

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère De L'Enseignement Supérieure et de la Recherche
Scientifique



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES

Faculté de Génie Electrique

Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

ATTOU NASR-EDDINE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT 3^{ème} CYCLE

Filière Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Intitule de la thèse :

**Contribution à l'étude des Réseaux Electriques
Intelligents du futur (Smart-Grids)**

Présenté devant le jury composé de :

Dr FELLAH Mohammed-Karim	Pr (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Dr ZIDI Sid-Ahmed	Pr (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Directeur de thèse
Dr HADJERI Samir	Pr (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Co-Directeur de thèse
Dr SAYAH Houari	Pr (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Examineur
Dr ALLALI Ahmed	Pr (USTO. Oran)	Examineur
Dr KHATIR Mohamed	Pr (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Invité

Soutenu le : 26 / 05 / 2022

Laboratoire de Recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems)

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage, la patience et la volonté pour accomplir ce travail.

*Mes plus vifs remerciements s'adressent au Professeur **ZIDI Sid-Ahmed**, qui m'a encadré durant ces années. Je le remercie tout particulièrement, pour l'intérêt qu'il a porté à ce sujet pour la confiance qu'il m'a accordée ainsi que pour les conseils qu'il a su me prodiguer. Grâce à l'ouverture de son esprit, il a su me laisser prendre des initiatives et avec sa compétence a contribué de façon décisive à ma formation scientifique. Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à mon co-superviseur **Dr. HADJERI Samir** Professeur à UDL SBA.*

*J'adresse tous mes remerciements au **Dr FELLAH Mohammed-Karim**, Professeur à l'université de Sidi-Bel-Abbès, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse et d'évaluer ce travail.*

*Mes remerciements s'adressent également aux **Dr. SAYAH Houari**, Professeur à l'université de Sidi-Bel-Abbès et **Dr. ALLALI Ahmed**, Professeur à l'université des Sciences et de la Technologie d'Oran USTO d'avoir manifesté un grand intérêt pour le sujet en acceptant d'être membres du jury.*

Mes témoignages et mes reconnaissances vont envers les personnes qui m'ont accompagné durant cette période, et qui pour certaines sont activement intervenues dans le déroulement de ces travaux de thèse.

*Je tiens à remercier **Dr. KHATIR Mohamed**, Professeur à l'université de Sidi-Bel-Abbès, pour son soutien et son accompagnement tout au long de notre recherche.*

*Finalement, je tiens également à remercier tous les professeurs et les doctorants des laboratoires **ICEPS** ainsi que pour leurs soutiens, leurs disponibilités et leurs sympathies.*

Table des matières

Introduction générale.....	1
Objectifs de la thèse	4
Contributions de la thèse.....	5

Chapitre 1 : Evolution du système électrique : émergence du concept " Smart-Grids"

1.1 INTRODUCTION.....	6
1.2 CONTEXTE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTAL.....	6
1.2.1 Réchauffement climatique	6
1.2.2 Emission de gaz à effet de serre.....	7
1.2.3 Augmentations des besoins en énergie.....	8
1.2.4 Epuisements des ressources énergétiques fossiles	9
1.3 ÉVOLUTION DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	10
1.3.1 Le réseau électrique traditionnel	10
1.3.2 Une nécessaire modernisation du réseau électrique	12
1.3.3 Besoins pour la maîtrise de l'énergie électrique	13
1.3.4 Évolution des réseaux électriques.....	13
1.3.5 Directive européenne	15
1.4 LE RESEAU ELECTRIQUE DU FUTUR : SMART GRID	15
1.4.1 Définitions du smart grid	15
1.4.2 Fonctionnement du réseau électrique intelligent "Smart-grid"	17
1.4.3 Architecture des réseaux intelligents.....	18
1.4.4 Intégration des nouvelles technologies	18
1.4.5 Systèmes intégrés dans les réseaux intelligents	19
1.4.5.1 Systèmes de communication	19
1.4.5.2 Systèmes d'information	21
1.4.6 Caractéristiques des réseaux électriques intelligents.....	22
1.4.7 Fonctions intégrées dans les smart grids.....	23
1.4.8 Composants utilisés au sein des smart grids	27
1.5 CONCLUSION	37

Chapitre 2 : État de l'art sur les micro-réseaux

2.1 INTRODUCTION.....	38
2.2 CONCEPT, DEFINITION ET DEFIS DES MICRO-RESEAUX.....	38
2.3 OBJECTIFS D'UN MICRO-RESEAU	40
2.4 CLASSIFICATION DES MICRO-RESEAUX.....	40
2.5 FONCTIONNEMENT DU MICRO-RESEAU	41

2.6	TYPES DES MICRO-RESEAUX.....	44
2.7	COMMUNICATION DANS LES MICRO-RESEAUX	45
2.8	PROTECTION DES MICRO-RESEAUX.....	46
2.9	CONTROLE DES MICRO-RESEAUX.....	48
2.9.1	Couche de répartition du réseau de distribution	48
2.9.2	Architecture de contrôle d'un micro-réseau	49
2.9.2.1	Contrôleurs globaux	49
2.9.2.2	Contrôleurs locaux	52
2.9.3	Méthodes de contrôle des micro-réseaux.....	53
2.9.3.1	Structures de contrôle des micro-réseaux	53
2.9.3.2	Contrôle hiérarchique du micro-réseau	55
2.9.3.3	Modes de contrôle du micro-réseau	56
2.9.4	Modes de fonctionnement d'un micro-réseau.....	59
2.10	CONCLUSION	60
Chapitre 3 : Gestion intelligente des ressources énergétiques dans les Smartgrids		
3.1	GESTION DE L'ENERGIE DANS LES SYSTEMES ELECTRIQUES INTELLIGENTS	61
3.1.1	Introduction	61
3.1.2	Définition du système de gestion de l'énergie (SGE)	61
3.1.3	Besoin d'une nouvelle solution pour la gestion de l'énergie	62
3.1.4	Gestion optimale de l'énergie dans les micro-réseaux	63
3.1.5	Objectifs de la gestion énergétique	64
3.1.6	Architecture de contrôle et de supervision d'un 'SGE'	65
3.1.7	Techniques d'optimisation et de programmation dans les réseaux intelligents ..	66
3.2	GESTION DE LA DEMANDE 'DSM' DANS LES MICRO-RESEAUX.....	69
3.2.1	Introduction.....	69
3.2.2	Définition du système de gestion de la demande (DSM).....	69
3.2.3	Aspects de la gestion de la demande	70
3.2.4	Technologie E-boxes.....	71
3.2.5	Gestion de la charge de pointe.....	72
3.2.6	Techniques de gestion de la demande.....	72
3.2.7	Catégorisation des programmes de gestion de la demande.....	75
3.2.8	Infrastructure générale des programmes de 'DR'	79
3.2.9	Techniques de gestion de la demande de pointe dans les réseaux intelligents ...	81
3.2.9.1	Gestion de la demande par la combinaison d'un système de stockage et un programme de réponse à la demande (DR).....	81
3.2.9.2	Gestion de la demande par la technologie 'V2G'	82
3.3	CONCLUSION	83

Chapitre 4 : Description des éléments du micro-réseau	
4.1	INTRODUCTION..... 84
4.2	COMPOSITION DU MICRO RESEAU..... 84
4.3	DESCRIPTION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE (PV)..... 84
4.4	DESCRIPTION DU SYSTEME EOLIEN (WT)..... 86
4.5	SYSTEME DE STOCKAGE D'ENERGIE PAR BATTERIE (SSEB)..... 88
4.6	VEHICULES ELECTRIQUES (VE)..... 91
4.6.1	Détails sur les véhicules électriques..... 93
4.6.2	Domaines d'application..... 93
4.7	RESEAU ELECTRIQUE PRINCIPALE..... 97
4.8	MODELISATION DE LA CHARGE 98
4.9	CONCLUSION 101
Chapitre 5 : Gestion optimale de l'énergie et le pilotage de la charge dans les micro-réseaux	
5.1	INTRODUCTION..... 102
5.2	GESTION OPTIMALE DE L'ENERGIE POUR UN MICRO-RESEAU HYBRIDE..... 102
5.2.1	Configuration du système 102
5.2.2	Gestion de l'énergie pour un micro-réseau en mode connecté 104
5.2.2.1	Système de gestion de l'énergie basé sur des règles (RB-EMS)..... 104
5.2.2.2	Résultats et discussions 110
5.2.3	Conclusion 121
5.3	GESTION OPTIMALE DE LA DEMANDE POUR UN MICRO-RESEAU HYBRIDE..... 121
5.3.1	Gestion de la demande par une combinaison d'un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB) et un programme de réponse à la demande (DR) 121
5.3.1.1	Description du micro-réseau..... 121
5.3.1.2	L'approche de gestion proposée 123
5.3.1.3	Résultats et discussions 128
5.3.1.4	Conclusion..... 135
5.3.2	Gestion de la demande par la technologie V2G..... 135
5.3.2.1	Description du micro-réseau..... 135
5.3.2.2	Approche de gestion proposée..... 136
5.3.2.3	Résultats et discussions 139
5.4	CONCLUSION 142
Conclusion générale..... 143	
Travaux futurs 144	
Références Bibliographiques 145	
Liste des publications & communications 154	

Liste des figures

Figure 1.1. Température globale selon les données GISS de la NASA. -----	7
Figure 1.2. Emission globale de CO2 -----	8
Figure 1.3. Evolution de la consommation d'énergie primaire par source (prévision EIA) -----	10
Figure 1.4. Architecture du réseau électrique classique -----	11
Figure 1.5. Evolution structurelle du réseau électrique-----	14
Figure 1.6. Structure générale d'un réseau électrique intelligent-----	16
Figure 1.7. Architecture d'un réseau électrique intelligent-----	18
Figure 1.8. Architecture du système de communication-----	20
Figure 1.9. Agencement des technologies de l'information et de la communication -----	22
Figure 1.10. Production d'énergie distribué -----	24
Figure 1.11. Schéma d'un modèle de comptage évolué -----	25
Figure 1.12. Schéma de comptage communicant -----	27
Figure 1.13. Le paradigme de l'IdO dans les réseaux électriques intelligents-----	28
Figure 1.14. Cyberattaque dans un réseau de communication de réseau intelligent. -----	30
Figure 1.15. Attaques "Cyber" constatées par RTE -----	30
Figure 1.16. Centrales virtuelles de production (VPP) -----	31
Figure 1.17. Caractéristiques d'une maison intelligente -----	32
Figure 1.18. Équipements novateurs du bâtiment intelligent -----	33
Figure 1.19. Piliers d'une ville intelligente -----	34
Figure 1.20. Schéma descriptif de la technologie V2G -----	35
Figure 1.21. Classification des technologies du véhicule électrique -----	36
Figure 1.22. Différentes topologies des véhicules électriques-----	36
Figure 2.1. Structure générale d'un micro-réseau -----	39
Figure 2.2. Composants généraux d'un micro réseau-----	39
Figure 2.3. Classification des micro réseaux -----	41
Figure 2.4. Structure de (A) micro réseau CA, micro réseau CC, micro réseau hybride -----	43
Figure 2.5. Structure de communication d'un micro réseau -----	46
Figure 2.6. Scénarios de défaillance externe et interne dans un micro réseau -----	47
Figure 2.7. Structure typique de contrôle d'un micro-réseau -----	49
Figure 2.8. Architecture de contrôle des micro-réseaux -----	51
Figure 2.9. Architecture de base d'un contrôleur central de MG -----	52
Figure 2.10. Système de contrôle centralisé d'un MG -----	54
Figure 2.11. Système de contrôle distribué d'un MG -----	55
Figure 2.12. Contrôle hiérarchique du micro-réseau -----	55
Figure 2.13. Architecture d'un micro-réseau sous contrôle maître-esclave-----	57
Figure 2.14. Architecture d'un micro-réseau sous contrôle pair-à-pair -----	58
Figure 3.1. Centre de gestion d'énergie dans un micro réseau -----	62
Figure 3.2. Système de gestion de l'énergie (SGE)-----	64
Figure 3.3. Stratégie de gestion de l'énergie dans un micro-réseau-----	66
Figure 3.4. Appareil de pilotage de la charge-----	71
Figure 3.5. Période de pointe quotidienne-----	72
Figure 3.6. Techniques de base de pilotage de la charge -----	73
Figure 3.7. Gestion des pointes dans un profil de charge -----	74
Figure 3.8. Catégories de technologies d'écrêtement des pointes -----	74
Figure 3.9. Catégorisation du programme de réponse à la demande-----	76
Figure 4.1. Système de conversion d'énergie PV -----	85
Figure 4.2. Schéma de contrôle d'un système PV raccordé au réseau-----	85
Figure 4.3. Profil solaire quotidien typique : (a) jour ensoleillé, (b) jour nuageux-----	86
Figure 4.4. Système éolien raccordé au réseau -----	87

Figure 4.5. Profil de vent quotidien typique- -----	88
Figure 4.6. Configuration du système de stockage d'énergie par batterie -----	89
Figure 4.7. Boucle de contrôle d'un système de stockage par batterie -----	90
Figure 4.8. Gestion optimale des pointes par le système de stockage -----	91
Figure 4.9. Structure d'échange bidirectionnel d'une station de recharge-----	92
Figure 4.10. Système d'agrégation de puissance des 'VEs' -----	92
Figure 4.11. Station de recharge "habitat individuel"-----	94
Figure 4.12. Station de recharge publique -----	94
Figure 4.13. Profils journaliers des véhicules électriques -----	96
Figure 4.14. Courbe de prix de l'électricité -----	97
Figure 4.15. Courbe de charge quotidienne -----	98
Figure 4.16. Charge cibles pour la gestion de la demande-----	100
Figure 4.17. Programme journalière de réponse à la demande -----	100
Figure 4.18. Schéma bloc Simulink des scénarios de pilotage de la charge (DR) -----	101
Figure 5.1. Architecture du micro-réseau proposé -----	103
Figure 5.2. Système de gestion proposé-----	104
Figure 5.3.(a). Organigramme de la méthode proposée 'équilibre production consommation'-----	106
Figure 5.3.(b). Organigramme de l'algorithme des règles proposé "' déficit'"-----	107
Figure 5.3.(c). Organigramme de l'algorithme des règles proposé "' excédent '"-----	108
Figure 5.4. Modèle MATLAB/Simulink d'un Microgrid connecté au réseau -----	110
Figure 5.5. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée -----	112
Figure 5.6. Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse -----	112
Figure 5.7. Chargement des VE pour une journée ensoleillée-----	112
Figure 5.8. Chargement des VE pour une journée nuageuse-----	112
Figure 5.9. État de charge des VE pendant la journée -----	113
Figure 5.10. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée-----	114
Figure 5.11. Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse -----	114
Figure 5.12. Chargement des VE et opérations V2G pour journée ensoleillée-----	114
Figure 5.13. Chargement des VE et opérations V2G pour une journée nuageuse -----	114
Figure 5.14. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée-----	114
Figure 5.15. Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse -----	114
Figure 5.16. Chargement des VE et opérations V2G pour journée ensoleillée-----	115
Figure 5.17. Chargement des VE et opérations V2G pour une journée nuageuse -----	115
Figure 5.18. Variation de puissance du micro-réseau durant un jour nuageux -----	116
Figure 5.19. Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse -----	116
Figure 5.20. Chargement des VE et opérations V2G pour journée ensoleillée-----	116
Figure 5.21. Chargement des VE et opérations V2G pour une journée nuageuse -----	116
Figure 5.22. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée-----	118
Figure 5.23. Variation de puissance du micro-réseau durant un journée nuageuse-----	118
Figure 5.24. Chargement des VE et opérations V2G durant la journée -----	118
Figure 5.25. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée-----	118
Figure 5.26. Variation de puissance du micro-réseau durant un journée nuageuse-----	118
Figure 5.27. Chargement des VE et opérations V2G durant la journée -----	119
Figure 5.28. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée-----	119
Figure 5.29. Variation de puissance du micro-réseau durant un journée nuageuse -----	119
Figure 5.30. Chargement des VE et opérations V2G durant la journée -----	119
Figure 5.31. Architecture du micro-réseau proposé-----	122
Figure 5.32. Algorithme de contrôle proposé pour la gestion des pointes -----	123
Figure 5.33. Détermination de la puissance de pointe -----	125
Figure 5.34. Algorithme de contrôle proposé pour l'écrêtage des pics et le remplissage des heures creuses. -----	127
Figure 5.35. Distribution horaire de l'algorithme développé-----	127
Figure 5.36. Prix d'électricité journalière-----	129
Figure 5.37. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée -----	129

Figure 5.38. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion. -----	130
Figure 5.39. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée-----	131
Figure 5.40. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion -----	131
Figure 5.41 Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée-----	132
Figure 5.42. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion. -----	133
Figure 5.43. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée-----	133
Figure 5.44. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion -----	134
Figure 5.45. Architecture du micro-réseau proposé -----	136
Figure 5.46. Schéma fonctionnel du système de gestion proposé-----	137
Figure 5.47. Organigramme de l'algorithme proposé-----	137
Figure 5.48. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée-----	141
Figure 5.49. Chargement et opérations V2G pendant la journée-----	141
Figure 5.50. État de charge des VE pendant la journée -----	142

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Le réseau électrique traditionnel vs le réseau intelligent-----	22
Tableau 2.1 : Classification des micro-réseaux par capacité-----	41
Tableau 2.2 : Méthodes de contrôle d'un micro-réseau-----	59
Tableau 3.1 : Différents mécanismes de réponse à la demande-----	80
Tableau 4.1 : Caractéristiques des stations de recharge-----	95
Tableau 5.1 : Paramètres du micro réseau (1) -----	103
Tableau 5.2 : Paramètres du micro-réseau (2) -----	122
Tableau 5.3 : Paramètres du micro-réseau (3) -----	136

Liste des abréviations

<i>EIA</i>	l'Agence internationale de l'énergie
<i>HAN</i>	Home area network
<i>NAN</i>	Neighbors area network
<i>WAN</i>	Réseau longue distance "Wide area network"
<i>CIS</i>	Le système d'information client
<i>SCADA</i>	Le système de contrôle et d'acquisition de données
<i>AMI</i>	Infrastructure de comptage avancée
<i>DRMS</i>	Système de gestion de la réponse à la demande
<i>PE</i>	Prix d'électricité
<i>GIS</i>	Système d'information géographique
<i>DRMS</i>	Système de gestion de la réponse à la demande
<i>OMS</i>	Système de gestion des pannes
<i>MDMS</i>	Système de gestion des données de comptage
<i>NTIC</i>	Nouvelle technologie de l'information et de communication
<i>CPL</i>	Courant porteur en ligne
<i>FACTS</i>	Flexible Alternative Current Transmission System
<i>ENR</i>	Energie renouvelable
<i>IoD</i>	Internet des Objets
<i>VPP</i>	Centrales virtuelles de production
<i>VE</i>	Véhicule électrique
<i>V2G</i>	Véhicule relié au réseau (Vehicle To Grid)
<i>V2H</i>	Véhicule connecté à la maison (Vehicle To Home)
<i>V2B</i>	Véhicule connecté au bâtiment (Vehicle To Building)
<i>GED, GD</i>	Générateur d'énergie distribuée
<i>MG</i>	Microgrid
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>SSEB</i>	Système de stockage d'énergie par batterie
<i>CA</i>	Courant alternatif
<i>MC</i>	Contrôleur de micro-source
<i>LC</i>	Contrôleur de la charge
<i>MGCC</i>	Contrôleur centrale du Micro réseau
<i>DMS</i>	Système de gestion de la distribution
<i>DNO</i>	Gestionnaire du réseau de distribution
<i>PD</i>	Production décentralisée
<i>SG</i>	Smart grid
<i>SGE</i>	Système de gestion d'énergie
<i>IHM</i>	Interfaces homme-machine
<i>DR</i>	Demand Response
<i>SOC</i>	L'état de charge
<i>WT</i>	Production éolienne 'Wind Turbine'
<i>DSM</i>	Demand Side Management
<i>HREES</i>	Systèmes hybrides énergie renouvelable-stockage
<i>GISS</i>	Goddard Institute for Space Studies (NASA)

Résumé

Le développement des réseaux électriques intelligents ces dernières années a connu une évolution rapide en raison de plusieurs facteurs tels que l'augmentation des besoins en énergie, l'épuisement des combustibles fossiles et le changement climatique.

Face à ces défis, l'intégration de la production décentralisée à bases des énergies renouvelables dans le système électrique demeure la meilleure solution pour compenser les besoins énergétiques et réduire les émissions de CO₂. Cependant, la nature intermittente de ces ressources peut causer de graves répercussions sur la fiabilité du réseau électrique, ce qui nécessite le développement de nouvelles approches de gestion, notamment pour intégrer le caractère intermittent des différentes ressources énergétiques. Nous sommes donc confrontés à un besoin de maîtrise de l'énergie électrique. Les travaux de cette thèse sont centrés sur la conception d'un micro-réseau multi-source et le développement de différentes stratégies de gestion de l'énergie et le pilotage de la charge. Premièrement, un système de gestion de l'énergie basé sur des règles (RB EMS) est développée. L'algorithmes de gestion implémentée vise à gérer le flux d'énergie entre la production et la consommation de manière optimale et économique en favorisant l'usage des énergies renouvelables. Dans la deuxième partie de notre travail, notre attention s'est portée sur un algorithme amélioré basé sur un arbre de décision pour gérer la demande de pointe en utilisant les concepts de gestion "Peak shaving" et "Valley Filling". Deux méthodes sont appliquées, un système de stockage d'énergie combiné à un système de réponse à la demande et une technique basée sur la technologie (V2G) (Vehicle to grid). L'objectif global est de lisser la demande de pointe, de réduire le prix de l'électricité et de remplacer les unités de production de réserve coûteuses.

Les différentes stratégies de gestion développée dans MATLAB/Simulink sont appliquées à un micro réseau multi-source connecté au réseau. L'analyse des résultats a prouvé l'efficacité des méthodes de gestion suggérées et confirment la faisabilité des stratégies dans le partage correct de la puissance entre les différentes sources, charges et les véhicules et dans la gestion de la demande de pointes.

Mots-clés : Smart grids, Microgrid, Système de gestion d'énergie, Gestion de la demande, réponse à la demande, système de stockage de l'énergie, énergie renouvelable, V2G, gestion des pointes.

Abstract

The development of smart grids in recent years has been rapidly evolving due to several factors such as increasing energy needs, depletion of fossil fuels, and climate change.

Faced with these challenges, the integration of decentralized renewable energy generation into the electricity system remains the best solution to offset energy needs and reduce CO₂ emissions. However, the intermittent nature of these resources can have serious repercussions on the reliability of the electricity network, which requires the development of new management approaches, particularly to integrate the intermittent nature of the various energy resources. We are therefore faced with a need to control electrical energy. The work of this thesis focuses on the design of a multi-source microgrid and the development of different energy management strategies and load management. Firstly, a rule-based energy management system (RB EMS) is developed. The implemented management algorithm aims at managing the energy flow between production and consumption optimally and economically by promoting the use of renewable energies. In the second part of our work, we focus on an improved decision Tree-based algorithm for peak demand management using the concepts of Peak Shaving and Valley Filling. Two methods are applied, an energy storage system combined with a demand response system and a vehicle to grid (V2G) technology. The overall objective is to smooth peak demand, reduce the price of electricity and replace expensive reserve generation units. The different management strategies developed in MATLAB/Simulink are applied to a multi-source microgrid connected to the grid. The analysis of the results proved the effectiveness of the suggested management methods and confirmed the feasibility of the strategies in sharing power between different sources, loads, and vehicles and in managing peak demand.

Keywords: Smart grids, Microgrid, Energy Management System, Demand Side Management, Demand Response, Energy Storage System, Renewable Energy, V2G, Peak Management.

Introduction générale

Introduction générale

Avec la population mondiale croissante et les besoins énergétiques de plus en plus importants, Ainsi que la nécessité de diminuer les émissions de gaz à effet de serre pour préserver la planète, une transition énergétique est indispensable. Depuis l'arrivée des énergies renouvelables, l'évolution de cette transition énergétique est longue, mais exponentielle, encore inexistantes sur le réseau de distribution il y a vingt ans. De plus, l'évolution de la consommation combinée à des sujets urgents comme le réchauffement climatique, la disponibilité des ressources et le coût de l'électricité poussent également les politiciens et les scientifiques du monde entier à trouver des solutions à ces menaces imminentes. Ainsi, de nos jours, l'implantation de systèmes de production décentralisés est en plein essor, ce qui impose le développement de nouvelles approches de gestion afin, notamment, d'intégrer le caractère intermittent des différentes ressources énergétiques qui conduire à des situations où des coûts opérationnels devient plus élevés. Cependant, l'intégration de ces ressources s'est beaucoup moins compliquée si elles sont connectées à des réseaux électriques à grande échelle. Pour ces raisons, l'aspect « Réseau Intelligent » qui est la nouvelle forme du réseau électrique classique, à permet aux gestionnaires du réseau électrique de fournir le moyen le plus utile d'intégrer les énergies renouvelables, il est devenu la solution efficace qui peut résoudre l'intégration de toute forme d'énergie fluctuante [1].

Dans ce contexte, les micro-réseaux sont considérés comme les éléments clés des réseaux intelligents [2] et ont suscité une grande attention au cours de la dernière décennie en raison de leur potentiel et de l'impact qu'ils pourraient avoir dans l'avenir.

En plus, la consommation devient flexible, et les consommateurs deviennent des "consom'acteur". De nouvelles charges font également leur apparition : les véhicules électriques font l'objet d'un fort engouement en raison des préoccupations environnementales, de la volatilité du prix des carburants, et de la médiatisation et des plans de soutiens gouvernementaux autour de la mobilité électrique.

Ces changements de mode de consommation et de production s'intègrent au sein de l'évolution des réseaux électriques actuels vers la nouvelle génération de réseaux électriques. Ils résultent de la fusion des réseaux électriques et des réseaux de télécommunications par l'intégration progressive des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication. Ce déploiement permet la communication entre les différents acteurs du système électrique. La nouvelle observabilité et contrôlabilité du réseau permet l'émergence de nouvelles fonctions avancées de conduite permettant aux gestionnaires des réseaux d'en améliorer le fonctionnement, la sûreté et la fiabilité.

Le réseau de distribution actuel n'est donc plus passif mais actif et doit évoluer vers plus de flexibilité et d'intelligence. Ainsi, le problème majeur lié à l'exploitation du

réseau électrique est de maintenir en permanence l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle d'énergie électrique, celle-ci ne pouvant être stockée facilement. Nous sommes donc confrontés à un besoin de gestion d'énergie et la maîtrise de la demande énergétique. Ceci est possible en développant des systèmes intelligents capables de minimiser les impacts induits par l'injection de la production décentralisée.

Différentes solutions sont mises en place, ces solutions consistent à mettre en marche des nouvelles réflexions sur la gestion de la demande (DSM - Demand Side Management en anglais) telles que les programmes de réponse à la demande (DR). Celle-ci se base sur la possibilité de gérer la demande du côté du consommateur final au lieu de la satisfaire, et les systèmes de gestion de l'énergie 'SGE' qui optimise le partage de puissance entre les différents acteurs du système électriques. L'objectif est de gérer les pics et les fluctuations du profil de charge et de production d'une part, et d'autre part, de tirer le meilleur parti des sources d'énergie renouvelables et les échanges d'énergie avec le réseau électrique, ces derniers sont fortement recommandés afin d'améliorer la stabilité du système et ses performances. Ainsi, l'objectif des travaux présentés dans cette thèse est de proposer puis de tester en simulation les différentes approches de gestion des ressources à l'échelle d'un micro-réseau résidentielle. Le contenu de cette thèse est structuré en cinq chapitres principaux qui suivent cette brève introduction.

Chaque chapitre traite de différents sujets, aspects et questions, comme suit :

Dans le premier chapitre, les contextes énergétiques et environnementaux au sein duquel s'inscrivent les travaux présentés sont analysés.

Ensuite, une vue globale sur le réseau électrique, du point de vue sa structure, sa constitution de base ainsi que son évolution vers une structure plus intelligente Smart Grid est abordé.

Nous avons présenté un aperçu général sur le développement des réseaux intelligents, en mettant l'accent sur le concept "Smart grid", ses enjeux techniques, son architecture et ses points forts.

Dans le chapitre 2, une attention particulière est également accordée à l'étude du concept du micro réseau, son fonctionnement et sa structure de contrôle.

Le chapitre 3 est divisé en deux parties, la première est consacrée à la gestion de l'énergie dans les micro-réseaux, la deuxième se focalise sur la gestion de la demande.

La section 1 présente le concept de la gestion de l'énergie pour les micro-réseaux et les méthodes de gestion ainsi qu'une revue de la littérature sur les algorithmes de gestion proposés.

La section 2 détaille le système de gestion de la demande 'DSM', les concepts de la 'DR' ainsi que les types de programmes de réponse à la demande 'DR', l'infrastructure générale et une revue de la littérature sur les algorithmes proposés.

Le chapitre 4 met en évidence la description et la modélisation des composants du micro-réseau tel que le système photovoltaïques (PV), les systèmes de stockage d'énergie par batterie, les éoliennes, les véhicules électriques et les charges.

Enfin, Le chapitre 5 détaille nos travaux de simulations sur la gestion de l'énergie et de pilotage de la charge dans les micro-réseaux résidentiels connectés au réseau.

Enfin, nous concluons ce travail par une conclusion générale ainsi que des perspectives.

Objectifs de la thèse

Motivé par les problématiques environnementales, techniques et économiques et la nécessité de la modernisation des réseaux électriques, ce travail de thèse fournit une analyse détaillée sur le fonctionnement des réseaux électriques intelligents.

Les objectifs principaux de notre recherche consistent à :

-Elaborer un micro-réseau multi-source résidentielle doté d'un système de contrôle centralisé.

-Développer un système de gestion d'énergie 'SGE' utilisant un contrôle de supervision entre les générateurs distribués et la charge de sorte qu'ils puissent maintenir un partage de puissance optimal et un équilibre entre l'offre et la demande. L'objectif global est de programmer de manière optimale les ressources énergétiques pour obtenir un fonctionnement économique, durable et fiable à un coût éventuellement faible.

-Développer une stratégie de gestion de la demande 'DSM' basée la combinaison d'un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB) et un programme de réponse à la demande (DR) utilisant un algorithme de décision (Tee-based Algorithm) afin de gérer la demande de pointe, couvrir les creux aux heures de faible consommation, réduire le prix de l'électricité et de remplacer les unités de production de réserve coûteuses.

-Elaborer une stratégie de gestion de la demande de pointe basée sur la technologie 'V2G' utilisant un algorithme de décision (Tee-based Algorithm) pour réduire la demande critique des clients. L'objectif est, d'une part, de minimiser les pics et les fluctuations du profil de charge, et d'autre part, de tirer la meilleure partie des sources d'énergie renouvelables et des échanges d'énergie avec le réseau électrique principale.

Contributions de la thèse

Pour surmonter les lacunes des travaux réalisés précédemment, plusieurs contributions sont envisagées dans cette thèse.

Notre première contribution est dédiée au développement d'un micro-réseau multi source résidentiel connecté au réseau qui combine des sources d'énergie renouvelables (PV, WT et SSEB), une station de 'VE' équipée de la technologie 'V2G' et une charge dynamique.

La seconde originalité repose sur une stratégie de gestion de l'énergie (SGE) basée sur les règles (RB-Algorithm).

Nous avons choisi une approche de gestion basée sur un algorithme de prise de décision (Rules-based Algorithm) en raison de son efficacité de calcul et de sa capacité à fournir des solutions exactes aux conditions de performances souhaitées. L'algorithme est responsable à mise en œuvre d'une stratégie de prise de décision en temps réel.

Troisièmes, nous nous sommes concentrés sur l'élaboration d'une nouvelle stratégie de pilotage de la charge basée sur un arbre de décision qui repose sur deux méthodes :

La première méthode se concentre sur la combinaison d'un système de stockage d'énergie par batterie 'SSEB' et un programme de réponse à la demande 'DR' pour l'écrêtement des pointes et de remplissage des heures creuses. Le système de contrôle coordonné choisi permet aux clients de mener leurs activités quotidiennes comme d'habitude tout en réduisant ou en déplaçant leur consommation pendant les heures de pointe ou en alimentant les charges gourmandes pendant les heures creuses afin d'améliorer la fiabilité du système.

Dans la deuxième méthode, notre attention s'est portée sur un système de gestion de la demande de pointe basé sur la technologie 'V2G'.

Ce dernier est motivé par la récente application réelle de la technologie V2G en Allemagne. Un événement majeur a touché le réseau allemand/européen et a provoqué une baisse significative de la fréquence. Cette fois, ce ne sont pas seulement les centrales électriques à monter en puissance rapide qui ont stabilisé le réseau dans l'urgence, mais aussi près de 2 500 batteries de véhicules électriques.

Chapitre 1

**Evolution du système électrique :
émergence du concept " Smart-Grids"**

Chapitre 1 : Evolution du système électrique : émergence du concept " Smart-Grids"

1.1 INTRODUCTION

Les réseaux électriques sont en perpétuelles mutations car ils évoluent de manière étroitement liée aux changements démographiques et économiques, le développement des nouvelles lois et incitations nationales et internationales autour des énergies, le développement des consciences autour du changement climatique et la modification progressive des habitudes de consommation [3].

Les problématiques environnementales sont aujourd'hui prégnantes dans le monde de l'énergie. D'une part, les réserves de ressources fossiles sont limitées et d'autre part, l'utilisation de ces ressources est responsable d'un certain nombre de conséquences sur l'environnement : pollution locale ou encore augmentation des concentrations de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère induisant un réchauffement climatique.

Afin de mieux comprendre les enjeux et les besoins qui ont motivé cette étude, nous consacrerons ce chapitre à la présentation du contexte énergétique et environnementale dans lequel se situe la problématique de développement des réseaux électrique puis, nous aborderons les évolutions qu'ils ont connues ces dernières années et la mutation des réseaux électriques vers les Smart-Grids en passant par l'ouverture du marché de l'énergie et l'évolution des lois environnementales et le développement des nouveaux modes de consommation.

1.2 CONTEXTE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

1.2.1 Réchauffement climatique

Ce travail de thèse est au cœur de la problématique du réchauffement climatique global en effet, les études scientifiques sur la question se multiplient, de grandes incertitudes subsistent sur l'appréciation quantitative de l'évolution du climat et la part de l'homme dans le réchauffement de la planète.

Les projections montrent que les émissions de CO₂ augmenteront annuellement de 0,6% entre 2018 et 2020 (Fig. 1.1). L'Agence internationale de l'énergie (AIEA) prévoit une hausse de 46,9% de la demande mondiale en énergie entre 2018 et 2050. A la fin de cette période, les énergies fossiles présenteront 69% de la consommation d'énergie primaire. Les émissions mondiales en CO₂ se chiffraient à 5,8 milliards de tonnes en 1999. En 2020, elles atteignent 40 milliards de tonnes. La Chine est le premier pays producteur de dioxyde de carbone avec 14,4 milliards de tonnes. Il est suivi par les Etats-Unis qui produisent près de 4,57 milliards de tonnes en 2020 [1,5,7].

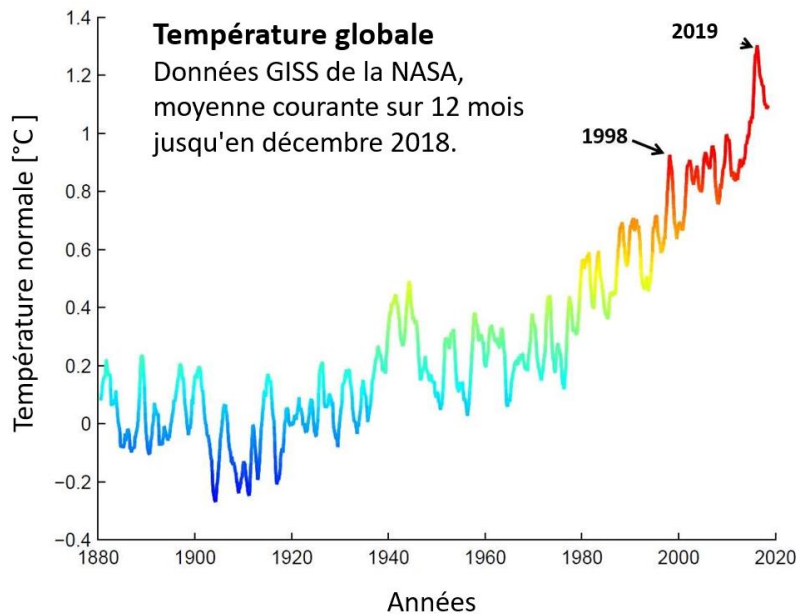


Figure 1.1 Température globale selon les données GISS de la NASA [6]

Le recours au pétrole et aux énergies fossiles produit 80% du gaz carbonique, principal responsable de l'augmentation de l'effet de serre.

La période 2011-2020 (Fig.1.1) a été la décennie la plus chaude jamais enregistrée. En 2019, la température moyenne de la planète se situait à 1,1 °C au-dessus des niveaux de l'ère préindustrielle. Le réchauffement climatique dû à l'homme augmente actuellement à un rythme de 0,2 °C par décennie. Aujourd'hui, la dernière génération de modèles climatiques que les chercheurs appellent 'CMIP6' permet de prévoir que, dans un scénario où les émissions ne sont pas rapidement réduites, nous dépasserons les +1,5 °C de réchauffement entre 2026 et 2042 très vraisemblablement entre 2030 et 2032.

Une augmentation de 2°C par rapport à la température de la période préindustrielle est le seuil au-delà duquel de graves répercussions négatives sur l'environnement naturel ainsi que sur la santé et le bien-être des personnes sont à craindre et le risque d'assister à des changements climatiques dangereux, voire catastrophiques, est beaucoup plus élevé.

Pour cette raison, la communauté internationale a reconnu la nécessité de maintenir le réchauffement de la planète en dessous de 2 °C et de poursuivre nos efforts pour le limiter à 1,5 °C. A l'échelle de la planète, une hausse de la température moyenne de 0,8°C a des conséquences considérables à l'échelle locale, à la fois sur l'équilibre écologique et sur nos sociétés [7].

1.2.2 Emission de gaz à effet de serre

Les émissions mondiales de dioxyde de carbone liées à l'énergie sont en passe d'augmenter de 1,5 milliard de tonnes en 2021 pour atteindre 33 milliards de tonnes, soit la deuxième plus grande augmentation de l'histoire. Il s'agirait de la plus forte augmentation annuelle des émissions depuis 2010 (Fig. 1.2).

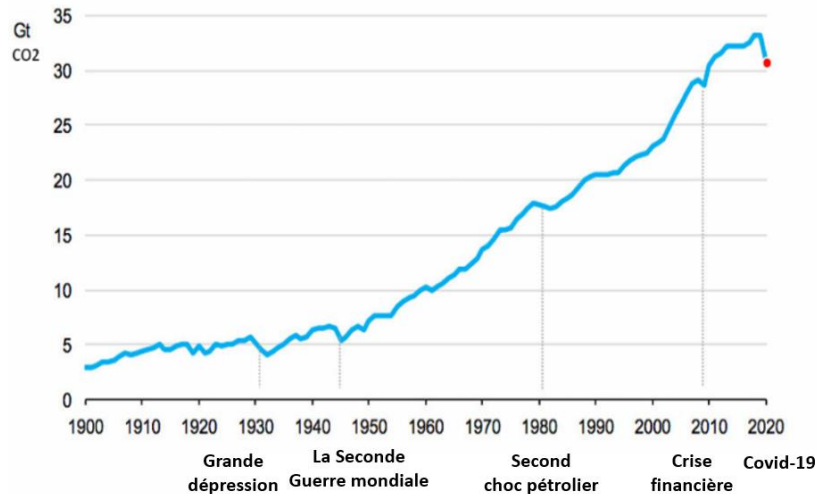


Figure 1.2 Emission globale de CO2 [8]

Le principal facteur d'augmentation serait le charbon, en passe de croître de 4,5 %. Une hausse principalement liée à la demande d'électricité, « représentant $\frac{3}{4}$ de cette augmentation ». Si cette tendance se confirme, le charbon se rapprocherait ainsi de son sommet historique de 2014. Les émissions de gaz à effet de serre liées à la production et à la consommation d'énergie devraient rebondir au point de frôler en 2021 leur sommet d'avant-Covid-19, du fait de la reprise de la demande mondiale pour tous les combustibles fossiles et notamment la résurgence du charbon, estime l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Après un repli historique de 5,8% en 2020 lié à la pandémie et ses mesures de confinement, les émissions liées à l'énergie (soit environ les trois quarts du total mondial tous secteurs confondus) devraient connaître cette année un rebond de 4,8% [4].

1.2.3 Augmentations des besoins en énergie

La consommation mondiale d'énergie continue à croître sans perspective de ralentissement dans un avenir proche. Cette tendance est motivée par différents facteurs, à la fois économiques et sociologiques.

L'augmentation de la population mondiale, en particulier dans les pays où l'utilisation d'énergie par personne doit se développer dans l'avenir. Par exemple, aujourd'hui, plus d'un milliard de personnes n'a pas encore accès à l'électricité. Environ 40% de la population mondiale vit sous stress hydrique. Cela signifie que les besoins énergétiques vont augmenter à l'avenir, afin de permettre aux populations de bénéficier d'un meilleur niveau de vie. Ce besoin en énergie supplémentaire n'est globalement pas compensé par une diminution de la consommation d'énergie dans les pays développés.

L'urbanisation et l'industrialisation, en particulier dans les pays en développement signifie que plus d'énergie sera nécessaire pour la construction, l'industrie et le transport des personnes et des biens. Au fur et à mesure que les économies passent du concept de subsistance à celui de production industrielle ou de services, les modes de vie de

nombreux individus connaîtront de profonds changements. Les principales augmentations de la demande d'énergie seront des pays en développement où le pourcentage de la consommation mondiale d'énergie devrait passer de 46 à 58% entre 2004 et 2030. C'est ainsi que la zone Asie-Pacifique absorbe aujourd'hui plus de 30% de la consommation mondiale contre moins de 20% au début des années soixante-dix.

Les experts tablent sur une croissance moyenne de l'ordre de 1,7% par an pour les prochaines décennies ce qui conduit à prévoir le doublement de la demande mondiale soit une consommation de 20 milliards de tep dans les années 2040 – 2050.

La grande majorité de l'énergie mondiale provient de sources non renouvelables, en particulier du pétrole, du charbon et du gaz. À peine plus de 13% de cette énergie sont tirés de sources renouvelables dont 10,6%.

L'AIE prévoit une hausse de la demande mondiale d'énergie à mesure que la population grandit et que la pauvreté recule [1, 9].

1.2.4 Epuisements des ressources énergétiques fossiles

La consommation énergétique mondiale est fondée sur l'exploitation de ressources fossiles (pétrole, gaz, ou charbon) et fissile (uranium). Ces dernières couvrent aujourd'hui plus de 80 % de la consommation mondiale d'énergie (Fig. 1.3).

D'après les projections de la consommation totale d'énergie, entre 2004 et 2030, les combustibles fossiles seront responsables de la majorité de l'augmentation, les sources nucléaires ou autres contribuant relativement moins en termes absolus. En pourcentage, le gaz et le charbon devraient subir les principaux changements et augmenter de 65 et 74% respectivement. On prévoit que la consommation de pétrole progressera de 42% alors que l'énergie nucléaire et les sources renouvelables, partant d'un niveau beaucoup plus bas, devraient augmenter de 44 et 61% respectivement.

Environ 100 millions de barils de pétrole sont actuellement consommés chaque jour dans le monde pour satisfaire la demande d'énergie. Bien que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoie un usage croissant des énergies renouvelables, des progrès en efficacité énergétique, et un plus grand nombre de véhicules électriques, le pétrole va continuer de répondre à la demande croissante dans les transports et l'industrie pétrochimique, dont proviennent de nombreux produits de tous les jours comme les téléphones mobiles ou les chaussures de sport [4, 10].

Monde Évolution de la consommation d’énergie primaire d’ici à 2050 selon le scénario de référence de l’EIA

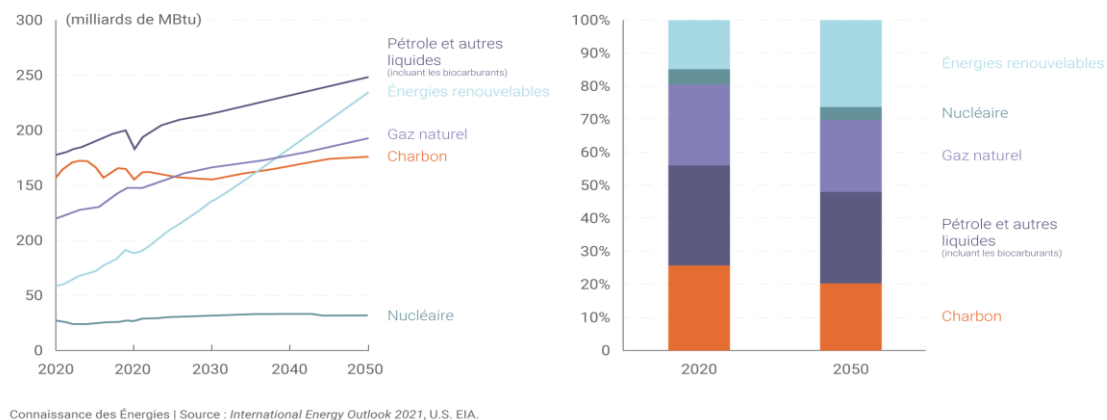


Figure 1.3 Evolution de la consommation d’énergie primaire par source (prévision EIA)

La part du pétrole et des autres hydrocarbures liquides pourrait encore compter pour 27% de la consommation mondiale d’énergie primaire en 2050, contre 32% en 2018 selon le scénario de référence de l’EIA (©Connaissance des Énergies, d’après EIA).

La demande en gaz naturel va également croître dans les pays qui cherchent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et à remplacer le charbon dans leurs centrales thermiques [1, 4, 5, 10].

➤ Coût de l’Energie

L’épuisement prévisible des ressources en énergies fossiles ainsi que le début du démarrage des centrales nucléaires va impliquer une augmentation du prix de l’énergie. Pour compenser, de nouvelles sources d’énergie ont été développées, mais celles-ci ont un prix de production plus élevé. Cette hausse de prix sera forcément répercutée sur les factures des consommateurs. Il va donc falloir trouver de nouveaux comportements sur le marché pour réduire cette augmentation de tarif afin que l’énergie puisse encore être accessible au plus grand nombre.

Ce sont ces grands changements, autant comportementaux que structurels, qui ont induit le développement d’un nouveau type de réseau “les réseaux intelligents ou smart grids”. Dans la prochaine section, la structure de base des réseaux électriques est tout d’abord présentée, ensuite, les nouveaux défis émergents qui encouragent la transition du réseau actuel vers les réseaux intelligents (Smart-Grids) sont présentés en détail [11].

1.3 ÉVOLUTION DES RESEAUX ELECTRIQUES

1.3.1 Le réseau électrique traditionnel

Depuis ses débuts dans le 20ème siècle, la structure et l’organisation du réseau électrique ont subi une évolution très lente. Les états ont développé leurs systèmes électriques à partir d’un schéma de production centralisé. Ce système électrique est

décomposé en quatre sous-systèmes : la production, le transport, la distribution et la consommation. La génération a toujours été centralisée et réalisée au sein de centrales de grande capacité de production. Pour répondre à l'énorme demande énergétique, plusieurs moyens de production d'énergie sont utilisés au niveau de la production. L'ensemble de ces énergies peut être converti en deux grandes parties : (1) les énergies non renouvelables telles que les combustibles fossiles, le nucléaire, le charbon, le gaz, et (2) les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, photovoltaïque, hydraulique, etc. L'électricité circule du point de production jusqu'aux consommateurs par l'intermédiaire de lignes électriques aériennes ou souterraines haute tension (HT). Les lignes haute tension permettent de limiter les pertes d'énergie pour le transport de quantités importantes d'électricité sur de longues distances. Une fois sur le réseau de distribution, l'électricité haute tension alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans, etc.), elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation avant de leur être livrée. La Figure 1.4, montre une vue globale des sous-systèmes électriques [1, 4, 11, 12, 13].

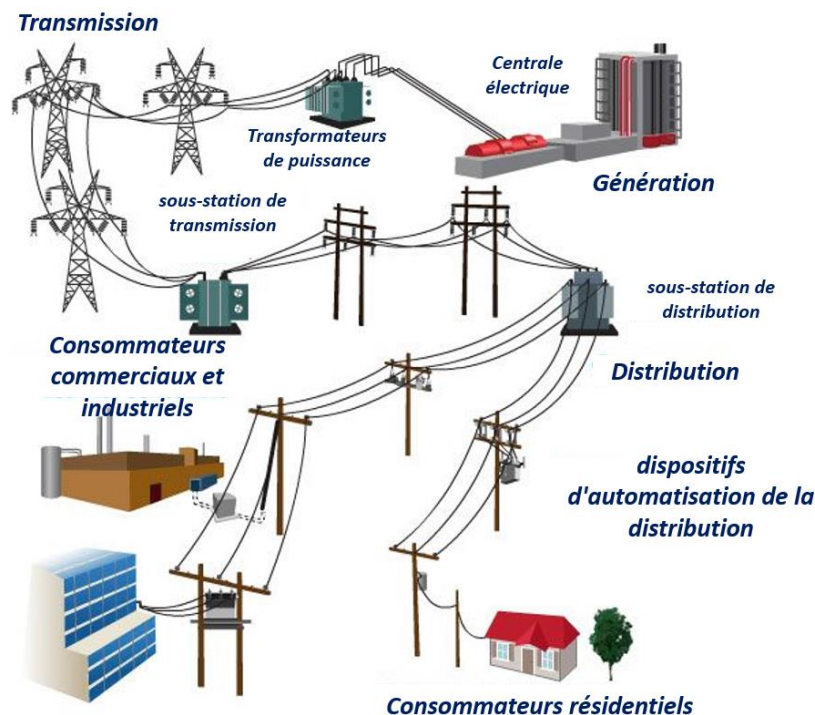


Figure 1.4 Architecture du réseau électrique classique [12]

Le réseau électrique dit classique fonctionne de manière unidirectionnelle, du producteur vers le consommateur et de manière centralisée. L'équilibre du système électrique est obtenu en pilotant principalement l'offre d'énergie en fonction de la demande, aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coûts. De plus, le développement des énergies renouvelables dans le paysage énergétique et l'évolution des usages de l'électricité (climatisation, voiture électrique) complexifient le réseau et imposent sa modernisation.

Ces changements contraignent le pilotage des réseaux électriques car :

-La consommation d'électricité connaît de fortes variations horo-saisonniers.

-La consommation d'énergie est plus importante en hiver qu'en été. Elle fait l'objet de pointes et de creux journaliers.

-Les moyens de production d'électricité sont de plus en plus variables, du fait de l'intermittence de leurs sources renouvelables.

-Le développement de la production décentralisée conduit à se multiplier de manière très importante.

Dans ce paysage énergétique en pleine transformation, ces réseaux historiques centralisés et unidirectionnels arrivent à la saturation et nécessitent d'être modernisés tout en limitant les coûts d'investissements [14].

1.3.2 Une nécessaire modernisation du réseau électrique

Progressivement, le profil des consommations a changé. Le développement des usages électriques (en particulier chauffage et climatisation) a créé une demande horo-saisonniers, induisant des pics de consommations thermosensibles de plus en plus difficiles à satisfaire, en particulier durant les épisodes de grands froids et de canicules. En outre, l'essor des usages spécifiques liés à l'évolution de nos modes de vie (taux d'équipement des ménages, digitalisation des services, démocratisation des objets connectés, etc.) et l'apparition du véhicule électrique renforcent nettement ces déséquilibres ponctuels et croissants entre l'offre et la demande. Donc nous sommes face à des défis majeurs à relever dans les années à venir et aujourd'hui, seuls des moyens financiers importants et une volonté politique inébranlable dotée d'efforts d'accompagnement significatifs pourraient permettre la réalisation de ces ambitions. Dans ce contexte, il est indispensable, dans le cadre de la production d'électricité, d'innover et de se tourner vers des technologies de production à faible teneur en carbone. Parmi ces technologies décarbonées, on peut citer essentiellement la production décentralisée à base d'énergie renouvelable comme l'éolien, le solaire photovoltaïque, l'hydro-éolien sans oublier les techniques marines [14, 15].

De manière générale, l'insertion de la production décentralisée impose une réflexion approfondie sur la gestion et l'exploitation des réseaux. Ceci dans le sens où, les réseaux n'ont pas été conçus initialement pour de telles productions. Nous sommes face à un cas particulier dans le monde car la production électrique est essentiellement faite à partir des ressources d'énergie fossile. En effet, le nouveau modèle énergétique à mettre en place doit, certes tenir compte des réalités économiques et technologiques, mais aussi des impacts environnementaux sans distinction, à court, moyen et à long terme. Le renforcement de ces réseaux n'étant pas optimal d'un point de vue économique et sociétal, la solution la plus favorable consiste alors à intégrer de l'intelligence dans les réseaux grâce aux technologies de l'information et de la communication. Afin de gérer le réseau électrique, il est nécessaire de procéder à des changements importants sans en

perturber le fonctionnement. Cela se traduit par la mise en place d'un réseau de capteurs et compteurs intelligents pour communiquer les données de production et de consommation afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Le réseau électrique intelligent sera alors communicant et interactif [1, 2].

1.3.3 Besoins pour la maîtrise de l'énergie électrique

Afin de permettre l'intégration d'une production électrique décentralisée et améliorer sa gestion dans des conditions économiques et de sécurité favorable, le réseau électrique doit évoluer vers plus de flexibilité et d'intelligence [12].

Ceci est possible, d'une part, en développant des systèmes intelligents, capables de minimiser les impacts induits par l'injection d'une production décentralisée et, d'autre part, par la recherche de nouvelles architectures du réseau.

Des travaux ont déjà permis de mettre en évidence une nouvelle architecture pour les réseaux de distribution. Le pilotage présente un potentiel intéressant, aussi bien en contrôle prévisionnel qu'en contrôle temps réel. Tous ces travaux montrent le potentiel important de la gestion de la consommation et de la production, à la fois pour l'utilisateur final, mais aussi pour les gestionnaires de réseaux. Cependant, des améliorations doivent encore être apportées aux différentes solutions trouvées, afin d'obtenir des résultats plus satisfaisants. La nécessité de maîtriser l'énergie électrique, dans tous les secteurs, face aux enjeux climatiques et énergétiques, a ainsi été mise en évidence [16].

1.3.4 Évolution des réseaux électriques

Les réseaux électriques ont été construits dès le départ pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande optimum économique en transportant l'électricité des centrales de grande production vers les utilisateurs finaux. Depuis environ 20 ans, ils subissent d'énormes changements en raison des nouveaux défis qui se présentent, principalement motivés par l'ouverture du marché de l'énergie et par les nouvelles mesures d'incitation en matière de politique environnementale.

