaques contre le MG à l'origine des pannes d'infrastructure comprennent les failles de cybersécurité, les pannes en cascade, les black-out, etc. Actuellement, les approches d'apprentissage automatique sont les méthodes les plus efficaces pour détecter et résoudre le problème de l'injection de fausses informations. Il est très important de développer davantage ces approches et de les rendre générales afin qu'elles puissent s'adapter à divers scénarios [140].

### 1.5.3 Apprentissage automatique

La distribution de l'électricité pour les réseaux reposant largement sur des sources de production intermittentes peut être compromise. En plus d'être une contrainte supplémentaire pour le distributeur, cela représente un défi technique majeur à relever. Les sources de production fortement intermittentes nécessitent un contrôle local plus dynamique qui peut s'appuyer sur différents leviers tels que les interconnexions avec des réseaux plus importants, le délestage de la charge ou le stockage. Le métier d'agrégateur local tend donc à se développer pour assurer la cohérence des données de consommation et de production pour un suivi en temps réel. L'intelligence artificielle peut alors être un outil de performance pour les agrégateurs et ainsi favoriser la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique local [143].

Compte tenu des coûts élevés d'alimentation des zones non interconnectées comme les réseaux insulaires, la mise en place de réseaux intelligents présente un retour sur investissement plus rapide, ce qui est propice à l'expérimentation sur ce type de réseau.

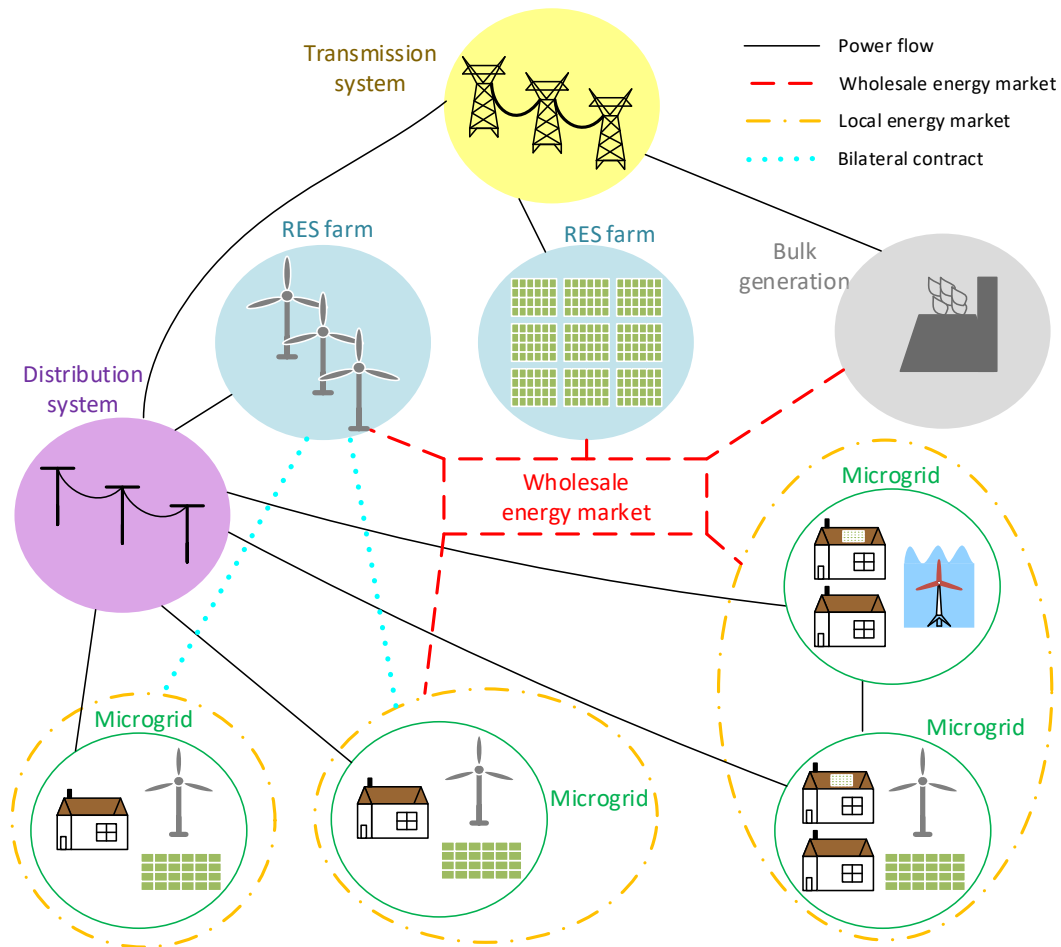


FIGURE 1.18 – Marché de l'énergie en présence de cluster de microgrids.

Outre le marché des infrastructures de recharge des véhicules électriques, qui connaît une forte croissance, le véhicule électrique est l'occasion de développer des solutions de recharge intelligente à grande échelle, tant pour les infrastructures publiques que pour les particuliers. Les plateformes pourraient alors contrôler la recharge de la flotte en fonction de l'état du réseau de manière intelligente et coordonnée. Cela permettrait d'augmenter la flexibilité du réseau pour faire face à cette nouvelle consommation. Par ailleurs, les techniques d'apprentissage automatique peuvent jouer un rôle crucial dans la régulation du marché de l'énergie avec des cluster de microgrids comme illustré par la figure 1.18 afin de contrôler les flux de puissance et d'information et réguler les transactions financières.

## 1.6 Conclusion

Ce chapitre a passé en revue les principales étapes de la conception des microgrids et répertorie les différents défis de leurs déploiements. Plusieurs aspects ont été abordés, depuis la sélection du site d'installation approprié et des principaux RED et SSE pour un fonctionnement optimal, le dimensionnement optimal de ses composants, jusqu'aux types de contrôle et de SGE pour une programmation optimale du fonctionnement du MG. Le SGE est généralement conçu pour une programmation optimale et une distribution efficace de la puissance entre les RED, les SSE et les véhicules électriques et les charges. Plusieurs objectifs peuvent être sélectionnés pour concevoir un SGE, tels que l'optimisation opérationnelle, la programmation et la résilience des systèmes énergétiques, la prise en compte de plusieurs aspects environnementaux, la dégradation des batteries, l'intégration de la réponse active à la demande, les pertes en ligne et la fiabilité du système, ainsi que la confidentialité des consommateurs.

En fonction des objectifs souhaités, le système est modélisé, et à partir de ce modèle et de sa complexité, une méthode d'optimisation est choisie pour réaliser la solution en respectant toutes les contraintes du microgrid choisi. Une revue complète et critique est faite des systèmes de gestion de l'énergie et des approches de résolution. Les outils de résolution les plus connus et les plus utilisés sont également présentés. L'incertitude, liée aux énergies renouvelables et aux variations aléatoires de la charge, réduit la fiabilité des microgrids, qui doit être améliorée en utilisant des méthodes heuristiques, par exemple pour prédire les événements futurs. Des aspects d'intelligence artificielle peuvent être introduits dans les futurs travaux sur le fonctionnement optimal des MG, afin d'améliorer le dimensionnement des composants, le système de gestion de l'énergie et la localisation des ressources renouvelables, en tenant compte de l'incertitude de la charge, des données météorologiques et du marché de l'énergie. Les charges contrôlables sont la meilleure solution pour lisser la courbe de charge et soulager les RED. Leur intégration doit donc être maximisée en remplaçant toutes les charges critiques par des charges contrôlables lorsque cela est possible.

Un accent particulier a été mis sur l'intégration des véhicules électriques dans les microgrids. Plus précisément, la possibilité de les utiliser comme des dispositifs de stockage d'énergie distribués a été largement étudiée dans la littérature et examinée dans ce chapitre. En effet, les véhicules électriques peuvent être rechargés à l'aide de ressources énergétiques renouvelables pendant les périodes creuses, ce qui réduit considérablement

l'impact environnemental de ce type de transport. L'énergie disponible dans les batteries embarquées peut être utilisée pendant les périodes de pointe pour soutenir le réseau et éviter les problèmes de congestion et leurs conséquences.

Ce travail bibliographique nous permet de dégager deux axes de recherche qui seront abordés dans le cadre des deux chapitres suivants :

- Le dimensionnement et la gestion d'énergie optimale en présence du véhicule électrique comme moyen de secours. Plus spécifiquement, un microgrid domestique est considérée avec du solaire, de l'éolien et du stockage d'énergie par batteries. Une étude technico-économique est réalisée pour deux zones géographiques avec des conditions climatiques différentes.
- Dans la perspectives d'une simulation temps réel du microgrid dimensionné, un modèle instantané de l'ensemble du microgrid est implantée sur Matlab/Simulink avec comparaison de deux algorithmes pour la gestion des flux de puissance, à savoir une approche heuristique et méthode d'optimisation.
- En mode îloté, un onduleur à 4 bras est proposé pour alimenter les charge monophasés et triphasés. Une approche de commande par ADRC est implanté et testé dans des conditions de charges sévères démontrant sa supériorité comparé à des régulateurs PI conventionnels.



# DIMENSIONNEMENT ET GESTION DE L'ÉNERGIE D'UN MICROGRID DOMESTIQUE INTÉGRANT LE CONCEPT DE "VEHICLE-TO-HOME"

---

## 2.1 Introduction

Le vehicle-to-home pourrait être considéré comme la plus grande avancée technologique depuis que les ressources énergétiques renouvelables sont devenues commercialement viables [144]. Avec plus de 3 millions de véhicules électriques dans le monde [145], ces VE ne sont utilisés qu'environ 5% du temps, le reste du temps ils sont garés lorsque les propriétaires sont au travail ou à la maison [146]. Les VE peuvent être utilisés pour un rôle secondaire pendant les 95% du temps disponible. En effet, les véhicules électriques avec une grande batterie peuvent récupérer l'énergie produite par le RER, qui serait autrement perdue. Dans ce cas, le VE fonctionne comme un système de stockage secondaire. Dans le cas contraire, où la production est faible, les systèmes de stockage et le réseau principal interviennent en fournissant l'énergie manquante, pour atteindre l'équilibre production-consommation. Cette demande d'énergie peut surcharger le réseau et provoquer des pannes ou des baisses de tension et de fréquence. Pour soulager le réseau, la puissance qu'il fournit peut-être limitée à une certaine quantité, le reste étant fourni par le VE lorsqu'il se décharge. Dans certains cas, pour les mêmes raisons que précédemment, il est possible de vendre au réseau l'énergie stockée dans le VE. Dans ce cas, le VE fonctionne comme une source d'énergie secondaire, d'où le concept de V2G [147, 148].

Dans ce contexte, ce chapitre présente une étude de dimensionnement et d'optimisation d'un microgrid fonctionnant en mode connecté au réseau à l'échelle d'une maison. Le MG est composé de PV et d'une éolienne, d'une batterie, et d'une charge domestique. Le



véhicule électrique est utilisé comme dispositif de stockage d'énergie secondaire, ce qui permet d'améliorer les performances globale du MG. Cette étude porte sur deux aspects, qui sont liés au dimensionnement optimal du MG et à la gestion intelligente de l'énergie au cours d'une journée type. Deux études de cas sont considérées dans ce document, un premier MG connecté au réseau avec seulement des RER et des systèmes de stockage est étudié. Ensuite, un deuxième MG connecté au réseau avec l'intégration de RER, SSE et VE est mise en œuvre et les résultats sont comparés. Une étude économique est réalisée pour examiner les avantages offerts par l'utilisation des VE et l'intérêt de la technologie V2H en termes de fiabilité de l'approvisionnement en énergie, de réduction des coûts et de soutien du réseau pendant les périodes de congestion. Les résultats de la simulation sont présentés en utilisant des données météorologiques réelles de deux villes, Brest (climat froid) et Toulon (climat chaud) en France. D'une manière générale, les contributions visées dans ce travail sont triples :

- Dimensionnement optimal du MG domestique en tenant compte des données météorologiques réelles, du prix de l'énergie, des batteries des VE en tant que système de stockage secondaires et en limitant la puissance du réseau pour améliorer l'autoconsommation d'énergie.
- Système de gestion de l'énergie prenant en compte la disponibilité du VE.
- Étudier la rentabilité économique du V2H pour les utilisateurs en considérant le véhicule électrique comme un moyen de secours afin d'atténuer la congestion du réseau.

## 2.2 Architecture du microgrid

Pour atténuer les contraintes sur le réseau principal, un microgrid domestique a été mis en place en utilisant le concept Vehicle-to-Home. Ce microgrid fonctionne en mode connecté au réseau et comprend différents composants tels que des panneaux solaires, des éoliennes, des systèmes de stockage d'énergie basés sur des batteries et des véhicules électriques. L'architecture du microgrid est illustrée dans la figure 2.1. Tous les composants du microgrid sont connectés au bus DC via des convertisseurs DC/DC (pour les panneaux solaires, les batteries et les véhicules électriques) ou des convertisseurs AC/DC (pour les éoliennes et le réseau principal). Les panneaux solaires et les éoliennes produisent de l'énergie en fonction des conditions météorologiques, mais cette production ne correspond pas toujours à la demande de la charge. Deux scénarios sont possibles : une produc-

tion d'énergie insuffisante ou une production d'énergie excédentaire. Pour compenser ces déséquilibres, le stockage d'énergie et le réseau principal interviennent. La batterie et le réseau peuvent rétablir l'équilibre entre la production et la consommation en fournissant de l'énergie en cas de déficit ou en absorbant l'excès d'énergie. Toutefois, il est important de noter que la quantité d'énergie pouvant être absorbée ou fournie par la batterie est limitée par son état de charge et sa puissance maximale, et la puissance du réseau peut également être limitée. C'est dans ce contexte que le véhicule électrique peut jouer un rôle essentiel en tant que stockage d'énergie de secours supplémentaire. Le véhicule électrique peut être rechargé non seulement dans des stations de recharge publiques, mais également lorsqu'il est garé à domicile. Il peut ainsi soutenir le réseau et assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité. Un échange bidirectionnel d'énergie peut avoir lieu entre le microgrid domestique et le véhicule électrique. Cependant, il est important de prendre en compte certaines contraintes liées aux batteries et au véhicule électrique. Par exemple, l'énergie absorbée ou fournie par les batteries et le véhicule électrique sont limitées par leurs DOD et leurs puissances maximales. De plus, la puissance du réseau peut également être limitée.

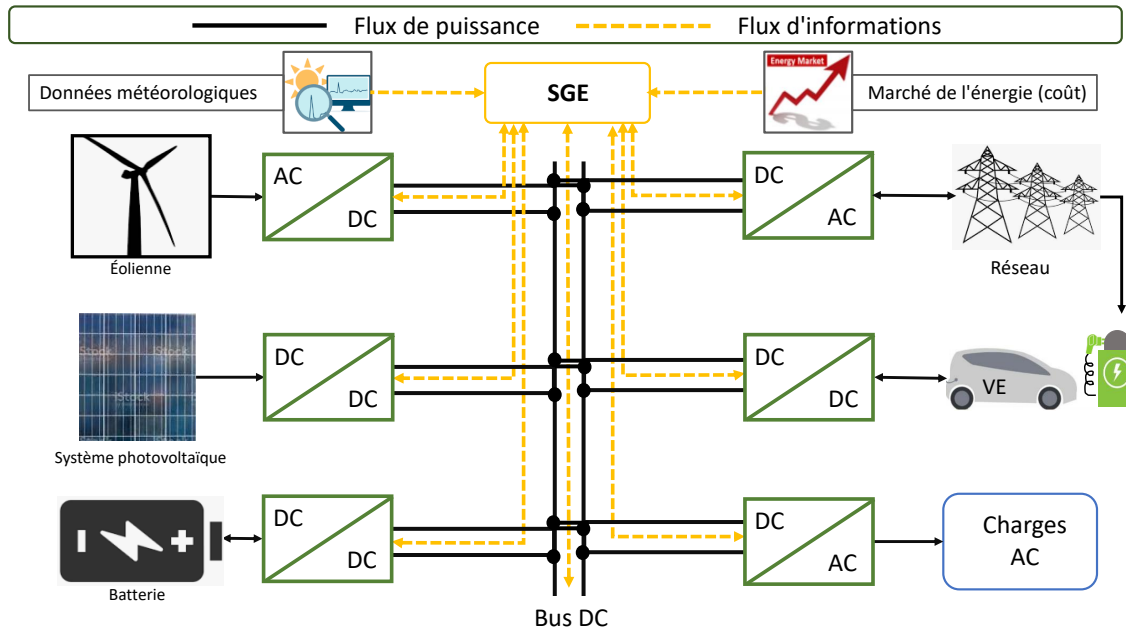


FIGURE 2.1 – Structure du microgrid domestique considéré.

## 2.2.1 Constituants du microgrid domestique

### Panneaux solaires photovoltaïques

Le choix des constituants du microgrid est basé sur la maturité des ressources énergétiques renouvelables (RER) et l'efficacité des systèmes de stockage d'énergie (SSE). Parmi les RER, le photovoltaïque (PV) est actuellement la technologie la plus mature, largement étudiée et utilisée dans de nombreux projets visant à réaliser des systèmes autonomes permettant de soulager le réseau électrique tout en produisant de l'énergie propre et soutenable. Il existe plusieurs technologies de panneaux solaires photovoltaïques qui sont utilisées pour convertir l'énergie solaire en électricité : monocristallin, polycristallin, amorphe (ou minces), silicium en couche mince, pérovskite. Ces technologies sont comparés dans le tableau 2.1. Notez que les panneaux à pérovskite sont une technologie en évolution, et les caractéristiques peuvent varier en fonction des développements technologiques. Dans ce chapitre, des panneaux solaires monocristallins ont été considérés car ils sont adaptés aux climats froids, tandis que les panneaux solaires polycristallins sont adoptés pour les climats chauds [6]. Ces panneaux ont une efficacité élevée et une bonne performance dans des conditions de faible luminosité. Ils sont également durables et ont une longue durée de vie. Cependant, ils sont généralement plus coûteux à produire que les panneaux polycristallins, et leur rendement peut être légèrement réduit à des températures élevées.

### Les éoliennes

Dans le domaine des éoliennes, il existe différents types de configurations et de caractéristiques qui répondent à divers besoins et conditions environnementales. La configuration la plus couramment utilisée dans les éoliennes commerciales est celle à axe horizontal, où le rotor est propulsé par le vent dans une direction horizontale. Ce type d'éolienne est généralement équipé de deux ou trois pâles reliées à un groupe motopropulseur comprenant un multiplicateur et un générateur. Une tour est également présente pour soutenir le rotor. Les éoliennes à axe horizontal ont une puissance typique qui varie entre quelques centaines de Watt et des dizaines de MW, et elles sont conçues pour produire de l'électricité dans une plage spécifique de vitesses de vent. Certaines éoliennes à axe horizontal peuvent atteindre une hauteur dépassant les 150 m, ce qui leur permet de capter des vents de très haute puissance grâce à leurs longues pâles. D'autre part, les éoliennes à axe vertical sont plus répandues dans les applications de faible puissance. Leur architecture s'adapte par-

TABLE 2.1 – Comparaison entre les types de panneaux photovoltaïques.

Caractéristiques	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe (Minces)	Silicium en couche mince	Pérovskite
Efficacité (%)	22-24	18-20	10-12	12-16	En évolution, potentiellement >20
Coût (€/W)	0.80-1.00	0.60-0.80	0.40-0.60	0.50-0.70	En évolution, potentiellement <0.50
Aspect visuel	Uniforme et noir	Mosaïque bleue	Foncé et uniforme	Variable, souvent plus mince	Variable, souvent plus mince
Taux de conversion (%)	20-22	16-18	8-10	10-14	En évolution, 25-29
Température de fonctionnement (°C)	-40 à 85	-30 à 80	-20 à 70	-25 à 75	-40 à 85
Durée de vie (années)	25-30	20-25	10-15	15-20	En évolution, potentiellement >20
Fabrication	Processus plus complexe	Processus plus simple	Processus moins énergivore	Processus moins énergivore	En évolution, méthodes innovantes
Applications	Espaces restreints, installations haut de gamme	Installations de taille moyenne	Applications flexibles et mobiles	Applications flexibles et mobiles	En évolution, diverses applications

faitement aux vitesses de vent plus faibles. Ces éoliennes ont un encombrement réduit et peuvent même être installées sur les toits des maisons, offrant ainsi une solution pratique pour les petits foyers. Contrairement aux éoliennes à axe horizontal, les éoliennes à axe vertical produisent moins d'énergie, ce qui signifie qu'elles peuvent satisfaire seulement une partie des besoins en électricité. Une étude comparative des technologies d'éoliennes est présentée sur le tableau 2.2.

En résumé, les éoliennes à axe horizontal sont couramment utilisées dans les applications commerciales à grande échelle, offrant une puissance plus élevée grâce à leurs grandes dimensions et à leur capacité à capter des vents puissants. En revanche, les éoliennes à

TABLE 2.2 – Comparaison entre Éoliennes à Axe Vertical et à Axe Horizontal

Caractéristiques	Éolienne à Axe Horizontal	Éolienne à Axe Vertical
Modèle Mathématique de Puissance	$P_{\text{horizontal}} = \frac{1}{2}\rho AC_p V^3$	$P_{\text{vertical}} = \frac{1}{4}\rho AC_p R\Omega V^3$
Coefficient de Puissance Maximal ( $C_p$ )	Environ 0.45 à 0.50	Environ 0.35 à 0.40
Répartition des Charges	Charges plus uniformément réparties sur la structure	Concentration des charges à la base de la structure
Efficacité en Conditions de Turbulence	Sensible aux turbulences, impactant l'efficacité	Moins sensible aux turbulences, potentiellement meilleure efficacité
Stabilité Aérodynamique	Plus susceptible au couplage aérodynamique	Moins de susceptibilité au couplage aérodynamique
Surface Frontale	Plus grande surface frontale	Généralement plus compacte
Flexibilité dans l'Orientation des Pales	Requiert une orientation fixe	Peut fonctionner indépendamment de l'orientation du vent
Applications Préférentielles	Grandes installations sur terre ou en mer	Applications urbaines, installations de taille réduite

axe vertical sont plus adaptées aux petites installations et aux zones à faible vitesse de vent, offrant une solution pratique et compacte pour la production d'énergie renouvelable. Un illustration des deux technologies est fournie sur la figure 2.2. Au sein du microgrid étudié, l'éolienne mise en place adopte une configuration à axe horizontal.

## Les batteries

L'intégration des batteries dans le réseau électrique joue un rôle crucial dans la transition vers un système énergétique plus durable et résilient. Ces dispositifs de stockage d'énergie offrent une solution essentielle pour résoudre les défis liés à la variabilité des énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire. En capturant l'électricité générée lors des périodes de production excédentaire et en la stockant pour une utilisation ultérieure, les batteries permettent de lisser la fourniture d'énergie, atténuant ainsi les fluctuations associées aux sources d'énergie intermittentes. De plus, les batteries peuvent être déployées pour répondre rapidement à la demande en cas de pointe, améliorant ainsi la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. Cette technologie facilite également l'intégration de micro-réseaux autonomes et de solutions de stockage décentralisées, réduisant la dépendance vis-à-vis des centrales électriques conventionnelles [17]. En contribuant à l'équilibre

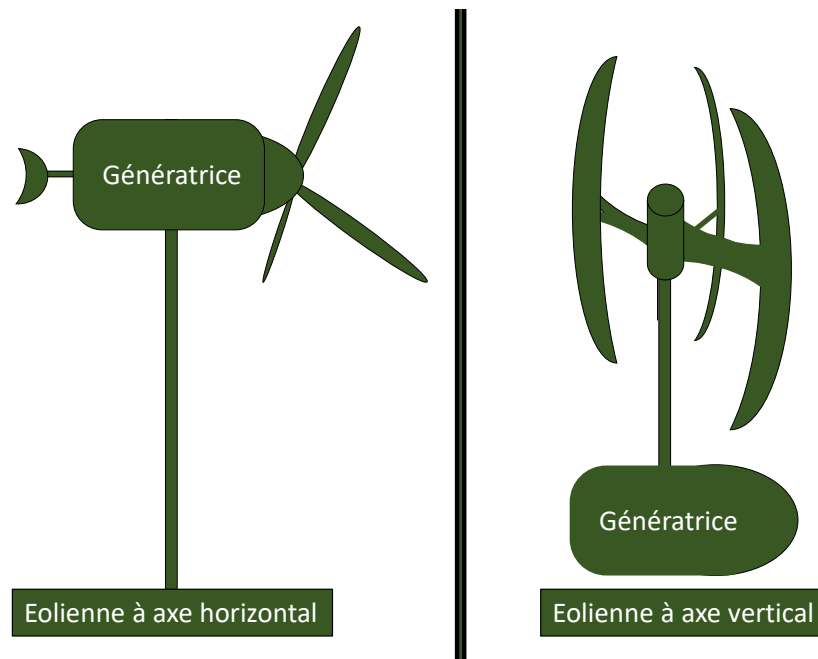


FIGURE 2.2 – Types d'éolienne en fonction de l'axe de rotation.

offre-demande, les batteries jouent un rôle essentiel dans la création de réseaux électriques plus flexibles, résilients et adaptés aux besoins énergétiques changeants du 21<sup>ème</sup> siècle.

Il existe différents types de batteries utilisées dans les systèmes d'énergie renouvelable, offrant une variété de performances et de caractéristiques. Parmi les types couramment utilisés, on retrouve les batteries au plomb-acide, au lithium, au nickel, et bien d'autres encore, offrant chacune des avantages et des limites spécifiques. Les batteries au plomb-acide sont une technologie bien établie et largement utilisée. Elles sont relativement abordables et disposent d'une durée de vie acceptable [149]. Cependant, elles ont une densité d'énergie relativement faible et nécessitent un entretien régulier. Les batteries au lithium sont devenues très populaires ces dernières années en raison de leur haute densité d'énergie, de leur faible taux d'auto-décharge et de leur longue durée de vie. Elles offrent une meilleure efficacité de charge et de décharge, ainsi qu'une plus grande capacité de stockage d'énergie. Cependant, elles sont généralement plus coûteuses que les batteries au plomb-acide. Les batteries au nickel, telles que les batteries au nickel-cadmium (NiCd) et les batteries au nickel-métal-hydrure (NiMH), sont également utilisées dans certains systèmes d'énergie renouvelable. Elles offrent une bonne durée de vie, une résistance élevée aux températures élevées et une grande efficacité. Cependant, elles ont une densité d'énergie légèrement inférieure à celle des batteries au lithium. Le choix de la technologie de batterie dépendra des

TABLE 2.3 – Comparaison des technologies des batteries.

	Plomb Gélifié	NiCd	NiMH	Li-Ion	Lithium phosphate (LiFePO4)	Lithium Poly- mère
Energie massique (Wh/kg)	40	60	90	190	120	190
Energie volumique (Wh/L)	70	150	220	400	220	450
Profondeur de dé- charge	50%	100%	100%	80%	80%	80%
Durée de vie (Nombre de cycles)	600 – 750	2000	500	> 1000	2200	> 2000
Prix en (€/kWh)	200	1000	1200	450	450	450

besoins spécifiques du microgrid, tels que la capacité de stockage requise, les contraintes de coût, la durabilité et les performances attendues. Le tableau 2.3 présente quelques technologies de batteries courantes, ainsi que leurs prix indicatifs et certaines caractéristiques clés. Cela permet de comparer les différentes options disponibles et de prendre des décisions éclairées lors de la sélection de la technologie de batterie adaptée au microgrid. Les batteries considérées dans ce travail, sont les batteries lithium-ion dont les avantages et les inconvénients sont discutés dans le tableau 2.4 et les principales caractéristiques sont fournis dans la figure 2.3.

## L'électronique de puissance

L'intégration de l'électronique de puissance dans les microréseaux représente une avancée significative dans la gestion efficace de l'énergie à petite échelle. En effet, l'électronique de puissance joue un rôle crucial dans le fonctionnement optimal des microgrids en assurant la gestion intelligente, la distribution efficace et la stabilité du système énergétique.

- **Les régulateurs MPPT pour le solaire et les batteries :** Les régulateurs de charge PWM (Pulse Width Modulation) et MPPT (Maximum Power Point Tracking) sont couramment utilisés pour charger les batteries à partir de sources d'énergie renouvelable. Le régulateur PWM fonctionne essentiellement comme un interrupteur qui connecte le panneau solaire à la batterie. Cela permet de ramener la tension du panneau solaire à un niveau proche de celle de la batterie. En revanche, le régulateur MPPT est plus avancé et plus coûteux, ajuste sa tension d'entrée pour extraire la puissance maximale du panneau solaire, puis convertit

TABLE 2.4 – Avantages et inconvénients des batterie Li-ion.

Technologie de batteries	Avantages	Inconvénients	Fabricants
Batterie solaire Lithium	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Sans entretien.</li> <li>— Plus légère que les batteries au plomb (5 fois plus légère).</li> <li>— Durée de vie importante (1500cycles)</li> <li>— Résiste mieux aux décharges profondes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Une technologie chère à fabriquer (2,7 fois plus cher que les batteries au plomb),</li> <li>— Les batteries lithium-ion sont fragiles et peuvent présenter des problèmes de sécurité,</li> <li>— Ces batteries doivent toujours être équipées d'un circuit de protection, d'un circuit de régulation (BMS), d'un fusible thermique et d'une soupape de sécurité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Solise</li> <li>— Sony</li> <li>— Chem</li> <li>— BMZ</li> <li>— NeoQube</li> <li>— Intensium</li> <li>— Tesvolt</li> </ul>

cette puissance en fonction des besoins variables de tension de la batterie et de la charge.

Les régulateurs MPPT offrent plusieurs avantages par rapport aux régulateurs PWM. Tout d'abord, ils permettent une extraction maximale de la puissance du panneau solaire en ajustant en permanence leur point de fonctionnement pour correspondre au point de puissance maximale. De plus, les régulateurs MPPT sont capables de gérer des tensions d'entrée plus élevées que celles de la batterie, ce qui permet d'utiliser des configurations de panneaux solaires en série pour augmenter la tension globale du système. Cela réduit les pertes de câblage et peut permettre l'utilisation de câbles plus fins, ce qui réduit les coûts d'installation. Un autre avantage des régulateurs MPPT est leur capacité à s'adapter aux variations des conditions météorologiques et des charges connectées au système. Enfin, les régulateurs MPPT offrent une protection avancée pour les batteries, en surveillant et en régulant la tension et le courant de charge. Cela contribue à prolonger la durée de vie des batteries en évitant les surcharges ou les sous-charges, ce qui peut réduire les coûts de remplacement et améliorer la fiabilité du système dans son



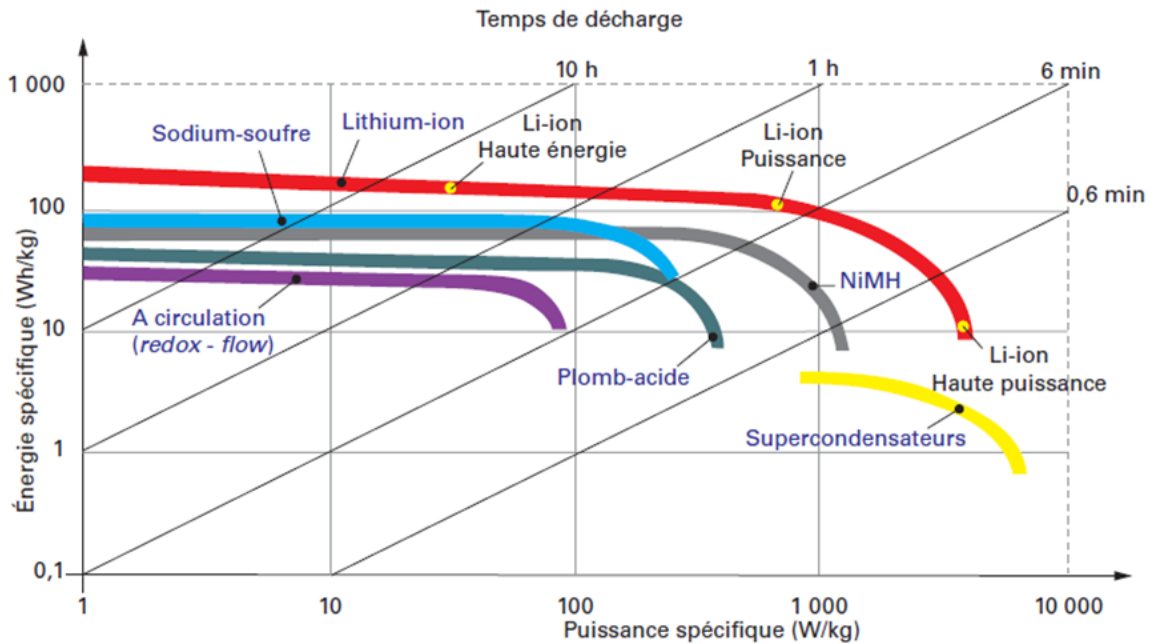


FIGURE 2.3 – Diagramme de Ragone pour quelques technologies électrochimiques et super-condensateurs.

ensemble.

- **Le convertisseur côté éolienne :** Le convertisseur côté éolienne qui joue le rôle d'un redresseur permet d'ajuster le point de fonctionnement optimal de la turbine éolienne, le convertisseur contribue à maximiser l'efficacité de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Par ailleurs, en cas de changements brusques dans les conditions du vent ou de la charge, le convertisseur permet de gérer les transitoires de manière à maintenir la stabilité du système électrique. Le convertisseur offre des fonctionnalités de protection pour détecter et réagir aux défauts éventuels, contribuant à la sécurité et à la fiabilité du système.
- **Le convertisseur côté réseau :** Le convertisseur côté réseau joue un rôle crucial dans les microgrids, agissant comme une interface entre les sources d'énergie renouvelable (telles que l'énergie solaire ou éolienne) et le réseau électrique. Son rôle est multiple et inclut plusieurs fonctions clés dont :
  - Synchronisation avec le Réseau : Le convertisseur assure une synchronisation précise de la fréquence et de la phase des tensions générées avec celles du réseau électrique,
  - Contrôle de la Tension : Le convertisseur ajuste la tension de sortie pour ré-

- pondre aux exigences du réseau, garantissant ainsi une injection d'énergie à un niveau de tension appropriée,
- Contrôle de la puissance actif et réactif : Il permet le contrôle de la puissance active et de la puissance réactive (qui contribue au maintien di niveau de tension) de l'énergie injectée dans le réseau, permettant ainsi d'optimiser les performances du système,
  - Gestion de la qualité de l'énergie : Le convertisseur peut contribuer à maintenir la qualité de l'énergie injectée dans le réseau, en minimisant les variations de tension et en réduisant les harmoniques de courant,
  - Protection et gestion des défauts : Le convertisseur offre des fonctionnalités de protection pour détecter et réagir aux défauts éventuels dans le réseau (LVRT, par exemple), contribuant ainsi à la sécurité et à la fiabilité du système.

### **Système de gestion de l'énergie ou EMS**

Dans le contexte des microréseaux, les systèmes de gestion d'énergie (EMS) jouent un rôle central en orchestrant de manière intelligente la production, le stockage et la distribution d'énergie au sein de systèmes énergétiques décentralisés. Les microréseaux, souvent autonomes ou connectés à un réseau principal, intègrent diverses sources d'énergie telles que les énergies renouvelables, les générateurs diesel, et parfois des systèmes de stockage d'énergie. L'EMS dans un microréseau surveille en temps réel la production et la consommation d'énergie, ajustant les paramètres opérationnels pour répondre efficacement à la demande. Grâce à des algorithmes avancés, les EMS optimisent la distribution d'énergie, maximisent l'utilisation des sources renouvelables lorsque disponibles, et gèrent le stockage d'énergie pour assurer la continuité de l'alimentation en cas de fluctuations ou de pannes du réseau principal [4]. Ces systèmes contribuent à la stabilité du microréseau en équilibrant l'offre et la demande, en minimisant les coûts opérationnels et en améliorant la résilience face aux perturbations.

Les puissances installées des panneaux solaires, de l'éolien et la capacité des batteries utilisées dans le microgrid sont des paramètres inconnus. Ces grandeurs sont déterminées de manière optimale grâce à un programme d'optimisation qui prend en compte plusieurs facteurs, tels que le profil de charge du microgrid, les conditions météorologiques (vent, ensoleillement, température, etc.), le coût de l'énergie fournie par le réseau électrique principal, les coûts d'investissement des sources d'énergie renouvelable et des moyens de stockage de l'énergie (les batteries), les limites en terme de puissance des batteries, les

limites en terme de puissance du réseau principal et la capacité des batteries du véhicule électrique. Par la suite, le programme d'optimisation cherche à trouver une répartition optimale de l'énergie produite et consommée dans le microgrid. Il vise à déterminer les flux de puissance entre tous les composants du système, tout en respectant les limites de puissance et de capacité des batteries, les contraintes du réseau électrique principal, la disponibilité des sources d'énergie renouvelable et les déplacements prévus du véhicule électrique. De plus, l'aspect économique est pris en compte, en cherchant à minimiser les coûts globaux du système, y compris les coûts d'investissement, les coûts de fonctionnement et les coûts relatifs aux opérations de maintenance.

La gestion de la demande est un facteur essentiel dans la gestion d'énergie dans les microgrids. En effet, plusieurs stratégies peuvent être adoptés pour la gestion de la demande dont le délestage [15]. Le délestage de charge est une stratégie de gestion de la demande qui permet de réduire la demande d'électricité pendant les périodes de pointe. Cela peut contribuer à éviter les surcharges du microgrid et à minimiser les risques de pannes. Dans le contexte de cette étude, le délestage n'est pas pris en considération, étant donné que nous examinons un cas où le microgrid est connecté au réseau principal. Dans ce scénario, le réseau principal peut intervenir en soutien du microgrid afin de garantir la continuité du service.

### **2.2.2 Modélisation des ressources renouvelables**

La modélisation précise des panneaux photovoltaïques et des turbines éoliennes revêt une importance primordiale dans cette étude, car ces sources d'énergie renouvelable sont des éléments clés du système. Les sous-sections suivantes se penchent sur la modélisation détaillée de ces ressources, en mettant l'accent sur le dimensionnement optimal et la gestion intelligente de l'énergie. Grâce à une modélisation précise, il devient possible d'estimer la production d'énergie des panneaux photovoltaïques en fonction des conditions environnementales et de prévoir la performance des turbines éoliennes en fonction de la vitesse du vent. Ces informations permettent ensuite de prendre des décisions éclairées pour optimiser l'utilisation de ces ressources renouvelables, tant au niveau du dimensionnement des installations que de la gestion de l'énergie produite. En combinant une modélisation précise des ressources renouvelables avec des stratégies de gestion intelligentes, il est possible d'atteindre une utilisation optimale de ces sources d'énergie, contribuant ainsi à une transition énergétique durable.

## Panneaux photovoltaïques

La production d'électricité des systèmes photovoltaïques peut être influencée par divers facteurs externes, notamment l'irradiation solaire, la température et la situation géographique. Dans le cadre de ce travail, la puissance de sortie estimée d'un système photovoltaïque est calculée sur la base des conditions d'essai standard (STC) et des conditions de température nominale de fonctionnement des cellules (NOCT). Il s'agit de points de référence couramment utilisés dans l'industrie pour évaluer les performances des systèmes photovoltaïques dans des conditions normalisées. La puissance des panneaux photovoltaïques est donnée par :

$$P_{PV} = N_{PV} \cdot P_{PV}^{STC} \cdot \frac{G}{G^{STC}} (1 - \gamma(T_c - T^{STC})) \quad (2.1)$$

$$T_c = T + \frac{G}{G^{NOCT}} (NOCT - 20) \quad (2.2)$$

où :

- $N_{PV}$  : nombre de panneaux photovoltaïques,
- $P_{PV}^{STC}$  : puissance de sortie du générateur photovoltaïque dans des conditions d'essai standard,
- $G$  : irradiation du jour,
- $G^{STC}$  : irradianance au niveau des conditions d'essai standard,
- $T$  : température ambiante,
- $T_c$  : température des cellules du PV,
- $T^{STC}$  : température des cellules du PV dans des conditions d'essai standard,
- $G^{NOCT}$  : irradianance à la température nominale de fonctionnement des cellules du PV,
- $NOCT$  : température nominale de fonctionnement de la cellule.

## Éolienne

La puissance mécanique d'une éolienne dépend principalement de deux facteurs : la longueur des pales et la vitesse du vent dans la région considérée. La puissance extraite du vent dépend également du coefficient de puissance  $C_p$  qui est fonction de deux paramètres

qui sont l'angle de calage des pâles, noté  $\beta$  et la vitesse spécifique,  $\lambda = \frac{R_{WT}\Omega}{V_{wind}}$ . Dans cette étude, l'angle de calage est considéré comme étant constant. Par conséquent,  $C_p$  dépend uniquement de la vitesse spécifique, elle-même dépendante de la vitesse du vent,  $V_{wind}$  et de la vitesse de rotation du rotor,  $\Omega$ . La puissance électrique produite par une éolienne (aux pertes prêt) peut être calculée de la manière suivante :

$$P_{WT}(t) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot R_{WT}^2 \cdot V_{wind}(t)^3 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heure} \quad (2.3)$$

où :

- $R_{WT}$  : rayon de l'éolienne (m),
- $V_{wind}$  : vitesse du vent (m/s),
- $C_p$  : coefficient de puissance,
- $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  est la masse volumique de l'air.

### 2.2.3 Modélisation des dispositifs de stockage de l'énergie

L'énergie fournie par les batteries domestique et le véhicule électrique est essentielle pour le fonctionnement efficace du microgrid. Cependant, cette énergie dépend de plusieurs facteurs, tels que la capacité des batteries et leur état de charge (SOC - State of Charge). De plus, afin de garantir une durée de vie prolongée des dispositifs de stockage d'énergie, il est nécessaire de limiter la puissance de sortie ainsi que la profondeur de décharge des batteries (DoD - Depth of Discharge). Le SOC représente la quantité d'énergie stockée dans les batteries stationnaires ou les batteries embarquées dans les VE par rapport aux capacités maximales. C'est un indicateur essentiel pour évaluer l'autonomie et la disponibilité d'énergie dans le microgrid. La variation du SOC est influencée par des paramètres tels que la capacité maximale des batteries, la puissance fournie ou récupérée et la durée pendant laquelle cette puissance est maintenue. L'évolution du SOC au cours du temps est donné par :

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1) - \frac{P_{bat}(t) \cdot dt}{E_{bat}^{max}} \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heure} \quad (2.4)$$

$$SOC_{VE}(t) = SOC_{VE}(t-1) - \frac{P_{VE}(t) \cdot dt}{E_{EV}^{max}} \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heure} \quad (2.5)$$

où :

- $SOC_{bat}(t)$  et  $SOC_{VE}(t)$  sont les états de charge des batteries stationnaires et des

batteries embarqués dans le VE à l’instant  $t$ , respectivement.

- $P_{bat}(t)$  et  $P_{VE}(t)$  représentent les puissances batteries. Ces puissances peuvent être positives ou négatives (charge/dicharge).
- $E_{bat}^{max}$  et  $E_{EV}^{max}$  sont les capacités énergétiques maximales des batteries stationnaires et des batteries embarqués, respectivement.

## 2.3 Dimensionnement et planification optimaux du microgrid en considérant le concept ‘vehicle-to-home’

L’optimisation du système de gestion d’énergie pour les maisons individuelles est un processus complexe qui se déroule en deux étapes clés. Dans la première étape, l’objectif est de déterminer les dimensions optimales des composants du système en fonction de plusieurs facteurs tels que les données météorologiques, les coûts énergétiques du marché et les coûts d’investissement associés. Ces dimensions sont soumises à des contraintes spécifiques, telles que la surface disponible pour les panneaux solaires, la puissance éolienne installée et la capacité maximale des batteries. La deuxième étape consiste à mettre en œuvre une gestion optimale de l’énergie dans le système. Cette étape vise à maximiser l’efficacité énergétique globale tout en respectant les contraintes et en minimisant les coûts. Le but ultime est de déterminer la configuration et les paramètres optimaux qui permettront de réduire les coûts énergétiques sur une période de fonctionnement de 20 ans du microgrid. De plus, cette gestion optimale de l’énergie intègre également la technologie ‘vehicle-to-home’. La section suivante présente l’objectif du système de gestion de l’énergie proposé et explique les différentes étapes impliquées dans ce processus, tel que qu’illustré dans la figure 2.4.