Ces changements ont entraîné la multiplication des acteurs du secteur de l'électricité et la forte croissance de la production décentralisée, ce qui a conduit à une certaine inadéquation du système électrique et des problèmes techniques et économiques qui doivent être résolus.

Les réseaux électriques ont connu une immense évolution pendant les dernières années, de point de vue production de l'énergie, infrastructure, technologie d'information et de communication ainsi que protection et sécurité (Figure 1.5). La topologie du réseau a connu aussi de grand changement, dès l'introduction de nouvelles formes de génération, transport, et de distribution.

En effet, la solution adoptée, par la plupart des pays, pour faire face au problème de croissance rapide de la demande d'énergie se résume dans les points suivants : La mise

en service de nouvelles centrales plus puissantes, le maillage de plus en plus de réseau de transport et de distribution, l'échange d'énergie entre les pays par l'interconnexions internationales et même intercontinentales. Cette complexité de structure, à la base des problèmes actuels rencontrés dans la conduite en ligne et essentiellement l'affaiblissement de la capacité des réseaux à garder la stabilité suite à un défaut.

Aujourd'hui, grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître de nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et d'accroître la puissance de transport des lignes. Le développement récent des dispositifs 'FACTS', ouvrent de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (tension, déphasage, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

L'arrivée de la production renouvelable est une évolution majeure, mais ce n'est pas la seule dans le système électrique et plus précisément dans des réseaux de distribution. On peut aussi citer l'arrivée des véhicules électriques. C'est pourquoi, l'amélioration des méthodes de dimensionnement, des modes d'exploitation et aussi de pilotage sont à l'étude dans ce nouveau contexte. Afin de continuer à assurer une sécurité d'approvisionnement et une efficacité énergétique, plusieurs pistes sont envisagées et sont à l'étude. En effet, ce nouveau paradigme impose de trouver de nouvelles solutions, autant pour la conception que pour la conduite des réseaux de distribution [12, 16].

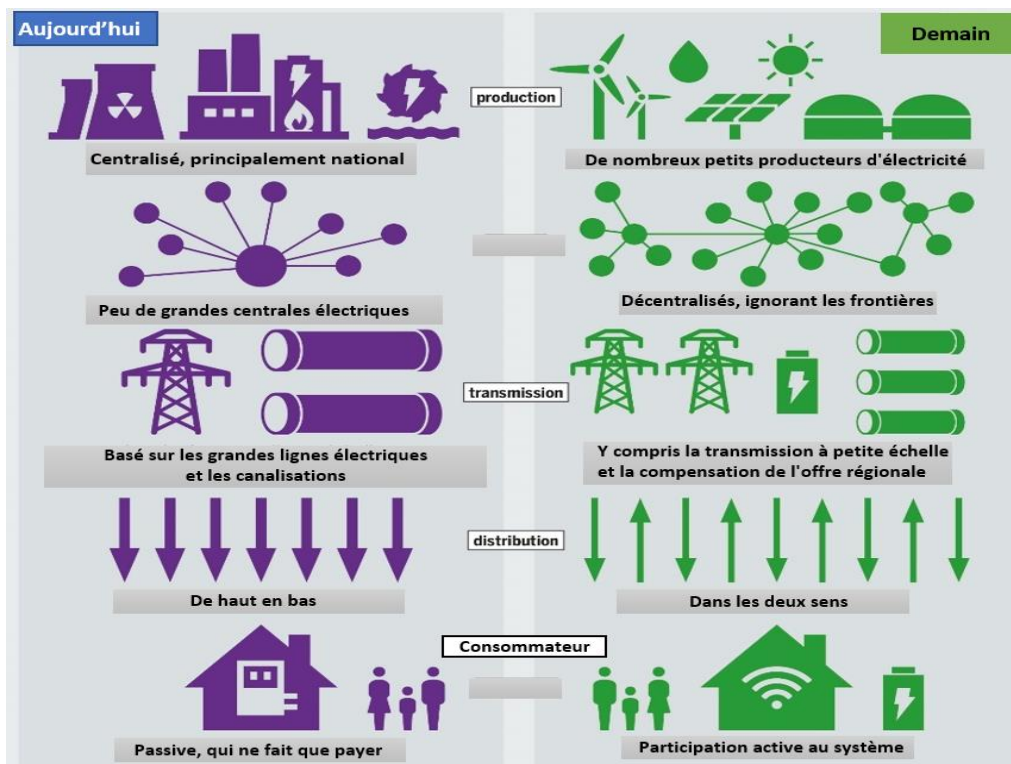


Figure 1.5 Evolution structurelle du réseau électrique (Source Wikipédia)

1.3.5 Directive européenne

Les objectifs ambitieux de l'Union Européenne en matière de décarbonisation, de verdissement du mix énergétique et de sobriété énergétique à l'horizon 2030 traduisent cette nouvelle réalité :

- Réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.
- Au moins 32% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie de l'UE.

Amélioration d'au moins 32,5% de l'efficacité énergétique.

Ces objectifs politiques modifient en profondeur l'utilisation de l'énergie et la gestion du système électrique. Cela constitue un changement sans précédent dans la façon de concevoir et de piloter le réseau. Parallèlement au développement des énergies renouvelables et aux efforts de sobriété énergétique, de nouveaux usages, tels que l'autoconsommation, le véhicule électrique ou encore le stockage, apparaissent et d'autres déjà existants, comme le chauffage électrique ou la climatisation, s'intensifient.

Ces contraintes imposent de revoir les règles habituelles d'exploitation des réseaux et nécessitent des adaptations en termes d'observabilité et de conduite des réseaux d'électricité et de gaz naturel.

La généralisation des nouvelles technologies numériques est une opportunité majeure pour répondre à ces nouveaux enjeux.

Pour maintenir, voire améliorer, leurs performances sur l'ensemble de la chaîne (des producteurs jusqu'aux consommateurs), il pourrait être souhaitable de les rendre d'avantage flexibles et actifs, la section suivante décrit le concept "Smart-Grids" [15].

1.4 LE RESEAU ELECTRIQUE DU FUTUR : SMART GRID

1.4.1 Définitions du smart grid

À l'échelle mondiale, l'adaptation des systèmes électriques est un chantier majeur. L'électrification des territoires ou la modernisation des réseaux électriques existants, le développement des nouveaux usages de l'électricité ou encore l'introduction du véhicule électrique, sont en effet autant de défis auxquels de nombreux pays ou régions sont confrontés.

De nombreuses institutions gouvernementales à travers le monde encouragent l'utilisation des réseaux intelligents pour leur potentiel de contrôle et de gestion du réchauffement climatique, de la résilience en cas d'urgence et les scénarios d'indépendance énergétique.

Le réseau intelligent est défini comme un réseau basé sur les nouvelles technologies, les capteurs et les équipements pour gérer des ressources énergétiques étendues et

améliorer la fiabilité, l'efficacité et la sécurité de l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique [1].

Le principal avantage des réseaux intelligents est la possibilité de mieux intégrer les sources d'énergie renouvelables dans le système et de superviser la consommation et la production d'énergie grâce à un flux bidirectionnel d'énergie et de données entre la production, la distribution et la consommation, comme le montre la figure 1.6. La production d'électricité est la première étape de la chaîne de valeur du réseau intelligent, elle comprend des sources d'énergie telles que le nucléaire, l'hydroélectricité et les énergies renouvelables et elle s'appuie sur des technologies de surveillance et de contrôle à grande échelle pour communiquer avec l'étape suivante appelée distribution d'électricité. Cette dernière repose sur un réseau de proximité qui relie les consommateurs au réseau électrique et transmet les données à l'aide d'une infrastructure de comptage avancée. La consommation d'énergie est la dernière étape de la chaîne de valeur du réseau intelligent et elle concerne les utilisateurs d'électricité, qu'ils soient résidentiels ou industriels. Il est de plus en plus courant que le consommateur produise de l'énergie électrique en utilisant des méthodes de production d'énergie alternatives (énergie solaire, biomasse, vent, etc.). Pour cette raison, il est très important de superviser leur consommation et leur production afin d'optimiser le service. [12, 17, 18], la figure suivante montre la structure générale d'un réseau électrique intelligent.

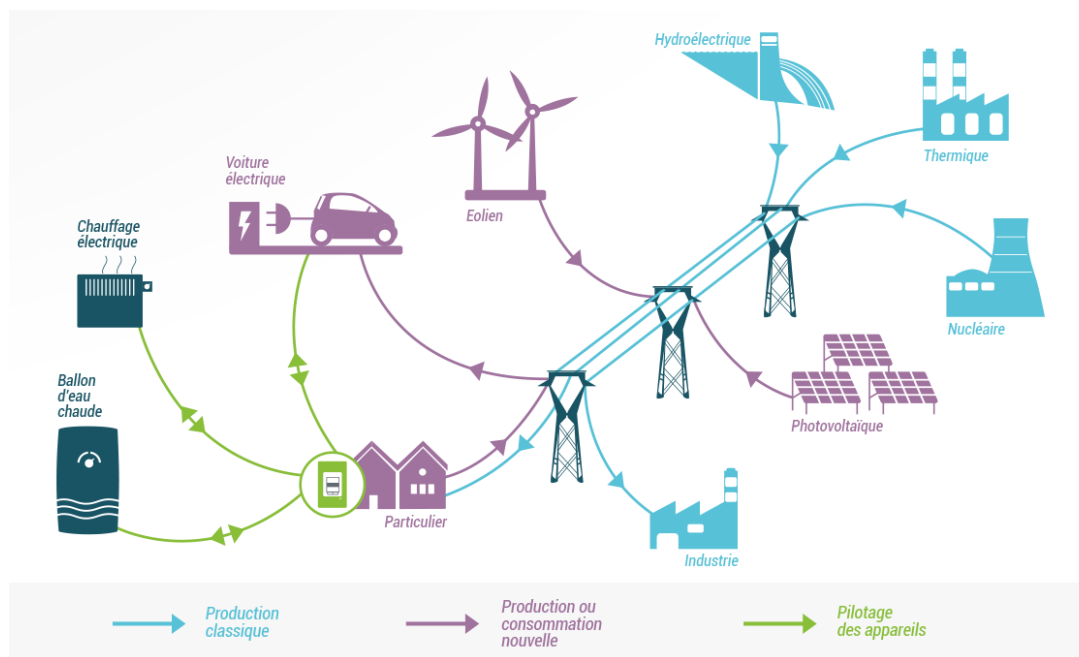


Figure 1.6 Structure générale d'un réseau électrique intelligent

Ce nouveau paradigme intègre les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour développer une multitude de nouveaux usages. Ils se réfèrent à un ensemble de technologies (composants, équipements électriques, logiciels et moyens de communication) intégrées au sein du système électrique et aux stratégies de gestion. Ces nouvelles technologies doivent leur permettre d'intégrer efficacement les

actions des différents utilisateurs, consommateurs et/ou producteurs, afin de maintenir une fourniture d'électricité efficace, durable, économique et sécurisée [19, 20, 21].

Le réseau intelligent a été introduit dans le but de surmonter les faiblesses des réseaux électriques conventionnels.

Ces réseaux électriques intelligents répondent ainsi à 4 enjeux sociétaux et industriels :

- Permettre d'assurer la transition énergétique.
- Intégrer les sources d'énergies renouvelables aux réseaux.
- Optimiser l'économie de la production et de la distribution énergétique.
- Sécuriser l'approvisionnement énergétique.
- Intégrer de manière efficiente les nouvelles pratiques.

1.4.2 Fonctionnement du réseau électrique intelligent "Smart-grid"

Au sens large, un réseau intelligent associe l'infrastructure électrique aux technologies numériques qui analysent et transmettent l'information reçue. Ces technologies sont utilisées à tous les niveaux du réseau : production, transport, distribution et consommation et assurent les fonctions suivantes :

- ❖ **Le contrôle des flux en temps réel** : des capteurs installés sur l'ensemble du réseau indiquent instantanément les flux électriques et les niveaux de consommation. Les opérateurs du réseau peuvent alors réorienter les flux énergétiques en fonction de la demande et envoyer des signaux de prix aux particuliers pour adapter leur consommation (volontairement ou automatiquement).
- ❖ **L'interopérabilité des réseaux** : l'ensemble du réseau électrique comprend le réseau de transport et le réseau de distribution. Le premier relie les sites de production d'électricité aux zones de consommation : ce sont les grands axes qui quadrillent le territoire. Le réseau de distribution s'apparente aux axes secondaires. Il achemine l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux. Par l'échange instantané d'informations, les smart grids favorisent une interopérabilité entre les gestionnaires du réseau de transport et ceux du réseau de distribution.
- ❖ **L'intégration des énergies renouvelables au réseau** : les réseaux intelligents reposent sur un système d'information qui permet de prévoir à court et à long terme le niveau de production et de consommation. Les énergies renouvelables qui fonctionnent souvent par intermittence et de façon peu prévisible (ex : l'éolien) peuvent ainsi être mieux gérées.

- ❖ **Une gestion plus responsable des consommations individuelle** : les compteurs communicants (ou compteurs évolués) sont les premières versions d'application du réseau intelligent. Installés chez les consommateurs, ils fournissent des informations sur les prix, les heures de pointe de consommation, la qualité et le niveau de consommation d'électricité du foyer. Les consommateurs peuvent alors réguler eux-mêmes leur consommation au cours de la journée. De leur côté, les opérateurs du réseau peuvent détecter plus vite les pannes [17].

1.4.3 Architecture des réseaux intelligents

L'architecture des réseaux intelligents se compose de trois niveaux (Figure 1.7) :

- Le premier sert à acheminer l'électricité et le gaz naturel par une infrastructure classique d'ouvrages électriques et de gaz naturel (lignes, transformateurs, etc.) ;
- Le deuxième niveau est formé par un maillage de communication fondée sur différents supports et technologies de communication (fibre optique, CPL, GPRS, 4/5G etc.) servant à collecter les données issues des capteurs installés sur les réseaux électriques ;
- Le troisième niveau est constitué d'applications et de services, tels que des systèmes de dépannage à distance ou des programmes automatiques de réponse à la demande d'électricité utilisant une information en temps réel.

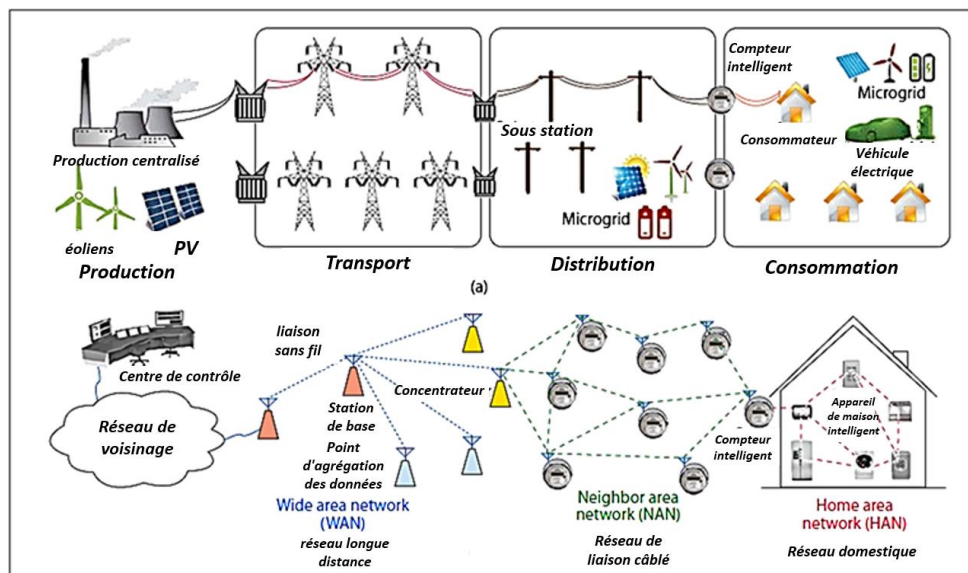


Figure 1.7 Architecture d'un réseau électrique intelligent [15]

1.4.4 Intégration des nouvelles technologies

Le changement de paradigme énoncé précédemment au niveau des réseaux de distribution, le développement des technologies d'information et de communication, la montée en puissance de certains composants de conversion d'énergie (issues de

l'électronique de puissance) sont quelques éléments qui ont contribué à l'émergence de nouvelles technologies susceptibles d'avoir un impact sur l'évolution des réseaux, en particulier de distribution. À titre d'illustration, quelques-unes peuvent être décrites :

- **Compteur intelligent ou communicant** : Cette évolution est rendue nécessaire, entre autres, par l'avènement de la concurrence et par la possibilité offerte au client de choisir son fournisseur d'énergie. Actuellement, le développement de ces compteurs est également lié dans certains pays, en Europe notamment, à des obligations réglementaires. Il permettra en outre de connaître la courbe de charge ou le profil de consommation individuel des consommateurs. Bien entendu, la relève du compteur se fait à distance et pourra donc s'effectuer plus fréquemment et plus précisément. On peut donc s'attendre à une certaine optimisation dans la gestion du client final.

- **Les actionneurs dans les réseaux** : Ce sont en général des dispositifs, souvent à base d'électronique de puissance, qui permettent de mieux gérer les transits de puissance ou d'autres variables du réseau comme par exemple la tension. Cela peut aller jusqu'à la possibilité de gestion des architectures même du réseau par actions de bouclage et débouclage rapide, entre autres.

- **Les dispositifs de coupures rapides et protections intelligentes** : Des progrès importants ont été accomplis dans les dispositifs de coupure comme les interrupteurs ou les organes de manœuvres télécommandables. Ainsi, les coûts diminuent et la durée de vie augmente ce qui autorise des modes d'exploitation du réseau qui n'étaient pas souhaités auparavant. De plus, les protections sont de plus en plus performantes et s'adaptent à leur environnement ce qui permet aussi d'envisager de nouveaux schémas d'exploitations autorisant le fonctionnement du réseau au plus près de ses limites.

- **Système de supervision et de contrôle des réseaux** : Ces fonctions se trouvent au niveau des centres de télé-conduite. Elles exploitent notamment des informations venant du réseau de distribution et permettent des actions sur ce dernier qui n'étaient pas possibles jusqu'à présent sur les réseaux de distribution à structure classique arborescente [15].

1.4.5 Systèmes intégrés dans les réseaux intelligents

Le réseau intelligent s'appuie sur des infrastructures de communication et d'information avancées et modernes pour améliorer la production, la distribution et le stockage de l'énergie, ce qui permet de réduire les coûts et les efforts de gestion et de planification [4].

1.4.5.1 Systèmes de communication

L'infrastructure de communication est très importante pour maintenir la communication entre les composants des réseaux intelligents. Elle permet d'avoir, en plus de la connexion électrique, une connexion de données pour véhiculer des informations sur le réseau, ce qui est aujourd'hui une partie essentielle des réseaux intelligents.

Il est donc nécessaire de disposer d'un réseau de communication sécurisé avec une capacité et une vitesse de bande passante élevées. L'infrastructure de communication gère en général trois types de réseaux : les réseaux domestiques (HAN), les réseaux étendue (WAN) et les réseaux de voisinage (NAN) [13, 16, 22- 24].

La transmission de données sur ces catégories de réseaux repose sur de nombreuses technologies, comme le montre la figure 1.8.

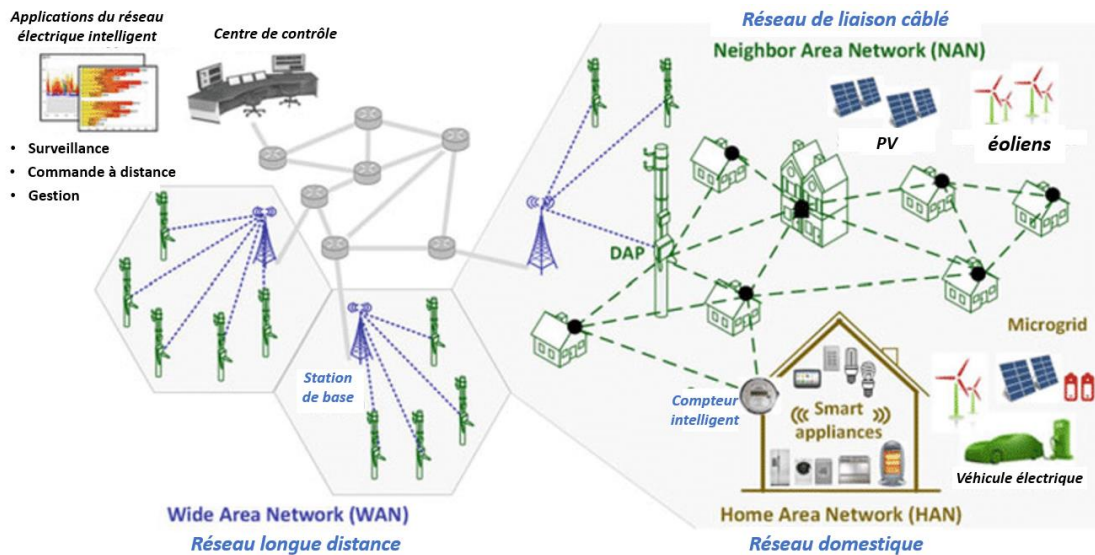


Figure 1.8 Architecture du système de communication

➤ Les réseaux domestiques (HAN)

Un réseau domestique (HAN) est un réseau utilisé à l'intérieur de la maison pour surveiller et contrôler la consommation d'énergie. Il se connecte au compteur électrique du service public et surveille la consommation d'énergie afin que le propriétaire puisse savoir quelle énergie est utilisée et où. Il est utilisé au domicile d'un utilisateur où tous les ordinateurs portables, smartphones et autres appareils intelligents et dispositifs numériques sont connectés à un réseau. Cela facilite la communication entre les appareils numériques. Il peut être câblé ou sans fil [25].

➤ Les réseaux étendues (WAN)

Un réseau étendu (WAN) est un réseau de télécommunications qui s'étend sur une vaste zone géographique. Ils sont souvent établis à l'aide de circuits de télécommunication loués. Les entreprises, ainsi que les écoles et les entités gouvernementales, utilisent les réseaux étendus pour transmettre des données au personnel, aux étudiants, aux clients, aux acheteurs et aux fournisseurs de divers endroits dans le monde. En substance, ce mode de télécommunication permet à une entreprise de mener à bien ses activités quotidiennes, quel que soit l'endroit où elle se trouve. L'Internet peut être considéré comme un WAN (Source Wikipédia).

➤ **Les réseaux de voisinage (NAN)**

Un réseau local de voisinage (NAN) est un dérivé des points d'accès Wi-Fi et des réseaux locaux sans fil (WLAN), qui permettent aux utilisateurs de se connecter à Internet rapidement et à peu de frais. Un NAN est généralement installé par un particulier pour desservir une famille ou un certain nombre de voisins. Les NAN ne couvrent qu'un petit nombre de blocs à proximité d'un point d'accès 802.11. À l'aide d'une antenne omnidirectionnelle, un seul point d'accès peut couvrir un rayon de plus d'un kilomètre (Source Techopedia).

1.4.5.2 Systèmes d'information

Les systèmes d'information sont des composants essentiels des réseaux intelligents qui communiquent entre eux pour créer un réseau flexible, évolutif et efficace, comme l'illustre la figure 1.9. Dans le système central d'information, le gestionnaire effectue les opérations de planification et de maintenance des réseaux électriques. Il est composé d'un Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) qui fait le lien entre les grandeurs physiques du réseau électriques et l'ensemble des fonctions de communication et d'information permettant de le faire fonctionner. Les données des concentrateurs sont transmises au SCADA via un Advanced Meter Management (AMM). Ce système effectue l'acquisition des données et leur traitement en temps réel. L'AMM stocke les mesures des compteurs, leur statut actuel, les informations relatives à la qualité de l'énergie, les statuts opérationnels des différents éléments du système (interrupteurs, capteurs, etc.), la connaissance des équipements ayant connu des pannes, et diverses informations à propos des services des acteurs tiers. Le SCADA récupère aussi des informations depuis le Geographic Information System (GIS) qui récupère, stocke et traite tous les types d'informations géographiques via la cartographie, l'analyse statistique et les technologies de bases de données. Le GIS procure au SCADA une description topologique du réseau et la géolocalisation de ses différents équipements partir des données de l'AMM et du GIS, le SCADA traite les informations et effectue les opérations de maintenance du réseau en envoyant des consignes aux différents éléments communicants du réseau de distribution comme les protections, les organes de manœuvres ou la production décentralisée. Pour prendre des décisions, le GRD est aidé par un ensemble de fonctions issues des méthodes traditionnelles (régulateurs en charge, plans de protections, etc.) et des méthodes dites Fonctions Avancées de Conduite (FAC). Les FAC sont réalisables grâce au déploiement de nouveaux capteurs intelligents, de nouvelles méthodes de traitement pour les grandes quantités d'information, et des nouveaux logiciels pour les applications temps réel ou offline. Ces fonctions peuvent permettre une meilleure connaissance du réseau : estimation d'état (meilleure confiance malgré le bruit, les mesures manquantes ou inexactes), calculs de répartition de charge, prévision de la consommation (modèles prédictifs, logique floue, réseaux de neurones). Le réseau est également plus contrôlable : le Volt Var Control (VVC) permet de soutenir les moyens de réglage classiques de la tension en gérant les injections/absorptions de réactif par les 'GED'. La reconfiguration

des organes de manœuvre peut minimiser les pertes sur le réseau. Ces nouvelles fonctionnalités sont stockées dans le Distribution Management System (DMS). Elles peuvent s'exercer en moyenne tension, voire en basse tension dans une moindre mesure, et sur différentes échelles de temps [3, 24, 26].

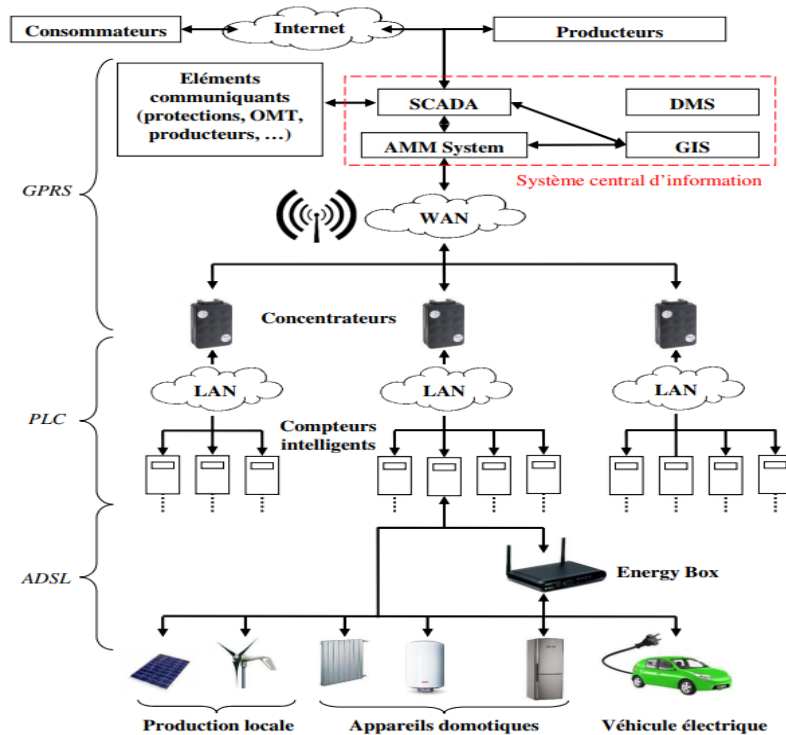


Figure 1.9 Agencement des technologies de l'information et de la communication [3]

Les technologies de connexion dans les réseaux intelligents peuvent être classées en deux grandes catégories, Technologies sans fil et les réseaux filaires.

1.4.6 Caractéristiques des réseaux électriques intelligents

De nombreux problèmes contribuent à l'incapacité du réseau traditionnel à répondre de manière compétente à la demande d'une alimentation électrique constante. Le tableau 1.1 compare les caractéristiques du réseau traditionnel avec le réseau intelligent [27].

Tableau 1.1 : Le réseau électrique traditionnel Vs le réseau intelligent [11]

Caractéristiques	Réseaux classiques	Smart grid
<i>Participation des consommateurs</i>	Les consommateurs ne sont pas informés et ne participent pas à la gestion d'énergie.	Les consommateurs sont informés et potentiellement actifs.
<i>Intégration des systèmes de stockage</i>	Dominés par les producteurs d'énergie centralisée.	Dévoilement d'un grand nombre de producteurs distribués .
<i>Nouveaux produits, services et marchés</i>	Limité, peu d'intégration du marché pour les consommateurs.	Grande intégration du marché, Augmentation de l'utilisation du marché de l'énergie pour les consommateurs.

<i>Qualité de l'énergie</i>	Centrée sur les pannes, réponse lente aux problèmes de qualité de l'énergie.	Priorité sur la qualité de l'énergie avec une grande variété de qualité et de prix, Rapide résolution des problèmes.
<i>Optimisation des actifs</i>	Peu d'intégration des données opérationnelles de gestion d'actifs.	Nombreuses acquisitions de données élagées et des paramètres du réseau
<i>Autocicatrisation</i>	Prévention pour réduire l'impact des dégâts en se concentrant sur la protection des infrastructures suite à une panne.	Détection automatique et correction des problèmes, centrés sur la prévention pour minimiser l'impact sur le consommateur.
<i>Résilience aux attaques</i>	Très vulnérables aux attaques.	Résistance aux attaques avec restaurations rapides en cas de problèmes

1.4.7 Fonctions intégrées dans les smart grids

L'évolution recherchée vers un système plus intelligent se caractérise par une multitude de composants imbriqués de la production à la consommation [1, 2].

➤ Production distribuée et décentralisée

Les ressources énergétiques décentralisées sont de petites ressources énergétiques modulaires et des technologies de stockage qui fournissent de l'énergie électrique là où elle est nécessaire (Fig.1.10). Elles peuvent aller de la fourniture d'électricité à l'échelle d'un service public à celle d'une habitation. Le monde passe progressivement des grandes centrales électriques centralisées aux petites centrales de production décentralisée. Les programmes de réduction des émissions de CO₂ jouent un rôle clé dans l'augmentation de la production distribuée (GD), car une grande partie des énergies renouvelables sont des installations à petite échelle.

La transition de ces moyens de production intégrant une part croissante de ressources renouvelables nécessite donc de mettre en œuvre de nouveaux systèmes de pilotage et de contrôle de ces moyens de production pour amener une flexibilité opérationnelle suffisante [28].



Figure 1.10 Production d'énergie distribuée

➤ Cohabitation des systèmes de production centralisés et décentralisés

L'évolution des systèmes de production, à l'origine centralisés (centrales nucléaires, centrales thermiques, centrales hydrauliques), vers des systèmes décentralisés, et éventuellement intégrés au bâtiment (éoliennes, panneaux solaires, puits géothermiques, etc.), nécessite le développement de nouveaux outils de pilotage et de contrôle, afin notamment d'obtenir une flexibilité opérationnelle suffisante. En effet, l'injection d'une production décentralisée implique des interactions entre plusieurs milliers de points de contrôle et d'équilibrage au sein des réseaux de distribution, alors qu'auparavant l'équilibrage temps réel entre offre et demande était réalisé au travers seulement de quelques centaines de ces points. De plus, la production intermittente perturbe l'équilibre entre offre et demande. En effet, cette intermittence provoque une fluctuation de la production, nécessite l'ajout de systèmes de stockage, afin de pallier ces fluctuations, et la mise à jour des outils de contrôle et de pilotage des systèmes centralisés [1, 2].

➤ Stockage distribué de l'électricité

Le caractère intermittent des moyens de production renouvelable nécessite la mise en œuvre de nouvelles ressources permettant un équilibrage de cette intermittence au niveau des systèmes énergétiques. Le stockage électrique, quoique complexe à réaliser, répond exactement à ces besoins. Pouvoir stocker l'électricité, c'est offrir la possibilité d'introduire de l'élasticité dans le flux tendu permanent, entre production et consommation, d'un réseau d'électricité. Le développement de capacités de stockage est un élément absolument nécessaire au développement d'un réseau intelligent, auquel il contribue de plusieurs manières : grâce à sa grande flexibilité et réactivité, le stockage permet de contribuer ponctuellement à l'équilibre du réseau et à sa stabilité, comme variable d'ajustement, notamment en pointe. C'est déjà la fonction principale des unités de production d'énergie hydroélectrique, mais ces capacités sont limitées par les stocks hydriques.

Ces capacités d'ajustement permettent également d'augmenter la fiabilité globale du réseau en régulant la fréquence du courant transmis. Des unités de stockage peuvent

également être adossées aux centres de production fondés sur les énergies renouvelables et permettre de lisser l’intermittence de leur production en stockant de l’électricité lors de périodes de forte production pour la délivrer lors des périodes de pointe de consommation. Des capacités de stockage peuvent également offrir – très ponctuellement – de précieuses solutions de secours en cas de risque de chute du réseau (blackout). Les solutions de stockage diffus doivent enfin permettre de favoriser l’autoconsommation, ce qui déchargerait les réseaux et limiterait les pertes dues au transport de l’électricité [2].

➤ **Technologie de l’information et de la communication**

Les technologies de l’information et de la communication désignent l’ensemble des méthodes utilisées pour le traitement et la transmission des informations, et regroupe les domaines de l’informatique, de l’audiovisuel, du multimédia, d’internet et des télécommunications (définitions du Larousse et de Wikipédia). Les ‘NTIC’ constituent l’intégration de ces techniques au sein de nouveaux systèmes. Cela se traduit par une instrumentation importante rendant les éléments du réseau plus communicants, offrant ainsi une nouvelle observabilité du réseau électrique et la mise en place de nouvelles fonctionnalités. Le développement important des ‘NTIC’ dans les réseaux électriques de distribution les font aujourd’hui converger vers les réseaux intelligents, ou Smart Grids. Les ‘NTIC’ sont déjà présentes depuis un moment au niveau du réseau de transport et de répartition avec les réseaux de communication pour le plan de protection, le contrôle-commande numérique au niveau des postes sources et les différentes applications Internet. Elles sont aussi déjà présentes au niveau du réseau de distribution avec le système de signal tarifaire via le courant porteur en ligne (CPL) qui permet de gérer les périodes de pics de consommation avec les clients ayant souscrit au contrat adapté (Fig.1.11). Néanmoins les ‘NTIC’ se sont fortement développées depuis plusieurs années avec l’évolution des différents moyens de communication (CPL, lignes dédiées, fibre optique, Wi-Fi, ADSL, etc.) [1, 22, 23, 24].

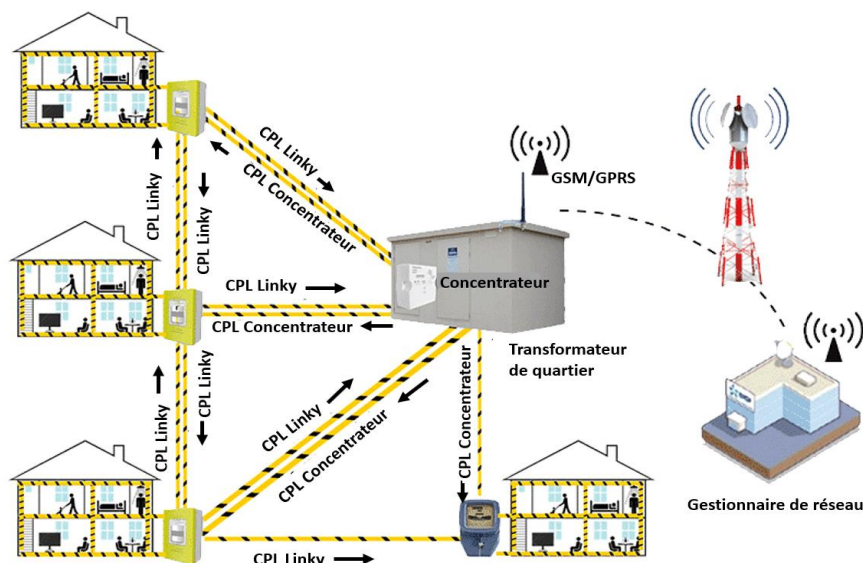


Figure 1.11 Schéma d’un modèle de comptage évolué

➤ **Flexibilité du système électrique**

Les technologies de Smart-Grids permettent plus de flexibilité dans le système électrique ce qui est nécessaire pour gérer l'intermittence et la variabilité des énergies renouvelables. Les FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) – (systèmes de transmission flexible de courant alternatif), les compensateurs statiques et les condensateurs permettent le transfert d'une plus grande quantité d'énergie sur les lignes électriques existantes tout en améliorant la stabilité de la tension et accroissent la résistance du réseau électrique aux oscillations de système et aux perturbations. Au besoin, on optimise la disponibilité des ressources ou on déploie des ressources supplémentaires.

Les consommateurs peuvent également participer à l'équilibre du système électrique en modifiant intentionnellement leur consommation, c'est ce qu'on appelle « la flexibilité de la demande ». Cette modification de la consommation, intentionnelle, fait suite à un signal externe. Elle n'est donc pas à confondre avec les variations récurrentes de la consommation électrique du site. Lorsque la consommation électrique est intentionnellement diminuée, on parle alors d'effacements. Aujourd'hui la majorité de la flexibilité de la demande est assurée par de gros industriels qui peuvent générer une capacité de modulation de la consommation importante [15].

➤ **Gestion et pilotage global des systèmes électriques**

Les smart grids permettront une interaction entre les différents acteurs, avec une grande souplesse, pour assurer un approvisionnement en électricité efficace, durable, économique et sécurisé. L'optimisation globale des systèmes énergétiques requiert des centres de contrôle commande afin de gérer les flux énergétiques en temps réel au sein du réseau électrique. Ces centres de contrôle interagissent en temps réel avec les instruments de mesure, les équipements de protection et de contrôle répartis sur le réseau et les clients, contribuant à l'équilibrage du réseau. Ceci permet de synchroniser l'offre et la demande en énergie. Pour cela, le réseau devra s'appuyer sur de nouvelles structures d'information en temps réel et de nouvelles technologies de visualisation, en support à la prise de décision [2, 15].

➤ **Le pilotage de charge et la gestion de la demande**

Le pilotage de la charge ou encore gestion de la demande, consiste en un ensemble de gestes visant à transformer la demande d'énergie, soit par pilotage direct sur les usages des clients, soit indirectement via une tarification dynamique incitant le client à réagir. L'objectif est le plus souvent de limiter les pics de consommation pendant les périodes de pointe, mais certains dispositifs permettent de baisser aussi le niveau global de consommation du foyer.

Alors que, l'équilibre entre production et demande est presque uniquement assuré par l'ajustement de la production, les évolutions du système électrique pousseront à

l'avenir vers plus d'intégration de la demande. Le système énergétique de l'habitat est donc à terme amené à se complexifier, en multipliant les possibilités d'arbitrage, mais aussi à posséder les moyens de communication et de traitement capables d'automatiser son fonctionnement. Il s'agira de minimiser la consommation, la facture énergétique du client et son empreinte écologique (émission de gaz à effet de serre), sur la base de tarifs dynamiques amenés à tenir compte de plus en plus du coût réel de production, d'éventuels ordres d'effacement, planifiés ou non, de la production locale d'énergie (ENR) effective et prévue selon les aléas météo, voire du stockage, et enfin des consommations d'énergie et des capacités d'adaptation variables selon les usages.

De la même manière, le développement des tarifications dynamiques et de la gestion de la demande est rendu possible par l'évolution, la pénétration et la standardisation des Technologies d'Information et de Communication (TIC) dans les équipements de l'habitat en vue d'une gestion d'énergie globalisée.

Des fournisseurs d'énergie et des fournisseurs de services proposent déjà des tarifs innovants pour inciter les consommateurs à déplacer les consommations [1, 15].

1.4.8 Composants utilisés au sein des smart grids

➤ Systèmes de comptage communicant [15]

Les compteurs communicants sont l'une des composantes du déploiement des réseaux électriques intelligents. Ils sont une première étape vers le déploiement de futurs systèmes de comptage intelligent. Les nouveaux produits proposés sont de plus en plus complexes ; ils gèrent les fonctions classiques de mesure de l'énergie consommée et de tarification variable (a minima le tarif Heures Pleines / Heures Creuses, mais à terme des tarifications beaucoup plus flexibles et dynamiques).

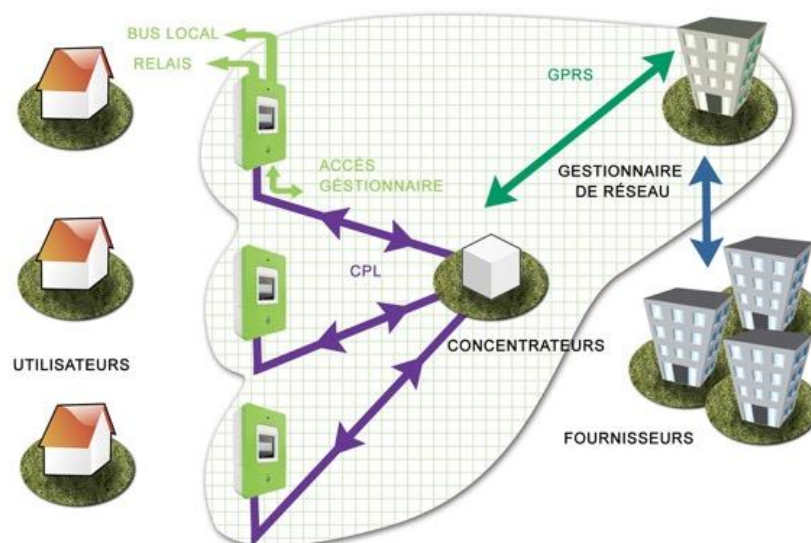


Figure 1.12 Schéma de comptage communicant (Source CRE)

Ces compteurs sont capables de mesurer l'énergie produite (mesure de flux bidirectionnels), de gérer la puissance transitée et de piloter la courbe de charge. Ils disposent enfin de capacités de communication bidirectionnelle qui permettent de faire de la relève à distance et qui les rendent pilotables à distance. Ils donnent donc, enfin, la possibilité au consommateur d'avoir facilement une meilleure appréhension de ses consommations. Pour être effectivement utiles, les données de comptage devront être intégrées dans les centres de pilotage du réseau et traitées par les outils informatiques appropriés. Cela permettra la modélisation fine du pilotage de la charge ainsi que l'anticipation de la production d'énergie et du stockage décentralisés [2].

➤ **Internet des objets (IdO)**

L'Internet des objets, parfois écrit IdO ou IoT (Internet of Things), désigne l'ensemble des infrastructures et technologies mises en place pour faire fonctionner des objets divers par le biais d'une connexion Internet. On parle alors d'objets connectés. Ces objets sont pilotables à distance, le plus souvent à l'aide d'un ordinateur, d'un smartphone ou d'une tablette.

Ainsi, le terme Internet des objets regroupe tous les objets et appareils physiques qui possèdent une identité numérique. Il peut s'agir d'objets du quotidien omniprésents dans les logements (télévision, réfrigérateur, machine à laver, système de chauffage, porte de garage électrique), d'appareils ou de systèmes plus complexes comme des véhicules (avions, voitures autonomes) et l'éclairage d'une ville [25].

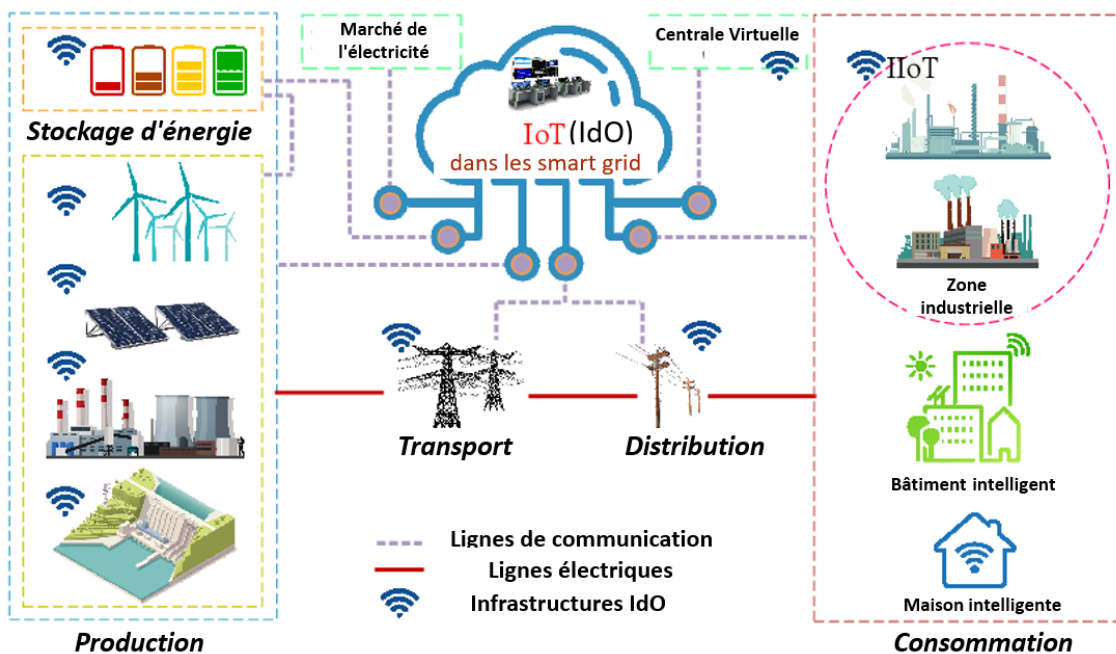


Figure 1.13 Le paradigme de l'IdO dans les réseaux électriques intelligents

Les infrastructures créées permettent d'établir une passerelle entre le monde virtuel et les objets physiques grâce aux technologies de l'information et de la communication (Figure 1.13). L'interopérabilité, qui consiste à modifier le comportement

d'un objet en fonction de celui d'autres objets, est l'une des principales caractéristiques de l'Internet des objets.

➤ **Big Data**

Littéralement, ce terme signifie méga données, grosses données ou encore données massives. Ils désignent un ensemble très volumineux de données qu'aucun outil classique de gestion de base de données ou de gestion de l'information ne peut vraiment traiter. En effet, nous procréons environ 2,5 trillions d'octets de données tous les jours. Ce sont les informations provenant de partout.

En effet, les données des smart grids nécessitent des traitements complexes, du fait de leur nature, de leur distribution et des contraintes en temps réel de certains besoins. Les techniques de Big Data sont adaptées à une gestion avancée et efficace des données pour ce type d'applications. Le grand volume de données aidera les services publics à faire des choses qu'ils n'auraient jamais pu faire auparavant, comme mieux comprendre le comportement des clients, la conservation, la consommation et la demande, le suivi des temps d'arrêt et des pannes de courant, etc. Dans le même temps, cela posera des problèmes aux entreprises de services publics qui n'ont pas les compétences nécessaires en matière de systèmes et d'analyse de données pour traiter ces mégadonnées. Ainsi, le principal objectif des entreprises de services publics est désormais de pouvoir gérer des volumes importants de données et d'utiliser des analyses avancées pour transformer les données collectées en informations, puis en connaissances et enfin en plans d'action [28, 29].

➤ **Cyber sécurité**

Le réseau de communication 'Smart Grid' est un réseau critique pour l'échange d'informations dans les infrastructures électriques. Pour garantir un fonctionnement sûr et fiable, il est essentiel de comprendre quels sont les objectifs et les exigences en matière de sécurité et les exigences de sécurité avant de fournir un traitement complet de la cybersécurité dans le contexte de la livraison et de la gestion de l'énergie (Fig.1.14) [30, 31].

Les réseaux intelligents intègrent de manière croissante les technologies numériques, notamment pour les rendre plus communicants et plus intelligents. Pour faire face aux risques « cyber », les opérateurs doivent construire de nouvelles parades visant à réduire l'impact des attaques, ces actions peuvent prendre la forme d'un pare-feu, d'un antivirus, de l'usage de la cryptographie ou encore de la mise à jour des microprogrammes.

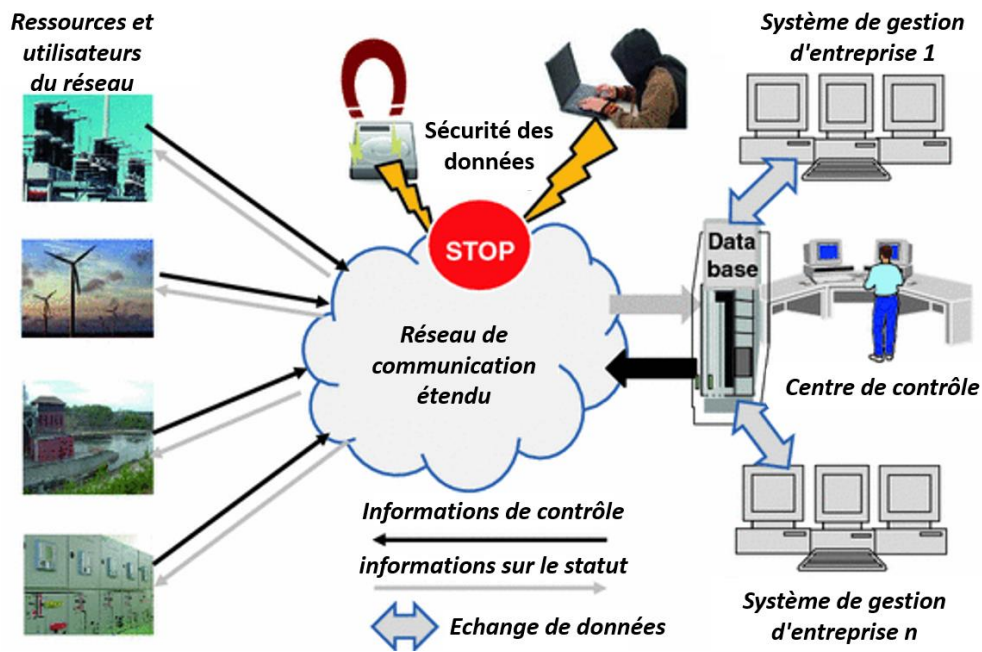


Figure 1.14 Cyberattaque dans un réseau de communication.

La cybersécurité devient alors un nouvel enjeu stratégique pour prévenir les vulnérabilités numériques et les conséquences potentielles des cyber-attaques [32].

Les gestionnaires de réseaux doivent désormais faire de la cybersécurité une nouvelle dimension de leurs analyses de risques. En tant qu'acteurs économiques importants assurant une mission de service public et disposant d'une puissance de calcul intéressante à pirater, ils constituent des cibles privilégiées. Ces gestionnaires constatent déjà que les attaques sont de plus en plus nombreuses, la figure suivante décrit les statistiques d'attaque en France constatées par RTE [15].

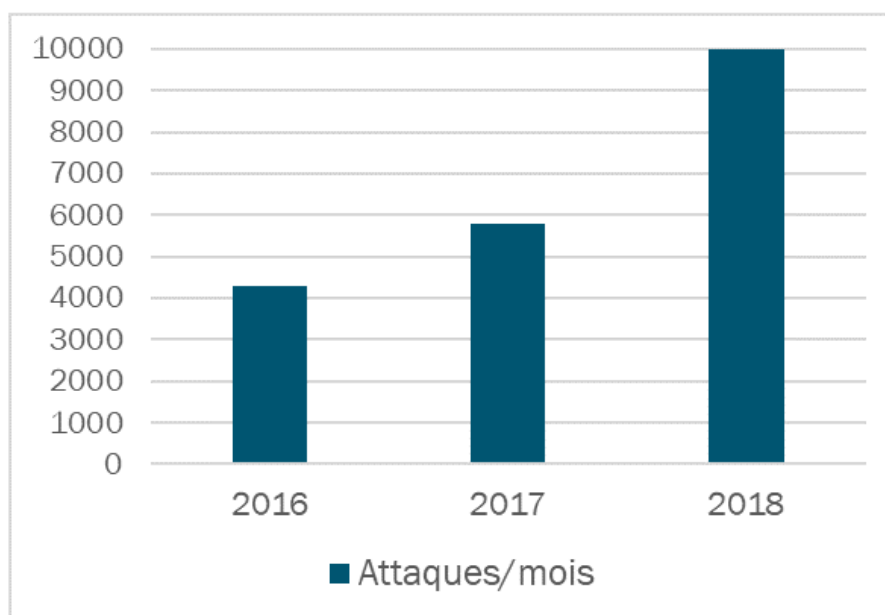


Figure 1.15 Attaques "Cyber" constatées par RTE (Source CRE)

➤ **Centrales virtuelles de production (VPP)**

La création de « centrales virtuelles » (Virtual power plant ou VPP en anglais) permet de s'affranchir de l'intermittence grâce à la combinaison de marchés locaux de l'électricité et de couples matériels/logiciels pour équilibrer, en temps réel, demande et production d'électricité. Une centrale électrique virtuelle associe divers sites de production afin de jouer sur le foisonnement de ces sources multiples et de compenser la variabilité inhérente de certaines EnR. Tout type d'installations peut s'associer à une centrale électrique virtuelle : installations photovoltaïques, hydrauliques, thermiques, au biogaz, etc. L'ensemble de ces productions est piloté par un système central. L'algorithme permet de coordonner les installations au sein de la centrale électrique virtuelle, en fonction de certains signaux : adaptation de la production en cas de baisse ou de hausse d'une installation, détermination du coût optimal de la production électrique et les priorités d'utilisation de cette production etc. [4, 13, 23].

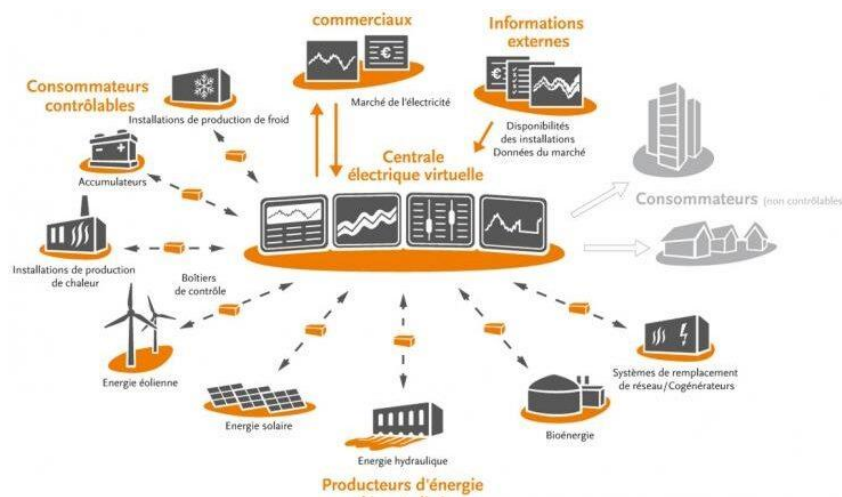


Figure 1.16 Centrales virtuelles de production (VPP)

➤ **Maison intelligente (Smart home)**

La maison communicante s'appuie sur l'utilisation de la domotique et du multimédia au sein de l'habitat pour constituer un réseau domestique numérique intelligent. L'amélioration des technologies électriques toujours plus innovantes et la mise au point d'équipements fiables, durables et économes se déclinent en une grande diversité de solutions avec les fabricants d'équipements énergétiques.

Les technologies de l'habitat ont le potentiel pour fournir aux utilisateurs une gamme très riche de services d'éco-efficacité énergétique, allant du suivi des consommations, à leur pilotage, et enfin à la gestion et au pilotage de la production locale (voire du stockage). Ces types de services sont synthétisés dans la figure 1.17.

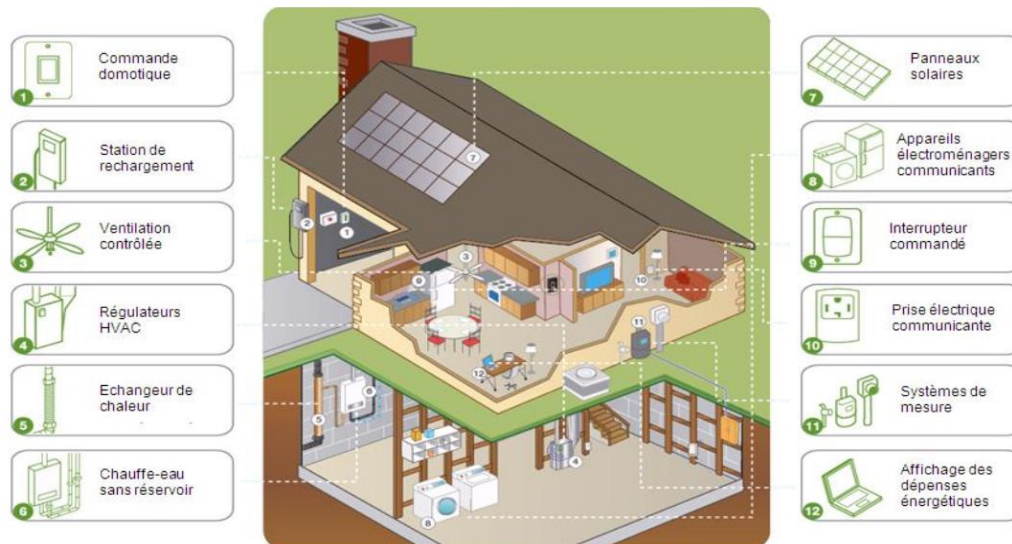


Figure 1.17 Caractéristiques d'une maison intelligente

➤ Domotique

La domotique est l'ensemble des techniques visant à automatiser les différentes tâches quotidiennes au sein d'un habitat. L'immotique est son homologue à l'échelle du bâtiment.

La gestion de l'énergie n'est pas une nouvelle application des systèmes domotiques et immotique, la maîtrise de la demande d'énergie dans l'habitat était introduite en utilisant un système domotique, ce système consiste en un ensemble d'équipements dotés de micro contrôleurs ayant des capacités de communication, un système de contrôle-commande centralisé et une interface homme-machine permettant de réaliser certaines fonctions d'optimisation, de conduite et de suivi de la consommation d'énergie [33, 15].

➤ Bâtiment intelligent (Smart Building)

Le bâtiment intelligent se définit comme un bâtiment à haute efficacité énergétique intégrant, dans les équipements consommateurs, les équipements producteurs et les éventuels équipements de stockage.

Il s'agit de mettre de « l'intelligence » sur le réseau électrique privé des bâtiments pour faciliter et améliorer la gestion de l'énergie et des appareils électriques sur le réseau, comme le montre la figure 1.18.

Trois évolutions majeures apparues sur les réseaux électriques auront un impact considérable sur la façon de gérer l'énergie dans le bâtiment. Le premier est la production décentralisée d'électricité à partir de sources renouvelables. Le deuxième, le développement des véhicules électriques. Enfin, les compteurs communicants. Le concept de bâtiment intelligent correspond à l'intégration de solutions de gestion énergétique.

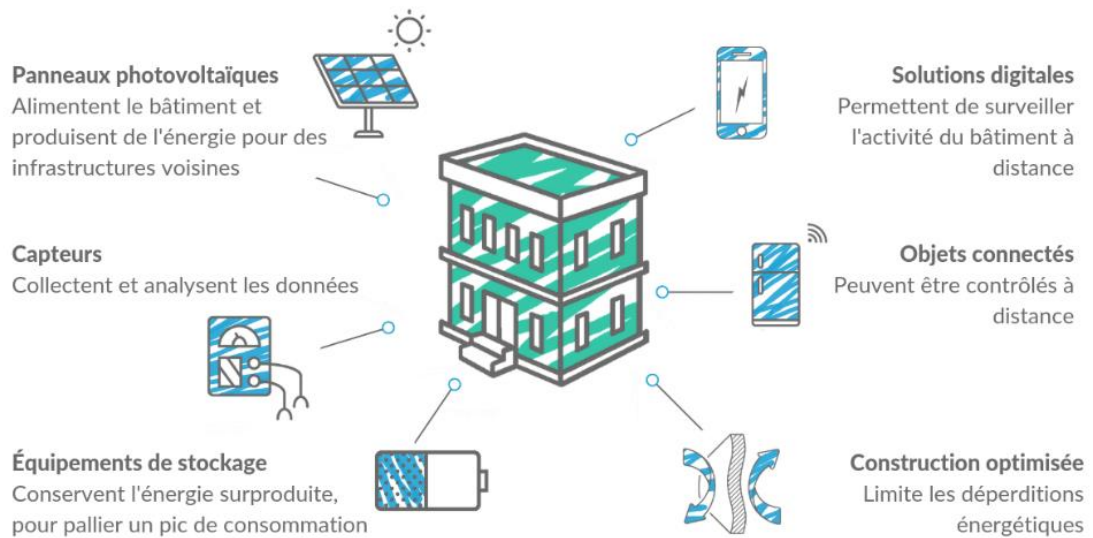


Figure 1.18 Équipements novateurs du bâtiment intelligent

De nombreuses solutions existent et sont complémentaires [34]:

- Une meilleure isolation des bâtiments.
- De nouvelles techniques de production d'énergie.
- Le développement des performances des systèmes de ventilation.
- Des systèmes de chauffage et de climatisation plus vertueux.
- Un choix plus réfléchi sur la localisation du bâtiment en termes de terrain d'implantation et d'orientation.
- Une mesure systématique des performances, afin d'adapter si besoin les décisions.

➤ **Ville intelligente (Smart city)**

À l'origine, une ville intelligente, traduction du concept anglo-saxon de smart city, est une ville qui s'appuie sur la collecte et l'utilisation de données pour optimiser son organisation et sa gestion. Par le biais de capteurs, la ville appréhende les comportements et les habitudes de ses habitants afin de leur fournir, en temps réel, une meilleure information, une meilleure offre de services tout en économisant mieux les ressources.

Cette « intelligence » touche de nombreux domaines comme les transports (circulation, stationnement, etc.), l'approvisionnement en électricité, en eau, le ramassage des ordures, etc. Pour les déchets par exemple, des bacs connectés mesurent le remplissage et déclenchent le signal de la collecte quand ils sont pleins. Cela permet d'optimiser le trafic des camions-poubelles (bruit, pollution, bouchons), d'éviter les dépôts au pied des bacs pleins mais aussi de mieux penser l'implantation des bacs en fonction des besoins [2, 15].



Figure 1.19 Piliers d'une ville intelligente

➤ Le Véhicule Electrique dans le Smart Grid

Les transports représentent plus d'un tiers de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre à travers le monde. Le développement des véhicules électriques, exemple de mobilité propre, est donc un enjeu majeur de la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux ont un rôle à jouer pour que les réseaux électriques accueillent un nombre élevé de véhicules électriques à un coût maîtrisé pour la collectivité.

La forte croissance annoncée du véhicule électrique (VE) dans les prochaines années est un facteur important à prendre en considération dans le développement du réseau électrique du futur. Bien que la voiture électrique ne soit pas un concept nouveau, des prototypes existant depuis la fin du XIX siècle, les progrès réalisés sur les batteries et l'autonomie, l'évolution des mentalités et les incitations politiques ont permis au marché du VE de devenir plus attractif. Lors du mondial de l'automobile de 2014, plus de 20 constructeurs présentaient des modèles 100 % électriques ou hybrides rechargeables [15].

En considérant prochainement un parc de VE important, la charge supplémentaire que devra fournir le réseau de distribution est considérable. De plus, sans pilotage intelligent des recharges, la puissance soutirée sur le réseau par un parc de VE est fortement concentrée sur une certaine période de la journée et tend à accentuer les pics de consommation journaliers. Par exemple pour un quartier résidentiel, une forte concentration de VE risque d'augmenter le pic de consommation du soir à cause des recharges de la majorité des véhicules en fin de journée. Afin d'éviter ce phénomène, de

nombreuses études sont menées dans l'objectif de piloter la recharge des VE, par exemple par étalement dans le temps, de manière à ce qu'ils deviennent des outils de flexibilité.

Pour le réseau, le VE peut être perçu de deux façons, comme une charge, ou comme un moyen de stockage mobile. Dans le premier cas, le pilotage de la recharge consiste à décaler dans le temps la consommation des VE, afin de limiter les pics de puissance sur le réseau, ou de faire coïncider la recharge avec les périodes de forte production des 'GED'. Dans le deuxième cas, il s'agit d'utiliser la batterie des VE pour absorber ou fournir de l'énergie en fonction des prix du marché, de la disponibilité des 'GED' ou de la consommation du particulier. C'est le concept du « véhicule électrique relié réseau », ou plus communément appelé en Anglais : Vehicle to Grid (V2G), ce travail de recherche traite en détail ce système [35].

➤ La Technologie V2G

La technologie véhicule-réseau aussi appelée « V2G » est le processus qui consiste à réinjecter l'énergie emmagasinée dans la batterie d'un véhicule électrique (VE) dans le réseau pour aider à stimuler l'approvisionnement en énergie du réseau en période de pointe.

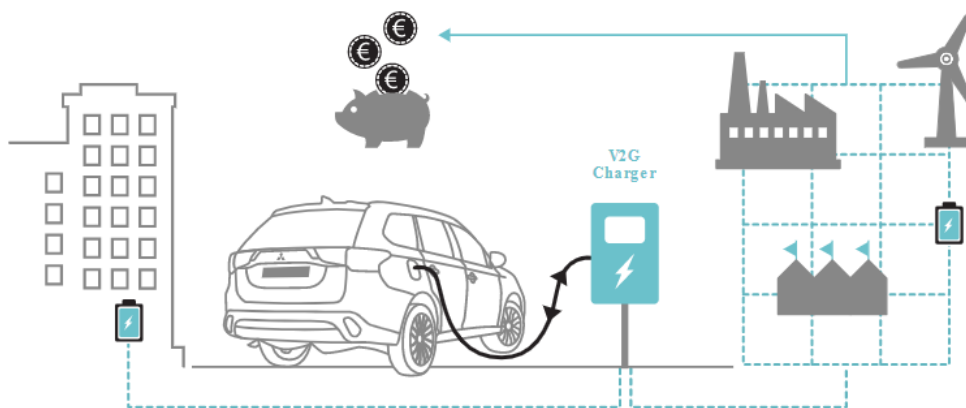


Figure 1.20 Schéma descriptif de la technologie 'V2G'

Cette architecture qui prévoit le stockage tampon dans des batteries pour aligner la production sur la consommation au niveau du réseau électrique national, c'est le Battery-to-Grid (B2G). Elle constitue une brique des réseaux intelligents qui s'appuient aussi sur des compteurs individuels capables de transmettre en temps réels des informations sur la consommation des ménages et des entreprises [15, 32, 36, 37].

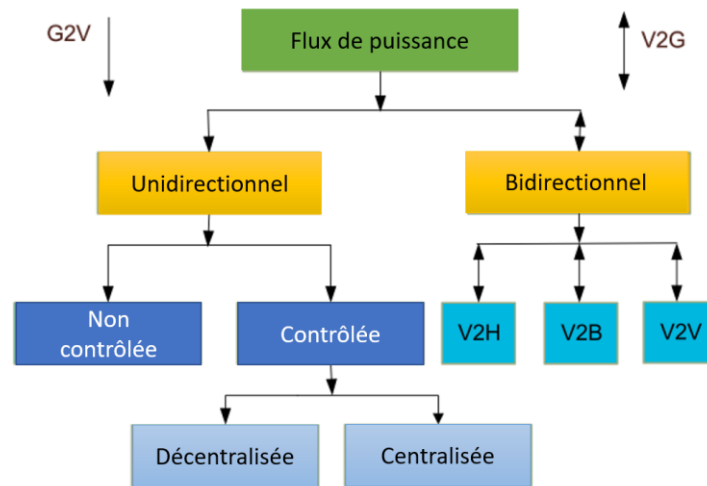


Figure 1.21 Classification des technologies du véhicule électrique

Ce stockage par des batteries, on l’imagine dans des unités stationnaires réparties à travers le pays. Mais avec le développement des véhicules branchés, électriques ou hybrides rechargeables, notamment au sein des flottes professionnelles, les énergéticiens espèrent pouvoir désormais disposer des batteries de traction en complément. C’est le Vehicle-to-Grid (V2G), dont le principe peut être adopté à l’échelle d’un bâtiment (V2B = Vehicle-to-Building) ou d’un logement (V2H = Vehicle-to-Home). Dans ces deux derniers cas, il peut s’agir simplement de stocker l’énergie quand elle coûte le moins cher pour en disposer lorsque les tarifs sont au maximum. Mais l’architecture la plus complète exploite aussi les sources renouvelables d’énergie via relativement de modestes installations éoliennes ou photovoltaïques. En outre les systèmes V2H et V2B assurent une alimentation de secours en électricité en cas de panne sur le réseau habituel (Fig.1.21) [38, 39, 40].

Les différentes topologies de V2X sont illustrées dans la figure 1.22.

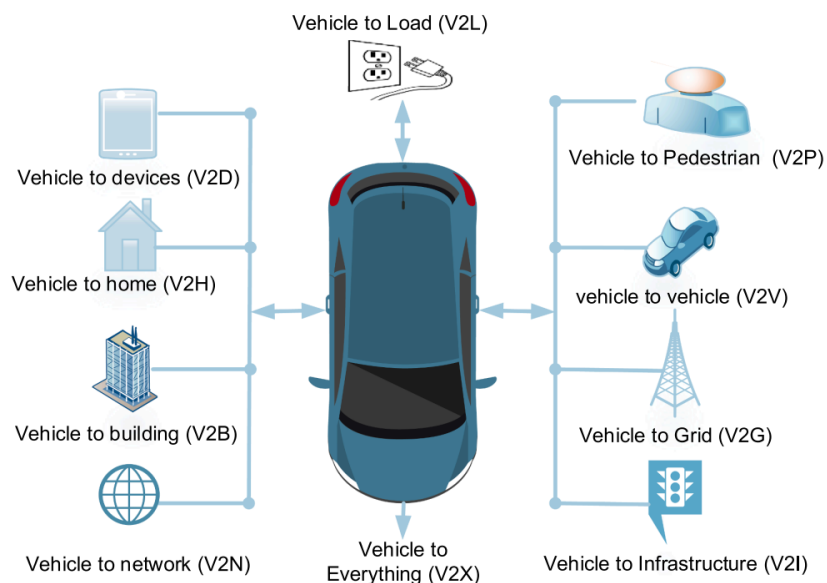


Figure 1.22 Différentes topologies des véhicules électriques [38].

1.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons brièvement présenté les problématiques auxquelles doit faire face le secteur énergétique, le fonctionnement du réseau électrique conventionnelle, ainsi que les nouveaux concepts qui y seront ajoutés pour le faire évoluer vers un réseau intelligent. Nous avons exposé d'une manière générale les réseaux électriques intelligents, ses points forts et ses applications et nous avons passé en revue les outils qui sont nécessaires à son déploiement tels que les compteurs intelligents, les maisons intelligentes et les véhicules électriques, etc. ainsi que diverses technologies de de l'information et de communication. Enfin, dans le prochain chapitre, une attention particulière sera consacrée au micro réseau intelligent, sa structure et son classification. Enfin la dernière partie met l'accent sur le contrôle des micro-réseaux, et les principales stratégies de contrôle.

Chapitre 2

État de l'art sur les micro-réseaux

Chapitre 2 : État de l'art sur les micro-réseaux

2.1 INTRODUCTION

Le réseau électrique présente depuis un certain temps déjà un changement de paradigme vers un nouveau type de système électrique, fondé sur le concept de flux électrique bidirectionnel ; ceci a amené à la notion de "prosumers" c.à.d. de producteurs-consommateurs lesquels sont capables de générer, stocker et consommer de l'énergie électrique localement ou de manière coordonnée. L'intégration de nouveaux générateurs dits "distribués", non dispatchés, l'émergence de charges actives et non conventionnelles comme le véhicule électrique rechargeable ou le bâtiment intelligent amènent au paradigme mentionné plus haut.

Ce chapitre débute par la définition, le concept et les défis du micro réseau, ensuite l'architecture physique et les types des micros réseaux sont présentés et discutés. Enfin, les stratégies de contrôle centralisés/décentralisés sont abordés.

2.2 CONCEPT, DEFINITION ET DEFIS DES MICRO-RESEAUX

Les microgrids, ou micro-réseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs (Fig.2.1). Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses (micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, ...etc.), des installations de consommation, de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou déconnectés du réseau (îlotage). Ce concept, susceptible de concerner différentes échelles du territoire (bâtiment, quartier, zone industrielle ou artisanales, village, etc.) est en train de s'élargir aux réseaux de chaleur et de gaz naturel, et peut ainsi être pensé de manière multi-fluide [31, 41, 42].

Le système de contrôle est soutenu par une infrastructure de communication utilisée pour surveiller et contrôler les générateurs de puissance et les charges [43].

La structure générale d'un micro réseau est illustrée dans la figure 1.2

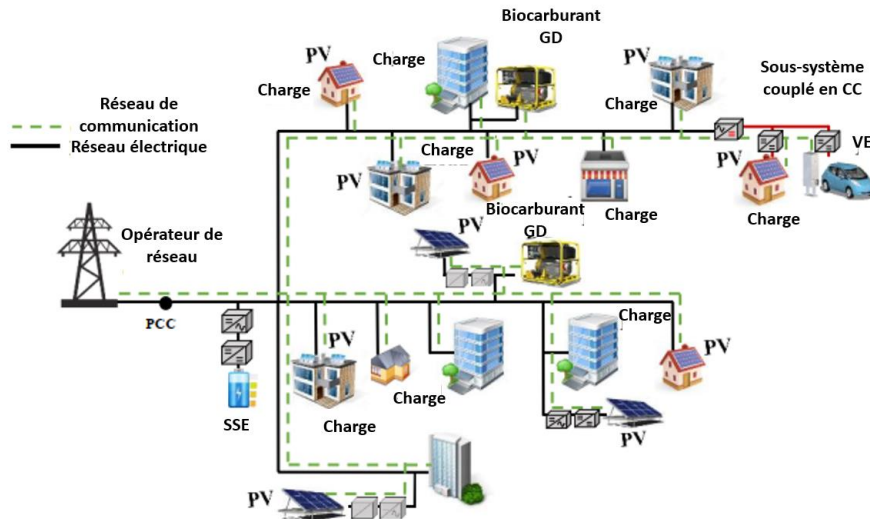


Figure 2.1 : Structure générale d'un micro-réseau [44].

Les composants constrictifs du micro réseau sont illustrés dans l'organigramme suivant (Fig.2.2).

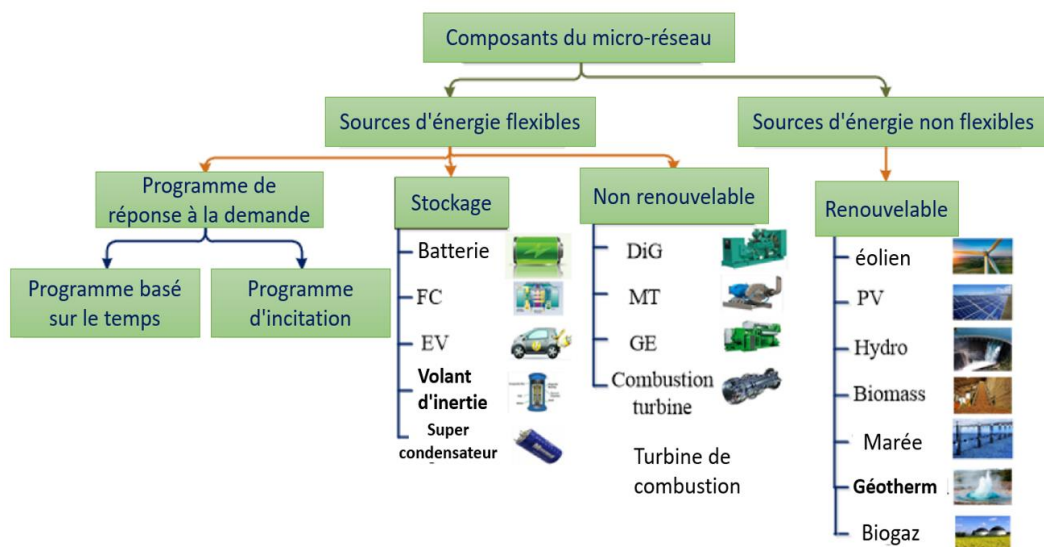


Figure 2.2 : Composants générale d'un micro réseau [28]

Divers avantages peuvent être obtenus en mettant en œuvre les micro-réseaux, notamment l'amélioration du profil de tension, la mise en œuvre de programmes de pilotage de la charge, la réduction des pertes d'énergie, l'utilisation d'unités de cogénération pour alimenter les charges thermiques et la réduction des pannes de ligne.

Un micro-réseau présente les avantages suivants :

1. Le système de stockage d'énergie (SSE) et le générateur distribué (GD) sont combinés, ce qui permet de résoudre le problème de fluctuation importante de la production distribuée.

2. En cas de défaillance du réseau ou de catastrophe, le micro-réseau peut fonctionner en mode îlot, ce qui garantit la fiabilité de l'alimentation électrique.

Un micro-réseau peut fournir une grande variété d'avantages économiques, techniques, environnementaux et sociaux aux parties prenantes internes et externes en fonction de sa stratégie d'exploitation [45, 46].

2.3 OBJECTIFS D'UN MICRO-RESEAU

L'installation d'un micro-réseau s'intègre parfaitement dans une démarche de transition énergétique et permet de piloter l'énergie le plus efficacement possible.

Voici les services offerts par les micro-réseaux :

➤ **Gestion optimisée de l'énergie**

Les micro-réseaux permettent de gérer intelligemment et de manière autonome l'énergie produite par une production locale d'électricité. À l'aide de logiciels d'optimisation énergétique, il est possible d'analyser les pics et la capacité de production. Mais également d'identifier le besoin du bâtiment et des équipements en énergie (bornes de recharge pour véhicules électrique, CVC...).

➤ **Réduction des dépenses énergétiques**

Le Micro-réseau permet d'optimiser les factures énergétiques en réduisant la dépendance du bâtiment au réseau général d'électricité,

➤ **Réseau fiable**

En cas d'incident sur le réseau électrique, certains réseaux locaux peuvent prendre le relai pour alimenter au moins une partie des équipements désignés comme prioritaires.

➤ **Amélioration de l'empreinte environnementale**

Comme évoqué précédemment, un micro-réseau entre dans une démarche de transition énergétique et permet au bâtiment de réduire ses émissions de gaz à effets de serre.

➤ **Meilleure couverture énergétique**

L'installation des micro-réseaux autonome est une alternative à l'extension du réseau électrique pour alimenter en électricité les zones isolées.

2.4 CLASSIFICATION DES MICRO-RESEAUX

La figure 2.3 présente la classification des micro-réseaux, y compris le mode de fonctionnement, le type de puissance, la phase, l'application et les stratégies de contrôle [41, 42, 47].

Comme on peut le voir, la phase est divisée en deux, monophasé et triphasé, et le contrôle est regroupé en deux catégories : centralisé et décentralisé [48].

Les micro-réseaux peuvent être classés aussi en fonction de leur application, à savoir résidentielle/commerciale/industrielle, utilitaire et militaire [49].

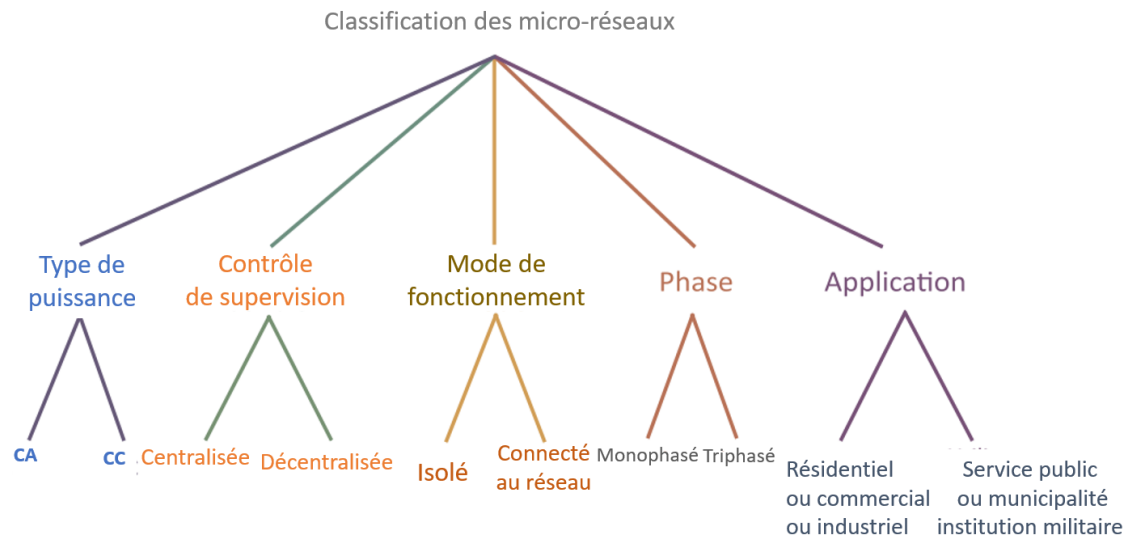


Figure 2.3 : Classification des micro-réseaux [47].

Tableau 2.1 : Classification des micro-réseaux par capacité

Type	Capacité (MW)	Réseau à raccorder
Micro-réseau simple	<2	Réseau commun
Micro-réseau d'entreprise	2-5	
Micro-réseau de zone d'alimentation	5-20	
Micro-réseau de la zone de la sous-station	>20	
Micro-réseau indépendant	Selon les charges sur une île, une zone montagneuse ou un village	Réseau alimenté par du diesel

2.5 FONCTIONNEMENT DU MICRO-RESEAU

Le micro réseau est destiné à fonctionner dans les deux conditions suivantes [23, 52] :

➤ Mode connecté au réseau

Le micro-réseau (MG) est connecté au réseau amont. Il peut recevoir totalement ou partiellement l'énergie du réseau principal (en fonction du partage de la puissance). D'autre part, l'excédent de puissance peut être envoyé vers le réseau principal (lorsque la production totale dépasse la consommation).

Ce mode de fonctionnement permet de réaliser une répartition économique et optimale, une répartition centrale par le réseau de distribution, un contrôle automatique de la tension et de la puissance réactive, ainsi que la prévision de la production intermittente, des charges et de l'échange de puissance.

Cependant, en cas de perturbations ou de défaillance du réseau principal, le micro-réseau passe en mode îlot pour assurer la stabilité du système. Dans ce mode, il fournit une alimentation continue aux charges critiques par un fonctionnement intégré efficace des 'GED', de la réponse à la demande 'DR' et du délestage de la charge.

➤ **Le Mode îlot**

Lorsque le réseau amont est défaillant ou que des actions sont prévues (par exemple, pour effectuer des opérations de maintenance), le micro réseau peut passer en douceur en mode îlot.

Le fonctionnement en îlotage est principalement destiné à assurer la stabilité du micro-réseau et l'alimentation continue d'un maximum de charges après la séparation du réseau principal.

En outre, ce mode de fonctionnement est lié à l'élasticité de l'offre, à la demande des charges locales et au marché de l'électricité.

➤ **Micro-réseaux autonomes**

La distinction "autonome" fait référence au genre d'applications non raccordées au réseau et (ou) à l'autonomie de ces applications par exemple, l'alimentation des zones isolés qui non pas accès à l'électricité.

La structure d'un micro-réseau autonome varie en fonction des contraintes de l'application.

Enfin, il convient de noter que pour améliorer le fonctionnement du système, une gestion optimale des micro-réseau est nécessaire dans ce mode.

Dans une autre classification, comme mentionné plus haut, les micro-réseaux sont divisés en deux groupes, les micro-réseaux à courant alternatif et les micro-réseaux à courant continu ("Alternating Current" et "Direct Current"), en fonction de leur configuration opérationnelle [28, 41].

La figure 2.4, illustre la structure des micro-réseaux C.A, C.C et hybrides C.A/C.C.

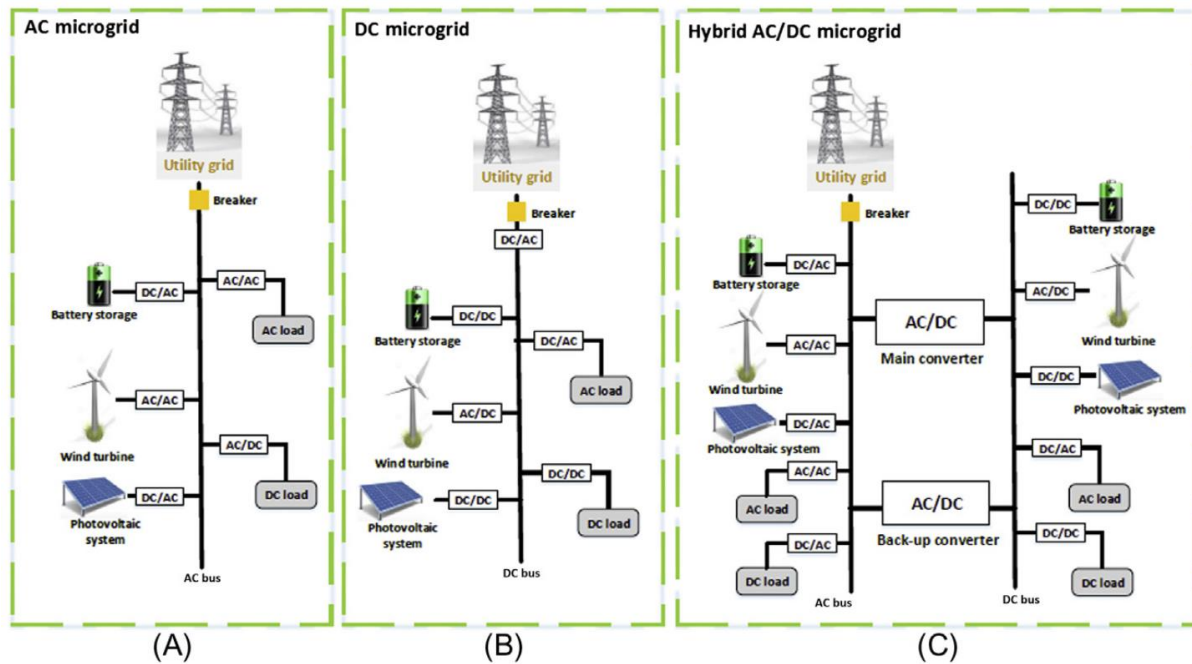


Figure 2.4 : Structure de (A) micro réseau CA, micro réseau CC, micro réseau hybride [42]

➤ Micro-réseaux alternatifs (CA)

Le micro-réseau à courant alternatif est le type le plus courant des 'MG' en raison de la mise en œuvre directe des sources d'énergie distribuée dans le système [23, 28, 45].

Les sources de production d'énergie, les dispositifs de stockage et les autres équipements du système sont reliés au bus CA pour répondre aux demandes de charge CA. Ces micro-réseaux peuvent être facilement intégrés aux réseaux électriques existants sans nécessiter d'approche de contrôle spécifique.

Ils présentent les avantages suivants :

- La capacité d'intégration au réseau électrique conventionnel ou en mode îlot les rend polyvalents.

- Compatibilité avec les équipements à courant alternatif tels que les charges à courant alternatif comme les moteurs. Ces équipements peuvent être alimentés facilement par le courant alternatif fourni par le micro-réseau.

- Aucun onduleur n'est nécessaire pour les charges CA.

- Rentabilité des systèmes de protection.

- Meilleure disponibilité pour les charges CA.

➤ Micro-réseau à courant continu (CC)

Dans un micro-réseau à CC, un bus 'CC' commun est utilisé pour se connecter au réseau via un convertisseur CA/CC. Le principe de fonctionnement du micro-réseau 'CC' est similaire à celui du micro-réseau 'CA'. Par rapport au micro-réseau 'CA', le micro-

réseau 'CC' est une bonne solution pour réduire les pertes de conversion de puissance car il ne nécessite qu'une seule conversion de puissance pour connecter le bus continu. Par conséquent, le micro-réseau 'CC' a un rendement supérieur, un coût et une taille de système inférieurs. En outre, le micro-réseau 'CC' est mieux compatible avec l'intégration des ressources énergétiques distribuées (GED) et offre une meilleure stabilité en raison de l'absence de la puissance réactive.

Dans les micro-réseaux à courant continu, des économies d'énergie considérables sont réalisées en raison du nombre réduit de convertisseurs par rapport aux micro-réseaux à courant alternatif. En raison de l'augmentation des charges à courant continu dans le système et afin de bénéficier des avantages des 'MG' à courant alternatif et à courant continu, les micro-réseaux hybrides ont récemment attiré davantage l'attention [23, 41, 45, 50].

➤ **Micro-réseau hybride (CA-CC)**

Le micro-réseau hybride CA/CC est une combinaison de micro-réseaux 'CA' et 'CC' dans le même réseau de distribution, facilitant l'intégration directe de la production décentralisée, du système de stockage d'énergie (SSE) et des charges, comme le montre la figure 2.4.

Cette architecture présente les avantages des deux structures, tels que le nombre minimal d'éléments d'interface, une intégration plus facile des 'GED', une réduction des étapes de conversion, des pertes d'énergie et des coûts totaux, ainsi qu'une fiabilité accrue. En outre, lorsque la production décentralisée, les charges et les systèmes de stockage d'énergie sont directement connectés aux réseaux de courant alternatif ou continu, il n'est pas nécessaire de synchroniser les unités de production et du stockage [41].

Les micro-réseaux hybrides offrent la possibilité d'intégrer des charges de type 'CA' et CC, de sorte que les clients puissent utiliser l'électricité en fonction de leurs besoins.

2.6 TYPES DES MICRO-RESEAUX

Au fur et à mesure que les marchés, les technologies et les réglementations changent, les types de micro-réseaux continueront à évoluer. Il existe plusieurs types de micro-réseaux pour différentes applications à savoir :

Micro-réseaux militaires : La capacité d'intégrer de manière fiable des systèmes photovoltaïques et de stockage d'énergie dans les systèmes énergétiques militaires est un objectif essentiel pour le ministère de la défense des États-Unis.

La dépendance au carburant diesel dans les régions reculées du monde est un point faible des opérations militaires, et les résultats peuvent être coûteux et mortels en raison du défi que représente le transport du carburant dans des régions hostiles. En outre, le

DOD américain reconnaît que le changement climatique est un facteur d'instabilité croissante, ce qui entraîne une pression interne et externe pour réduire les émissions.

Micro-réseaux de campus peuvent concerner les campus d'entreprises, les campus universitaires et les campus militaires.

Micro-réseaux communautaires pourraient être considérés comme le solaire communautaire. Dans les pays en développement, les micro-réseaux communautaires peuvent être utilisés pour réaliser l'électrification pour la première fois. Dans les pays développés, ils sont souvent utilisés pour aider les communautés à atteindre leurs objectifs en matière d'énergies renouvelables.

Micro-réseaux de zones commerciales, artisanales ou industrielles : ces zones, qui consomment beaucoup d'électricité, regroupent des entreprises et des industries aux activités variées, dont les besoins énergétiques ne sont pas tous identiques. Il s'agit d'optimiser la gestion de l'énergie, notamment pour qu'elles soient plus neutres vis-à-vis du réseau de distribution. Pour une installation industrielle, une panne, même momentanée, peut être coûteuse. La présence d'un micro-réseau sur le site peut donc faire d'un parc d'activités un pôle d'attraction pour des locataires de premier ordre sensibles aux pannes de courant.

Micro-réseaux distants créent un accès à l'énergie au-delà du réseau. Comme les micro-réseaux insulaires, les micro-réseaux distants étaient traditionnellement dominés par le diesel, mais ils intègrent rapidement l'énergie solaire et le stockage [49].

2.7 COMMUNICATION DANS LES MICRO-RESEAUX

La production dispersée des 'GED' et l'intégration active de la 'DR' nécessitent une infrastructure de communication pour partager des informations entre eux et optimiser leur fonctionnement au niveau local [41, 47].

Par conséquent, un système de communication de données efficace est nécessaire pour un transfert d'informations continu, rapide, fiable et précis entre les capteurs, les contrôleurs de charge (LC) et le contrôleur central (MGCC) sans aucune perturbation ni déconnexion.

Cependant, le coût d'investissement de ces systèmes de communication de données peut être très élevé, car il dépend du nombre de récepteurs nécessaires pour améliorer la qualité des signaux transmis, tout en couvrant une zone géographique spécifique. Il est donc essentiel de réduire le coût d'installation, tout en maintenant un fonctionnement fiable, en choisissant une technologie de communication de données appropriée pour les applications à courte et longue distance [47]. Dans la littérature, plusieurs technologies de communication filaire et sans fil ont été proposées pour une communication efficace entre les différents composants du micro-réseau.

Le choix de ces technologies de communication dépend du débit de données, de la zone de couverture, de la qualité de service, de la fiabilité, de la latence et de la consommation d'énergie.

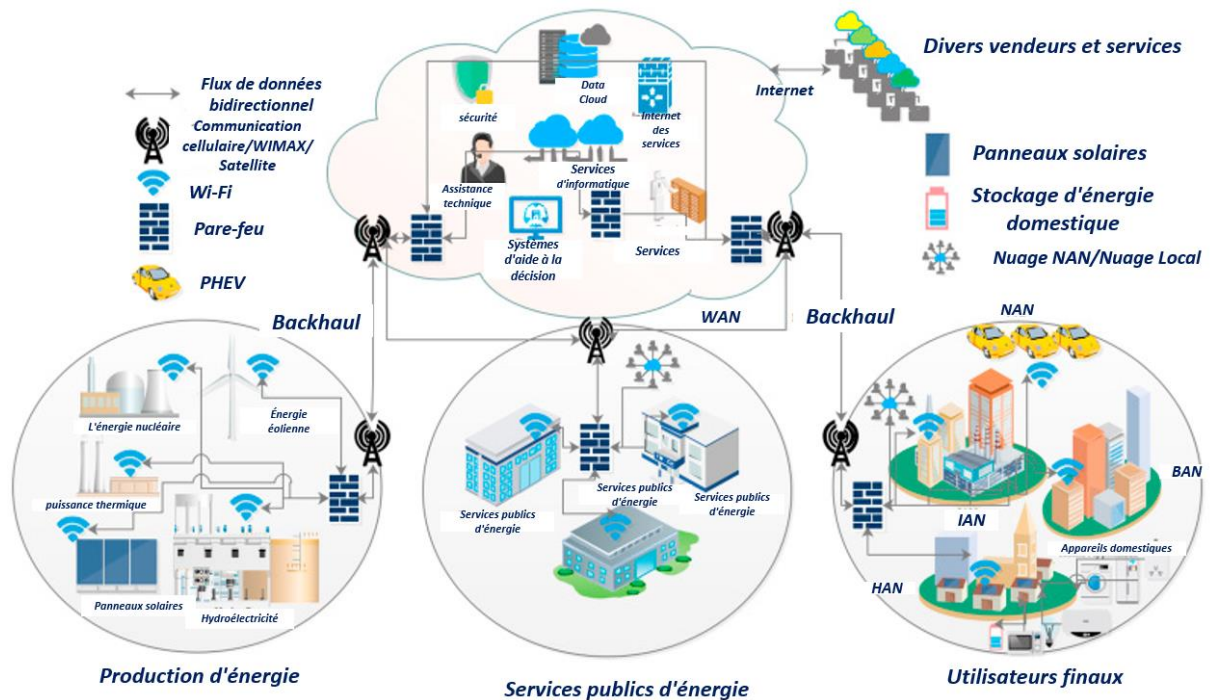


Figure 2.5 : Structure de communication d'un micro réseau

La figure 2.5 donne un aperçu des différentes technologies de communication qui peuvent être utilisées pour le fonctionnement du micro-réseau (MG). Parmi ces technologies, les technologies filaires, telles que le DSL, le CPL et la fibre optique, qui offrent un taux de transmission des données et une fiabilité plus élevée, mais à un coût d'installation élevé.

Au contraire, les technologies sans fil, telles que Zigbee, Z-wave, GSM et wifi, etc., peuvent être facilement déployées avec un coût d'installation moindre, ce qui en fait de meilleurs candidats pour les zones reculées. Cependant, elles présentent un faible taux de transmission des données et des problèmes d'interférence des signaux.

Par conséquent, les technologies sans fil sont, dans l'ensemble, de meilleurs candidats que les technologies câblées en raison de leur faible coût de déploiement.

2.8 PROTECTION DES MICRO-RESEAUX

Tout comme un réseau électrique traditionnel, un micro-réseau doit fonctionner de manière sûre et stable et sa protection par relais doit être fiable, rapide, flexible et sélective.

La protection du micro réseau doit réagir lorsque la perturbation se produit dans le réseau public ainsi que dans le micro réseau. Si la perturbation apparaît dans le réseau électrique, la protection doit être déclenchée pour déconnecter le micro-réseau du réseau

principal aussi rapidement que possible à l'aide d'un commutateur semi-conducteur rapide appelé commutateur statique (SS). Si le défaut se situe à l'intérieur du micro-réseau, le système de protection isole la plus petite section possible de l'alimentation de distribution pour éliminer le défaut (Fig.2.6) [51].

Dans le système de distribution, la protection classique est basée sur la détection du courant de court-circuit. Les micro-sources à base de machines tournantes à couplage direct augmentent les courants de court-circuit. En revanche, les courants de défaut des onduleurs sont limités par les valeurs nominales des dispositifs au silicium à environ 2p.u. du courant nominal. Les courants de défaut dans les micro-réseaux insulaires à base d'onduleurs peuvent ne pas être suffisamment importants pour utiliser les techniques traditionnelles de protection contre les surintensités.

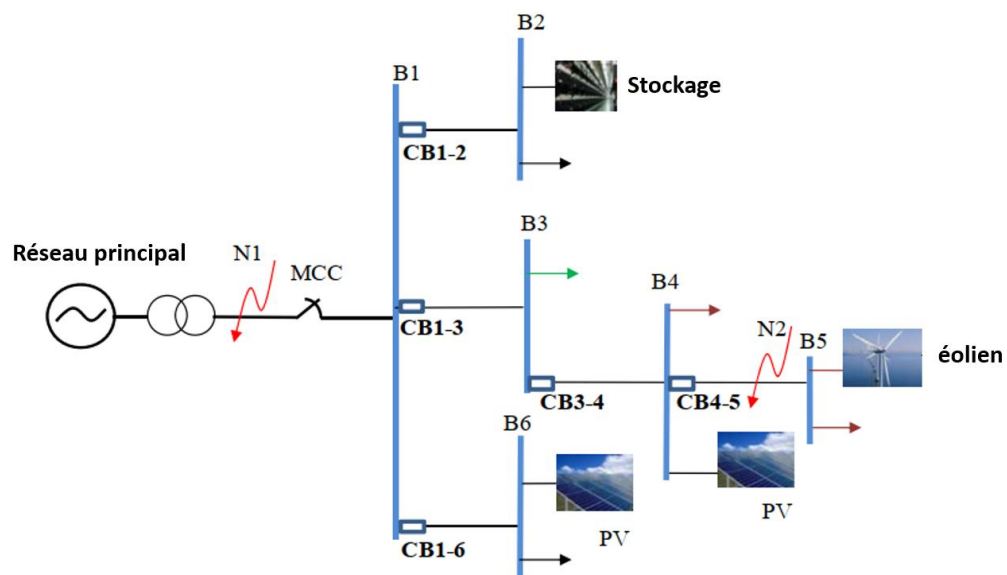


Figure 2.6 : Scénarios de défaillance externe et interne dans un micro réseau [51]

Par conséquent, en plus des fonctions de protection de base, les onduleurs doivent être capables d'empêcher l'apparition d'un îlotage et de mettre automatiquement les 'GD' hors service après un défaut.

Un micro-réseau doit être capable de fonctionner en parallèle avec le réseau et en mode îlot. Il doit répondre aux exigences de base suivantes :

1. En fonctionnement connecté au réseau, si un défaut se produit sur le micro-réseau, la protection du micro-réseau doit fonctionner de manière fiable pour éliminer le défaut.

Par exemple, lorsque l'équipement électrique du réseau de distribution BT tombe en panne, la protection du réseau de distribution doit fonctionner pour éliminer l'équipement afin de garantir un fonctionnement sûr et stable du micro-réseau.

2. Lorsqu'un défaut instantané se produit sur le réseau de distribution, la protection doit fonctionner rapidement pour éliminer le défaut afin de maintenir un fonctionnement ininterrompu du micro-réseau.

3. En cas de perte de puissance du réseau de distribution, la protection du micro-réseau fonctionne pour isoler le micro-réseau du réseau de distribution et le micro-réseau passe en fonctionnement en îlotage.

4. En fonctionnement en îlotage, lorsqu'un défaut se produit sur le micro-réseau, la protection doit fonctionner de manière fiable pour éliminer le défaut afin de garantir un fonctionnement sûr et stable du micro-réseau.

5. Une fois le réseau de distribution rétabli, le micro-réseau est reconnecté au réseau.

La localisation rapide et précise des défauts est très importante pour l'économie, la sécurité et la fiabilité du système électrique.

2.9 CONTROLE DES MICRO-RESEAUX

Le contrôle est l'une des principales technologies habilitantes pour le déploiement des systèmes de micro réseau. Comme les réseaux électriques classiques, les micro-réseaux ont une structure de contrôle hiérarchique à plusieurs niveaux.

La coordination de différents types de micro-réseau pour établir un système de micro-réseau stable contrôlant la fréquence et la tension est une tâche difficile. Les objectifs de contrôle sont les suivants **(a)** le contrôle indépendant de la puissance active et réactive, **(b)** la correction de la chute de tension et les déséquilibres du système, et **(c)** la satisfaction des exigences de la dynamique de charge du réseau.

La fonction de contrôle du micro-réseau est composée de trois sections : **(a)** l'interface du réseau amont, **(b)** le contrôle du micro-réseau, et **(c)** la protection, le contrôle local.

Le contrôle des micro-réseaux est évalué dans de nombreuses études, et il peut être regroupé sur la base du diagramme en arbre (Figure 2.7) [41, 45, 47].

2.9.1 Couche de répartition du réseau de distribution

La couche de répartition du réseau de distribution coordonne et répartit le micro-réseau pour maintenir le réseau de distribution dans un état de fonctionnement sûr et économique. Le micro-réseau agit comme une entité unique contrôlable et flexible par rapport au réseau.

1. Il peut fonctionner soit en parallèle avec le réseau électrique, soit en mode îlot en cas de défaillance du réseau ou si nécessaire.

2. Dans des situations particulières (par exemple, un tremblement de terre, une tempête de neige ou une inondation), le micro réseau peut servir le réseau de distribution,

fournissant ainsi un soutien efficace au réseau principal et accélérant la récupération du macro réseau après une défaillance.

3. En cas de pénurie d'énergie dans le réseau, le micro réseau peut déplacer la charge grâce à son propre stockage d'énergie, évitant ainsi un déclenchement généralisé du réseau de distribution et réduisant la capacité de réserve du réseau.

4. Dans des circonstances normales, la couche participe à la répartition du réseau pour une meilleure économie.

2.9.2 Architecture de contrôle d'un micro-réseau

La structure de contrôle typique d'un micro-réseau est décrite dans la **figure 2.7** [51].

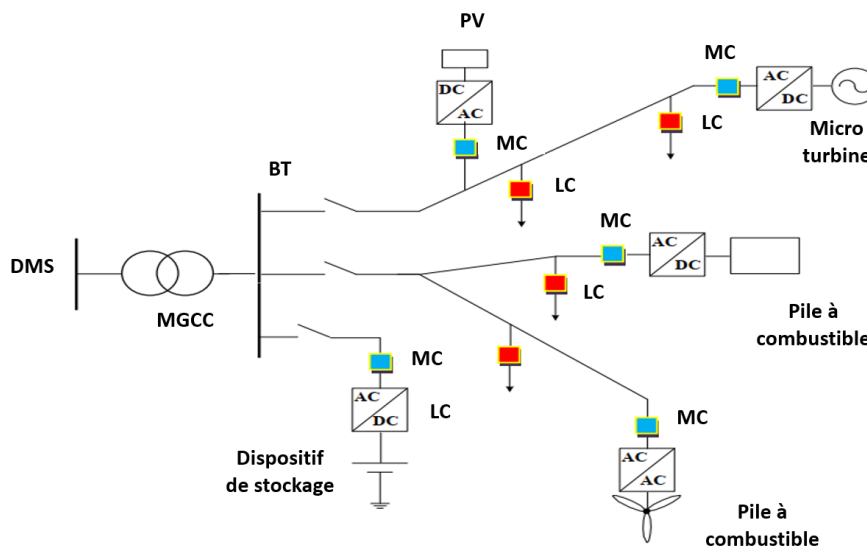


Figure 2.7 : Structure typique de contrôle d'un micro-réseau

Le contrôle d'un micro-réseau comprend :

- Des contrôleurs de source micro (MC) et des contrôleurs de charge (LC).
- Contrôleur central du micro-réseau (MGCC)
- Système de gestion de la distribution (DMS).

* Les fonctionnalités de contrôle dans un micro-réseau sont présentées comme suit [43-49] :

2.9.2.1 Contrôleurs globaux

➤ Système de gestion de la distribution (DMS)

La commande globale est le niveau de commande le plus élevé pour coordonner le fonctionnement de plusieurs 'MG' interconnectées et communiquer les exigences avec le réseau principal.

Ce contrôleur assure le fonctionnement du micro-réseau à un optimum économique et organise les relations entre le 'MG' et le réseau de distribution ainsi que les autres 'MG'

connectées. Les contrôleurs globaux et, dans une certaine mesure fonctionnent comme des contrôleurs centralisés, il traite certaines responsabilités générales pour un 'MG', telles que l'échange de puissance avec le réseau principal et/ou d'autres 'MG' connectés.

Il fonctionne généralement sur une période de quelques minutes à quelques heures, fournissant des signaux aux contrôles de niveau central des micro-réseaux et d'autres sous-systèmes qui forment le réseau de distribution interconnecté.

Il effectue la gestion de l'énergie pour le micro-réseau afin d'assurer un sous-ensemble de fonctions de base telles que la prévision de la charge et de la météo, la programmation économique, l'évaluation de la sécurité et la gestion de la demande.

En général, les objectifs les plus importants du contrôle global sont l'optimisation de la production, l'amélioration des services de contrôle et de répartition du système global, la compensation des déséquilibres énergétiques et le fonctionnement de la réserve tournante. Les 'MG' peuvent également être contrôlés de manière coordonnée avec le 'MGCC' pour fournir certains services auxiliaires destinés à améliorer les performances du réseau principal [52].

En résumé, le niveau de contrôle global est responsable de l'optimisation du fonctionnement du 'MG' et du réglage de son interaction avec le réseau de distribution et les 'MG' voisins en contrôlant les références de puissance active et réactive des 'GED' à travers les 'MGCC'. Cette optimisation est généralement basée sur des critères économiques, qui tiennent compte de l'équilibre entre la demande et la production, ainsi que des aspects économiques.

Comme le montre la figure. 2.8, le centre de contrôle global assure l'interface entre les 'MGCC' les 'MG' et le réseau de distribution (réseau principal) et supervise également le contrôle des flux d'énergie et le fonctionnement du marché. Contrairement au contrôle local, qui fonctionne sans communication, les contrôles secondaires, globaux et d'urgence peuvent avoir besoin de canaux de communication.

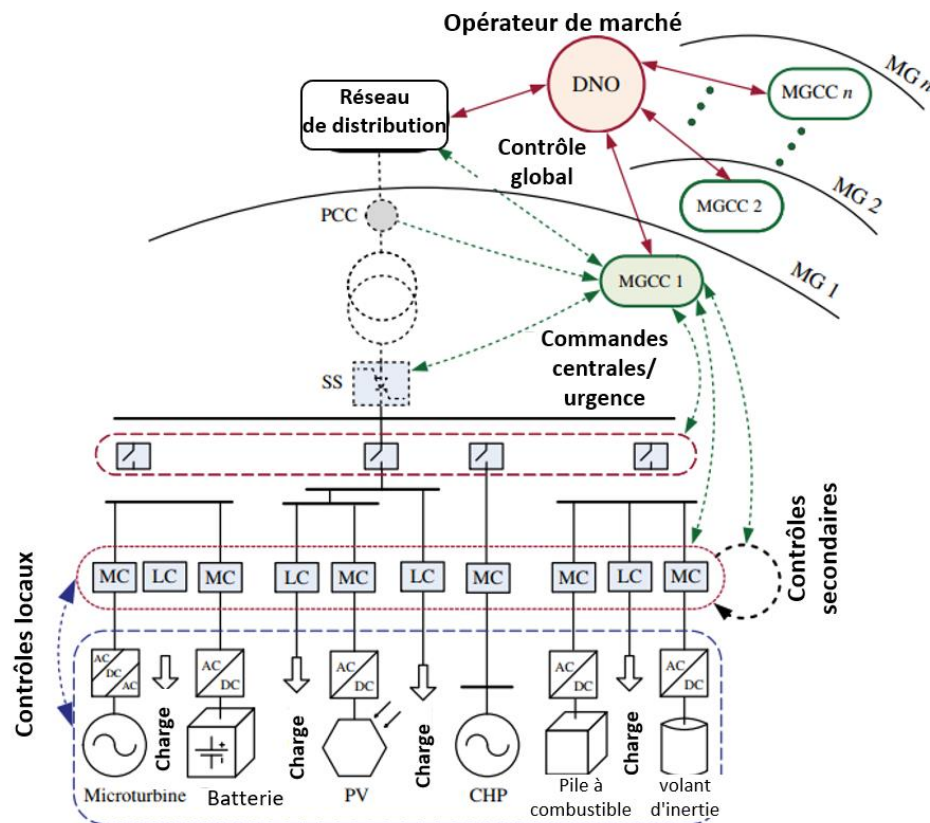


Figure 2.8 Architecture de contrôle des micro-réseaux

➤ Fonctions du contrôleur central (MGCC)

Pour chaque micro-réseau, il existe un contrôleur central (MGCC) qui assure l'interface entre le système de gestion de la distribution (DMS) ou le gestionnaire du réseau de distribution (DNO) et le 'MG'.