### 2.3.1 Stratégie de gestion d’énergie

L’objectif de cette étude est de développer un système *V2H* qui vise à maximiser l’autonomie énergétique tout en minimisant les coûts. Pour atteindre cet objectif, un algorithme de gestion de l’énergie a été proposé, dont le schéma est illustré dans la figure 2.5. Cette stratégie de gestion de l’énergie est composée de cinq couches distinctes, chacune jouant un rôle spécifique dans l’optimisation du système.

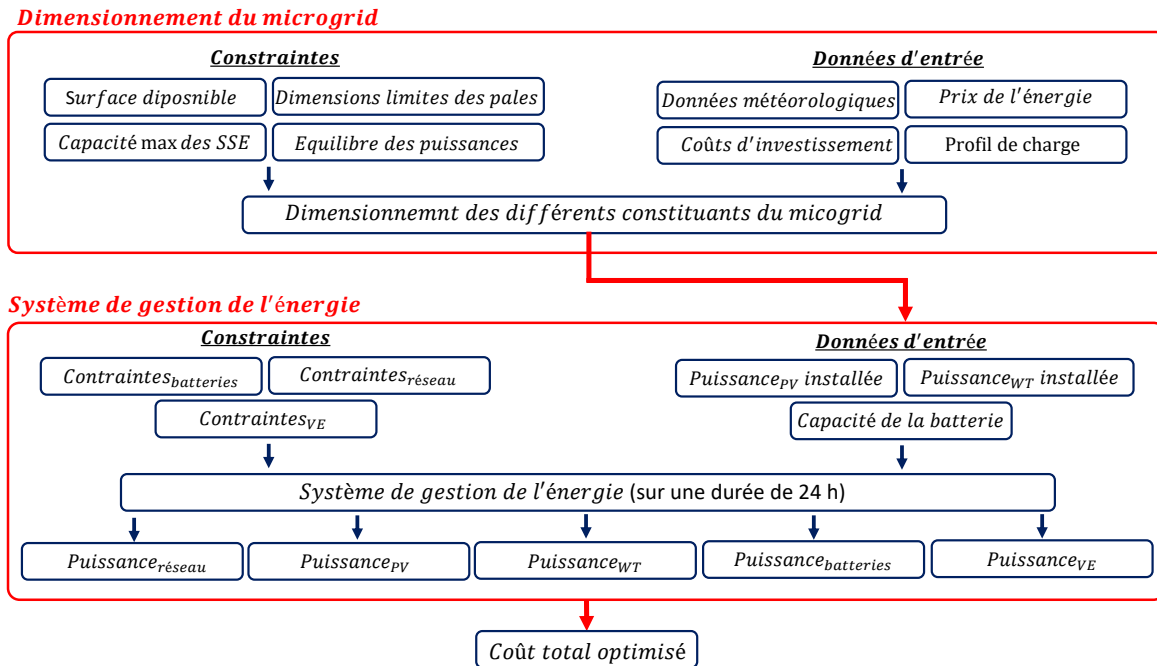


FIGURE 2.4 – Schéma explicatif du dimensionnement et de la gestion d'énergie du microgrid domestique.

L'un des principaux objectifs de cette stratégie est d'assurer une autonomie maximale en favorisant l'utilisation des énergies renouvelables pour alimenter la charge en permanence. Ainsi, le mode On-MPPT (Maximum Power Point Tracking) est privilégié, ce qui permet d'exploiter au maximum la puissance disponible à partir des panneaux solaires et de l'éolienne. La puissance nette, définie comme la différence entre la puissance de charge requise ( $P_{Load}$ ) et la somme des puissances produites par les PV ( $P_{PV}$ ) et l'éolienne ( $P_{WT}$ ), est utilisée comme critère de décision pour déterminer les scénarios possibles. Trois scénarios potentiels émergent en fonction de la valeur de la puissance nette ( $P_{net}$ ) :

- $P_{net} = 0$  : les énergies renouvelables permettent de entièrement satisfaire la charge. Les dispositifs de stockage stationnaires et embarqués et le réseau électrique n'interviennent pas.
- $P_{net} > 0$  : les batteries stationnaires, le réseau électrique et le véhicule électrique sont nécessaires pour garantir l'alimentation de la charge. L'utilisation de chacune de ces ressources dépend de l'état de charge des batteries, des limites de puissance et de la disponibilité du véhicule électrique.
- $P_{net} < 0$  : les batteries sont utilisées pour stocker la surproduction dans la limite de la capacité disponible. Si la batterie est complètement chargée ou si la puissance

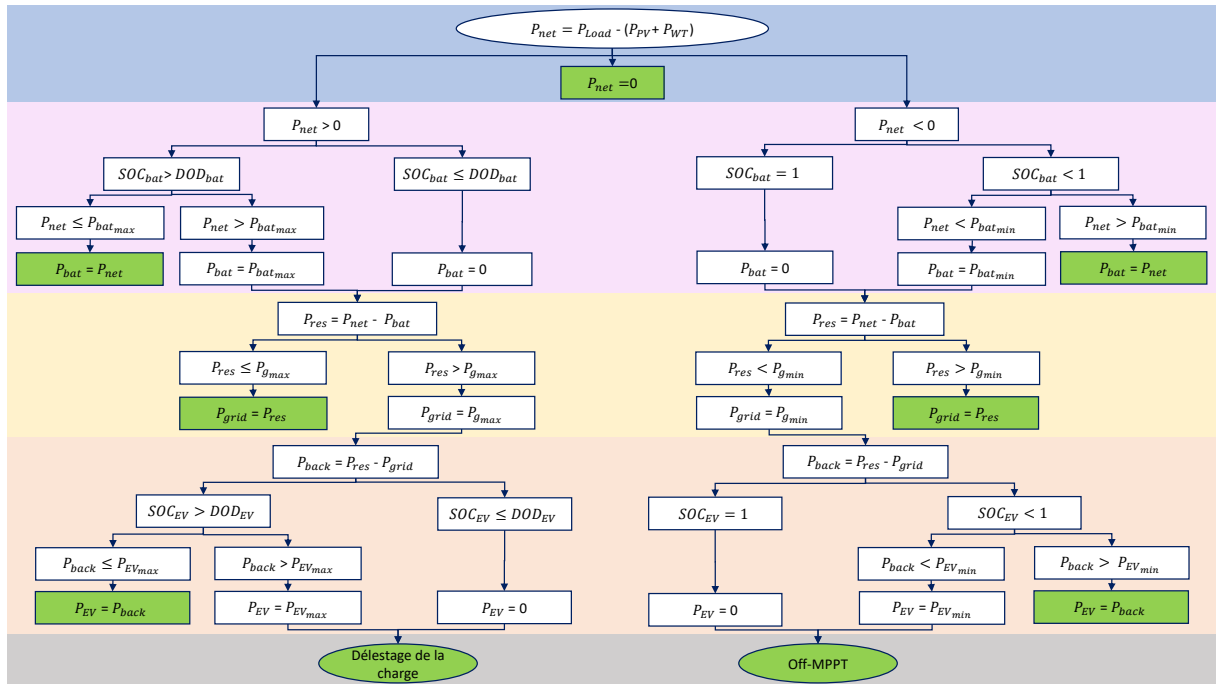


FIGURE 2.5 – Stratégie de la gestion d’énergie ( $P_{net}$  est la puissance nette,  $P_{res}$  représente la puissance résiduelle et  $P_{back}$  correspond à la puissance de secours).

requis est supérieure à la puissance maximale, la puissance excédentaire est fournie au réseau. Cependant, si le véhicule électrique est disponible ou si la puissance du réseau n’est pas dans ses limites, la batterie du véhicule électrique est utilisée comme source d’énergie de secours.

Au moyen des diverses phases de gestion énergétique explicitées dans la figure 2.5, le système s’efforce d’optimiser l’exploitation des ressources renouvelables disponibles en favorisant leur stockage dans la batterie. L’utilisation du réseau électrique principal et les batteries embarquées dans le véhicule électrique intervient de manière opportune. Ce processus vise à assurer un équilibre entre la production et la consommation d’énergie, tout en maximisant l’autonomie et en minimisant les coûts associés.

### 2.3.2 Fonction objective

L’objectif principal de cette étude est d’optimiser la conception d’un microgrid domestique, en vue de réduire à la fois les coûts d’investissement et les coûts d’énergie, tout en permettant l’intégration des batteries embarquées dans le véhicule électrique comme système de stockage d’énergie de secours. Cette optimisation repose sur deux aspects



clés : la maximisation de l'autonomie et la réduction de la dépendance vis-à-vis du réseau électrique.

Pour réaliser cette optimisation, une période de 20 ans est considérée, prenant en compte les données météorologiques, les prix de l'énergie du réseau et les coûts d'investissement associés. Les coûts d'investissement comprennent tous les équipements nécessaires tels que les panneaux photovoltaïques, l'éolienne, les batteries, l'électronique de puissance et les câbles, ainsi que les coûts d'achat, d'installation, d'exploitation et de maintenance. D'autre part, les coûts énergétiques se réfèrent principalement aux factures d'énergie provenant de l'opérateur du réseau. L'objectif de minimisation des coûts d'exploitation du microgrid est donc formulé afin d'assurer son fonctionnement optimal. Pour atteindre cet objectif, plusieurs paramètres doivent être pris en compte. Il est nécessaire de dimensionner de manière optimale la surface des panneaux solaires et la puissance des éoliennes, de manière à satisfaire la demande en électricité tout en minimisant les coûts d'investissement. De plus, la capacité des batteries doit être optimisée en tenant compte de leur coût de dégradation au fil du temps.

Par conséquent, la fonction de coût à optimiser peut être formulée mathématiquement, en prenant en compte les divers paramètres du système et leurs interactions. Cette fonction de coût intègre les coûts d'investissement, les coûts énergétiques, ainsi que les contraintes associées à l'autonomie du microgrid et à la satisfaction de la demande en électricité. L'objectif est d'identifier les valeurs optimales des variables de décision du microgrid, permettant ainsi de minimiser cette fonction de coût et d'assurer un fonctionnement efficient et économiquement viable sur une période de 20 ans. La formulation de la fonction de coût à optimiser peut être énoncée de la manière suivante :

$$Cost = C_{inv} + C_{ene} \quad (2.6)$$

Avec :

- $C_{inv}$  correspond au coût de l'investissement, qui est donné par :

$$C_{inv} = C_{PV} \cdot P_{PV}^{ins} + C_{WT} \cdot P_{WT}^{ins} + C_{bat} \cdot E_{bat}^{max} \quad (2.7)$$

Avec :

- $C_{PV}$ ,  $C_{WT}$ , et  $C_{bat}$  représentent le coût des panneaux photovoltaïques en (€/W), le coût des éoliennes en (€/W), et le coût de la batterie en (€/j), respectivement.
- $P_{PV}^{ins}$ ,  $P_{WT}^{ins}$ , et  $E_{bat}^{max}$  sont respectivement la puissance installée des panneaux

photovoltaïques, la puissance éolienne et la capacité de la batterie.

- $C_{ene}$  représente le coût de l'énergie fournie par le réseau électrique principal. Il peut être formulé de la manière suivante :

$$C_{ene} = \sum_{i=1}^{20 \text{ ans}} \left( \sum_{t=1}^{24 \text{ h}} (C_g(t) \cdot P_g^i(t)) \right) \quad (2.8)$$

Avec :

- $C_g(t)$  correspond au coût de l'énergie du réseau, lequel varie au cours de la journée. En effet, les périodes de pointe présentent un tarif plus élevé que les périodes creuses.
- $P_g^i(t)$  représente la puissance reçue ou fournie par le réseau électrique, laquelle est minimisée dans le cadre de cette étude.

### 2.3.3 Contraintes du système

#### Équilibre production/consommation et limitations de puissance

La minimisation de la fonction de coût présentée précédemment est effectuée en respectant les contraintes associées à chaque composant du microgrid. L'équilibre entre la production et la consommation constitue la contrainte prédominante du système. Afin de garantir une alimentation électrique continue et fiable, l'énergie fournie par les RER, les batteries, le réseau électrique principal, ainsi que les batteries embarquées dans le véhicule électrique, doit être égale à la puissance requise par la charge à chaque instant. Cette contrainte est formulée comme suit :

$$P_{Load}(t) = P_{PV}(t) + P_{WT}(t) + P_{bat}(t) + P_g(t) + P_{VE}(t) \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.9)$$

Le rendement de conversion énergétique est pris en compte pour tenir compte des pertes qui se produisent lors de la charge et de la décharge des batteries ou des batteries embarquées dans le véhicule électrique comme suit :

$$P_{Load}(t) = P_{PV}(t) + P_{WT}(t) + \eta_{bat}^{disch} \cdot P_{bat}^+(t) - \frac{1}{\eta_{bat}^{cha}} \cdot P_{bat}^-(t) + \eta_{EV}^{disch} \cdot P_{VE}^+(t) - \frac{1}{\eta_{EV}^{cha}} \cdot P_{VE}^-(t) + P_g^+(t) - P_g^-(t) \quad (2.10)$$

Dans cette expression, les rendements de charge et de décharge sont établis à une valeur égale de ( $\eta_{bat}^{cha} = \eta_{EV}^{cha} = 0.9$ ) et ( $\eta_{bat}^{disch} = \eta_{EV}^{disch} = 0.9$ ). Les paramètres  $P_{bat}^+(t)$ ,

$P_g^+(t)$ , et  $P_{VE}^+(t)$  correspondent aux puissances fournies à la charge et  $P_{bat}^-(t)$ ,  $P_g^-(t)$ , et  $P_{VE}^-(t)$  représentent les puissances fournies à la batterie, au réseau électrique et aux batteries embarqués dans le véhicule électrique, respectivement.

Les contraintes interdisant la charge et la décharge simultanées des batteries, ainsi que l'impossibilité du réseau à fournir et à absorber de la puissance, sont exprimées à travers les équations suivantes :

$$P_{bat}^+(t) \cdot P_{bat}^-(t) = 0 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.11)$$

$$P_g^+(t) \cdot P_g^-(t) = 0 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.12)$$

$$P_{VE}^+(t) \cdot P_{VE}^-(t) = 0 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.13)$$

Par ailleurs, afin de garantir l'absence d'échange d'énergie entre la batterie, le réseau principal et les batteries du véhicule électrique, la contrainte suivante est formulée :

$$|P_{VE}(t)| + |P_{bat}(t)| + |P_g(t)| = |P_{VE}(t) + P_{bat}(t) + P_g(t)| \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.14)$$

Cette contrainte est principalement instaurée dans le but de minimiser les pertes induites par la conversion d'énergie entre ces composants. Les équations suivantes sont établies de manière à s'assurer que la batterie stationnaire et les batteries embarqués dans le véhicule électrique retrouvent leur état de charge initial à la fin de chaque journée :

$$\sum_{t=1}^{24\text{heures}} P_{bat}(t) = 0 \quad (2.15)$$

$$\sum_{t=1}^{24\text{heures}} P_{VE}(t) = 0 \quad (2.16)$$

Étant donné que le véhicule électrique n'est pas disponible tout au long de la journée, son utilisation est limitée à une période spécifique, comme stipulé dans l'équation suivante :

$$P_{VE}^+(t) = P_{VE}^-(t) = 0 \quad ; \quad 8 < t < 18 \text{ heures} \quad (2.17)$$

En dernier lieu, la puissance fournie (absorbée) par la batterie stationnaire et les bat-

teries embarquées est limitée en raison des caractéristiques des conducteurs, contribuant également à prolonger la durée de vie des batteries. De plus, la puissance provenant du réseau doit être limitée afin d'accroître l'autonomie et prévenir la congestion du réseau durant les périodes de forte consommation. Ces différentes contraintes sont exprimées par les équations ci-dessous.

$$P_{bat}^{min} < P_{bat}(t) < P_{bat}^{max} \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.18)$$

$$P_g^{min} < P_g(t) < P_g^{max} \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (2.19)$$

### Contraintes des ressources renouvelables et des dispositifs de stockage d'énergie

La puissance photovoltaïque installée est déterminée par l'algorithme d'optimisation, dépendant de l'irradiance du site choisi et étant limitée par la surface de la toiture disponible. L'équation 2.20 assure que la surface demeure dans les limites tolérées.

$$0 < S_{PV} < S_{limit} \quad (2.20)$$

La puissance éolienne installée dépend de la valeur maximale de la vitesse du vent du site choisi. Le rayon de l'éolienne est également limité par une valeur maximale. Cette dernière ne doit pas excéder la valeur tolérée pour les installations domestiques en zone urbaine, et elle ne peut pas être négative, comme exprimé par la contrainte suivante :

$$0 < R_{WT} < R_{limit} \quad (2.21)$$

Afin de garantir une durée de vie maximale, mesurée en nombre de cycles, pour la batterie stationnaire et les batteries embarquées dans le véhicule électrique, il est impératif de restreindre le niveau d'état de charge (SOC) minimal. D'une part, pour assurer un fonctionnement optimal des batteries, y compris celle du véhicule électrique, le SOC est limité par une valeur maximale fixée à 0.9. D'autre part, les batteries, notamment celle du véhicule électrique, ont généralement une profondeur de décharge maximale (DOD : Depth of Discharge) établie par le concepteur, indiquant que le respect de cette DOD permettra un fonctionnement optimal avec un nombre maximal de cycles de recharge/décharge. Les niveaux d'état de charge (SOC) de la batterie stationnaire et des batteries embarquées

dans le véhicule électrique sont donc contraints par une valeur minimale égale à  $1 - DOD$  sur toute la période de la journée. Ces contraintes sont formulées dans les équations suivantes :

$$1 - DOD_{bat} < SOC_{bat}(t) < 0.9 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heure} \quad (2.22)$$

$$1 - DOD_{EV} < SOC_{VE}(t) < 0.9 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heure} \quad (2.23)$$

Pour conclure, la capacité maximale de la batterie à être installée est sujette à une optimisation et est donc restreinte à une valeur raisonnable notée  $C_{bat}^{max}$ , telle qu'exprimée dans l'équation ci-dessous :

$$0 < E_{bat}^{max} < C_{bat}^{max} \quad (2.24)$$

Avec :

- $SOC_{bat}(t)$  et  $SOC_{VE}(t)$  correspondent à l'état de charge de la batterie stationnaire et des batteries embarqués dans le véhicule électrique,
- $E_{bat}^{max}$  représente la capacité de la batterie installée qui doit être optimisée, qui est limitée par une capacité maximale  $C_{bat}^{max}$ ,
- $DOD_{bat}$  et  $DOD_{EV}$  donnent les profondeurs de décharge maximales de la batterie stationnaire des batteries embarqués dans le véhicule électrique.

### 2.3.4 Algorithmes d'optimisation pour le dimensionnement et la gestion optimale de l'énergie

#### Méthodes d'optimisation pour la gestion de l'énergie

Un système de gestion de l'énergie (SGE) dans un microgrid est une plateforme de contrôle et d'optimisation sophistiquée conçue pour gérer efficacement la génération, le stockage et la consommation d'énergie au sein du microgrid. Son objectif principal est d'assurer un approvisionnement en énergie fiable, soutenable et rentable tout en relevant les défis liés à l'intégration de sources d'énergie renouvelables et de charges diverses. Le SGE peut avoir plusieurs rôles dont : la surveillance et le contrôle en temps réel, la prévision de la charge, l'intégration des énergies renouvelables, l'optimisation du stockage de l'énergie, l'interaction avec le réseau et l'ilotage, la réponse à la demande, la communication et la connectivité et la conformité réglementaire. Un SGE se traduit généralement par un problème d'optimisation non-linéaire sous contraintes non-linéaires.

La résolution de ce problème d'optimisation non linéaire sous contraintes non linéaires nécessite l'utilisation d'algorithmes d'optimisation appropriés, tels que les méthodes de programmation non linéaire ou les algorithmes évolutifs. Cette approche mathématique permet d'obtenir des solutions efficaces pour la gestion optimale des ressources énergétiques dans un microgrid, en prenant en compte les aspects complexes de sa dynamique opérationnelle. Plusieurs méthodes d'optimisation peuvent être mise en oeuvre afin de résoudre ce problème d'optimisation, dont on peut citer :

- Méthodes déterministes de recherche locale :
  - Sans dérivée : Directions conjuguées, Simplexe, ...
  - Premier ordre : Gradient conjugué, Programmation quadratique séquentielle, ...
- Méthodes déterministes de recherche globale :
  - Subdivision : DIRECT (Dividing Rectangles), Stratégies de planification d'expériences (DoE), ...
  - Interpolation a priori ou progressive (RBF (Radial Basis Function), ANN (Artificial Neural Networks), Kriging, EGO (Efficient Global Optimization), ...)
- Méthodes stochastiques mono-objectif :
  - Évolutives : Algorithmes génétiques, Stratégies d'évolution, ...
  - Probabilistes : Recherche tabou, Recuit simulé, ...
  - Multi-agents : Essaims particulaires, Colonies de fourmis, ...
- Méthodes stochastiques multi-objectif :
  - Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA II), Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2),

### **Programmation Quadratique Séquentielle**

Pour aborder notre problème d'optimisation non linéaire, `fmincon`, une fonction robuste intégrée à MATLAB a été utilisée. Cette fonction est spécifiquement conçue pour déterminer le minimum d'une fonction non linéaire à plusieurs variables, tout en tenant compte de divers types de contraintes, qu'il s'agisse de contraintes linéaires ou non linéaires, d'égalité ou d'inégalité. Parmi les algorithmes disponibles dans `fmincon`, la méthode de Programmation Quadratique Séquentielle (SQP), qui est une approche itérative efficace pour résoudre des problèmes avec des contraintes complexes a été implantés [150]. SQP procède par approximations successives, résolvant à chaque étape un problème d'optimisation quadratique qui se rapproche progressivement de la solution optimale du

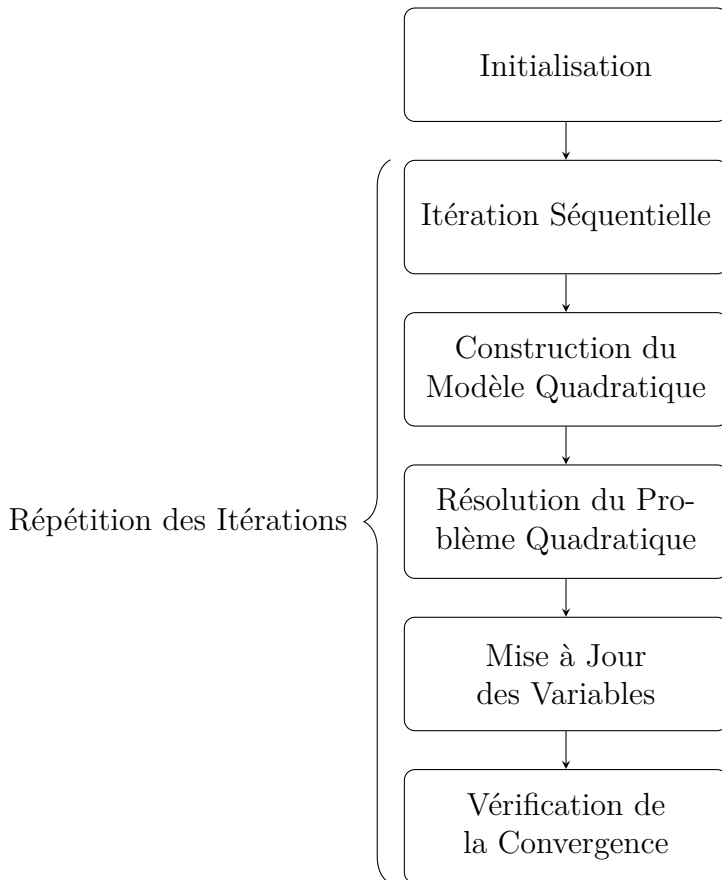


FIGURE 2.6 – Schéma de principe de la programmation quadratique séquentielle pour l'optimisation.

problème non linéaire initial. La description détaillée de l'algorithme est présentée sur la figure 2.6. La formulation du sous-problème quadratique dans la méthode de Programmation Quadratique Séquentielle (SQP) est une étape cruciale du processus d'optimisation. ci-dessous est décrite une présentation du fonctionnement de l'algorithme, étape par étape :

- **Initialisation** : La méthode SQP commence avec une solution initiale qui satisfait potentiellement les contraintes du problème. Cette solution peut être obtenue à partir de méthodes heuristiques, d'optimisation locale, ou d'autres approches.
- **Itérations séquentielles** : La procédure SQP fonctionne de manière itérative, améliorant progressivement la solution à chaque étape.
- **Formulation du sous-problème quadratique approximatif** : À chaque itération, un modèle quadratique est construit pour approximer la fonction objectif et les contraintes du problème dans la région actuelle de la solution. Ce modèle

quadratique est souvent obtenu par expansion de Taylor.

— **Choix du Point Courant :**

On choisit un point courant  $x_k$  dans l’espace de recherche. Ce point est soit le point de départ de l’optimisation, soit le résultat de l’itération précédente.

— **Approximation de la fonction objectif :**

La fonction objectif non linéaire  $f(x)$  est approximée autour du point courant  $x_k$  en utilisant l’approximation de Taylor de second ordre :

$$f(x) \approx f(x_k) + \nabla f(x_k)^T(x - x_k) + \frac{1}{2}(x - x_k)^T B_k(x - x_k) \quad (2.25)$$

Ici,  $\nabla f(x_k)$  est le gradient de  $f$  au point  $x_k$ , et  $B_k$  est une approximation de la Hessienne de  $f$  au point  $x_k$ .

— **Approximation des Contraintes :**

Les contraintes non linéaires  $g(x)$  sont également linéarisées autour du point courant en utilisant l’approximation de Taylor de premier ordre :

$$g(x) \approx g(x_k) + \nabla g(x_k)^T(x - x_k) \quad (2.26)$$

$\nabla g(x_k)$  représente le gradient des contraintes au point  $x_k$ .

— **Formulation du sous-problème quadratique :**

Le sous-problème quadratique à résoudre à chaque itération est alors formulé comme suit :

$$\min \quad \frac{1}{2}(x - x_k)^T B_k(x - x_k) + \nabla f(x_k)^T(x - x_k) \quad (2.27)$$

$$\text{sous les contraintes} \quad g(x_k) + \nabla g(x_k)^T(x - x_k) = 0 \quad (2.28)$$

Ce problème est quadratique en  $x$  avec des contraintes linéaires.

- **Résolution du problème quadratique restreint :** Le problème quadratique restreint, dérivé du modèle quadratique, est résolu pour obtenir une direction de recherche dans l’espace des variables de décision. Cette direction est utilisée pour mettre à jour la solution.

— **Résolution du sous-problème :**

Ce sous-problème quadratique est résolu pour obtenir un vecteur de déplacement  $\Delta x_k$  qui indique comment modifier  $x_k$  pour s’approcher du minimum local.



— **Mise à jour du point courant :**

Le point courant est mis à jour en ajoutant le vecteur de déplacement :

$$x_{k+1} = x_k + \Delta x_k \quad (2.29)$$

Cette mise à jour est faite dans l'espoir de se rapprocher du minimum local de la fonction objectif.

- **Mise à jour des variables :** Les variables de décision sont mises à jour en suivant la direction de recherche obtenue par la résolution du problème quadratique restreint. Cette mise à jour vise à déplacer la solution vers une région plus optimale du domaine.
- **Vérification de la convergence :** La convergence vers une solution optimale est vérifiée en évaluant les conditions d'arrêt, telles que la satisfaction des conditions Karush-Kuhn-Tucker (KKT) ou d'autres critères définis par l'utilisateur.
- **Répétition des itérations :** Si la convergence n'est pas atteinte, le processus est répété avec la solution mise à jour. Le processus se répète en choisissant le nouveau point  $x_{k+1}$  comme le point courant pour la prochaine itération, jusqu'à ce qu'un critère de convergence soit atteint.

Un critère d'arrêt courant dans les méthodes d'optimisation itératives, tel que celui utilisé dans la méthode SQP, peut être basé sur la norme du gradient de la fonction objectif ou sur la variation de la fonction objectif entre deux itérations consécutives. Les critères d'arrêt peuvent s'écrire comme :

$$\|\nabla f(\mathbf{x}_k)\| < \epsilon \quad (2.30)$$

ou

$$|f(\mathbf{x}_{k+1}) - f(\mathbf{x}_k)| < \delta \quad (2.31)$$

où  $\epsilon$  et  $\delta$  représentent des seuils prédéfinis qui déterminent la précision souhaitée pour la convergence de l'algorithme.

La méthode SQP est particulièrement efficace pour résoudre des problèmes d'optimisation non linéaire avec des contraintes, en exploitant la structure quadratique du problème à chaque étape. Elle est largement utilisée dans divers domaines tels que l'ingénierie, l'économie et les sciences appliquées. Nous faisons le choix d'utiliser cette méthode pour résoudre le problème de gestion d'énergie optimale formulé précédemment. Pour éviter

les problèmes numériques liés aux variables de décision présentant des ordres de grandeur hétérogènes, par exemple superficie des panneaux photovoltaïque et la capacité des batteries stationnaires en Joules, une normalisation (mise à l'échelle) est nécessaire. Par ailleurs, pour éviter de rester piégé dans un minimum local lors de l'utilisation d'un algorithme SQP de recherche locale, une technique de démarrage multiple est nécessaire, comme illustré dans **l'algorithme 1** :

---

**Algorithm 1** Algorithme Multi-start
 

---

```

1: Initialisation :  $f_{\text{meilleur}} = \infty$ , succès = 0
2: for  $i$  allant de 1 à 100 do
3:   Choisir un point de départ aléatoire dans les limites
4:   Résoudre le problème d'optimisation : trouver  $x_{\text{opt}}$  et  $f_{\text{opt}}$ 
5:   if  $f_{\text{opt}} < f_{\text{meilleur}} + \text{TolFun} \times 100$  then
6:      $f_{\text{meilleur}} = f_{\text{opt}}$ 
7:     succès = 1
8:     % nouveau meilleur
9:   else if  $f_{\text{opt}} < f_{\text{meilleur}} + \text{TolFun} \times 100$  then
10:    succès = succès + 1
11:    % très similaire
12:   end if
13: end for

```

---

## 2.4 Résultats des simulations

Des simulations ont été réalisées afin d'évaluer les avantages de l'intégration des véhicules électriques en termes de gains financiers, de dimensionnement optimal et d'autonomie énergétique garantie, tout en limitant la puissance prélevée du réseau principal. En se référant aux équations 2.7 et 3.4, il est possible d'identifier les variables de décision qui doivent être optimisées pour minimiser le coût total tout en respectant les différentes contraintes. Les variables de décision sont les suivantes :

- La puissance réseau sur 24 h :  $P_g^+(t)$  et  $P_g^-(t)$ ,
- La puissance des batteries stationnaires sur 24 h :  $P_{\text{bat}}^+(t)$  et  $P_{\text{bat}}^-(t)$ ,
- La capacité des batteries stationnaires :  $E_{\text{bat}}^{\text{max}}$ ,
- Les puissances des panneaux photovoltaïques et de l'éolienne installées :  $P_{\text{PV}}^{\text{ins}}$  et  $P_{\text{WT}}^{\text{ins}}$ ,
- Les fluctuations des puissances renouvelables sur 24 h qui dépendent de l'irradiance

considérée et du profil du vent :  $P_{PV}(t)$  et  $P_{WT}(t)$ ,

- La puissance des batteries embarqués dans le véhicule électrique sur 24 h :  $P_{VE}^+(t)$  et  $P_{VE}^-(t)$ .

Le problème du dimensionnement et de la gestion de l'énergie du microgrid est formulé comme un problème d'optimisation non linéaire sous contraintes, tel que détaillé dans l'équation 2.32 et la figure 2.7. Il est ensuite résolu en utilisant l'algorithme de programmation quadratique séquentielle sur MATLAB/Simulink :

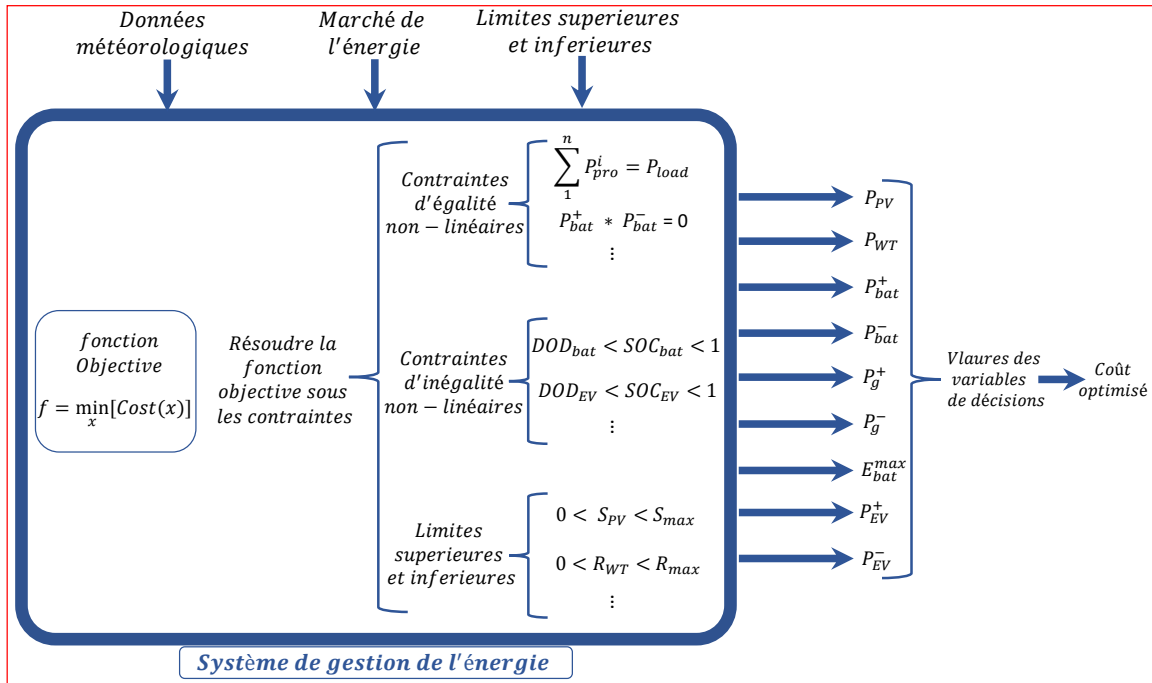


FIGURE 2.7 – Schéma illustrant le problème de l'optimisation à résoudre.

$$\min_x f(x), s.t. : \begin{cases} C(x) \leq 0 \\ C_{eq}(x) = 0 \\ A \times x \leq b \\ A_{eq} \times x = b_{eq} \\ l_b \leq x \leq u_b \end{cases} \quad (2.32)$$

Avec :

- $x$  : Variables de décision,
- $A \times x \leq b$  : Contraintes d'inégalité linéaires,

TABLE 2.5 – Coûts d’investissement et de maintenance des ressources énergétiques utilisées, avec une durée de vie de 20 ans pour le photovoltaïque et l’éolienne, et de 5 ans pour les batteries.

	Panneaux solaires	Batteries	Éolienne	Prix de l’énergie issue du réseau
Coût d’investissement	2835.00 (€/W)	148.00 (€/J)	5832.00 (€/W)	Périodes de pointe : 0.216 (€/W)
Coûts de maintenance et d’exploitation	56.7 (€/W)	2.96 (€/J)	38.08 (€/W)	Périodes creuses : 0.108 (€/W)

- $A_{eq} \times x = b_{eq}$  : Contraintes d’égalité linéaires,
- $C(x)$  : Contraintes d’inégalité non linéaires,
- $C_{eq}(x)$  : Contraintes d’égalité non linéaires.

Antérieurement à la conduite de l’étude présentée dans ce chapitre, une phase préliminaire simplifiée a été entreprise, dont les détails sont exposés dans l’annexe A. Dans ce qui suit, deux cas d’études sont considérés pour les villes de Brest et Toulon et les résultats sont discutés comme suit :

- **Etude de cas 1** : Microgrid connecté au réseau **sans** intégration des batteries embarqués dans le véhicule électrique.
- **Etude de cas 2** : Microgrid connecté au réseau **avec** intégration des batteries embarquées dans le véhicule électrique.

### 2.4.1 Données d’entrée pour l’optimisation

Les coûts liés à l’investissement, à la maintenance et à l’exploitation des équipements tels que les panneaux solaires photovoltaïques, l’éolienne, les batteries stationnaires et le réseau électrique sont basés sur les données fournies par [151]. Ils sont récapitulés sur le tableau 2.5. Une durée de vie de 20 ans est prise en compte pour les panneaux solaires et l’éolienne, tandis que celle des batteries est de 5 ans. Le profil de charge utilisé correspond à la consommation électrique d’un particulier avec une puissance consommée variable au cours de la journée. La figure 2.8a illustre le profil de charge, avec trois pics de consommation : le matin, à midi et le soir.

Les données météorologiques utilisées pour le dimensionnement optimal du microgrid

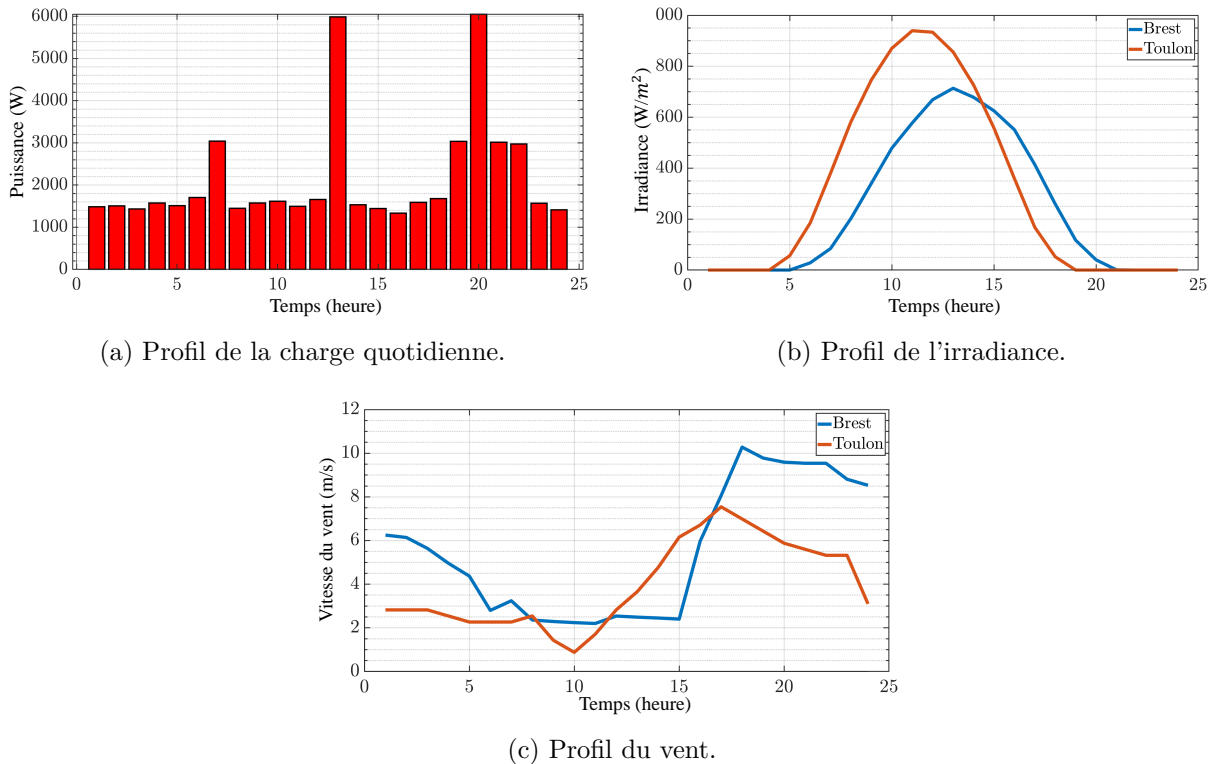


FIGURE 2.8 – Les données d'entrée du problème d'optimisation.

domestique et la conception du système de gestion de l'énergie sont basées sur des données météorologiques réelles provenant de sources telles que [152, 153]. Des simulations ont été conduites pour deux villes différentes en France, représentant des climats froids et chauds, dans le but de comparer et de démontrer l'efficacité des approches proposées pour des conditions météorologiques variées. La première ville considérée est Brest, caractérisée par des vents forts sur une période significative de l'année, un ensoleillement faible et une grande variabilité de l'irradiance solaire tout au long de l'année. Ensuite, la ville de Toulon, située dans le sud de la France, a été prise en compte. Toulon se distingue par une irradiation solaire plus constante et plus élevée par rapport à Brest, mais avec moins de vent en raison de sa situation géographique. Les valeurs moyennes annuelles sont considérées pour le dimensionnement optimal des panneaux solaires photovoltaïques et l'éolienne. Les courbes d'irradiance solaire et de vitesse du vent pour les deux villes étudiées sont présentées respectivement dans les figures 2.8b et 2.8c.

Dans les simulations effectuées, tous les paramètres à optimiser sont bornés afin de garantir une installation plus réaliste correspondant à une utilisation urbaine. Les limites

TABLE 2.6 – Les bornes des variables de décision.

Variables	$C_{bat}^{max}$ (MJ)	$P_{bat}^{max}$ (W)	$P_{bat}^{min}$ (W)	$P_g^{max}$ (W)	$P_g^{min}$ (W)
Bornes	100	2500	-2500	1000	-1000
Variables	$S_{limit}$ (m <sup>2</sup> )	$R_{limit}$ (m)	$DOD_{bat}$	$DOD_{EV}$	
Bornes	30	2	0.4	0.85	

TABLE 2.7 – Étude de cas 1 : Dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques, de l'éolienne et de la batterie.

	$P_{PV}^{ins}$ (kW)	$S_{PV}^{ins}$ (m <sup>2</sup> )	$P_{WT}^{ins}$ (kW)	$R_{WT}^{ins}$ (m)	$E_{bat}^{max}$ (kWh)
Brest	2.58	26.66	2.46	1.88	5.59
Toulon	3.84	27.26	0.89	1.86	16.51

des variables de décision sont toutes répertoriées dans le tableau 2.6, conformément aux contraintes du problème d'optimisation.

## 2.4.2 Simulation sans intégration des batteries embarquées

### Dimensionnement optimal

Les simulations ont été initialement réalisées pour le microgrid sans prendre en considération l'utilisation des batteries embarqués dans le véhicule électrique. Les résultats du dimensionnement sont présentés dans le tableau 2.7. Les résultats obtenus sont cohérents et reflètent les caractéristiques propres des régions considérées. À Toulon, où le potentiel d'énergie solaire est plus élevé qu'à Brest, on observe une plus grande superficie des panneaux photovoltaïques. Cette différence s'explique par le fait que Toulon bénéficie d'un ensoleillement plus important tout au long de l'année, avec des niveaux d'irradiance plus élevés. Ainsi, pour exploiter au maximum cette ressource, une plus grande superficie des panneaux solaires est nécessaire à Toulon par rapport à Brest. Concernant, l'énergie éolienne, Brest présente des conditions plus favorables que Toulon en raison de la vitesse élevée du vent. Par conséquent, la puissance éolienne installée est plus importante à Brest qu'à Toulon. Cette différence s'explique par le fait que Brest bénéficie de vents plus forts et plus constants, ce qui permet une production d'énergie éolienne plus significative. Quant à la capacité des batteries, elle est plus importante à Toulon qu'à Brest. Cela est principalement dû à la puissance nette. À Toulon, la puissance nette est plus élevée en raison d'un ensoleillement plus important, ce qui entraîne une plus grande production d'énergie et nécessite donc une capacité de stockage plus élevée. En somme, les résultats du

dimensionnement optimal du microgrid tiennent compte des caractéristiques spécifiques des régions étudiées, en adaptant la taille des panneaux solaires, la puissance éolienne et la capacité des batteries en fonction des ressources disponibles et des besoins énergétiques locaux.

## **Gestion de l'énergie**

Une fois réalisé le dimensionnement optimal du microgrid, une simulation complète d'une journée est exécutée pour examiner en détail le comportement des différents composants du système. Les résultats de cette simulation mettent en évidence la production d'énergie photovoltaïque et éolienne à Brest et Toulon, comme illustré dans la figure 2.9. De plus, la figure 2.10 présente la production totale d'énergie renouvelable ainsi que la puissance nette du système. La puissance nette peut être fournie soit par la batterie, à condition que le niveau de charge et la puissance requise se situent dans les limites spécifiées, soit par le réseau principal, comme le démontre la figure 2.11. Il est important de noter que la somme des puissances fournies par la batterie et le réseau principal est égale à la puissance nette à chaque instant, ce qui indique que la contrainte majeure liée à l'équilibre de puissance est respectée. De plus, la contrainte interdisant tout échange de puissance entre la batterie et le réseau (dans les deux sens) est également respectée tout au long de la journée.