Le contrôleur 'MGCC' assure l'interface entre le 'MG' et le réseau principal et supervise également l'ensemble des unités du 'MG' pour les opérations, telles que la déconnexion, la reconnexion, le contrôle du flux d'énergie, le contrôle du niveau de défaut, le fonctionnement du marché et le délestage.

Il possède de nombreuses caractéristiques permettant de coordonner correctement les ressources énergétiques distribuées en fonction de leur capacité de production pour desservir les charges critiques et non critiques (Fig. 2.9) [52].

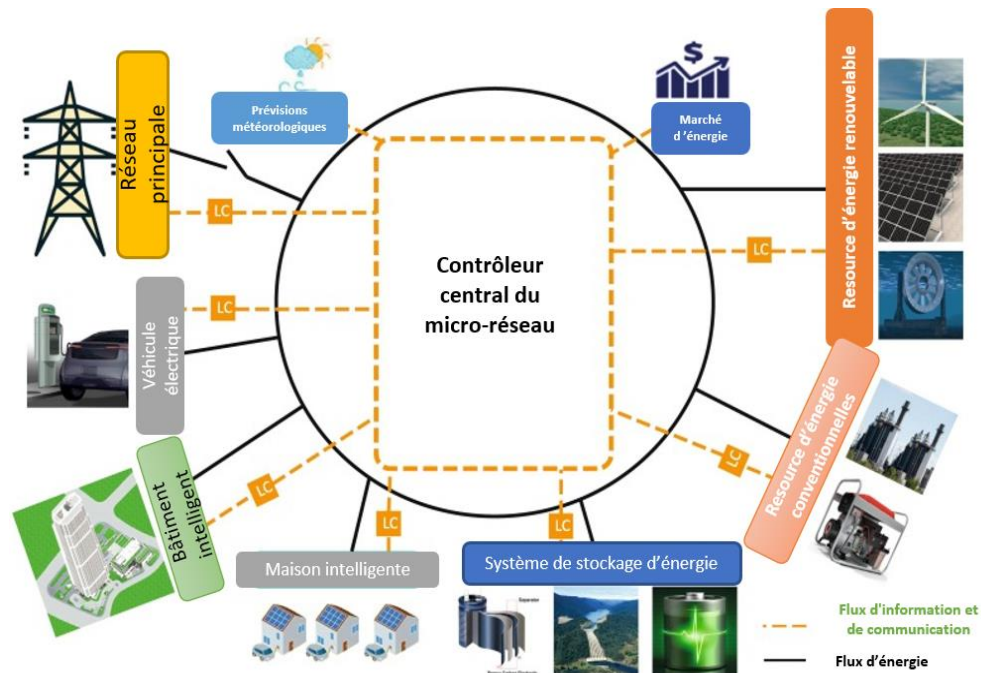


Figure 2.9 : Architecture de base d'un contrôleur central de MG [47]

Les informations échangées comprennent principalement des messages sur le réglage de la référence de puissance pour chaque source, les ordres de commutation du 'MG' qui sont envoyés par le 'MGCC' aux contrôleurs locaux (MC et LC) et les informations de tension/courant détectées. La quantité de données à échanger entre les contrôleurs de réseau est faible, puisqu'elle comprend principalement des messages contenant des points de consigne à destination de 'LC' et 'MC'.

Ce contrôleur central joue un rôle important dans le mode de fonctionnement en îlotage. Il peut également être utilisé pour synchroniser le micro-réseau avant de la connecter au réseau principal, afin de faciliter la transition du mode îlot au mode connecté au réseau.

Les principales fonctionnalités de système de gestion de la distribution sont ;

- Contrôle de la tension/fréquence secondaire.
- Contrôle de la puissance active/réactive secondaire.
- Délestage.
- Démarrage à froid.

2.9.2.2 Contrôleurs locaux

➤ Contrôleur de micro source (MC) et contrôleur de charge local (LC)

Chaque 'MG' est contrôlé localement par un système de contrôle du micro source (MC).

Ces contrôleurs sont connus comme des contrôleurs décentralisés qui s'occupent du contrôle interne des unités de production décentralisée qui n'ont généralement pas besoin de liens de communication, ce qui se traduit par des circuits simples et un faible coût. Les commandes locales constituent la catégorie de base des commandes du 'GD'. Il traite les contrôles primaires initiaux tels que les boucles de contrôle du courant et de la tension.

Le contrôleur du micro source (MC) tire parti de l'interface d'électronique de puissance et peut être amélioré avec des degrés d'intelligence divers. Il utilise l'information locale pour contrôler la tension et la fréquence du 'MG' dans des conditions transitoires. Les 'MC' doivent être adaptés pour chaque type de micro sources (PV, pile à combustible, micro turbine, etc.) et il garantit le :

- Contrôle de la tension/fréquence primaire.
- Contrôle de la puissance active/réactive primaire.
- Gestion de la batterie.

Les contrôleurs de charge locaux (LC) installés au niveau des charges contrôlables fournissent des capacités de contrôle de la charge.

Le contrôle secondaire veille à ce que la fréquence et la déviation de tension moyenne du MG soient régulées vers zéro après chaque changement de charge ou d'alimentation. Il est également responsable des services auxiliaires locaux.

Les contrôles secondaires réagissent dans l'ordre de quelques secondes à quelques minutes. Enfin, les commandes locales sont conçues pour fonctionner de manière indépendante et agir de façon prédéfinie et instantanée aux événements locaux [52, 53].

2.9.3 Méthodes de contrôle des micro-réseaux

Afin d'obtenir tous les avantages de l'exploitation du micro-réseau, comme indiqué dans l'introduction, il est important que l'intégration des ressources distribuées dans les réseaux (BT), et leur relation avec le réseau moyenne tension (MT) en amont, contribuera à optimiser le fonctionnement général du système.

Dans un micro-réseau, différents types de méthodes de contrôle sont appliqués pour assurer un fonctionnement fiable, tant en mode connecté au réseau qu'en mode îlot. En fonction du 'GD' et des conditions de fonctionnement.

2.9.3.1 Structures de contrôle des micro-réseaux

Le système de contrôle du micro réseau veille à ce que l'ensemble des fonctionnalités de contrôle soit atteint, son rôle est d'assurer un partage de puissance égal et précis dans le micro-réseau et de réguler les grandeurs de la tension et de la fréquence ; deux approches distinctes peuvent être identifiées (centralisé et décentralisé) [45, 52, 54, 55].

➤ **Système centralisé de contrôle des MG**

Dans le dispositif de contrôle centralisé des 'MG' (Fig.2.10), le contrôleur central principal se charge de traiter toutes les instructions et d'effectuer les tâches au sein du réseau. Plusieurs contrôleurs locaux sont également en service dans cette approche, mais en raison de leur nature centralisée, tous les contrôleurs locaux envoient des instructions au contrôleur central principal, et donc la prise de décision et la supervision de l'ensemble du système sont uniquement effectuées par le contrôleur central. Ce système a l'avantage d'accomplir une optimisation complète calculée sur toutes les informations actuelles dans le système de gestion de l'énergie multi-objectif. Cependant, en raison de l'augmentation de la demande d'énergie, la structure du système devient plus complexe et coûteuse à construire. En outre, le traitement des données est également compliqué et, en cas de court-circuit ou de problème, l'ensemble du système est victime d'une panne. Ainsi, la fiabilité du réseau est également un défi.

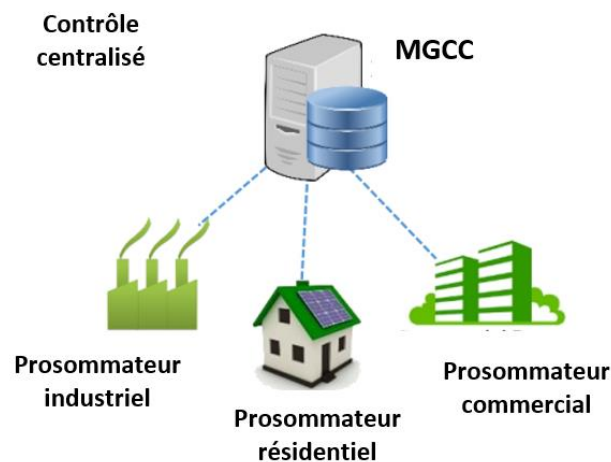


Figure 2.10 : Système de contrôle centralisé d'un 'MG'

➤ **Système décentralisé de contrôle des MG**

Le dispositif de contrôle décentralisé (Fig.2.11) est également connu sous le nom de système de contrôle distribué. Plusieurs contrôleurs locaux sont généralement installés dans chaque 'GED' et avec un dispositif de protection pour superviser le système de manière indépendante. Les contrôleurs locaux mesurent les signaux et exécutent les tâches localement dans leur emplacement assigné, ce qui rend le système plus intelligent et plus fiable. Ces contrôleurs traitent moins de données et ont également la capacité de communiquer avec les contrôleurs voisins pour effectuer des tâches en fonction de la nature du système de manière autonome. De même, comme chaque contrôleur de sous-niveau est responsable de l'emplacement qui lui est attribué, le traitement des données est réduit, ce qui permet de simplifier la structure du système et de contrôler les coûts. Cependant, la complexité de la communication dans l'arrangement des 'MG' reste un problème.

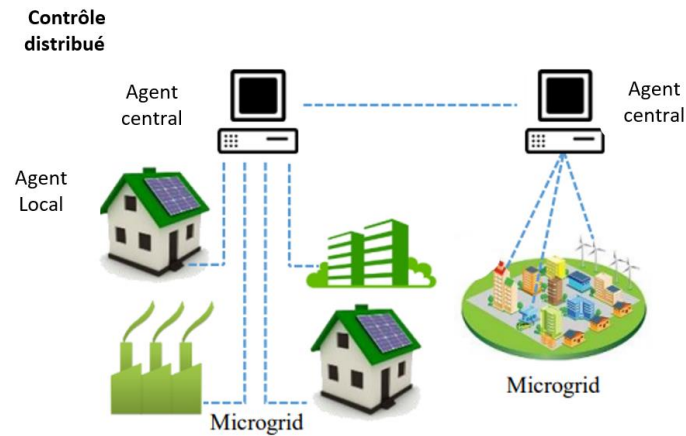


Figure 2.11 Système de contrôle distribué d'un 'MG'

2.9.3.2 Contrôle hiérarchique du micro-réseau

Le contrôle hiérarchique du micro-réseau avec ses différents niveaux est présenté dans la figure 2.12 [51, 56].

Le contrôle hiérarchique se compose de trois niveaux : primaire, secondaire et tertiaire.

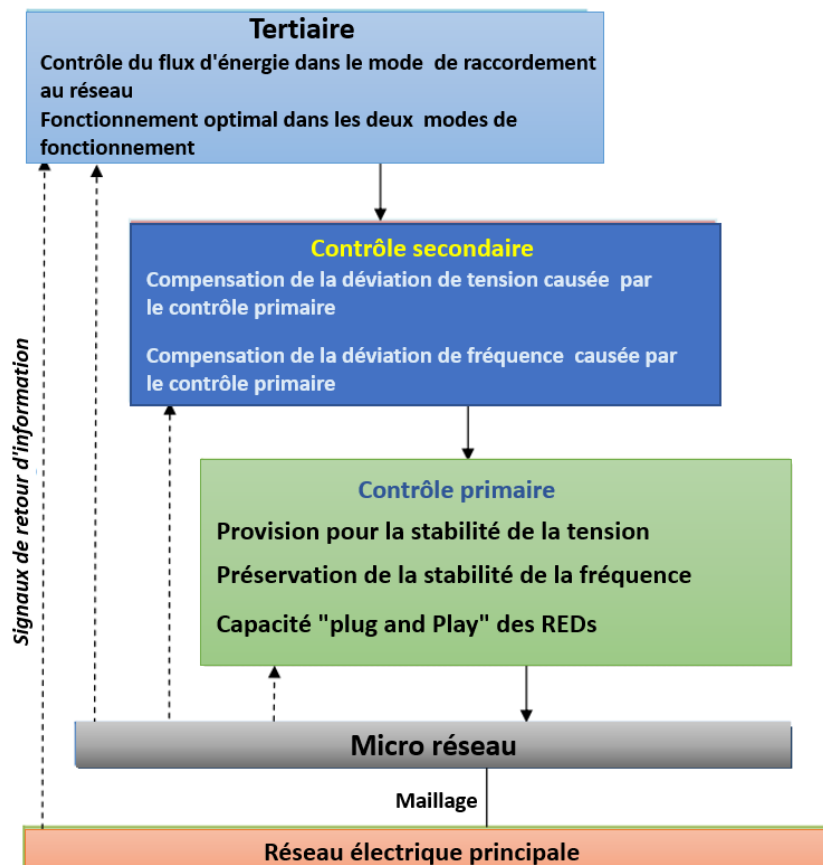


Figure 2.12 : Contrôle hiérarchique du micro-réseau

Dans les deux architectures de contrôle de micro-réseau ci-dessus, le contrôle primaire est connu sous le nom de contrôleur du micro source (MC) dans la R&D européenne.

En outre, les deuxièmes et troisièmes niveaux sont assurés par le contrôleur central du système de micro-réseau (MGCC).

Le contrôle primaire, connu sous le nom de niveau local ou de champ, est adopté pour assurer un fonctionnement fiable en maintenant la stabilité de la tension et de la fréquence afin de satisfaire certaines exigences, telles que la stabilisation de la U/f et l'offre d'une capacité de branchement pour différents 'GED'. Les différentes techniques utilisées pour le niveau de contrôle primaire sont basées sur la méthode de contrôle par statisme appliquée à différents 'GED'. Le contrôle secondaire, ou le niveau de gestion, est conçu pour rétablir les écarts de fréquence et d'amplitude de la tension produits à l'intérieur du 'MG' et de gérer la communication du 'MG'. Deux approches principales ont été développées à ce niveau de contrôle : centralisée et décentralisée. Le contrôle secondaire centralisé se compose de différentes approches, telles que la répartition optimale, l'appel d'offres, le contrôle non basé sur un modèle, la prise en compte des systèmes de stockage d'énergie, les communications et le contrôle prédictif de modèle (MPC). Le contrôle décentralisé se compose de deux approches principales : l'approche de répartition optimale et l'approche multi-agents. Le niveau le plus élevé de l'architecture de contrôle du réseau est le contrôle tertiaire, qui est responsable de la gestion de l'énergie d'un point de vue économique, ou répartition économique. Il existe deux catégories principales de techniques utilisées dans le contrôle tertiaire : centralisée et décentralisée.

2.9.3.3 Modes de contrôle du micro-réseau

Trois stratégies de contrôle des micro-réseaux sont couramment utilisées, respectivement le mode maître-esclave, le mode pair-à-pair et le mode combiné. Pour un petit micro-réseau, le mode maître-esclave est le plus couramment utilisé [45].

➤ Mode maître-esclave

En mode maître-esclave, les différents 'GD' d'un micro-réseau sont contrôlés par des méthodes différentes et se voient attribuer des fonctions différentes, comme le montre la figure 2.13. Un ou plusieurs 'GD' joue le rôle de maître et les autres celui d'esclave. En fonctionnement connecté au réseau, tous les 'GD' sont sous contrôle P/Q. Dans le fonctionnement en îlotage, le 'GD' maître passe en commande U/f pour fournir une référence de tension et de fréquence aux autres 'GD'. Le 'GD' maître suit également la fluctuation de la charge et, par conséquent, sa puissance de sortie doit être contrôlable dans une certaine mesure, et le 'GD' doit pouvoir réagir assez rapidement à la fluctuation de la charge. Les 'GD' esclaves restent sous contrôle P/Q. Ce mode de contrôle présente quelques inconvénients. Tout d'abord, le générateur maître étant sous contrôle U/f, sa

La tension de sortie est constante. Pour augmenter la puissance de sortie, le seul moyen est d'augmenter le courant de sortie. Les fluctuations instantanées de la charge sont généralement d'abord équilibrées par le générateur maître, qui doit donc avoir une certaine capacité réglable. Deuxièmement, comme le système repose sur le générateur maître pour coordonner et contrôler tous les GD esclaves, une défaillance du générateur maître entraîne l'effondrement de tout le micro-réseau [57].

Troisièmement, le contrôle maître-esclave nécessite une détection précise et opportune de l'îlotage, alors que la détection de l'îlotage elle-même est accompagnée d'erreurs et de délais. Par conséquent, sans canal de communication, le transfert entre les stratégies de contrôle est susceptible d'échouer [45].

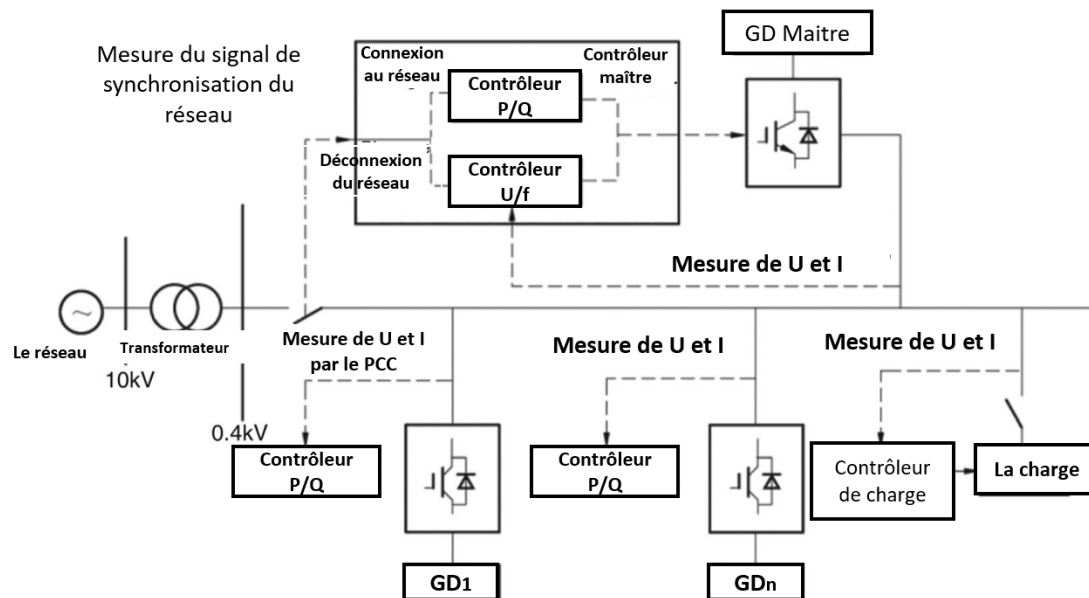


Figure 2.13 : Architecture d'un micro-réseau sous contrôle maître-esclave

➤ Mode pair-à-pair (Peer-to-peer)

Le mode pair-à-pair est une stratégie de contrôle basée sur les idées de "plug-and-play" et "pair-à-pair" utilisées dans les technologies de l'électronique de puissance. Dans ce mode, tous les 'GD' du micro-réseau sont égaux et il n'y a pas de générateur maître ou esclave. Tous les 'GD' participent à la régulation de la puissance active et de la puissance réactive dans un mode de contrôle prédéfini afin de maintenir la stabilité de la tension et de la fréquence du système. La commande de statisme (Droop) est adoptée dans le mode pair-à-pair, avec l'architecture illustrée à la figure 2.14. Dans ce mode, tous les générateurs sous contrôle droop participent à la régulation de la tension et de la fréquence du micro-réseau en mode îlot. Lorsque la charge change, les changements sont automatiquement répartis entre les générateurs en fonction du facteur de statisme, c'est-à-dire que tous les 'GED' ajustent la fréquence et l'amplitude de leur tension de sortie afin d'établir un nouvel état stable pour le micro-réseau et de parvenir à une répartition raisonnable de la puissance de sortie. Le modèle de contrôle du statisme permet de répartir automatiquement les variations de charge entre les générateurs, mais la tension

et la fréquence du système varie également après la variation de charge, et par conséquent, ce mode de contrôle est en fait un contrôle proportionnel. Le modèle de commande de statisme des 'GED' peut rester inchangé pour le fonctionnement connecté au réseau et le fonctionnement en îlotage, ce qui facilite le transfert en douceur entre les deux modes. Le modèle de commande de statisme permet une commande indépendante des 'GED' en fonction de la tension et de la fréquence au PCC, ce qui rend possible la régulation automatique de la tension et de la fréquence, le branchement et le fonctionnement des 'GED' sans liens de communication, ainsi que le déploiement souple et pratique du micro-réseau. Contrairement au mode maître-esclave où le déséquilibre de puissance est compensé par le générateur maître, dans ce mode le déséquilibre est distribué dynamiquement à tous les générateurs dans le mode pair-à-pair. Ce type de contrôle est simple, fiable et facile à déployer, mais au détriment de la stabilité de la tension et de la fréquence ; il est actuellement testé en laboratoire.

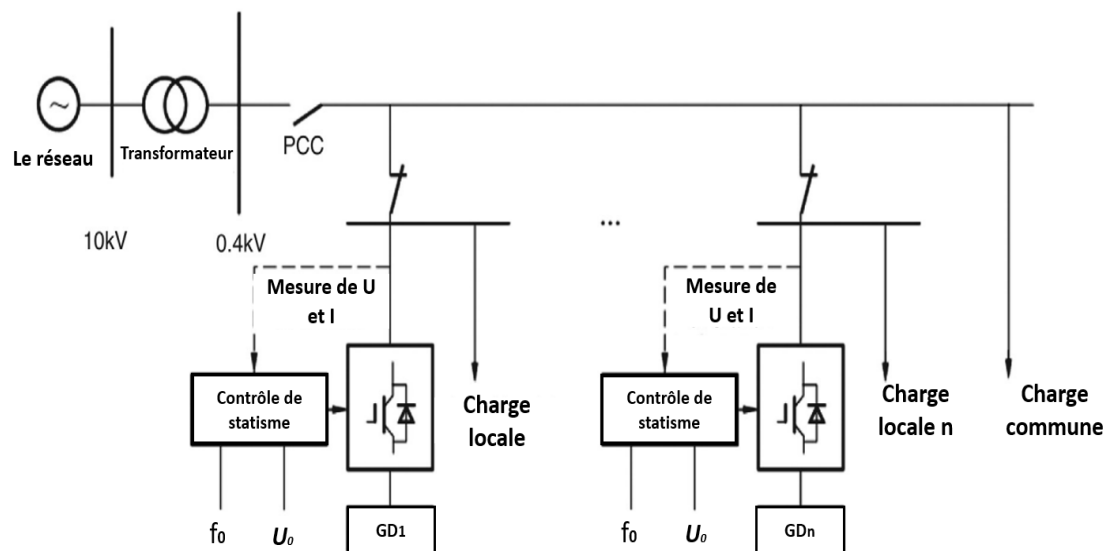


Figure 2.14 : Architecture d'un micro-réseau sous contrôle pair-à-pair

➤ Mode combiné

Le contrôle maître-esclave et le contrôle pair-à-pair présentent des avantages et des inconvénients. Un micro-réseau peut contenir plusieurs types de générateur, comme des 'GD' aléatoires (p. ex., PV et vent), ou des 'GD', des 'SSE' stables et faciles à contrôler (p. ex., micro turbine et pile à combustible). Les caractéristiques de contrôle diffèrent grandement selon les types de 'GD'. Apparemment, un seul mode de contrôle ne peut pas répondre aux exigences de fonctionnement d'un micro-réseau. Compte tenu de la dispersion des 'GED' et des charges au sein d'un micro-réseau, différentes stratégies de contrôle peuvent être adoptées pour différents types de générateur, c'est-à-dire que le contrôle maître-esclave et le contrôle pair-à-pair peuvent être utilisés conjointement dans un micro-réseau. Le tableau suivant résume les méthodes de contrôle du micro-réseau [58].

Tableau 2.2 : Méthodes de contrôle d'un micro-réseau [58]

Méthode de contrôle du micro-réseau	Type de contrôle	Caractéristiques brèves
Architecture de contrôle	Centralisé	Dans ce cas, l'unité centrale de traitement recueille toutes les mesures et décide l'action suivante pour un fonctionnement coordonné au sein du micro-réseau.
	Décentralisé	Il utilise des mesures locales. En outre, sur la base d'algorithmes prédéfinis intégrés dans chaque nœud, les décisions sont prises au niveau des composants.
	Multi-agent distribué	Il s'agit d'une version de la technique décentralisée, dans laquelle chaque contrôleur local communique avec ses voisins pour bénéficier des avantages de l'architecture centralisée pour l'ensemble du micro-réseau.
Système de communication	Avec communication	Il est basé sur la répartition active de la charge et comprend un système maître/esclave, une commande centrale et une répartition instantanée du courant.
	Sans communication	
Mode de contrôle	mode Maître /esclave	Le mode maître/esclave est surtout utilisé pour les micro-réseaux en mode îlot.
	Mode "Peer-to-Peer"	Seul le contrôle pair-à-pair peut rendre le micro-réseau plug-and-play.
	Mode combiné	Les avantages combinés du contrôle maître-esclave et du contrôle pair-à-pair permettent d'obtenir un fonctionnement stable du micro-réseau.
Niveau de contrôle	Primaire	Il est utilisé pour assurer un fonctionnement fiable et pour répondre aux défaillances de communication.
	Secondaire	Il est utilisé pour réguler la tension et la fréquence sur la base de sa réponse aux changements de charge et d'alimentation.
	Tertiaire	Le niveau de contrôle tertiaire commande le flux d'énergie du micro-réseau vers le réseau principal.

2.9.4 Modes de fonctionnement d'un micro-réseau

➤ Micro-réseau fonctionnant en mode connecté

En mode connecté au réseau, le micro-réseau est connecté et échange de l'énergie avec le réseau électrique via le PCC.

1. Lorsque le micro-réseau cesse de fonctionner, il peut passer directement en mode connecté au réseau par la commande de connexion ; lorsqu'il est connecté au réseau, il peut être déconnecté du réseau par la commande de déconnexion.

2. Lorsque le micro-réseau fonctionne en parallèle avec le réseau ou en mode îlot, le micro-réseau peut être arrêté par la commande d'arrêt.

➤ **Micro-réseau fonctionnant en mode îlot**

Le fonctionnement en mode îlot signifie que le micro-réseau est déconnecté du système de distribution du réseau principal suite à une défaillance du réseau, et que les 'GD', les 'SSE' et les charges fonctionnent indépendamment. En mode îlot, comme l'électricité produite par le micro-réseau lui-même est généralement faible et insuffisante pour répondre à la demande de toutes les charges, il est nécessaire de hiérarchiser les charges en fonction de leur importance et d'assurer une alimentation ininterrompue [45, 51].

2.10 CONCLUSION

Ce chapitre a été consacré à la présentation de quelques sujets de fond indispensables à la thèse. Une revue de la littérature sur les micro-réseaux intelligents, ses types, son fonctionnement et ses principales stratégies de contrôle. Cependant, les travaux du chapitre suivant seront dédiés à l'étude des systèmes de gestion intelligente dans les 'MG' tel que la gestion de l'énergie et le pilotage de la charge.

Chapitre 3
***Gestion intelligente des
ressources énergétiques dans les
Smart-Grids***

Chapitre 3 : Gestion intelligente des ressources énergétiques dans les Smartgrids

3.1 GESTION DE L'ENERGIE DANS LES SYSTEMES ELECTRIQUES INTELLIGENTS

3.1.1 Introduction

L'introduction massive des énergies renouvelables dans les réseaux électriques et les changements de mode de vie avec l'apparition, par exemple, des véhicules électriques, des panneaux solaires, etc. bousculent la chaîne énergétique et impliquent une évolution progressive du réseau électrique à tous les niveaux. Vue la diversité des sources de productions et afin d'effectuer un choix pertinent entre ces sources et d'encourager les consommateurs à adopter une consommation intelligente, les chercheurs sont intéressés à la gestion d'énergie dans les Smart-Grids. L'inclusion d'un système de gestion de l'énergie (SGE) est fortement recommandée afin d'améliorer la stabilité du système et ses performances tout en assurant une production d'énergie autosuffisante qui satisfait à diverses contraintes opérationnelles et économiques. Le système de gestion de l'énergie (SGE) est nécessaire pour garantir l'utilisation efficace de toutes les sources d'énergie renouvelables disponibles et contrôler le flux de puissance entre les différents nœuds d'un réseau électrique. L'objectif de ces travaux de thèse est de proposer des solutions de gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un micro-réseau.

Ce chapitre est consacré à l'analyse du contexte de gestion de l'énergie dans les micro-réseaux afin de mettre en évidence les problématiques que pose l'intégration des énergies renouvelables. L'objectif principal est donc de discuter le concept de la gestion de l'énergie, l'architecture, et les algorithmes de gestion développés dans la littérature et celles proposés dans cette thèse.

3.1.2 Définition du système de gestion de l'énergie (SGE)

La gestion de l'énergie est une question cruciale dans les réseaux électriques de distribution et les micro-réseaux (MG). Plusieurs fonctions telles que la prévision de la puissance des sources d'énergie renouvelables (EnR), la prévision de la charge, la réserve de stockage d'énergie, l'écrêtement des pointes, la réduction des émissions de CO₂ et la maximisation de l'utilisation des énergies renouvelables doivent être prises en compte dans un système de gestion de l'énergie (Fig.3.1).

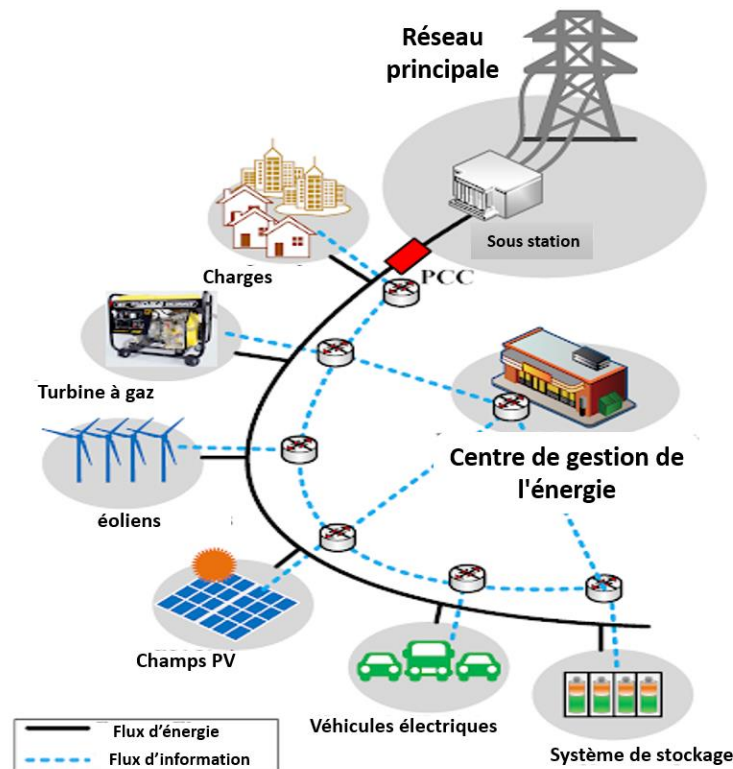


Figure 3.1 : Centre de gestion d'énergie dans un micro réseau

Dans la norme CEI 61970, relative à l'interface de programme d'application du 'SGE' dans la gestion des réseaux électriques, la Commission d'électrotechnique internationale définit le SGE comme "un système informatique comprenant une plate-forme logicielle fournissant des services de soutien de base et un ensemble d'applications offrant la fonctionnalité nécessaire à l'exploitation efficace des installations de production et de transmission d'électricité, de manière à assurer une sécurité adéquate de l'approvisionnement énergétique à un coût minimal" [1, 2, 57].

Le contrôle central en mode îlot et la coopération du contrôle central et du contrôle global en mode connecté au réseau sont les principaux niveaux de contrôle responsables à la gestion de l'énergie et au contrôle de la puissance (Fig.3.1).

Dans les systèmes de gestion de l'énergie, l'objectif global est considéré comme l'utilisation prioritaire des énergies renouvelables pour alimenter le MG, tandis que le réseau fonctionne comme un générateur de secours [42, 44, 47].

3.1.3 Besoin d'une nouvelle solution pour la gestion de l'énergie

Dans le contexte des smart grids et particulièrement celui du réseau de distribution, l'équilibre d'énergie constitue une problématique majeure, identifiée par de nombreux chercheurs. En effet, avec l'intégration des ressources énergétiques renouvelables, on se trouve face à un besoin de gestion et de maîtrise de l'énergie à cause de l'intermittence de ces ressources. Ce besoin est notamment lié à la problématique d'équilibre de la production et de la consommation sur le réseau électrique. Dans cette thèse, nous visons

à intégrer efficacement les énergies renouvelables dans le système électrique et nous avons, dans ce sens, développé un ensemble d'algorithmes qui aident dans la gestion de l'énergie dans un micro réseau en minimisant les effets d'intermittence et en maximisant l'intégration de l'énergie dite verte. Les besoins auxquelles ce travail vise à répondre peuvent être résumés comme suit [42] :

- ✓ **Besoin 1** : Garantir l'équilibre entre l'offre et la demande en intégrant un système de stockage intelligent.
- ✓ **Besoin 2** : Optimiser le coût d'achat de l'énergie et la facture des consommateurs.
- ✓ **Besoin 3** : Minimiser la puissance délivrée par le réseau surtout durant les périodes de pointe.
- ✓ **Besoin 4** : Minimiser autant que possible les pointes.
- ✓ **Besoin 5** : Profiter des heures creuses et maximiser l'usages des énergies renouvelables.

3.1.4 Gestion optimale de l'énergie dans les micro-réseaux

Un système de gestion se compose généralement de modules permettant de mettre en œuvre des stratégies de prise de décision. Les modules de prévision des GD /de la charge, les interfaces homme-machine (IHM) et les systèmes de supervision, de contrôle et d'acquisition de données (SCADA), entre autres, assurent la mise en œuvre efficace des stratégies de prise de décision du SGE en envoyant des décisions optimales à chaque unité de production, de stockage et de charge [63]. Le 'SGE' d'un 'MG' remplit diverses fonctions telles que la surveillance, l'analyse et la prévision de la production d'énergie, la demande de la charge, les prix du marché de l'énergie et les facteurs météorologiques. Ces fonctions aident le 'SGE' à optimiser le fonctionnement du 'MG', tout en respectant les contraintes techniques.

La gestion de l'énergie a pour but de maintenir la sécurité, la stabilité et d'améliorer l'efficacité énergétique en prévoyant la production décentralisée et les charges au sein du micro-réseau et en optimisant le contrôle de la production décentralisée et des charges en fonction de leurs caractéristiques dans le cadre d'un fonctionnement connecté au réseau/ en îlotage et pendant le transfert entre les différents modes de fonctionnement [45, 47].

Lorsqu'un micro-réseau comporte plus de deux 'GD', il est nécessaire d'avoir un système de gestion d'énergie (SGE) qui devrait optimiser le partage de puissance entre les 'GED', le coût de la production d'énergie et d'émission. Les fonctions du système de gestion de l'énergie proposé sont présentées dans la figure 3.2. Le système de gestion de l'énergie reçoit les valeurs prévisionnelles de la demande de charge, des ressources énergétiques distribuées et le prix de l'électricité sur le marché à chaque heure du jour pour imposer la puissance de sortie des 'GED', l'importation / exportation de puissance avec le réseau principal, le coût et l'émission. En fonction des objectifs de fonctionnement,

la gestion optimale de l'énergie sera réalisée par le 'SGE'. Les objectifs opérationnels sont présentés comme suit [47, 51, 59] :

- Minimiser le coût.
- Minimiser les émissions.
- Maximiser l'énergie renouvelable.
- Minimiser l'importation nette d'énergie du réseau principal.

Le 'SGE' d'un micro-réseau est illustré dans la figure 3.2.

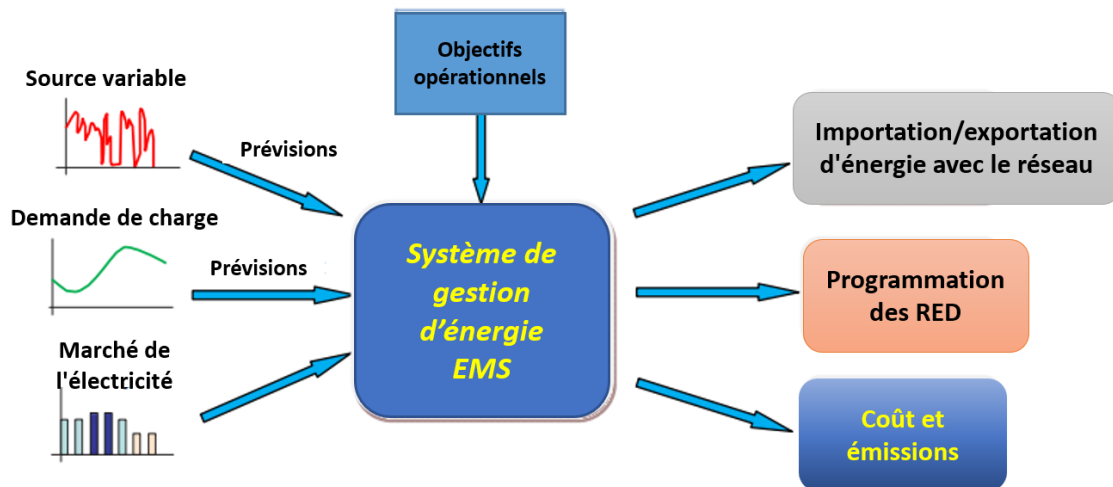


Figure 3.2 : Système de gestion de l'énergie (SGE)

La gestion optimale de l'énergie pour un micro-réseau s'effectue selon deux modes opérationnels, à savoir le mode îloté et le mode connecté au réseau.

Dans le mode connecté au réseau, l'objectif est de minimiser le flux trésorerie du système ainsi que de satisfaire l'importation nette de la puissance du réseau principal [49, 56].

3.1.5 Objectifs de la gestion énergétique

Afin d'intégrer efficacement les énergies renouvelables dans le système électrique, la gestion de l'énergie offre plusieurs perspectives d'économies sur des horizons de long et court terme. Par ailleurs, les centrales assurant la production de l'énergie sont des ressources de production non renouvelables, plus émettrices de gaz toxiques tel que le CO₂. La gestion de l'énergie devrait donc contribuer à diminuer les émissions des gaz toxiques. A court terme, les objectifs de la gestion de l'énergie sont définis comme suit [13] :

-Réduire la facture énergétique des consommateurs : la modulation de la demande devrait permettre de limiter les variations horaires du coût marginal de la production, et donc du prix de l'électricité.

-Résoudre le problème d'intermittence des énergies renouvelables : la gestion de l'énergie devrait permettre d'assurer l'équilibre production-consommation sur le réseau électrique qui intègre les sources d'énergie renouvelable intermittente.

-Réduire l'utilisation du réseau pendant les heures de pointe : la gestion de l'énergie devrait permettre de minimiser l'accès au réseau durant les heures qui sont prédites comme heures de pointe. Cette minimisation est assurée par les systèmes de stockage qui agrègent l'énergie renouvelable en excès et qui stockent l'énergie provient du réseau durant les périodes du creuses [51]. A plus long terme, le recours à des centrales de pointe pourrait être réduit en raison de leur remplacement partiel par les systèmes de gestion de l'énergie. Ainsi, certains des investissements nécessaires dans des capacités de pointe, utilisés uniquement sur des périodes restreintes de l'année, pourront être diminués.

Finalement, les informations récupérées et échangées au sein des entités du smart grid contribuent à la gestion de l'énergie car ces informations rendent le réseau suffisamment autonome pour une prise de décision décentralisée.

3.1.6 Architecture de contrôle et de supervision d'un 'SGE'

L'architecture de contrôle du 'SGE' d'un 'MG' peut être divisée en deux types, à savoir les SGE centralisés et décentralisés.

Dans le 'SGE' centralisé, le contrôleur central accumule toutes les informations telles que la production d'énergie distribuée (GED), le prix d'électricité, les données météorologiques et les habitudes de consommation d'énergie de chaque client, etc. Ensuite, il détermine la programmation optimale de l'énergie et envoie ces décisions à tous les contrôleurs de charge (LC).

Cependant, dans l'architecture 'SGE' décentralisée, le contrôleur central du MG (MGCC) envoie et reçoit toutes les informations du/aux 'LC' en temps réel. Chaque 'LC' propose une demande de charge ou de production actuelle et future au 'MGCC'.

Le 'MGCC' détermine l'ordonnancement optimal et le renvoie au 'LC'. Ce dernier peut être en désaccord avec l'opération en cours et continuer à négocier jusqu'à ce que les objectifs globaux et locaux soient atteints.

Avec l'intégration des 'GED', des 'SSE', des 'VE' et des programmes de réponse à la demande (DR), les stratégies de gestion de l'énergie se sont diversifiées, passant de la répartition économique à l'engagement des unités.

Les autres stratégies sont l'ordonnancement des 'GD' et des charges, la minimisation des pertes et des pannes du système, le contrôle de l'intermittence et la réalisation d'un

fonctionnement économique, durable et fiable du 'MG'. Ces stratégies de gestion sont présentées à la figure 3.3.

Pour développer un 'SGE' pour différents types du 'MG', diverses méthodes classiques et heuristiques ont été développées. La figure 3.3 illustre la classification des méthodologies utilisées dans le 'SGE' [42, 47, 52, 57].

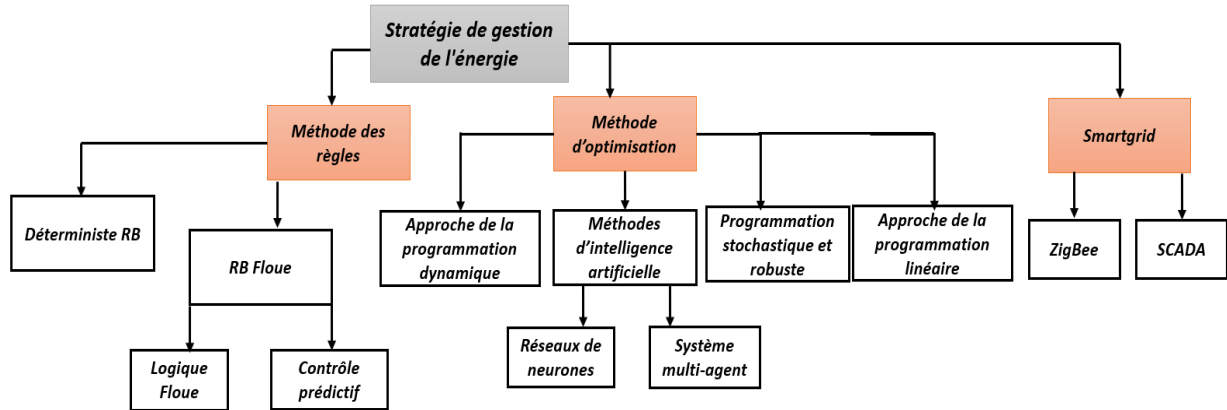


Figure 3.3 : Stratégies de gestion de l'énergie dans un micro-réseau

3.1.7 Techniques d'optimisation et de programmation dans les réseaux intelligents

Dans plusieurs domaines technologiques et scientifiques tels que l'ingénierie, les sciences physiques, les finances, une question se pose fréquemment : quel est le meilleur moyen d'atteindre un objectif défini ? Pour le smart grid ou le système énergétique, cette interrogation peut être exprimée dans les points suivants [43] :

- Quels moyens de production doivent être exploités dans une période donnée et quelle doit être la quantité produite ?
- Quelle est l'interconnexion maximale entre les systèmes considérés ?
- Quelle est la durée maximale de fonctionnement des appareils ménagers prévus ?
- Etc.

Toutes ces difficultés peuvent être résolues par l'optimisation du 'SGE' dans les micro-réseaux ou les 'SG'. Afin de présenter un fonctionnement et un contrôle corrects des systèmes considérés dans le SG, trois types d'approches peuvent être appliqués, (1) des techniques basées sur des règles, (2) des techniques basées sur l'optimisation et (3) des techniques hybrides, comme le montre la figure 3.3.

Tout d'abord dans la technique à base de règles, les points de référence sont alloués en fonction de la situation existante et en définissant certains scénarios, généralement au moyen d'arbres de décision. Cette technique est adaptée aux conditions du système en fournissant des solutions réalisables mais ne peut pas garantir la meilleure solution possible. Deuxièmement, les techniques basées sur l'optimisation visent à fournir des meilleures solutions locales ou globales. Généralement, la formulation mathématique d'un problème d'optimisation consiste à maximiser ou minimiser une fonction objective

tout en satisfaisant toutes les contraintes considérées liées aux composants intégrés dans le modèle.

En fonction de la complexité et de la difficulté du problème à résoudre, cette technique peut être abordée au moyen de méthodes exactes ou approximatives. Les méthodes approximatives ont l'avantage de pouvoir gérer simplement les contraintes non linéaires et les fonctions objectives tout en négligeant la qualité des résultats car elles utilisent généralement des méthodes de recherche aléatoire. De plus, la possibilité de trouver la solution globale diminue dès que la taille du problème considéré augmente. Les méthodes mathématiques exactes génèrent une solution optimale lorsqu'elles sont spécifiées dans une région réalisable. Il existe deux catégories de modèles linéaires et non linéaires basés sur l'ensemble des contraintes mises en œuvre et des fonctions objectives. Les modèles linéaires sont divisés en trois types : LP, programmation en nombres entiers et MILP, selon la nature des variables réelle, entières ou les deux, respectivement.

Troisièmement, les techniques hybrides peuvent combiner plusieurs méthodes afin de bénéficier de leurs caractéristiques.

➤ **Revue de littérature**

De nombreux chercheurs ont développés des stratégies de gestion de l'énergie à l'aide de diverses approches afin d'obtenir un fonctionnement optimal et efficace du 'MG'.

Par exemple, Luu a proposé dans [51] une méthode de programmation dynamique pour concevoir le meilleur 'SGE' pour un micro-réseau isolé.

D'autres articles, comme celui de [42], ont proposé un 'SGE' basé sur les 'RIS' (Fuzzy Inference Systems) capable de gérer en temps réel les flux d'énergie d'un MG connecté au réseau. Dans [60], Diego Arcos-Aviles a proposé une conception d'un 'SGE' basée sur la logique floue (FLC) pour lisser le profil de puissance d'un micro-réseau résidentiel connecté au réseau avec des générateurs renouvelables et un système de stockage par batterie.

Dans [61], un système de gestion de l'énergie basé sur des règles (REMS) a été appliqué pour le chargement des véhicules électriques à partir d'un système photovoltaïque (réseau PV) dans le but d'assurer un chargement à un prix constant pendant les heures de travail.

Récemment, Mohammad Jafari et ses collaborateurs ont proposé dans [62], une stratégie de gestion basée sur la logique floue, cet algorithme a été utilisé dans la conception et le développement d'une unité de gestion de l'énergie d'un micro-réseau résidentiel.

L'article [63] propose également une stratégie de gestion de l'énergie basée sur une combinaison entre trois méthodes de contrôle, la logique floue, la planéité et de contrôle à base de règles pour un système de stockage d'énergie hybride appliqué aux véhicules électriques.

Dans la référence [64], un système de gestion de l'énergie basé sur des règles appliquée à un MG a été proposé pour tirer le meilleur parti du système de stockage d'énergie et pour réduire la puissance délivrée par le réseau.

Dans l'article [65], les auteurs ont proposé un système de gestion dynamique de l'énergie (I-DEMS) capable de fonctionner dans des micro-réseaux connectés au réseau et insulaires, basé sur un cadre de programmation dynamique adaptative et d'apprentissage par renforcement pour le dimensionnement optimal des ressources d'énergie renouvelable, une méthode de gestion de la vitesse du vent, de l'irradiation solaire et les scénarios de charge a été proposée. Les chercheurs ont examiné dans [66] un système de gestion de l'énergie pour sélectionner la configuration optimale en utilisant une méthode d'optimisation basée sur l'enseignement et l'apprentissage (TLBO).

La littérature dans [67] décrit un nouveau 'SGE' basé sur des règles pour l'autonomie des micro-réseaux hybrides (AC/DC) avec des charges thermiques quantiques et des sources d'énergie renouvelables.

Un système de gestion d'énergie hiérarchique basé sur un modèle de contrôle prédictif robuste (MPC) pour un micro-réseau a été considéré dans la référence [68] qui prend en compte l'incertitude de l'approvisionnement en énergie renouvelable et la fluctuation de la consommation.

En examinant la littérature, on peut également observer que le (SGE) est appliqué dans les micro-réseaux où la flexibilité de la charge n'est pas explicitement considérée. Par conséquent, l'absence de ces charges peut réduire les solutions de gestion optimales d'une part, et d'autre part, les algorithmes d'optimisation appliqués pour la gestion de l'énergie en utilisant des techniques de programmation linéaire, dynamique, hybride et la logique floue entraînent des exigences de calcul élevées et nécessitent des techniques de relaxation en raison de la présence de variables non linéaires et entières et d'une large gamme de modes de fonctionnement. Il peut également indiquer que le lissage du profil de la charge pour minimiser le coût d'exploitation en utilisant l'énergie renouvelable n'est pas abordé dans tous les travaux mentionnés précédents.

Par conséquent, en comblant ces lacunes dans la recherche, les méthodes d'ensembles de règles peuvent être des techniques très efficaces pour intégrer plus d'intelligence dans les micro-réseaux et simplifier la complexité des méthodes itératives.

Cette approche de gestion basée sur les règles a été appliquée avec succès dans la gestion de l'énergie (chargement/déchargement des VE (V2G)) [62] et dans les micro-réseaux autonomes [60].

Dans cette thèse, nous avons choisi une approche de gestion de l'énergie (SGE), basée sur des règles appliquées à un micro-réseau résidentiel multi-sources connecté au réseau qui combine des sources d'énergie renouvelables (PV, WT, SSEB), une station de 'VE' équipée de la technologie 'V2G' comme charge flexible, et une charge dynamique.

Cet algorithme génère un ensemble de règles pour une interaction efficace entre les sources d'énergie et les charges en basant sur les connaissances et l'expérience humaine. Il est choisi dans la gestion de l'énergie en temps réel en raison de son efficacité de calcul et de sa capacité à fournir des solutions exactes aux conditions de performance souhaitées. L'algorithme est développé sous la forme de "if-then-else", qui est responsable de la mise en œuvre d'une stratégie de prise de décision en temps réel. Ces modes exécutent le flux d'énergie entre les différents composants du système. Il présente les avantages suivants : faible complexité de calcul, contrôle simple, grande robustesse et fiabilité. La décision peut être prise si et seulement si les informations sur l'irradiation solaire, la vitesse du vent, le profil de charge et le 'SOC' du 'SSEB', et l'état de charge de chaque 'VE' au temps t sont connus [61, 69, 70].

L'objectif principal est de programmer de manière optimale les ressources énergétiques pour obtenir un fonctionnement économique, durable et fiable à un coût éventuellement faible.

3.2 GESTION DE LA DEMANDE 'DSM' DANS LES MICRO-RESEAUX

3.2.1 Introduction

Le marché mondial des systèmes de gestion de la demande (DRMS) devrait dépasser 9,5 milliards de dollars US d'ici 2024, sous l'effet des bouleversements technologiques dans l'industrie de l'électricité, le principal d'entre eux étant le logiciel de réseau intelligent visant à fournir aux services publics une solution de gestion de l'énergie rentable, écologique et efficace pour faire face aux perturbations de la demande.

La mise en œuvre de la technologie de gestion de la demande (DSM) est en train de devenir un élément important dans la structure du futur réseau, non seulement elle réduit la charge de pointe dans le système en réduisant ou en déplaçant la consommation, mais elle peut également tirer parti de l'excédent des ressources renouvelables en comblant les heures creuses.

Cette section aborde les concepts fondamentaux de la gestion de la demande (DSM) notamment les programmes de réponse à la demande (DR) et les systèmes de stockage de l'énergie statique (SSE) et mobile (V2G).

Ensuite, nous détaillons les concepts de 'DSM' en nous concentrant sur les programmes de 'DR', et les algorithmes de gestion de la demande développés dans les littératures.

3.2.2 Définition du système de gestion de la demande (DSM)

Depuis plusieurs décennies, les services publics essaient d'adapter partiellement les charges aux contraintes du marché (économiques) et du réseau (techniques) par le biais de la gestion de la demande. La 'DSM' est un terme général désignant toute activité

adoptée du côté de la demande qui modifie en fin de compte le profil de charge du système du service public.

La technique 'DSM' est basée sur des méthodes et des algorithmes qui permettent de surveiller, de contrôler et de gérer activement les dispositifs physiques et les infrastructures susmentionnés.

Ce contrôleur fournit un soutien aux fonctionnalités du réseau intelligent dans divers domaines tels que le contrôle et la gestion du marché de l'électricité, la construction d'infrastructures, ainsi que la gestion des ressources énergétiques décentralisées [12, 46].

Elle se concentre sur l'utilisation des technologies d'économie d'énergie, de tarifs d'électricité, d'incitations monétaires et de politiques gouvernementales pour atténuer la demande de pointe au lieu d'augmenter la capacité de production ou de renforcer le réseau de transmission et de distribution. Les principaux avantages de la gestion de la demande sont la réduction des coûts, l'amélioration environnementale et sociale, la fiabilité et l'amélioration du marché.

Afin d'atténuer les instabilités du système causées par l'augmentation de la demande d'électricité, l'objectif approprié des activités de gestion de la demande pourrait être de modifier la forme de la courbe de charge en réduisant la demande pendant les périodes de pointe, et/ou de déplacer ces charges pour qu'elles soient desservies à des moments plus appropriés afin de réduire le coût global d'exploitation du réseau [43].

Le système de gestion est basé sur différents programmes de paiement/incitation qui peuvent être classés en deux familles :

1) La réponse à la demande basée sur des signaux de prix : Ce programme est utilisé pour motiver les clients à modifier leur profil de charge. Dans ce système, les clients gèrent volontairement leurs charges en réduisant/supprimant/déplaçant certaines charges électriques. Le prix est plus élevé pendant les heures de pointe pour que les clients déplacent leurs charges pendant les heures où l'électricité est moins chère. La réponse à la demande peut être mise en œuvre par une tarification dynamique [71, 72].

2) Le contrôle direct de certaines charges : Dans ce cas, les clients offrent la possibilité d'éteindre ou d'allumer des charges dans certaines circonstances.

L'objectif est de maximiser l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables, de maximiser le bénéfice économique, de minimiser la puissance importée du réseau de distribution principal ou de réduire la demande de pointe [73].

3.2.3 Aspects de la gestion de la demande

Les problèmes de la demande dans les réseaux électriques peuvent avoir des causes techniques, économiques et politiques.

Parmi les arguments les plus forts en faveur de la mise en œuvre de méthodes de gestion de la demande figurent les aspects économiques, qui visent à retarder la nécessité

de construire une nouvelle centrale électrique, à refléter les coûts réels dans les prix de l'énergie, à réduire la consommation d'énergie et à économiser la facture d'électricité.

Une gestion efficace de la charge peut contribuer à la diminution des aspects environnementaux négatifs, tels que les émissions de CO₂.

Un réseau électrique déséquilibré peut entraîner des pannes d'électricité comme en Californie, au Chili et au Brésil. Dans le réseau intelligent, comme dans les infrastructures électriques à venir, la gestion de la demande joue un rôle crucial dans les processus d'autoréparation.

La gestion de la charge est également influencée par des aspects politiques. Les politiques ou les normes nationales déterminent l'étiquetage de l'efficacité énergétique des appareils, le financement des sources renouvelables, la réglementation des prix, par exemple le paquet énergie-climat de l'UE [72].

3.2.4 Technologie E-boxes

Récemment, des Energy-boxes (E-boxes) ont été développées afin de suivre la consommation d'énergie. Elles ont été améliorées pour accroître la satisfaction du consommateur grâce à diverses options de contrôle automatique de certaines charges. Cette gestion axée sur le client offre des possibilités d'adaptation de la consommation à la tarification horaire pour une alimentation électrique de meilleure qualité.

Le concept consiste à placer un pilote intelligent au point de couplage avec le réseau pour intégrer tous les composants techniques (carte processeur, relais, dispositifs de communication, capteurs, etc.) nécessaires à la mise en œuvre de stratégies de gestion de l'énergie.

L'E-box intègre au moins trois fonctions : un gestionnaire de charge, un compteur avancé et une gestion locale de l'énergie.



Figure 3.4 : Appareil de pilotage de la charge

Le gestionnaire de la charge permet aux clients de préprogrammer automatiquement les appareils pour qu'ils s'allument lorsque les prix sont plus bas ou de créer des habitudes de consommation d'énergie, comme l'alimentation ininterrompue des charges critiques et l'utilisation programmable dans le temps. En outre, il peut réduire

une partie de la demande d'énergie domestique lorsque le réseau est sous tension en déconnectant les charges contrôlables proposées. Un compteur avancé alimente le système local de gestion de l'énergie (SGE) ainsi que le gestionnaire de charge.

3.2.5 Gestion de la charge de pointe

La charge de pointe est la quantité maximale de puissance demandée par un ensemble de charges électriques (Fig.3.5). La réduction de la charge de pointe est un objectif important pour tous les acteurs du réseau électrique et pour le réseau lui-même.

En pratique, la puissance produite doit correspondre à la puissance demandée à chaque instant pour éviter l'instabilité du réseau, les fluctuations indésirables et les pannes éventuelles (par exemple, les coupures de courant) [15].

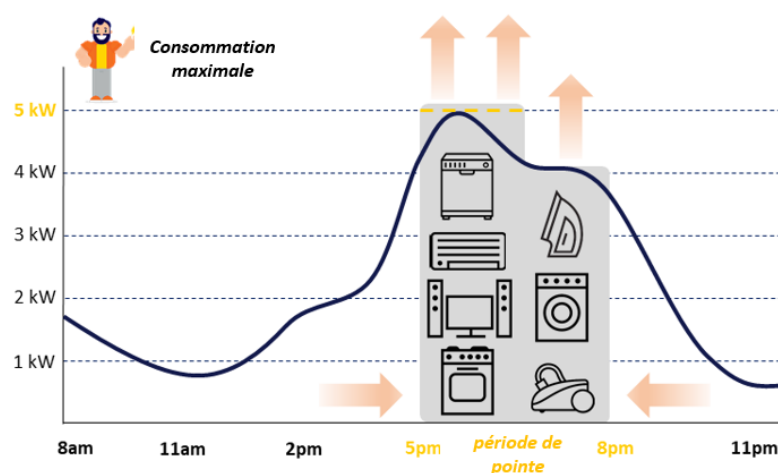


Figure 3.5 : Période de pointe quotidienne

Pour cette raison, une capacité de production suffisante doit être fournie pour faire face aux conditions de la charge de pointe.

Toutefois, pour des raisons de commodité économique, les fournisseurs d'énergie privilégient l'utilisation des capacités de production moins coûteuses, tandis que les centrales électriques plus onéreuses sont mises en service en cas de pics de consommation. En conséquence, la réduction de la charge de pointe permet de réduire l'utilisation de la capacité de production chère, ce qui augmente les bénéfices financiers du fournisseur. À leur tour, ces avantages peuvent avoir des répercussions sur les clients en termes d'incitations à réduire la charge de pointe. De plus, comme les centrales électriques coûteuses correspondent souvent à des centrales plus polluantes, la réduction de la charge de pointe peut permettre de réduire la quantité d'émissions de polluants [74].

3.2.6 Techniques de gestion de la demande

L'un des principaux objectifs de la gestion de la demande (DSM) est de niveler les pics de consommation quotidiens du matin et du soir et de créer des creux pour une utilisation efficace des ressources énergétiques disponibles et de reporter ou d'éliminer,

selon le cas, la nécessité d'acquérir des centrales de pointe supplémentaires pour répondre à la demande critique de l'énergie. Cela peut impliquer l'utilisation de technologies d'économie d'énergie, de tarifs d'électricité, d'incitations monétaires et de politiques gouvernementales pour atténuer ces pics [46, 74].

Les formes de charge qui indiquent les demandes d'électricité quotidiennes ou saisonnières des consommateurs industriels, commerciaux ou résidentiels entre les heures de pointe et les heures creuses peuvent être modifiées au moyen de six grandes méthodes [19, 22] : écrêtage des pointes, remplissage des creux, déplacement de la charge, conservation stratégique, croissance stratégique de la charge et la forme de charge flexible. En général, il s'agit des techniques de gestion de la demande qui peuvent être utilisées dans les futurs réseaux intelligents. Ces six techniques de gestion de la demande sont illustrées à la figure 3.6.

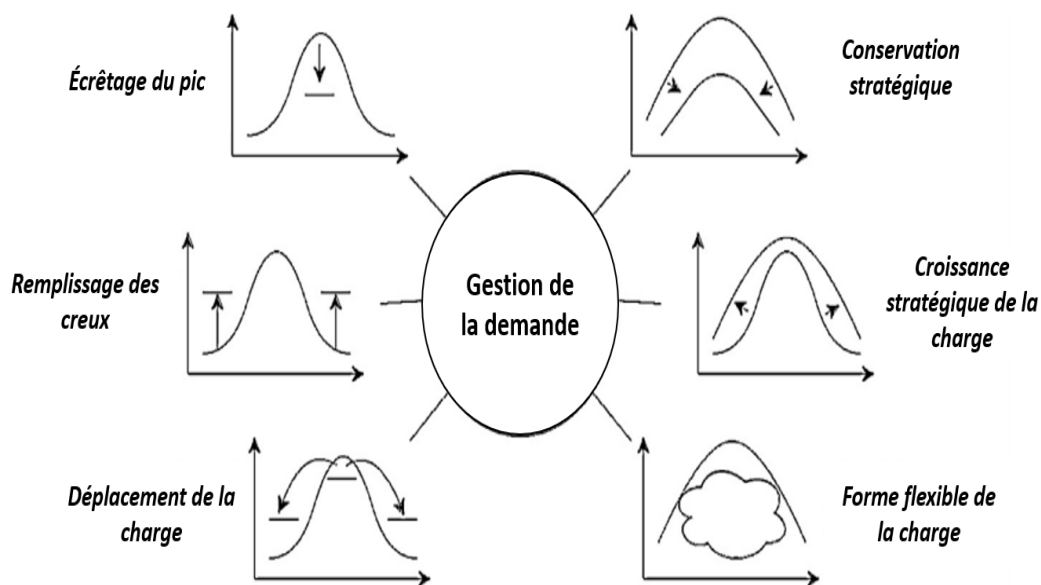


Figure 3.6 : Techniques de base de pilotage de la charge [43]

- **L'écrêtement des pointes** : consiste à réduire la charge pendant la période de pointe, lorsque la demande dépasse les limites de l'offre, afin d'atteindre le profil de charge souhaité par le service public (Fig.3.6).

- **Remplissage des heures creuses** : consiste à construire des charges pendant les périodes creuses afin de bénéficier de faibles coûts énergétiques (Fig.3.6).

- **Déplacement de la charge** : Consiste à déplacer les charges de pointe vers les périodes creuses sans nécessairement modifier la consommation globale. Cette technique utilise les caractéristiques d'indépendance temporelle de certains appareils électriques en déplaçant leur utilisation des heures de pointe aux heures creuses.

-Technique de la charge flexible : Cette technique offre la fiabilité au réseau intelligent en localisant les clients ayant des charges flexibles, qui sont prêts à être contrôlés pendant les périodes de demande critiques en réponse à certaines incitations.

-Conservation stratégique et croissance stratégique de la charge : Ces techniques sont utilisées pour obtenir une optimisation de la forme de la charge par l'application des méthodes de réduction de la demande chez les clients. Elle peut avoir un effet à long terme sur la planification et l'exploitation du réseau [71, 73, 75].

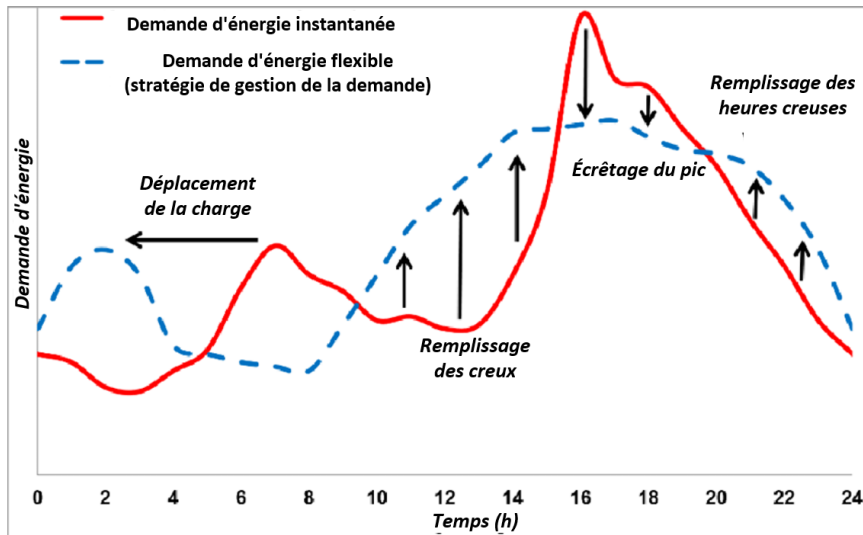


Figure 3.7 : Gestion des pointes dans un profil de charge

➤ **Catégories de technologies d'écrêtement des pointes**

Les technologies d'écrêtement des pointes peuvent être classées en quatre catégories principales, comme l'illustre la figure 3.8, à savoir les centrales de pointe, les systèmes de stockage d'énergie (SSE), les systèmes hybrides énergie renouvelable-stockage (HREES) et la gestion de la demande (DSM) [76, 77].

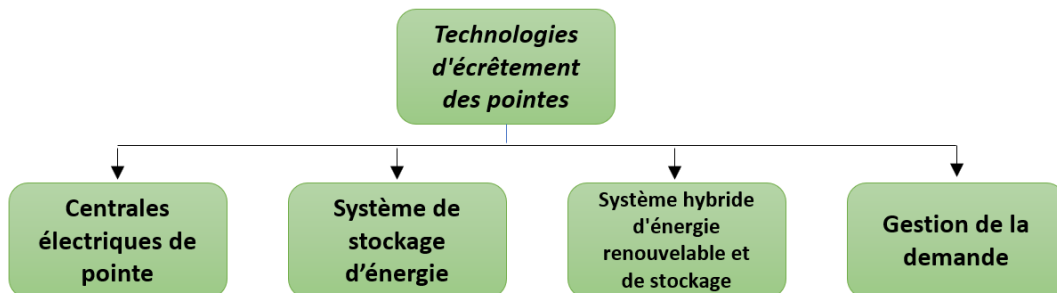


Figure 3.8 : Catégories de technologies d'écrêtement des pointes [78]

➤ **Ecrêtage des pointes**

Souvent, les clients industriels utilisent des appareils et des dispositifs qui nécessitent une quantité importante d'énergie pendant des intervalles de temps relativement courts au cours d'une journée.

Le coût supplémentaire pour faire face à la demande de pointe (production et transmission/distribution) est répercuté sur les clients sous la forme de frais de demande. Les utilisateurs industriels sont donc facturés en fonction de leur consommation d'énergie et de leur demande de puissance maximale, généralement calculée sur une période de 15 minutes [79, 80-83]. Les frais de la demande peuvent représenter jusqu'à la moitié de la facture d'électricité d'une installation.

3.2.7 Catégorisation des programmes de gestion de la demande

➤ Réponse à la demande (DR)

Le programme (DR) peut être défini comme un changement dans l'utilisation de l'électricité par les clients par rapport à leurs habitudes de consommation en réponse à des changements dans le coût de l'électricité au fil du temps ou à des paiements incitatifs conçus pour inciter le consommateur à une faible utilisation de l'électricité pendant les périodes de prix élevés. Par exemple, le prix de l'électricité peut être modifié de manière dynamique au fil du temps par le fournisseur d'énergie afin de motiver des changements correspondants dans l'utilisation de l'électricité par les utilisateurs finaux.

L'objectif est de réduire la consommation d'électricité lorsque la fiabilité du réseau connaît des problèmes ou lorsque les prix du marché de l'électricité ne sont pas favorables.

Les programmes de réduction de la consommation peuvent être distingués en deux catégories : **les programmes incitatifs et les programmes temporels**. Les approches incitatives vont du contrôle direct de la charge (DLC), où les services publics ou les opérateurs de réseau ont accès aux charges des clients pour gérer les activations/désactivations, aux tarifs dits interruptibles/curtailables, où les clients obtiennent des contrats spéciaux avec des remises limitées [43, 46].

Dans les programmes de réponse à la demande d'urgence, les utilisateurs garantissent des réponses volontaires lorsque des signaux d'urgence sont reçus, tandis que dans les programmes de soumission de la demande, les utilisateurs peuvent faire une offre de réduction sur la base de l'évolution des prix.

Dans les programmes de la réponse à la demande "DR", des subventions (Incentive-based Programs) ou des tarifications dynamiques (Price-based Programs) peuvent être proposées aux consommateurs afin de les inciter à moduler leur demande, et ce, pour réussir à mettre en place les stratégies explicitées à la section précédente (peak shaving et valley filling) (Figure 3.9). Chaque consommateur (résidentiel, tertiaire, industriel) peut, suivant son profil de consommation, souscrire à l'un de ces programmes proposés par son fournisseur d'électricité. Par ces deux types de programme de réponse à la demande, on cherche à rendre la demande élastique par rapport au prix de l'électricité. Un contrôleur de gestion énergétique peut être installé dans les foyers ou les bureaux afin d'utiliser les informations fournies par les compteurs (prix de l'électricité, consommation

actuelle, etc.) et les préférences de l'utilisateur pour optimiser le fonctionnement des différents équipements. Le contrôle de la charge peut être automatique ou manuel, effectué par le consommateur lui-même ou par un opérateur qui peut être ou non le fournisseur d'électricité [13, 46, 78].

Dans certains cas, ce contrôle se fait en absence d'incitations tarifaires soit en annonçant des réductions de consommation soit en jouant sur d'autres leviers que la motivation financière (par exemple environnementale avec la participation à la réduction des émissions de CO₂ ou sociale avec une comparaison avec ses « voisins »).

Dans la première catégorie des programmes de 'DR', autrement dit les Incentive-Based Programs, on retrouve notamment les programmes dits « classiques » où, en échange de primes au consommateur, le fournisseur a le droit d'agir directement sur la charge. D'autres types de programmes de subvention font également partie de cette catégorie : les programmes liés au marché (Market-Based Programs). Ces programmes se tournent vers de gros consommateurs ou vers des agrégateurs, dont le volume échangé peut avoir un impact non-négligeable sur les offres de marché. Certains programmes de gestion de la demande permettent aux consommateurs ou aux agrégateurs de participer au mécanisme d'ajustement en proposant des offres de 'DR' comme le ferait un producteur sur le mécanisme d'ajustement (Emergency Demand Response (EDR)) [71, 82, 83].

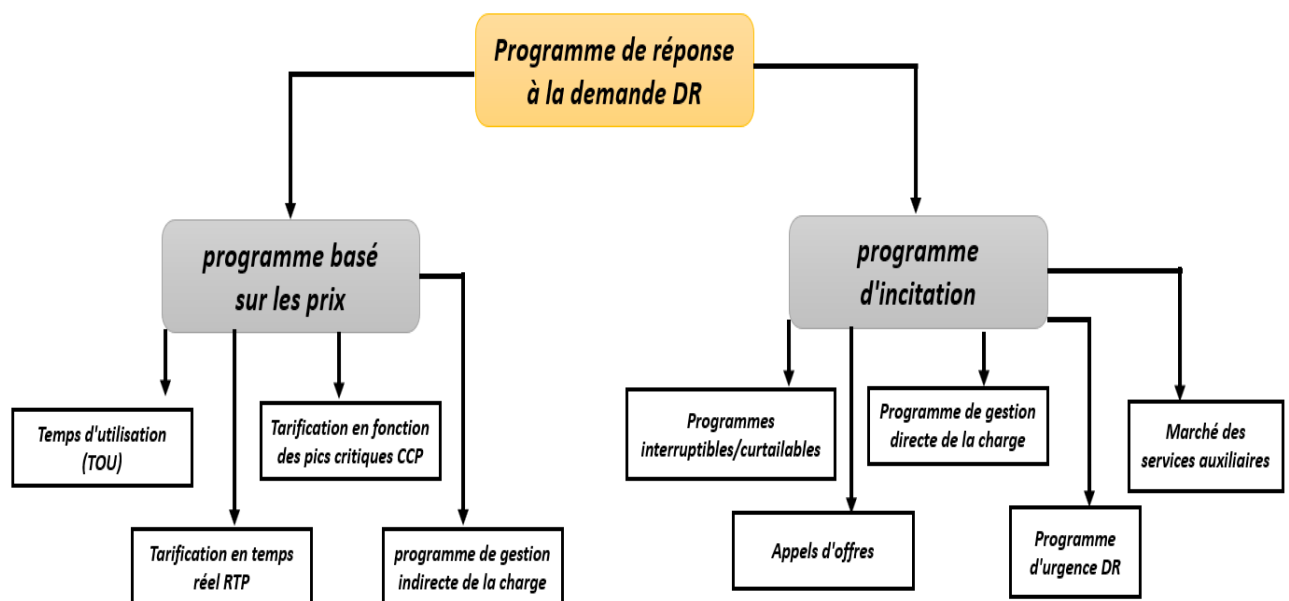


Figure 3.9 : Catégorisation du programme de réponse à la demande [78]

1. Programmes de gestion indirecte de la charge

Une caractéristique commune des méthodes de gestion indirecte de la charge est la possibilité pour le client de décider de participer à la réduction de la charge.

Le service public envoie des signaux au client, avec des informations sur le moment où la réduction de la charge est nécessaire et offre des avantages (par exemple, une réduction de prix) aux clients qui participent à la réduction. Nous avons divisé les programmes de gestion indirecte de la charge en trois grandes catégories : les programmes de tarification, les remises et subventions et les programmes d'éducation (Fig.3.9).

➤ **Programmes basés sur les prix**

Les programmes basés sur les prix comprennent tous les programmes tarifaires, dans le cadre desquels les clients obtiennent des avantages financiers ou des remises en échange d'une réduction de leur consommation d'électricité à des moments précis.

Les programmes basés sur les prix fournissent différents tarifs d'électricité et utilisent un signal pour aider les consommateurs à obtenir une meilleure puissance [42].

Les consommateurs modifient volontairement la consommation d'électricité dans leur maison en fonction du temps et suivent le coût de l'électricité en temps réel en utilisant des programmes de tarification, tels que la tarification en fonction du temps d'utilisation (TOU), la tarification en temps réel (RTP) ou la tarification des pics critiques (CPP) [46].

Ces programmes proposent des prix différents à différents moments de la journée, pendant les périodes creuses et les périodes de pointe, afin d'indiquer la capacité du service public à produire l'énergie requise [47].

Le 'TOU' est le tarif d'électricité résidentiel le plus courant, et il est actuellement utilisé ou envisagé dans de nombreuses sociétés de services publics dans le monde entier [74, 78].

Dans le cadre de la tarification en fonction des heures de consommation, les différents tarifs d'électricité sont divisés en tranches de temps et en différentes saisons de l'année ou heures de la journée [48].

Les compagnies d'électricité peuvent utiliser les programmes 'TOU' en fixant les prix en fonction des tranches horaires (heures de pointe/heures creuse).

Dans ce cas, les tarifs de l'électricité sont élevés pendant les heures de pointe et faible pendant les heures creuses pour encourager les consommateurs à déplacer leurs charges en fonction de l'évolution du prix de l'électricité.

La 'RTP' est souvent appelée la tarification dynamique, dans laquelle chaque heure de l'année présente un prix différent ; ce prix fluctue d'heure en heure pour chaque tranche horaire ; ce cas indique la condition réelle du prix de l'électricité par les services publics.

De nombreuses sociétés de services publics sont convaincues que les programmes 'RTP', en tant que programme de 'DR' le plus efficace, sont flexibles et hautement acceptables sur les marchés de l'électricité.

Le 'CPP' est conçu pour récompenser les utilisateurs finaux qui contrôlent et réduisent volontairement la demande d'électricité ou qui déplacent l'utilisation des appareils vers les heures creuses. Le 'CPP' a lieu quelques fois dans l'année, en particulier l'été lorsque la demande d'énergie augmente de manière significative ; les clients participants sont informés de l'augmentation des prix [41].

Plusieurs détaillants d'électricité soutiennent la 'CPP' afin de bénéficier de la réduction significative de charge pendant les périodes de charge critique.

La demande du client n'est pas interrompue par le service public et il ne paie pas de pénalités lorsque sa charge n'est pas réduite.

Une autre catégorie comprend les programmes dans lesquels le service public récompense les clients par une remise de prix ou des subventions pour l'achat d'appareils à haut rendement énergétique ou pour la réduction de la demande de pointe. Une autre option consiste à éduquer les clients afin de les sensibiliser à l'efficacité et à la conservation de l'électricité. Les programmes d'éducation sont plus adaptés aux clients du secteur résidentiel qui ont un plus grand potentiel pour déplacer la charge électrique vers les heures creuses ou les week-ends [82].

➤ **Programme de 'DR' à base d'incitations**

Un programme de réduction de la demande basé sur des mesures incitatives fournit des incitations financières aux clients participants qui visent à réduire et à déplacer leur consommation pour réduire leur demande pendant les heures de pointe ; un tarif réduit est accordé à ces clients en échange de leur participation au programme ou du paiement d'un crédit sur facture [36, 37].

Les programmes basés sur des mesures incitatives comprennent les programmes de charge directe, les programmes interruptibles/curtailables et les programmes de soumission de la demande.

2. Programmes de gestion directe de la charge

Dans les programmes de gestion directe de la charge, le service public a le droit de contrôler les appareils des clients, généralement sur la base d'un contrat, ce qui est utile pour réduire les pics de demande ou gérer les situations d'urgence. Le contrôle direct de la charge comprend l'envoi de signaux aux appareils des clients, par exemple le chauffage, la climatisation et l'éclairage public. Ces signaux peuvent éteindre ou allumer les appareils, commuter les relais tarifaires dans les compteurs d'électricité ou informer sur le prix actuel de l'électricité. Les tarifs interruptibles sont des prix de l'électricité convenus entre le service public et le client généralement proposés aux clients industriels

et aux clients résidentiels utilisant des chauffe-eaux ou des chauffages d'appoint. L'interruption de la charge peut contribuer à assurer la stabilité du réseau ou à gérer une situation d'urgence. La quantité d'énergie utilisée ne diminue généralement pas ; la charge est seulement déplacée vers les périodes creuses.

La réduction de la charge est réalisée par un limiteur de la demande ou des signaux envoyés par le service public. Les programmes de réduction de la charge sont proposés principalement aux grands clients industriels à qui l'on demande de réduire leur charge à un niveau donné. Les avantages pour les clients sont des paiements incitatifs ou des tarifs réduits, mais s'ils ne respectent pas la réduction contractuelle, ils peuvent subir des pénalités. Les programmes d'enchères sur la demande peuvent être considérés comme des extensions de programmes de réduction de la charge. Les programmes d'appels d'offres sont basés sur les offres des clients, qui sont réalisées sur le marché de gros de l'électricité ou les clients offrent le prix de l'électricité qu'ils sont prêts à payer ou la quantité d'électricité qu'ils peuvent réduire [74, 84].

Dans le programme d'interruption/réduction de la charge, les prix de l'électricité sont convenus entre le service public et les grands clients industriels ou résidentiels, qui éteignent ou déplacent leur charge vers les périodes creuses en cas d'urgence.

Les clients sont libres de choisir une valeur d'offre en termes de quantité de réduction d'énergie, et ils seront récompensés si la quantité réelle d'économie d'énergie est conforme à une certaine exigence. En outre, aucune pénalité financière n'est encourue si le client ne parvient pas à réduire sa consommation d'énergie conformément aux exigences.

3.2.8 Infrastructure générale des programmes de 'DR'

Une infrastructure (DR) contient différents composants qui sont la chaîne de mesure, la chaîne de contrôle, et la chaîne de communication.

En ce qui concerne la chaîne de communication, plusieurs technologies sont utilisées pour transférer les données de chaque consommateur individuel au centre de traitement des données. L'envoi des signaux de contrôle de connexion et de déconnexion aux appareils des consommateurs finaux n'est pas possible sans l'utilisation des technologies web et des technologies de communication rapide entre l'opérateur du système électrique et les compteurs.

Les technologies de télécommunication disponibles sont les suivantes : Câbles Modem installés en dessus des lignes de puissance (PLC-Power Line Carrier), DSL, Réseau sans fils (Wifi, cellulaire ... etc.), les limiteurs passe bande (BPL) en dessus des lignes de puissances, les fibres optiques, Zig Bee (réseaux sans fil avec capteurs) [82].

Le tableau suivant décrit les avantages et les inconvénients du programme DR

Tableau 3.1 : Différents mécanismes de réponse à la demande [85]

<u>Programme DR</u>	Temps d'utilisation (ToU)	Prix du pic critique	Tarifification en temps réel (RTP)	Contrôle directe de la charge	Interruptible	Enchères	Urgence
<u>Type de mécanisme</u>	En fonction du prix	En fonction du prix	En fonction du prix	Basé sur l'incitation	Basé sur l'incitation	Basé sur l'incitation	Basé sur l'incitation
<u>Règle</u>	Non-dispatchable	Les Deux	Non-dispatchable	dispatchable	dispatchable	dispatchable	dispatchable
<u>Type de réponse</u>	Côté client	Côté client	Côté client	Côté service public	Côté client	Côté client	Côté service public
<u>Bienfaits</u>	Prix bas en période creuse, l'utilisateur peut déplacer la charge avec un minimum de temps.	Réponse des clients pendant une courte période pour bénéficier d'offres de réduction.	Le client peut minimiser le coût par rapport à la variation du prix dans un jour, un mois ou une année.	Le service public offre une bonne remise pour une réduction ou un déplacement limité de la charge.	Les clients répondent pendant une courte période pour bénéficier de tarifs réduits.	Le service public offre une bonne remise pour une réduction ou un déplacement limité de la charge.	Le client peut bénéficier d'un crédit ou d'un taux de réduction pour la réponse courte.
<u>Méfais</u>	Un tarif unique pour la demande de tous les clients l'utilisateur doit suivre l'évolution du prix en fonction du temps.	Le client doit déplacer ou réduire la consommation pendant un certain temps.	Les clients doivent répondre instantanément pour minimiser le coût des factures.	Le client doit donner à la compagnie d'électricité un certain niveau d'autorité pour déplacer ou réduire certaines charges afin d'équilibrer les coûts.	Le client doit déplacer ou réduire la ressource domestique pendant un certain temps.	Le client doit déplacer ou réduire la ressource domestique pendant un certain temps.	Le client doit déplacer ou réduire la ressource domestique pendant un certain temps.

3.2.9 Techniques de gestion de la demande de pointe dans les réseaux intelligents

3.2.9.1 Gestion de la demande par la combinaison d'un système de stockage et un programme de réponse à la demande (DR)

➤ Revue de littérature

De nombreux chercheurs ont développé des stratégies de pilotage de la charge et la gestion des pointes à l'aide de diverses approches afin de lisser la courbe de charge.

Par exemple, dans certains articles, les chercheurs ont étudié le rôle du système de stockage d'énergie dans la réduction des pics. Dans la référence [80], Kein Huat Chua et ses collaborateurs ont proposé une méthode de dimensionnement efficace et une stratégie d'écrêtage optimale basée sur un système de stockage d'énergie pour réduire la demande de pointe des clients, ils ont également développé un algorithme de contrôle flou pour réduire les demandes de pointe quotidiennes tout en travaillant sur la capacité limitée du 'SSEB'.

Certaines approches ont été proposées dans la littérature pour réduire les pics de demande en utilisant le (DSM). Par exemple, dans la référence [86], B. Lokeshgupta a présenté une technique 'DSM' multi-objectif basée sur le déplacement de la charge pour réduire simultanément la facture énergétique et la déviation du profil de charge.

Dans la référence [87], les auteurs ont présenté un modèle de gestion de la demande (DSM) résidentiels basé sur des algorithmes évolutionnaires (optimisation par essais de particules binaires (BPSO), algorithme génétique (AG) et recherche de coucou). Certains chercheurs ont examiné dans la référence [88] l'utilisation de la technique (DSM) dans un environnement de réseau intelligent au Brésil où ils ont développé une simulation pour créer des modèles de courbe de charge en utilisant la technique des k-moyennes à partir des données de consommation.

Une stratégie de gestion de la demande basée sur l'ordre de déplacement des charges flexibles a été examinée dans la référence [89], les charges résilientes sont déplacées pour obtenir une demande de charge uniforme.

De même, dans les applications de véhicules électriques, les systèmes de gestion de l'énergie basés sur la technologie 'V2G' sont présentés dans plusieurs recherches pour l'écrêtement des pointes, par exemple une stratégie d'écrêtement des pointes et de remplissage des heures creuses basés sur la technologie (V2G) a été proposée par les chercheurs dans [90-92]. Dans la référence [88], K. Mahmud et ses collègues ont concentré leur attention sur les applications des véhicules électriques (VE) et ils ont développé une stratégie de gestion de l'énergie (SGE) qui utilise un réseau neuronal artificiel pour réduire la charge de pointe sur le réseau domestique grâce à la réponse combinée des ressources énergétiques distribuées (GED), y compris le photovoltaïque (PV), les VE (Vehicle-to-grid) et les systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB). D'autres chercheurs ont réussi à combiner plusieurs sources d'énergie pour

réduire les pointes sur le réseau, comme dans la référence [93], K. Mahmud a présenté une stratégie de stockage domestique par batterie dans les foyers équipés d'un véhicule électrique bidirectionnel (V2G) et d'un système photovoltaïque, dans la référence [94], il poursuit ses travaux sur un algorithme amélioré basé sur l'arbre de décision pour réduire la charge de pointe par le biais d'un contrôle coordonné des véhicules électriques (VE), des unités photovoltaïques (PV) et des systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB), la réduction de la charge est obtenue en mesurant la charge résidentielle en temps réel grâce à un compteur intelligent et en développant un algorithme pour coordonner un comportement synchronisé efficace.

Toutefois, la principale originalité de cette thèse porte sur une nouvelle stratégie de gestion de la demande basée sur un arbre de décision qui repose sur deux stratégies :

La première, se focalise sur la combinaison d'un système de stockage par batterie et un programme de réponse à la demande (DR) pour l'écrêtement des pointes et de remplissage des heures creuses, le système de gestion coordonné est appliqué à un micro-réseau résidentiel connecté au réseau. Ce système de contrôle permet aux clients de mener leurs activités quotidiennes comme d'habitude tout en réduisant ou en déplaçant leur consommation pendant les heures de pointe ou en alimentant les charges gourmandes pendant les heures creuses afin d'obtenir un fonctionnement optimal et économique du micro réseau.

3.2.9.2 Gestion de la demande par la technologie 'V2G'

Dans la deuxième stratégie, notre attention s'est portée sur un système de gestion de la demande de pointe dans un micro-réseau résidentiel connecté au réseau, basé sur la technologie (V2G).

L'échange bidirectionnel de 'VE' utilisant la technologie 'V2G' permet de répondre à la demande sans réduire la consommation d'énergie par le délestage. Cette technique permet également de réduire les coûts de production d'électricité, d'assurer une plus grande fiabilité du réseau et une plus grande flexibilité dans l'intégration des énergies renouvelables.

Ce travail est motivé par la récente application réelle de la technologie 'V2G' en Allemagne. Un événement majeur a touché le réseau allemand/européen et a provoqué une baisse significative de la fréquence. Cette fois, ce ne sont pas seulement les centrales électriques à monter en puissance rapide qui ont stabilisé le réseau, mais aussi près de 2 500 batteries de véhicules électriques (batteries de deuxième vie et batteries de recharge pour une utilisation future). À l'avenir, les VE garés pourront également le faire et gagner de l'argent pour le soutien du réseau.

Cette stratégie de gestion réduit ou déplace la demande de pointe et assure un fonctionnement plus efficace et plus économique du réseau. L'algorithme basé sur un arbre de décision a été choisi pour sa simplicité et sa flexibilité à mise en œuvre.

Différents scénarios ont été développés pendant pour encourager la participation des utilisateurs à la production d'énergie pendant les périodes de pointe et la réalisation d'un réseau plus fiable avec des consommateurs responsables tenant compte de la variation des prix de l'électricité.

L'algorithme de gestion est préférable car il ne nécessite pas de modélisation mathématique complexe, généralement utilisée dans les contrôleurs classiques, et permet de construire une stratégie de gestion de l'énergie complète et intuitive basée sur des règles linguistiques simples qui peuvent simplifier efficacement le processus de gestion dans le cas de nombreux états et modes de fonctionnement du système [95].

Les algorithmes développés dans cette thèse seront discutés en détail dans le chapitre 5.

3.3 CONCLUSION

Ce chapitre présente quelques notions sur la gestion de l'énergie et le pilotage de la charge dans les micro-réseaux. Tout d'abord la gestion optimale de l'énergie, l'architecture, les techniques d'optimisation et de programmation et une revue de littérature sont présentés dans la première section ensuite une étude généralisée sur les systèmes de gestion de la demande et les différents algorithmes proposés dans la littérature sont élaborés. La dernière partie de ce chapitre a été concentré sur la stratégie de gestion développée dans cette thèse.

Afin, de tester en simulation les différentes stratégies, il est nécessaire de disposer de modèles des différentes composantes du micro-réseau. Ainsi, dans le chapitre suivant, plusieurs types de consommateurs, des systèmes de production (panneaux photovoltaïques et éoliennes) et de stockage d'énergie (batteries) seront présentés. Différents scénarios d'occupation et de comportement sont également proposés.

Chapitre 4
Description des éléments du
micro-réseau

Chapitre 4 : Description des éléments du micro-réseau

4.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, le modèle des composants d'un micro-réseau relié au réseau est illustrée. Pour chaque dispositif, on se concentra sur la recherche du schéma de contrôle. En outre, le modèle de chaque composant est également conçu pour être appliqué aux gestions optimales de l'énergie. Le micro-réseau présenté comprend le système photovoltaïque (PV), un système éolien, une station de 'VE', un système de stockage et une charge (industrielle et résidentielle).

4.2 COMPOSITION DU MICRO RESEAU

Le micro-réseau est composé de la production distribuée (GD), des charges, d'un système de stockage d'énergie (SSE), des véhicules électriques et des dispositifs de contrôle [45].

1. GD : il s'agit de divers types d'énergies distribué comme le photovoltaïque (PV), l'éolien (WT)...etc.
2. Charges : Elle comprend la charge résidentielle et industrielle.
3. SSE : Il s'agit d'un système de stockage d'énergie par batterie.
4. VE : un parc de véhicule électrique.
5. Dispositifs de contrôle : Ils constituent le système de contrôle pour les 'GD', les 'SSE' et le système de gestion de l'énergie.

4.3 DESCRIPTION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE (PV)

Dans ce document, afin de tirer le meilleur parti des énergies renouvelables et réduire la consommation de carburant, l'énergie photovoltaïque doit être utilisée en priorité pour alimenter la charge, plutôt que l'énergie du réseau ou des batteries.

Un système photovoltaïque connecté au réseau sans batteries est l'installation d'énergie solaire la plus simple et la plus économique. Comme il ne nécessite pas de batteries, il est plus rentable et demande moins d'entretien et de réinvestissement que les systèmes autonomes. Le système d'énergie solaire raccordé au réseau réinjecte son énergie directement dans le réseau (Fig.4.1) [96].

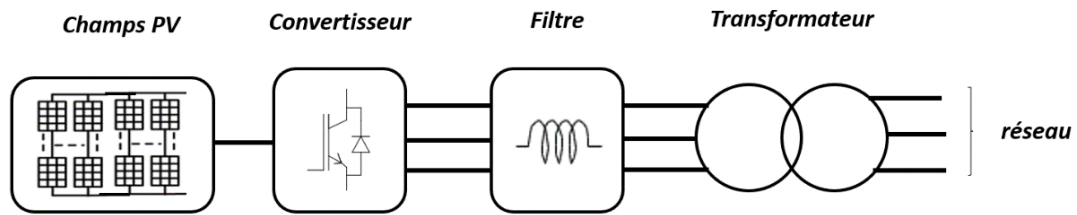


Figure 4.1 : Système de conversion d'énergie 'PV'

Le système 'PV' se compose d'un champ photovoltaïque, d'un onduleur CC-CA et d'un système de contrôle qui contient (un régulateur MPPT, un régulateur de tension VCC et de courant, une boucle de synchronisation PLL et un générateur PWM), (Les contrôles MPPT sont directement mis en œuvre par les onduleurs), comme le montre la figure 4.1 [96].

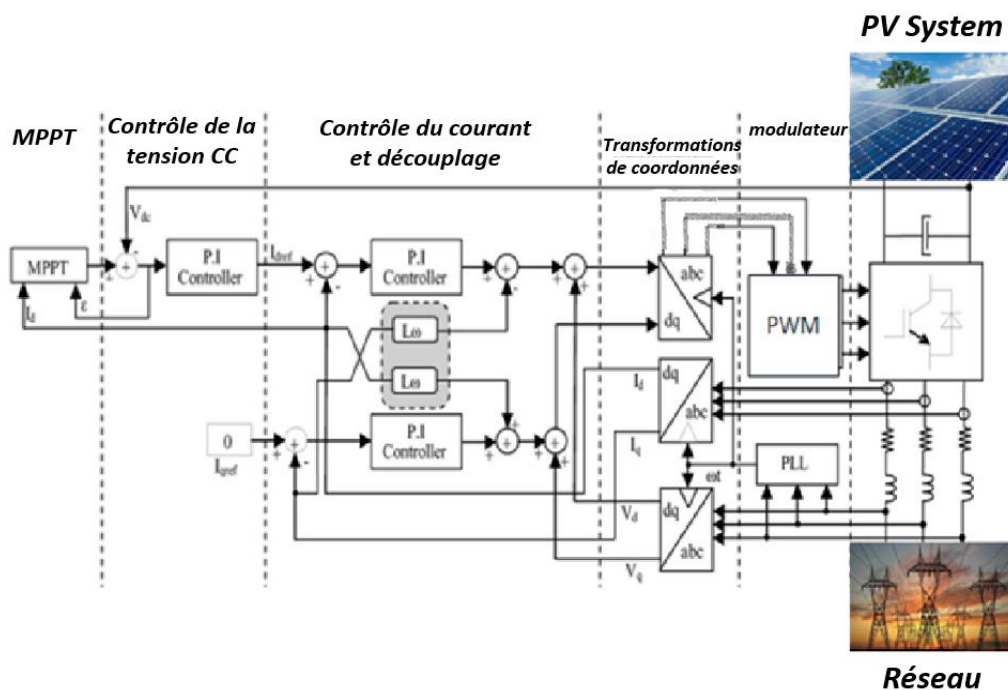


Figure 4.2 : Schéma de contrôle d'un système PV raccordé au réseau.

Le convertisseur VSC à trois niveaux régule la tension du bus CC à 500 V et maintient le facteur de puissance unitaire.

Le système de contrôle utilise deux boucles de contrôle : une boucle de contrôle externe qui régule la tension du lien CC à 250 V et une boucle de contrôle interne qui régule les courants de réseau I_d et I_q (composantes active et réactive).

La référence de courant I_d est la sortie du régulateur externe de tension CC. Pour préserver le facteur de puissance unitaire, la référence actuelle I_q est fixée à zéro.

Les sorties de tension V_d et V_q du régulateur de courant sont converties en trois signaux de modulation $U_{ref-abc}$ utilisés par le générateur d'impulsions à trois niveaux avec modulation de largeur d'impulsion (PWM).

Le bloc de commande est illustré dans la Fig. 4.2. La fréquence sélectionnée pour le générateur 'PWM' est de 1975 Hz [8]. Le champ 'PV' alimente un réseau de distribution d'électricité par l'intermédiaire d'un transformateur abaisseur 25KV/480V avec une puissance maximale de 235 kW à un rayonnement solaire de 1000 W/m².

Les données horaires de la production 'PV' d'une journée ensoleillée et une journée nuageuse respectivement sont présentées dans la figure 4.3.

La variation de la production 'PV' suit l'irradiation solaire journalière et atteint le maximum à midi [51, 59, 97].

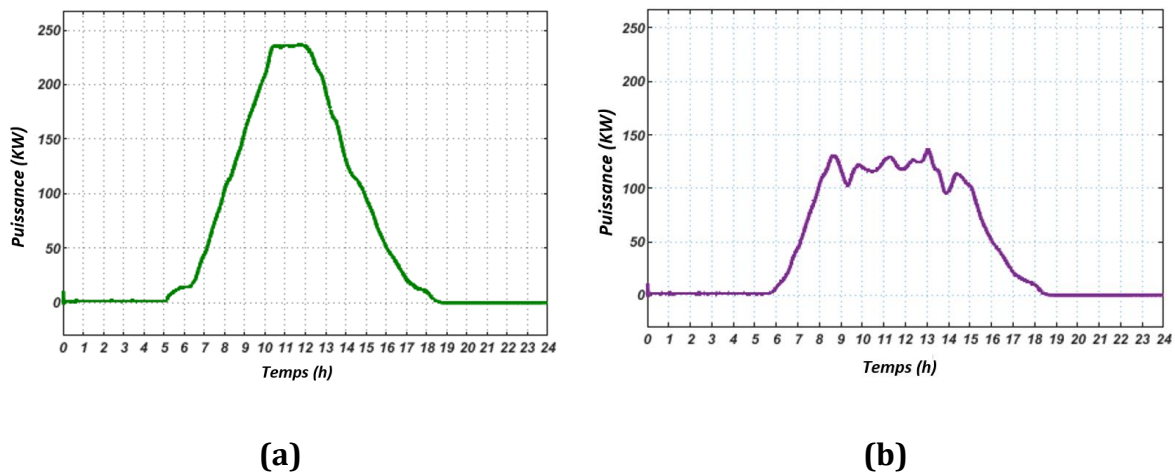


Figure 4.3 : Profil solaire quotidien typique : (a) jour ensoleillé, (b) jour nuageux.

4.4 DESCRIPTION DU SYSTEME EOLIEN (WT)

L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie électrique les plus importantes dans les années à venir. Les préoccupations croissantes des problèmes environnementaux exigent la recherche de sources électriques plus durables.

Dans ce document, l'énergie éolienne est utilisée comme deuxième priorité dans l'approvisionnement en énergie. Les systèmes d'énergie éolienne sont également divisés en deux catégories : les systèmes autonomes et les systèmes raccordés au réseau.

Dans ce travail, Une éolienne à vitesse variable (PMSG) connectés directement au réseau est utilisée [51, 70].

Un générateur synchrone à aimant permanent est choisi pour son faible coût de maintenance et d'exploitation. La sortie triphasée de la génératrice est redressée à l'aide d'un redresseur à diode, puis le niveau de tension est augmenté à l'aide d'un convertisseur élévateur CC-CC, puis de nouveau en courant alternatif par un onduleur avant d'être acheminé vers le réseau comme le montre la figure 4.4. Le contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking) assure l'extraction de la puissance maximale. L'énergie produite par une éolienne (WT) est proportionnelle à la surface balayée par son rotor et au cube de la vitesse du vent.

La turbine change constamment sa vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent pour maximiser la puissance. Dans ce cas, la vitesse spécifique λ , qui représente la vitesse du bout de la pale par rapport à la vitesse du vent, peut être maintenue dans ces valeurs optimales de manière à réaliser une extraction maximale de la puissance électrique [98, 99, 100].

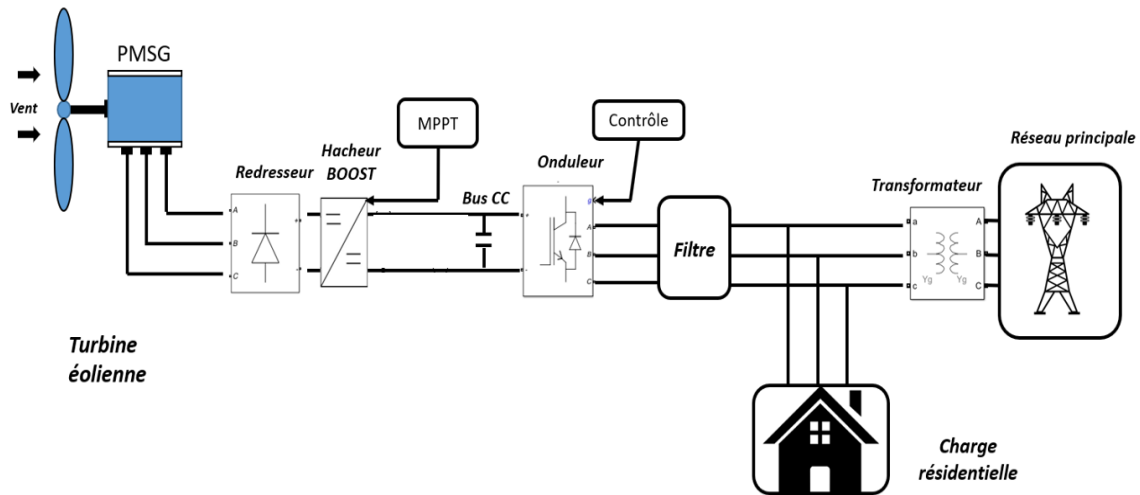


Figure 4.4 : Système éolien raccordé au réseau

La puissance maximale délivrée par l'éolienne est donnée par l'équation (4.1).

$$P_{max} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (4.1)$$

Où : C_p Coefficient de puissance qui est en fonction de la vitesse spécifique λ , P_{max} est la puissance maximale en (KW), S est la surface couverte par la pale en (m²) et V est la vitesse du vent en mètres par seconde (m/s) [16].

$$\lambda = \frac{wR}{V} \quad (4.2)$$

λ : Rapport de vitesse (vitesse de l'extrémité des pales sur la vitesse du vent) ; w : vitesse de rotation avant le multiplicateur ; R : rayon des pales de l'aérogénérateur.

Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine et de la vitesse du vent. On peut représenter la variation de ce coefficient en fonction du rapport de vitesse λ et l'angle de l'orientation des pales β .

Le système de contrôle découple le contrôle de la puissance active et réactive par un contrôle orienté de tension et optimise le contrôle de la 'PMSG' pour les convertisseurs côté réseau et côté générateur indépendamment. Afin d'éviter les changements brusques de vitesse de rotation et de faire fonctionner l'éolienne dans une zone sûre, le profil de vitesse du vent passe par un filtre passe-bas (LPF) pour éliminer les hautes fréquences dues aux changements brusques de vitesse et pour éviter l'augmentation soudaine de la

vitesse de rotation de l'éolienne. Le convertisseur de secours contrôle le couple électromagnétique au moyen de la vitesse du vent pour extraire une puissance optimale.

L'unité de commande du convertisseur met en œuvre les caractéristiques de statisme qui sont déterminées par les constantes de statisme. Ce contrôleur garantit que la fréquence et la tension restent proches de leurs valeurs de consigne.

Le modèle simplifié du système éolien est donné par une source de puissance injectée avec sa commande P/Q. Le but de cette commande est d'imposer la puissance active et réactive de sortie suivant les points de consigne P_{sp} et Q_{sp} , respectivement. En réalité, P_{sp} est déterminé par le MPPT de l'éolienne et Q_{sp} est égal à zéro. Les intégrales proportionnelles à deux blocs (PI) jouent un rôle dans la régulation de la puissance active et réactive à leur valeur de référence. L'onduleur est synchronisé avec le réseau au moyen d'une boucle à verrouillage de phase (PLL) robuste [17]. Le contrôle du statisme est donné par les relations suivantes :

$$V_{inv} = V^* - nP \quad (4.3)$$

$$w = w^* - mQ \quad (4.4)$$

Où w , w^* sont la fréquence de l'angle de sortie de l'onduleur et la fréquence de l'angle initial ; V_{inv} et V^* sont l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur et l'amplitude initiale ; n et m sont les facteurs de statisme de la puissance active et réactive.

La puissance de sortie de l'éolienne varie selon le profil de la figure.4.5.

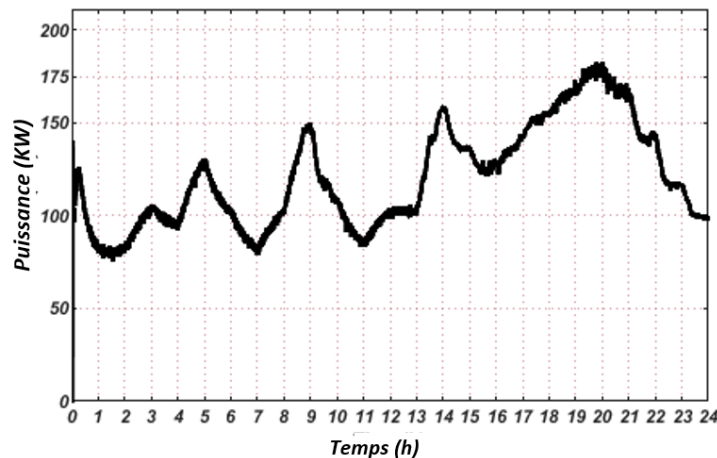


Figure 4.5: Profil de vent quotidien typique [70,96].

4.5 SYSTEME DE STOCKAGE D'ENERGIE PAR BATTERIE (SSEB)

Les systèmes de stockage d'énergie jouent un rôle crucial dans le fonctionnement des micro-réseaux. Leur principale fonction est de faciliter l'intégration des énergies renouvelables et de résoudre le problème de déséquilibre entre l'offre et la demande.

Ces dispositifs fournissent une alimentation continue et flexible pour maintenir la stabilité du système électrique.

Avec une gestion appropriée d'un 'SSEB', la production excédentaire provenant du 'GD' pourrait être stockée et utilisée pendant les heures de pointe ou les périodes de connexion des nouvelles charges.

Le système de stockage est connecté au réseau via une interface d'électronique de puissance où l'énergie peut être injectée ou extraite directement au/du réseau [70, 51].

Dans ce document, Le 'SSEB' est composé d'une batterie Li-ion, d'un convertisseur bidirectionnel CA/CC capable de transférer de l'énergie dans les deux sens et d'un équipement de mesure de tension/courant placé au PCC, qui fournit des entrées au bloc de contrôle afin de produire des signaux de commutation pour les semi-conducteurs du convertisseur (Fig. 3.6) [95, 101, 102].

La configuration de système utilisé est donnée par la figure 4.6.

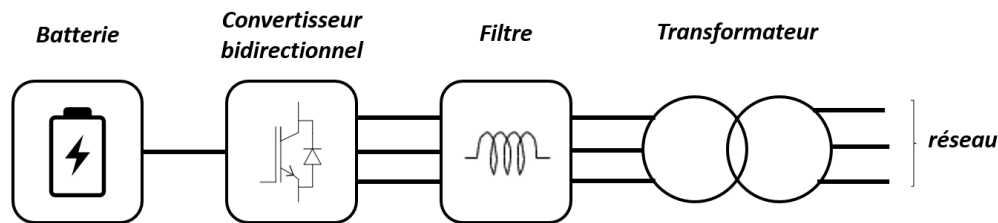


Figure 4.6: Configuration du système de stockage d'énergie par batterie

Le chargement/déchargement du 'SSEB' dépend de la stratégie de fonctionnement du système hybride. Le 'SSEB' sera chargé lorsque le prix de l'électricité est bas et lorsque la production dépasse la consommation. D'autre part, si la demande est supérieure à la production disponible, le 'SSEB' se décharge pour couvrir le déficit.

L'estimation de l'état de charge (SOC) est très utile pour connaître la capacité restante d'une batterie lorsque celle-ci est déchargée.

L'état de charge de la batterie est décrit dans l'équation (4.5).

$$SOC(t) = \frac{C(t)}{C_{ref}(t)} \quad (4.5)$$

$C_{ref}(t)$: Capacité de référence.

$C(t)$: Capacité de la batterie à l'instant t .

La batterie ne doit pas être surchargée ou sur déchargée afin de prolonger sa durée de vie, et les limites de 'SOC' peuvent être spécifiées comme indiqué dans la contrainte suivante :

$$SOC_{Bmin}(t) \leq SOC_B(t) \leq SOC_{Bmax}(t)$$

SOC_{Bmax} et SOC_{Bmin} présentent l'état de charge maximal et minimal respectivement.

➤ **Contraintes de la batterie**

$$P_{BAT\ max} < P_{BAT}(t) < P_{BAT\ min}$$

— Si $P_{BAT}(t) = 0$, la batterie est en repos

— Si $P_{BAT}(t) < 0$, la batterie est en charge.

— Si $P_{BAT}(t) > 0$, la batterie est en décharge

La relation entre la puissance de la batterie $P_{BAT}(t)$ et le 'SOC' de la batterie peut être formulée comme suit :

$$SOC(t_1) = \frac{1}{C_{BAT}} \int_{t_0}^{t_1} P_{BAT}(\tau) d\tau + SOC(t_0) \tag{4.6}$$

Où ; C_{BAT} est la capacité énergétique de la batterie (kWh), et $SOC(t_0)$ est l'état de charge de la batterie au moment initial t_0 . Pour simplifier, la puissance de la batterie est considérée comme linéaire par rapport à la variation du 'SOC' de la batterie, et l'effet mémoire est ignoré [51].

L'état de charge initial (SOC) a été supposé être de 90 % et a été maintenu > 20 % en toutes circonstances. Les capacités des batteries utilisées dans ce travail varient entre 500 à 750KWh.

Dans la deuxième partie de notre travail, un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB) est conçu pour réduire la demande de pointe en fournissant de l'énergie à la charge pendant les heures de pointe et en renvoyant l'énergie aux batteries pendant les heures creuses [103].