L'évolution du niveau de charge de la batterie est représentée de manière détaillée dans la figure 2.11b. Cette visualisation met en évidence le processus de charge et de décharge de la batterie tout au long de la journée, tout en respectant les limites de l'état de charge (SOC) spécifiées dans les contraintes du problème. Il est important de souligner que la batterie fonctionne de manière sécurisée, avec une variation du SOC qui reste dans les plages préétablies. Par ailleurs, il est intéressant de noter que le SOC de la batterie en fin de journée est égale à sa valeur initiale.

Avant l'intégration des énergies renouvelables, la consommation totale d'énergie provenant du réseau s'élevait à 377, 24 MWh sur une période de 20 ans. Cependant, grâce à l'intégration des RER, cette consommation a considérablement diminué, atteignant 92, 2 MWh à Brest et 126, 95 MWh à Toulon. Cela se traduit par une autonomie énergétique de 75, 56% à Brest et 66, 35% à Toulon. Ces résultats démontrent clairement l'efficacité et la rentabilité du système après 20 ans d'exploitation. Les données relatives au coût d'investissement, au coût énergétique du réseau et à l'autonomie des deux villes sont récapitulées dans le tableau 2.8, offrant ainsi une vision complète des performances économiques et

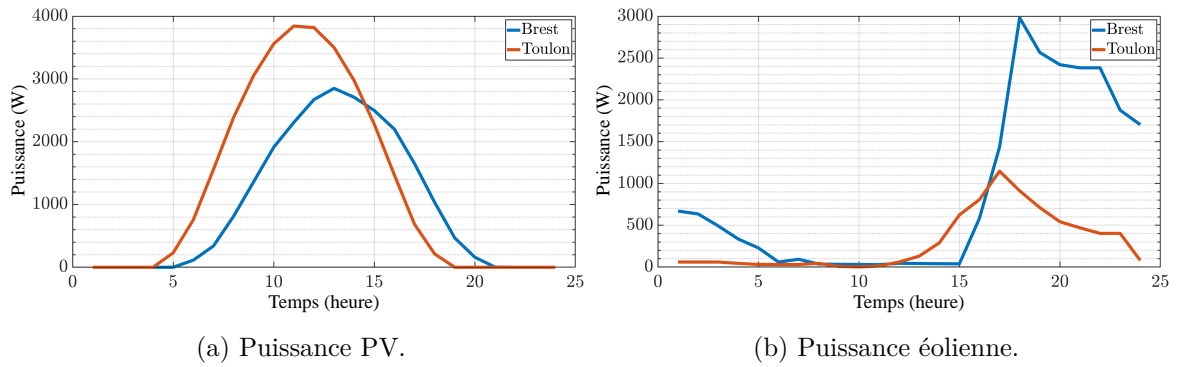


FIGURE 2.9 – Étude de cas 1 : Puissances renouvelables produites à Brest et Toulon.

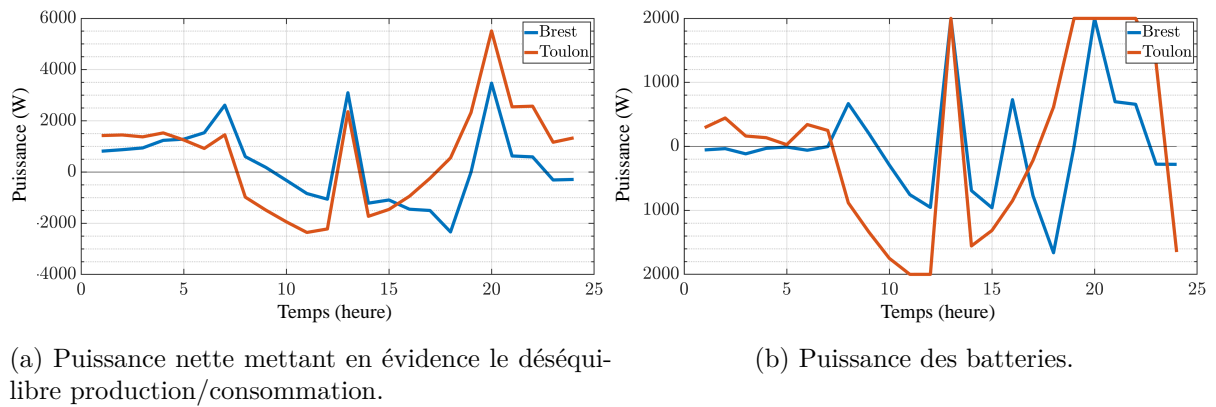


FIGURE 2.10 – Etude de cas 1 : Puissance nette et puissance des batteries.

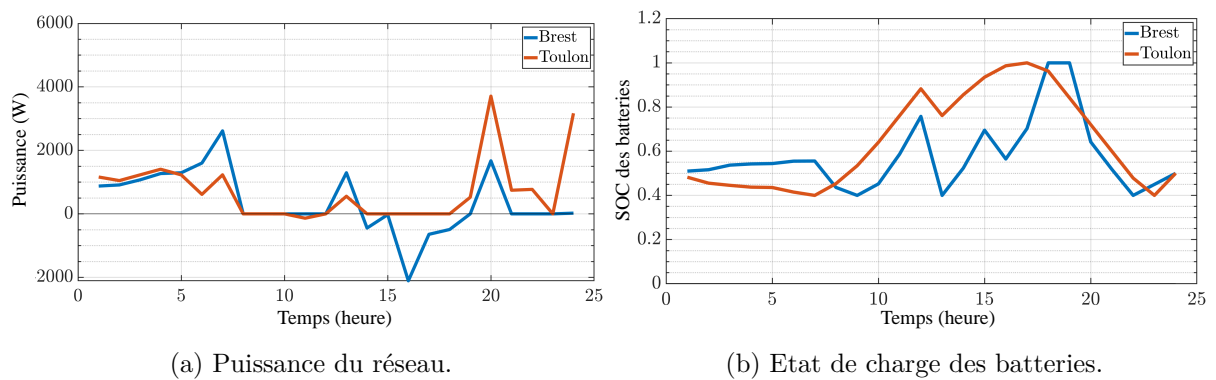


FIGURE 2.11 – Etude de cas 1 : Puissance du réseau et état de charge de la batterie.

énergétiques du système. Ces résultats confirment l'efficacité et la pertinence de la conception optimale du microgrid domestique, mettant en évidence les avantages à long terme



TABLE 2.8 – Étude de cas 1 : coût énergétique et autonomie atteinte.

	<b>Brest</b>	<b>Toulon</b>
<b>Consommation totale d'énergie (MWh)</b>	377.24	377.24
<b>Coût sans RER (€)</b>	70703	70703
<b>Production locale (MWh)</b>	322.89	272.19
<b>Coût d'investissement (€)</b>	28152	27424
<b>Énergie du réseau (MWh)</b>	92.2	126.95
<b>Coût de l'énergie du réseau (€)</b>	12296	18680
<b>Énergie batteries (MWh)</b>	50.771	98.984
<b>Coût total (€)</b>	40449	46105
<b>Autonomie atteinte (%)</b>	75.56	66.35

de l'utilisation des énergies renouvelables.

### 2.4.3 Simulation avec intégration des batteries embarquées

#### Dimensionnement optimal

Une deuxième étude de cas a été réalisée afin d'évaluer les avantages de l'intégration du concept "V2H" dans un microgrid, en termes d'autosuffisance énergétique et de coût total englobant les investissements, les frais d'exploitation et de maintenance. Les durées de stationnement du véhicule électrique sont prise en compte à la fois dans le dimensionnement et la gestion d'énergie. Une contrainte supplémentaire a été prise en compte dans cette deuxième étude de cas, visant à soulager le réseau en limitant les échanges de puissance avec celui-ci à  $\pm 1$  kW. Les mêmes villes ont été considérées à des fins de comparaison.

Les résultats obtenus pour le dimensionnement optimal du microgrid avec intégration du véhicule électrique sont présentés dans le tableau 2.9 pour les villes de Brest et Toulon. Ces résultats permettent de tirer des conclusions similaires à l'étude précédente. Cependant, dans cette deuxième étude de cas, la capacité des batteries à installer a été augmentée en raison de la forte limitation de la puissance du réseau électrique. Cette décision a été prise dans le but d'améliorer l'utilisation des énergies renouvelables et des batteries des véhicules électriques, tout en limitant la pression exercée sur le réseau, en particulier pendant les périodes de pointe. Ces résultats permettent de mettre l'accent sur le rôle que peut jouer les batteries embarquées dans le véhicule électrique afin d'augmenter l'autonomie du microgrid tout en soulageant le réseau électrique.

TABLE 2.9 – Étude de cas 2 : Dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques, de l'éolienne et des batteries stationnaires.

	$P_{PV}^{ins}$ (kW)	$S_{PV}^{ins}$ (m <sup>2</sup> )	$P_{WT}^{ins}$ (kW)	$R_{WT}^{ins}$ (m)	$E_{bat}^{max}$ (kWh)
Brest	3.2	29.78	1.11	1.26	8.74
Toulon	4.1	29	0.967	1.9	17.8

## Gestion de l'énergie

Les puissances générées par les ressources renouvelables sur une période de 24 heures sont présentés par la figure 2.12. Il est à noter que l'intégration du véhicule électrique en tant que système de stockage supplémentaire n'affecte pas de manière significative le dimensionnement et la puissance installée des RER. Cela indique que la production d'énergie renouvelable dépend principalement des données météorologiques. Le déséquilibre entre la production d'énergie renouvelable et la consommation de la charge est représenté dans la figure 2.13. Ces déséquilibres sont compensés par les batteries, le réseau principal et le véhicule électrique. Ces résultats démontrent que les contraintes du système sont respectées et que l'équilibre consommation/production est constamment atteint. Il est également important de souligner qu'il n'y a pas d'échange d'énergie entre la batterie, le réseau principal et les batteries embarquées dans le véhicule électrique, comme le montre la figure 2.14.

Comme pour les batteries stationnaires, le véhicule électrique est principalement utilisé pendant les périodes où la production d'énergie renouvelable est plus faible et la consommation de la charge plus élevée, comme illustré sur la figure 2.15. De plus, les batteries embarquées dans le véhicule électrique peuvent être utilisées pour stocker l'énergie excédentaire produite par les RER et la restituer lorsque cela est nécessaire. Ainsi, l'intégration du véhicule électrique en tant que système de stockage supplémentaire permet d'améliorer l'autosuffisance énergétique du microgrid et de réduire la dépendance vis à vis du réseau principal.

### 2.4.4 Discussion

Le tableau 2.11 fournit un récapitulatif des deux études de cas menées, mettant en évidence les avantages significatifs apportés par l'intégration des véhicules électriques au microgrid. Il est clairement démontré que l'intégration du véhicule électrique améliore l'autosuffisance énergétique, en particulier pour Toulon qui bénéficie d'un climat chaud

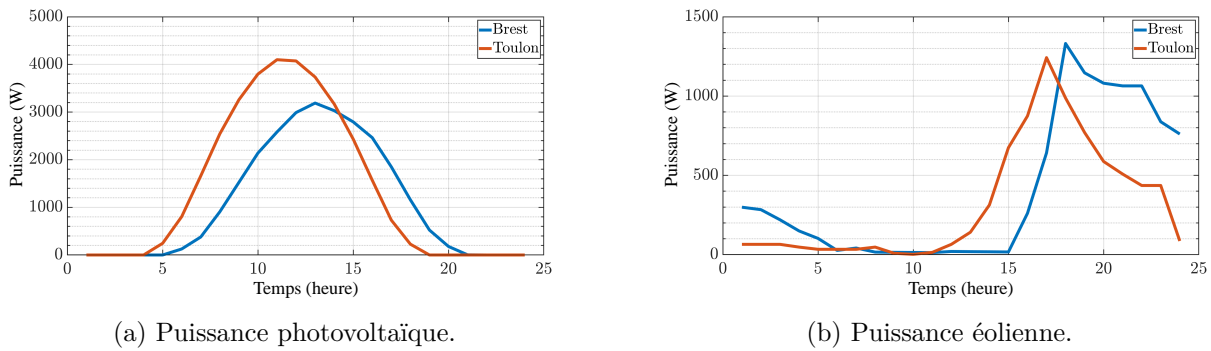


FIGURE 2.12 – Étude de cas 2 : Puissances renouvelables produites à Brest et Toulon.

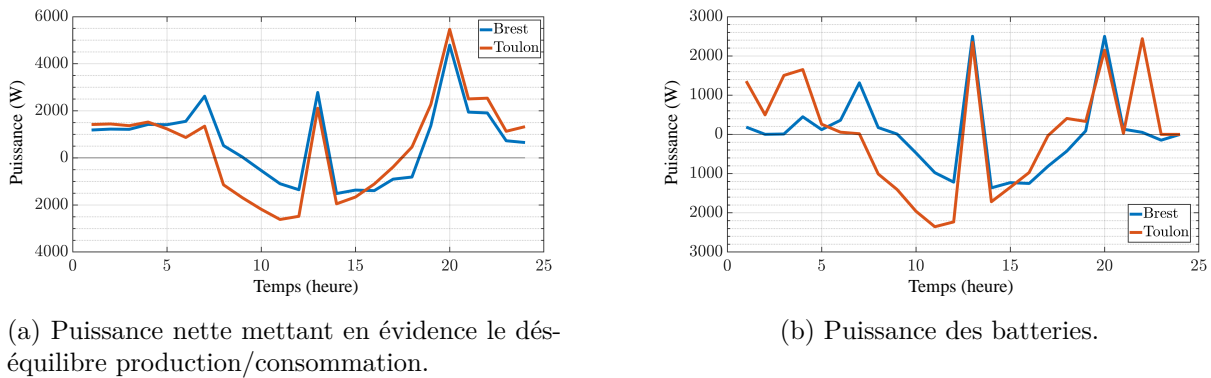


FIGURE 2.13 – Étude de cas 2 : Puissance nette et puissance des batteries.

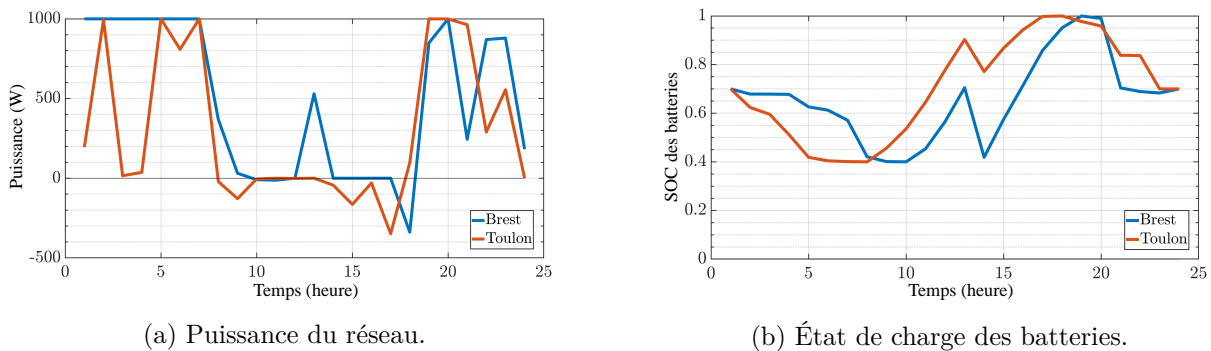


FIGURE 2.14 – Étude de cas 2 : Puissance réseau et état de charge des batteries.

avec un potentiel important en énergie solaire photovoltaïque. Les avantages financiers sont également évidents, car l'utilisation des ressources renouvelables et la capacité de stockage d'énergie du véhicule électrique réduit la facture énergétique sur une période

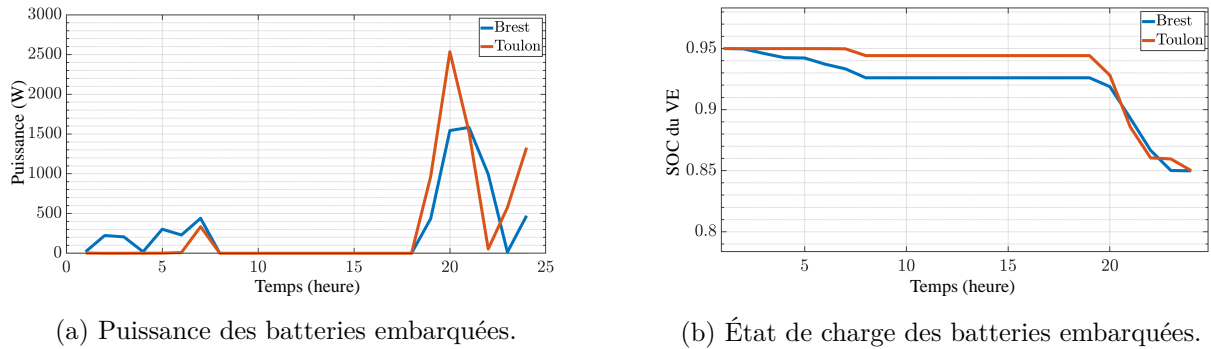


FIGURE 2.15 – Étude de cas 2 : Puissance et état de charge des batteries embarquées dans le véhicule électrique.

TABLE 2.10 – Étude de cas 2 : coût énergétique et autonomie atteinte avec intégration du véhicule électrique.

	<b>Brest</b>	<b>Toulon</b>
<b>Consommation totale d'énergie (MWh)</b>	377.24	377.24
<b>Coût sans RER (€)</b>	70703	70703
<b>Production locale (MWh)</b>	257.520	291.170
<b>Coût d'investissement (€)</b>	21880	29476
<b>Énergie du réseau (MWh)</b>	87.238	58.073
<b>Coût de l'énergie du réseau (€)</b>	13182	9350
<b>Énergie de la batterie (MWh)</b>	57.642	95.126
<b>Énergie fournie par le véhicule électrique (MWh)</b>	47.289	53.494
<b>Coût total (€)</b>	35063	38827
<b>Autonomie atteinte (%)</b>	76.87	84.61

de 20 ans d'exploitation, malgré le coût d'investissement initial relativement élevé, dû au prix des batteries.

Les simulations réalisées ont apporté la preuve que l'intégration des véhicules électriques dans les microgrids offre de nombreux avantages, en particulier sur le plan financier, ce qui est attrayant pour les propriétaires. En effet, cette intégration permet de réaliser des économies substantielles, ce qui encourage les clients à adopter le concept *V2H*. Ces économies se manifestent principalement par une réduction de la facture d'électricité et de la capacité des systèmes de stockage d'énergie installés. Cependant, il convient de noter que l'un des principaux inconvénients est le coût initial élevé de l'investissement. Néanmoins, il est important de prendre en compte la durée du projet dans son ensemble. En effet, les économies réalisées au fil des années permettent de rapidement amortir ce coût

TABLE 2.11 – Résumé des bénéfices obtenus pour 20 ans de fonctionnement du MG domestique à Brest et Toulon.

	MG sans VE	MG avec VE
<b>Brest</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Coût total = 40449 (€)</li> <li>— Economies financières = 30254 (€)</li> <li>— Autonomie atteinte = 75.56%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Coût total = 35063 (€)</li> <li>— Economies financières = 35640 (€)</li> <li>— Autonomie atteinte = 76.87%</li> </ul>
<b>Toulon</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Coût total = 46105 (€)</li> <li>— Economies financières = 24598 (€)</li> <li>— Autonomie atteinte = 66.35%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Coût total = 38827 (€)</li> <li>— Economies financières = 31876 (€)</li> <li>— Autonomie atteinte = 84.61%</li> </ul>

initial. Le deuxième avantage à mentionner est la réduction de l'énergie issue du réseau électrique. Les résultats de la simulation ont clairement démontré que l'intégration des véhicules électriques permet de réduire la puissance provenant du réseau, ce qui contribue à le soulager, notamment pendant les périodes de congestion.

Lorsque le véhicule électrique est utilisé comme moyen de stockage, la puissance requise de la batterie spécifiquement dédiée au microgrid diminue. Cette réduction de la puissance sollicite moins la batterie du microgrid, ce qui se traduit par une diminution du nombre de cycles. En conséquence, la durée de vie de la batterie est prolongée, ce qui génère des économies financières considérables. Les coûts d'exploitation et de maintenance diminuent directement, car la fréquence de remplacement ou de réparation des batteries stationnaires est réduite. En outre, l'intégration des batteries des véhicules électriques permet de diminuer la capacité installée des batteries stationnaires dans le microgrid. Cette réduction de la capacité nécessaire de la batterie du microgrid contribue à la baisse du coût d'investissement initial. Malgré la contribution importante en termes d'énergie fournie par le véhicule électrique, son état de charge ne varie pas de manière significative. Cette observation peut s'expliquer par la grande capacité de stockage des batteries utilisées dans les véhicules électriques. En effet, les véhicules électriques sont équipés de batteries lithium-ion qui offrent une capacité de stockage considérable.

Dans le cadre de cette étude, le SOC des batteries embarquées dans le véhicule électrique est limité à un niveau de décharge profonde de 85 % pour prévenir une décharge excessive. Cependant, il convient de noter que les batteries lithium-ion utilisées dans les véhicules électriques ont une capacité de décharge potentielle encore plus élevée. En

pratique, ces batteries peuvent être déchargées jusqu'à plus de 50 % de leur capacité maximale pour soutenir les besoins du microgrid. Cette capacité de décharge supplémentaire des batteries des véhicules électriques offre une flexibilité et une adaptabilité accrues au microgrid. Elle permet de mieux gérer les fluctuations de la production d'énergie renouvelable et de répondre aux demandes énergétiques du système. En utilisant efficacement la capacité de stockage des véhicules électriques, le microgrid peut être optimisé pour minimiser l'utilisation de l'énergie provenant du réseau principal et maximiser l'utilisation des ressources renouvelables locales.

Il est important de noter que l'utilisation des batteries embarquées dans les véhicules électrique en tant que dispositif de stockage d'énergie renouvelable peut entraîner une dégradation de la batterie au fil du temps [154], car la durée de vie de la batterie dépend du nombre de cycles de recharge/décharge. Il serait donc intéressant d'intégrer le coût de dégradation de la batterie du véhicule électrique dans les travaux futurs, afin d'évaluer plus précisément les avantages et les coûts à long terme de cette intégration. En outre, d'autres aspects liés à la gestion de l'énergie du MG peuvent être étudiés dans des travaux futurs. Par exemple, la réponse à la demande et l'échange d'énergie au sein d'une communauté intégrant une flotte de véhicule électrique peuvent améliorer le fonctionnement global du MG communautaire [155]. Ces aspects permettraient une meilleure optimisation de la production, de la consommation et du partage d'énergie au sein du MG, contribuant ainsi à une utilisation plus efficace des ressources et à une réduction supplémentaire des coûts énergétiques.

## 2.5 Conclusion

Ce chapitre a présenté une méthodologie de dimensionnement optimal et un schéma de gestion de l'énergie pour un microgrid intégrant la technologie *V2H* pour les climats chauds et froids. Les études de cas présentées montrent l'avantage du concept *V2H*, en particulier avec la forte intégration des ressources énergétiques renouvelables. Le véhicule électrique présente un support pour les énergies renouvelables en offrant une plus grande capacité de stockage, augmentant ainsi efficacement la production de l'énergie renouvelable en augmentant l'utilisation du mode ON-MPPT. Cette augmentation de la production renouvelable réduit la dépendance au réseau comme le montrent les résultats de la simulation. Par conséquent, la facture énergétique est réduite et l'utilisation d'énergie propre est favorisée pour le développement durable. Il est principalement démontré

que l'utilisation du *V2H* présente un intérêt financier pour les particuliers, soutient l'intégration des RER pour le développement durable, et soulage le réseau principal pendant les périodes de pointe.

Dans un avenir proche, il sera intéressant de passer à l'échelle d'un quartier, en utilisant une flotte de véhicules électriques, pour montrer les avantages du concept *V2G*. D'autres aspects liés à l'intelligence artificielle doivent être utilisés pour prévoir les données météorologiques afin d'optimiser la production d'énergie, mais aussi pour prévoir le déplacement et la consommation des véhicules ainsi que leur disponibilité. D'autres paramètres doivent être pris en compte dans la modélisation du coût de dégradation des batteries, des panneaux solaires et des éoliennes pour obtenir une meilleure précision, comme la température, l'évolution du coût de l'énergie sur le marché de l'énergie et les charges délestables.

# PLANIFICATION DES FLUX DE PUISSANCES ET CONTRÔLE ROBUSTE EN MODE ILÔTÉ D'UN MICROGRID

---

## 3.1 Introduction

L'optimisation initiale d'un microgrid adopte une approche globale permettant un dimensionnement optimal et une gestion efficace d'énergie entre ses constituants. Cependant, pour une simulation temps réel des flux de puissance, il est nécessaire d'ajouter une approche plus détaillée de contrôle et de surveillance des autres variables électriques et mécaniques. Dans ce chapitre, l'objectif principal est de comparer une méthode heuristique (basée sur des règles) de planification des flux de puissances et une méthode d'optimisation, afin de déterminer les avantages et les limitations de chaque approche. Toutefois, il est important de noter que cette étude ne peut être entreprise sans une validation préalable des étapes initiales de modélisation, de contrôle et de supervision. Ces étapes préliminaires sont communes aux deux méthodes et sont réalisées en mode connecté au réseau principal. Il est à noter que des régulateurs de type PID sont dérivés pour la commande des convertisseurs statiques associés à chaque constituant du microgrid. Ensuite, chaque méthode de gestion des flux de puissance est exécutée individuellement pour permettre une comparaison des résultats obtenus, comme illustré dans la figure 3.1.

Dans un second temps, une étude en mode îloté est décrite dans ce chapitre. L'objectif est de proposer une méthode de contrôle/commande robuste pour un convertisseur DC/AC à 4 bras permettant d'alimenter les charges alternatives au sein du microgrid. Une approche basée sur la commande ADRC (Active Disturbance Rejection Control) est proposée. L'objectif principal de l'approche proposée est d'améliorer la robustesse du contrôle vis à vis des perturbations du côté de la charge (charges non linéaires et déséquilibrées), aux incertitudes des paramètres des filtres de sortie, aux incertitudes de la production



d'énergie des ressources distribués, ainsi qu'aux conditions de fonctionnement anormaux. En effet, l'un des avantages clés de l'ADRC pour les onduleurs autonomes est qu'elle peut rejeter une large gamme de perturbations, y compris celles qui sont déterministes et stochastiques. Par ailleurs, cette approche ne nécessite pas une connaissance précise des caractéristiques des perturbations ni des paramètres du système. Par rapport aux régulateurs proportionnels-intégrateurs (PI) conventionnels, cette stratégie de contrôle avancée permet d'améliorer la qualité des formes d'onde de tension et de se conformer aux normes et aux métriques existantes en matière de qualité de l'énergie électrique.

Pour une analyse fine, toutes les simulations à l'échelle de la commutation sont réalisées sur MATLAB/Simulink grâce à la librairie Simscape. Pour la gestion des flux de puissance, seuls les résultats des régimes permanents sont présentés. Une analyse plus détaillée en transitoire sera présentée pour la commande robuste du convertisseur DC/AC à 4 bras.

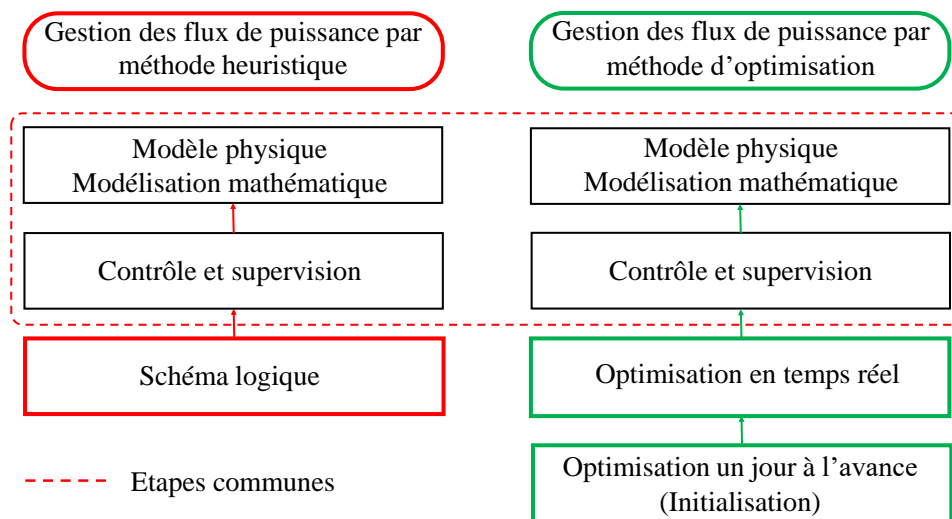


FIGURE 3.1 – Étapes de planification des flux de puissance par les deux méthodes : heuristique et optimisation par programmation séquentielle quadratique.

## 3.2 Structure du microgrid étudié

Le schéma général du microgrid étudié en mode connecté et puis en mode îloté est présenté dans la figure 3.2). Il est composé de :

- Des ressources d'énergie renouvelable, qui fonctionnent en mode "grid following". Toutes les RER produisent soit la puissance maximale en mode MPPT, soit li-

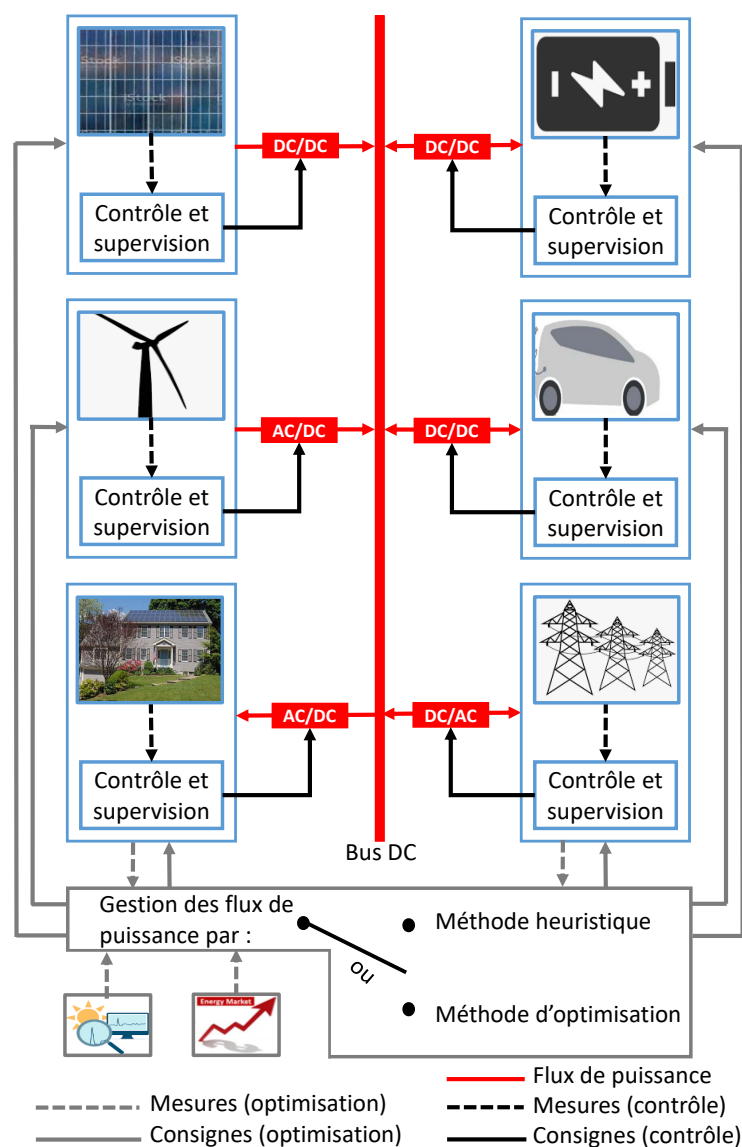


FIGURE 3.2 – Schéma de l'architecture du microgrid considéré pour l'optimisation des flux de puissance.

mitent la production d'énergie en fonction des décisions du système de gestion de l'énergie (EMS) et du système de gestion des flux de puissance en temps réel. En temps réel, le minimum entre la puissance programmée et la puissance maximale (MPPT) est sélectionné comme référence de puissance pour les RER.

- La batterie et son convertisseur statique sont commandés en puissance afin de gérer la charge/décharge de la batterie lorsque le microgrid est connecté au réseau électrique. Cependant, elle est opérée afin de maintenir la tension du bus continue

constante en cas de perte du réseau principale (mode îloté). Dans ce cas, elle est utilisée pour la compensation en temps réel des déséquilibres de puissance entre la consommation et la production.

- Un convertisseur DC/AC à 4 bras est utilisé en mode îloté pour alimenter à la fois des charges monophasées et triphasées tout en garantissant des formes d'ondes de tension équilibrées et quasi-sinusoidales avec une distorsion harmonique totale (THD) plus faible pour différentes situations de charge (harmonique et déséquilibre de charge) et des incertitudes dans les paramètres du système (principalement le filtre de sortie de l'onduleur).

Le microgrid considéré est utilisé pour fournir de l'énergie à des résidences connectées au réseau national ou à des zones non-interconnectés (ZNI) et éloignées en utilisant uniquement des ressources d'énergie renouvelable et des dispositifs de stockage d'énergie. Plusieurs micro-réseaux peuvent être interconnectés dans un cluster fonctionnant en mode isolé, assurant ainsi une résilience et une fiabilité de livraison d'énergie [156]. Certains micro-réseaux devraient fonctionner en mode de formation de réseau ("grid forming"), tandis que d'autres mettent en œuvre un mode de suivi du réseau ("grid following") [157]. De plus, tous les acteurs devraient participer à la stabilité du cluster de micro-réseaux en fournissant des services auxiliaires, notamment la stabilité de fréquence et la régulation de tension [158].

### 3.2.1 Présentation de l'éolienne

#### Schéma général de l'éolienne

La topologie de l'éolienne considérée est à base de machine synchrone à aimant permanents (MSAP) et est donnée par la figure 3.3. Cette figure permet de distinguer les sous-systèmes de l'éolienne, qui sont :

- La turbine, qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur l'arbre basse vitesse,
- Le multiplicateur, qui réalise l'interface entre l'arbre basse vitesse et l'arbre grande vitesse auquel est connecté la MSAP.
- La MSAP, qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Le stator est connecté au bus continu via un convertisseur un AC/DC.

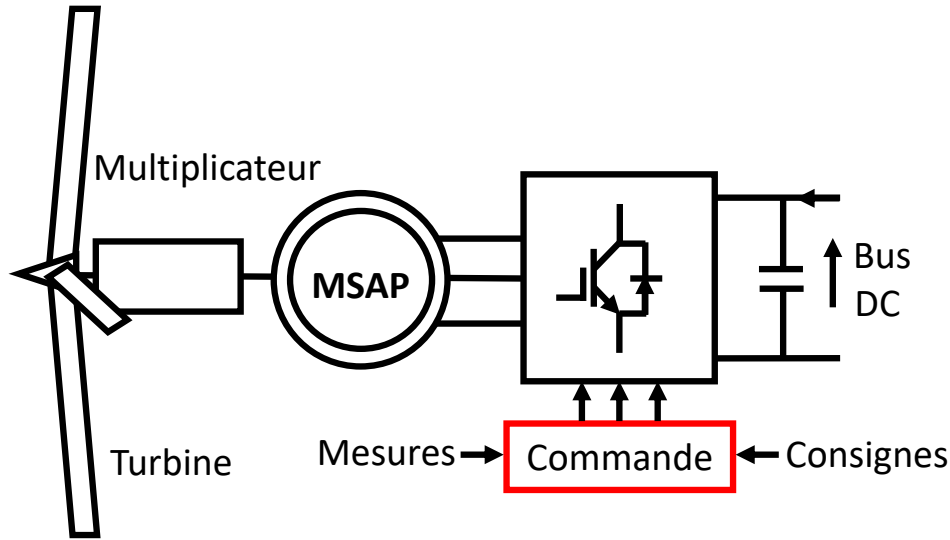


FIGURE 3.3 – Configuration d'une éolienne à base de MSAP.

### Zones de fonctionnement d'une éolienne

La figure 3.4 donne les zones de fonctionnement d'une éolienne à base de MSAP. On distingue principalement trois zones :

- Mode arrêt pour lequel le frein est activé (la vitesse du vent est trop faible pour produire de l'énergie ou trop élevée et dangereuse pour les pâles),
- Contrôle du générateur où la vitesse de rotation est contrôlée pour capturer la puissance maximale (poursuite du point de puissance maximale),
- Contrôle à calage variable des pâles ou décrochage aérodynamique pour lequel les pâles sont utilisées pour limiter la puissance extraite du vent (une puissance excessive pourrait endommager la turbine et les convertisseurs de puissance).

La puissance éolienne installée dans ce travail est de  $1.5 \text{ kW}$ . La vitesse du vent nominale est égale à  $13 \text{ m/s}$ , la vitesse maximale de  $25 \text{ m/s}$ . La vitesse de rotation de MSAP à la vitesse de vent nominale est de  $204 \text{ rad/s}$ . La figure 3.5 donne le coefficient de puissance  $C_p$ , la puissance mécanique extraite  $P_T$  et le couple moteur  $\Gamma_T$  en fonction de la vitesse de rotation de la MSAP  $\Omega_M$  et de la vitesse du vent  $v_w$ . Dans cette étude, l'angle de calage des pâles  $\beta$  est pris égale à zéro et aucun contrôle de l'angle de calage n'est considéré. La modélisation, la synthèse des régulateurs de type PI et l'implantation de l'algorithme MPPT par contrôle optimale de couple sont fournis en Annexe B.

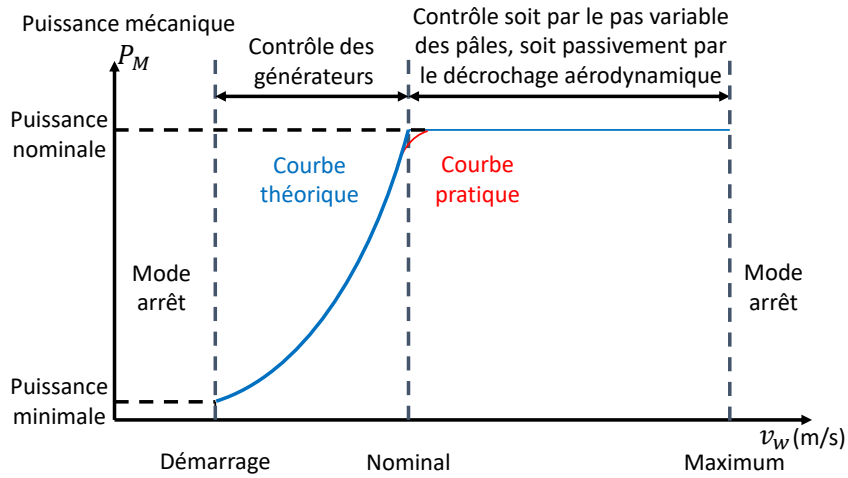
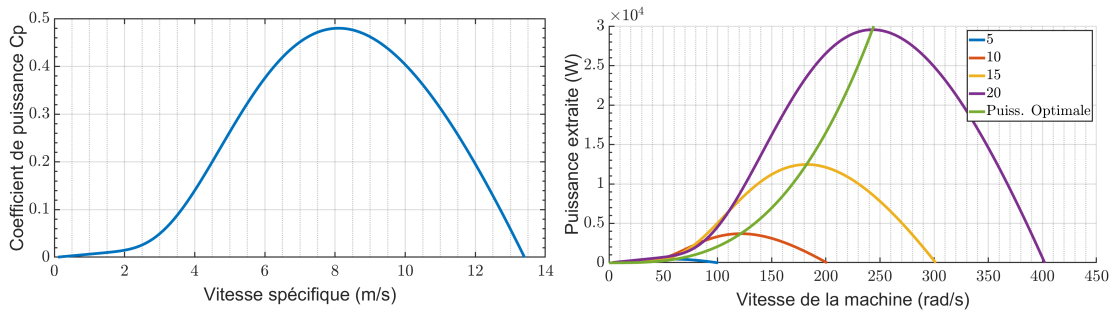
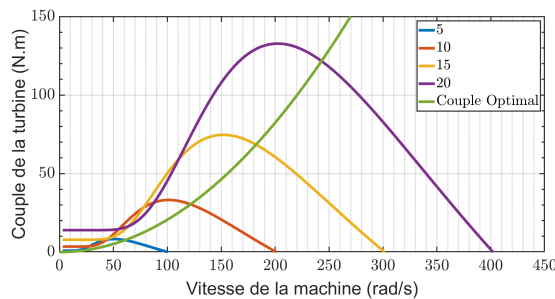


FIGURE 3.4 – Les zones de fonctionnement d'une éolienne à base de MSAP.



(a) Coefficient de puissance.

(b) La puissance mécanique de la turbine en fonction de la vitesse de rotation.



(c) Le couple développé en fonction de la vitesse de rotation.

FIGURE 3.5 – Les caractéristiques de l'éolienne.

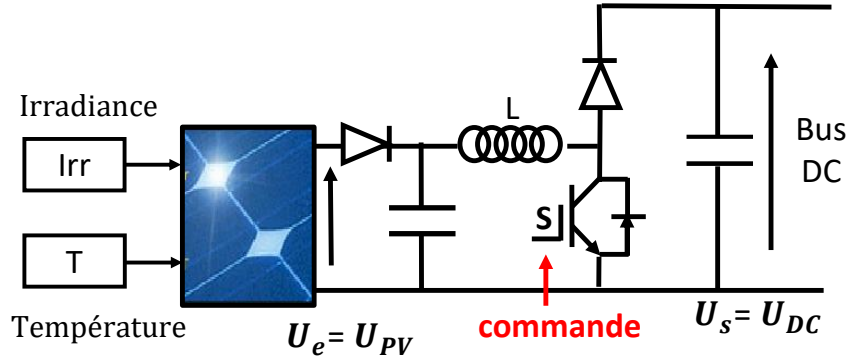


FIGURE 3.6 – Chaîne de conversion d'énergie solaire photovoltaïque.

### 3.2.2 Présentation des panneaux photovoltaïques

Comme exposé antérieurement dans le premier chapitre, la technologie photovoltaïque connaît actuellement une expansion sans précédent. En effet, la production mondiale d'énergie solaire a connu une augmentation spectaculaire, atteignant un facteur multiplicatif de 20 au cours de la dernière décennie [23]. Des initiatives sont actuellement en cours pour améliorer la compétitivité des panneaux solaires, tant en termes de rendement que de coût. Les matériaux utilisés dans le processus de fabrication sont en constante évolution, conduisant à la création de panneaux solaires dotés de rendements de plus en plus élevés.

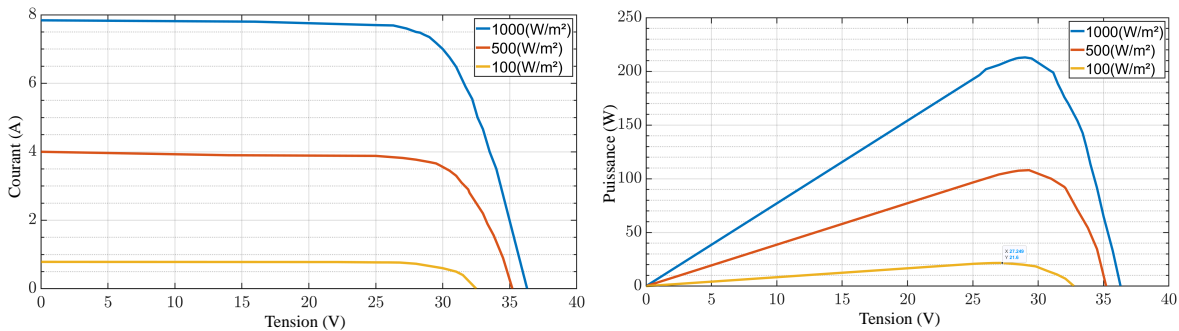
#### Schéma général de la chaîne de conversion d'énergie solaire

La chaîne de conversion d'énergie des panneaux photovoltaïques est donnée par la figure 3.6. Cette figure permet de distinguer les sous-systèmes de l'installation PV, qui sont :

- Le panneau, qui convertit l'énergie de l'irradiance solaire en énergie électrique.
- Un convertisseur statique de type hacheur élévateur permettant de connecter la sortie des panneaux solaires au bus DC. Ce convertisseur est commandé de telle sorte à implanter un algorithme MPPT.