Les 'SSEB' doivent être chargées avec l'énergie produite par la centrale électrique pendant les heures creuses lorsque le prix de l'électricité est bas et injectent de l'énergie dans le réseau pendant les périodes de forte consommation lorsque le prix est élevé.

Ils peuvent également être chargés par l'excès de PV après avoir alimenté le bus 'CA'.

La stratégie de contrôle pour le chargement/déchargement optimale du système de stockage est présentée dans la figure 4.7.

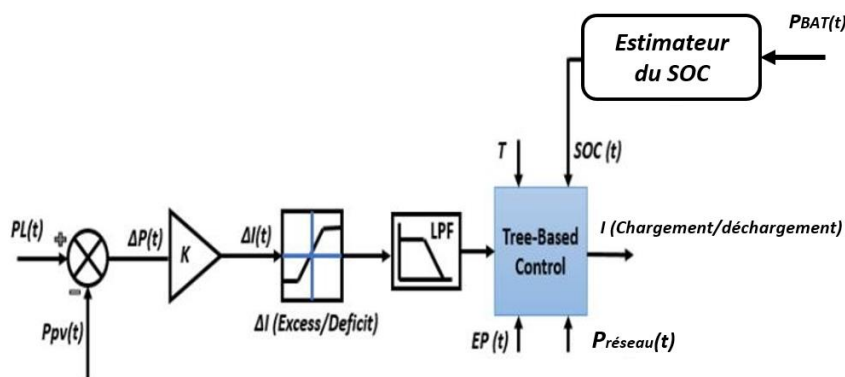


Figure 4.7: Boucle de contrôle d'un système de stockage

Sur la base de la différence de puissance entre la demande de la charge et la production renouvelable (Déficit / Excédent), le prix de l'électricité, le temps et en utilisant l'estimateur de l'état de charge 'SOC', l'algorithme de contrôle génère le courant de chargement / déchargement pour gérer la demande.

La charge et la décharge optimales de la batterie pour l'écrêtement des pointes et le nivellement de la charge sont illustrées dans la figure 4.8 [81, 104].

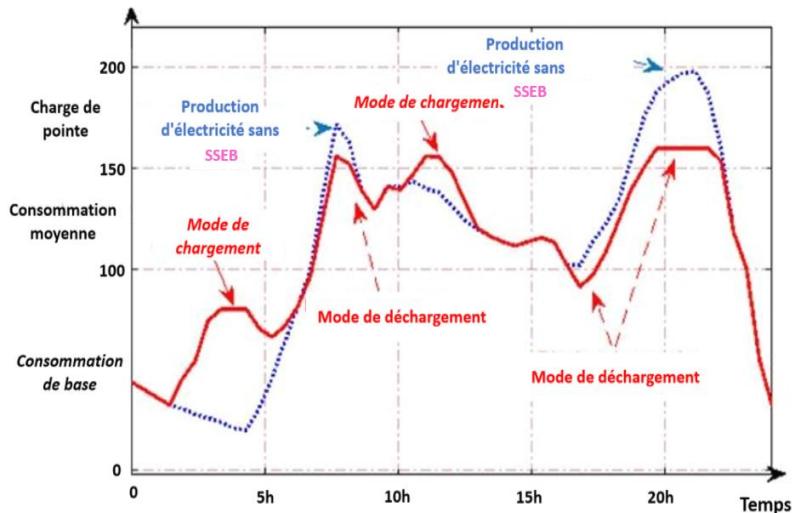


Figure 4.8: Gestion optimale des pointes par le système de stockage

Afin de maintenir la cohérence et la répétabilité pour différentes périodes d'optimisation, le 'SOC' initial et le 'SOC' final de la batterie sont égaux.

$$SOC_i = SOC_f$$

4.6 VEHICULES ELECTRIQUES (VE)

Le développement des véhicules électriques a apporté un nouveau défi au réseau intelligent. Le développement du système 'V2G' permet de gérer le " parc " de VE comme un consommateur ou comme un système de stockage mobile. Les véhicules électriques se chargent lorsque le prix de l'électricité est bas (c'est-à-dire pendant les heures creuses) ou par l'énergie excédentaire provenant de sources renouvelables, et injectent une partie de leur puissance au réseau pendant les heures de pointe.

Dans ce contexte, le 'V2G' communique avec un système de gestion de l'énergie (SGE) dont les objectifs pourraient être les suivants : minimiser les coûts globaux d'électricité des ménages, maximiser la consommation provenant de la production décentralisée, reporter le processus de charge aux heures de faible coût.

Dans ce travail, un modèle de 'VE' utilisant une infrastructure bidirectionnelle a été utilisé. La station de recharge est composée d'un convertisseur CC/CA bidirectionnel avec un système de contrôle et une unité de traitement des données connectée au SGE et d'un transformateur de distribution connecté entre la station, le micro-réseau et le réseau comme le montre la figure 4.9.

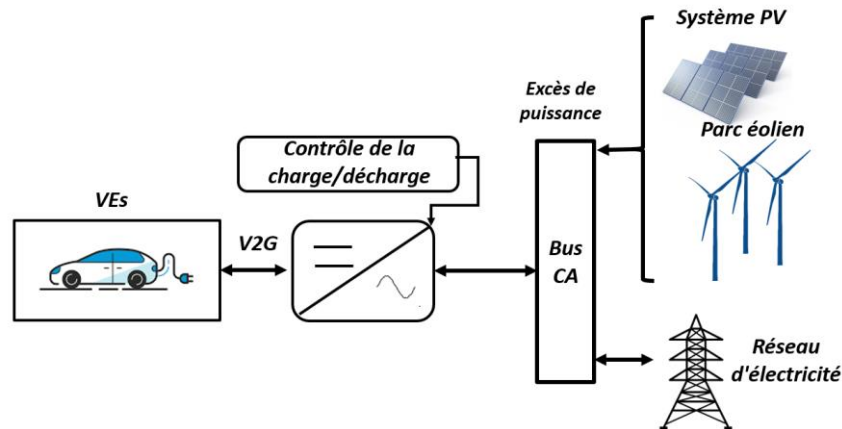


Figure 4.9 : Structure d'échange bidirectionnel d'une station de recharge

Le véhicule est autorisé à faire des offres et à effectuer des services lorsqu'il se trouve dans la station de recharge.

La station reçoit 8 'VEs' pendant la journée selon le comportement de chaque utilisateur, comme le montre la figure 4.13.

Premièrement, le signal est envoyé à un contrôleur central supervisant les 'VEs', L'utilisateur du VE peut être disposé à faire participer son véhicule à des programmes de chargement/déchargement intelligent ou non en fonction de ses besoins de transport, de ses contraintes et de ses priorités. Potentiellement, il communique des informations sur ses futurs déplacements au contrôleur central [105, 106, 107], ensuite un système d'agrégation central regroupe les puissances des 'VEs' disponible sur le parc en une seule entité comme le montre la figure.4.10.

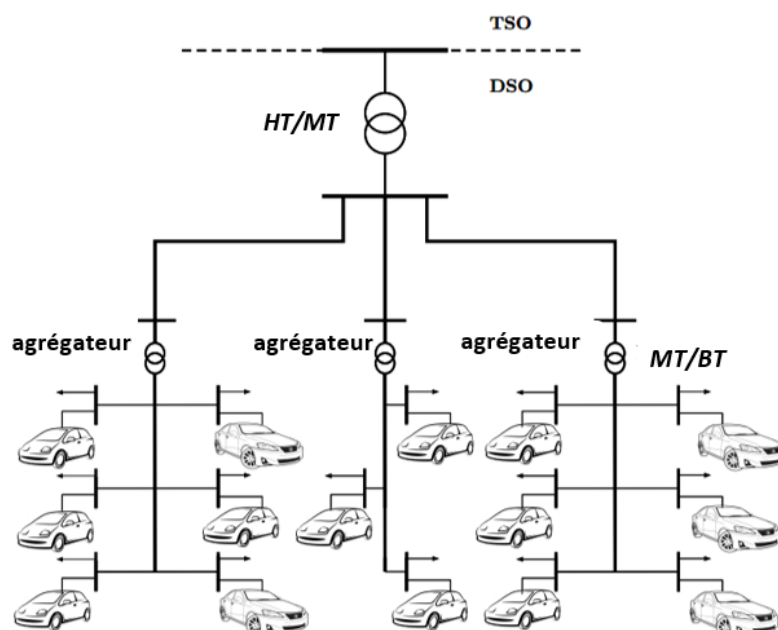


Figure 4.10: Système d'agrégation de puissance des 'VEs'

4.6.1 Détails sur les véhicules électriques

➤ Chargement

Le chargement des VE est effectué entre minuit et 6h00 avec un taux de chargement donné par l'équation suivante :

$$P_{\text{Charge}}(n) = \min \left(\frac{E_{\text{Capa}} - E_{\text{SOC}}(n)}{t_{\text{remaining}}(n)} \eta_{\text{Battery}} P_{\text{max}} \right) \quad (4.7)$$

Où ; $E_{\text{SOC}}(n)$ est l'énergie stockée dans la batterie à un pas de temps donné, en kWh. E_{Capa} est la capacité de la batterie, $t_{\text{remaining}}(n)$ est la différence de temps entre le pas de temps actuel et la fin de l'intervalle de charge, en heures. Le nouvel état de charge (SOC) est donc le suivant

$$E_{\text{SOC}}(n + 1) = E_{\text{SOC}}(n) + P_{\text{Charge}}(n)\Delta T \quad (4.8)$$

Avec un pas de temps $\Delta T = 1\text{h}$. La demande vue par le réseau est donc augmentée à :

$$D_{\text{New}}(n) = D_{\text{Old}}(n) + \frac{P_{\text{Charge}}(n)}{\eta_{\text{Battery}}\eta_{\text{Charge}}} \quad (4.9)$$

Où $D_{\text{New}}(n)$ est la demande résultante, et $D_{\text{Old}}(n)$ est la demande initiale, telle que mesurée par la société de distribution d'électricité.

➤ Décharge causée par la conduite

Tous les jours, les batteries des VEs se déchargent dans les routes, Le déchargement des VEs est donné par la relation suivante :

$$E_{\text{SOC}}(n + 1) = E_{\text{SOC}}(n) + E_{\text{Drive}} \quad (4.10)$$

Bien que l'analyse de la recharge pendant la journée n'entre pas dans le cadre du présent travail, à moyen terme, le branchement pourrait également être possible pendant la journée pour les employés qui se rendent au travail tous les jours et qui garent leur voiture dans des parkings attribués dans de nombreuses entreprises publiques et privées, petites et grandes. Cela peut également conduire à des stratégies 'V2G' et 'G2V' pour aider le réseau public lorsque les voitures restent garées pendant les heures de travail. Nous montrerons qu'avec l'intégration de l'énergie photovoltaïque sur les lieux résidentiels, il existe un grand potentiel pour que l'électricité solaire puisse répondre à tous les besoins énergétiques d'une grande flotte de 'VE'.

4.6.2 Domaines d'application

Dans ce travail deux domaines d'application sont identifiés : le logement individuel et la recharge publique.

➤ Logement individuel

Ce domaine d'application concerne un seul véhicule privé connecté au logement résidentiel du propriétaire. La puissance de raccordement des VE est généralement inférieure à 7,4 kW (recharge normale) [36].

La figure 4.11, illustre ce domaine d'application

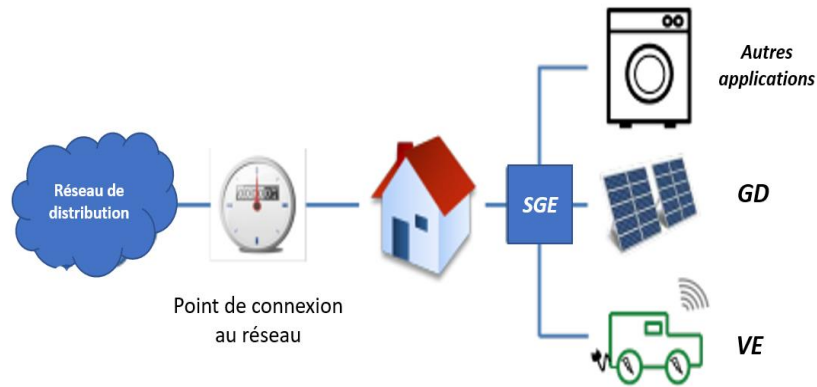


Figure 4.11: Station de recharge "habitat individuel"

➤ Chargements publics

Le deuxième domaine d'application concerne la recharge des VE sur des sites semi-publics ou publics ; les stations de recharge appartiennent soit à une entreprise (dans le cas de stations de recharge installées dans le parking d'un centre commercial par exemple), soit aux autorités locales.

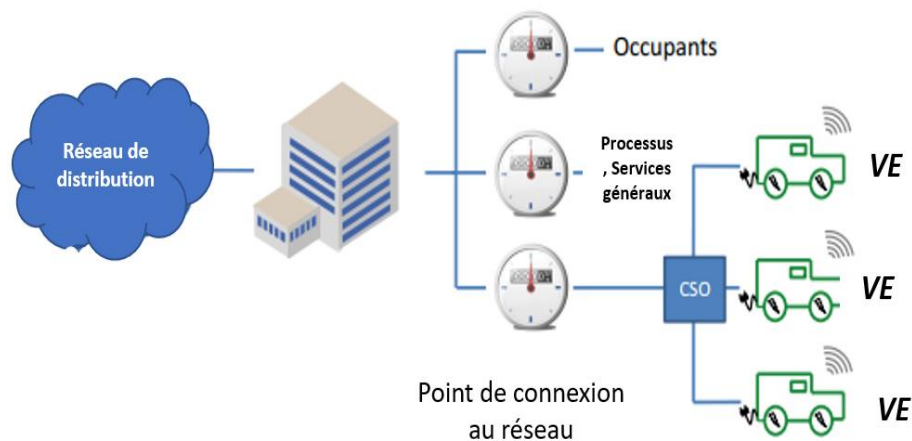


Figure 4.12: Station de recharge publique

Le chargement de ces véhicules s'effectue par différents types de chargeur selon l'emplacement de la borne de recharge (8A 10A et 16A).

Les puissances de chargement sont données dans le tableau suivant :

Tableau 4.1 : Caractéristiques des stations de recharge

Type de recharge	Caractéristiques
Recharge normale	Elle s'effectue la nuit, pendant 8 heures sur des bornes d'une puissance de 3 kW. Au domicile pour les particuliers et dans les zones de stationnement dédiées pour les véhicules professionnels. Elle représente l'appel de puissance d'un chauffe-eau et est compatible avec l'essentiel des contrats souscrits par les clients. Il s'agit de la solution qui sera généralisée.
Recharge accélérée	Elle s'effectue dans la journée, pendant 2 heures d'une puissance inférieure ou égale à 25 kW. Les bornes seront installées sur des zones de stationnement public ou d'entreprise. Elle représente l'appel de puissance d'un petit immeuble.
Recharge rapide	Réservée à des usages spécifiques. Elle s'effectue sur des bornes d'une puissance de 43 kW et permet de recharger la batterie en 30 minutes. Elle permet de garantir la réalisation de long trajet.

Le système a été étudié en supposant que tous les véhicules électriques avaient des spécifications similaires.

Pour mieux contrôler le processus de chargement et de déchargement du 'VE', La batterie de chaque véhicule a une capacité énergétique de 60 kWh et un taux de charge qui devrait être compris entre 20 et 100 %. Il s'agit d'une étude hors ligne avec des paramètres connus.

Ce travail prend en compte le chargement des 'VE' au moment de l'arrivée à domicile ou sur le lieu de travail en utilisant des ressources renouvelables excédentaires à un prix inférieur au prix moyen de l'électricité du réseau.

Les VE peuvent participer à la génération d'énergie pendant les heures de pointe du réseau et cela dépend de l'état de charge (SOC) de chaque VE et celles qui autorisent l'accès au moment de fluctuation. La figure suivante montre le profil des 'VE' de chaque consommateur durant la journée.

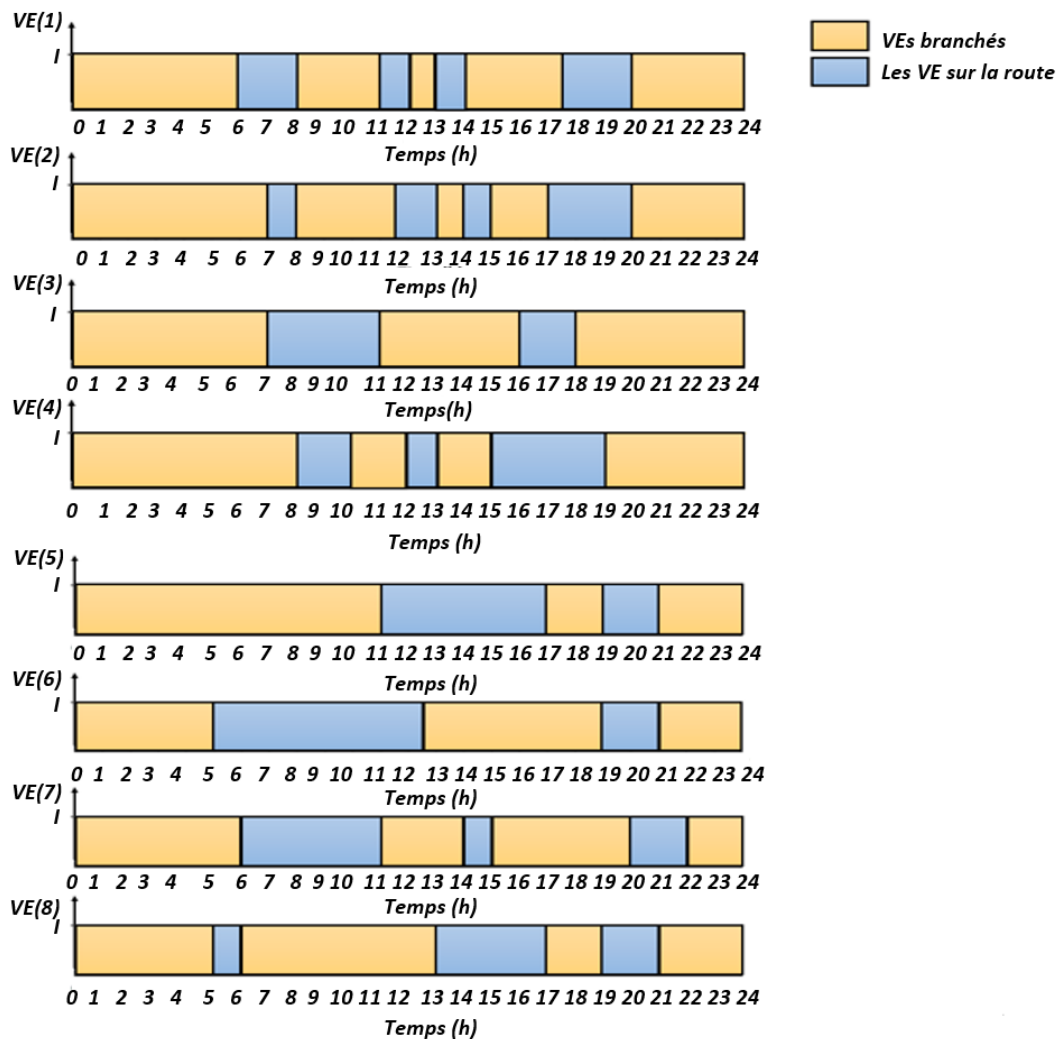


Figure 4.13. Profils journaliers des véhicules électriques [70, 105]

Le comportement des conducteurs, leurs habitudes de conduite et de recharge sont difficiles à prévoir et, compte tenu de l'anxiété liée à l'autonomie, certains véhicules peuvent être branchés en permanence lorsqu'ils sont garés.

La figure 4.13, montre la distribution aléatoire des profils des utilisateurs de 'VE' au cours de la journée en fonction de leur mode de vie et de l'état de charge (SOC) de chaque véhicule. Chaque consommateur possède un véhicule électrique qui sera chargé à l'heure d'arrivée à la maison ou le lieu de travail. Les paramètres du VE, l'état de charge (SOC) de la batterie, l'heure d'arrivée (le moment où le VE est disponible pour être chargé) et l'heure de départ (le moment où le consommateur doit utiliser le VE) sont connus et représentés dans la figure 4.13.

Les véhicules stationnés effectuent deux opérations, soit la recharge ou l'injection d'énergie, tandis que les autres sont sur la route.

Les données de chaque véhicule sont présentées en fonction de la variation de l'état de charge (SOC) [5]. L'état de charge $SOC(t)$ est estimé par la valeur précédente $SOC(t-1)$ et la puissance injectée/absorbée.

Le SOC au temps t peut être calculé par l'équation (4.11) :

$$SOC_B(t) = SOC_B(t-1) + \frac{P_{pv}(t) + P_{wt}(t) + P_{réseau}(t) - P_L(t)}{C_{ref}} \Delta T \quad (4.11)$$

Où : $SOC_B(t)$ est l'état de charge de la batterie, P_L est la puissance de la charge, $P_{Réseau}$ est la puissance fournie par le réseau, P_{PV} est la puissance photovoltaïque, P_{wt} est la puissance de l'éolienne, Δt est un intervalle de temps unitaire : $\Delta t = 1$ (1 heure).

4.7 RESEAU ELECTRIQUE PRINCIPALE

L'énergie électrique peut être délivrée par le réseau lorsque le système PV, WT et le SSEB ne sont pas suffisants pour répondre à la demande de la charge.

D'autre part, lorsque la production renouvelable dépasse la consommation, l'excédent de puissance sera vendu au réseau (tarif élevé) ou/et facturé au 'SSEB' (tarif faible).

L'échange de puissance avec le réseau principal $P_{Réseau}$ doit être limité dans ce chapitre comme suit :

$-P_{réseau}(t) > 0$: La puissance est achetée du réseau, et la contrainte est définie comme suit :

$$P_{réseau}(t) \leq P_{réseau\ max}$$

$-P_{réseau}(t) < 0$: L'électricité est vendue au réseau, et le $P_{réseau}$ doit être limité comme :

$$P_{réseau}(t) \geq P_{réseau\ min}$$

Le prix de l'énergie à la vente et à l'achat est considéré comme égal [51].

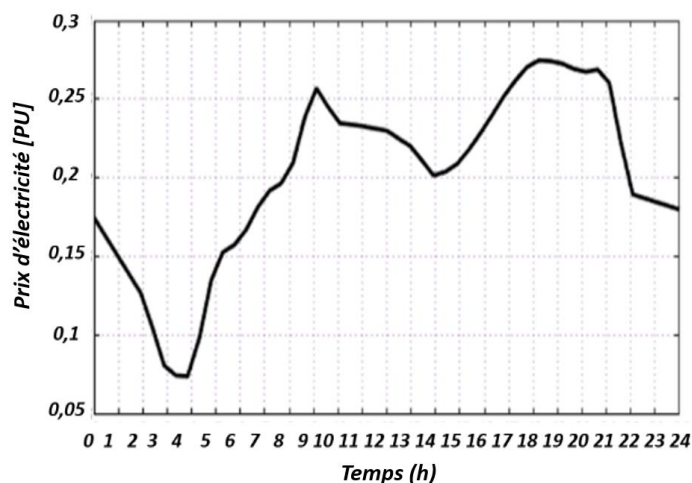


Figure 4.14. Courbe de prix de l'électricité [22]

Cette étude prend en compte le facteur économique (prix de vente/achat de l'électricité 'TOU') donnée par la figure 4.14 pour permettre au 'SGE' d'optimiser le partage de la puissance dans le micro-réseau à faible coût.

Pendant les périodes de pointe (après-midi et le soir), c'est-à-dire de (17 h à 21 h 30), lorsque la consommation d'électricité est supérieure à la moyenne, la production des centrales électriques doit être augmentée pour répondre à la demande, et les opérateurs ont besoin d'une plus grande capacité de production, notamment les centrales de pointe très coûteuses. Cela entraîne une augmentation significative du prix.

Pendant les périodes creuses, lorsque la demande est faible de (1 h à 7 h) et de (22 h à minuit), le prix diminue, les consommateurs pouvant alors profiter de tarifs avantageux.

En même temps, en période de forte demande, les consommateurs peuvent vendre une partie de leur puissance pour limiter l'utilisation du réseau [51, 70].

4.8 MODELISATION DE LA CHARGE

La modélisation de la charge est compliquée en raison du nombre d'appareils connectés, En outre, la charge varie en fonction de nombreux facteurs tels que le temps, la météo et l'économie, il est donc difficile d'estimer le modèle de charge exact.

Dans ce travail, le modèle de la charge a été développé sur un bloc Simulink pour présenter le profil de charge journalier d'un micro-réseau, comme le montre la figure 4.15 [95, 70].

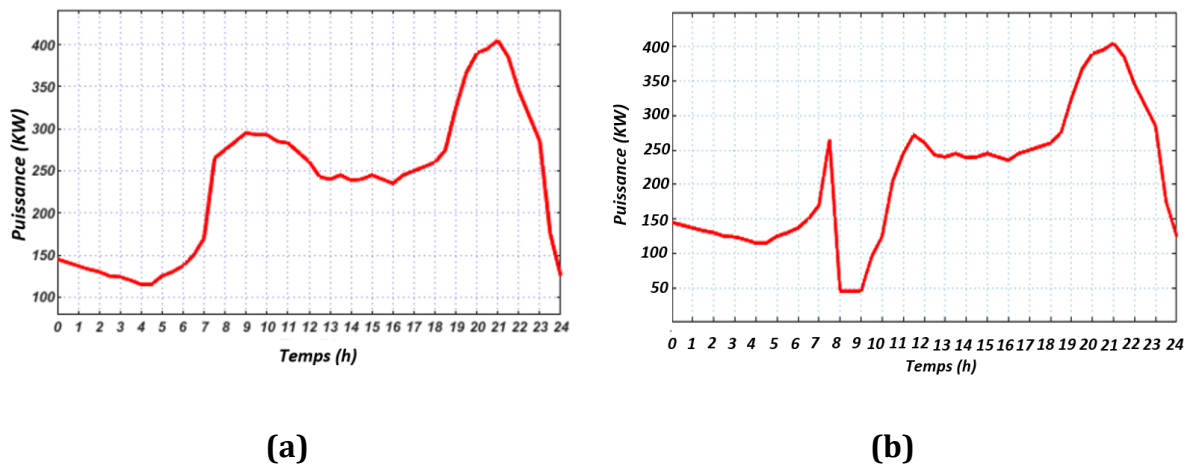


Figure 4.15: Courbe de charge quotidienne (a) Fonctionnement normal (b) Fonctionnement perturbé

Pour plus de simplicité, un modèle de charge dynamique en CA est utilisé, les données de la charge utilisées sont basées sur une courbe de charge quotidienne. Le profil représente une communauté résidentielle et des petits sites industriels de puissance maximale 400KW et 200KW respectivement.

Le bloc de la charge dynamique triphasée met en œuvre une charge triphasée à trois fils dont la puissance active P et la puissance réactive Q varient en fonction de la tension de séquence positive. Les trois courants de charge sont donc équilibrés, même dans des conditions de tension de charge déséquilibrée (Source MATLAB Simulink).

L'impédance de charge est maintenue constante si la tension aux bornes de la charge V est inférieure à une valeur spécifiée V_{min} . Lorsque la tension est supérieure à la valeur V_{min} , la puissance active P et la puissance réactive Q de la charge varient comme suit :

$$P(s) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \frac{1 + T_{p1}s}{1 + T_{p2}s} \quad (4.12)$$

$$Q(s) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \frac{1 + T_{q1}s}{1 + T_{q2}s} \quad (4.13)$$

Où

V_0 est la tension de séquence positive initiale.

P_0 et Q_0 sont les puissances actives et réactives initiales à la tension initiale V_0 .

V est la tension de la séquence positive.

n_p et n_q sont des exposants (généralement entre 1 et 3) contrôlant la nature de la charge.

T_{p1} et T_{p2} sont des constantes de temps qui contrôlent la dynamique de la puissance active P .

T_{q1} et T_{q2} sont des constantes de temps qui contrôlent la dynamique de la puissance réactive Q .

Dans la deuxième section de notre travail (gestion de la demande), la charge a été estimée en utilisant deux scénarios, respectivement une journée de travail et un jour de week-end.

➤ Charge flexible

Les charges électriques domestiques éligibles sont indiquées figure 4.16.

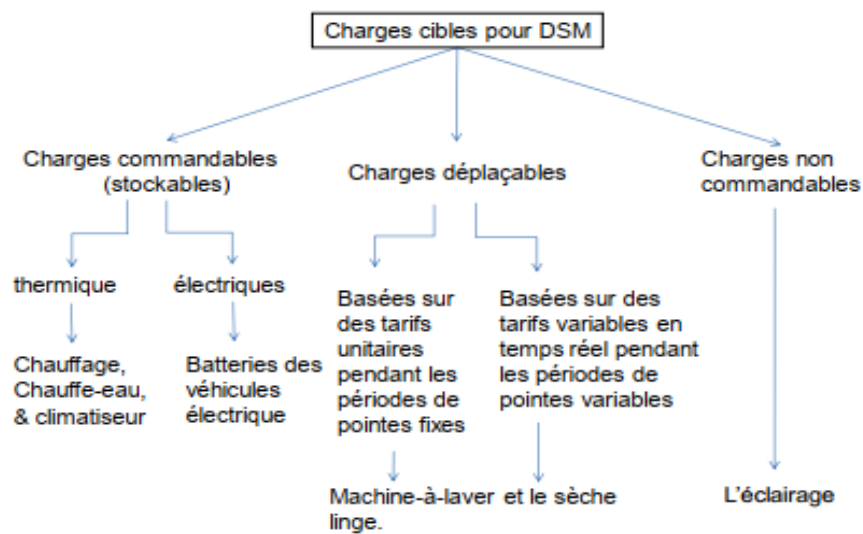


Figure 4.16: Charge cibles pour la gestion de la demande [71]

Nous avons classé la consommation d'énergie en fonction du comportement des clients et la nature de la journée.

La communauté résidentielle est composée de maisons modernes équipées de technologies de communication qui assure un échange bidirectionnel avec le gestionnaire d'énergie.

Chaque maison contient des appareils tels que des climatiseurs, des chauffages électriques et d'autres dispositifs d'économie d'énergie comme le montre la figure 4.16.

Les consommateurs participent au pilotage de leur charge et à l'écrêtement des pointes comme le souhaitent les propriétaires de la charge et le réseau grâce à des systèmes d'incitation qui encouragent les consommateurs à gérer leur consommation.

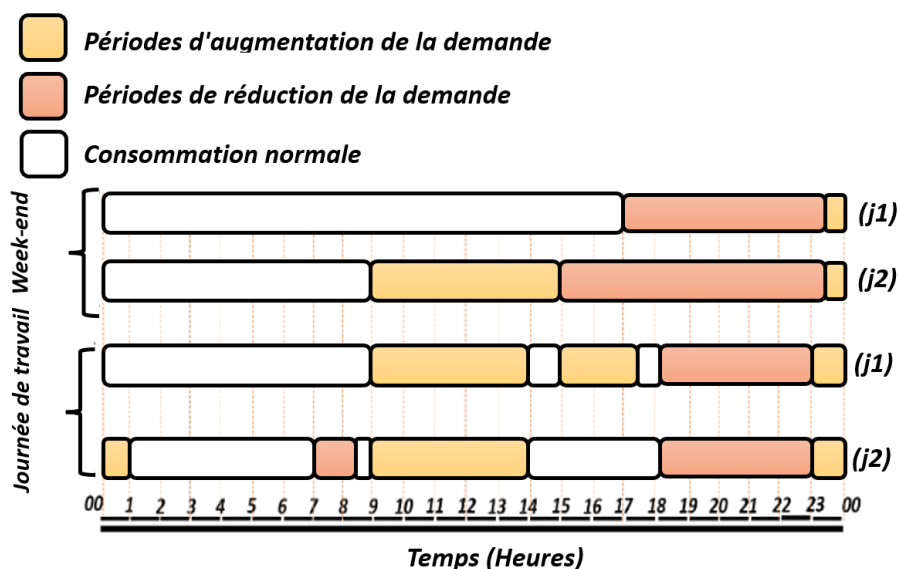


Figure 4.17: Programme journalière de réponse à la demande [87]

La figure 4.17 montre les périodes pendant lesquelles les consommateurs contribuent à la réduction de la charge de pointe et au remplissage des heures creuses au cours de la journée en fonction de leurs besoins.

La contribution des consommateurs suit une distribution aléatoire tout au long de la journée.

Cinq profils de consommateurs sont mis en œuvre :

- Les consommateurs qui peuvent déplacer leur consommation avant le pic du soir.
- Les consommateurs qui augmentent leur demande pendant les périodes de surplus.
- Les consommateurs qui réduisent leur consommation pendant les périodes de pointe.
- Les consommateurs sensibles aux fluctuations de prix.

Différents scénarios de pilotage de la charge (DR) ont été développés pour encourager la participation des clients tenant compte de l'évolution du prix de l'électricité comme le montre la figure 4.18.

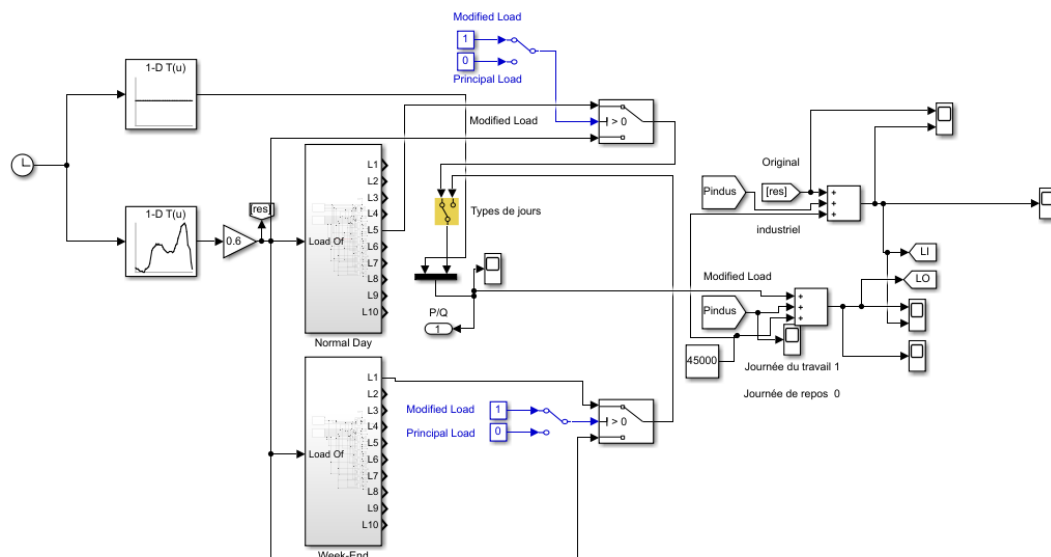


Figure 4.18: Schéma bloc Simulink des scénarios de pilotage de la charge (DR)

Les profils de participation des consommateurs dans la gestion de la demande sont aléatoires et dépendent directement au comportement journalier des clients. Le déroulement de la technique est illustré dans la figure 4.18.

4.9 CONCLUSION

Afin d'optimiser le dimensionnement et le contrôle, les composants du micro-réseau sont modélisés pour différents objectifs de recherche. En outre, chaque modèle a été testé et évalué par des résultats de simulation. Ces modèles développés seront utilisés dans les chapitres suivants pour construire le modèle du micro-réseau multi source.

Chapitre 5
Gestion optimale de l'énergie et le
pilotage de la charge dans les micro-
réseaux

Chapitre 5 : Gestion optimale de l'énergie et le pilotage de la charge dans les micro-réseaux

5.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, les différentes stratégies de gestion (SGE et DSM) proposées au chapitre 3 sont testées en simulation sur MATLAB Simulink. Les techniques de gestion développées sont appliquées à un micro-réseau multi source résidentielle relié au réseau.

Différents scénarios opérationnels ont été développés pour tester le fonctionnement et voir le comportement du système de gestion pendant une journée en tenant compte des prévisions des ressources renouvelables, la prévision de la charge et du l'état de charge des batteries, l'objectif principal est de fournir une stratégie de gestion efficace et optimale.

Dans un premier lieu, un système de gestion de l'énergie basé sur les règles est utilisé pour assurer un partage de puissance optimale entre les différentes sources et la charge.

Dans un deuxième temps, une approche globale de la gestion de la demande est menée afin de gérer les situations de pointes/creuses à l'échelle résidentielle basé sur un arbre de décision utilisant un système de stockage (SSEB) et un programme de réponse à la demande (DR) puis en utilisant la technologie V2G dans le 2ème scénario.

5.2 GESTION OPTIMALE DE L'ENERGIE POUR UN MICRO-RESEAU HYBRIDE

5.2.1 Configuration du système

➤ Description du micro-réseau

L'étude développée dans ce document est conçue pour un 'MG' résidentiel connecté au réseau. La figure 5.1, montre la structure du micro-réseau étudiée.

Le micro-réseau comprend une charge variable incontrôlable d'une puissance nominale de 400 kW, un champ photovoltaïque (PV) de 235 kW, un parc éolien (WT) de 200 kW, un système de stockage d'énergie par batteries de 750 KWh (SSEB) et une station de charge de VE qui reçoit 8 voitures de 60 kWh chacune avec différents profils de charge, ces véhicules sont équipés de la technologie 'V2G'.

Une connexion bidirectionnelle entre le micro-réseau et le réseau principal (c'est-à-dire que l'énergie peut être achetée ou vendue) est utilisée pour assurer la stabilité de la tension/fréquence. L'ensemble du système est contrôlé par un système de gestion de l'énergie (SGE).

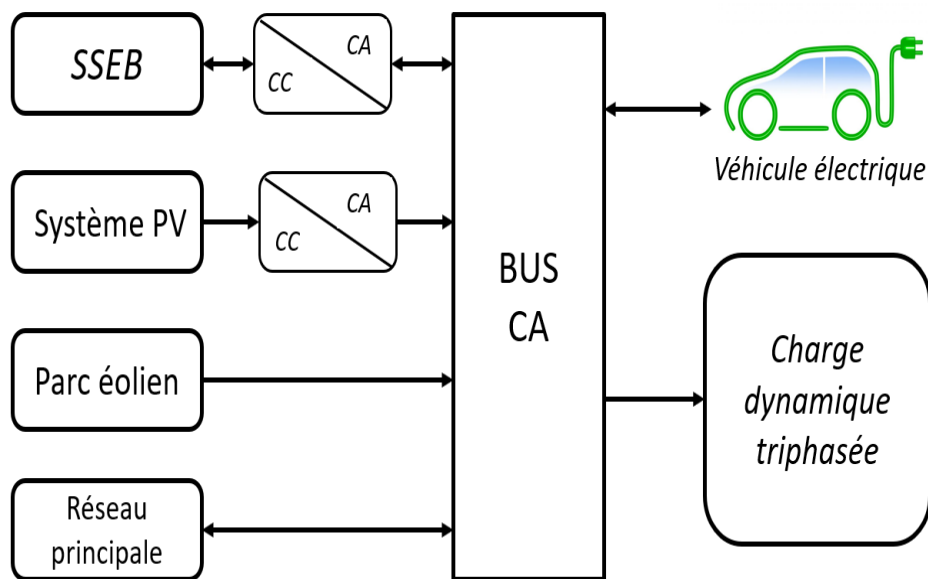


Figure 5.1: Architecture du micro-réseau proposé

Le tableau 5.1 présente les paramètres de chaque élément dans le MG. [51, 70]

Tableau 5.1 : Paramètres du micro réseau (1)

Symbole	Description	Valeurs	Unités
Ppv	Puissance nominale photovoltaïque	235	KW
Pwt	Puissance nominale des éoliennes	200	KW
PL	Puissance nominale de la charge	400	KW
PBAT	Puissance nominale de la batterie	750	KWh
SOCB-max	L'état de charge maximum de la batterie	95	%
SOCB-min	L'état de charge minimum de la batterie	20	%
SOCVE-max	L'état de charge maximum du VE	100	%
P_{VE}	Puissance nominale VE	60	KWh
P réseau-max	Puissance maximale délivrée par le réseau	260	KW
T	Temps de simulation	24	h

5.2.2 Gestion de l'énergie pour un micro-réseau en mode connecté

5.2.2.1 Système de gestion de l'énergie basé sur des règles (RB-EMS)

Dans cette section, la méthode des règles est utilisée pour déterminer la gestion optimale de l'énergie pour un micro-réseau résidentiel multi-sources connecté au réseau.

Le système de gestion de l'énergie (SGE) est utilisé pour programmer de manière optimale les ressources énergétiques, les systèmes de stockage et les véhicules électriques dans les micro-réseaux afin de satisfaire la demande.

L'algorithme est développé sous la forme de "if-then-else" chargé de mettre en œuvre une stratégie de prise de décision en temps réel. Ces modes exécutent le flux d'énergie entre les différents composants du système.

Le 'SGE' d'un micro-réseau est représenté sur la figure 5.2.

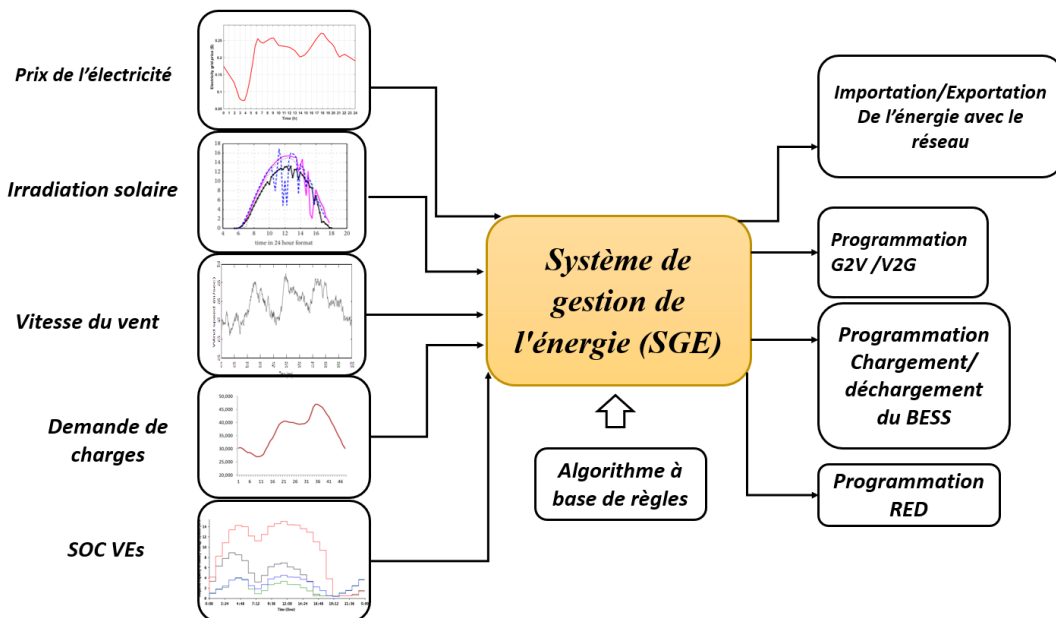


Figure 5.2: Système de gestion de l'énergie proposé [70]

Le système de gestion de l'énergie reçoit les valeurs prévisionnelles de la demande de charge, des ressources énergétiques distribuées (PV et WT) (irradiation, vitesse du vent), l'état de charge du système de stockage (SOC) et les données des VE connectés aux stations de recharge et leurs 'SOC' ainsi que le prix du marché de l'électricité à chaque heure de la journée, afin d'imposer et programmer la puissance de sortie des 'GED', la puissance d'importation/exportation avec le réseau principal, le temps d'importation/exportation de puissance des VEs (VEs qui participent à la génération d'énergie au moment de pointe et les autres qui sont programmés pour être chargés) (Fig. 5.2) [70].

Le fonctionnement du système est déterminé en fonction de la puissance 'PV', 'WT', l'état de charge du système de stockage et de la demande de la charge [70].

La gestion de l'énergie repose sur les règles principales suivantes :

- Les énergies (photovoltaïque et éolienne) sont principalement utilisées pour alimenter les charges.

- Le 'SSEB' est chargé par le réseau ou par le surplus de la puissance provenant des énergies renouvelables lorsque le prix de l'électricité est bas (lorsque la production est supérieure aux charges).

- Le 'SSEB' se décharge lorsque le système photovoltaïque et les éoliennes ne sont pas suffisants et que le prix de l'électricité du réseau est élevé.

- Les 'VEs' se chargent lorsque le prix de l'électricité est bas et/ou par l'excédent d'énergie du système 'PV' et des 'WT'.

- Les 'VEs' injectent une partie de leur puissance (V2G) lorsqu'un pic de consommation se produit ou lors d'une fluctuation de la production renouvelable.

- Le réseau alimente la charge lorsque les systèmes 'PV', 'WT' et le 'SSEB' ne sont pas suffisants.

- Lorsque le 'SSEB' est chargé et que la production est supérieure à la consommation, l'énergie renouvelable excédentaire est envoyée directement au réseau [76].

Les contraintes appliquées au système d'optimisation sont décrites ci-dessous :

Le flux d'énergie dans le micro-réseau doit toujours rester équilibré comme le montre l'équation (5.1).

$$P_L(t) = P_{pv}(t) + P_{wt}(t) + P_{BAT}(t) + P_{réseau}(t) + P_{VE}(t) \quad (5.1)$$

L'excédent et le déficit de puissance sont exprimés dans les équations (5.2) et (5.3).

$$P_{EX}(t) = [P_{pv}(t) + P_{wt}(t)] - P_L(t) \quad (5.2)$$

$$P_{Def}(t) = P_L(t) - [P_{pv}(t) + P_{wt}(t)] \quad (5.3)$$

$$P_{Réseau}(t) \leq P_{Réseau-max}$$

Où : P_L est la puissance de la charge, P_{BAT} est la puissance de la batterie, $P_{Réseau}$ est la puissance fournie par le réseau, P_{PV} est la puissance photovoltaïque, P_{wt} est la puissance de l'éolienne, P_{VE} est la puissance des VEs, P_{EX} est la puissance excédentaire et P_{Def} est la puissance déficitaire, $P_{Réseau-max}$ est la puissance maximale délivrée par le réseau.

La charge doit toujours être alimentée par les énergies renouvelables (solaire, éolienne, le système de stockage (statique (SSEB), mobile (V2G)) ou par le réseau électrique. Le signe positif de $P_{réseau}$ pour l'achat d'électricité, négatif pour la vente d'électricité au réseau.

P_{BAT} et P_{VE} sont négatifs pour l'opération de décharge et d'injection respectivement, et positifs pour le chargement.

L'état de charge initial et final du système de stockage ne sont pas identiques.

➤ **Contrainte de l'état de charge de la batterie**

L'état de charge du système de stockage et de chaque 'VE' est limité dans les marges prédéfinies comme le montre les contraintes suivantes :

$$SOC_{Bmin}(t) \leq SOC_B(t) \leq SOC_{Bmax}(t)$$

$$SOC_{VEmin}(t) \leq SOC_{VE}(t) \leq SOC_{VEmax}(t)$$

Ces contraintes signifient que les batteries de stockage (SSEB et VE) ne doivent pas être chargées ou déchargées lorsque le 'SOC' est hors limites.

La figure 5.3, décrit en détail le déroulement de l'algorithme 'RBA'.

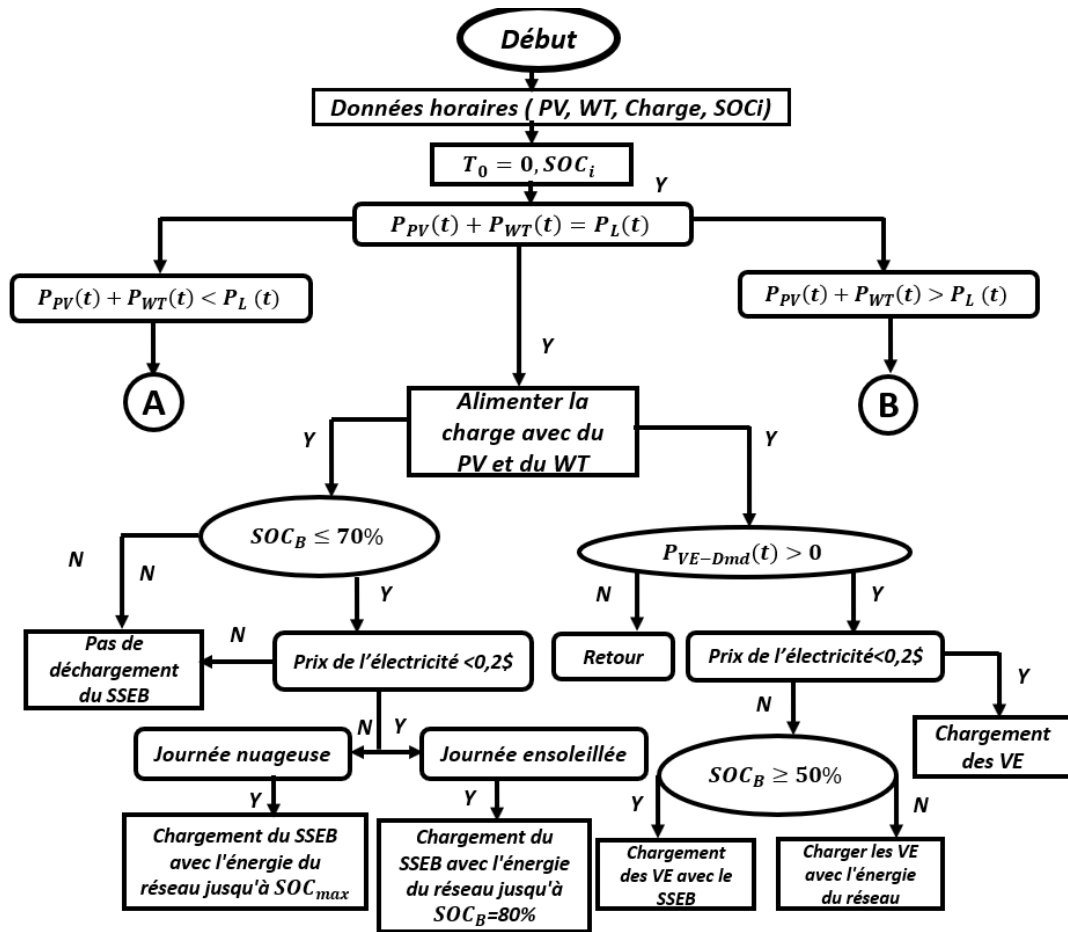


Figure 5.3.(a) : Organigramme de la méthode proposée 'équilibre production-consommation'

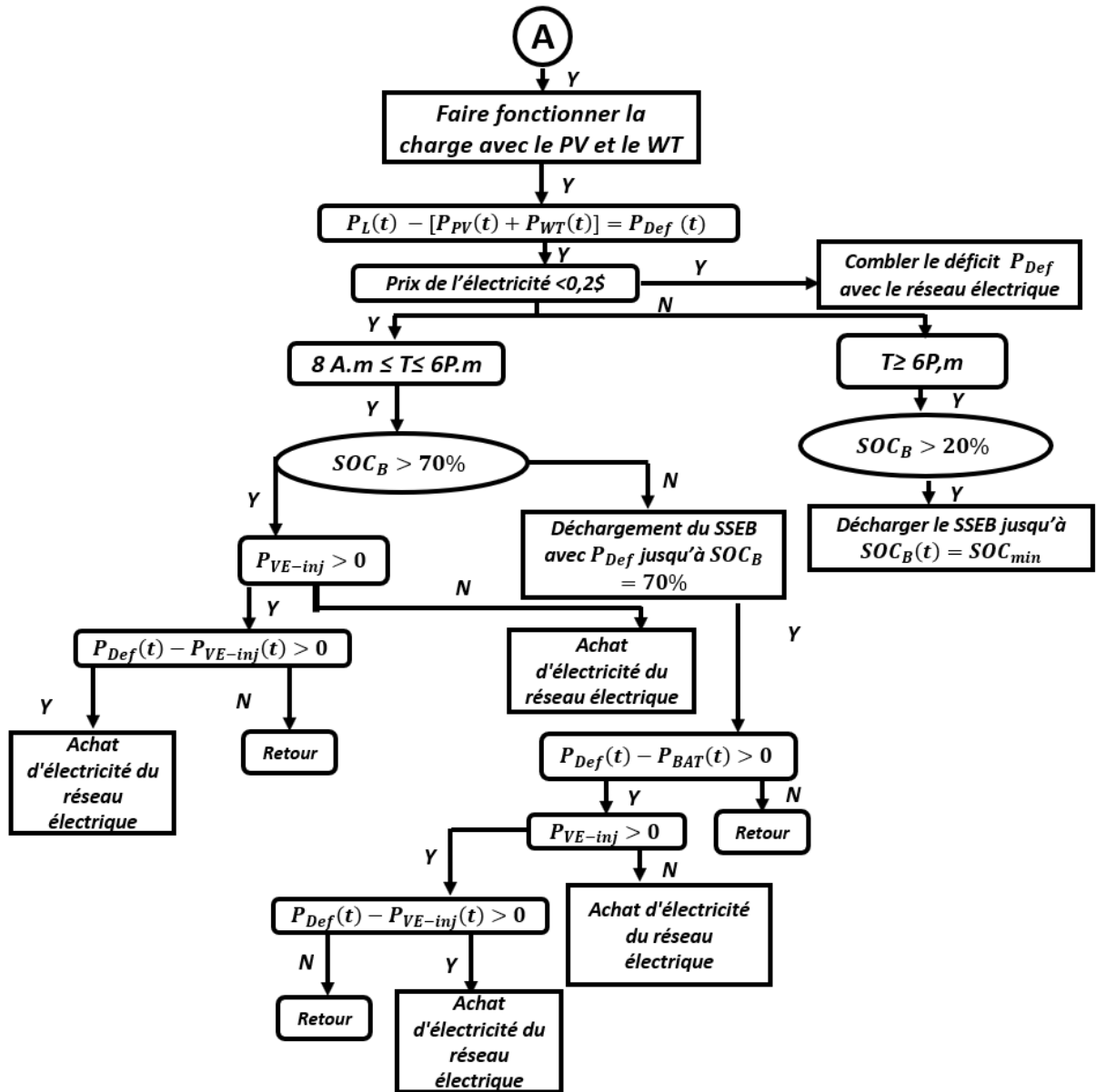


Figure 5.3.(b) : Organigramme de l'algorithme des règles proposé " déficit"

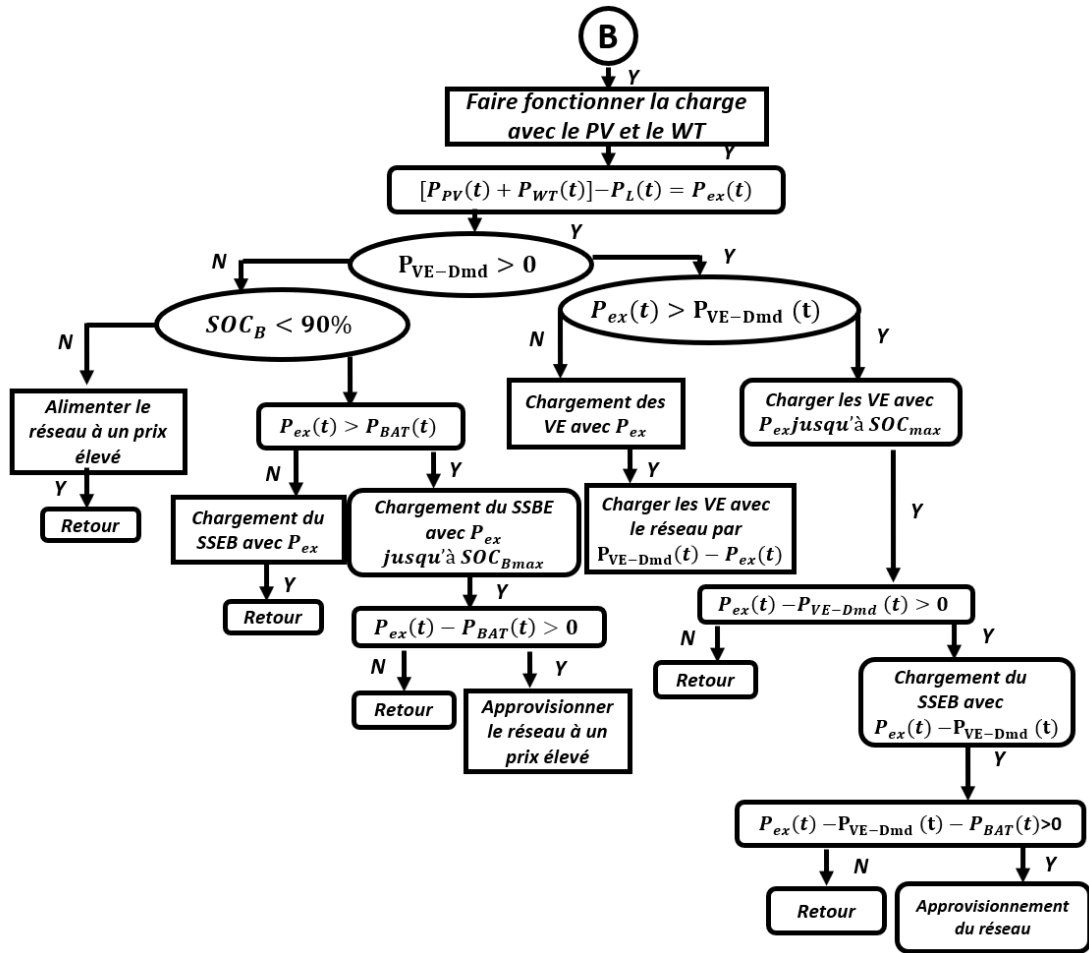


Figure 5.3.(c) : Organigramme de l'algorithme des règles proposé " excédent "

La stratégie d'exploitation du système hybride est illustrée dans la figure 5.3 et elle est décrite comme suit :

$$P_{pv}(t) + P_{wt}(t) = P_L(t) \tag{5.4}$$

Dans le premier cas, l'énergie (photovoltaïque et éolienne) est utilisée pour satisfaire la charge. Ensuite,

Si la puissance demandée par les 'VE' $P_{VE-Dmd} > 0$ et $SOC_B(t) \geq 50\%$.

Le 'SGE' assure le chargement des 'VE' par la puissance des batteries sinon par le réseau lorsque le prix d'électricité est bas.

Si le $SOC_B(t) \leq 70\%$ et que le prix de l'électricité est bas, le 'SGE' programme le chargement des batteries par le réseau.

$$P_{pv}(t) + P_{wt}(t) > P_L(t) \tag{5.5}$$

Lorsque la production est supérieure à la consommation, la totalité de la charge est alimentée par la production renouvelable (PV et WT).

La gestion du surplus est donnée par l'équation (5.2) :

Si $P_{VE-Dmd} > 0$ et $P_{ex}(t) > P_{VE-Dmd}$, Le 'SGE' autorise le chargement de tous les 'VE', et le surplus restant est utilisé pour charger les batteries ; si $P_{ex}(t)$ est toujours positive, l'électricité est vendue directement au réseau.

Si $P_{ex}(t) < P_{VE-Dmd}$, Le surplus d'énergie renouvelable et le réseau assurent le chargement des véhicules électriques. Si les 'VE' n'ont pas besoin d'énergie et que $SOC_B < 90\%$ et $P_{ex}(t) > P_{BAT}(t)$, Les batteries seront chargées jusqu'à SOC_{Bmax} par la puissance excédentaire $P_{ex}(t)$.

Si $SOC_B > 90\%$ et que le prix de l'électricité est élevé, l'excédent sera vendu directement au réseau.

$$P_{pv}(t) + P_{wt}(t) < P_L(t) \quad (5.6)$$

La gestion du déficit donnée par l'équation (5.3), prend en compte le temps et le prix de l'électricité.

Lorsque le prix de l'électricité est élevé, et (8a. $m < T < 6p.m$) et $SOC_B(t) > 70\%$ et que certains 'VEs' peuvent injecter une partie de leur puissance dans le réseau, alors le déficit d'énergie sera comblé par les 'VE' et le reste sera couvert par le réseau.

Si (8a. $m < T < 6p.m$) et $SOC_B < 70\%$ le déficit sera comblé en priorité par le 'SSEB', les 'VE' et le réseau comme une dernière solution.

Pendant la soirée ($T > 6p.m$), si le $SOC_B > 20\%$, le système de stockage couvre la demande.

Si le prix de l'électricité est bas, le réseau alimente la charge.

Dans cette section, le système de gestion d'énergie développé est donné par la figure 5.4.

L'objectif principal est d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques afin de satisfaire la demande à un coût minimal et de réduire les fluctuations du profil de charge. Différents scénarios opérationnels ont été mis en œuvre pour tester le fonctionnement du système pendant une journée, y compris des scénarios météorologiques (temps ensoleillé et nuageux), le profil aléatoire des 'VEs', la variation de la charge, de la production et du prix d'électricité.

La figure 5.4, présente de modèle du micro réseau développé [51, 70].

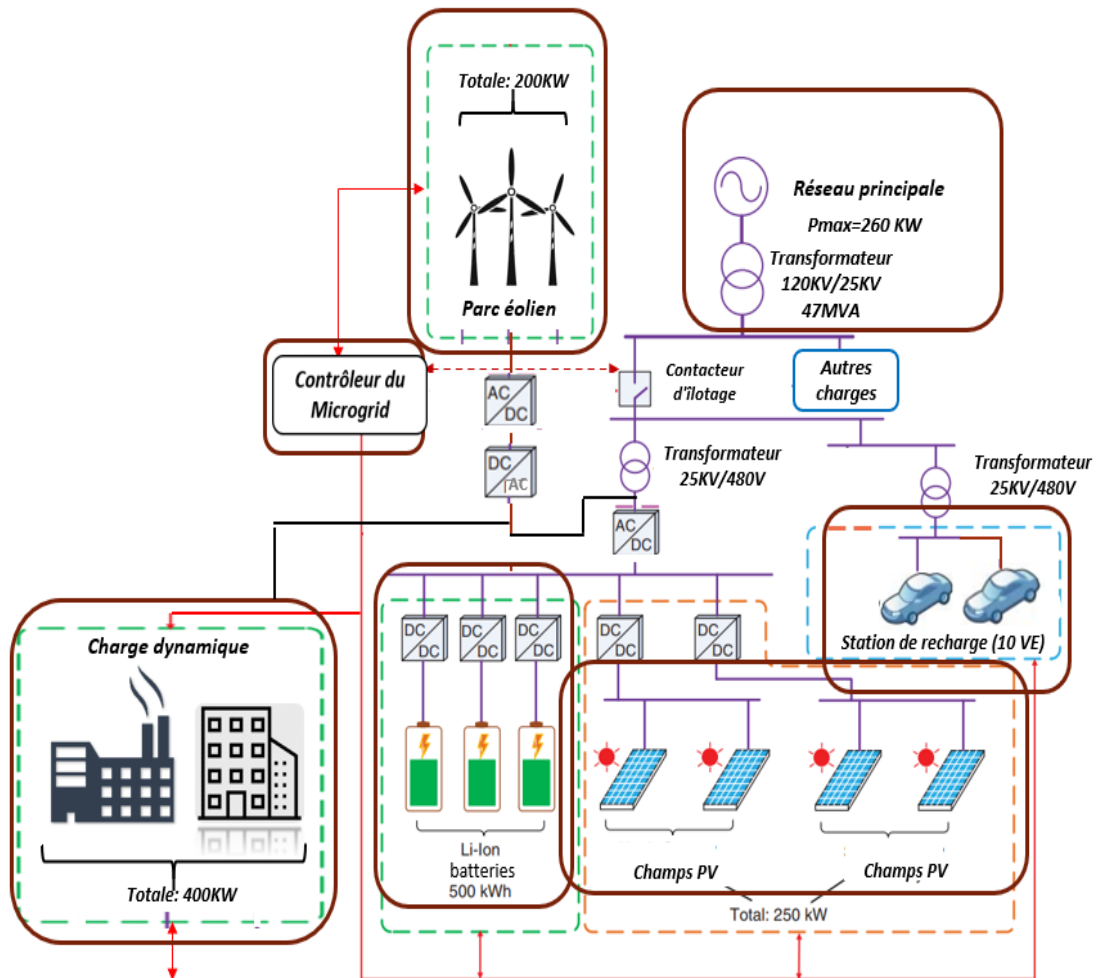


Figure 5.4 : Modèle MATLAB/Simulink d'un Microgrid connecté au réseau

5.2.2.2 Résultats et discussions

Les résultats de simulation sous Matlab/Simulink d'un micro-réseau en mode connecté sont présentés pour évaluer l'efficacité de la méthode proposée.

Les simulations ont été réalisées en mode discret afin d'obtenir des résultats précis pour chaque scénario.

Différents scénarios opérationnels sont mis en œuvre pour voir le comportement du système de gestion de l'énergie (SGE) dans le partage optimal de la puissance entre les différentes sources en tenant compte les tarifs résidentiels typique de l'électricité du réseau (Fig.4.14), le 'SOC' du 'SSEB', la demande de la charge et le temps de chargement et d'injection des véhicules électriques.

Les simulations ont été réalisées durant une période de 24 heures afin de visualiser les différentes conditions de fonctionnement.

Le fonctionnement du système est devisé en trois modes :

Mode 1-Le 'SSEB' est déconnecté du Microgrid et la technologie 'V2G' est désactivée.

Mode 2- Fonctionnement normale : trois scénarios sont exécutés pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse respectivement.

- **Scénario-1** : L'état de charge initial du 'SSEB' (SOCi = 20%).
- **Scénario-2** : L'état de charge initial du 'SSEB' (SOCi = 60%).
- **Scénario-3** : L'état de charge initial du 'SSEB' (SOCi = 95%).

Mode 3- Fonctionnement perturbé (variation brusque de la charge) : trois scénarios sont exécutés pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse respectivement.

Scénario-1 : L'état de charge initial (SOCi = 20%).

Scénario-2 : L'état de charge initial (SOCi = 60%).

Scénario-3 : L'état de charge initial (SOCi = 95%).

Dans les deux derniers modes de fonctionnement les 'VEs' qui restent sur le parking ont la possibilité de vendre une partie de leur énergie au réseau selon le comportement de chaque consommateur et le 'SOC' de chaque 'VE' branchée.

Notez que le 'V2G' n'est activé que pendant :

- Les heures de pointe du réseau.
- Le prix élevé de l'électricité du réseau.
- La fluctuation de la production renouvelable.

Pendant les journées ensoleillées, le système photovoltaïque suit une distribution normale de l'ensoleillement et atteint sa puissance maximale à midi comme le montrent les figures 5.5 5.10 et 5.14.

La production éolienne suit une variation aléatoire durant de la journée en fonction de la vitesse du vent.

La courbe de charge quotidienne présente une consommation résidentielle d'une puissance maximale de 400 kW, le profil de charge varie tout au long de la journée et présente des périodes de forte demande en soirée et le matin et des creux pendant la nuit.

➤ **Mode 1-** Le 'SSEB' est déconnecté du micro-réseau et la technologie 'V2G' est désactivée.

La variation de la puissance produite par les différentes sources (réseau, PV et WT) et la charge pour une journée est présentée dans les figures 5.5 et 5.6.

Dans le **Mode-1**, lorsque le micro-réseau fonctionne sans 'SSEB' et 'V2G' (Fig. 5.5 et 5.7) la demande de charge est alimentée par le réseau principal et les éoliens au début de la journée jusqu'à 7h lorsque le prix d'électricité est faible, ensuite le système PV commence à produire de l'énergie pour couvrir la charge. De 10h à 14h30 les (PV et WT) alimentent la totalité de la charge et l'excédent de puissance sera directement vendu au réseau à un prix élevé pour tirer également des avantages économiques (journées ensoleillées).

De 14h30 à 18h, la production PV commence à diminuer et le réseau fournit de l'énergie en collaboration avec la production éolienne.

Pendant les journées nuageuses (fig-5.6), les sources d'énergie distribuées ne peuvent pas satisfaire la demande en raison de l'intermittence de la production PV, donc le déficit sera comblé par le réseau à un prix élevé, puis après le coucher de soleil à 18h, le réseau entre en collaboration avec les 'WT' afin de satisfaire la totalité de la charge.

Pendant la soirée (De 18h à minuit), la demande d'énergie atteint sa valeur maximale (Le pic de soir), les éoliens alimentent la charge et la totalité d'énergie sera délivrée par le réseau pour répondre à la demande de puissance ce qui entraîne des frais d'achat très élevés.

Les figures 5.7 et 5.8, montrent que les 'VEs' sont programmés pour être chargés au début et à la fin de journée par le réseau lorsque le prix d'électricité est faible.

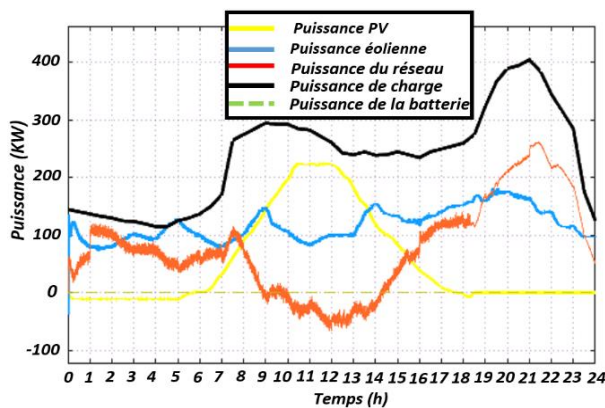


Figure 5.5 Variation de la puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

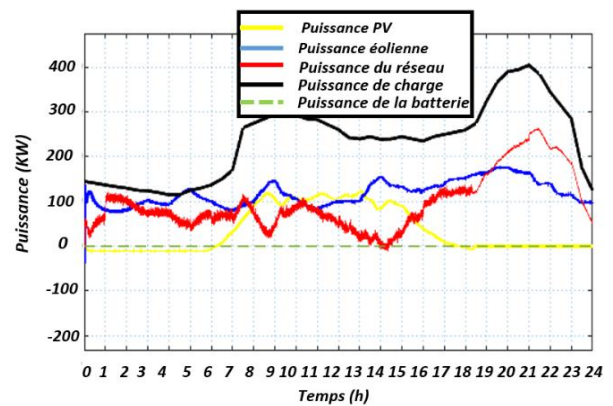


Figure 5.6 Variation de la puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse

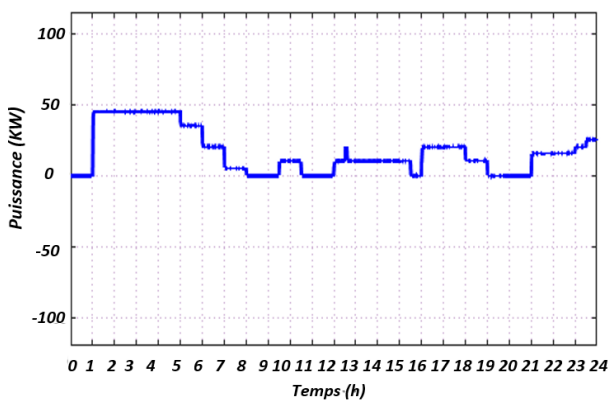


Figure 5.7 Chargement des 'VEs' pour une journée ensoleillée

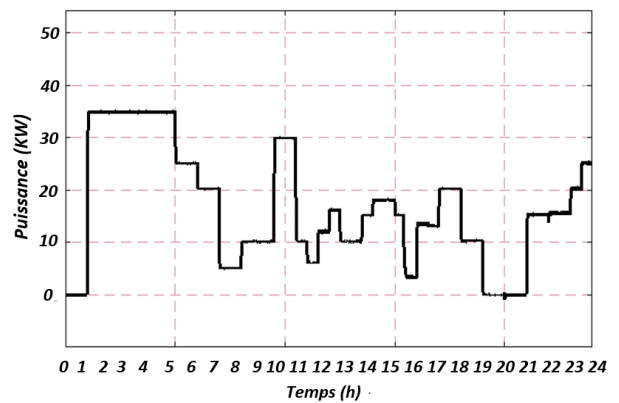


Figure 5.8 Chargement des 'VEs' pour une journée nuageuse

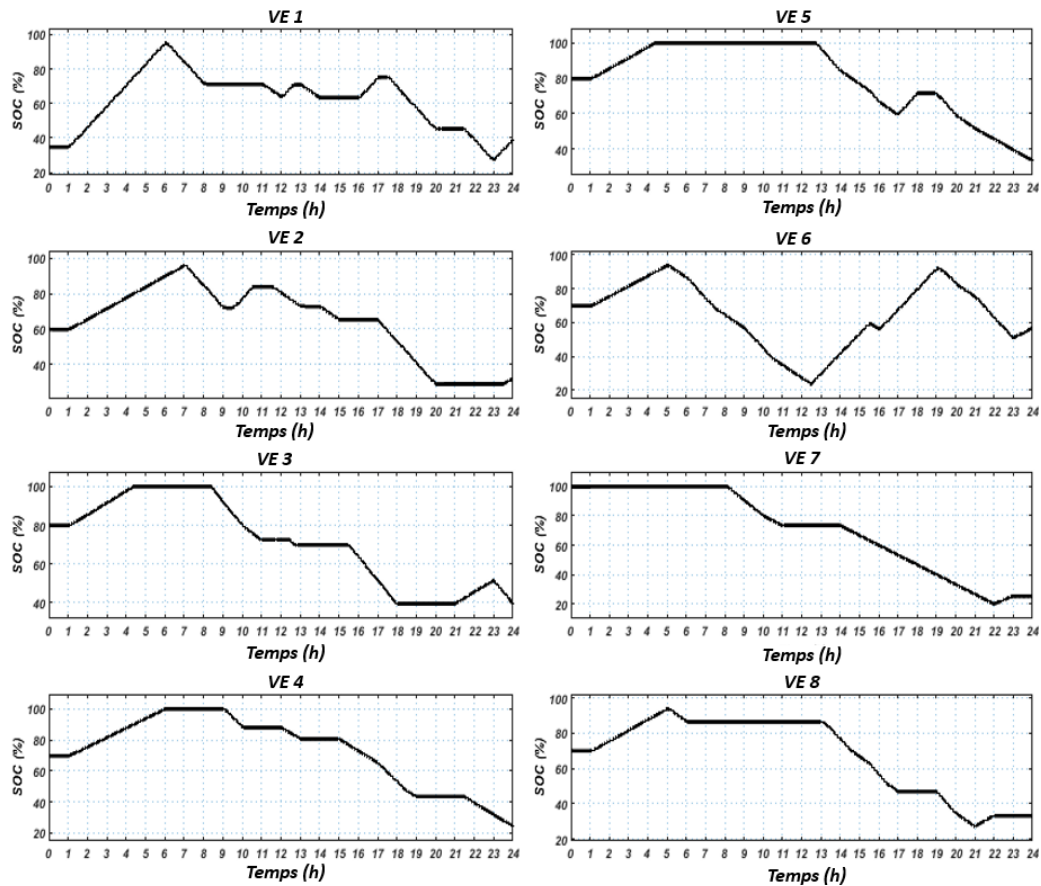


Figure 5.9 : État de charge des VE pendant la journée.

Pour les journées ensoleillées, le système de gestion implémenté propose aux clients stationnés de recharger leurs 'VE' par l'excédent de l'énergie renouvelable lorsque la production dépasse la consommation de (9 h à 10 h) et de (midi à 19 h) figure 5.9. Pendant les périodes de forte consommation, la recharge des 'VEs' pendant la journée entraîne des coûts légèrement plus élevés lorsque le consommateur est obligé de charger son véhicule. Nous pouvons constater que le réseau assume toute la puissance demandée par la charge au début et à la fin de la journée, ce qui augmente le coût et diminue la solution de gestion optimale. La figure 5.5 montre que le réseau est arrêté pendant 4 heures par jour et que la puissance maximale appelée par le réseau atteint les 250KW.

Dans ce mode de fonctionnement, l'absence de moyens de stockage (stationnaire (SSEB) et mobile (V2G)) entraîne un surcoût énergétique, et rend le système moins économique en dehors des périodes de production renouvelable où la totalité de la demande est délivrée par le réseau.

➤ **Mode 2- Fonctionnement normale.**

En fonctionnement normale c'est-à-dire lorsque le profil de charge suit la consommation quotidienne donnée par la figure 4.15, Les figures suivantes montrent les résultats pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse respectivement pour différentes valeurs de 'SOC'. Dans cette section, le système de stockage par batterie (SSEB) et le transfert d'énergie par 'V2G' sont mise en œuvre. La variation de la puissance produite par les différentes sources

(PV-WT-SSEB), le réseau et la charge pour une journée est montrée dans les figures 5.10 et 5.11.

➤ **Scénario-1** : L'état de charge initial (SOCi = 20%).

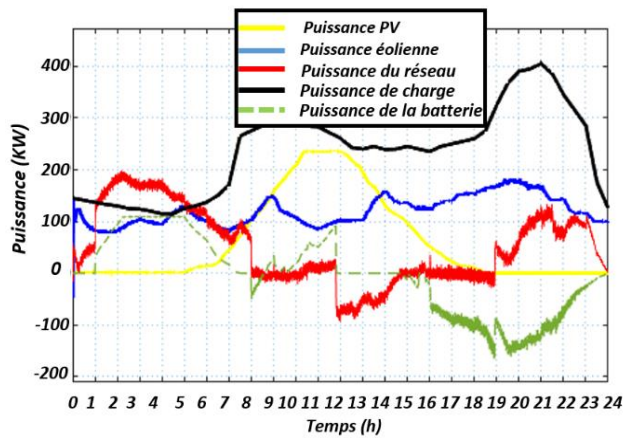


Figure 5.10. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

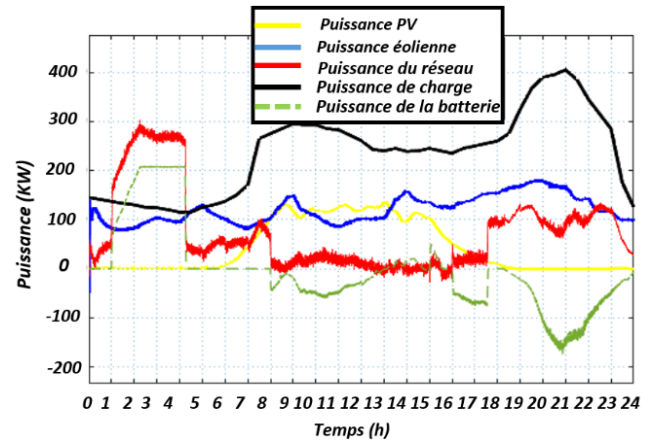


Figure 5.11. Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse

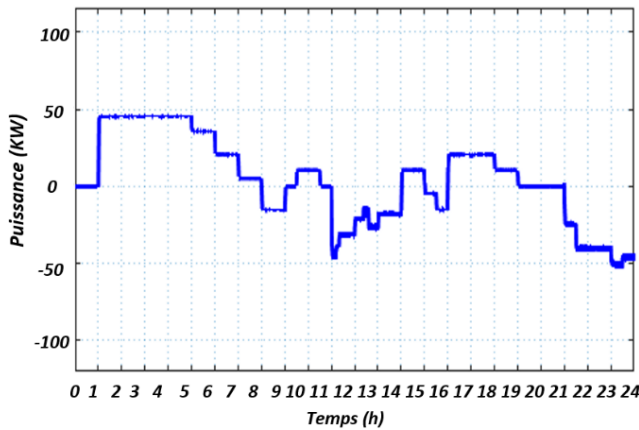


Figure 5.12. Chargement des VE et opérations V2G pour journée ensoleillée

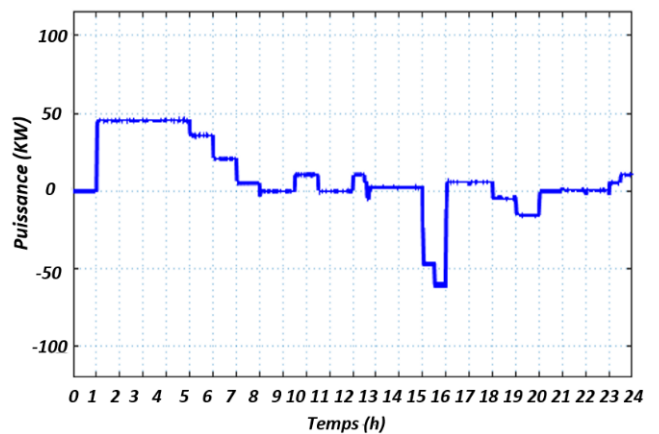


Figure 5.13. Chargement des VE et opérations V2G pour une journée nuageuse

➤ **Scénario-2** : L'état de charge initial (SOCi = 60%).

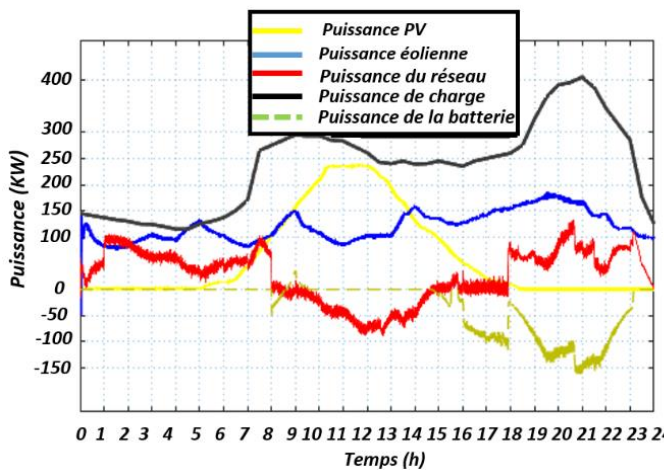


Figure 5.14: Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

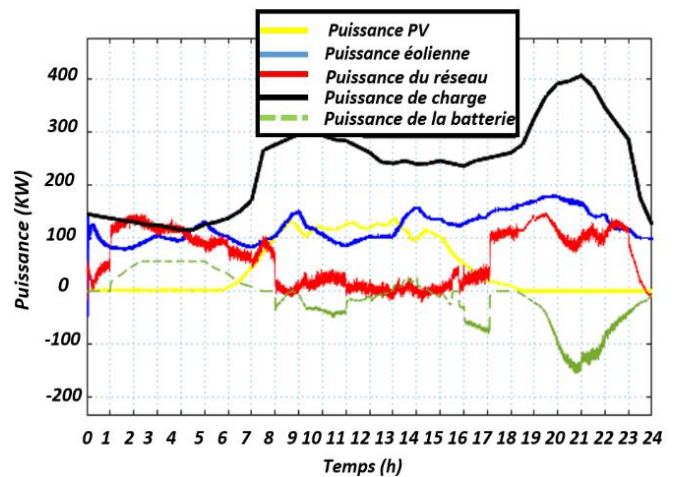


Figure 5.15: Variation de puissance du micro-réseau durant un journée nuageuse

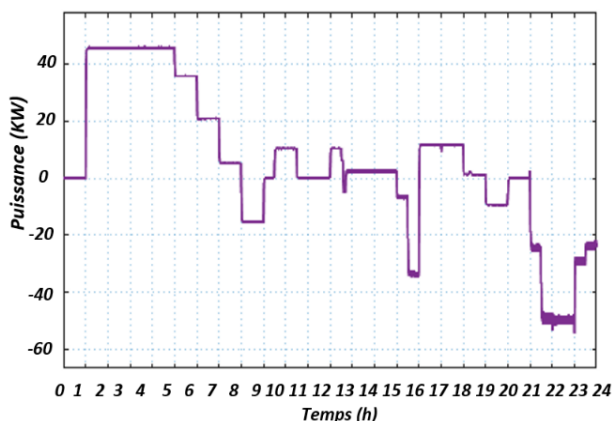


Figure 5.16 : Chargement des VE et opérations V2G pour journée ensoleillée

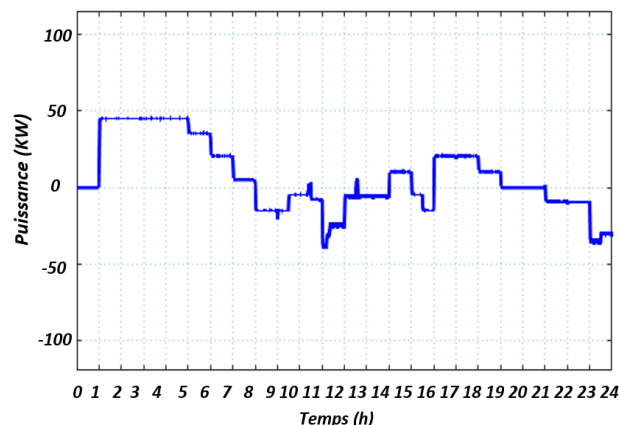


Figure 5.17: Chargement des VE et opérations V2G pour une journée nuageuse

Pendant les journées ensoleillées, Au début de la journée, le réseau et les éoliens (WT) coopèrent pour assurer la demande et couvrir le chargement des batteries avant le lever du soleil jusqu'à un 'SOC' de 80% pour profiter du coût faible de l'énergie comme le montre les figures (5.10 et 5.14).

A 8h du matin, lorsque la production dépasse la consommation (fig.5.10 et 5.14), la charge est alimentée par les systèmes 'PV' et 'WT' jusqu'à 16 heures et l'excédent de puissance provenant des énergies renouvelables est utilisé en priorité, premièrement, le surplus est utilisé pour augmenter le 'SOC' du 'SSEB' jusqu'à sa limite finale (de 9 heures du matin à midi à prix bas, le reste de l'excédent sera destiné à la recharge des VE stationnés comme une deuxième priorité à (9h30) et (15h) comme le montre la Figure 5.9 sinon, comme une dernière étape, l'énergie supplémentaire sera envoyée directement au réseau de (midi à 14h30).

De 14h30 à 18h, la demande dépasse la consommation, le 'SSEB' commence à se décharger pour combler le déficit de puissance.

En fin de journée, après le coucher du soleil, le 'SSEB' alimente la charge jusqu'à sa limite finale 'SOC' en collaboration avec la production éolienne pour réduire la charge sur le réseau, ce qui apporte un gain économique considérable. Nous pouvons voir que le réseau s'arrête de fonctionner pendant 11 heures par jour (de 8h à 19h), estimé en utilisant la méthode basée sur les règles et la puissance maximale fournie par le réseau diminue à une valeur de 190KW par rapport à l'exemple précédent. Il en résulte une amélioration des conditions de fonctionnement et une réduction simultanée des coûts de carburant, de l'achat d'électricité sur le réseau et des émissions de CO2 et une maximisation des énergies renouvelables.

Les figures (5.12, 5.13) et (5.16, 5.17) présentent les puissances totales de chargement et d'injection des véhicules stationnés pendant la journée.

On peut voir que les 'VE' stationnés de (7h à 8h) c'est-à-dire au moment du démarrage des sites industriels et le soir de (15h à 16h) lorsque les gens rentrent chez eux contribuent à l'injection d'énergie pour réduire la pointe. On peut également voir sur la figure 5.9 que le chargement des véhicules électriques est assuré par le réseau au début de la journée de 1h00

à 7h00 et par les énergies renouvelables excédentaires en milieu de journée (de 9h00 à midi) à prix bas.

Ce résultat démontre le rôle des VEs (grâce à la technologie V2G) et le 'SSEB' dans le lissage de la courbe de charge et l'écrêtage de la pointe.

➤ **Scénario-3** : L'état de charge initial SOC_i = 95%

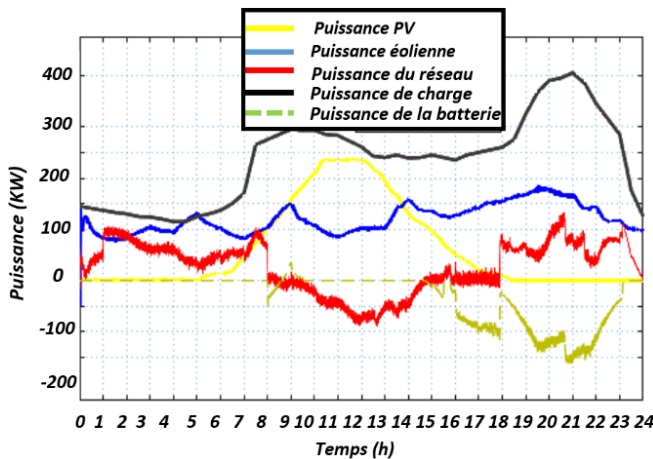


Figure 5.18. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

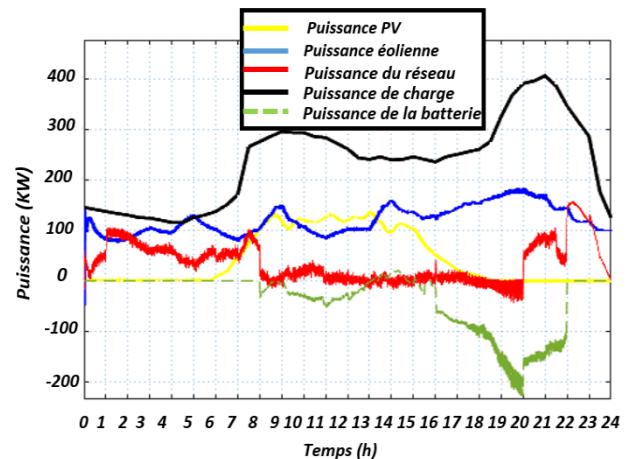


Figure 5.19: Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse

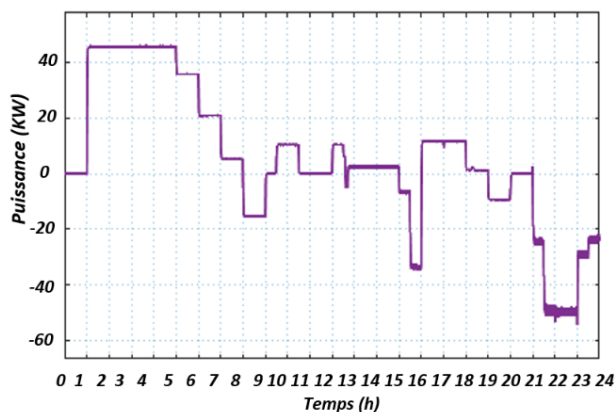


Figure 5.20 : Chargement des VEs et opérations V2G pour journée ensoleillée

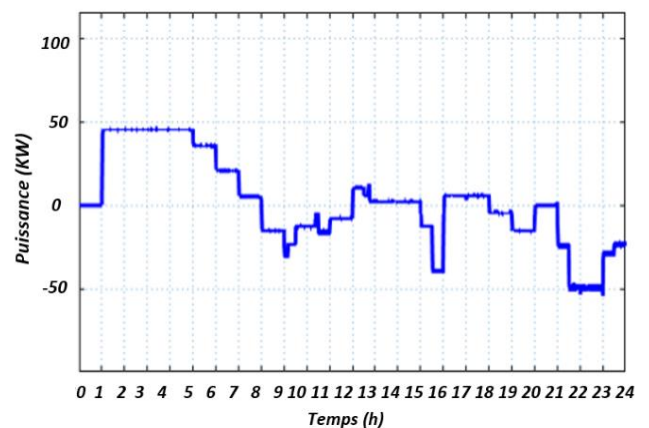


Figure 5.21 : Chargement des VEs et opérations V2G pour une journée nuageuse

Lorsque le 'SSEB' est entièrement chargé (fig.5.18) (c'est-à-dire initialement chargé), le début de la journée est réservé au chargement des 'VEs' et à l'alimentation de la charge.

De 6h à 9h30 la production renouvelable est égale à la consommation, aucune puissance n'est appelée par le réseau et les sources renouvelable couvrent la demande, ensuite de 9h30 à 14h30 la production renouvelable dépasse la consommation, le surplus d'énergie est envoyé directement au réseau à un prix élevé, ensuite de 16h à 19h le 'SSEB' décharge une partie de sa puissance pour répondre à la demande de charge en collaboration avec les 'VEs' et les 'WT' afin d'éviter l'achat de l'énergie dans cette période qui présente un prix très élevé. En fin de journée, lorsque les consommateurs rentrent chez eux, le 'SSEB' alimente la charge jusqu'à sa limite finale en coopération avec les 'WTs' pour minimiser la quantité d'énergie fournie par le

réseau (Peak Shaving). À 22 heures, lorsque les prix baissent, la demande est satisfaite par les 'WTs' et le réseau.

La figure 5.22 montre que le réseau est arrêté pendant 10 heures par jour et que la puissance maximale délivrée par le réseau atteint les 110KW. Les figures 5.20 et 5.21 décrivent les puissances totales de chargement et d'injection des véhicules stationnés pendant la journée.

On peut voir que les véhicules stationnés de (8h à 12h), (14h à 16h), (19h à 20h) et en fin de la journée autorisent une partie de leurs puissances pour participer à la génération d'énergie au moment d'intermittence et au moment de pointe afin d'éviter la charge sur le réseau (Fig. 5.20). De 21h à 23h, la majorité des véhicules participent à l'écrêtage de pointe avec une grande partie de leur puissance. Le système de gestion permet de recharger les véhicules électriques garés en début de la journée (1h à 7h) lorsque le prix de l'énergie est bas et en priorité par l'excédent de puissance lorsque la production d'énergie renouvelable dépasse la consommation de 9h à midi comme décrit dans la figure 5.9.

Pour les journées nuageuses Fig. 5.11 et 5.15, le 'SSEB' se charge avant le lever de soleil jusqu'à un 'SOCf' pour préparer au moment d'intermittence de la production photovoltaïque, A 8h un passage nuageux affecte la production photovoltaïque et provoque une surconsommation, dans ce cas le déficit de puissance sera comblé par le 'SSEB' afin de limiter l'usage de réseau jusqu'à 13h30, puis les sources d'EnR couvre la demande jusqu'à 16h.

Lorsque le 'SSEB' est complètement chargé (Fig-5.18 et 5.19), le début de la journée est réservé pour l'alimentation de la charge et le chargement des véhicules. De 16h à 18h, le 'SSEB' se décharge pour couvrir la charge. Le soir, suite à une augmentation de la charge, le système de stockage 'SSEB' se décharge la charge jusqu'à un 'SOCf' en collaboration avec les 'WT' afin de limiter la puissance délivrée par le réseau. Les véhicules stationnés injectent une partie de leur puissance pour contribuer à la génération d'énergie au moment de fluctuation d'énergie photovoltaïque de (8h à 12h), (15h à 16h) et au moment de pointe de (19h à 20h) et (21h à minuit) afin d'éviter la charge sur le réseau. On peut voir qu'après l'intégration des systèmes de stockage (SSEB et V2G), le 'SGE' optimise le partage de la puissance entre les différentes sources d'énergie et la charge d'une manière rentable, ce qui réduit la puissance importée du réseau (écrêtage), maximise l'usage des énergies vertes, et minimise les dépenses d'énergie aux heures de pointe. On peut également voir que le 'SGE' appliqué au micro réseau multi source réduit les fluctuations d'énergie imprévues dues aux variations des conditions météorologiques. Les résultats obtenus dans les différents scénarios ont démontré que l'utilisation de l'approche 'RB' pour la gestion de l'énergie dans les micro-réseaux connectés donne des meilleurs résultats et le scénario 3 (SOC=95%) présente la solution optimale.

➤ **Mode 3-** Fonctionnement perturbé

Dans le mode de fonctionnement perturbé, une baisse soudaine de la charge est survenue à 7h30 suite à une panne de courant : les figures suivantes décrivent le

comportement du système de gestion de l'énergie face à cette perturbation pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse respectivement.

➤ **Scénario-1 : L'état de charge initial (SOCi = 20%).**

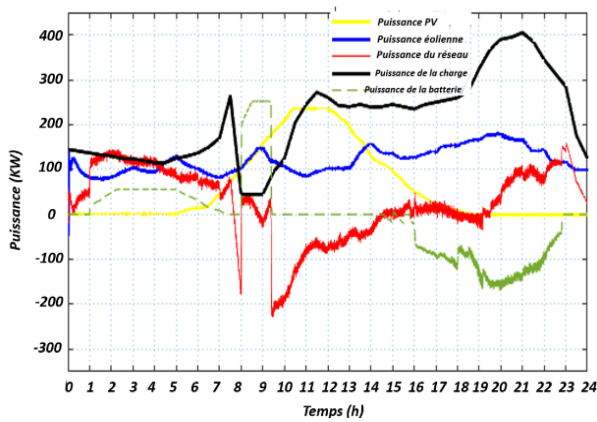


Figure 5.22. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

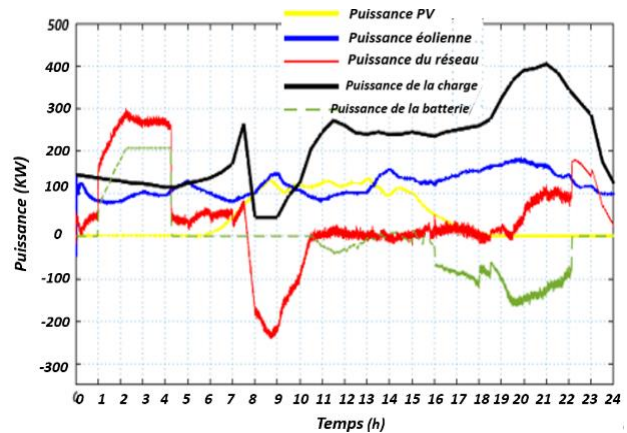


Figure 5.23. Variation de puissance du micro-réseau durant une journée nuageuse

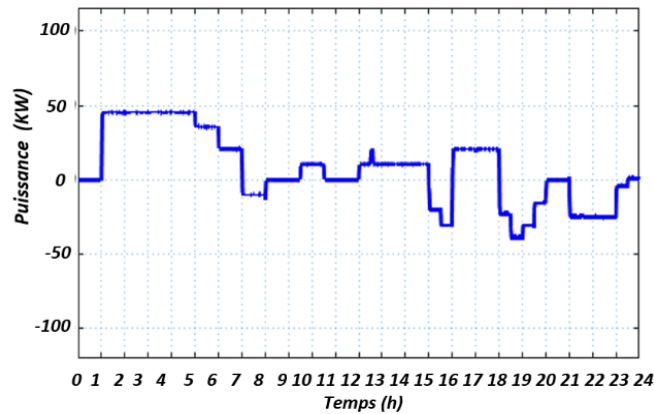


Figure 5.24. Chargement des VE et opérations V2G durant la journée

➤ **Scénario-2: L'état de charge initial (SOCi = 60%).**

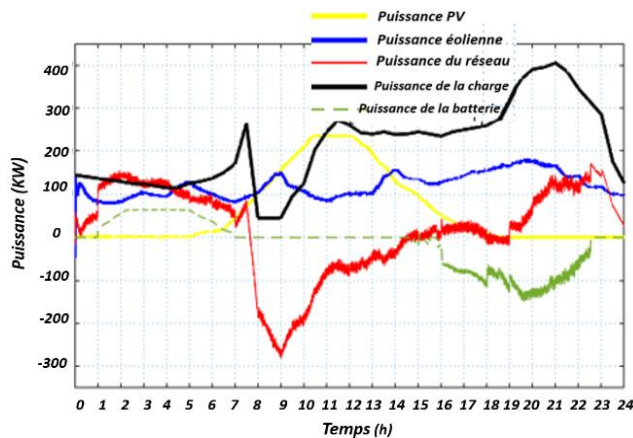


Figure 5.25. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

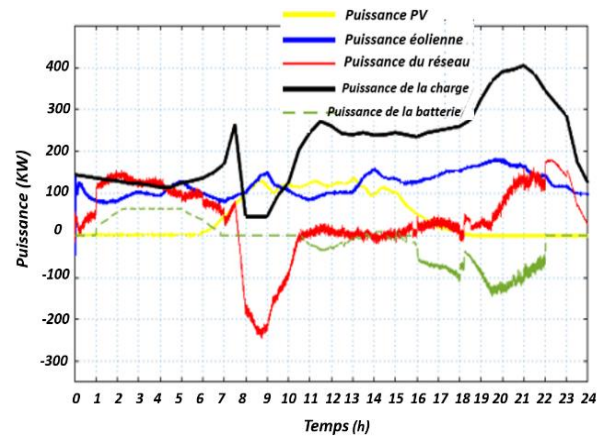


Figure 5.26. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée nuageuse

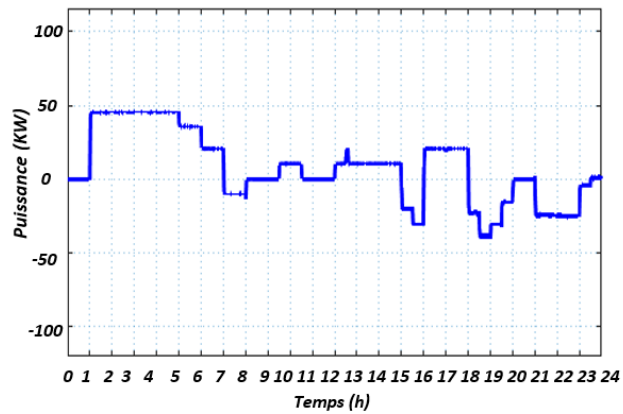


Figure 5.27. Chargement des VEs et opérations V2G durant la journée

➤ **Scénario-3** : L'état de charge initiale (SOCi = 95%).

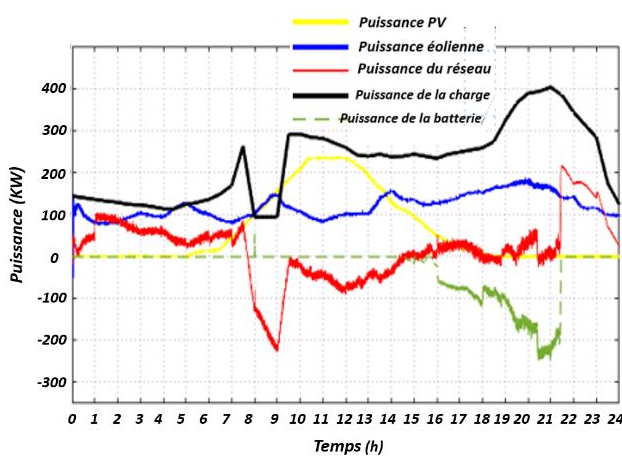


Figure 5.28. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée ensoleillée

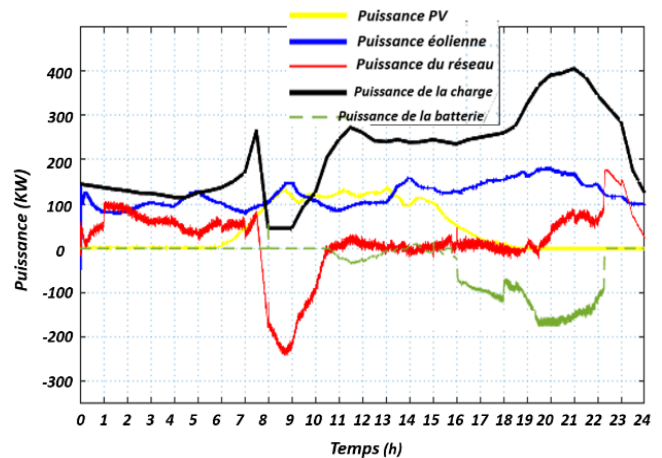


Figure 5.29. Variation de puissance du micro-réseau pour une journée nuageuse

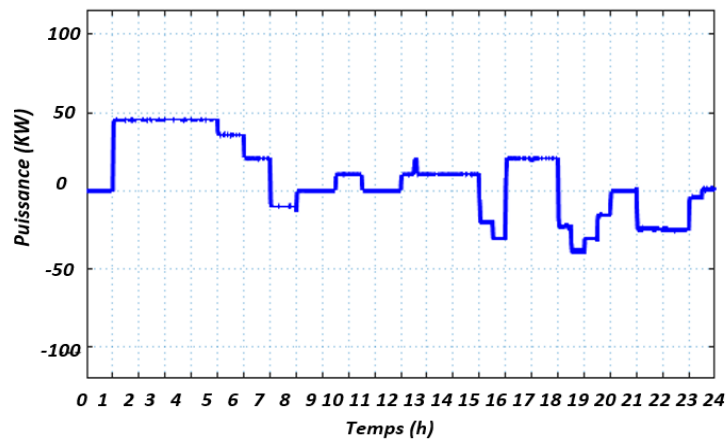


Figure 5.30. Chargement des VEs et opérations V2G durant la journée

Pour les journées ensoleillées, lorsque l'état de charge initiale est égal à 20% (Fig. 5.22), le réseau et les éoliennes assurent le chargement du 'SSEB' jusqu'à 50% et couvre la charge. Après une réduction de la charge à 7h30, le surplus produit par les énergies renouvelables est destiné pour compléter le chargement du 'SSEB' jusqu'au 'SOCf', puis de 9h30 à 14h, le reste du surplus est envoyé directement au réseau à un prix élevé.

Pour un 'SOCi' de 60% (Fig-5.25), les batteries sont entièrement chargées au début de la journée pour pouvoir vendre le surplus d'énergie au réseau pendant la matinée, puis de 14h à 16h l'énergie 'PV' et 'WT' assurent la demande. A 16h le 'SSEB' décharge une partie de son énergie jusqu'à un SOC de 60% afin de réduire la puissance importée du réseau.

Lorsque le 'SSEB' est initialement chargé (Fig-5.28), le 'SGE' assure le chargement des 'VE' stationnées et alimente la charge, A 7h du matin, une diminution brusque de la demande suite à un délestage involontaire entraîne une surproduction renouvelable, à cet égard le 'SGE' distribue cette puissance excédentaire par priorité sur les VE qui présente un 'SOC' faible et le reste sera vendue au réseau pour tirer des gains économiques considérables.

De 16h00 à 21h30, le 'SSEB' se décharge complètement pour servir le réseau aux moments de forte demande.

De cette façon, les 'VEs' branchées dans les stations contribuent à la génération d'électricité pendant les heures de pointe et les périodes de prix élevés de l'électricité à (7h-8h), (15-16h), (18h-20h) et (21h-23h).

Pendant les journées nuageuses, lorsque 'SOCi' est inférieur à 70% (fig.5.22 et fig. 5.25), l'énergie est délivrée par le réseau au début de journée à un prix bas pour assurer le chargement du 'SSEB'.

A 7h30 du matin, Une baisse soudaine de la charge est survenue, les charges disponibles au moment d'interruption sont alimentées par la production renouvelable jusqu'à 10h00, puis à partir de 10h30, la demande d'énergie dépasse la production du 'WT' et du 'PV'. Dans cette situation, le 'SSEB' décharge une partie de sa puissance jusqu'à un SOC =85%. De 13h00 à 16h00, la demande est satisfaite par les sources d'énergie (WT et PV). A partir de 16h00, le 'SSEB' se décharge jusqu'au 'SOCf' pour limiter l'utilisation du réseau pendant les périodes de prix élevés d'une part, et d'autre part pour réduire la puissance délivrée par le réseau pendant les périodes de forte demande.

En fonction des profils d'utilisation des 'VE', le 'SGE' décide quelles sont les 'VE' stationnés qui contribuent à la génération d'énergie, certains de ces 'VEs' injectent une puissance de (7h-8h), (15h-16h), (18h-20h) et durant la nuit de 21h à 23h pour couvrir le déficit de la puissance et réduire la puissance délivrée par le réseau (On peut constater que le système de stockage par batterie et le transfert 'V2G' ont un effet très important sur le fonctionnement optimal du micro-réseau, tant en termes de réduction des coûts d'achat du réseau que des coûts énergétiques).

Les résultats obtenus dans les différents scénarios ont prouvé que la gestion de l'énergie pour un micro-réseau connecté déterminé par la méthode 'RB' infère le résultat optimal dans toutes les conditions de fonctionnement. De plus, parmi les scénarios de la méthode 'RB', le scénario 2 (SOC = 60%) donne la meilleure solution.

5.2.3 Conclusion

Dans cette section, notre attention s'est portée sur un système de gestion de l'énergie (SGE) appliqué à un micro-réseau multi source résidentiel. Une technique de gestion basé sur les règles a été développée pour trouver la configuration optimale en tenant compte des prévisions des ressources renouvelables. Les résultats de la simulation ont démontré la capacité des systèmes mis en œuvre dans la génération d'énergie en fonction des besoins et dans la fourniture d'un service flexible. De plus, le mécanisme d'échange d'énergie entre la charge et les différentes sources démontre les performances offertes par les réseaux intelligents dans la gestion et l'économie d'énergie, la maximisation des échanges d'énergie avec le réseau principal et l'optimisation de l'usage des ressources vertes.

5.3 GESTION OPTIMALE DE LA DEMANDE POUR UN MICRO-RESEAU HYBRIDE

5.3.1 Gestion de la demande par une combinaison d'un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB) et un programme de réponse à la demande (DR)

Pour maintenir la sécurité, la flexibilité du système électrique, le stockage par batterie et la réponse à la demande sont en passe de devenir des sources majeures de flexibilité dans les économies avancées, ainsi que dans les marchés émergents et les économies en développement. Ensemble, ils répondront à près d'un quart des besoins de flexibilité au niveau mondial d'ici à 2030, et seront sur le point de fournir environ la moitié de la flexibilité d'ici à 2050.

Dans cette section, notre attention s'est portée sur un algorithme amélioré basé sur un arbre de décision pour réduire ou déplacer la charge de pointe et combler les heures creuses dans un micro-réseau connecté au réseau. L'objectif principal est de fournir une stratégie de gestion efficace et optimale pour un système de stockage d'énergie et un système de réponse à la demande afin de lisser la demande de pointe, de réduire le prix de l'électricité et de remplacer les unités de production de réserve coûteuses.

L'algorithme développé est mis en œuvre sur un test avec deux scénarios opérationnels pour voir le comportement du système de gestion mis en œuvre au cours d'une journée, y compris les types de jours (journée de travail et week-end), le profil aléatoire de la demande, et la variation du prix de l'électricité (PE).