#### Caractéristiques d'un module photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque est considéré comme une source de courant limitée en intensité. Cette dernière dépend de l'irradiance solaire. Un panneau solaire présente un



(a) Caractéristique d'un panneau solaire pour différentes irradiances. (b) Puissance extraite en fonction de la tension.

FIGURE 3.7 – Caractéristique du panneau photovoltaïque.

point de fonctionnement optimal, défini par une puissance de sortie maximale associée à des valeurs optimales de courant et de tension. La figure 3.7 illustre les caractéristiques, courant en fonction de la tension, d'un panneau solaire pour divers niveaux d'irradiance, ainsi que la puissance extraite en fonction de la tension.

La configuration de l'installation solaire dans cette étude repose sur la combinaison de 3 panneaux solaires en parallèle et de 5 panneaux solaires en série, résultant en une puissance installée de 3.2 kW. Les paramètres optimaux d'un panneau individuel sont définis par une tension optimale de 29 V et un courant optimal de 7.35 A pour une irradiance standard de 1000 W/m<sup>2</sup>. La modélisation des panneaux solaires photovoltaïques associés au convertisseur de type élévateur de tension et l'implantation de la commande par modèle inverse afin de mettre en oeuvre un algorithme MPPT sont fournis en Annexe C.

### 3.2.3 Commande de la recharge/décharge des batteries

Dans cette étude, les batteries stationnaires et les batteries embarquées dans le véhicule électrique sont connectées au bus continue à travers un convertisseur DC/DC réversible en courant. Les caractéristiques des deux batteries sont différentes en termes de capacités et de puissance de charge/décharge. Une commande de type hystérésis est implantée afin de réaliser la commande du courant des batteries, image de la puissance fournie/reçue.

### Schéma du convertisseur DC/DC

La topologie du convertisseur statique associé aux batteries est donnée par la figure 3.8. Dans le contexte de cette étude, les batteries sont modélisés comme des sources de tension continues. Les batteries stationnaires ont une tension égale à  $U_{bat} = 100 V$  et les batteries embarquées ont une tension  $U_{EV} = 360 V$ .

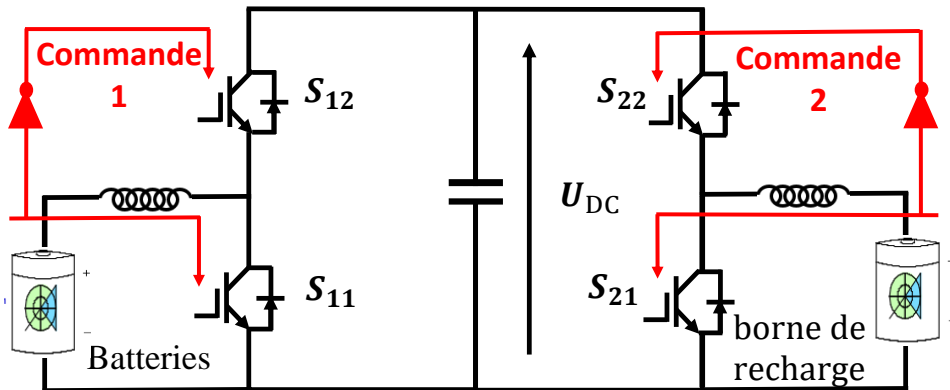


FIGURE 3.8 – Configuration des batteries et de la borne de recharge.

### Commande des convertisseurs associés aux batteries

La commande mise en oeuvre est une commande par hystérésis. Son avantage réside dans sa simplicité et son efficacité. En effet, son implantation ne nécessite pas la connaissance du modèle du système à commander. Cependant, la fréquence de découpage est variable ce qui limite son utilisation dans les applications industrielles. La structure de la commande par hystérésis du courant des batteries est donnée sur la figure 3.9). Cette méthode vise à réguler le courant de sortie en utilisant une bande d'hystérésis autour de la référence de courant souhaitée. Lorsque le courant de sortie dépasse cette bande, des mesures correctives sont prises pour ramener le courant dans la plage spécifiée.

### 3.2.4 Étude du convertisseur côté réseau

#### Topologie du convertisseur côté réseau

Le microgrid réalisé dans cette première étude fonctionne en mode connecté. Le convertisseur côté réseau a un double rôle :



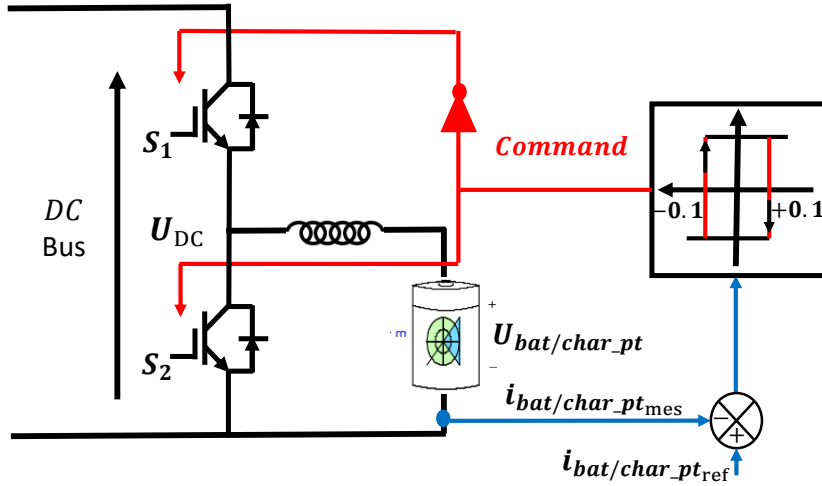


FIGURE 3.9 – Commande des convertisseurs associés aux batteries.

- Maintenir la tension du bus continu constante indépendamment des conditions de fonctionnement.
- Injecter/absorber sur le réseau un courant quasi-sinusoïdale tout en contrôlant la puissance réactive échanger avec le réseau.

La topologie du convertisseur côté réseau est donnée par la figure 3.10. A noter que le filtre de sortie est généralement un filtre de type LC ou LCL. Les interrupteurs de puissance (IGBT) sont commandés grâce à des MLI issues d'un algorithme de commande qui permet de maintenir la tension du bus continu constante, injecter un courant quasi-sinusoïdal et gérer le flux de puissance réactive vers le réseau (contrôle du facteur de puissance afin de participer aux services auxiliaires).

### Commande du convertisseur coté réseau

Le choix d'orientation du repère dq permet d'exprimer les puissances actives et réactives au point de connexion au réseau comme suit :

$$\begin{cases} P_R = \frac{3}{2}(V_{gd}i_{fd} + V_{gq}i_{fq}) = \frac{3}{2}V_{gq}i_{fq} \\ Q_R = \frac{3}{2}(V_{gq}i_{fd} + V_{gd}i_{fq}) = \frac{3}{2}V_{gq}i_{fd} \end{cases} \quad (3.1)$$

Par conséquent, la référence du courant suivant l'axe direct  $d$  est calculée comme suit :

$$i_{fd}^* = \frac{Q_{GSC}^*}{1.5V_{gq}} \quad (3.2)$$

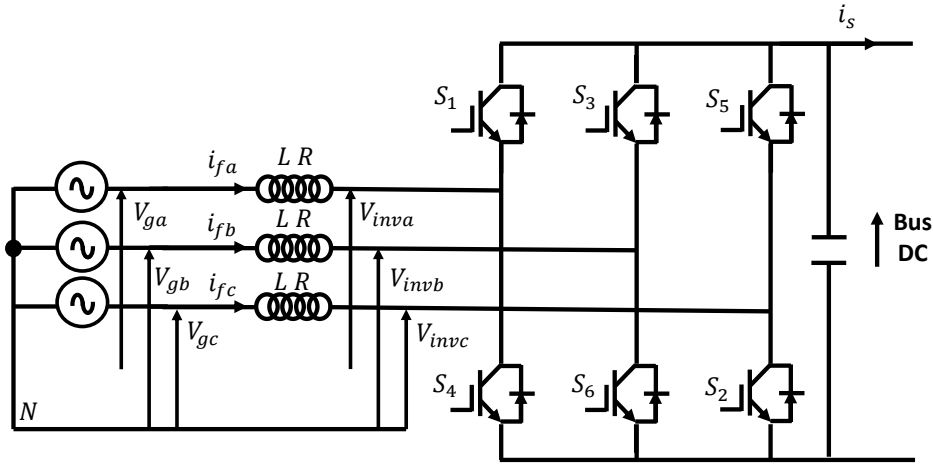


FIGURE 3.10 – Topologie du convertisseur côté réseau.

Le schéma de contrôle du convertisseur côté réseau est donné par la figure 3.11. La commande en boucle fermée est constituée de :

- La boucle interne de courant permettant de commander les courants suivant les axes  $d$  et  $q$ . Le courant en quadrature  $i_{fq}$  permet de contrôler la puissance réactive échangée avec le réseau.
- La boucle externe permet de contrôler la tension du bus continu.
- Les transformations de Park et inverse de Park permettant de passer de repère stationnaire au repère synchrone et vice versa.
- La boucle à phase asservie (en anglais phase-locked loop : PLL) qui permet d'estimer l'angle des tensions réseau  $\theta_s$ . La PLL est réalisée en se basant sur le principe illustré par la figure 3.12. L'estimation de  $\theta_s$  est réalisée en se basant sur les tensions composées afin d'éliminer la composante homopolaire.
- Le découplage : un découplage des variables suivant les deux axes est réalisé afin d'améliorer la dynamique de la régulation.

### 3.3 Gestion optimale des flux de puissance dans le microgrid

Le schéma global du microgrid est représenté sur la figure 3.13, où l'interconnexion des différents composants est réalisée via des convertisseurs statiques. Dans ce schéma,

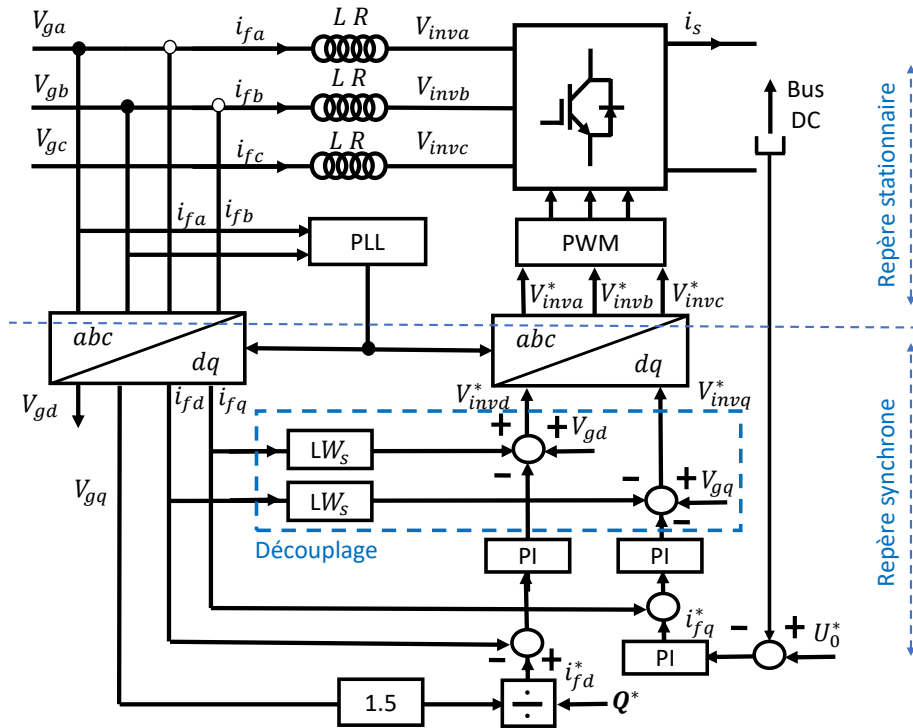


FIGURE 3.11 – Commande du convertisseur côté réseau par orientation du vecteur tension.

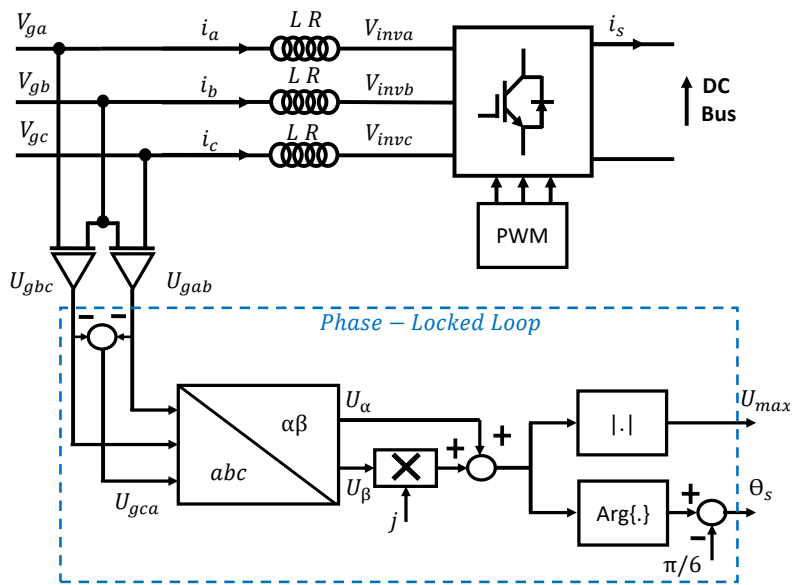


FIGURE 3.12 – Principe de la PLL.

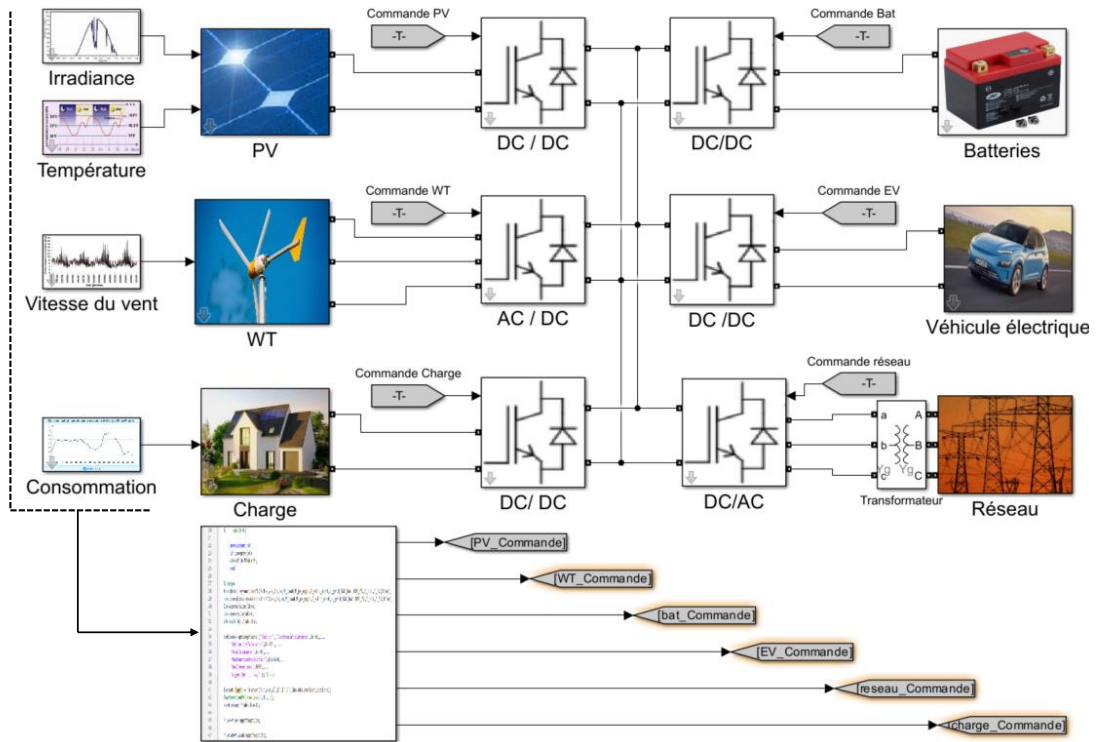


FIGURE 3.13 – Schéma général du microgrid implémenté sur Matlab/Simulink.

l'algorithme de gestion des flux de puissance permet d'optimiser l'utilisation des différentes sources d'énergie renouvelable, en assurant une régulation efficace des tensions, courants et puissances tout en maintenant un équilibre entre la production et la consommation. Cette approche intégrée et contrôlée offre la flexibilité nécessaire pour ajuster les puissances en fonction des conditions environnementales, des besoins énergétiques spécifiques et du prix de l'énergie sur le réseau, contribuant ainsi à une utilisation plus efficace et durable des ressources énergétiques. Deux approches de gestion optimale des flux de puissance sont présentés et comparés dans la suite de l'étude, à savoir :

- La méthode heuristique (basé sur des règles) décrite dans le chapitre précédent,
- La méthode d'optimisation en utilisant la programmation quadratique séquentielle.

Le convertisseur côté réseau permet de maintenir la tension du bus continu à une valeur fixe égale à 500 V. Il convient de noter que, pour la méthode d'optimisation, les puissances générées par les panneaux photovoltaïques et l'éolienne ne sont pas nécessairement à leur valeur maximale. Le profil de charge quotidienne utilisée pour cette étude est identique à celui utilisée lors de la phase du dimensionnement. Les données météorologiques relatives

à l'irradiance solaire et à la vitesse du vent sont également issues de [159, 160]. Enfin, Il est important de noter que pendant la plage horaire de  $[6h - 18h]$ , le véhicule électrique n'est pas disponible.

### 3.3.1 Planification des flux de puissance par méthode heuristique

Une méthode heuristique d'optimisation est une approche de résolution de problèmes qui utilise des règles empiriques ou des techniques basées sur l'expérience plutôt que sur des méthodes formelles. Ces méthodes sont souvent utilisées lorsque la recherche exhaustive de toutes les solutions possibles n'est pas réaliste en raison de la taille ou de la complexité de l'espace de recherche. La figure 2.5 présente une représentation graphique des séquences d'intervention de chacune des ressources. L'objectif principal est d'exploiter en priorité les ressources renouvelables. Cette approche vise à maximiser le retour sur investissement des installations renouvelables tout en favorisant une production d'énergie propre. Lorsque l'équilibre des puissances n'est pas atteint, c'est-à-dire lorsque la demande énergétique excède la capacité de production des ressources renouvelables, les batteries entrent en jeu tout en respectant leurs limites d'état de charge et de puissance. De manière similaire, le véhicule électrique intervient en respectant les mêmes contraintes que les batteries. Enfin, si les ressources renouvelables, les batteries et le véhicule électrique ne parviennent pas à répondre à la demande énergétique, le réseau électrique intervient en fournissant une puissance limitée. Cela permet de maintenir un approvisionnement adéquat tout en préservant l'objectif sous-jacent de maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables et de minimisation des coûts.

La méthode de gestion des flux de puissances adoptée repose sur une approche empirique. Cette approche a été implémentée dans l'environnement Simulink afin de définir des consignes de puissance spécifiques pour chaque ressource, comme illustré dans la figure 3.14. Dans ce schéma, les consignes des puissances produites par les panneaux solaires et l'éolienne sont fixées à leurs valeurs optimales en implantant un algorithme de commande MPPT. Ensuite, la puissance nette est calculée en soustrayant la demande de la charge des puissances générées par les ressources renouvelables. Cette puissance nette est d'abord fournie par les batteries, puis par le véhicule électrique en fonction de leurs limites de puissance et de leur état de charge respectif. Enfin, le réseau intervient en dernier lieu pour assurer la continuité du service.

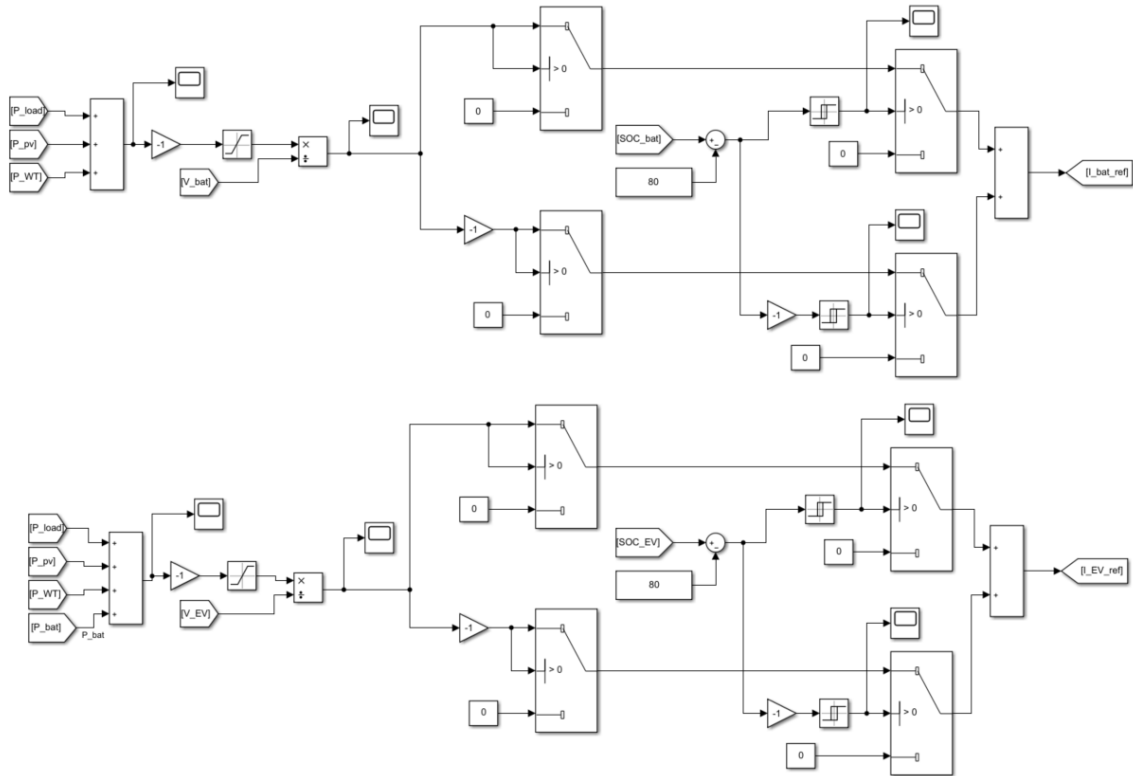


FIGURE 3.14 – Gestion des flux de puissance par méthode heuristique sur Matlab/Simulink.

Cette approche empirique de gestion des flux de puissance propose une solution pratique pour équilibrer les flux d'énergie dans le système étudié. Cependant, il est important de noter que cette méthode ne prend pas en compte les incertitudes liées aux données météorologiques, aux fluctuations des prix de l'énergie, ni aux imprévus tels que l'indisponibilité inattendue du véhicule ou les contraintes en termes de limitations de puissance disponible sur le réseau électrique.

### 3.3.2 Planification des flux de puissance par optimisation

La deuxième approche de gestion des flux de puissance repose sur un algorithme d'optimisation en temps réel. Cette méthode prend en considération les incertitudes et les variations associées aux données météorologiques, aux fluctuations des prix de l'énergie, ainsi qu'aux imprévus tels que l'indisponibilité du véhicule électrique ou des contraintes sur le réseau. En intégrant ces éléments dynamiques, l'algorithme d'optimisation est en mesure de prendre des décisions éclairées afin d'optimiser l'utilisation de l'énergie dispo-

TABLE 3.1 – Coûts des dégradation.

	Batteries	Véhicule	Réseau
Coût	$2.10^{-3}$ (€/W)	$3.5.10^{-3}$ (€/W)	$4.86.10^{-3}$ (€/W)

nible.

La gestion optimale des flux de puissances est formulée comme un problème d'optimisation sous contraintes. La fonction objective de cette optimisation prend en compte le coût de dégradation des batteries stationnaires et embarquées, le prix d'achat de l'énergie sur le réseau et les pertes liées aux échanges de puissance avec le réseau électrique. Cette approche permet de prendre en considération les incertitudes liées à l'augmentation de la charge, aux variations météorologiques et aux problèmes potentiels du réseau. L'objectif principal est de trouver la combinaison optimale de puissances pour les différents composants, garantissant la satisfaction de la demande en énergie tout en minimisant les coûts. Ainsi, cette méthode offre une gestion plus efficace et adaptative, en assurant une utilisation optimale des ressources renouvelables, une meilleure prévision des fluctuations et une optimisation en temps réel pour répondre aux besoins énergétiques de manière soutenable.

Cette méthode utilise plusieurs informations en temps réel comme entrées, telles que les mesures météorologiques, le prix de l'électricité sur le réseau, la consommation et l'état de charge des batteries. À partir de ces données, l'algorithme d'optimisation calcule ensuite les consignes de puissance spécifiques pour les batteries stationnaires et embarquées sur le véhicule électrique et la puissance réseau, afin de garantir un fonctionnement optimal. La figure 3.15 représente le bloc contenant la fonction d'optimisation, illustrant les entrées de l'algorithme d'optimisation et des différentes variables de décision à optimiser (les sorties du bloc).

La fonction objective consiste à optimiser le coût de fonctionnement du microgrid tout en respectant les différentes contraintes décrites dans le chapitre précédent. Le premier élément est le coût de l'énergie achetée auprès du réseau électrique. Ce coût est directement lié à la demande en électricité, qui peut varier considérablement en fonction de l'heure de la journée et de la saison. Le deuxième élément est le coût des pertes associées à l'échange de l'énergie avec le réseau électrique. Le troisième élément est le coût de dégradation des batteries stationnaires et embarquées. Les coûts de dégradation considérées sont fournis sur le tableau 3.1. La planification des flux de puissance peut être comme un problème d'optimisation non-linéaire :

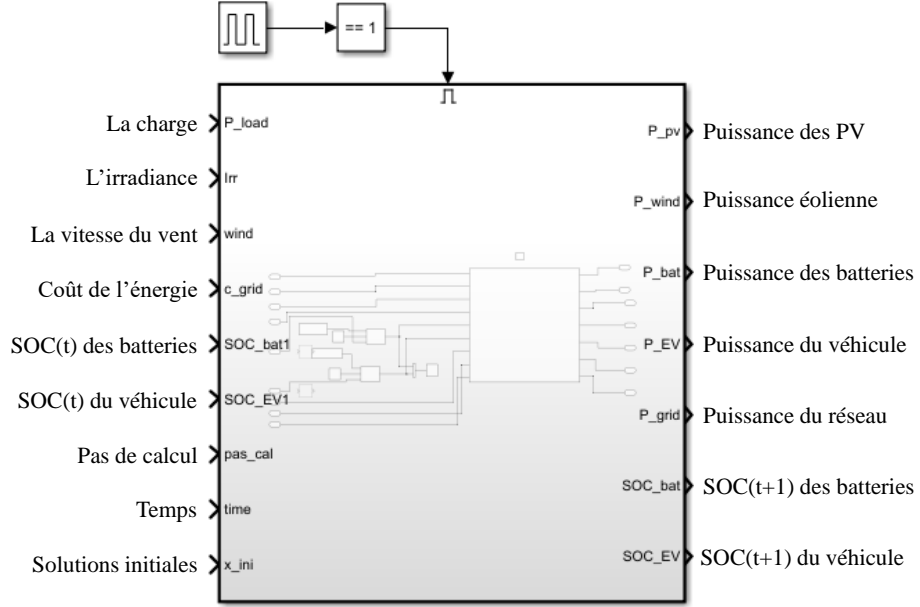


FIGURE 3.15 – Gestion des flux de puissance par optimisation temps réel.

$$\min Cost = C_{grid}^{purchase}(t) \cdot P_{grid} + C_{grid}^{deg} \cdot P_{grid} + C_{bat}^{deg} \cdot P_{bat} + C_{EV}^{deg} \cdot P_{EV} \quad (3.3)$$

Sujet à :

$$P_{Load}(t) = P_{PV}(t) + P_{WT}(t) + \eta_{bat}^{disch} \cdot P_{bat}^+(t) - \frac{1}{\eta_{bat}^{cha}} \cdot P_{bat}^-(t) + \eta_{EV}^{disch} \cdot P_{VE}^+(t) - \frac{1}{\eta_{EV}^{cha}} \cdot P_{VE}^-(t) + P_g^+(t) - P_g^-(t) \quad (3.4)$$

$$P_{bat}^+(t) \cdot P_{bat}^-(t) = 0 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (3.5)$$

$$P_g^+(t) \cdot P_g^-(t) = 0 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (3.6)$$

$$P_{VE}^+(t) \cdot P_{VE}^-(t) = 0 \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (3.7)$$

$$|P_{VE}(t)| + |P_{bat}(t)| + |P_g(t)| = |P_{VE}(t) + P_{bat}(t) + P_g(t)| \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (3.8)$$



$$\sum_{t=1}^{24heures} P_{bat}(t) = 0 \quad (3.9)$$

$$\sum_{t=1}^{24heures} P_{VE}(t) = 0 \quad (3.10)$$

$$P_{VE}^+(t) = P_{VE}^-(t) = 0 \quad ; \quad 8 < t < 18 \text{ heures} \quad (3.11)$$

$$P_{bat}^{min} < P_{bat}(t) < P_{bat}^{max} \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (3.12)$$

$$P_g^{min} < P_g(t) < P_g^{max} \quad ; \quad 1 < t < 24 \text{ heures} \quad (3.13)$$

La résolution de ce problème d'optimisation est réalisée en utilisant l'algorithme programmation séquentielle quadratique directement sur Simulink. Les résultats de cette optimisation sont les consignes de puissance pour les ressources renouvelables, les batteries stationnaires et embarqués ainsi que la puissance réseau. A noter que les puissance renouvelables ne sont pas nécessairement à leur valeur optimale.

### 3.4 Simulation des flux de puissance du microgrid

La simulation en temps réel des flux de puissance du microgrid permet de modéliser de manière dynamique et instantanée les échanges d'énergie au sein du microgrid. Cette approche, basée sur la résolution en temps réel des équations de puissance, offre une représentation fidèle du comportement du système en tenant compte des fluctuations en temps réel des variables telles que la demande, la production des sources renouvelables, et les variations des conditions météorologiques. Au cours de cette simulation en temps réel, les contraintes opérationnelles, les caractéristiques des composants du microgrid, et les interactions entre les différentes entités du système hybride sont prises en compte. Cette méthode permet une évaluation précise des performances du microgrid et facilite la mise en oeuvre d'algorithmes d'optimisation pour ajuster en temps réel les stratégies de gestion de l'énergie. Toutes les simulations présentées ont été réalisés sur 24 secondes représentant 24 heures.

### 3.4.1 Gestion des flux de puissance par la méthode heuristique

L'un des éléments clés de la gestion des flux de puissance dans le système étudié est le contrôle de la tension du bus continu. Ce contrôle est assuré par le convertisseur côté réseau électrique. La tension du bus continu joue un rôle essentiel car elle est utilisée comme référence dans le calcul des consignes pour les autres composants. Maintenir la tension du bus continu à 500V est crucial pour assurer des performances optimales des autres éléments du système hybride. La figure 3.16a représente l'évolution de la tension du bus continu au cours de la simulation. Ces simulations confirment que la tension du bus continue est maintenue au niveau de la consigne de 500 V avec des fluctuations acceptables suivant les conditions de fonctionnement.

Une fois la stabilité du bus continu assurée, il est essentiel d'établir l'équilibre des puissances dans le système. Dans cette méthode de gestion heuristique, les panneaux photovoltaïques et l'éolienne fonctionnent selon le principe du suivi du point de puissance maximale (MPPT). La tension de consigne des panneaux photovoltaïques est réglée à la tension optimale permettant d'extraire la puissance maximale, sans prendre en compte si cette puissance excède ou non la demande de la charge. Le même principe est appliqué à l'éolienne, où la vitesse de rotation est régulée en fonction de la vitesse du vent pour atteindre le point de puissance optimal. Pour l'éolienne l'algorithme contrôle optimale de couple est implanté afin de réaliser un fonctionnement MPPT. La seule contrainte prise en considération réside dans la puissance crête, à savoir que la capacité de production de l'éolienne ne peut excéder la puissance installée.

La figure 3.16 présente les puissances produites par les panneaux solaires et l'éolienne. La production des panneaux solaires suit précisément l'évolution de l'irradiance solaire. Cela signifie que les panneaux solaires sont régulés en permanence au point MPPT, sans dépasser la puissance installée de 3,2 kW. Quant à l'éolienne, elle fonctionne également en suivant le point MPPT, à l'exception de certaines vitesses de vent où la puissance produite est limitée à la puissance installée. Ainsi, pendant les intervalles de temps de 1h à 4h, de 13h à 16h et de 20h à 24h, la puissance éolienne est limitée à la puissance installée de 1,5 kW. Il convient de noter que les vitesses de vent pendant ces intervalles peuvent permettre de produire des puissances supérieures à 3 kW.

L'équilibre entre la demande de charge et la production d'énergie est illustré dans la figure 3.16d. En raison de la nature intermittente des ressources renouvelables, il est rare que l'équilibre des puissances soit atteint sans l'utilisation de moyens de stockage. La figure 3.16d met en évidence les périodes de surproduction et de sous-production, qui nécessitent

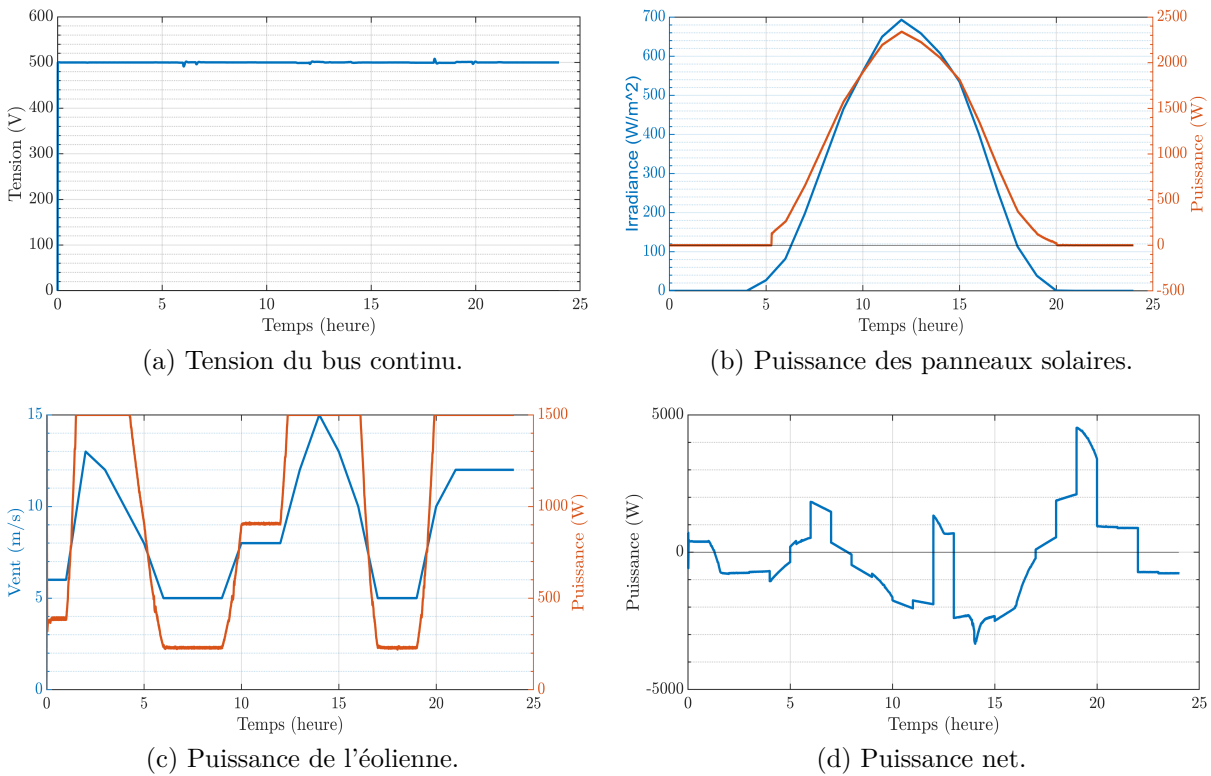


FIGURE 3.16 – Méthode heuristique : Puissances renouvelables et puissance réseau.

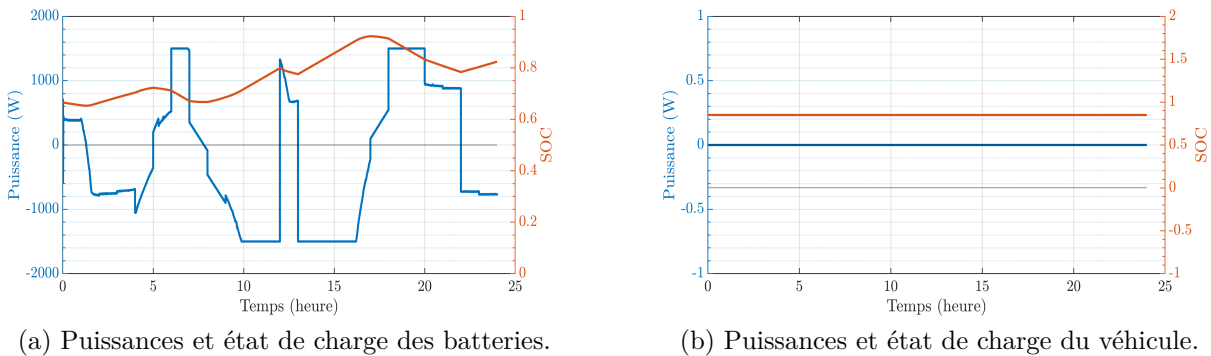


FIGURE 3.17 – Méthode heuristique : Puissances des batteries stationnaires et embarquées.

l'intervention des systèmes de stockage d'énergie. Ces périodes reflètent les fluctuations de la production d'énergie par rapport à la demande de charge, et les systèmes de stockage jouent un rôle crucial en absorbant l'excédent d'énergie lors des périodes de surproduction et en fournissant de l'énergie lors des périodes de sous-production.

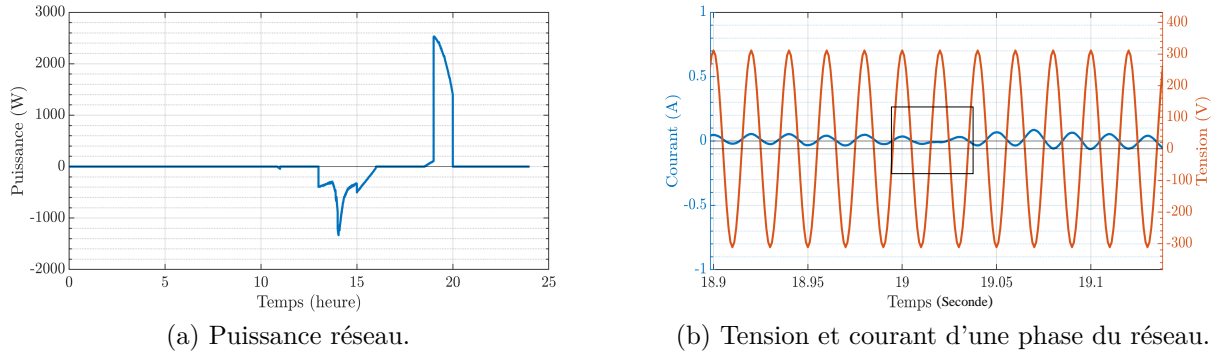


FIGURE 3.18 – Méthode heuristique : Puissance réseau électrique.

L'intervention des systèmes de stockage est représentée sur la figure 3.17. Cette représentation graphique met en lumière une gestion efficace des batteries tout en respectant les limites de puissance et de l'état de charge. En effet, les contraintes imposées en termes de limites de variation de l'état de charge des batteries sont respectées. Néanmoins, il est essentiel de noter que dans certaines circonstances, les batteries fonctionnent à leur pleine capacité, voire atteignent leurs performances maximales. Par ailleurs, il est à noter que le véhicule électrique n'intervient pas durant la journée, comme l'indique la figure 3.17b. Ceci est principalement dû à l'indisponibilité du véhicule pendant les périodes de forte production éolienne et solaire.

De plus, pendant certaines phases de fonctionnement, la puissance nette dépasse les puissances maximales des batteries, nécessitant ainsi l'intervention du réseau électrique, comme illustré dans la figure 3.18a. Pour mieux illustrer le comportement du réseau lors de la fourniture ou de la récupération de puissance, les courants et tensions d'une phase sont représentés dans la figure 3.18b. Lorsque le réseau fournit de l'énergie, le courant et la tension sont en phase, tandis que lorsqu'il récupère de l'énergie, ils sont en opposition de phase.

### 3.4.2 Gestion des flux de puissance par la méthode d'optimisation

Des simulations ont été effectuées par la méthode d'optimisation dont les résultats sont illustrés par la figure 3.19. Cette illustration démontre que les capacités de production maximales des ressources renouvelables ne sont pas systématiquement exploitées, comme en témoigne les figures 3.19a et 3.19b. En ce qui concerne les systèmes d'utilisa-

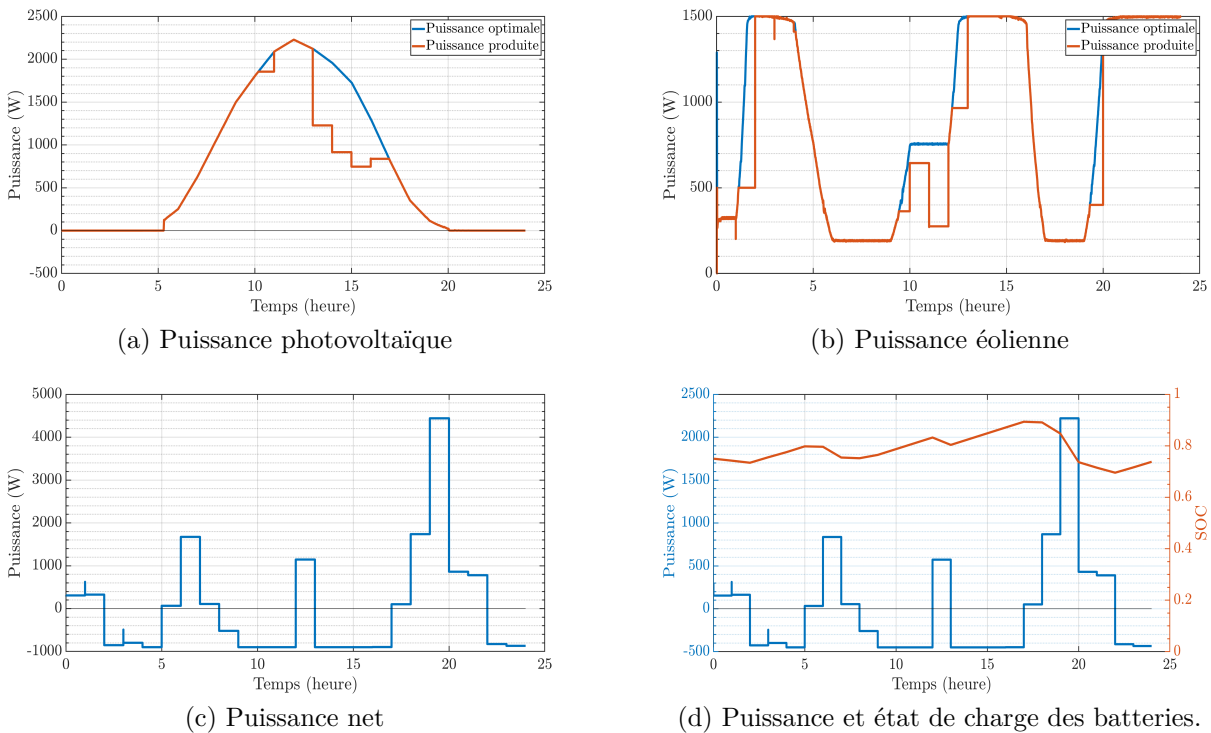


FIGURE 3.19 – Méthode d'optimisation : Puissances renouvelables et puissance batteries.

tion du stockage d'énergie par batteries, les mêmes conclusions que celles tirées dans la section précédente demeurent valables. Effectivement, la figure 3.19d met en évidence une utilisation optimisée des batteries. En considérant à la fois l'énergie stockée dans les batteries et les contraintes de puissance qui leur sont imposées, il est évident que ces batteries ont la capacité de fournir une quantité d'énergie supérieure à celle actuellement exploitée. Cependant, malgré cette capacité potentielle, les résultats indiquent que les batteries ne sont pas pleinement sollicitées.

De plus, la figure 3.20 met en évidence la participation active du véhicule pendant les heures où il est stationné à domicile. On peut clairement constater que le véhicule électrique contribue de manière significative à l'équilibre des puissances du système hybride. En parallèle, le réseau intervient également pendant cette période, mais son rôle est plus prononcé lorsque le véhicule n'est pas disponible comme illustré sur la figure 3.20b.

Ainsi, cette étude souligne l'importance d'une gestion optimale des ressources renouvelables, en prenant en compte les variations de la demande, les conditions météorologiques et les capacités de stockage disponibles. De plus, il est primordial de prendre en considération les coûts de dégradation des différents constituants afin d'optimiser les coûts

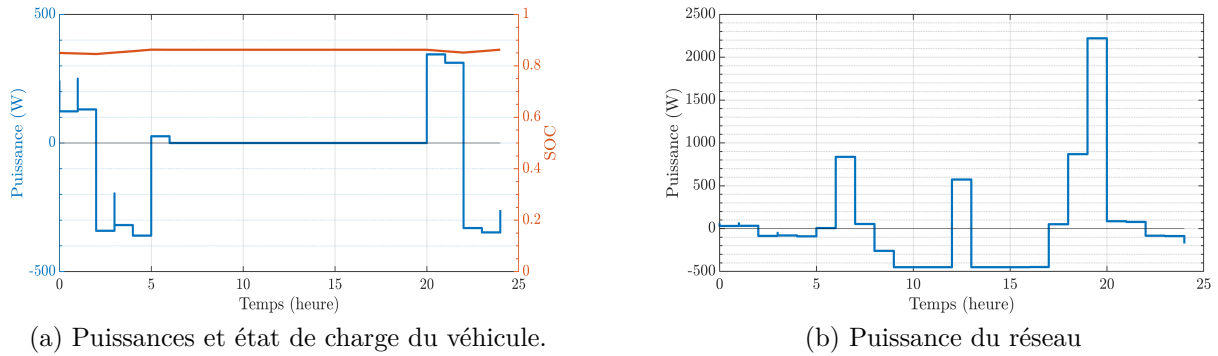


FIGURE 3.20 – Méthode d’optimisation : Interventions des systèmes de secours (véhicule et réseau) par la méthode d’optimisation.

de fonctionnement. Plus particulièrement, le fonctionnement MPPT pour les ressources renouvelables n’est pas obligatoirement le plus avantageux surtout lorsque la vente de l’énergie au réseau n’est pas possible.

### 3.4.3 Comparaison des résultats des deux algorithmes

La mise en oeuvre des deux méthodes de gestion des flux de puissances a permis une réduction significative de l’achat d’énergie provenant du réseau, démontrant ainsi les avantages de l’exploitation des ressources renouvelables locales. Cependant, il convient de noter que ces deux approches diffèrent non seulement en termes d’énergie locale produite, mais également en termes de gestion. Dans le cas de la gestion heuristique, les ressources renouvelables sont exploitées au maximum, ce qui entraîne généralement un excédent d’énergie à stocker. Cette surabondance d’énergie sollicite les systèmes de stockage d’énergie stationnaire jusqu’à leur saturation, en particulier en l’absence des batteries embarquées dans le véhicule électrique. Les batteries sont contraintes de stocker tout l’excédent d’énergie, ce qui peut entraîner une dégradation de leur état et accélérer leur vieillissement. En revanche, la gestion optimisée utilise les ressources renouvelables de manière plus intelligente. La production d’énergie ne dépend pas uniquement des données météorologiques, comme c’est le cas dans la première méthode, mais également de la demande énergétique, de l’état de charge des batteries et de la présence du véhicule. Cette approche permet une utilisation plus efficace des ressources renouvelables, optimisant ainsi la production d’énergie tout en minimisant les problèmes de stockage excessif et de dégradation des batteries.

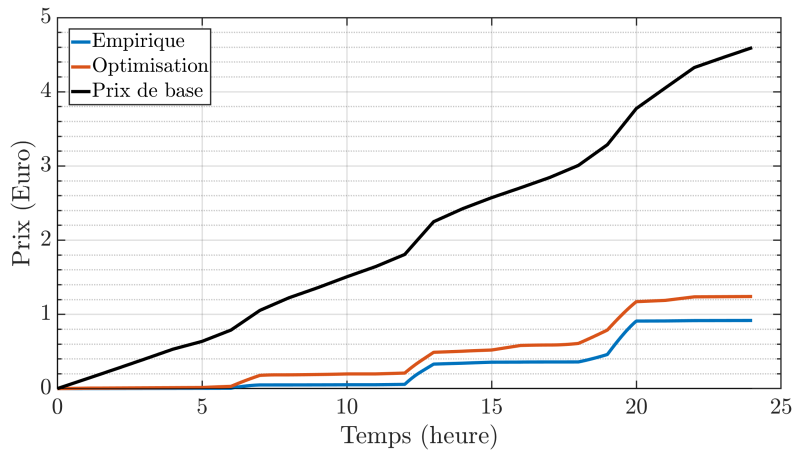


FIGURE 3.21 – Comparaison des coûts de l'énergie sur une journée par les deux méthodes : heuristique et optimisation.

Dans le cadre de la gestion optimisée, les ressources renouvelables ne sont pas exploitées au maximum, ce qui peut entraîner une insuffisance énergétique. Cependant, cette approche présente des avantages en termes de protection et d'optimisation des installations renouvelables. Dans cette gestion, l'état de charge des batteries revient à son niveau initial à la fin de la journée. Cela garantit que les systèmes de stockage sont constamment disponibles, évitant ainsi la saturation ou la décharge complète des batteries. Comparativement à la première méthode, le nombre de cycles de recharge/décharge est réduit, ce qui contribue à prolonger la durée de vie des batteries.

Dans la première approche de gestion, le concept *V2H* n'est pas mis en œuvre, ce qui conduit à une utilisation intensive des batteries. En revanche, dans la gestion optimisée, le véhicule contribue activement aux échanges d'énergie lorsqu'il est présent, ce qui permet de soulager les batteries. Cependant, un inconvénient de la méthode optimisée est qu'elle ne restreint pas l'intervention du réseau, contrairement à la première approche. Cela a un impact sur le prix de l'énergie issue du réseau. La figure 3.21 illustre la disparité des coûts énergétiques entre les méthodes en comparaison avec le prix de base avec 100% d'énergie issue du réseau électrique. Il est évident que l'intégration des ressources renouvelables dans les deux approches de gestion de l'énergie permet de réduire les coûts. Cependant, il est important de souligner que la gestion heuristique se révèle plus économiquement avantageuse que la gestion optimisée. Cette différence s'explique principalement par l'utilisation des ressources renouvelables en mode MPPT dans la première approche.

## 3.5 Commande robuste de l'onduleur 4 bras dans le microgrid en mode îloté

Cette section s'intéresse à la conception d'une loi de commande robuste basée sur l'ADRC d'un onduleur de tension triphasé à quatre bras dans le contexte d'un microgrid îloté. En général, les onduleurs à quatre fils sont utilisés pour fournir un conducteur neutre séparé dans un système d'alimentation triphasé en courant alternatif. L'objectif principal de l'approche proposée est d'améliorer la robustesse du contrôle face aux perturbations du côté de la charge (charges non linéaires et déséquilibrées), aux incertitudes des paramètres du modèle, aux incertitudes de la production d'énergie des ressources énergétiques distribuées et aux conditions de fonctionnement défectueuses. En effet, l'un des avantages clés de l'ADRC est sa capacité à rejeter une large gamme de perturbations, y compris des perturbations déterministes et stochastiques. Par ailleurs, il ne nécessite pas une connaissance précise des caractéristiques des perturbations ni une modélisation précise du système. Comparé aux régulateurs PI conventionnels, cette stratégie de contrôle avancée permet d'améliorer la qualité des formes d'onde de tension et de répondre aux normes et métriques existantes en matière de qualité de l'énergie électrique.

### 3.5.1 Architecture de l'onduleur considéré

La configuration typique d'un onduleur autonome basé sur une source de tension à quatre bras est présentée sur la figure 3.22. Cet onduleur permet d'alimenter des charges triphasées et monophasées avec des formes d'onde de tension équilibrées, en considérant qu'une loi de commande appropriée est mise en œuvre pour rejeter les perturbations, les incertitudes de paramètres et les approximations du modèle dynamique.

Contrairement aux onduleurs triphasés classiques à 2 niveaux, le schéma présenté ici intègre un bras additionnel, dont le point milieu est connecté au point neutre de la charge via un filtre inductif  $L_n$ . Tous les composants et les paramètres de l'onduleur sont optimalement dimensionnés afin de permettre une comparaison équitable entre l'ensemble des régulateurs conçus [161, 162, 163]. Dans le schéma de régulation classique comme présenté dans la figure 3.24, la réponse de la boucle de courant est nettement plus rapide que celle de la tension. Par conséquent, des régulateurs proportionnels-intégrateurs (PI) sont appliqués aux trois boucles de courant, suivis de régulateurs PI dérivés pour le contrôle des tensions. Tous les termes non linéaires et les perturbations sont compensés,



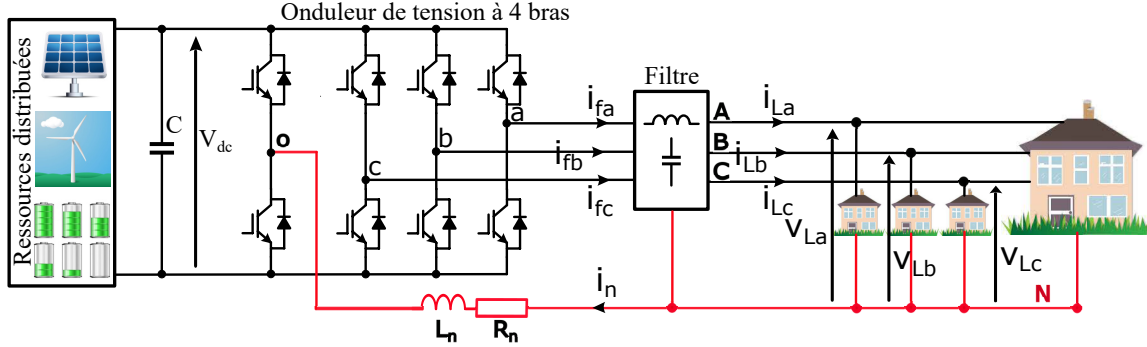


FIGURE 3.22 – Configuration de l'onduleur à 4 bras.

et les paramètres des régulateurs PI sont ajustés de manière adéquate, formant ainsi une base solide en vue d'une comparaison ultérieure avec les stratégies de commande ADRC proposées.

Cette section présente la modélisation dynamique du convertisseur ainsi que la dérivation des lois de commande. L'attention est particulièrement portée sur la méthodologie de conception des approches de commande ADRC.

### 3.5.2 Modélisation de l'onduleur

L'application des lois de Kirchhoff pour les tensions conduit à :

$$\begin{cases} v_{iao} = L_f \frac{di_{fa}}{dt} + R_f i_{fa} + v_{La} + L_n \frac{di_n}{dt} + R_n i_n \\ v_{ibo} = L_f \frac{di_{fb}}{dt} + R_f i_{fb} + v_{Lb} + L_n \frac{di_n}{dt} + R_n i_n \\ v_{ico} = L_f \frac{di_{fc}}{dt} + R_f i_{fc} + v_{Lc} + L_n \frac{di_n}{dt} + R_n i_n \end{cases} \quad (3.14)$$

L'application des lois de Kirchhoff pour les courants conduit à :

$$\begin{cases} C_f \frac{dv_{La}}{dt} = i_{fa} - i_{La} \\ C_f \frac{dv_{Lb}}{dt} = i_{fb} - i_{Lb} \\ C_f \frac{dv_{Lc}}{dt} = i_{fc} - i_{Lc} \\ i_{fa} + i_{fb} + i_{fc} = i_n \end{cases} \quad (3.15)$$

L'application de la transformation de Clarke/Park implique :

$$\begin{cases} \frac{di_{fd}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f}i_{fd} + \omega_e i_{fq} - \frac{v_{Ld}}{L_f} + \frac{v_{id}}{L_f} \\ \frac{di_{fq}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f}i_{fq} - \omega_e i_{fd} - \frac{v_{Lq}}{L_f} + \frac{v_{iq}}{L_f} \\ \frac{di_{fo}}{dt} = -\frac{R_f+3R_n}{L_f+3L_n}i_{fo} - \frac{v_{Lo}}{L_f+3L_n} + \frac{v_{io}}{L_f+3L_n} \end{cases} \quad (3.16)$$

$$\begin{cases} \frac{dv_{Ld}}{dt} = \frac{i_{fd}}{C_f} + \omega_e v_{Lq} - \frac{i_{Ld}}{C_f} \\ \frac{dv_{Lq}}{dt} = \frac{i_{fq}}{C_f} - \omega_e v_{Ld} - \frac{i_{Lq}}{C_f} \\ \frac{dv_{Lo}}{dt} = \frac{i_{fo}}{C_f} - \frac{i_{Lo}}{C_f} \end{cases} \quad (3.17)$$

Notons,

$$\begin{cases} \mathbf{x} = \begin{bmatrix} i_{fo} & i_{fd} & i_{fq} & v_{Lo} & v_{Ld} & v_{Lq} \end{bmatrix}^T & \text{les variables d'état du système,} \\ \mathbf{u} = \begin{bmatrix} v_{io} & v_{id} & v_{iq} & i_{Lo} & i_{Ld} & i_{Lq} \end{bmatrix}^T & \text{les entrées du système,} \\ \mathbf{y} = \begin{bmatrix} v_{Lo} & v_{Ld} & v_{Lq} \end{bmatrix}^T & \text{les sorties du système.} \end{cases} \quad (3.18)$$

En se basant sur ces notations, les équations différentielles ci-dessus peuvent être formulées dans l'espace d'état de la manière suivante :

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}(\omega_e)\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x} \end{cases} \quad (3.19)$$

Où, les matrices  $\mathbf{A}(\omega_e)$ ,  $\mathbf{B}$  et  $\mathbf{C}$  sont données par :

$$\mathbf{A}(\omega_e) = \begin{bmatrix} -\frac{R_f+3R_n}{L_f+3L_n} & 0 & 0 & -\frac{1}{L_f+3L_n} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} & \omega_e & 0 & -\frac{1}{L_f} & 0 \\ 0 & -\omega_e & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & -\frac{1}{L_f} \\ \frac{1}{C_f} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_f} & 0 & 0 & 0 & \omega_e \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_f} & 0 & -\omega_e & 0 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

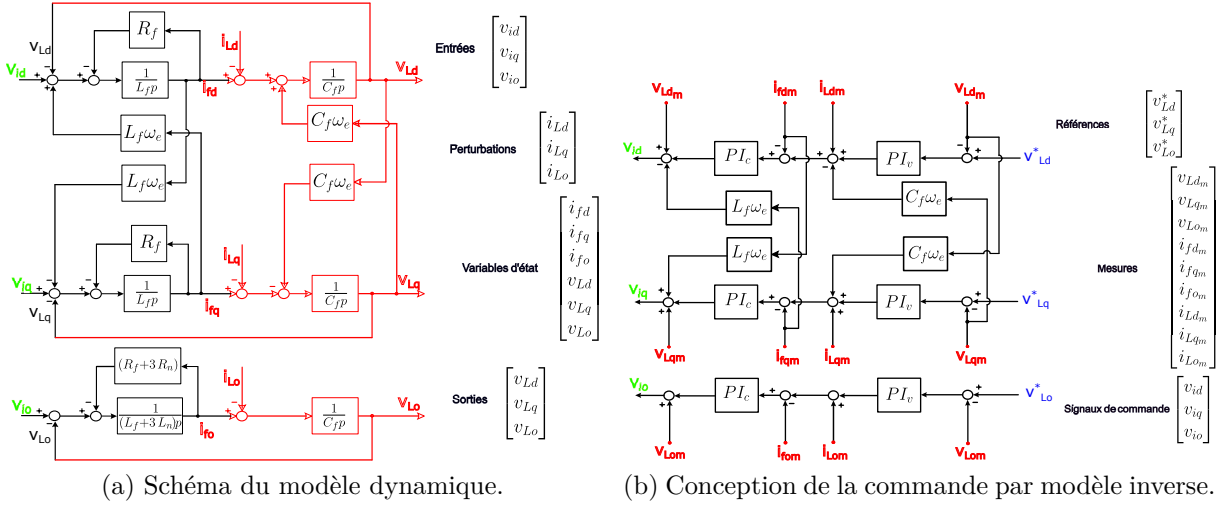


FIGURE 3.23 – Modélisation et commande par modèle inverse de l'onduleur à 4 bras.

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_f+3L_n} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_f} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_f} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_f} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_f} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_f} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$C = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Ces équations conduisent au schéma du modèle dynamique du convertisseur dans le référentiel synchrone  $dqo$  tel qu'illustré à la Fig 3.23a. Il est à noter que les variables d'entrée  $i_{Lo}$ ,  $i_{Ld}$  et  $i_{Lq}$ , qui représentent les courants de charge, peuvent être considérées comme des "perturbations" dont les valeurs et la dynamique sont inconnues. Par conséquent, ces perturbations devraient être rejetées par les stratégies de contrôle basées sur l'ADRC proposées. Pour les régulateurs proportionnels-intégrateurs (PI), ces perturbations doivent être considérées comme des signaux de rétroaction afin d'assurer la convergence et une réponse dynamique appropriée.

### 3.5.3 Synthèse de la commande PI

Dans le cadre de la conception classique de la commande reposant sur l'inversion du modèle dynamique, tel qu'illustré dans la Fig. 3.23b, on recourt à un schéma de régulation en cascade avec des régulateurs proportionnel-intégrale (PI). La réponse de la boucle de courant s'avère nettement plus rapide que celle de la tension, et l'ajustement des paramètres du régulateur de courant est généralement plus aisé. Le contrôle de la tension de sortie est accompli en prenant en compte une compensation adéquate de tous les termes non linéaires et les termes de couplage. De plus, les mêmes paramètres peuvent être appliqués à l'ensemble des régulateurs PI de courant en raison de dynamiques similaires. La fonction de transfert en boucle ouverte du régulateur PI peut être exprimée comme suit :

$$H_0 = \frac{K_{pc}(1 + \tau_{ic}s)}{\tau_{ic}s} \frac{\frac{1}{R_f}}{\left(1 + \frac{L_f}{R_f}s\right)(1 + T_d s)} \quad (3.23)$$

Avec  $K_{pc}$  et  $\tau_{ic}$  désignant les paramètres du régulateur PI, et  $T_d$  représentant une constante de temps correspondant aux retards des capteurs de courant et du convertisseur de puissance.

En utilisant la méthode de compensation du pôle dominant et en fixant le facteur d'amortissement de la boucle fermée à la valeur désirée ( $\xi = 0.707$  dans cette étude), les paramètres suivants des régulateurs PI sont dérivés :

$$\begin{cases} \tau_{ic} = \frac{L_f}{R_f} \\ K_{pc} = \frac{R_f \times \tau_{ic}}{2T_d} \end{cases} \quad (3.24)$$

Les régulateurs de tension génèrent les références de courant en fonction de la demande en termes de puissances active et réactive. Les paramètres des régulateurs de tension de type PI peuvent être ajustés de plusieurs manières. Dans cette étude, la méthode d'optimisation non symétrique (NSOM) est choisie. La NSOM repose sur un modèle approximatif du deuxième ordre (déterminé par des simulations ou des expériences) du système caractérisé par deux paramètres,  $T_Q$  et  $K_Q$ . La constante de temps généralisée  $T_Q = \frac{1}{\omega_Q}$  inclut tous les retards temporels dans la boucle de tension, et  $K_Q$  est le taux de pente de la réponse indicelle en boucle ouverte. Ainsi, les paramètres PI peuvent être obtenus selon [164, 165] de la manière suivante :

$$\begin{cases} K_{pv} = \gamma_c \frac{\omega_Q}{K_Q \sqrt{\alpha_c}} \\ \tau_{iv} = \frac{\omega_Q}{\alpha_c} \end{cases} \quad (3.25)$$

Où  $\gamma_c$  est un gain correcteur choisi en fonction de la valeur crête de la résonance souhaitée et  $\alpha_c$  est calculé en fonction de la marge de phase spécifiée  $\Delta\Phi$ . En effet, en présence de phénomènes non modélisés tels que des perturbations inattendues ou des incertitudes dans les paramètres du système, la réponse du système peut dévier du comportement attendu, et la stabilité du système peut être affectée. En concevant le système de manière à avoir une marge de gain et une marge de phase suffisantes, le système peut tolérer une certaine quantité d'incertitude et de perturbations sans devenir instable. Le schéma-bloc des régulateurs PI conçus est fourni dans la Fig. 3.24. Cette figure montre qu'afin d'atteindre une commande des courants et des tensions avec prise en compte de tous les termes non linéaires, 9 mesures sont nécessaires comme indiqué dans la Fig. 3.23b. C'est l'un des principaux inconvénients des régulateurs PI, car cela nécessite des mesures de courants de charge, c'est-à-dire  $i_{Ld}$ ,  $i_{Lq}$  et  $i_{Lo}$ . Il sera démontré plus tard qu'en utilisant les approches de commande basées sur l'ADRC proposées, il n'est pas nécessaire de mesurer ces courants de charge.

### 3.5.4 Synthèse de la commande par rejet actif des perturbations (ADRC)

Il est à noter que la procédure d'ajustement des régulateurs PI repose sur la connaissance d'un modèle approximatif et des paramètres du système. De plus, les perturbations (courants de charge et comportement inattendu des composants) et la dynamique non linéaire ne sont pas pris en compte dans la conception des régulateurs PI. Ainsi, pour surmonter ces problèmes, la commande ADRC utilise un régulateur non linéaire (NLC) avec un observateur d'état étendu (ESO) pour obtenir une convergence rapide et un rejet efficace des perturbations.

#### Fondements de l'ADRC

Dans l'approche de commande basée sur l'ADRC, une expression canonique du modèle du système dans l'espace d'état du système telle que fournie dans (3.19), avec la 'perturbation totale' considérée comme une variable d'état étendue, est nécessaire. L'ordre de

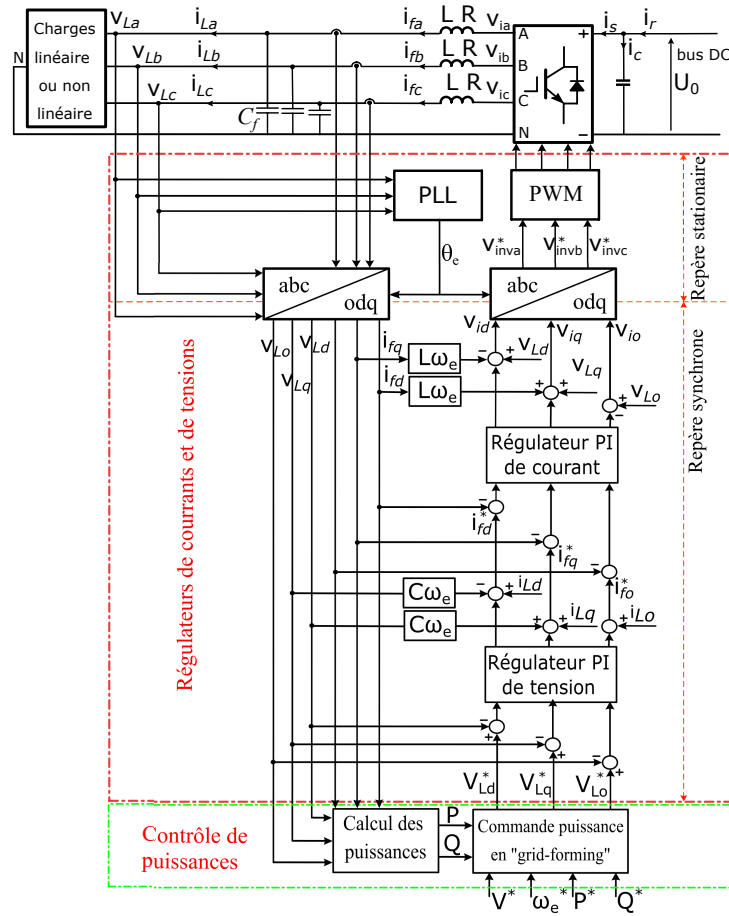


FIGURE 3.24 – Commande par des régulateurs PI de l'onduleur.

l'ADRC dépend de l'ordre de dérivé de la variable d'état à contrôler. Considérons un système de premier ordre décrit par l'équation d'état suivante :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = F + b.u \\ y = x_1 \end{cases} \quad (3.26)$$

où  $u$  est l'entrée du système,  $b$  est une constante, et  $F$  représente la perturbation totale (combinant les dynamiques inconnues et les perturbations externes) qui est considérée comme une variable d'état étendue  $x_2$  à être estimée par l'observateur d'état étendu (ESO).

La Figure 3.25 représente le schéma général de la commande ADRC du premier ordre. Dans cette figure,  $e$  est l'erreur de suivi,  $b_0$  est une valeur approximative estimée de la constante  $b$  du système donné par (3.26), et l'ESO a deux sorties, qui sont l'estimation de

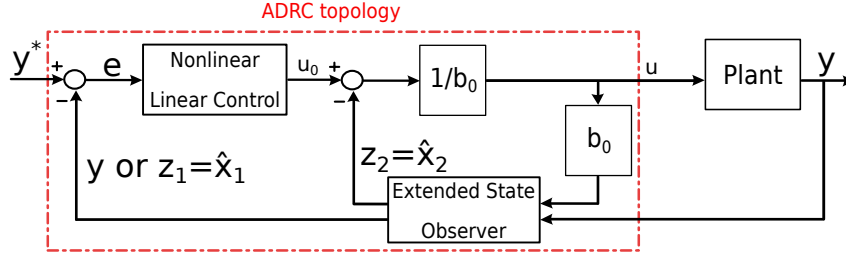


FIGURE 3.25 – Topologie de la commande ADRC du premier ordre..

la sortie du système  $z_1$  et la perturbation totale estimée  $z_2 = \hat{F}$ . Dans la loi de commande non linéaire, une fonction non linéaire, notée *fal*, est appliquée et s'exprime comme suit :

$$fal(x, \alpha, \delta) = \begin{cases} |x|^\alpha sign(x), & |x| > \delta \\ \frac{x}{\delta^{1-\alpha}}, & |x| < \delta \end{cases} \quad (3.27)$$

où  $x$  représente l'entrée principale, qui est l'information d'erreur. Le paramètre  $0 < \alpha < 1$  permet à la fonction d'avoir un effet réduit pour une grande entrée  $x$  et le paramètre  $\delta > 0$  introduit une zone linéaire pour éviter une valeur de fonction trop importante pour une petite entrée  $x$ . La commande non linéaire est donné par :

$$u_0 = k_1 \times fal(e, \alpha_0, \delta), \quad (3.28)$$

avec  $k_1$  est le gain du régulateur. En outre, l'ESO peut être formulé de la manière suivante :

$$\begin{cases} \epsilon = z_1 - y \\ \dot{z}_1 = z_2 + b_0 u + \beta_1 fal(\epsilon, \alpha_1, \delta) \\ \dot{z}_2 = -\beta_2 fal(\epsilon, \alpha_2, \delta) \end{cases} \quad (3.29)$$

avec  $\beta_1$  et  $\beta_2$  représentent les gains de l'ESO.

Enfin, la sortie du régulateur ADRC est donnée par  $u = \frac{u_0 - z_2}{b_0}$ . Il est à noter qu'il est possible de déplacer le gain  $\frac{1}{b_0}$  sur le signal  $z_2$  dans la Fig. 3.25, ce qui implique la sortie du régulateur suivante :  $u = u_0 - \frac{z_2}{b_0}$ . Ceci est utile pour réduire la sortie non linéaire  $u_0$  et le gain du régulateur  $k_1$  pour une valeur très grande de  $b_0$ .

### Commande ADRC en cascade du premier ordre

Dans la configuration proposée de la commande ADRC en cascade pour l'onduleur à 4 bras, les paramètres du régulateur de la boucle de courant sont déduits à partir des équations de modélisation des courants dans le référentiel  $dqo$  :

$$\begin{cases} \frac{di_{fd}}{dt} = \left(-\frac{R_f}{L_f}i_{fd} + \omega_e i_{fq} - \frac{v_{Ld}}{L_f}\right) + \frac{v_{id}^*}{L_f} \\ \frac{di_{fq}}{dt} = \left(-\frac{R_f}{L_f}i_{fq} - \omega_e i_{fd} - \frac{v_{Lq}}{L_f}\right) + \frac{v_{iq}^*}{L_f} \\ \frac{di_{fo}}{dt} = \left(-\frac{R_f+3R_n}{L_f+3L_n}i_{fo} - \frac{v_{Lo}}{L_f+3L_n}\right) + \frac{v_{io}^*}{L_f+3L_n} \end{cases} \quad (3.30)$$

À partir de (3.26) et (3.30), on peut déduire que  $b = \frac{1}{L_f}$  est le même pour le modèle dynamique des courants pour les axes  $d$  et  $q$ , mais il est différent pour l'axe  $o$  et est égal à  $b = \frac{1}{L_f+3L_n}$ . De plus, le terme de perturbation  $F$  a des expressions différentes suivant les axes du référentiel  $dqo$ . Ce terme de perturbation peut être inconnu ou non modélisé et doit être estimé grâce à l'observateur d'état étendu (ESO). Par conséquent, les mêmes régulateurs peuvent être mis en oeuvre pour les trois boucles de courant car seule une estimation approximative de  $b$  est requise. En appliquant l'approche ADRC, les régulateurs de courant suivant les axes  $d-$  et  $q-$  ainsi que de l'axe  $o$  sont donnés par les équations suivantes :

$$\begin{cases} ESO : \begin{cases} \epsilon_{dq} = z_{1dq} - i_{fdq} \\ \dot{z}_{1dq} = z_{2dq} + \frac{1}{L_f} \times u - \beta_{1c} \times fal(\epsilon_{dq}, 0.5, 2) \\ \dot{z}_{2dq} = -\beta_{2c} \times fal(\epsilon_{dq}, 0.25, 2) \end{cases} \\ TrackingError : e = i_{fdq}^* - z_{1dq} \\ NLC : \begin{cases} u_0 = k_{1c} \times fal(e, 0.5, 2) \\ u = u_0 - L_f \times z_{2dq} = v_{idq}^* \end{cases} \end{cases} \quad (3.31)$$

$$\begin{cases} ESO : \begin{cases} \epsilon_0 = z_{10} - i_{f0} \\ \dot{z}_{10} = z_{20} + \frac{1}{L_f+3L_n} \times u - \beta_{1c} \times fal(\epsilon_0, 0.5, 2) \\ \dot{z}_{20} = -\beta_{2c} \times fal(\epsilon_0, 0.25, 2) \end{cases} \\ TrackingError : e = i_{f0}^* - z_{10} \\ NLC : \begin{cases} u_0 = k_{1c} \times fal(e, 0.5, 2) \\ u = u_0 - (L_f + 3L_n) \times z_{20} = v_{i0}^* \end{cases} \end{cases} \quad (3.32)$$



où  $z_{1x}$  est le courant estimé par l'observateur d'état étendu (ESO) et  $z_{2x}$  est l'estimation de la perturbation totale de la boucle de courant considérée ' $x$ '. Les gains de l'ESO et du NLC sont réglés intuitivement par essais et erreurs comme suit :  $\beta_{1c} = 90000$ ,  $\beta_{2c} = 60000$  et  $k_{1c} = 150$ .

Pour les régulateurs de tension, la variable à contrôler est la tension de sortie  $y = v_{Ldqo}$ , et les sorties des régulateurs sont les références de courant  $dqo$   $u = i_{dqo}^*$ . En se basant sur (3.35), la dérivée première des tensions suivant les axes  $dqo$  est donnée par :

$$\begin{cases} \frac{dv_{Ld}}{dt} = \left( \omega_e v_{Lq} - \frac{i_{Ld}}{C_f} \right) + \frac{i_{fd}^*}{C_f} \\ \frac{dv_{Lq}}{dt} = \left( -\omega_e v_{Ld} - \frac{i_{Lq}}{C_f} \right) + \frac{i_{fq}^*}{C_f} \\ \frac{dv_{Lo}}{dt} = \left( -\frac{i_{Lo}}{C_f} \right) + \frac{i_{fo}^*}{C_f} \end{cases} \quad (3.33)$$

Lorsque l'on compare (3.33) avec la formule générale du modèle fournie dans (3.26), la constante  $b = \frac{1}{C_f}$  est la même pour le modèle dynamique des tensions dans les axes  $d$ ,  $q$  et  $o$ . Bien que la perturbation totale  $F$  ait des expressions différentes, les régulateurs de tension de type ADRC sont identiques car on suppose que  $F$  est inconnue. Par conséquent, les régulateurs de tension sont donnés par :

$$\begin{cases} ESO : \begin{cases} \epsilon_v = z_{1v} - v_{Ldq0} \\ \dot{z}_{1v} = z_{2v} + \frac{1}{C_f} \times u - \beta_{1v} \times fal(\epsilon_v, 0.5, 0.01) \\ \dot{z}_{2v} = -\beta_{2v} \times fal(\epsilon_v, 0.25, 0.01) \end{cases} \\ TrackingError : e_v = v_{Ldq0}^* - z_{1v} \\ NLC : \begin{cases} u_0 = k_{1v} \times fal(e_v, 0.3, 0.01) \\ u = C_f \times (u_0 - z_{2v}) = i_{fdq0}^* \end{cases} \end{cases} \quad (3.34)$$

En raison du fait que les dynamiques des boucles de tension sont plus lentes que celles des boucles de courant, les gains de l'observateur d'état étendu (ESO) et du régulateur non linéaire (NLC) sont plus petits que ceux du régulateur de courant et sont ajustés par simulation comme suit :  $\beta_{1v} = 36$ ,  $\beta_{2v} = 3$  et  $k_{1v} = 20$ .

### Commande ADRC du deuxième ordre

Les régulateurs ADRC du premier ordre en cascade présentés précédemment peuvent être regroupés en un régulateur ADRC du deuxième ordre en supposant que la dérivée du second ordre des tensions de sortie est connue et s'exprime comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \ddot{v}_{Ld} = \left( k_{dq} i_{fd} + \frac{\omega_e}{C_f} i_{fq} - \frac{1}{L_f C_f} v_{Ld} + \omega_e \frac{dv_{Lq}}{dt} - \frac{1}{C_f} \frac{di_{Ld}}{dt} \right) + \frac{1}{L_f C_f} v_{id}^* \\
 = F_d + b_d \times v_{id}^* \\
 \ddot{v}_{Lq} = \left( k_{dq} i_{fq} - \frac{\omega_e}{C_f} i_{fd} - \frac{1}{L_f C_f} v_{Lq} - \omega_e \frac{dv_{Ld}}{dt} - \frac{1}{C_f} \frac{di_{Lq}}{dt} \right) + \frac{1}{L_f C_f} v_{iq}^* \\
 = F_q + b_q \times v_{iq}^* \\
 \ddot{v}_{Lo} = \left( k_o i_{f0} - \frac{1}{(L_f + 3L_n)C_f} - \frac{1}{C_f} \frac{di_{Lo}}{dt} \right) + \frac{1}{(L_f + 3L_n)C_f} v_{i0}^* \\
 = F_0 + b_0 \times v_{i0}^*
 \end{array} \right. \quad (3.35)$$

avec  $k_{dq} = -\frac{R_f}{L_f C_f}$  et  $k_o = -\frac{R_f + 3R_n}{(L_f + 3L_n)C_f}$ . Étant donné que les perturbations totales  $F_d$ ,  $F_q$  et  $F_0$  peuvent être supposées inconnues et ensuite estimées à l'aide de l'ESO et rejetées par l'ADRC du deuxième ordre, l'ADRC a des paramètres identiques pour les axes  $d$ - et  $q$ -. Cependant, le régulateur de l'axe  $o$ - est légèrement différent car  $b_0 \neq b_d = b_q$ . Les régulateurs ADRC de tension du deuxième ordre pour l'onduleur à 4 bras peuvent être conçus comme suit [166] :

$$\left\{ \begin{array}{l}
 ESO : \left\{ \begin{array}{l}
 \epsilon_v = z_{1v} - v_{Ldqo} \\
 \dot{z}_{1v} = z_{2v} - \beta_{1v} \epsilon_v \\
 \dot{z}_{2v} = z_{3v} + b_{dqo} \times u - \beta_{2v} \times \text{fal}(\epsilon_v, 0.9, 0.01) \\
 \dot{z}_{3v} = -\beta_{3v} \times \text{fal}(\epsilon_v, 0.9, 0.01)
 \end{array} \right. \\
 TrackingError : e_{1v} = v_{Ldqo}^* - z_{1v}, e_{2v} = \dot{e}_{1v} \\
 NLC : \left\{ \begin{array}{l}
 u_0 = k_{1v} \times \text{fal}(e_{1v}, 0.5, 0.01) + k_{2v} \times \text{fal}(e_{2v}, 1.1, 0.01) \\
 u = u_0 - \frac{z_{3v}}{b_{dqo}} = v_{idqo}^*
 \end{array} \right.
 \end{array} \right. \quad (3.36)$$

La commande ADRC du deuxième ordre prend la forme illustrée dans la Fig. 3.26. Les variables  $z_1$ ,  $z_2$ , et  $z_3$  représentent les estimations des tensions de sortie, de leurs dérivées, et de la perturbation totale, respectivement. La paramètres  $\beta_{1v}$ ,  $\beta_{2v}$ , et  $\beta_{3v}$  sont les gains de l'ESO, tandis que  $k_{1v}$  et  $k_{2v}$  sont les gains du NLC. Bien que le régulateur permette de calculer directement les tensions de l'onduleur à partir des erreurs de suivi des tensions de sortie, l'ADRC du deuxième ordre est plus complexe et nécessite l'utilisation de gains élevés dans l'ESO en raison des expressions compliquées des perturbations totales. La

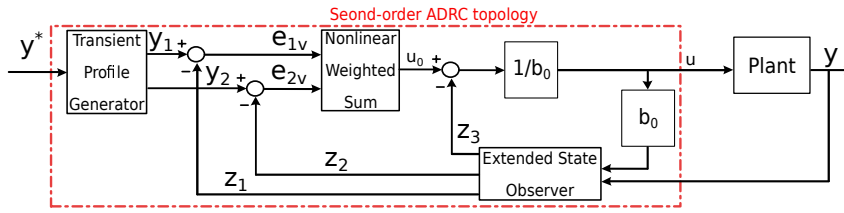
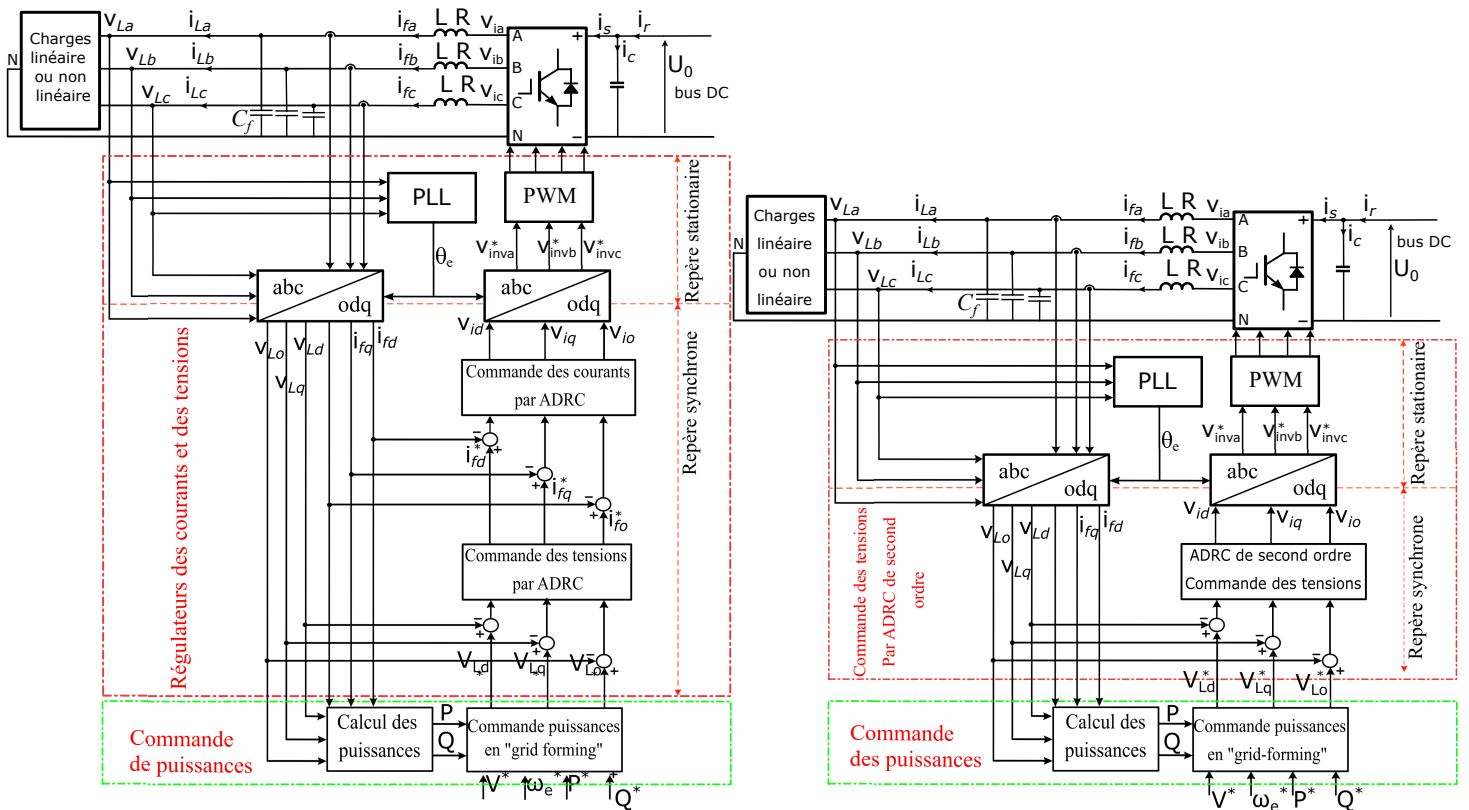


FIGURE 3.26 – Topologie de la commande ADRC du deuxième ordre.



(a) Commande ADRC de premier ordre.

(b) Commande ADRC de second ordre.

FIGURE 3.27 – Commande de type ADRC d'un onduleur 4 bras.

dérivée de l'erreur de suivi peut être approximée par :

$$e_{2v} = \dot{e}_{1v} = \frac{1}{\tau_2 - \tau_1} \left( \frac{1}{1 + \tau_1 s} - \frac{1}{1 + \tau_2 s} \right) e_{1v} \quad (3.37)$$

avec,  $\tau_1 = 0.001$  et  $\tau_2 = 0.0015$ .

### 3.6 Résultats de simulation de la commande robuste

Pour évaluer les performances de la stratégie de commande proposée pour un microgrid en mode îloté, des simulations ont été réalisées à l'aide de MATLAB/Simulink, en mettant particulièrement l'accent sur la méthodologie de conception. Tous les composants de l'onduleur à 4 bras ont été conçus de manière appropriée en se basant sur [161, 162, 163]. L'onduleur conçu représente un circuit triphasé d'un onduleur à quatre fils de 20 kW, 400 V et 50 Hz. Les onduleurs IGBT utilisent la technique de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (MLI) avec une fréquence porteuse de  $F_s = 20$  kHz pour convertir la tension du bus continu provenant d'une source de 620 V en une tension alternative de 230 V, 50 Hz. L'onduleur alimente des charges déséquilibrées et non linéaires. Le filtre  $L - C$  et l'inductance du neutre  $L_n$ , utilisés à la sortie du convertisseur pour filtrer les fréquences harmoniques autour de la fréquence de commutation  $F_s$ , sont données par  $L_f = 2.52$  mH,  $C_f = 196$   $\mu$ F, et  $L_n = 0.25$  mH. L'onduleur à 4 bras fonctionne en boucle fermée et un ADRC a été implémenté pour assurer l'immunité aux incertitudes et aux perturbations. En se basant sur [167], plusieurs critères de qualité d'énergie peuvent être utilisés pour évaluer les performances de l'approche proposée dans divers modes de fonctionnement. Deux critères sont considérés pour l'évaluation des performances, à savoir :

- La taux de distorsion harmonique (THD) de la tension de sortie :

$$THD = \frac{\sqrt{V_{Lh_2}^2 + V_{Lh_3}^2 + V_{Lh_4}^2 + \dots + V_{Lh_n}^2}}{V_{LF}} \quad (3.38)$$

où  $V_{Lh_n}$  et  $V_{LF}$  représentent respectivement la valeur efficace (RMS) de l'harmonique d'ordre  $n$  et le fondamental de la tension de sortie.

- Le facteur de déséquilibre de la tension (VUF), défini selon la norme IEC 60034–26 comme suit :

$$\begin{aligned} VUF(\%) &= \frac{\text{Composante inverse}}{\text{Composante directe}} \times 100 \\ &= \frac{v_{La}[n] + v_{Lb}[n]e^{j\frac{4\pi}{3}} + v_{Lc}[n]e^{j\frac{2\pi}{3}}}{v_{La}[n] + v_{Lb}[n]e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_{Lc}[n]e^{j\frac{4\pi}{3}}} \times 100 \end{aligned} \quad (3.39)$$

Un schéma bloc de la commande ADRC implémenté dans le logiciel MATLAB/Simulink est présenté sur la Figure 3.27. Les régulateurs ADRC du premier et du deuxième ordre

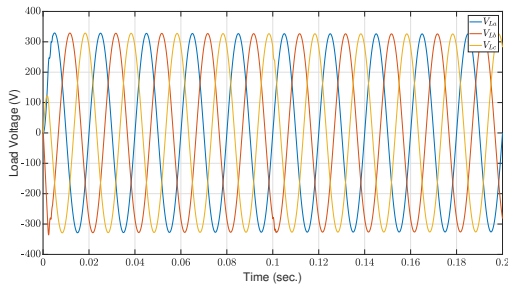
ont été étudiés et les résultats ont été comparés avec des régulateurs PI conventionnels illustrés dans la Figure 3.24. Le schéma des régulateurs ADRC du premier ordre est présenté dans la Figure 3.27a, tandis que celui des régulateurs ADRC du deuxième ordre est donné par la Figure 3.27b. L'efficacité et la robustesse des régulateurs proposés basés sur l'ADRC sont évaluées pour plusieurs conditions de charge et diverses incertitudes des paramètres du filtre de sortie. Dans ce qui suit, trois scénarios sont pris en compte pour l'évaluation des performances, à savoir :

- Charge linéaire considérant à la fois des charges équilibrées et déséquilibrées ;
- Charge non linéaire examinant des charges équilibrées et déséquilibrées ;
- Incertitudes des paramètres du filtre de sortie en considérant des conditions de charge sévères.

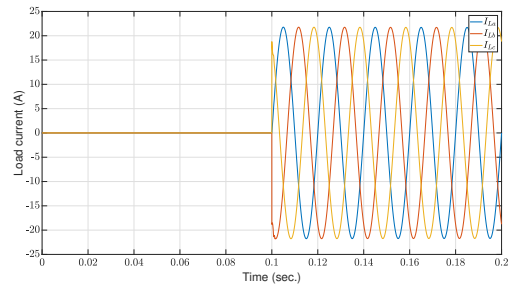
### 3.6.1 Simulation avec des charges linéaires

Les performances de la commande ADRC proposée est évaluée lorsque l'onduleur est soumis à une perturbation transitoire de charge équilibrée. En effet, un test avec un échelon de charge entre une charge équilibrée nulle et une charge maximale est réalisé. La Figure 3.28 représente les formes d'onde des tensions de sortie et des courants sous des conditions de charge linéaire. On peut déduire de cette figure que les stratégies de contrôle considérées se comportent presque de la même manière lors de l'utilisation de charges linéaires. La Figure 3.29 donne l'évolution du THD et du VUF de la tension pour une charge linéaire transitoire. Ces résultats préliminaires confirment les affirmations précédentes. En effet, il apparaît que les tensions de sortie ne sont pas ou peu affectées par les changements de charge brusques, quel que soit le contrôleur utilisé, car à la fois le THD et le VUF sont maintenus à un niveau raisonnable en dessous de 1%. Il est à noter que les contrôleurs PI utilisent un maximum de capteurs de mesure ; 3 capteurs de tension et 6 transducteurs de courant. Les ADRC de premier et deuxième ordre utilisent respectivement 6 (3 capteurs de tension et 3 transducteurs de courant) et 3 transducteurs (3 capteurs de tension). C'est un avantage considérable pour l'ADRC de deuxième ordre, en tenant compte de la perspective de mise en oeuvre expérimental dans une application industrielle.

D'autres simulations ont été réalisées sous une perturbation transitoire de charge déséquilibrée. En effet, la phase 'a' est restée non chargée tandis que les phases 'b' et 'c' subissent un changement de charge, passant d'un fonctionnement à vide à la charge maximale. Les courants de sortie résultants, les tensions de sortie, ainsi que les mesures de THD et de VUF sont présentés dans les figures 3.30 et 3.31. On peut conclure à partir

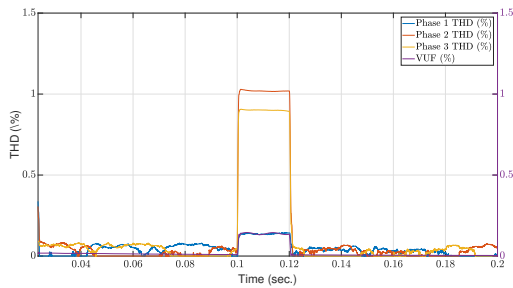


(a) Formes d'ondes des tensions.

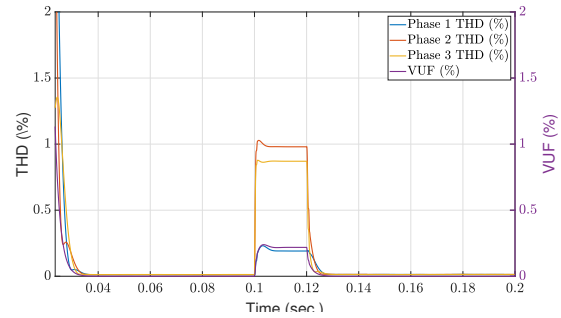


(b) Formes d'ondes des courants.

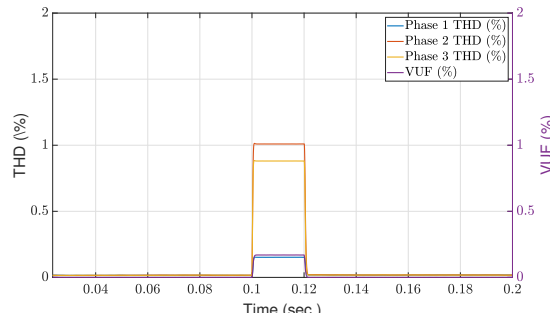
FIGURE 3.28 – Formes d'ondes des tensions et des courants sous un échelon de charge linéaire.



(a) Commande PI.



(b) Commande ADRC de premier ordre.



(c) Commande ADRC de second ordre.

FIGURE 3.29 – THD and VUF des tensions de sortie pour une charge linéaire équilibrée.

de ces figures que les commandes ADRC sont efficaces pour réduire le VUF dans des conditions de charge déséquilibrée sans nécessité de compenser les courants de charge. La symétrie des tensions de sortie s'améliore considérablement en utilisant l'approche basée sur l'ADRC. Les valeurs de VUF sont passées de 0.1% dans le cas des contrôleurs PI à 0.03% dans le cas des approches ADRC. Les valeurs de VUF obtenues respectent la

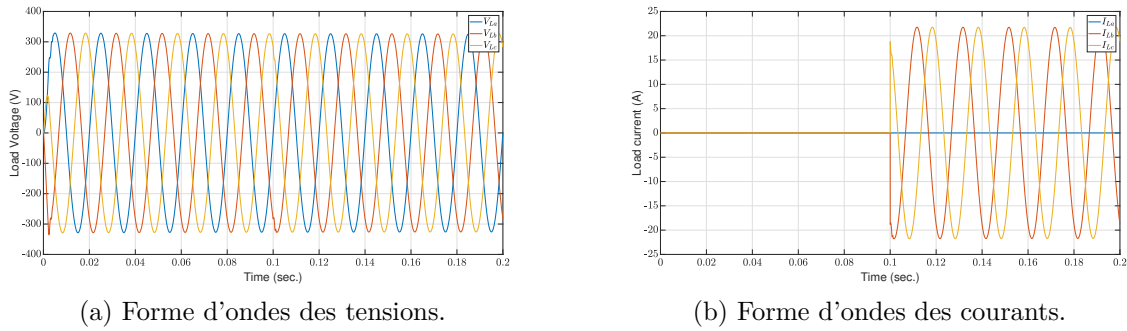


FIGURE 3.30 – Résultats des simulations pour une charge linéaire déséquilibrée.

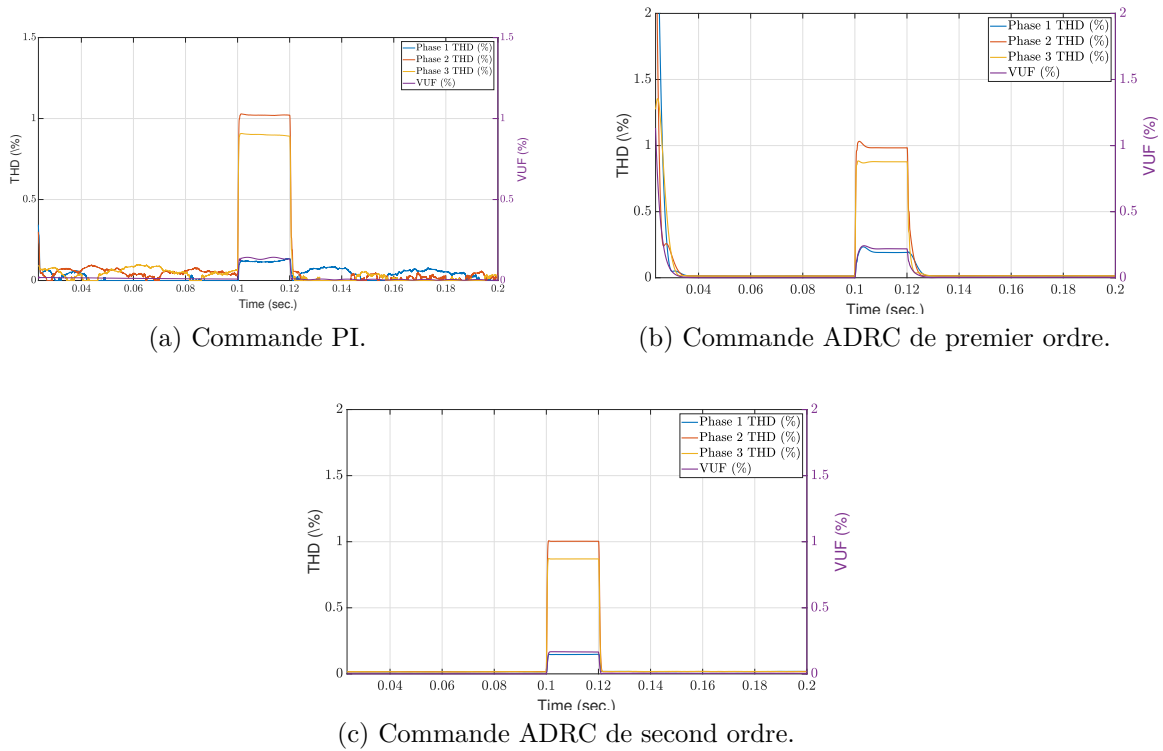


FIGURE 3.31 – THD and VUF des tensions de sortie pour une charge linéaire déséquilibrée.

norme IEEE 141, qui limite le déséquilibre de tension de phase à 2% ou 2.5% afin de réduire le risque de dysfonctionnements de charge et de dommages potentiels. De plus, des conclusions similaires peuvent être tirées de ces résultats pour le THD, car les valeurs mesurées sont équivalentes avec les contrôleurs PI et ADRC, sachant que la mesure des courants de charge n'est pas nécessaire pour les approches basées sur l'ADRC.

### 3.6.2 Simulation avec des charges non linéaires

Pour évaluer les performances de la stratégie de contrôle proposée dans des conditions de charge non linéaire équilibrée et déséquilibrée, les circuits à redresseur à diodes représentés par la Figure 3.32 sont utilisés. Les paramètres de la charge sont donnés comme suit :  $R = 20 \Omega$ ,  $C = 150 \mu F$ ,  $L = 0.2 mH$ ,  $R_a = 15 \Omega$ ,  $R_b = 20 \Omega$ ,  $R_c = 30 \Omega$ ,  $L = 40 mH$  et  $C_c = 250 \mu F$ . Les formes d'ondes des courants de charge non linéaires pour des charges équilibrées et déséquilibrées sont fournies par la Figure 3.33.

Les Figures 3.34, 3.35 et 3.36 présentent les formes d'ondes des tensions de sortie et des courants pour des charges équilibrées (Fig. 3.32a). Nous pouvons constater que le schéma de contrôle proposé basé sur l'ADRC améliore indiscutablement la qualité des tensions de charge en réduisant le taux de distorsion harmonique totale mesuré. En effet, le THD est réduit à une valeur égale à 1,1% avec les régulateurs PI à 0,2% pour les deux approches ADRC. De plus, le VUF est également amélioré avec une valeur moindre pour la commande ADRC.

De plus, des simulations ont été conduites avec des charges non linéaires déséquilibrées, comme illustré dans la Fig. 3.32b et les résultats sont présentés dans les Figures 3.37, 3.38, et 3.39. Les résultats obtenus confirment de manière évidente que les approches basées sur l'ADRC surpassent les régulateurs PI en termes d'équilibre des formes d'ondes de tension de sortie. En effet, la stratégie de contrôle proposée permet d'atteindre le THD le plus bas (passant de 1.6% avec les régulateurs PI à 0.8% et 0.95% de THD pour l'ADRC de premier et deuxième ordre, respectivement) et améliore le facteur de déséquilibre des tensions (VUF), ce qui contribue à améliorer la qualité de l'énergie et à limiter de manière significative les effets des perturbations. De plus, il est important de noter que les régulateurs basés sur l'ADRC ne nécessitent pas la mesure des courants de charge, ceux-ci étant considérés comme une perturbation estimée à l'aide d'un observateur étendu.

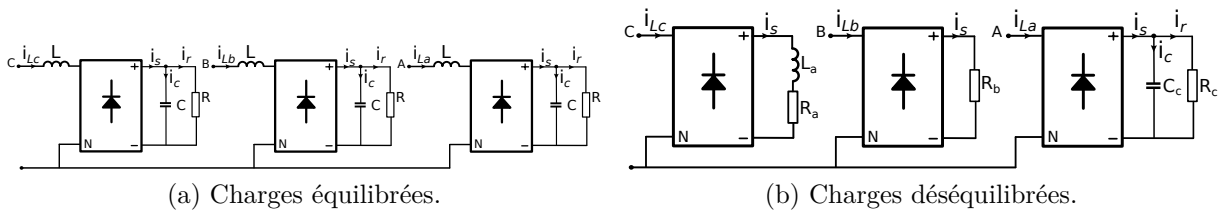


FIGURE 3.32 – Topologie des charges non linéaires.



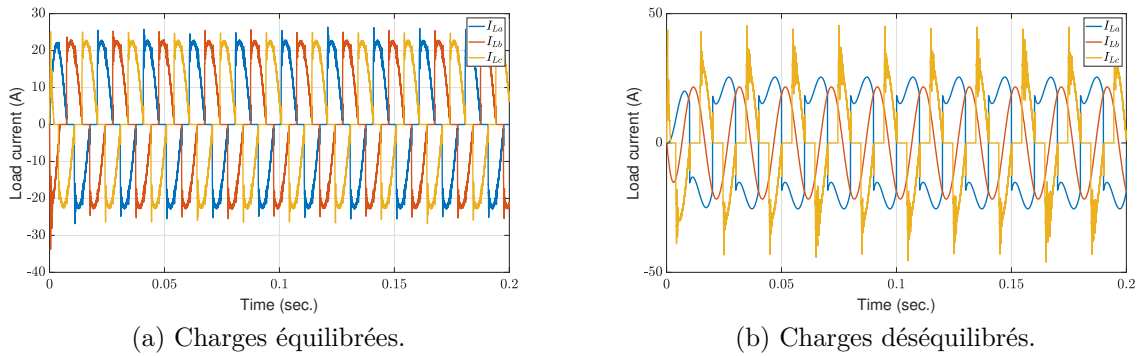


FIGURE 3.33 – Forme d'onde des courants pour des charges non linéaires.

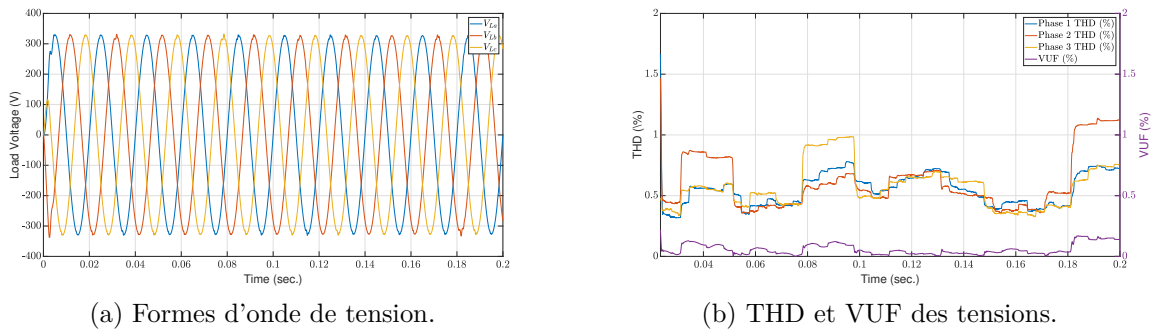
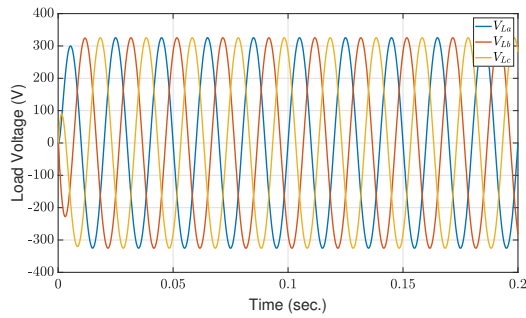


FIGURE 3.34 – Résultats de simulation pour les régulateurs PI sous charge non linéaire équilibrée.

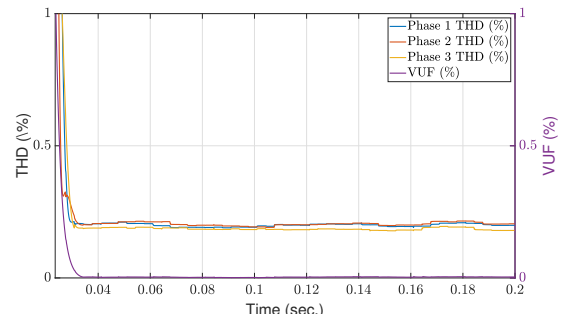
Il est également à noter que l'ADRC de deuxième ordre présente l'avantage de n'impliquer que trois boucles de rétroaction de tension, simplifiant ainsi le contrôle et réduisant les besoins en transducteurs de mesure et les coûts calculatoires. Cependant, aucune limitation des courants n'est implantée. Par conséquent, il est impératif de mettre en oeuvre une stratégie appropriée de limitation du courant pour assurer la protection contre les surintensités.

### 3.6.3 Simulation avec déséquilibre entre phases

Des simulations supplémentaires ont été réalisées pour une déconnexion abrupte des phases du réseau et en présence de charges non linéaires déséquilibrées. En effet, la phase 'a' est déconnectée à  $t = 0.1$  sec et la phase 'c' est déconnectée à  $t = 0.2$  sec. La Figure 3.40 montre la forme d'onde du courant lors de la déconnexion des phases de l'onduleur.

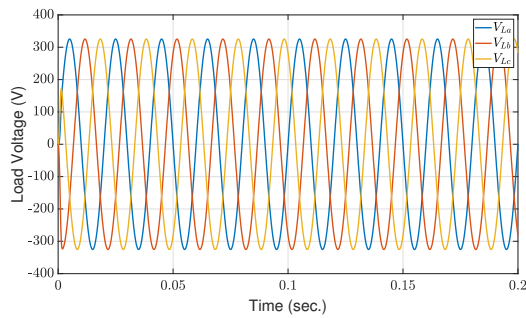


(a) Formes d'onde de tension.

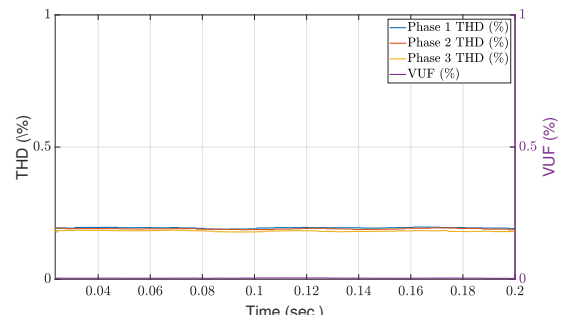


(b) THD et VUF des tensions.

FIGURE 3.35 – Résultats de simulation pour l'ADRC de premier ordre sous charge non linéaire équilibrée.

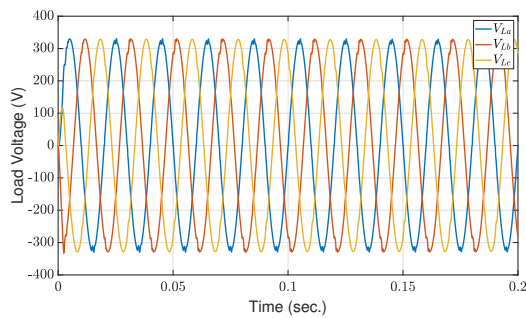


(a) Formes d'onde de tension.

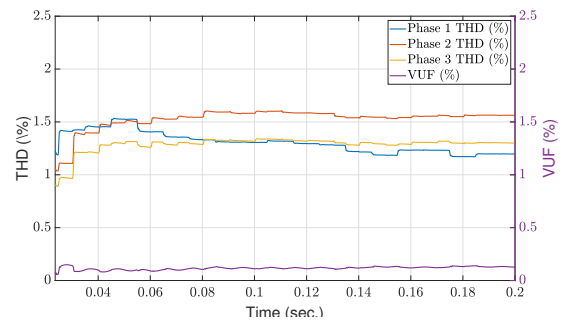


(b) THD et VUF des tensions.

FIGURE 3.36 – Résultats de simulation pour l'ADRC de second ordre sous charge non linéaire équilibrée.



(a) Formes d'onde de tension.



(b) THD et VUF des tensions.

FIGURE 3.37 – Résultats de simulation pour les régulateurs PI sous charge non linéaire déséquilibrée..

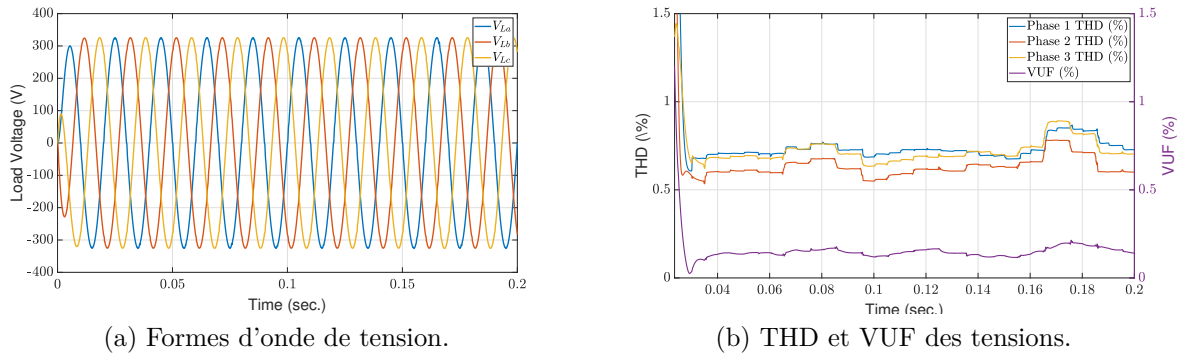


FIGURE 3.38 – Résultats de simulation pour l'ADRC de premier ordre sous charge non linéaire déséquilibrée.

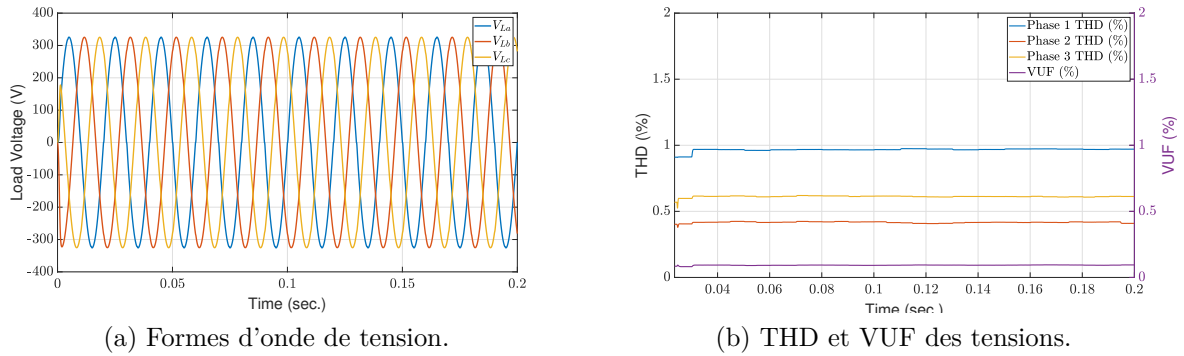


FIGURE 3.39 – Résultats de simulation pour l'ADRC de second ordre sous charge non linéaire déséquilibrée.

Les Figures 3.41, 3.42, et 3.43 présentent les résultats de simulation pour les régulateurs PI et ADRC. Ces figures démontrent clairement que tous les régulateurs considérés se comportent de manière adéquate lors d'une déconnexion abrupte de phase. En effet, à la fois le THD et le VUF sont en dessous de 2%, ce qui est conforme aux limites spécifiées par les normes et standards internationaux.

Toutes les stratégies proposées se comportent de manière appropriée lorsque les phases du système d'alimentation autonome triphasé sont déconnectées brusquement. En effet, le THD et le VUF diminuent lorsque les phases sont déconnectées, suggérant que le pire scénario correspond à la situation où toutes les phases en charge fonctionnent à leur puissance maximale de sortie. Ces résultats montrent que dans toutes les circonstances, le THD reste en dessous de 1,6% pour les régulateurs PI et en dessous de 1% pour les approches basées sur l'ADRC. En ce qui concerne le VUF, il est évident que toutes les

approches discutées fournissent des résultats très satisfaisants.

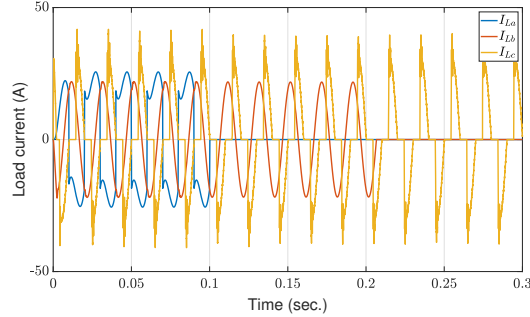
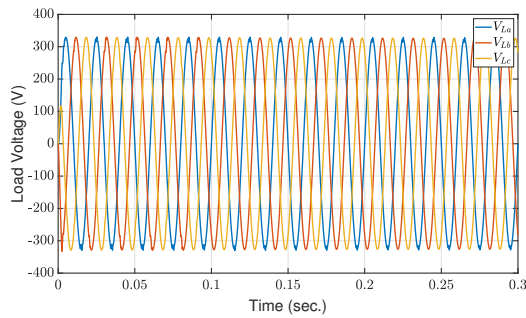
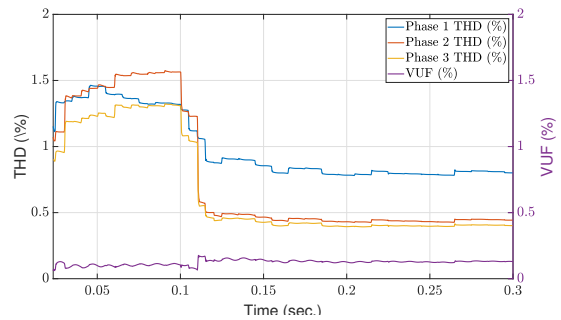


FIGURE 3.40 – Forme d’onde des courants lors d’une déconnexion brusque de phase.



(a) Formes d’onde de tension.



(b) THD et VUF des tensions.

FIGURE 3.41 – Résultats de simulation pour les régulateurs PI lors d’une déconnexion brusque des phases.

### 3.6.4 Étude de la robustesse vis à vis des variations paramétriques

Des simulations supplémentaires ont été conduites pour évaluer la robustesse de la stratégie de contrôle mise en oeuvre basée sur l’ADRC face aux variations et incertitudes des paramètres du filtre de sortie de l’onduleur. En effet, des changements significatifs ont été apportés aux composants du filtre LC de sortie tout en maintenant les paramètres de contrôle à leurs valeurs nominales. Des variations de  $\pm 50\%$  et  $\pm 75\%$  ont été considérées tant pour l’inductance que pour la capacité du filtre. Les simulations ont été effectuées pour les conditions de charge les plus contraignantes correspondant au scénario de charge

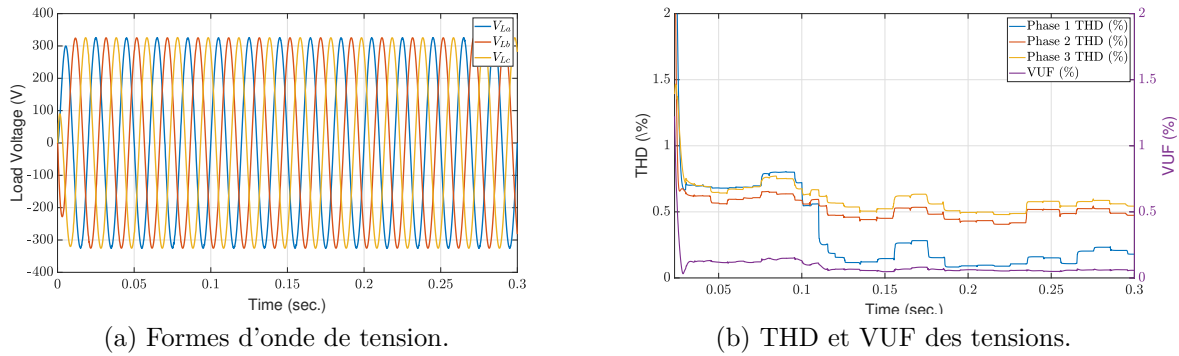


FIGURE 3.42 – Résultats de simulation pour l'ADRC de premier ordre lors d'une déconnexion brusque des phases.

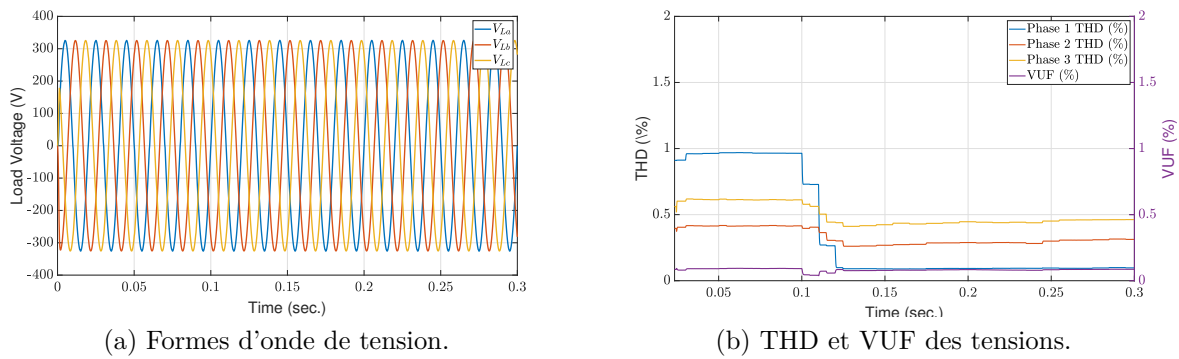


FIGURE 3.43 – Résultats de simulation pour l'ADRC de second ordre lors d'une déconnexion brusque des phases.

non linéaire déséquilibrée, et les valeurs maximales de THD et de VUF sont prises en compte pour l'étude comparative, résumées dans le Tableau 3.2.

Comme prévu, il ressort de ce tableau que les régulateurs PI sont vulnérables aux écarts des paramètres du système, car leurs coefficients dépendent des paramètres du système. En revanche, ces résultats confirment l'efficacité de l'approche ADRC proposée pour le contrôle de l'onduleur autonome à 4 bras en cas de variations paramétriques, car à la fois le THD et le VUF restent en dessous des exigences normatives même en cas de variations sévères des paramètres. En effet, même pour des variations sévères des paramètres, le THD et le VUF ne dépassent pas 1,5 % et 1,2 %, respectivement, en considérant les régulateurs ADRC de premier et deuxième ordre.

TABLE 3.2 – Étude comparative des approches proposées en présence d’incertitudes sur les paramètres et pour un scénario de charge non linéaire et déséquilibrée.

Approches étudiées	THD (%)			
	$\pm 50\% L_f$	$\pm 50\% C_f$	$\pm 75\% L_f$	$\pm 75\% C_f$
PI	3.037/0.44	1.7/14.9	4.51/0.15	28.4/25.6
ADRC de premier ordre	1.28/0.29	0.56/1.1	1.55/0.14	0.5/0.97
ADRC de second ordre	1.52/0.46	0.82/1.08	1.8/0.22	0.73/1.11
Approches étudiées	VUF (%)			
	$\pm 50\% L_f$	$\pm 50\% C_f$	$\pm 75\% L_f$	$\pm 75\% C_f$
PI	0.28/0.04	0.6/3.26	0.65/0.022	14.8/5.2
ADRC de premier ordre	0.21/0.019	0.08/0.075	0.24/4.5e - 3	0.07/0.074
ADRC de second ordre	1.12/0.074	0.065/0.15	0.13/0.012	0.054/0.19

### 3.6.5 Discussion

Les résultats obtenus indiquent que les régulateurs ADRC mis en oeuvre atteignent efficacement l’objectif de contrôle souhaité en fournissant des résultats satisfaisants pour le suivi de la forme d’onde sinusoïdale de la tension de sortie, même dans des scénarios de charge sévères. En effet, des conditions de fonctionnement contraignants ont été considérées dans cette étude en tenant compte des charges déséquilibrées et non linéaires, de fortes perturbations et d’incertitudes sur les paramètres de l’onduleur autonome. Bien que la présence de charges non-linéaires affecte notablement la forme du signal de contrôle et la tension de sortie résultante, entraînant parfois des pics brusques dans les formes d’ondes de tension de sortie, l’erreur de contrôle moyenne reste dans une plage pratiquement acceptable.

Ces résultats de simulation montrent que bien que l’ADRC serve de schéma de contrôle robuste, il présente certaines limitations. La nature complexe des perturbations externes incite les utilisateurs de l’ADRC à augmenter les bandes passantes de l’observateur et du régulateur pour une meilleure réjection des perturbations et un suivi de référence amélioré. Cependant, cette approche est entravée par des limitations pratiques (telles que les capacités d’actionnement finies et la période d’échantillonnage des carte à microcontrôleur) et par les contraintes inhérentes à la structure de l’ADRC (y compris la structure spécifique de l’observateur de perturbations implémenté). Par conséquent, un compromis entre ces facteurs doit être établi dans les applications industrielles.

Le Tableau 3.3 fournit une comparaison complète et approfondie entre les trois régulateurs étudiés en termes de capteurs de mesure requis, de capacité de rejet des perturba-

tions, d'immunité aux incertitudes des paramètres et du coût calculatoire nécessaire à la mise en oeuvre. Il est évident à partir de ce tableau que l'ADRC de deuxième ordre est une approche très intéressante car elle permet d'atteindre des objectifs majeurs en termes de formes d'onde de tension sinusoïdale et d'amélioration de la qualité de l'énergie tout en utilisant un nombre minimal de transducteurs et en nécessitant un coût calculatoire raisonnable. Cependant, il est à noter que cette stratégie de contrôle n'implémente aucune limitation du courant. Par conséquent, son implantation pratique nécessite l'utilisation de circuits de protection contre les surintensités appropriés pour assurer la sécurité des personnes et des équipements ainsi que la continuité du service.

TABLE 3.3 – Étude comparative des régulateurs étudiés pour le contrôle de la tension de sortie d'un onduleur autonome à 4 bras.

Régulateurs \ Critères	PI	ADRC de premier ordre	ADRC de second ordre
Capteurs requis	9 capteurs	6 capteurs	3 capteurs
Rejet des perturbations	--	+++	++
Immunité aux incertitudes des paramètres	---	+++	++
Coût calculatoire	+++	-	+

### 3.7 Conclusion

Ce chapitre regroupe deux parties complémentaires, à savoir la gestion des flux de puissances et le contrôle des convertisseurs associés aux différents composants du microgrid. La première phase de contrôle/commande revêt une importance capitale pour assurer des performances dynamiques appropriés et la stabilité du microgrid. À cet effet, le microgrid a été implémenté sur Matlab/Simulink, où tous les convertisseurs reliant les composants au bus DC ont été modélisés grâce à la librairie Simscape et commandés en boucle fermée en utilisant des régulateurs PI et par hystérésis. Le microgrid est supposé connecté au réseau électrique qui contrôle la tension du bus continu.

L'élaboration des consignes de puissance pour assurer l'équilibre entre offre et la demande tout minimisant les coûts et maximisant la part du renouvelable dans le mix énergétique a été implanté en comparant deux approches : méthode heuristique et méthode par optimisation. Les conclusions préliminaires permettent de constater l'intérêt de l'utilisation des batteries embarqués dans le véhicule électrique permettant de soulager les

batteries stationnaires. Par ailleurs, il semble pertinent de signaler que les deux approches sont équivalentes en terme de gestion des flux de puissance. Cependant, la méthode heuristique semble plus intéressante d'un point de vue financier. Ceci est principalement dû à l'utilisation des ressources renouvelables à leur point de puissance maximale. En outre, la méthode d'optimisation prend en considération les coûts relatifs aux dégradations des constituants du microgrid des coûts des pertes de conversion d'énergie (rendement). Ceci peut certainement engendrer une durée de vie plus conséquente pour le microgrid dont la gestion des flux de puissance est réalisé en se basant sur une méthode d'optimisation. Cette dégradation accrue se traduit par une augmentation des coûts de maintenance et de remplacement, relativisant ainsi les économies initialement réalisées avec la méthode de gestion heuristique.

En cas de perte du réseau électrique, les batteries stationnaires permettent de contrôler le bus continu assurant ainsi une continuité de service tant que l'état de charge des batteries est dans les limites autorisées. Dans ce cas de figure, un onduleur autonome triphasé à 4 bras est utilisé permettant de créer un neutre pour alimenter les différentes charges monophasées. Dans ce contexte, une approche de contrôle par rejet actif des perturbations (ADRC) pour améliorer les performances du contrôle d'un onduleur est proposée. L'efficacité de l'approche proposée pour maintenir la qualité des formes d'onde des tensions dans des conditions de charge sévères est démontrée, et la conformité aux normes internationales est vérifiée. En effet, les approches basées sur l'ADRC démontrent une robustesse accrue face aux perturbations du côté de la charge et aux incertitudes des paramètres du filtre de sortie de l'onduleur autonome.

Les résultats obtenus sont prometteurs et soulignent l'intérêt d'une telle approche pour apporter une amélioration significative aux problèmes de qualité de l'énergie dans les systèmes d'alimentation autonomes basés sur les énergies renouvelables, en particulier pour les zones non connectées au réseau principal, et ce, même dans des conditions de fonctionnement difficiles caractérisées par des perturbations élevées et des incertitudes sur les paramètres. Cela ouvre la voie à des systèmes d'alimentation basés sur les énergies renouvelables plus efficaces et fiables pouvant fournir des îles et des zones rurales non connectées (ZNI) au réseau principal, même dans des conditions difficiles avec des perturbations élevées et des incertitudes sur les paramètres.





# CONCLUSION ET PERSPECTIVES

---

## Conclusion

L'étude présentée dans le cadre de ce manuscrit relative à la gestion de l'énergie dans un microgrid a démontré l'importance cruciale d'une gestion efficace de l'énergie, de l'intégration harmonieuse des ressources renouvelables, de la prise en compte du stockage d'énergie stationnaire et embarqué dans un véhicule électrique, du dimensionnement optimal des composants et du contrôle commande en temps réel. Les résultats obtenus ont souligné la nécessité de mettre en place une gestion stratégique de l'énergie afin de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie au sein du microgrid tout en minimisant le prix de l'énergie et en maximisant l'utilisation des ressources renouvelables. Le problème de gestion de l'énergie conduit à un problème d'optimisation qui nécessite la mise en oeuvre des méthodes avancées d'optimisation sous contraintes.

L'intégration réussie des sources d'énergie renouvelables s'est avérée être une étape cruciale vers une transition énergétique durable. Cette étude a démontré les avantages, à l'échelle d'une habitation, de maximiser l'utilisation des ressources renouvelables en intégrant efficacement les systèmes de production d'énergie renouvelable dans le microgrid. Cette approche permet de tirer pleinement parti de ces ressources abondantes, de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de promouvoir un développement respectueux de l'environnement. Par ailleurs, les systèmes de stockage d'énergie ont été identifiés comme des composants clés pour garantir une gestion d'énergie optimale. Les technologies de stockage avancées, telles que les batteries, jouent un rôle essentiel en permettant le stockage de l'excédent d'énergie produite et sa redistribution lors des pics de demande. L'intégration de ces systèmes de stockage dans le microgrid permet de compenser les fluctuations de la production d'énergie renouvelable, d'assurer une alimentation continue et fiable en énergie, et d'améliorer la stabilité globale du système. Cependant, il est crucial de prendre en compte divers éléments liés aux systèmes de stockage, tels que la puissance demandée, les température de fonctionnement et la profondeur de décharge. Ceci afin de ralentir leur vieillissement et ainsi prolonger leur durée de vie.

L'intégration du véhicule électrique dans les microgrids en tant que source d'énergie

---

et de stockage supplémentaire a démontré son efficacité pour plusieurs aspects. Premièrement, elle améliore significativement la fiabilité des microgrids en assurant une alimentation énergétique stable. De plus, cette intégration présente des avantages économiques en accroissant la rentabilité globale des microgrids. En outre, elle contribue à la protection des autres constituants du système contre les contraintes opérationnelles sévères. Plus particulièrement, les microgrids domestiques pour lesquels la demande en énergie est relativement modérée, la participation du véhicule électrique aux échanges de puissance peut être limitée ce qui permet de préserver l'état des batteries embarquées dans le véhicule, assurant ainsi sa durabilité.

Ce travail met en évidence l'importance des microgrids à petite échelle (quelques dizaine de kW). Actuellement, il est crucial de passer à des charges autonomes ou semi-autonomes pour diverses raisons, telles que la réduction des coûts énergétiques et des pertes sur les lignes de transport, la promotion de la production propre et le soulagement du réseau principal, entre autres. L'aspect économique a été l'objectif principal de cette étude, car d'une part, il constitue le critère attrayant pour les particuliers et, d'autre part, il permet la concrétisation de projets similaires.

Le dimensionnement optimal des composants du microgrid a été le premier aspect abordé dans cette étude. Il est primordial de sélectionner la capacité adéquate des systèmes de production d'énergie renouvelable et des systèmes de stockage afin de répondre de manière optimale aux besoins spécifiques en énergie de la communauté ou du système tout en minimisant les coûts associés. Les résultats ont clairement démontré que réaliser une analyse approfondie des caractéristiques de la demande en énergie et des profils de production est essentiel pour dimensionner de manière optimale les composants du microgrid, ce qui conduit à une meilleure efficacité énergétique et à une réduction des coûts opérationnels. Ensuite, la deuxième phase de ce travail a été consacré au développement d'algorithmes de gestion de l'énergie, et cela a été réalisé par le biais d'une étude comparative entre deux zones climatiques. Les résultats obtenus sont particulièrement encourageants, notamment en termes d'économie réalisée. Cela démontre la grande promesse des investissements dans des projets de microgrid. Toutefois, leur viabilité dépend de plusieurs paramètres, principalement la zone géographique comme démontré dans le deuxième chapitre, ainsi que la méthode de gestion des flux de puissances adoptée comme illustré dans le dernier chapitre.

Par ailleurs, le contrôle commande en temps réel a été identifié comme une composante essentielle pour une gestion efficace de l'énergie dans un microgrid. La mise en place de

---

systèmes de contrôle/commande permet de surveiller en temps réel la production, le stockage et la consommation d'énergie, et de réguler ces paramètres en fonction des conditions changeantes. Cela permet une gestion proactive de l'énergie, une optimisation de l'utilisation des ressources renouvelables (algorithme MPPT) et une exploitation plus stable et efficace du microgrid dans son ensemble. L'utilisation des batteries embarquées dans le véhicule s'est avérée extrêmement bénéfique pour le système dans cette étude. Grâce à ces batteries de grande capacité, le véhicule peut contribuer aux échanges d'énergie, évitant ainsi d'avoir recours au réseau électrique, la surcharge des batteries stationnaires ou la perte de surplus de production. De plus, ce travail a combiné le contrôle des convertisseurs avec deux approches différentes de gestion des flux de puissances ; une approche heuristique et une approche basée sur l'optimisation. L'analyse comparative a révélé que la première méthode de gestion heuristique était plus rentable sur le plan économique. Cependant, la deuxième méthode semble offrir une plus grande sécurité pour les composants et une fiabilité accrue due à la prise en compte des coûts de dégradation des composants du microgrid dans la formulation du problème d'optimisation. Enfin, un cas d'étude a été présenté de la commande robuste basée sur l'approche ADRC pour un onduleur à 4 bras pour un microgrid déconnecté du réseau électrique. Cet onduleur autonome permet d'alimenter les charges alternatives monophasées tout assurant la conformité aux normes internationales en termes de taux de distorsion harmonique et de déséquilibre des formes d'onde de la tension même dans des conditions de charge extrêmes.

## Perspectives

Dans les travaux futurs, il serait intéressant de poursuivre le développement simultané des trois aspects relatifs au microgrid : dimensionnement optimal, la gestion de l'énergie et contrôle/commande avancé. En ce qui concerne le dimensionnement, il serait bénéfique d'inclure des charges détestables permettant de mettre en place la réponse à la demande, de nouvelles ressources énergétiques et davantage de systèmes de stockage, en tenant compte également des outils de communication et de leur coût, en particulier dans les zones éloignées. Pour la gestion de l'énergie, il serait bénéfique d'introduire d'autres contraintes afin de se rapprocher davantage de la réalité, telles que le vieillissement des systèmes de stockage, les pertes associées aux convertisseurs, les longues périodes d'inactivité des véhicules ou les incidents nécessitant le remplacement complet d'un composant, par exemple. Enfin, pour la gestion en temps réel des flux de puissance, il serait per-

---

minent d'explorer l'utilisation d'autres régulateurs pour le contrôle des convertisseurs de puissance, afin de déterminer si cela permettrait d'obtenir de meilleures performances dynamiques et une résilience vis à vis des perturbations (défauts, conditions météorologiques changeantes, etc.)

De manière globale, il est pertinent d'envisager l'expansion des projets de microgrids à l'échelle d'un quartier, en mettant en place une flotte de véhicules électriques qui joueraient un rôle central dans le concept de Vehicle-to-Grid. Cette approche pourrait potentiellement apporter des bénéfices significatifs, tels qu'une réduction notable de la pollution. Toutefois, il convient de mener des études complémentaires pour démontrer la viabilité économique de cette transition. L'élargissement de l'échelle d'opération soulève de nouvelles contraintes, notamment en raison de la diversité des caractéristiques des véhicules et de leur disponibilité tout au long de la journée, ce qui complexifie l'optimisation des objectifs. De plus, l'impact sur le réseau électrique n'est pas encore clairement établi, car l'augmentation du nombre de véhicules électriques peut engendrer une demande accrue en énergie pour les stations de recharge. Une solution envisageable serait d'alimenter ces stations en énergie renouvelable tout en incluant des moyens de stockage de l'énergie à l'échelle de la station de recharge.

Par ailleurs, l'intégration de l'intelligence artificielle revêt une importance particulière. Elle pourrait permettre de prévoir avec précision les données météorologiques pour optimiser la production d'énergie, ainsi que les déplacements des véhicules électriques, la consommation énergétique et la disponibilité des véhicules. Des paramètres supplémentaires, tels que la température, l'évolution des coûts de l'énergie sur le marché et les délestages de charges, devraient être pris en compte. L'utilisation de l'apprentissage automatique permettra de modéliser le plus finement possible les coûts de dégradation des batteries, des panneaux solaires et des éoliennes en prenant en considération des différents facteurs influençant leur durée de vie.

Les avancées dans le domaine des télécommunications, notamment les technologies sans fil à haut débit, peuvent faciliter la communication entre un plus grand nombre de dispositifs (capteurs, convertisseurs, unités de contrôle, modems Internet, etc.). En parallèle, il est essentiel de développer des mécanismes de protection pour garantir la stabilité du réseau, évitant ainsi les dommages accidentels aux équipements coûteux et les erreurs de données. L'intelligence artificielle représente une solution prometteuse pour surmonter les limites des méthodes traditionnelles, en surmontant notamment les problèmes liés aux données manquantes et à la génération de solutions non réalisables. Son intégration

---

simultanée avec d'autres approches peut améliorer à la fois la précision et la vitesse des résultats obtenus.

L'aspect "clustering" de microgrid est également un concept à traiter dans le futur, il consiste à connecter et à contrôler plusieurs microgrids dans une certaine proximité géographique (par exemple, un voisinage). Cette approche offre plusieurs avantages économiques, tels que l'échange d'électricité à des prix plus avantageux entre les microgrids lors du fonctionnement normal du réseau, ainsi que la possibilité de maintenir l'alimentation des charges critiques en cas de panne générale. La configuration de la connexion entre les microgrids au sein du cluster doit être réalisée selon un algorithme prédéfini, en tenant compte des conditions existantes du système, telles que la demande et la production électrique.

Le "Peer-to-Peer Energy Trading" entre les véhicules électriques est un concept futur qui permet aux propriétaires de véhicules électriques de partager et de vendre l'énergie de leur batterie à d'autres utilisateurs. Grâce à cette technologie, les véhicules électriques peuvent agir comme des sources d'énergie mobiles, créant un réseau décentralisé où l'énergie peut être échangée directement entre les véhicules. Ce système offre plusieurs avantages. Tout d'abord, il permet d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques en exploitant le potentiel des batteries des véhicules électriques, la stabilisation du réseau électrique et l'adoption des énergies renouvelables.

# Annexes

# **DIMENSIONNEMENT OPTIMAL D'UN MICROGRID DOMESTIQUE CONNECTÉ AU RÉSEAU, MAXIMISANT L'AUTOCONSOMMATION ET LA DURÉE DE VIE DES BATTERIES.**

---

## **A.1 Dimensionnement des PV et des batteries pour deux villes différentes**

Dans cette première étude de cas, le MG considéré est composé de PV et de batteries, il ne possède pas encore d'éolienne (voir Figure A.1). Le dimensionnement du PV est effectué en utilisant l'irradiation maximale sur une année, pour obtenir la puissance installée. Comme le MG est connecté au réseau principal, il n'est pas nécessaire que les ressources renouvelables satisfassent complètement la charge puisque le réseau peut intervenir à tout moment pour assurer la continuité du service. Pour cette raison, le dimensionnement sera fait avec l'irradiance du mois le plus ensoleillé, qui est le mois de juin pour les deux villes.

Les tailles du PV et de la batterie sont différentes entre les deux villes en raison de la différence des conditions météorologiques, comme le montre le tableau A.1. Dans une ville où l'ensoleillement est moindre, la taille du PV est plus grande, afin de capter le maximum d'irradiance. Contrairement à la taille des PV, les batteries sont plus grandes dans une ville ensoleillée, car les PV sont en surproduction et nécessitent un système de stockage important.

Afin de tester le fonctionnement du MG, une première étude sur les deux villes est pré-



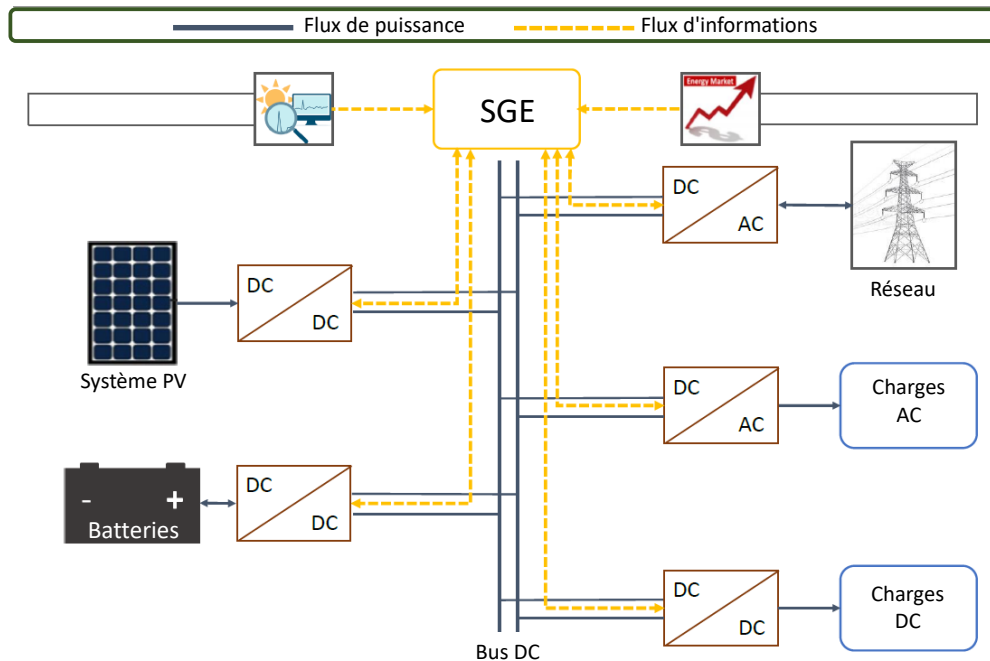


FIGURE A.1 – Structure du MG contenant le PV et les batteries.

TABLE A.1 – Résultats du dimensionnement des PV et des batteries.

	Puissance PV (kW)	Surface PV ( $m^2$ )	Capacité de la batterie (J)
Brest	1.59	14.86	$2.34 \cdot 10^4$
Alger	1.29	12.08	$2.65 \cdot 10^4$

sentée pour une journée du mois de juin. Les différents résultats des deux villes montrent l'influence des irradiances sur le fonctionnement du MG.

Les contraintes des batteries sont respectées comme le montre l'évolution de leurs puissances et leurs états de charge. Nous remarquons que l'énergie produite par les PV au milieu de la journée arrive à satisfaire la charge et à recharger la batterie, le surplus est renvoyé au réseau. En dehors de cette période de forte production solaire, la charge est alimentée par la batterie au début de la journée, et par le réseau principal en fin de journée. Après la validation du fonctionnement de 24h, des simulations de 7 jours consécutifs sont faites pour avoir un fonctionnement réel, sachant que les irradiances sont légèrement variables entre les 7 jours. La charge varie d'un jour à l'autre, mais elle garde presque la même allure (A.3).

La figure A.4 montre la puissance produite par les PV, la batterie, le réseau ainsi que

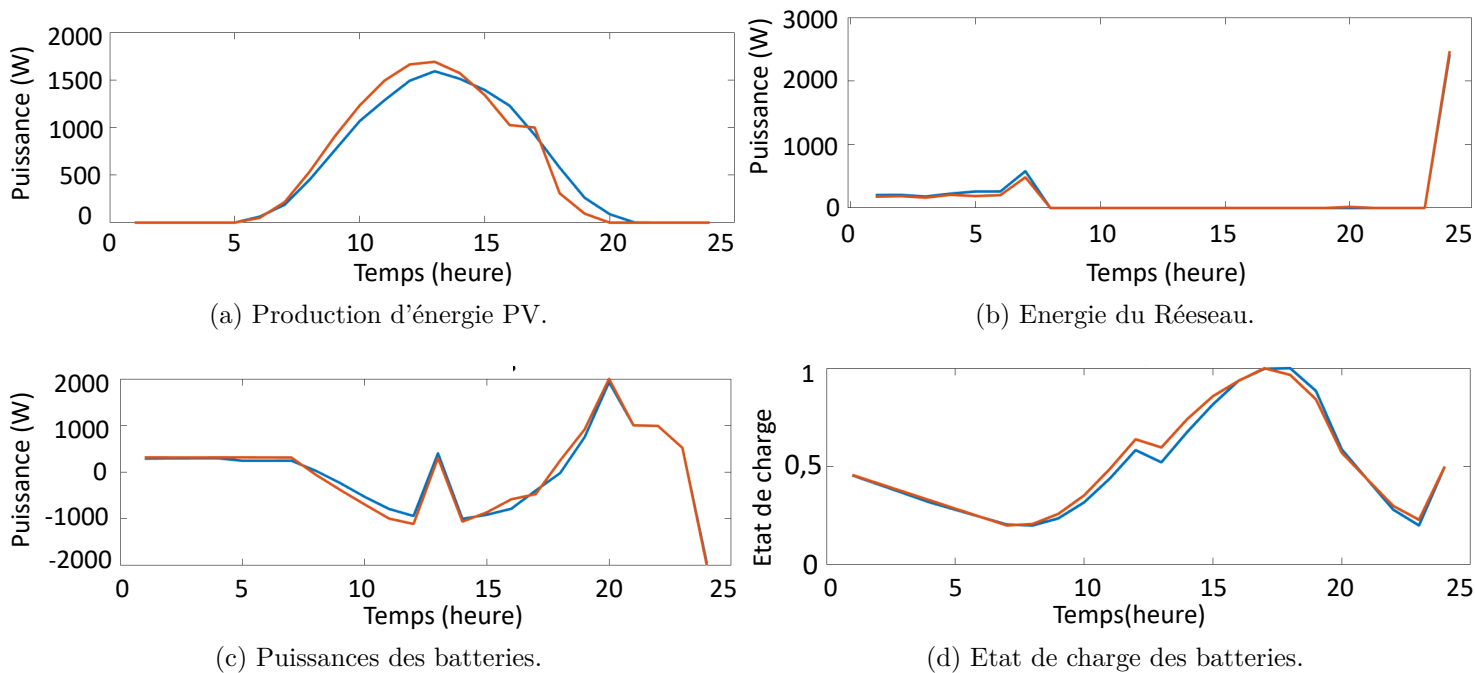


FIGURE A.2 – Résultats de l'étude 1 sur une journée (Brest : bleu, Alger : rouge).

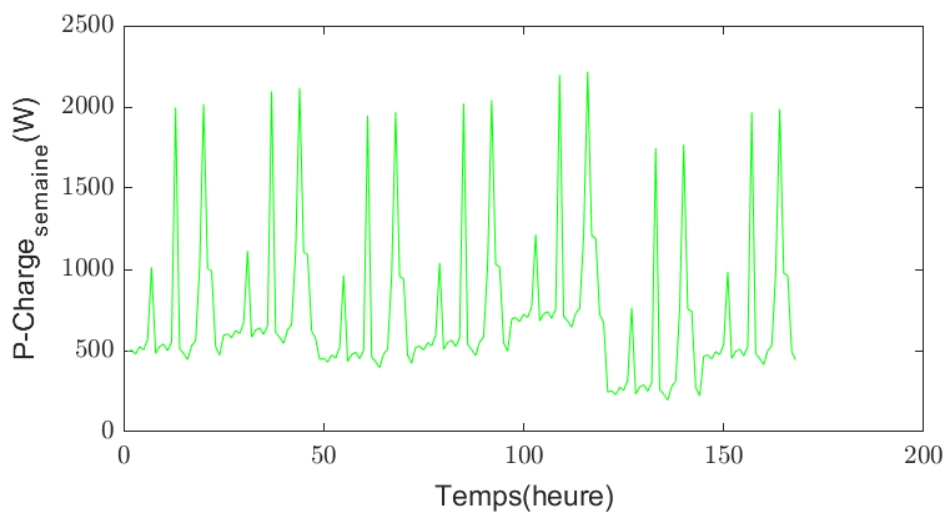


FIGURE A.3 – La variaion de la charge sur une semaine.

l'état de charge de la batterie. Cette fois-ci l'irradiance choisie est une moyenne des 12 mois pour éviter les cas extrêmes, c-à-d les mois les plus ensoleillés et les mois les moins ensoleillés. La simulation avec une irradiance moyenne permet de voir si l'installation des PV seuls peut satisfaire la charge sur une année.

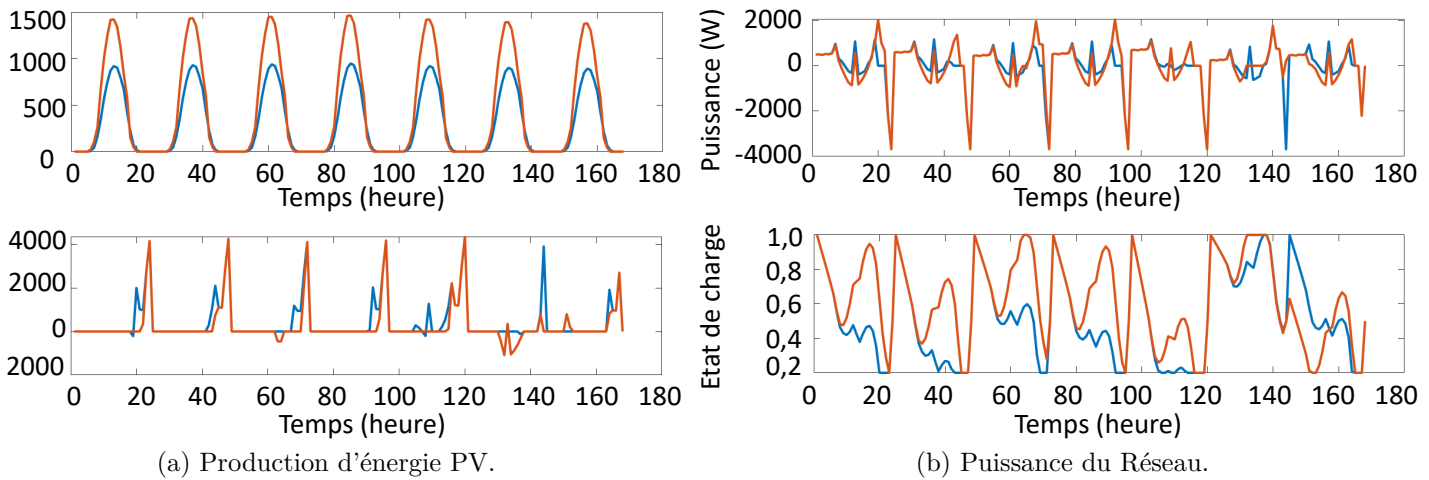


FIGURE A.4 – Résultats étude 1 sur une semaine (Brest : bleu, Alger : rouge).

TABLE A.2 – Autonomie de la charge dans les deux villes en intégrant les PV et les batteries.

	Énergie totale consommée (kWh)	Énergie du réseau (kWh)	Autonomie
Brest	125621.57	63318.64	50%
ALger	125621.57	52772.55	58%

TABLE A.3 – Résultats financiers liés à l'installation de PV et de batteries.

	Brest	Alger
Coût d'investissement (€)	8513.18	9329.56
Coût de l'énergie achetée au réseau (€)	11500.01	8937.04
Coût total pour 20 ans. (€)	20013.19	18266.60
Coût total sans RER (€)	23545.17	23545.17

L'installation des PV dans les deux villes a permis de soulager un peu le réseau principal en alimentant la charge au milieu de la journée. Le réseau intervient en fin de journée pour alimenter la charge et recharger la batterie qui s'occupe de la charge des premières heures du jour suivant.

Dans les zones plus ensoleillée, les PV sont plus productifs, permettant ainsi au système d'être plus autonome (Table A.1). Cette différence d'autonomie fait que le coût d'investissement soit réduit, et l'énergie achetée du réseau soit moins importante (Table A.2).

---

TABLE A.4 – Résultats du dimensionnement des PV, des batteries et des éoliennes.

	Puissance PV (kW)	Surface ( $m^2$ )	PV	Puissance WT (kW)	Rayon (m)	WT	Capacité de la batterie (J)
Brest	1.04	9.703220		0.74	0.94		$3.02 \cdot 10^4$
Alger	1.32	9.46		0.35	0.98		$5.2 \cdot 10^4$

## A.2 Dimensionnement des PV, des batteries et de l'éolienne pour deux villes différentes

Dans cette seconde partie l'éolienne est insérée en parallèle avec les PV pour surmonter la production locale. Le même algorithme développé auparavant est réutilisé avec l'ajout des données et des contraintes de l'éolienne. Les mêmes étapes d'étude faites avec les PV seuls vont être refaites avec l'intégration de l'éolienne. Les dimensions des PV, des batteries et de l'éolienne calculées par l'algorithme d'optimisation respectent les contraintes imposées. En ce qui concerne les PV et les batteries, les dimensions ont changé par rapport au premier cas d'étude, car l'éolienne installée va apporter un surplus d'énergie, comme il va être montré prochainement. Les nouvelles dimensions sont résumées dans la table A.3.

Une première simulation sur 24h est réalisée pour voir l'influence de l'insertion de l'éolienne, (Figure A.5). La taille de l'éolienne intégrée n'est pas la même dans les deux villes, car le programme d'optimisation prend en considération l'ensemble des composants qui ne sont pas les mêmes dans les deux villes, principalement la taille des PV et leur production.

L'intégration de l'éolienne a permis d'augmenter la production locale. Le vent étant important le soir, il offre une énergie suffisante pour satisfaire la charge en fin de journée. Seules les premières heures restent dépendantes du réseau. Durant la plage horaire 16h – 19h les PV et l'éolienne sont productifs en même temps ; ce qui offre un énorme surplus de production permettant d'alimenter la charge, charger les batteries et parfois envoyer le reste au réseau.

Concernant à la simulation de 7 jours, pour voir l'évolution des puissances dans le NG, en particulier, l'état de charge des batteries. Les simulation sont faites avec des données moyennes des 12 mois, (FigureA.6).

L'éolienne produit un surplus d'énergie rendant le système plus autonome, en revanche les batteries vont être utilisées plus souvent que dans le premier cas, ce qui peut réduire

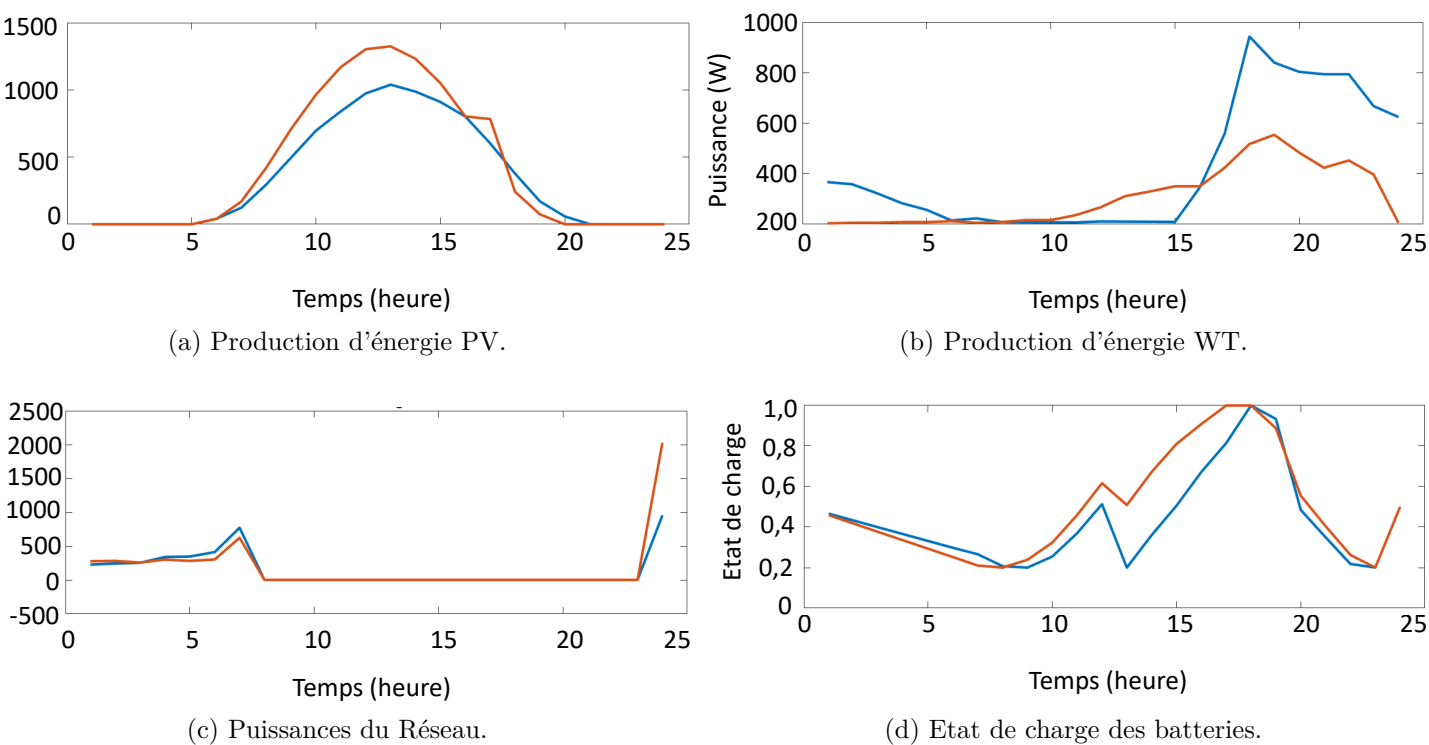


FIGURE A.5 – Résultats de l'étude 1 sur une journée (Brest : bleu, Alger : rouge).

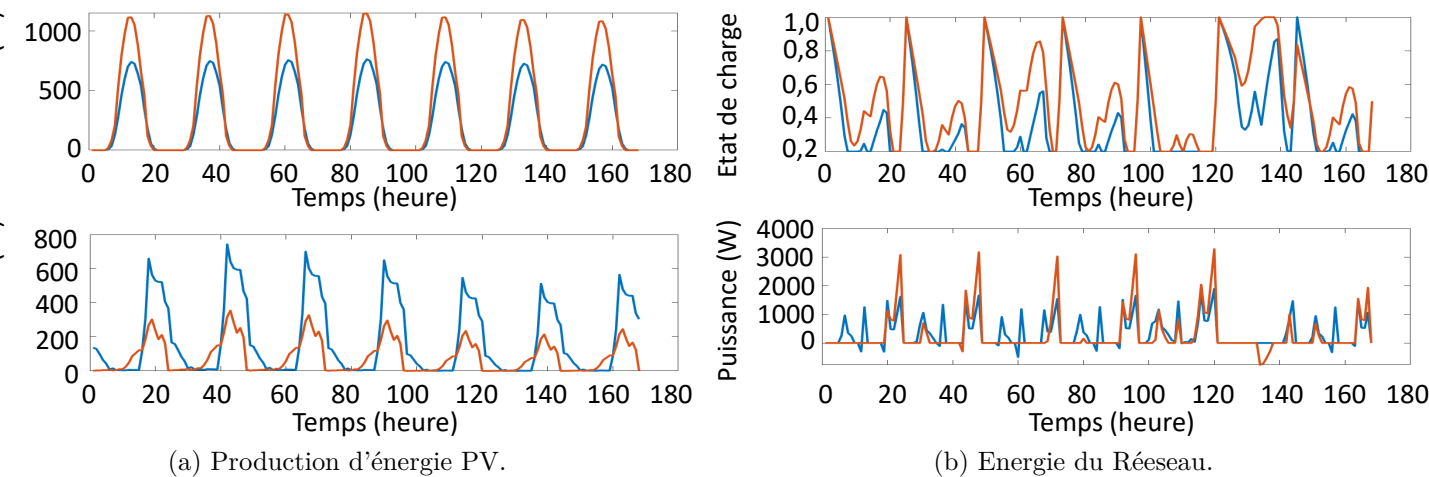


FIGURE A.6 – Résultats de l'étude du cas 2 sur une semaine.

leur durée de vie. Le système de gestion paraît rigoureux, grâce à ses contraintes, les batteries ne se déchargent pas au-dessous de leur DOD.

L'intégration de l'éolienne rend le système encore plus indépendant (Table A.4). L'avan-

TABLE A.5 – Autonomie de la charge dans les deux villes en intégrant les PV, les batteries et l'éolienne.

	Énergie totale consommée (kWh)	Énergie du réseau (kWh)	Autonomie
Brest	125621.57	63318.64	50%
Alger	125621.57	52772.55	58%

TABLE A.6 – Différents coût lié à l'installation des PV et des Batteries dans les deux villes.

	Brest	Alger
Coût d'investissement (€)	8947.89	8927.74
Coût de l'énergie achetée au réseau (€)	10302.41	9177.66
Coût total pour 20 ans. (€)	19250.3	18105.4
Coût total sans RER (€)	23545.17	23545.17

TABLE A.7 – Résumé des résultats obtenus pour 4 études de cas considérées.

	PV, batteries et réseau	PV, éolienne, batteries et réseau
Brest	— Coût total pour 20 ans = 20013.19 (€)	— Coût total pour 20 ans = 19250.3 (€)
	— Avantage financier = 3531.97 (€)	— Avantage financier = 4294.86 (€)
	— Autonomie = 50% (€)	— Autonomie = 54%
Alger	— Coût total pour 20 ans = 18266.6 (€)	— Coût total pour 20 ans = 18105.4 (€)
	— Avantage financier = 5278.56 (€)	— Avantage financier = 5439.76 (€)
	— Autonomie = 58%	— Autonomie = 60%

tage principal est la réduction du coût total, même-ci le coût d'investissement est légèrement plus élevé, le coût de l'énergie achetée du réseau est fortement réduit (Table A.5).

Les quatre cas étudiés sont comparés dans le tableau A.7. Il ressort de ce tableau que la combinaison de plusieurs RER améliore l'autonomie du MG, même si le coût d'investissement augmente, le système devient plus rentable. La localisation géographique joue un rôle très important dans les projets d'intégration de RER. En effet, avant de dimensionner les composants d'un MG, il est nécessaire de choisir initialement une zone riche en ressources naturelles et adaptée aux lignes de transmission du réseau électrique.

# ÉTUDE DE L'ÉOLIENNE À BASE DE MSAP

## B.1 Générateur synchrone à aimant permanent

Le modèle de la machine synchrone à pôles lisses dans le plan 'abc' est montré dans la figure B.1.

Dans la machine choisie :

- L'enroulement induit est symboliquement constitué d'une spire diamétrale représentant un bobinage équivalent.
- L'excitation est assurée par des aimants tuiles déposés à la périphérie d'un cylindre ferromagnétique.

Dans les prochains développements du modèle, les paramètres suivants seront introduits :

- $p$  : nombre de paires de pôles

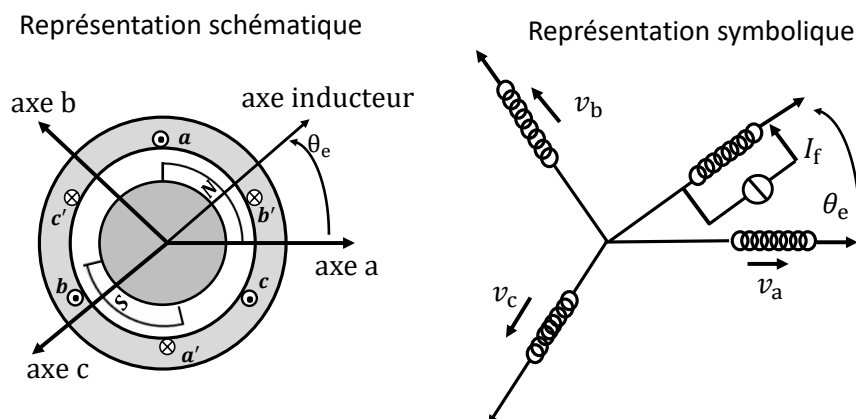


FIGURE B.1 – Représentation de la machine synchrone à aimant permanent.

- 
- $j$  : indice des phases de la machine  $j = a$  ou  $b$  ou  $c$ .
  - $f$  : indice de l'enroulement inducteur.
  - $\Omega$  : vitesse angulaire de rotation du rotor.

$$\Omega = \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{1}{p} \frac{d\theta_e}{dt} \quad (\text{B.1})$$

- $e$  : indice des angles dans l'espace électrique.
- $m$  : indice des angles dans l'espace mécanique.
- $\theta$  : angle permettant de repérer la position du rotor par rapport au stator.
- $\alpha$  : angle permettant de repérer un point X dans l'entrefer dans un repère lié à l'inducteur.
- $g$  : angle permettant de repérer un point X dans l'entrefer dans un repère lié à l'induit.
- $L_s$  : Inductance propre d'un enroulement statorique.
- $M_s$  : Inductance mutuelle d'un enroulement statorique.

Dans cette études les hypothèses suivantes sont considérées :

- L'entrefer est constant (la variation de la réluctance due à la présence des encoches au stator n'est pas prise en considération).
- Les conducteurs statoriques sont parallèles à l'axe de la machines (l'induction magnétique ne dépend que de la position angulaire).
- Les pôles inducteurs ne sont pas inclinés (l'induction magnétique ne dépend que de la position angulaire).
- La perméabilité du fer est infinie (le flux est bien canalisé).
- La caractéristique du circuit magnétique est linéaire (pas d'effet de saturation).
- Les courant induits sont négligés.

Dans le cas général, les flux par l'inducteur dans les trois phases statoriques a, b et c s'écriront :

$$\begin{cases} \phi_{fa} = \widehat{\phi}_f \cdot f(\theta_e) \\ \phi_{fb} = \widehat{\phi}_f \cdot f(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) \\ \phi_{fc} = \widehat{\phi}_f \cdot f(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{B.2})$$

Pour la phase a, le flux total  $\phi_f$  représente la somme de quatre termes :

- Flux propre de a sur a :  $\phi_{aa} = L_s \cdot i_a$
- Flux mutuel de b sur a :  $\phi_{ba} = M_s \cdot i_b$
- Flux mutuel de c sur a :  $\phi_{ca} = M_s \cdot i_c$



---

— Flux mutuel de l'inducteur sur a :  $\phi_{fa}$

En supposant le neutre non relié ( $i_b + i_c = -i_a$ ), cette dernière relation s'écrit :

$$\phi_a = (L_s - M_s) \cdot i_a + \phi_{fa} = L_c \cdot i_a + \phi_{fa} \quad (\text{B.3})$$

L'inductance cyclique d'un enroulement statorique est notée comme suit :  $L_c = L_s - M_s$   
L'expression de la tension d'un enroulement statorique en convention récepteur s'écrivent comme suit :

$$V_a = R \cdot I_a + \frac{d\phi_a}{dt} = R \cdot I_a + L_s \frac{di_a}{dt} + M_s \frac{di_b}{dt} + M_s \frac{di_c}{dt} + \frac{d\phi_{fa}}{dt} \quad (\text{B.4})$$

En supposant que le neutre soit non relié, l'équation précédente devient :

$$V_a = R \cdot I_a + L_c \frac{di_a}{dt} + \frac{d\phi_{fa}}{dt} \quad (\text{B.5})$$

Avec :

$$e_a = V_a(i_a = 0) = \frac{d\phi_{fa}}{dt} = \frac{d\phi_{fa}}{d\theta} \cdot \frac{d\theta}{dt} = p\Omega \frac{d\phi_{fa}}{d\theta} \quad (\text{B.6})$$

La tension sur la phase a s'écrit :

$$V_a = R \cdot I_a + L_c \frac{di_a}{dt} + p\Omega \frac{d\phi_{fa}}{d\theta} = R \cdot I_a + L_c \frac{di_a}{dt} + e_{av} \quad (\text{B.7})$$

$e_{av}$  : la fem liée à la phase.

La puissance électromagnétique instantanée s'écrit :

$$P_e = e_{av} \cdot i_a + e_{bv} \cdot i_b + e_{cv} \cdot i_c \quad (\text{B.8})$$

Avec :

$$e_{av} = p\Omega \frac{d\phi_{fa}}{d\theta} \quad (\text{B.9})$$

D'où le couple électromagnétique :

$$C_e = \frac{P_e}{\Omega} = \frac{e_{av} \cdot i_a + e_{bv} \cdot i_b + e_{cv} \cdot i_c}{\Omega} \quad (\text{B.10})$$

En remplaçant les fem par leurs expressions en fonction des flux :

$$C_e = p \left[ i_a \cdot \frac{d\phi_{fa}}{d\theta} + i_b \cdot \frac{d\phi_{fb}}{d\theta} + i_c \cdot \frac{d\phi_{fc}}{d\theta} \right] \quad (\text{B.11})$$

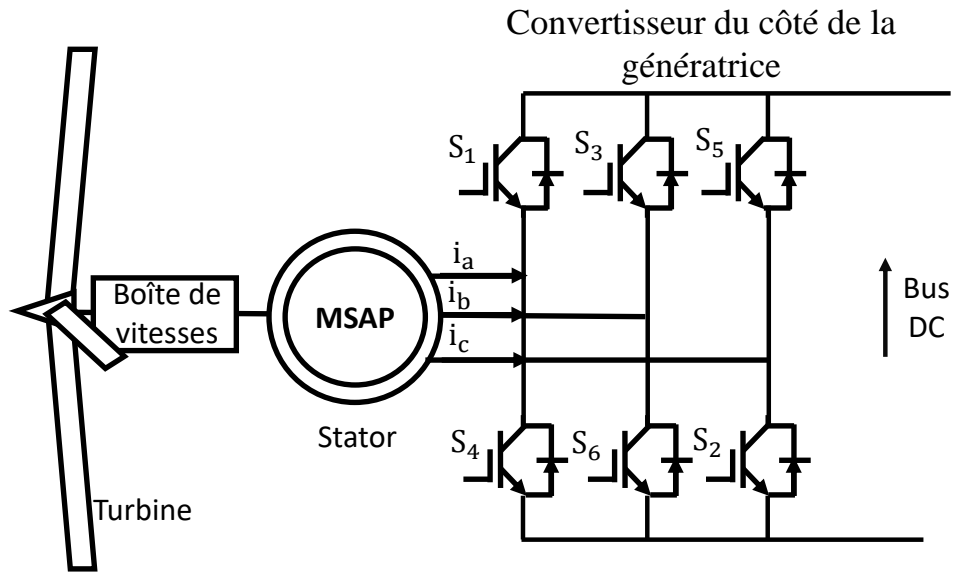


FIGURE B.2 – Topologie du convertisseur côté stator de la MSAP.

L'équation fondamentale de la dynamique s'écrit :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_e - C_r = J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{J}{p} \frac{d^2\theta_e}{dt^2} \quad (\text{B.12})$$

## B.2 Commande vectorielle du convertisseur connectant la machine au bus DC

Le convertisseur de la MSAP est constitué d'un redresseur à base de IGBT. Les points milieu des bras d'onduleur sont connectés aux bobinages statoriques. Les IGBT constituant d'onduleurs sont commandés grâce à des MLI afin d'imposer les courants statoriques. La topologie du convertisseur de la MSAP est identique à celle côté réseau comme indiqué sur la figure B.2.

Dans ce type de commande la machine est modélisée dans le plan  $\alpha\beta$  ensuite dans le plan dq. La représentation de la machine équivalente dans le plan  $\alpha\beta$  est donnée dans la figure B.3.

Les grandeurs de la machine dans le plan  $\alpha\beta$  sont obtenues à partir de ceux du plan

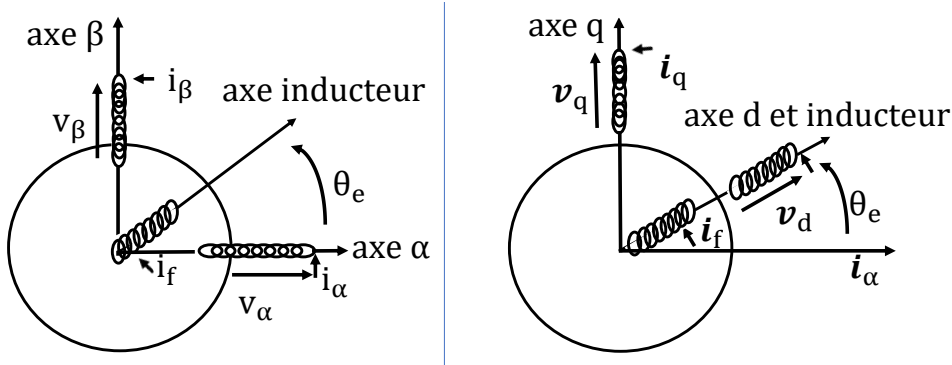


FIGURE B.3 – Représentation de la machine dans le plan  $\alpha\beta$  et le plan  $dq$ .

abc en appliquant la transformation suivante :

$$\underline{X}_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix}, \quad a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (\text{B.13})$$

Expression du flux dans le plan  $\alpha\beta$  :

$$\underline{\phi}_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix}, \quad a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = (L_s - M_s)i_{\alpha\beta} + M_0 \cdot I_f \cdot e^{j\theta_e} = \quad (\text{B.14})$$

$$L_c \cdot i_{\alpha\beta} + M_0 \cdot I_f \cdot e^{j\theta_e}$$

Expression de la tension dans le plan  $\alpha\beta$  :

$$\underline{V}_{\alpha\beta} = R \cdot i_{\alpha\beta} + \frac{d}{dt} \underline{\phi}_{\alpha\beta} \quad (\text{B.15})$$

Le modèle de la machine dans le plan  $dq$  peut être obtenu par un changement de référence : Passage de  $\alpha\beta$  à  $dq$  :  $\underline{X}_{dq} = \underline{X}_{\alpha\beta} e^{-j\theta_e}$

Expression du flux dans le plan  $dq$  :

$$\underline{\phi}_{dq} = \underline{\phi}_{\alpha\beta} e^{-j\theta_e} = \phi_d + \phi_q \quad (\text{B.16})$$

Pour une machine à pôles lisses, les inductances selon les deux axes sont identiques et

s'écrivent :  $L_d = L_q = L_c$

$$\begin{cases} \phi_d = L_c \cdot i_d + M_0 \cdot I_f = L_c \cdot i_d + \hat{\phi}_f \\ \phi_q = L_c \cdot i_q \end{cases} \quad (\text{B.17})$$

Expression de la tension dans le plan  $dq$  :

$$\underline{V}_{dq} = R \cdot \underline{i}_{dq} + \frac{d}{dt} \underline{\phi}_{dq} + j \frac{d\theta_e}{dt} \underline{\phi}_{dq} = R \cdot \underline{i}_{dq} + \frac{d}{dt} \underline{\phi}_{dq} + j \cdot p \cdot \Omega \cdot \underline{\phi}_{dq} \quad (\text{B.18})$$

$$\begin{cases} V_d = R \cdot i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - p \cdot \Omega \cdot \phi_q \\ V_q = R \cdot i_q + \frac{d}{dt} \phi_q + p \cdot \Omega \cdot \phi_d \end{cases} \quad (\text{B.19})$$

Pour une machine à pôles lisses, le couple s'écrit comme suit :

$$C_e = \frac{3 \cdot p}{2} i_q \cdot \underline{\phi}_f \quad (\text{B.20})$$

En appliquant la transformée de Laplace à l'équation précédente, on retrouve la fonction de transfert en boucle ouverte :

$$H_{ir}(\mathbf{p}) = \frac{I_{rdq}}{V_{rdqreg}} = -\frac{\frac{1}{R_r}}{1 + \frac{\sigma L_r}{R_r} \mathbf{p}} \quad (\text{B.21})$$

Cette fonction de transfert permet de déterminer les paramètres du régulateur PI suivant :

$$T_{ir}(\mathbf{p}) = K_{p_{ir}} \left( 1 + \frac{1}{\tau_{i_{ir}} \mathbf{p}} \right) \quad (\text{B.22})$$

Les paramètres du régulateur sont calculés comme suit :

$$\begin{cases} \tau_{i_{ir}} = \frac{\sigma L_r}{R_r} \\ K_{p_{ir}} = \frac{3\sigma L_r}{T_{r_i}} \end{cases} \quad (\text{B.23})$$

Où,  $T_{r_i}$  est le temps de réponse de la boucle de courant (le temps pour atteindre 95% de la valeur finale). Le schéma de commande de la MSAP est donné par la figure B.4.

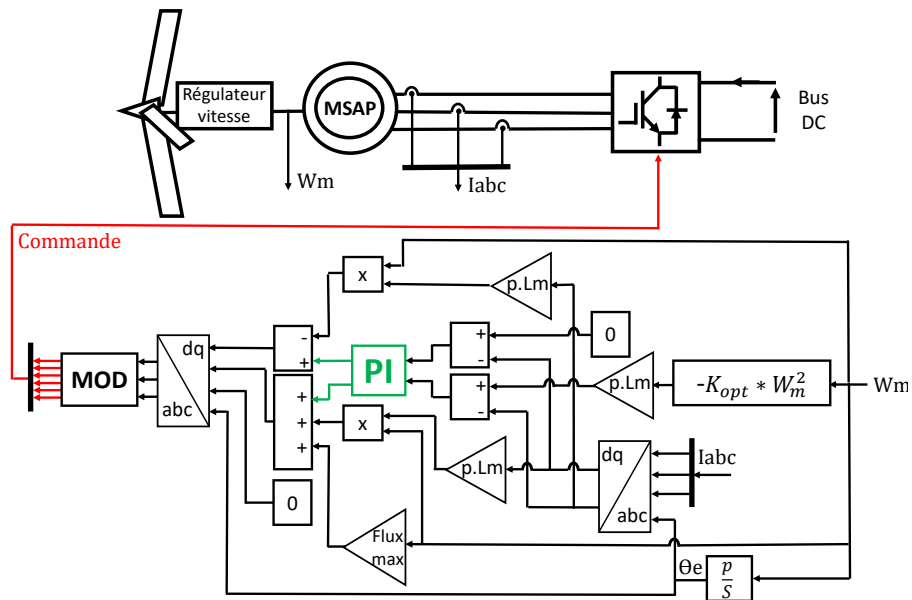


FIGURE B.4 – Commande du convertisseur de la MSAP afin d’implémenter la MPPT.

# MODÈLE INSTANTANÉ ET SYNTHÈSE DE RÉGULATEUR PAR MODÈLE INVERSE

## C.1 Modélisation du convertisseur coté panneaux solaires

La sortie des panneaux solaires est connectée au bus DC à travers un hacheur Boost élévateur de tension. L'entrée du hacheur est commandé en tension pour réguler la tension des PV à la tension optimale. Le hacheur est constitué d'un interrupteur IGBT commandé et une diode. La topologie du PV et du convertisseur est montrée dans la figure C.1.

La relation entre la tension d'entrée et la tension de sortie peut être trouvée en calculant la valeur moyenne de la tension  $U_L$ . L'étude du convertisseur est présentée de manière détaillée dans l'annexe C.

$$\langle U_L(t) \rangle = U_e - (1 - \alpha)U_s \quad (\text{C.1})$$

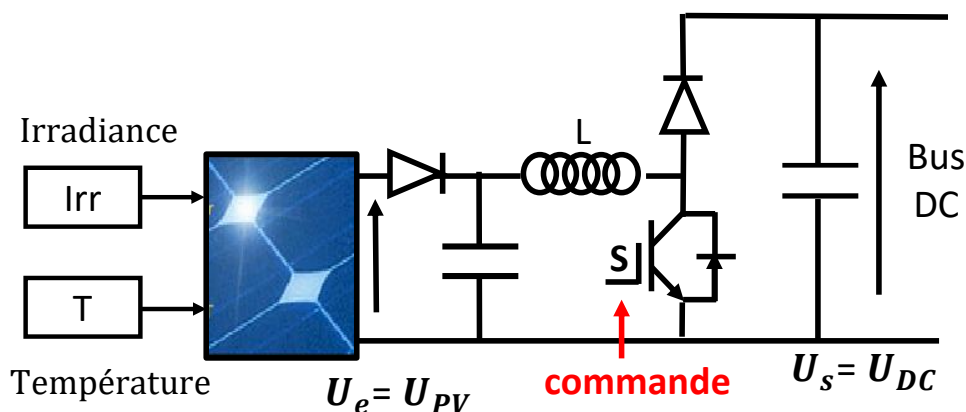


FIGURE C.1 – La topologie du PV connecté au bus DC à travers un hacheur boost.

---

Si on considère que le convertisseur est en régime permanent, l'énergie stockée dans chaque composant est la même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. En particulier, la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance est donnée par :

$$\langle U_L(t) \rangle = 0 \quad (\text{C.2})$$

La relation entre  $U_e$  et  $U_s$  est :

$$U_s = \frac{1}{1 - \alpha} \cdot U_e \quad (\text{C.3})$$

A partir de cette équation, il est clair que le facteur  $\alpha$  est le paramètre de réglage de la valeur de sortie et d'entrée d'un hacheur élévateur.

## C.2 Commande du hacheur coté PV

La commande en boucle ouverte se fait en choisissant le  $\alpha$  par l'utilisateur. Il envoie donc un signal de commande  $u$  de valeur 1 et 0. Les valeurs du signal de commande  $u$  sur l'intervalle  $[0, T]$  :

$$\begin{cases} u = 1, & t \in [0, \alpha T] \\ u = 0, & t \in [\alpha T, T] \end{cases} \quad (\text{C.4})$$

Par conséquent, le signal  $u$  est un signal carré répétitif, variant de 0 à 1. En introduisant le signal de commande  $u$ , les équations écrites dans les deux intervalles peuvent être exprimés comme suit :

— L'équation générale de la tension :

$$U_e = U_L + (1 - u)U_s \quad (\text{C.5})$$

— L'équation générale du courant :

$$i_L(1 - u) = i_c + i_s \quad (\text{C.6})$$

Après avoir remplacé les courants par leurs expressions, le modèle devient :

$$\begin{cases} U_e = L \frac{di_L}{dt} + (1 - u) \cdot U_s \\ i_L(1 - u) = \frac{U_s}{R} + C \frac{dU_s}{R} \end{cases} \quad (\text{C.7})$$

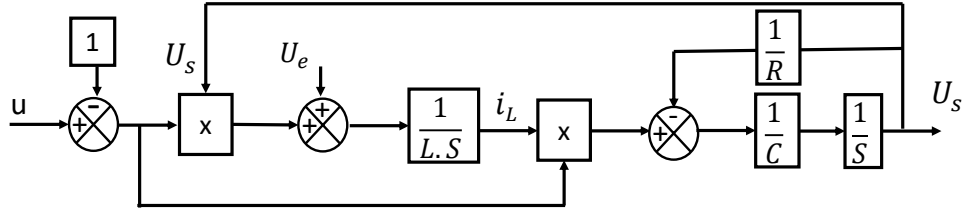


FIGURE C.2 – Schéma du modèle instantané du boost associé à un PV.

Finalement :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}[U_e + (u - 1) \cdot U_s] \\ \frac{dU_s}{dt} = \frac{-1}{C}[i_L(u - 1) + \frac{U_s}{R}] \end{cases} \quad (\text{C.8})$$

Le schéma équivalent est donné dans la figure C.2.

La commande en boucle fermée est obligatoire pour maintenir la tension à la sortie du PV à sa valeur optimale. Selon le schéma précédent, le courant et la tension sont en cascade, par conséquent, il est nécessaire de réguler d'abord le courant et ensuite la tension.

— Paramètres du régulateur de courant :

$$P \cdot I_i = K_i \left(1 + \frac{1}{\tau_i \cdot p}\right) \quad (\text{C.9})$$

— Paramètres du régulateur de tension :

$$P \cdot I_u = K_u \left(1 + \frac{1}{\tau_u \cdot p}\right) \quad (\text{C.10})$$

Le schéma de contrôle en boucle fermée est illustré à la figure C.3.



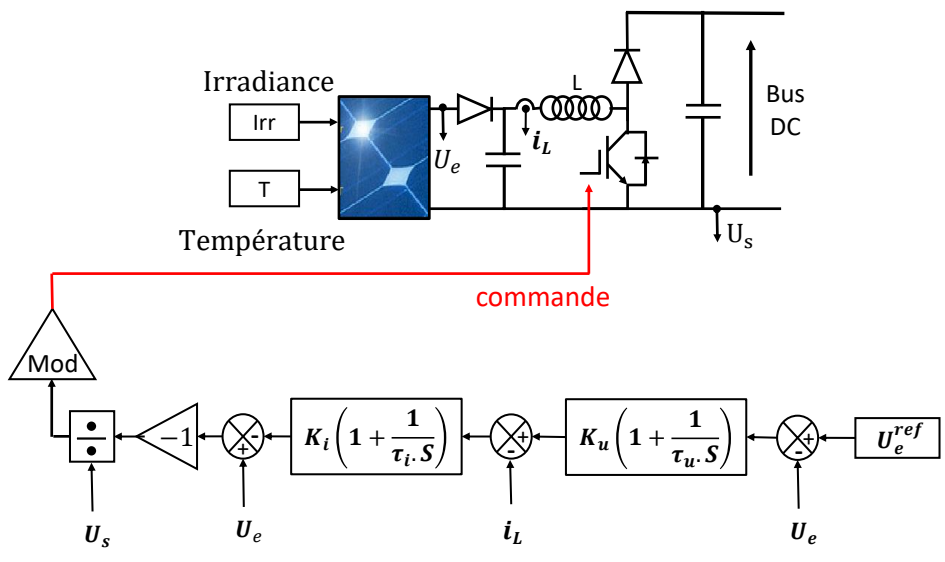


FIGURE C.3 – Schéma de la commande en boucle fermée de la tension PV.

# BIBLIOGRAPHIE

---

- [1] University of Oxford. (2021) Research and data to make progress against the world's largest problems. [Online]. Available : <https://ourworldindata.org/>
- [2] P. H. e. H. B. A. B. Multon, J. Aubry, "Systèmes de stockage d'énergie électrique," *Techniques de l'Ingénieur*, vol. BE8100, 2013.
- [3] D. Paul, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, "The role of energy storage with renewable electricity generation," Technical report NREL/TP-6A2-47187. National Renewable Energy Laboratory . . . , Tech. Rep., 2010.
- [4] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems : A critical review on methods, solutions, and prospects," *Applied energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, 2018.
- [5] ExxonMobil, "Outlook for energy," ExxonMobil, Tech. Rep., 2017.
- [6] S. R. Bull, "Renewable energy today and tomorrow," *Proceedings of the IEEE*, vol. 89, no. 8, pp. 1216–1226, 2001.
- [7] O. Ellabban, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, "Renewable energy resources : Current status, future prospects and their enabling technology," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 39, pp. 748–764, 2014.
- [8] W. E. COUNCIL, "World energy resources marine energy | 2016," WORLD ENERGY COUNCIL, Tech. Rep., 2016.
- [9] O. J. Ayamolowo, P. Manditereza, and K. Kusakana, "Exploring the gaps in renewable energy integration to grid," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 992–999, 2020.
- [10] M. Farrokhabadi, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, L. Fan, P. A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, N. Hatziaargyriou, D. Lagos *et al.*, "Microgrid stability definitions, analysis, and examples," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2019.
- [11] S. Pannala, N. Patari, A. K. Srivastava, and N. P. Padhy, "Effective control and management scheme for isolated and grid connected dc microgrid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 6, pp. 6767–6780, 2020.
- [12] J. Yu, C. Marnay, M. Jin, C. Yao, X. Liu, and W. Feng, "Review of microgrid development in the united states and china and lessons learned for china," *Energy Procedia*, vol. 145, pp. 217–222, 2018.

- 
- [13] M. Stadler, G. Cardoso, S. Mashayekh, T. Forget, N. DeForest, A. Agarwal, and A. Schönbein, "Value streams in microgrids : A literature review," *Applied Energy*, vol. 162, pp. 980–989, 2016.
- [14] N. Lidula and A. Rajapakse, "Microgrids research : A review of experimental microgrids and test systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, 2011.
- [15] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, and J. M. Guerrero, "Energy management system for an islanded microgrid with convex relaxation," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 7175–7185, 2019.
- [16] G. Parise, L. Martirano, M. Kermani, and M. Kermani, "Designing a power control strategy in a microgrid using pid/fuzzy controller based on battery energy storage," in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*. IEEE, 2017, pp. 1–5.
- [17] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama, "Autonomous distributed v2g (vehicle-to-grid) satisfying scheduled charging," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 559–564, 2011.
- [18] S. Han, S. Han, and K. Sezaki, "Development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation," *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 1, no. 1, pp. 65–72, 2010.
- [19] K. Liyanage, A. Yokoyama, Y. Ota, T. Nakajima, and H. Taniguchi, "Impacts of communication delay on the performance of a control scheme to minimize power fluctuations introduced by renewable generation under varying v2g vehicle pool size," in *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*. IEEE, 2010, pp. 85–90.
- [20] A. Singh and P. Basak, "Conceptualization and techno-economic evaluation of microgrid based on pv/biomass in indian scenario," *Journal of Cleaner Production*, vol. 317, p. 128378, 2021.
- [21] Z. Xu, J. Ma, Y. Zhang, and F. Wang, "A tracing and comparison of the development of international hydropower resources," in *2017 International Conference on Smart Grid and Electrical Automation (ICSGEA)*. IEEE, 2017, pp. 114–121.
- [22] A. Perera, R. Attalage, K. Perera, and V. Dassanayake, "A hybrid tool to combine multi-objective optimization and multi-criterion decision making in designing standalone hybrid energy systems," *Applied energy*, vol. 107, pp. 412–425, 2013.
- [23] P. Jahangiri and D. C. Aliprantis, "Distributed volt/var control by pv inverters," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3429–3439, 2013.
- [24] J. Aho, A. Bucksan, J. Laks, P. Fleming, Y. Jeong, F. Dunne, M. Churchfield, L. Pao, and K. Johnson, "A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control," in *2012 American Control Conference (ACC)*. IEEE, 2012, pp. 3120–3131.

- 
- [25] Y. Zhang, N. Gatsis, and G. B. Giannakis, "Robust energy management for microgrids with high-penetration renewables," *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 4, no. 4, pp. 944–953, 2013.
- [26] A. H. Hubble and T. S. Ustun, "Composition, placement, and economics of rural microgrids for ensuring sustainable development," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 13, pp. 1–18, 2018.
- [27] P. Dorin, P. Toma, E. Radu, and L. Eniko, "Supplying a renewable energy single phase microgrid from a biomass generator using a three phase induction machine," in *2016 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*. IEEE, 2016, pp. 208–213.
- [28] S. P. Sasikala, G. H. Jeong, T. Yun, and S. O. Kim, "A perspective on r&d status of energy storage systems in south korea," *Energy Storage Materials*, vol. 23, pp. 154–158, 2019.
- [29] S. Chen, H. B. Gooi, and M. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, 2011.
- [30] J. R. Miller and P. Simon, "Electrochemical capacitors for energy management," *Science Magazine*, vol. 321, no. 5889, pp. 651–652, 2008.
- [31] J. D. Boyes and N. H. Clark, "Technologies for energy storage. flywheels and super conducting magnetic energy storage," in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)*, vol. 3. IEEE, 2000, pp. 1548–1550.
- [32] S. S. Kumar and H. Lim, "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production," *Energy reports*, vol. 8, pp. 13 793–13 813, 2022.
- [33] D. Akinyele, E. Olabode, and A. Amole, "Review of fuel cell technologies and applications for sustainable microgrid systems," *Inventions*, vol. 5, no. 3, p. 42, 2020.
- [34] J. Wang, F. Jie, L. Wang, P. Li, Y. Ma, Y. Chen, G. Han, and Z. Chen, "Strategy on interruptible load selection for precise load shedding system of source-grid-load friendly interaction system," in *2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. IEEE, 2019, pp. 1765–1769.
- [35] B. Wang, M. Sechilariu, and F. Locment, "Intelligent dc microgrid with smart grid communications : Control strategy consideration and design," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2148–2156, 2012.
- [36] S. Xing, "Microgrid emergency control based on the stratified controllable load shedding optimization," 2012.
- [37] A. Hamza, H. B. Tahir, K. Siraj, and M. Nasir, "Hybrid ac/dc microgrid for residential applications," in *2019 IEEE Third International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*. IEEE, 2019, pp. 1–5.

- 
- [38] G. Asplund, “Le réseau de grand transport réconcilie alternatif et continu,” Efficacité énergétique et réseaux électriques, Tech. Rep., 2007.
- [39] K. Shimomachi, R. Hara, and H. Kita, “Comparison between dc and ac microgrid systems considering ratio of dc load,” in *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. IEEE, 2015, pp. 1–4.
- [40] K. Bharath, M. M. Krishnan, and P. Kanakasabapathy, “A review on dc microgrid control techniques applications and trends,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, no. 3, pp. 1328–1338, 2019.
- [41] D. E. Olivares, C. A. Cañizares, and M. Kazerani, “A centralized energy management system for isolated microgrids,” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, 2014.
- [42] R. A. Ferreira, H. A. Braga, A. A. Ferreira, and P. G. Barbosa, “Analysis of voltage droop control method for dc microgrids with simulink : Modelling and simulation,” in *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [43] Y. R. Kukandeh and M. H. Kazemi, “Microgrid control in islanding and connected mode,” in *Electrical Engineering (ICEE), Iranian Conference on*. IEEE, 2018, pp. 1173–1178.
- [44] R. INSIDE, “Les microgrids : Une opportunitÉ de valeur pour le groupe edf,” LES DOSSIERS DE LA R&D D’EDF, Tech. Rep., 2017.
- [45] F. Katiraei, M. R. Iravani, and P. W. Lehn, “Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process,” *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 248–257, 2005.
- [46] J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, T. Zhelev, K. Hemmes, E. Monmasson, S. Jemei, M. P. Comech, R. Granadino, and J. I. Frau, “Distributed generation : Toward a new energy paradigm,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 52–64, 2010.
- [47] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke, “Smart grid technologies : Communication technologies and standards,” *IEEE transactions on Industrial informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011.
- [48] Y. Kabalci, “A survey on smart metering and smart grid communication,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 302–318, 2016.
- [49] H. Das, M. Rahman, S. Li, and C. Tan, “Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration : A technological review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, pp. 109–618, 2020.
- [50] R. A. Waraich, M. D. Galus, C. Dobler, M. Balmer, G. Andersson, and K. W. Axhausen, “Plug-in hybrid electric vehicles and smart grids : Investigations based on a microsimulation,” *Transportation Research Part C : Emerging Technologies*, vol. 28, pp. 74–86, 2013.

- 
- [51] T. D. D. J.-W. J. Francis Mwasilu Jackson John Justo, Eun-Kyung Kim, “Electric vehicles and smart grid interaction : A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 501–516, 2014.
- [52] F. Khoucha, M. Benbouzid, Y. Amirat, and A. Kheloui, “Integrated energy management of a plug-in electric vehicle in residential distribution systems with renewables,” in *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. IEEE, 2015, pp. 717–722.
- [53] S. Goel, R. Sharma, and A. K. Rathore, “A review on barrier and challenges of electric vehicle in india and vehicle to grid optimisation,” *Transportation Engineering*, p. 100057, 2021.
- [54] W. Kempton, J. Tomic, S. Letendre, A. Brooks, and T. Lipman, “Vehicle-to-grid power : battery, hybrid, and fuel cell vehicles as resources for distributed electric power in california,” 2001.
- [55] Renault Communication, Pagecran. (2021) What’s the deal with v2g, or vehicle-to-grid? [Online]. Available : <https://easyelectriclife.groupe.renault.com/en/outlook/energy/whats-the-deal-with-v2g-or-vehicle-to-grid/>
- [56] C. Wu, H. Mohsenian-Rad, J. Huang, and J. Jatskevich, “Pev-based combined frequency and voltage regulation for smart grid,” in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [57] M. D. Galus, M. Zima, and G. Andersson, “On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6736–6745, 2010.
- [58] K. Mets, T. Verschueren, W. Haerick, C. Devellder, and F. De Turck, “Optimizing smart energy control strategies for plug-in hybrid electric vehicle charging,” in *2010 IEEE/IFIP Network Operations and Management Symposium Workshops*. Ieee, 2010, pp. 293–299.
- [59] W. Kempton and T. Kubo, “Electric-drive vehicles for peak power in japan,” *Energy policy*, vol. 28, no. 1, pp. 9–18, 2000.
- [60] V. Marano and G. Rizzoni, “Energy and economic evaluation of phevs and their interaction with renewable energy sources and the power grid,” in *2008 IEEE International Conference on Vehicular Electronics and Safety*. IEEE, 2008, pp. 84–89.
- [61] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, “The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 1, pp. 185–192, 2011.
- [62] E. Sortomme, M. M. Hindi, S. J. MacPherson, and S. Venkata, “Coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicles to minimize distribution system losses,” *IEEE transactions on smart grid*, vol. 2, no. 1, pp. 198–205, 2010.
- [63] M. Bojrup, P. Karlsson, M. Alakula, and B. Simonsson, “A dual purpose battery charger for electric vehicles,” in *PESC 98 Record. 29th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference (Cat. No. 98CH36196)*, vol. 1. IEEE, 1998, pp. 565–570.

- 
- [64] S. Habib, M. Kamran, and U. Rashid, "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks—a review," *Journal of Power Sources*, vol. 277, pp. 205–214, 2015.
- [65] Z. Hu, Y. Song, Z. Xu, Z. Luo, K. Zhan, and L. Jia, "Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems," *Proceedings of the CSEE*, vol. 32, no. 4, pp. 1–10, 2012.
- [66] Y. Ma, B. Zhang, and X. Zhou, "An overview on impacts of electric vehicles integration into distribution network," in *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*. IEEE, 2015, pp. 2065–2070.
- [67] Y. Sun, W. Liu, M. Su, X. Li, H. Wang, and J. Yang, "A unified modeling and control of a multi-functional current source-typed converter for v2g application," *Electric Power Systems Research*, vol. 106, pp. 12–20, 2014.
- [68] Y. Ma, B. Zhang, X. Zhou, Z. Gao, Y. Wu, J. Yin, and X. Xu, "An overview on v2g strategies to impacts from ev integration into power system," in *2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. IEEE, 2016, pp. 2895–2900.
- [69] J. A. F. Orjuela, "Intégration des véhicules électriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies v2g innovantes," Ph.D. dissertation, Université de Grenoble, 2014.
- [70] S. S. Hussain, T. S. Ustun, P. Nsonga, and I. Ali, "Ieee 1609 wave and iec 61850 standard communication based integrated ev charging management in smart grids," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 67, no. 8, pp. 7690–7697, 2018.
- [71] C. Gamarra and J. M. Guerrero, "Computational optimization techniques applied to microgrids planning : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 413–424, 2015.
- [72] M. D. Al-Falahi, S. Jayasinghe, and H. Enshaei, "A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system," *Energy conversion and management*, vol. 143, pp. 252–274, 2017.
- [73] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 430–448, 2016.
- [74] A. K. Bansal, R. Kumar, and R. Gupta, "Economic analysis and power management of a small autonomous hybrid power system (sahps) using biogeography based optimization (bbo) algorithm," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 638–648, 2013.
- [75] A. Kaabeche, S. Diaf, and R. Ibtouen, "Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria," *Solar Energy*, vol. 155, pp. 727–738, 2017.
- [76] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of pv-diesel systems using genetic algorithms," *Solar energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33–46, 2005.

- 
- [77] A. Yahiaoui, F. Fodhil, K. Benmansour, M. Tadjine, and N. Cheggaga, "Grey wolf optimizer for optimal design of hybrid renewable energy system pv-diesel generator-battery : Application to the case of djanet city of algeria," *Solar Energy*, vol. 158, pp. 941–951, 2017.
- [78] O. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, and G. Feld, "Optimal design and energy management of a hybrid power generation system based on wind/tidal/pv sources : Case study for the ouessant french island," in *Smart Energy Grid Design for Island Countries*. Springer, 2017, pp. 381–413.
- [79] F. R. Islam, K. Al Mamun, and M. T. O. Amanullah, *Smart Energy Grid Design for Island Countries : Challenges and Opportunities*. Springer, 2017.
- [80] F. Anam, A. A. Sahito, and A. Shah, "Comparison of ac and dc microgrid considering solar-wind hybrid renewable energy system," 2018.
- [81] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J.-W. Jung, "Ac microgrids versus dc microgrids with distributed energy resources : A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 24, pp. 387–405, 2013.
- [82] U. Manandhar, A. Ukil, and T. K. K. Jonathan, "Efficiency comparison of dc and ac microgrid," in *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)*. IEEE, 2015, pp. 1–6.
- [83] D. B.-J. S. S. F. E. B.-J. S. E. W. Daniel Fregosi, Sharmila Ravula, "A comparative study of dc and ac microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles," in *2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*. IEEE, 2015, pp. 1–6.
- [84] D. V. Slyke, "The heart of an energy management system," SCADA, 2016.
- [85] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, and G. Hu, "Smart energy management system for optimal microgrid economic operation," *IET renewable power generation*, vol. 5, no. 3, pp. 258–267, 2011.
- [86] A. Agüera-Pérez, J. C. Palomares-Salas, J. J. G. De La Rosa, and O. Florencias-Oliveros, "Weather forecasts for microgrid energy management : Review, discussion and recommendations," *Applied energy*, vol. 228, pp. 265–278, 2018.
- [87] C. Voyant, "Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels," Ph.D. dissertation, Université Pascal Paoli, 2011.
- [88] S.-y. Obara and A. G. El-Sayed, "Compound microgrid installation operation planning of a pefc and photovoltaics with prediction of electricity production using ga and numerical weather information," *International journal of hydrogen energy*, vol. 34, no. 19, pp. 8213–8222, 2009.
- [89] L. J. Ricalde, B. Cruz, G. Catzin, A. Y. Alanis, and E. N. Sanchez, "Forecasting for smart grid applications with higher order neural networks," in *World Automation Congress 2012*. IEEE, 2012, pp. 1–6.



- 
- [90] Y. J. Reddy, Y. P. Kumar, V. S. Kumar, and K. P. Raju, "Distributed anns in a layered architecture for energy management and maintenance scheduling of renewable energy hps microgrids," in *2012 International Conference on Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET)*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [91] R. Castermans, G. Saelens, and T. Brechet, "Quelles sont les perspectives d'évolution des micro-grid en belgique? etude des apports de l'économie collaboratvie au secteur de l'énergie," Ph.D. dissertation, Louvain School of Management, 2018.
- [92] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, "Overview of energy storage systems in distribution networks : Placement, sizing, operation, and power quality," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1205–1230, 2018.
- [93] A. Ogunjuyigbe, T. Ayodele, and O. Akinola, "Optimal allocation and sizing of pv/wind/split-diesel/battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building," *Applied Energy*, vol. 171, pp. 153–171, 2016.
- [94] R. Banos, F. Manzano-Agugliaro, F. Montoya, C. Gil, A. Alcayde, and J. Gómez, "Optimization methods applied to renewable and sustainable energy : A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no. 4, pp. 1753–1766, 2011.
- [95] U. M. Diwekar, *Introduction to applied optimization*. Springer Nature, 2020, vol. 22.
- [96] J. Nocedal and S. Wright, *Numerical optimization*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [97] D. Fouskakis and D. Draper, "Stochastic optimization : a review," *International Statistical Review*, vol. 70, no. 3, pp. 315–349, 2002.
- [98] L. Bianchi, M. Dorigo, L. M. Gambardella, and W. J. Gutjahr, "A survey on metaheuristics for stochastic combinatorial optimization," *Natural Computing*, vol. 8, no. 2, pp. 239–287, 2009.
- [99] K. Kogan, S. Nikolenko, S. Keshav, and A. López-Ortiz, "Efficient demand assignment in multi-connected microgrids with a shared central grid," in *2013 Sustainable Internet and ICT for Sustainability (SustainIT)*. IEEE, 2013, pp. 1–5.
- [100] O. Erdinc and M. Uzunoglu, "Optimum design of hybrid renewable energy systems : Overview of different approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 3, pp. 1412–1425, 2012.
- [101] M. Haghifam, M. Fotuhi-Firuzabad, H. Golpira, S. Jadid, and S. Ghavidel, "Optimal power flow in direct current (dc) microgrids : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1263–1273, 2016.
- [102] S. B. Shaaban, M. W. Mustafa, M. I. M. El-Shorbagy, and M. A. Moustafa, "Optimal scheduling of microgrid energy management using integer linear programming," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 90 579–90 590, 2019.

- 
- [103] G. Zhu, Z. Wang, Y. Wang, Y. Zhao, and C. Kang, "A novel quadratic programming-based approach for microgrid optimal operation," *Applied Energy*, vol. 204, pp. 1530–1541, 2017.
- [104] J. Wang, X. Wang, and R. Huang, "Convex optimization for distributed energy resources in microgrids : A review," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 4, pp. 2420–2430, 2019.
- [105] X. Zhang, G. Zhang, L. Wu, J. Cao, and D. Zhang, "Microgrid energy management based on genetic algorithm considering demand response and uncertainty," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 46 250–46 260, 2019.
- [106] H. Gupta, N. Jain, and P. Singh, "Artificial bee colony algorithm based energy management for microgrid : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 179–192, 2017.
- [107] M. R. Haghifam, S. Jadid, M. B. Menhaj, and J. J. Quindimil, "Decomposition methods in electric power systems : A review," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3071–3081, 2014.
- [108] Y. Errami, H. Chaikhy, M. Benbouzid, A. Massoud, and D. E. Ouadghiri, "Heuristic approaches for energy management in microgrids : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 126–138, 2016.
- [109] T. R. Liyanapathirana and C. K. Chau, "Stochastic optimization for microgrid operation considering uncertainty in renewable energy resources : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, pp. 253–264, 2017.
- [110] N. Amjady, H. Kazemi, and A. Keyhani, "Metaheuristic optimization techniques for the operation and control of microgrids : A comprehensive survey," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1060–1088, 2018.
- [111] M. Ferdowsi, M. A. F. Ghazvini, and M. Popov, "Multi-agent systems applications in smart grids : An overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, pp. 821–835, 2014.
- [112] Z. Salam, M. I. Mustapa, N. A. Rahim, M. M. Othman, and A. H. A. Bakar, "Application of artificial neural networks in microgrid : A review," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 102 946–102 957, 2019.
- [113] F. Blaabjerg, J. Guerrero, J. C. Vasquez, and A. B. Ferreira, "Fuzzy logic applications for renewable energy systems and smart grids : A review," *IEEE Access*, vol. 4, pp. 42–60, 2016.
- [114] S. Helal, R. Najee, M. Hanna, M. F. Shaaban, A. Osman, and M. Hassan, "An energy management system for hybrid microgrids in remote communities," in *2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. IEEE, 2017, pp. 1–4.
- [115] Z. Luo, W. Gu, Z. Wu, Z. Wang, and Y. Tang, "A robust optimization method for energy management of cchp microgrid," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 132–144, 2018.

- 
- [116] T. G. Paul, S. J. Hossain, S. Ghosh, P. Mandal, and S. Kamalasan, "A quadratic programming based optimal power and battery dispatch for grid-connected microgrid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 2, pp. 1793–1805, 2017.
- [117] R. R. Nivedha, J. G. Singh, and W. Ongsakul, "Pso based economic dispatch of a hybrid microgrid system," in *2018 International Conference on Power, Signals, Control and Computation (EPSCICON)*. IEEE, 2018, pp. 1–5.
- [118] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, and T. S. Raj, "Optimal sizing of an islanded microgrid using evolutionary strategy," in *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. IEEE, 2010, pp. 12–17.
- [119] A. Navaeefard, S. M. Tafreshi, M. Barzegari, and A. J. Shahrood, "Optimal sizing of distributed energy resources in microgrid considering wind energy uncertainty with respect to reliability," in *2010 IEEE International Energy Conference*. IEEE, 2010, pp. 820–825.
- [120] M. Nemati, M. Braun, and S. Tenbohlen, "Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming," *Applied energy*, vol. 210, pp. 944–963, 2018.
- [121] G.-C. Liao, "Solve environmental economic dispatch of smart microgrid containing distributed generation system—using chaotic quantum genetic algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 779–787, 2012.
- [122] H. Shuai, J. Fang, X. Ai, Y. Tang, J. Wen, and H. He, "Stochastic optimization of economic dispatch for microgrid based on approximate dynamic programming," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2440–2452, 2018.
- [123] W. Su, J. Wang, and J. Roh, "Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources," *IEEE Transactions on Smart grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1876–1883, 2013.
- [124] A. Kantamneni, L. E. Brown, G. Parker, and W. W. Weaver, "Survey of multi-agent systems for microgrid control," *Engineering applications of artificial intelligence*, vol. 45, pp. 192–203, 2015.
- [125] S. Ahmadi, S. Shokoohi, and H. Bevrani, "A fuzzy logic-based droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in an ac microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 148–155, 2015.
- [126] T. T. Teo, T. Logenthiran, W. L. Woo, and K. Abidi, "Fuzzy logic control of energy storage system in microgrid operation," in *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*. IEEE, 2016, pp. 65–70.
- [127] L. Roiné, K. Therani, Y. S. Manjili, and M. Jamshidi, "Microgrid energy management system using fuzzy logic control," in *2014 World Automation Congress (WAC)*. IEEE, 2014, pp. 462–467.

- 
- [128] C. Colson, M. Nehrir, and R. Gunderson, "Multi-agent microgrid power management," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 44, no. 1, pp. 3678–3683, 2011.
- [129] A. Chatterjee and A. Keyhani, "Neural network estimation of microgrid maximum solar power," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1860–1866, 2012.
- [130] T. Niknam, R. Azizipanah-Abarghooee, and M. R. Narimani, "An efficient scenario-based stochastic programming framework for multi-objective optimal micro-grid operation," *Applied Energy*, vol. 99, pp. 455–470, 2012.
- [131] J. M. Lujano-Rojas, C. Monteiro, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Optimum load management strategy for wind/diesel/battery hybrid power systems," *Renewable Energy*, vol. 44, pp. 288–295, 2012.
- [132] S. Proietti, P. Sdringola, F. Castellani, D. Astolfi, and E. Vuillermoz, "On the contribution of renewable energies for feeding a high altitude smart mini grid," *Applied Energy*, vol. 185, pp. 1694–1701, 2017.
- [133] P. Couty, M. J. Lalou, P. Cuony, S. Cotture, and V. Saade, "Positive energy building with pv facade production and electrical storage designed by the swiss team for the us department of energy solar decathlon 2017," *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 919–924, 2017.
- [134] M. Ahamed, U. Dissanayake, H. De Silva, H. Pradeep, and N. Lidula, "Modelling and simulation of a solar pv and battery based dc microgrid system," in *2016 international conference on electrical, electronics, and optimization techniques (iceeot)*. IEEE, 2016, pp. 1706–1711.
- [135] R. Rosenthal. (2018) Gams : a user's guide. [Online]. Available : <https://www.gams.com/dd/docs/bigdocs/GAMSUsersGuide.pdf>
- [136] L. Majić, I. Krželj, and M. Delimar, "Optimal scheduling of a chp system with energy storage," in *2013 36th International Convention on Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics (MIPRO)*. IEEE, 2013, pp. 1253–1257.
- [137] Y.-H. Chen, S.-Y. Lu, Y.-R. Chang, T.-T. Lee, and M.-C. Hu, "Economic analysis and optimal energy management models for microgrid systems : A case study in taiwan," *Applied Energy*, vol. 103, pp. 145–154, 2013.
- [138] A. Khodaei and M. Shahidehpour, "Microgrid-based co-optimization of generation and transmission planning in power systems," *IEEE transactions on power systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1582–1590, 2012.
- [139] C. Nayar, M. Tang, and W. Suponthana, "Wind/pv/diesel micro grid system implemented in remote islands in the republic of maldives," in *2008 IEEE international conference on sustainable energy technologies*. IEEE, 2008, pp. 1076–1080.

- 
- [140] A. E. L. Rivas and T. Abrão, “Faults in smart grid systems : Monitoring, detection and classification,” *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106602, 2020.
- [141] A. Bani-Ahmed, L. Weber, A. Nasiri, and H. Hosseini, “Microgrid communications : State of the art and future trends,” in *2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*. IEEE, 2014, pp. 780–785.
- [142] M. Faheem, S. B. H. Shah, R. A. Butt, B. Raza, M. Anwar, M. W. Ashraf, M. A. Ngadi, and V. C. Gungor, “Smart grid communication and information technologies in the perspective of industry 4.0 : Opportunities and challenges,” *Computer Science Review*, vol. 30, pp. 1–30, 2018.
- [143] T. Entreprise and I. PICON, “L’intelligence artificielle dans les micro grids énergétiques, simple utopie ou réalité de demain ?”
- [144] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, and J. Y. Yong, “Integration of electric vehicles in smart grid : A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 720–732, 2016.
- [145] X. Zeng, M. Li, D. Abd El-Hady, W. Alshitari, A. S. Al-Bogami, J. Lu, and K. Amine, “Commercialization of lithium battery technologies for electric vehicles,” *Advanced Energy Materials*, vol. 9, no. 27, p. 1900161, 2019.
- [146] A. Sharma and S. Sharma, “Review of power electronics in vehicle-to-grid systems,” *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 337–361, December, 2019.
- [147] O. Ouramdane, E. Elbouchikhi, Y. Amirat, and E. S. Gooya, “Optimal sizing and energy management of microgrids with vehicle-to-grid technology : A critical review and future trends,” *Energies*, vol. 14, no. 14, p. 4166, June, 2021.
- [148] C. Corchero, M. Cruz-Zambrano, F.-J. Heredia *et al.*, “Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to-grid system,” *IEEE transactions on smart grid*, vol. 5, no. 4, pp. 2163–2172, 2014.
- [149] T. M. Layadi and G. Champenois, “Etude du vieillissement d’un banc de stockage plomb-acide dans un système hybride multi-sources,” in *Symposium de Génie Électrique 2014*, 2014.
- [150] I. M. Bomze, V. F. Demyanov, R. Fletcher, T. Terlaky, and R. Fletcher, “The sequential quadratic programming method,” *Nonlinear Optimization : Lectures given at the CIME Summer School held in Cetraro, Italy, July 1-7, 2007*, pp. 165–214, 2010.
- [151] O. Hazem Mohammed, Y. Amirat, and M. Benbouzid, “Economical evaluation and optimal energy management of a stand-alone hybrid energy system handling in genetic algorithm strategies,” *Electronics*, vol. 7, no. 10, p. 233, August, 2018.
- [152] European Commission. (2019) Photovoltaic geographical information system. [Online]. Available : [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)

- 
- [153] EDF. (2019) Open data wind measurements - île de sein. [Online]. Available : [https://opendata-iles-ponant.edf.fr/explore/dataset/mesures-de-vent-ile-de-sein/information/?sort=date\\_heure](https://opendata-iles-ponant.edf.fr/explore/dataset/mesures-de-vent-ile-de-sein/information/?sort=date_heure)
- [154] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghaie, “A practical scheme to involve degradation cost of lithium-ion batteries in vehicle-to-grid applications,” *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1730–1738, October, 2016.
- [155] H. Liu, B. Wang, N. Wang, Q. Wu, Y. Yang, H. Wei, and C. Li, “Enabling strategies of electric vehicles for under frequency load shedding,” *Applied Energy*, vol. 228, pp. 843–851, 2018.
- [156] S. D’silva, A. Zare, M. B. Shadmand, S. Bayhan, and H. Abu-Rub, “Towards resiliency enhancement of network of grid-forming and grid-following inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2023.
- [157] D. Pattabiraman, R. Lasseter, and T. Jahns, “Comparison of grid following and grid forming control for a high inverter penetration power system,” in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2018, pp. 1–5.
- [158] Y. Zuo, Z. Yuan, F. Sossan, A. Zecchino, R. Cherkaoui, and M. Paolone, “Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, p. 100496, 2021.
- [159] M. Yilmaz and P. T. Krein, “Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 28, no. 12, pp. 5673–5689, 2012.
- [160] N. Hatziargyriou, T. Van Cutsem, J. Milanović, P. Pourbeik, C. Vournas, O. Vlachokyriakou, P. Kotsampopoulos, R. Ramos, J. Boemer, P. Aristidou *et al.*, “Contribution to bulk system control and stability by distributed energy resources connected at distribution network,” IEEE, Tech. Rep., 2017.
- [161] H. D. Van Broeck, “Analysis of the voltage harmonics of pwm voltage fed inverters using high switching frequencies and different modulation functions,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 2, no. 6, pp. 341–350, 1992.
- [162] A. M. Trzynadlowski and S. Legowski, “Minimum-loss vector pwm strategy for three-phase inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 9, no. 1, pp. 26–34, 1994.
- [163] L. Marroyo, H. Piquet, and F. Richardeau, “Méthodologie de dimensionnement d’un redresseur mli à prélèvement sinus,” in *Conference : Electronique de Puissance du Futur EPF’1998*, 1998.
- [164] T. Ane and L. Loron, “Easy and efficient tuning of pi controllers for electrical drives,” in *IECON 2006-32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*. IEEE, 2006, pp. 5131–5136.

- 
- [165] Z. Zhou, “Modeling and power control of a marine current turbine system with energy storage devices,” Ph.D. dissertation, Université de Bretagne occidentale-Brest, 2014.
- [166] J. Han, “From pid to active disturbance rejection control,” *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 3, pp. 900–906, 2009.
- [167] E. Elbouchikhi, M. F. Zia, M. Benbouzid, and S. El Hani, “Overview of signal processing and machine learning for smart grid condition monitoring,” *Electronics*, vol. 10, no. 21, p. 2725, 2021.





---

**Titre :** Contribution à la gestion d'énergie optimale et la commande robuste d'un microgrid domestique intégrant le véhicule électrique

**Mot clés :** Microgrid, vehicle-to-home, stratégie de gestion d'énergie, contrôle/commande, ADRC.

**Résumé :** L'avènement des énergies renouvelables a provoqué une véritable révolution dans le secteur de l'énergie, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives passionnantes pour un avenir plus durable. Parmi les avancées technologiques qui ont émergé, les microgrids se démarquent comme une solution prometteuse. Dans cette thèse, une approche d'optimisation est mise en oeuvre pour la gestion de l'énergie d'un microgrid constitué de panneaux solaires, d'une éolienne, des batteries et d'un véhicule électrique. Le travail se divise en trois parties étroitement liées. Tout d'abord, le dimensionnement optimal des différents éléments constitutifs du microgrid permettant de minimiser les coûts et maximiser l'autonomie. Ensuite, l'optimisation de la ges-

tion de l'énergie est explorée. Cela consiste à la mise en place d'un algorithme sophistiqué minimisant le coût total de l'énergie en fonction des données météorologiques, la consommation prévue et l'état de charge des batteries et du véhicule. L'algorithme résout le problème en respectant toutes les contraintes du système. Enfin, le contrôle des différents convertisseurs est abordé. L'approche ADRC a été implantée pour la commande robuste d'un onduleur autonome en cas d'îlotage du microgrid. Cela permet ensuite de mettre en oeuvre des algorithmes de gestion des flux de puissance en temps réel, permettant de superviser les performances et de réagir rapidement aux variations de la production renouvelable et du profil de charge.

---

**Title:** On the optimal energy management and robust control of a residential microgrid integrating the electric vehicle

**Keywords:** Microgrid, vehicle-to-home, energy management strategy, control and supervision, ADRC.

**Abstract:** Recent advances in renewable energies has sparked a veritable revolution in the energy sector, opening up exciting new prospects for a more sustainable future. Among the technological advances that have emerged, microgrids stand out as a promising solution for sustainable development. In this thesis, an optimisation approach is implemented for the energy management of a residential microgrid made up of solar panels, a wind turbine, batteries and an electric vehicle. The work is divided into three closely related parts. Firstly, optimal sizing, which involves determining the size of the various components of the microgrid in order to achieve minimum cost and maximum autonomy. Next, an optimal

energy management system is designed. This involves implementing a sophisticated algorithm that minimises the total cost of energy as a function of weather data, forecasted load consumption, and batteries and electric vehicle state of charge. The algorithm solves the problem while complying with all the residential constraints. Finally, the control of the various power converters is addressed. The ADRC approach has been implemented for robust control of a standalone inverter in the event of microgrid islanding. This involves setting up a real-time power flow monitoring and control system to supervise performance and rapidly responding to fluctuations in load demand or energy production.