5.3.1.1 Description du micro-réseau

La structure du micro-réseau comprend un système photovoltaïque (PV) [96], un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB), des charges résidentielles et industrielles. Deux onduleurs sont utilisés pour connecter le système 'PV' et le 'SSEB' au bus CA.

Le premier est un onduleur unidirectionnel ; le second est un onduleur bidirectionnel pour le chargement/déchargement de la batterie.

Une connexion bidirectionnelle entre le micro-réseau et le réseau principal (c'est-à-dire que l'énergie peut être achetée ou vendue) est utilisée pour assurer la stabilité de la

tension/fréquence. La figure 5.31, montre la structure du micro-réseau étudiée dans cette partie. Un système de gestion de la demande (DSM) [27] est utilisé avec une communication bidirectionnelle entre la charge dynamique flexible, le 'SSEB' et le réseau [28].

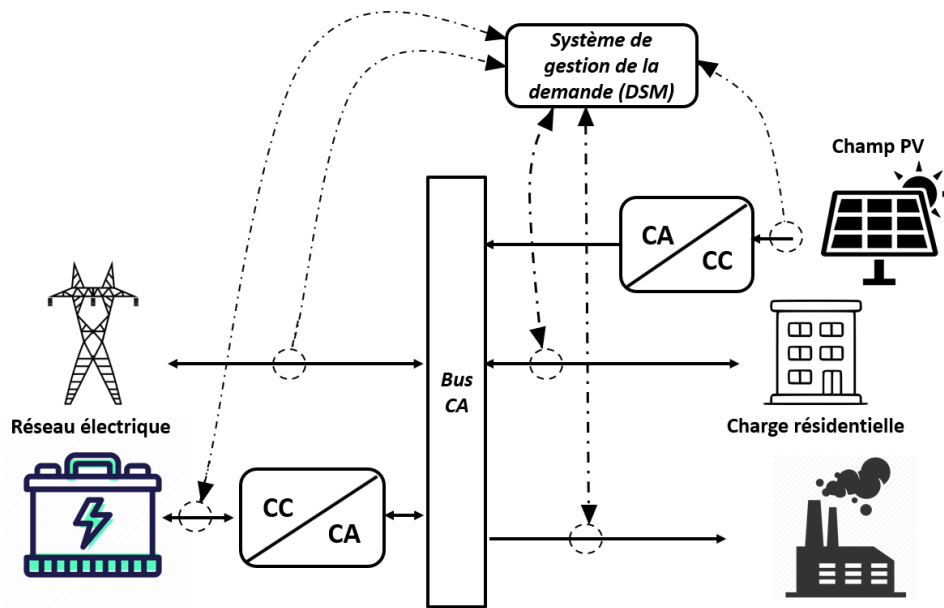


Figure 5.31 Architecture du micro-réseau proposé

Le tableau suivant présente les paramètres du micro-réseau

Tableau 5.2 : Paramètres du micro-réseau (2).

Symbole	Description	Valeurs	Unités
Ppv	Puissance nominale photovoltaïque	235	KW
PL	Puissance nominale de la charge	200	KW
PBAT	Puissance nominale de la batterie	500	KWh
SOCB-max	L'état de charge maximum de la batterie	95	%
SOCB-min	L'état de charge minimum de la batterie	20	%
P réseau-max	Puissance maximale délivrée par le réseau	150	KW
T	Temps de simulation	24	h

5.3.1.2 L'approche de gestion proposée

Cette section décrit l'algorithme proposé basé sur un arbre de décision pour coordonner les composants du système de gestion de la demande (DSM) et le système de stockage par batterie (SSEB) afin de réduire la charge de pointe ou de la déplacer vers les heures creuses. L'architecture détaillée du système est présentée dans la figure 5.32. L'algorithme de contrôle est développé sur la base d'un profil de charge quotidien. Nous supposons que la courbe de charge prédite est connue. Un contrôleur connecté au compteur domestique et au 'SSEB' lit en permanence le profil de charge et les données de l'état de charge de la batterie (SOC) à l'instant t pour gérer la charge de pointe.

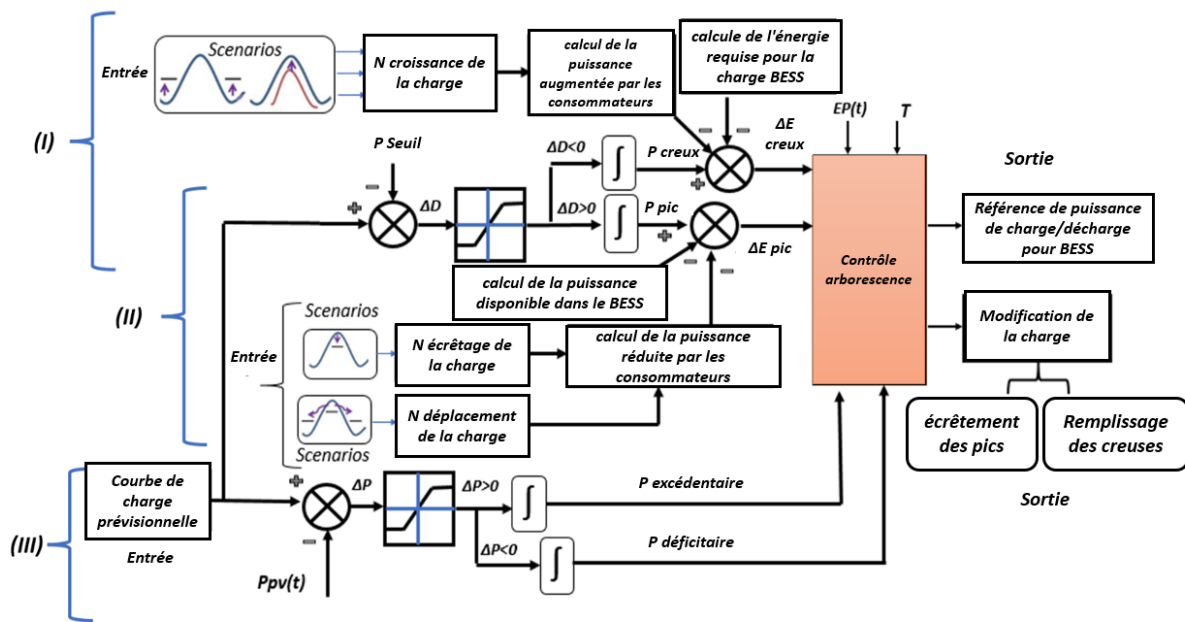


Figure 4.32: Algorithme de contrôle proposé pour la gestion des points

En fonction des conditions de la charge et des sources (PV et batterie), le contrôleur envoie un message d'information comprenant (puissance de pointe/creuse à l'instant t, le prix de l'électricité) pour inciter les consommateurs à modifier leur consommation d'une part, et d'autre part il génère une commande de chargement/déchargement du système de stockage. Le surplus restant est envoyé directement au réseau. L'objectif est d'aplatir la courbe de charge et d'optimiser le partage de la puissance dans les deux sens simultanément.

La puissance de pointe sur les courbes de charge est définie comme la zone au-dessus de la valeur de référence, l'énergie requise pour charger le 'SSEB' et la puissance totale augmentée par les consommateurs sont calculées pour combler les heures creuses comme indiqué dans la figure.5.32 section (I).

La puissance disponible dans les batteries et la puissance totale réduite par les consommateurs sont calculées pour lisser la demande de pointe section (II).

Ensuite, sur la base de la quantité de puissance excédentaire ou déficitaire produite section (III), le prix de l'électricité (PE), le temps et la différence de puissance (ΔE creux) et (ΔE pointe), l'algorithme de décision développé génère des signaux de contrôle aux dispositifs du 'SSEB' pour effectuer l'opération de chargement/déchargement et aux systèmes de pilotage pour la gestion des heures de pointe/creuse à l'instant t.

Sur la base des données de la charge, il gère les conditions comme suit : si la charge dépasse le seuil P_{Seuil} , le contrôleur considère qu'il s'agit d'un état de pointe, donc un message d'incitation est envoyé aux clients pour réduire leur consommation. Si la réflexion des clients ne réduit pas la demande de pointe, le contrôleur autorise le déchargement des batteries. En revanche, si la charge descend en dessous du seuil, le contrôleur chargera les batteries (remplissage des heures creuses) et le surplus sera vendu au réseau. Selon le déroulement de l'algorithme, le 'SSEB' se charge pendant la nuit (aux heures creuses) et soutient le réseau pendant les heures de pointe en fonction de l'état de charge.

L'état de charge initial (SOC) a été maintenu supérieur à 20% dans toutes les conditions [26].

L'intérêt de l'algorithme mis en œuvre réside dans le développement d'une courbe de consommation plus plate, qui minimise la puissance délivrée par le réseau pendant les heures de pointe.

La réponse des consommateurs est aléatoire et dépend directement du comportement de l'utilisateur et du prix de l'électricité à tout moment.

La puissance de pointe est donnée par la formule suivante :

$$P_{pic}(t) = P_{max}(t) - P_{Seuil} \quad (5.7)$$

$$E_{pic}(t) = \int_t^{t_{pic-fin}} P_{pic}(\tau) d\tau \quad (5.8)$$

$$t_{pic-début} < t < t_{pic-fin}$$

P_{pic} : est la puissance de pointe en (KW).

P_{max} : est la puissance maximale de la charge en (KW).

P_{Seuil} : est la puissance de seuil (KW).

La puissance totale à réduire au moment de pointe peut être calculée comme suit :

$$P_{réduction}(t) = \sum_{t2}^{t1} [(P_{CS-R}(t)) + (P_{BAT-pic}(t))] \quad (5.9)$$

$P_{réduction}$: est la puissance totale utilisée pour écrêter le pic.

$P_{CS-R}(t)$: est la puissance totale réduite par les consommateurs.

$P_{BAT-pic}$: est la puissance totale réduite par le système de stockage.

Constraints :

$$0 \leq P_{CS-R}(t) \leq P_{Pic}(t)$$

$$P_{réduction 2}(t) = P_{Pic}(t) - P_{CS-R}(t) \quad (5.10)$$

$$0 < P_{BAT-pic}(t) < P_{réduction 2} \text{ et } SOC_{BAT} > 75\%$$

Où ; $t_{pic-début}$ et $t_{pic-fin}$ sont les temps de la première et de la deuxième intersection du pic.

Sur la base du profil de charge générique, l'énergie requise pour l'écèlement des points peut être déterminée comme suit.

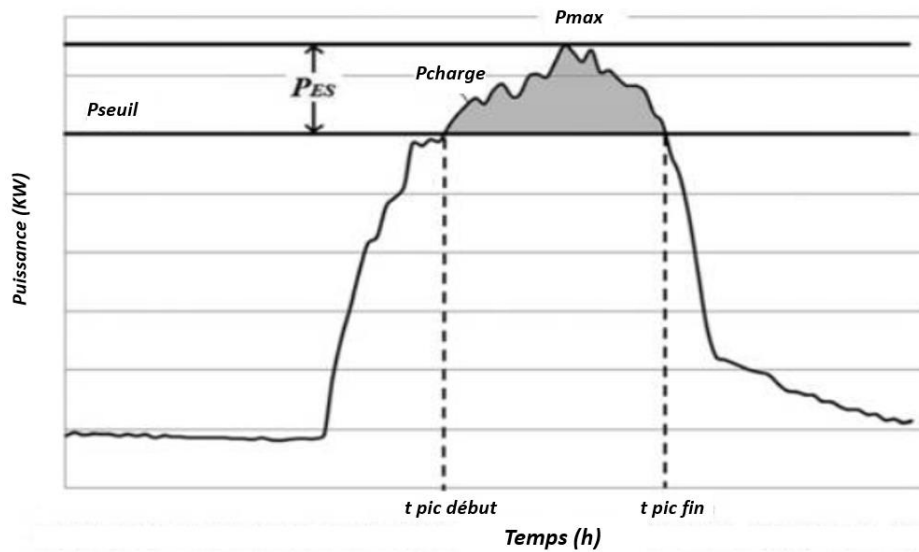


Figure 5.33 : Détermination de la puissance de pointe

La demande d'électricité commence à augmenter lorsque les occupants commencent à utiliser l'électricité. L'appel de puissance atteint son maximum (P_{max}) et commence à diminuer par la suite.

Après avoir déterminé les besoins en énergie pour les heures creuses et le chargement complet des batteries. L'algorithme commence par spécifier les besoins en puissance pour le remplissage des creuses $P_{creuse}(t)$. Il est défini de la même manière que $P_{pic}(t)$ comme :

$$P_{valley}(t) = P_{PV}(t) - P_L(t) \quad (5.11)$$

$$t_{creuse-début} < t < t_{creuse-fin}$$

$$P_{creuse} > 0$$

Par conséquent, l'énergie nécessaire pour remplir les heures creuses est calculée comme suit :

$$E_{creuse}(t) = \int_t^{t_{creuse-fin}} P_{creuse}(\tau) d\tau \quad (5.12)$$

$$t_{creuse-début} < t < t_{creuse-fin}$$

La puissance totale consommée par les charges et le système de stockage aux heures creuses est donnée par :

$$P_{remplissage} = \sum_{t2}^{t1} (P_{cs-rempli}) + (P_{BAT-charge}) \quad (5.13)$$

$$P_{remplissage} < P_{Excès}$$

$P_{Excès}$: est la puissance excédentaire produite par les énergies renouvelables.

$P_{BAT-charge}$: est la puissance consommée par les batteries.

$P_{cs-rempli}$: est la puissance supplémentaire consommée par les charges pendant la période d'excès.

Les contraintes appliquées à l'opération d'optimisation du système sont décrites ci-dessous :

Le flux d'énergie dans le système micro-réseau doit toujours rester équilibré comme le montre l'équation (5.14).

$$P_L(t) = P_{pv}(t) + P_{BAT}(t) + P_{réseau}(t) \quad (5.14)$$

La puissance maximale délivrée par le réseau est limitée par l'équation suivante.

$$P_{réseau}(t) \leq P_{Réseau-max}$$

Où : P_L est la puissance de la charge, P_{BAT} est la puissance de la batterie, $P_{Réseau}$ est la puissance fournie par le réseau, P_{pv} est la puissance photovoltaïque.

La charge doit être toujours alimentée soit par l'énergie solaire, le réseau ou par le système de stockage. Le signe positif de $P_{réseau}$ pour l'achat d'électricité du réseau, négatif pour la vente d'électricité au réseau. P_{BAT} est négative pour la décharge et positif pour le chargement.

➤ **Contrainte de l'état de charge de la batterie**

L'état de charge de la batterie est limité dans les marges prédéfinies comme le montre la contrainte suivante :

$$SOC_{Bmin}(t) \leq SOC_B(t) \leq SOC_{Bmax}(t)$$

La contrainte signifie que le 'SSEB' ne doit pas être chargé ou déchargé lorsque le 'SOC' est hors limites.

L'architecture détaillée du système est présentée dans la figure 5.34.

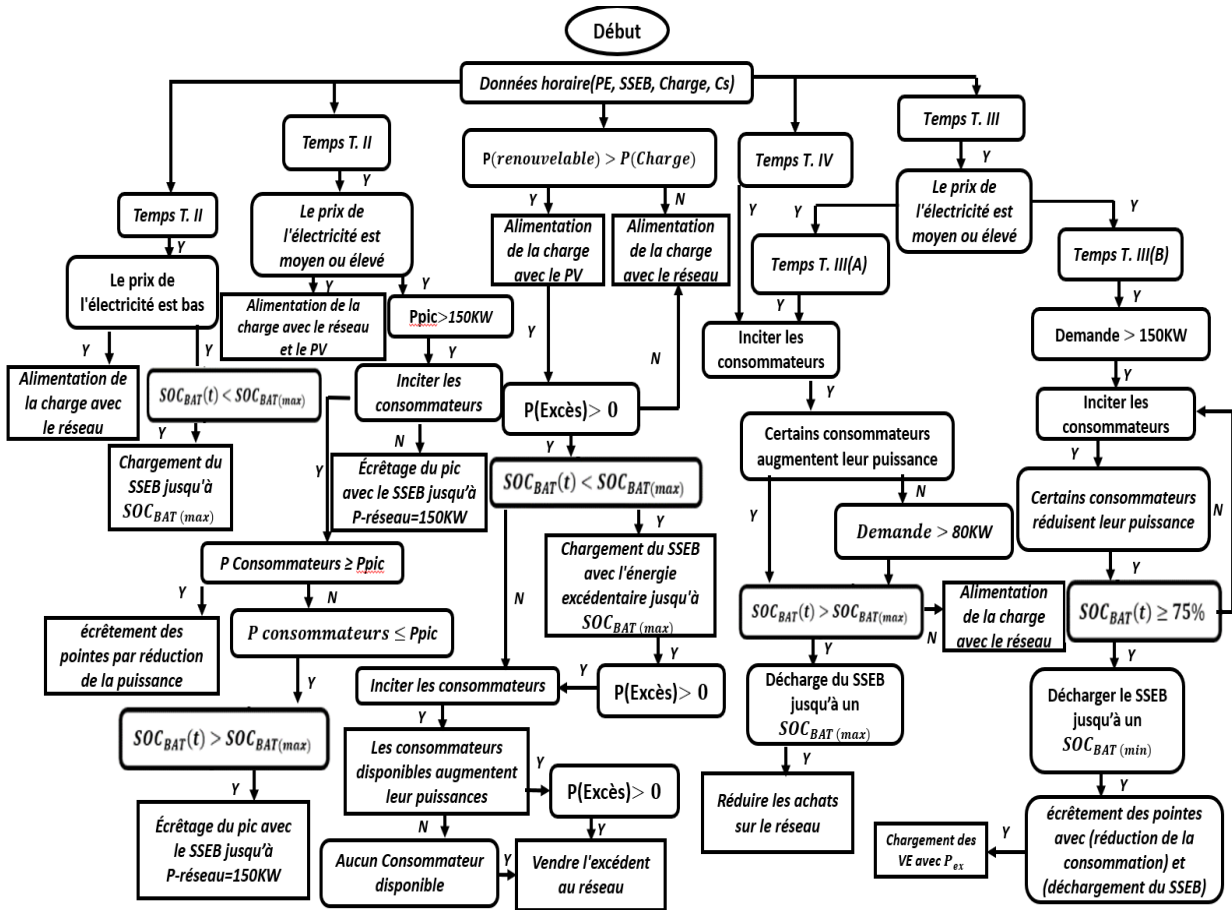


Figure 5.34: Algorithme de contrôle proposé pour l'écrêtage des pics et le remplissage des heures creuses

L'algorithme de contrôle est développé en fonction du profil de charge quotidien.

L'organigramme est divisé en 4 périodes T1, T2, T3 (A et B) et T4 comme le montre la figure 5.35.

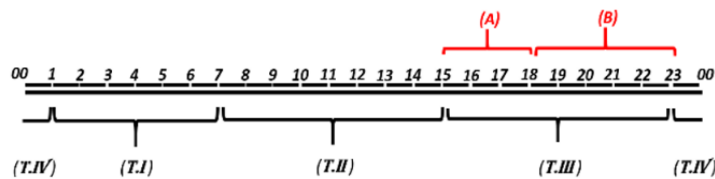


Figure 5.35 : Distribution horaire de l'algorithme développé

Le contrôleur lit en permanence les données de la charge, le prix de l'électricité, le 'SOC' de la batterie et les données d'irradiation solaire pour programmer les sorties en conséquence.

L'énergie photovoltaïque est utilisée pour charger le 'SSEB' et/ou alimenter la charge résidentielle, et le surplus est vendu directement au réseau.

Le réseau électrique répond à la demande lorsque le système photovoltaïque cesse de fonctionner, en tenant compte les limites de puissance délivrée par le réseau $P_{Réseau-max}$.

Afin de contrôler la demande pendant les heures de pointe/heures creuses, le système de gestion donne la priorité aux clients, si la contribution du consommateur ne répond pas à cette demande, le système de stockage couvre la demande en fonction de l'état de charge sinon les deux solutions simultanément de manière optimale. L'algorithme mis en œuvre est développé comme suit :

Le 'SSEB' est chargé pendant (T.I) jusqu'à SOC_{Bmax} à prix bas.

- A **(T.I)**, certains consommateurs réduisent leur consommation pendant les heures de pointe $P_{pic}(t) = 0$ c'est à dire $P_{réseau} = 150KW$, ou bien ;

- En utilisant la deuxième solution d'écrêtement par le déchargement du 'SSEB' jusqu'à la limite $P_{réseau-max}$.

- A **(T.II)**, la "demande excédentaire" estimable est classée par ordre de priorité en fonction de la quantité disponible.

Si la demande excédentaire > 0 et le prix de l'électricité est bas et que le 'SSEB' n'est pas complètement chargé, le contrôleur programme le chargement des batteries à un SOC_{Bmax} dans un premier temps, ensuite, l'excédent de la puissance restant pourrait être vendu au réseau ou un certain nombre de charges pourraient être augmentées pour répondre à la production (remplissage des heures creuses).

- A **(T.III-A)**, deux solutions sont possibles, soit les clients décalent ou reportent leur consommation avant le pic du soir pour contribuer à la réduction de la demande prévisible la nuit soit le réseau et/ou le système de stockage couvre la demande.

- A **(T.III-B)**, les contributions des clients en collaboration avec l'énergie du 'SSEB' sont utilisées pour réduire la pointe du soir.

- A **(T.IV)**, lorsque le prix de l'électricité diminue, la charge aura moins d'impact sur les utilisateurs pendant la nuit et les clients pourront augmenter leur consommation.

L'organigramme détaillé est présenté dans la figure 5.34.

5.3.1.3 Résultats et discussions

Afin de tester le système de contrôle élaboré, une simulation sous MATLAB Simulink est effectuée pour analyser le comportement du système de gestion de la demande mise en œuvre dans l'écrêtement des pics, le déplacement de la charge et le remplissage des heures creuses pendant la journée en tenant compte le prix de l'électricité.

La simulation prend en compte les tarifs résidentiels typiques pour l'électricité du réseau, comme le montre la figure 5.36. Les prix de vente et de l'achat de l'énergie sont considérés comme égaux. On constate que le prix varie tout au long de la journée sous la forme de pics et de creux.

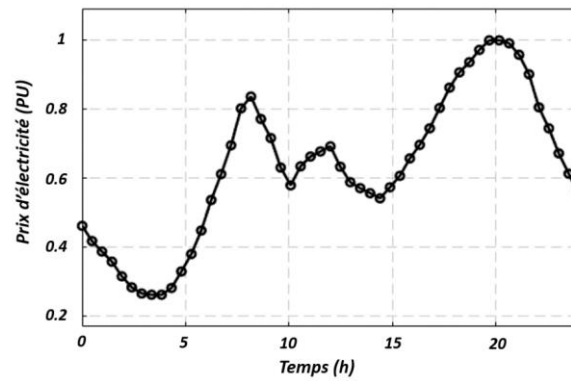


Figure 5.36. Prix d'électricité journalière [95]

Les performances du système de gestion de la demande (DSM) dans le micro-réseau est étudiée en observant l'influence des systèmes 'PV', 'DSM' et le 'SSEB' dans le lissage de la courbe de charge et la réduction du coût des systèmes. L'efficacité de la stratégie de contrôle proposée a été testée avec deux scénarios.

➤ **Cas I : Jour de travail (exploitation d'un site industriel).**

Durant ces jours, la courbe de charge horaire présente deux pics : le premier à 8 heures, due au démarrage de la zone industrielle, et le deuxième c'est un pic de consommation, lorsque la majorité des travailleurs rentrent chez eux.

➤ **Cas II : Week-end (jour férié).**

Pendant les jours de repos, la courbe de charge présente un pic le soir et une consommation légèrement élevée pendant la journée. Par conséquent, il serait avantageux de mettre en œuvre des programmes 'DSM' pour les consommateurs résidentiels. Les résultats de simulation sont présentés dans les figures suivantes.

➤ **Scénario-1** Pendant les jours de travail (SOCi=20%)

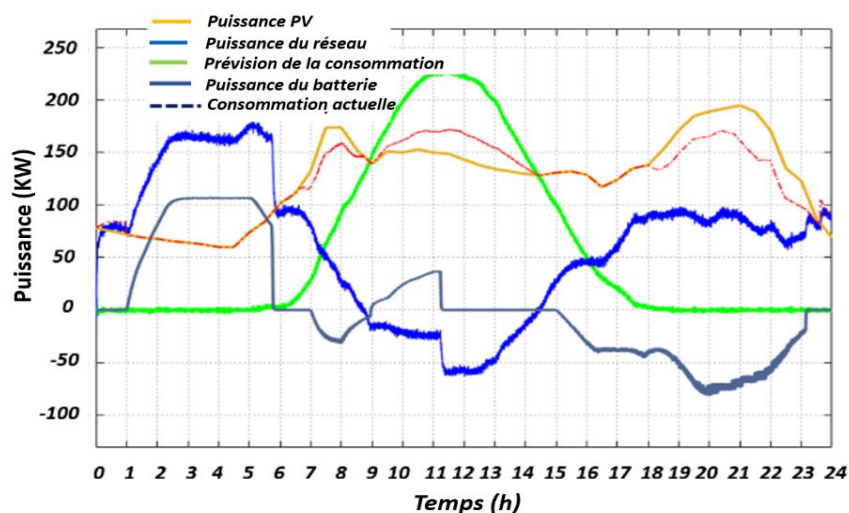


Figure 5.37. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée

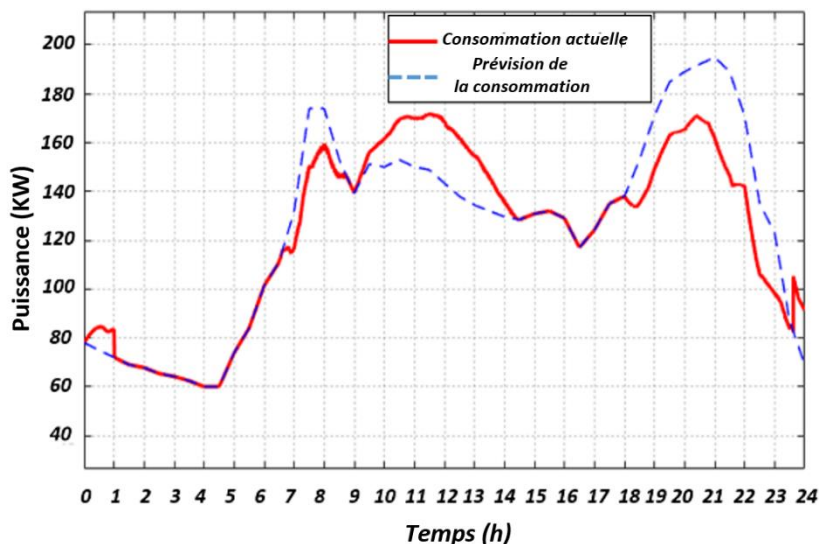


Figure 5.38: Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion.

La figure 5.37, montre la variation de l'énergie produite par le système PV, le réseau, le système de stockage et la puissance consommée par la charge pendant une journée. On peut voir que la courbe de charge présente deux pics tout au long de la journée due à la quantité d'énergie consommée par les clients commerciaux et industriels sur des intervalles de temps relativement courts d'environ deux à trois heures par jour (à 8h00 et le soir) (fig. 5.38 en pointillé). Ces courts intervalles de forte demande entraînent des frais de demande élevés pour les clients. L'analyse des résultats montre que le système de gestion implémenté programme le chargement des batteries pendant les heures creuses, de 1h à 6 h du matin, à un prix relativement faible pour soutenir le réseau pendant les heures de pointe (fig. 5.38). A 7h00, un pic de consommation se produit due au démarrage de la zone industrielle, dans cette situation, le contrôleur envoie un signal de commande au système de stockage pour décharger les batteries jusqu'à un 'SOC' de 75% et, en même temps, un message d'incitation est envoyé aux consommateurs pour les encouragés à réduire/déplacer leurs demande, nous remarquons que certains clients participent à l'écrêtement des pointes comme le montre la figure 5.38 (Rouge).

A 8h00, le système PV commence à produire de l'énergie pour couvrir la demande, lorsque la production PV dépasse la consommation, l'énergie excédentaire est utilisée par le système de gestion pour charger le 'SSEB' à prix bas (Fig.5.36). On peut également remarquer qu'au même moment, les consommateurs augmentent leur puissance (18Kw) jusqu'à 14h00 pour correspondre à la production après avoir reçu une offre tarifaire pour bénéficier de la puissance excédentaire, puis le reste de l'excédent sera envoyé directement au réseau. De 14h00 à 18h00, la production photovoltaïque diminue et la demande d'énergie augmente, le système de stockage décharge une partie de sa puissance pour limiter la puissance délivrée par le réseau.

De 19h00 à 21h00, la majorité des consommateurs entrent chez eux et alimentent leurs machines, un pic de consommation s'est produit, dans ce cas le système de contrôle envoie

une commande de décharge au 'SSEB' pour couvrir la demande, et la plupart des clients contribuent à l'écrêtement des pointes par une réduction totale de 20KW.

Pendant la nuit, lorsque les prix de l'énergie baissent (Fig.5.36), nous remarquons que certains consommateurs augmentent légèrement leur demande pour compenser leurs tâches retardées en période de pointe. D'après l'analyse des résultats, nous pouvons constater une flexibilité dans la gestion de la demande pendant les heures de pointe.

Les figures suivantes montrent les résultats de notre approche de gestion dans un autre scénario où la contribution des consommations est différente par rapport au cas précédent.

➤ **Scénario-1** : Pendant les jours de travail (SOC_i=20%)

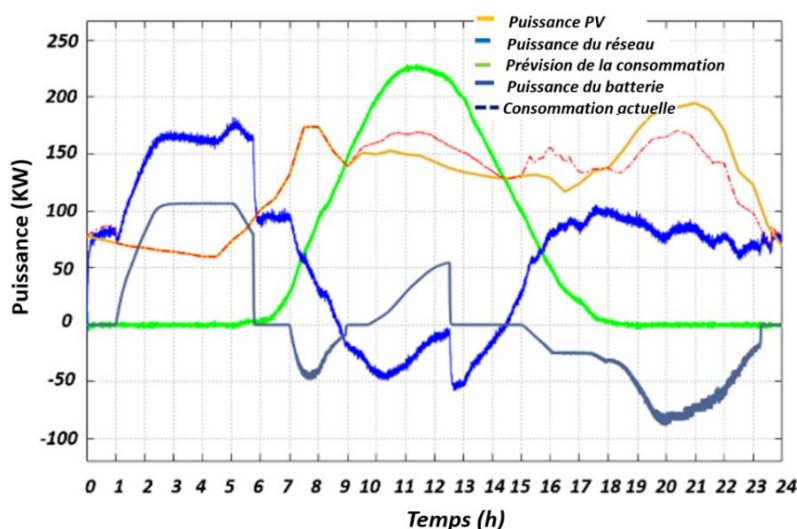


Figure 5.39. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée

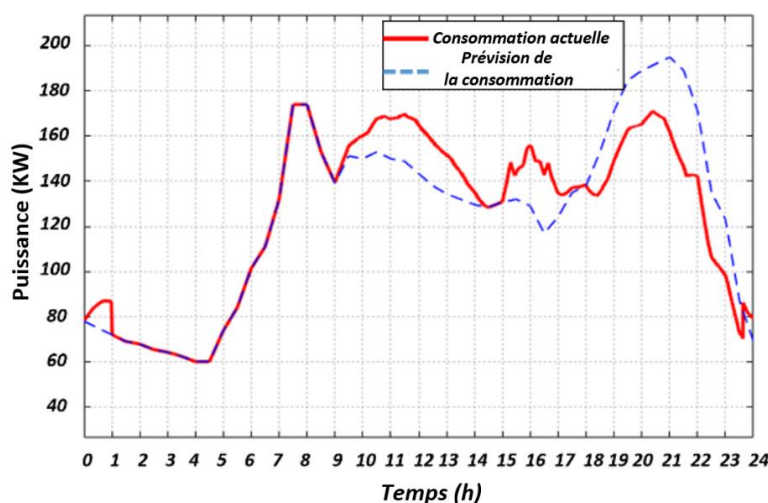


Figure 5.40. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion.

Dans ce scénario, les consommateurs n'acceptent pas les propositions des services publics en raison de leurs besoins en électricité pendant le moment de pointe, donc le système de stockage est la seule source de production qui contribue à l'écrêtement des pointes avec une puissance de 35 kW, ensuite, lorsque la production dépasse la demande, les batteries

commencent à se charger et les consommateurs augmentent leur demande d'environ 20KW pour profiter de cette puissance moins chère, le reste de l'excédent est envoyé au réseau à prix élevé.

De 15 h à 18 h, certains consommateurs déplacent leurs consommations du soir vers cette période (remplissage des creux) afin de pouvoir éteindre certains appareils au moment du pointe. Dans ce cas, la charge est alimentée par le réseau et le système de stockage pour respecter les limites de puissance imposées par le gestionnaire de réseau. Le soir, à partir de 18 heures, lorsque les clients entrent chez eux et allument leurs appareils, la demande d'énergie augmente, ce qui signifie qu'il faut faire quelque chose pour contrôler ce pic, soit par un système d'incitations et de contrôle direct de la charge soit en déplaçant une partie de la charge vers les heures creuses. Il est donc intuitif qu'il est possible d'obtenir des réductions encore plus importantes dans un grand groupe de ménages résidentiels si les fournisseurs d'énergie encouragent les consommateurs à être plus flexibles, par exemple en offrant des subventions pour le décalage horaire des appareils. Pour répondre à cette demande de pointe, le contrôleur mis en œuvre reçoit deux réponses de réduction simultanées (réponse favorable des consommateurs et du système de stockage) afin de lisser la demande. L'objectif est donc de maintenir le réseau aussi fiable et aussi peu coûteux que possible.

Pendant les périodes creuses de 23 heures à 1h du matin, certains clients alimentent leurs charges pour compenser les tâches retardées à prix symbolique. Les résultats montrent une réduction de la demande d'énergie avec une puissance de (38 kW). Notez que la courbe devient plus lisse que la courbe idéale (ligne pointillée) (Fig.5.40).

➤ **Scenario-2:** Pendant le week-end (SOCi=20%)

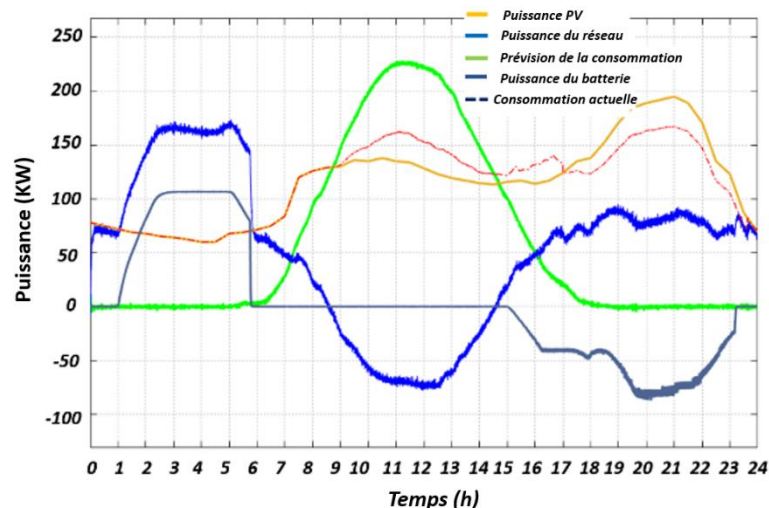


Figure 5.41 Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée

Pendant les jours de week-end, c'est-à-dire lorsque les employés sont chez eux, la majorité des clients restent à la maison et la zone industrielle est hors service.

Au début de la journée, la demande de la charge et le chargement des batteries sont assurée par le réseau jusqu'à 6h du matin, puis le système PV commence à produire de

l'énergie pour répondre à la charge, lorsque le contrôleur détecte un excès de puissance, il envoie des offres tarifaires au client pour les inciter à augmenter leur consommation, En réponse à ces messages, la plupart des consommateurs connectés démarrent leurs machines pour profiter de ce moment (remplissage des creux), puis la totalité de la production renouvelable est injectée au réseau, ce qui apporte un gain économique considérable.

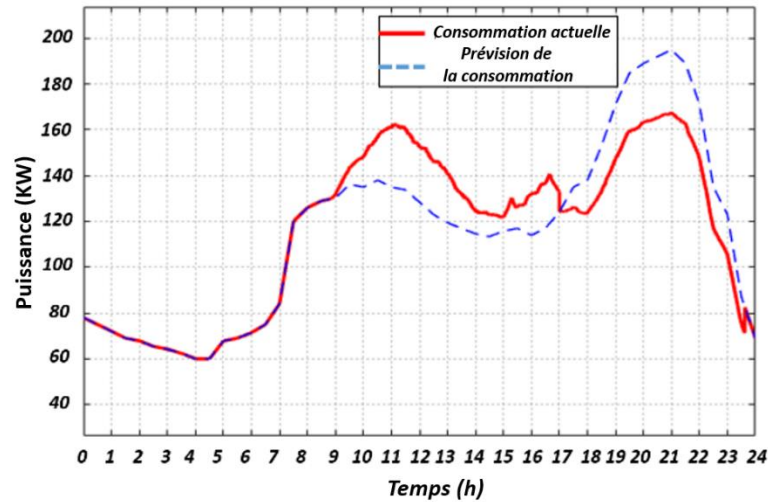


Figure 5.42. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion.

. A partir de là, nous pouvons constater que le profil de charge s'est aplati, ensuite, l'après-midi, certaines charges sont déplacées avant le pic, nous pouvons voir que la puissance a augmenté par rapport à la charge prévue de 15h00 à 17h00 et que la puissance PV n'est plus suffisante pour assurer la charge. A cet effet, le système de stockage en collaboration avec le réseau électrique sont utilisées pour couvrir une partie de la charge. À la fin de ce processus, nous pouvons constater une amélioration du profil de charge. Encore une fois, nous pouvons voir que le profil de production s'est aplati.

➤ **Scénario-2:** Pendant le week-end (SOC_i=20%)

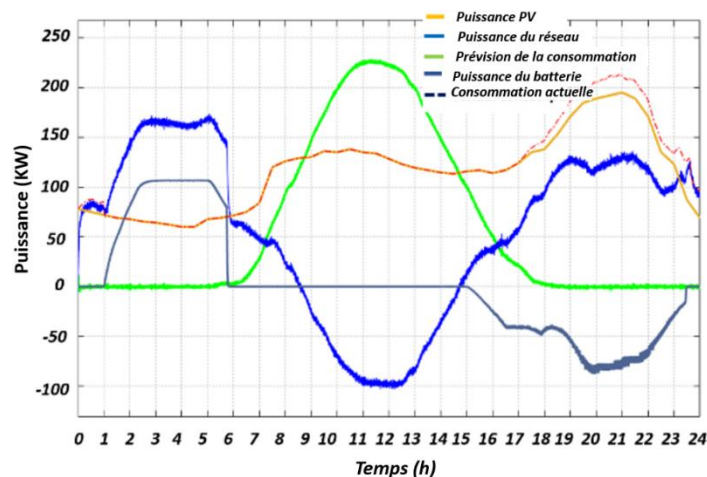


Figure 5.43. Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée

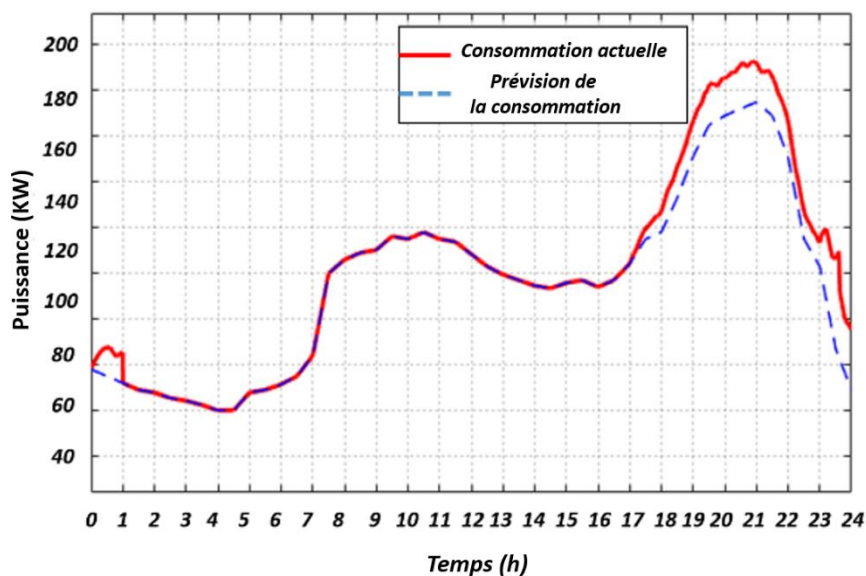


Figure 5.44. Comparaison de la forme de charge avant et après la gestion.

Dans ce scénario, les clients passent leur temps à l'extérieur de leur maison. On peut remarquer que le 'SSEB' se charge au début de la journée en utilisant l'énergie délivrée par le réseau à faible coût (Fig.5.36), ainsi lorsque le système PV fonctionne en milieu de journée, toute son énergie couvre la charge et le surplus sera vendu au réseau.

Lorsque la production d'énergie renouvelable est faible et que le 'SSEB' ne couvre pas les charges, le système passe en mode connecté au réseau. Dans ce mode, le système échange l'énergie (achète ou vend de l'électricité) avec le réseau, en fonction des conditions de charge. L'après-midi, une partie de la charge sera fournie par le 'SSEB' et, d'un point de vue financier, il sera plus rentable d'acheter de l'électricité du réseau principal que de réduire la consommation des utilisateurs.

Ensuite, lorsque les consommateurs entrent chez eux et commencent à utiliser leurs charges, la demande d'énergie atteint un pic de 220KW, cependant, pour faire face à ce problème, nous pourrions envisager des systèmes d'incitation qui encouragent les consommateurs à réduire ce pic, nous pouvons voir dans la Figure 5.44 que les consommateurs réduisent leur consommation pour limiter la puissance importée du réseau qui présente un prix élevé. La figure 5.44 montre la quantité de l'énergie réduite par la combinaison d'un système de réponse à la demande (DR) et le système de stockage par batterie (SSEB).

Dans cette situation, le contrôleur centralisé prend des décisions optimales pour réduire la charge de pointe pour la communauté de maisons. Cette stratégie conduit à une réduction de 40 KW de la charge de pointe. Ce résultat confirme notre hypothèse que la combinaison de 'SSEB' et de 'DR' a le plus grand potentiel pour réduire la demande de pointe sur le réseau.

On peut conclure que ce système de contrôle est capable de modifier la forme des profils énergétiques individuels et de lisser la charge globale sans aucune augmentation de la puissance du système alors que les opérateurs de réseau sont généralement préoccupés par

les pics extrêmes à court terme, l'analyse des résultats nous permet de constater que le profil énergétique tend à se lisser, ce qui est l'objectif ultime du programme 'DSM'. Les creux sont couverts et les pics sont considérablement réduits. Les avantages financiers de cette combinaison sont plus importants. L'étude ci-dessus conclut qu'une technique de 'DSM' est capable de profiter à la fois à la société d'électricité et à l'utilisateur, tout en contribuant à la satisfaction durable des besoins en énergie.

5.3.1.4 Conclusion

Dans cette étude, un algorithme de gestion des pics a été développée pour réduire/décaler la demande de pointe et couvrir les creux aux heures creuses pour une communauté de zones résidentielles et industrielles dans un micro-réseau connecté au réseau. Le système de gestion basé sur un programme d'incitations combiné à un système de stockage par batterie permet d'assurer un pilotage indirect de la charge (offre tarifaire) par action sur le profil des consommateurs et sur le système de stockage pour gérer les situations de pointe. Les résultats du travail démontrent la performance, l'efficacité et la flexibilité du système de gestion dans le déplacement/l'écèlement de la demande de pointe en distribuant la charge sur les périodes creuses. On peut constater que le contrôleur implémenté a réduit la charge de pointe jusqu'à 54% et la plus grande contribution a été obtenue avec une valeur de 30KW.

5.3.2 Gestion de la demande par la technologie V2G

Des changements massifs sont également du côté de la demande. L'électrification de toutes les utilisations finales progressant rapidement dans le scénario "émissions nettes nulles d'ici 2050", la part de l'électricité dans la demande d'énergie finale passe de 20 % à 26 % en 2030. L'électrification rapide, notamment des transports et du chauffage, modifie la forme de la courbe de charge. Plusieurs juridictions, dont le Canada, l'Union européenne, le Japon et Singapour, ont récemment annoncé des stratégies et des objectifs pour les 'VE' et les infrastructures de recharge. Dans ce contexte, cette section présente le rôle de la technologie 'V2G' dans le lissage de la courbe de charge en gérant le chargement/injection des 'VE' pendant des périodes spécifiques.

5.3.2.1 Description du micro-réseau

L'étude développée dans cette section est conçue pour un micro-réseau résidentiel connecté au réseau. Le micro-réseau (MG) comprend un système photovoltaïque d'une puissance nominale de 200KW, une charge variable incontrôlable d'une puissance nominale de 250 KW et une station de recharge de véhicules électriques (VE) qui reçoit 10 véhicules de 70 kWh chacune selon le comportement de chaque utilisateur, ces véhicules sont équipés de la technologie V2G (Vehicle to grid). Une connexion bidirectionnelle entre le micro-réseau et le réseau principal est utilisée pour assurer l'échange d'énergie (vente/achat). Un système sophistiqué de gestion de l'énergie (SGE) est mis en œuvre pour contrôler le micro réseau [95]. La figure 5.45, montre la structure du micro-réseau étudié.

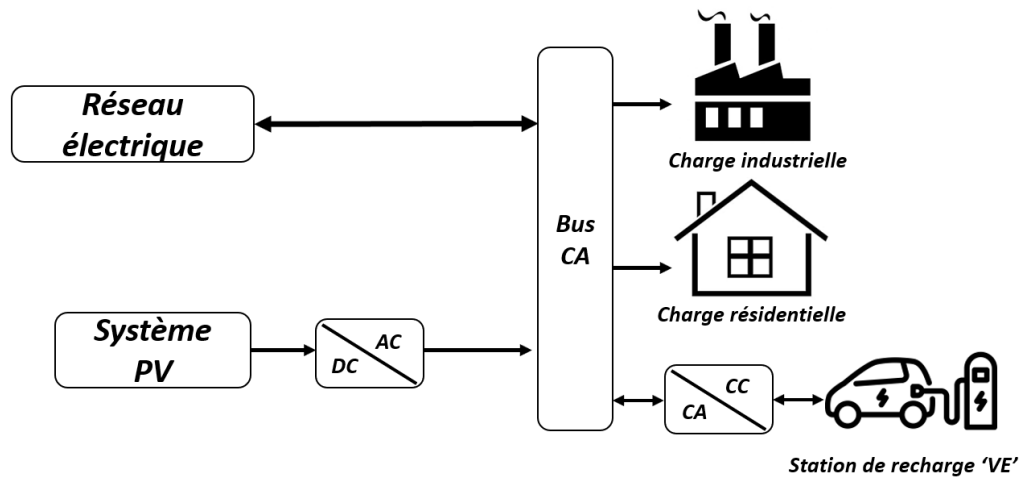


Figure 5.45 : Architecture du micro-réseau proposé

Le tableau suivant décrit les paramètres de micro réseau

Tableau 5.3 : Paramètres du micro-réseau (3).

Symbole	Description	Valeurs	Unités
Ppv	Puissance nominale photovoltaïque	200	KW
PL	Puissance nominale de la charge	250	KW
SOC_{VE-max}	L'état de charge maximum du VE	100	%
SOC_{VE-min}	L'état de charge minimum du VE	20	%
P_{EV}	Puissance nominale du VE	60	KWh
P Seuil	Seuil de puissance	200	KW
T	Temps de simulation	24	h

5.3.2.2 Approche de gestion proposée

Dans cette section, nous nous sommes concentrés sur un système de gestion de la demande de pointe basé sur la technologie (V2G) (Vehicle to grid). L'objectif principal est de fournir une stratégie d'écrêtage optimale pour réduire la demande critique des clients et remplir les périodes creuses. La technique développée prend en considérant les exigences du véhicule, la demande de la charge et la variation du prix de l'électricité. Deux pics de charge due au (démarrage de la zone industrielle et une surconsommation du soir) sont testés pour voir le comportement du système de gestion dans la réduction de la charge de pointe.

Le système de gestion basé sur un arbre de décision reçoit les valeurs prévisionnelles de la demande de charge, la variation de la production PV, l'état de charge de chaque 'VE'

branchée dans la station et le prix de l'électricité à l'instant t afin de programmer le chargement des 'VE' et celle qui participent à l'injection de puissance [95].

Le système de contrôle proposé est donné dans la Figure 5.46.

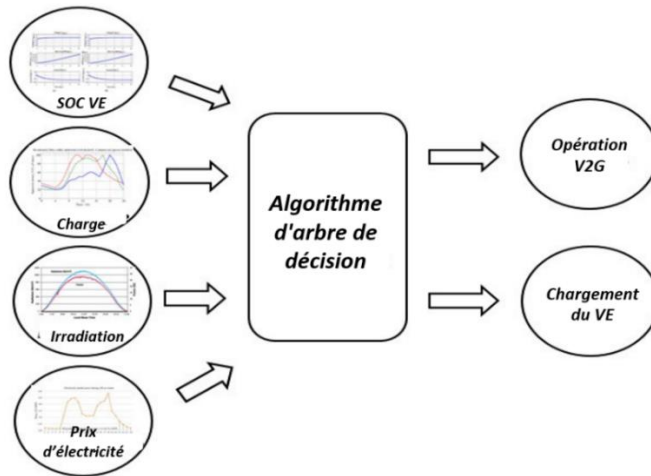


Figure 5.46 : Système de gestion de l'énergie proposé

L'organigramme de contrôle détaillé est présenté dans la figure 5.47.

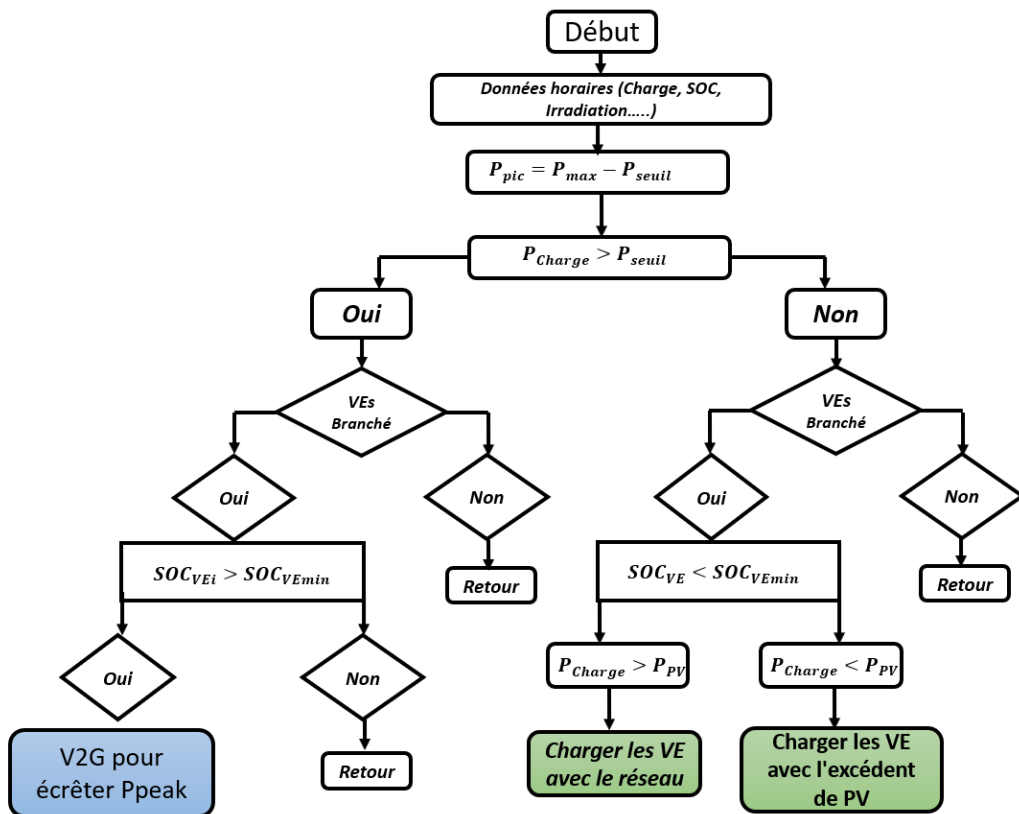


Figure 5.47 : Organigramme de l'algorithme proposé

L'objectif de l'algorithme est de développer une courbe de consommation plus plate, qui minimisera la charge du service public pendant les heures de pointe.

La réaction du consommateur est aléatoire et dépend directement de son comportement et du prix de l'électricité.

- Les 'VE' se chargent en fonction de leur demande, et certains de ces 'VEs' connectés peuvent également injecter de l'énergie au réseau en cas d'un pic de consommation.
- Si les 'VE' branchées autorisent la participation à la génération d'énergie au moment de pointe présente un $SOC_{VE}(t) \geq SOC_{VE\ max}$, le système de gestion programme l'étape d'injection (V2G).
- Si les 'VEs' rechargeables ont un $SOC_{VE}(t) \leq SOC_{VE\ min}$ et que la demande est supérieure à la production renouvelable, le système de gestion programme le chargement des 'VEs' par le réseau (généralement la nuit et en dehors des heures de pointe).
- Sinon, le surplus P_{EX} est utilisé directement pour recharger le véhicule électrique (remplissage des heures creuses).

Les contraintes appliquées à l'opération d'optimisation sont décrites ci-dessous :

Le flux d'énergie dans le micro-réseau doit toujours rester équilibré comme le montre l'équation (5.15).

$$P_L(t) = P_{PV}(t) + P_{réseau}(t) + P_{VE}(t) \quad (5.15)$$

L'excédent et le déficit de puissance peuvent être exprimés dans les équations (4.16) et (5.17).

$$P_{EX}(t) = P_{PV}(t) - P_L(t) \quad (5.16)$$

$$P_{Def}(t) = P_L(t) - P_{PV}(t) \quad (5.17)$$

Où : $P_L(t)$ est la puissance de la charge, $P_{réseau}(t)$ est la puissance fournie par le réseau, $P_{PV}(t)$ est la puissance photovoltaïque, $P_{VE}(t)$ est la puissance des 'VEs', $P_{EX}(t)$ est la puissance excédentaire et $P_{Def}(t)$ est la puissance déficitaire.

La charge est alimentée soit par l'énergie solaire, le réseau ou les VEs (V2G). Le signe positif de $P_{réseau}$ pour l'achat d'électricité du réseau, négatif pour la vente d'électricité.

P_{VE} est négative pour la décharge et l'injection respectivement, et positifs pour le chargement.

L'état de charge de chaque 'VE' est limité dans une marge prédéfinie comme le montre la contrainte suivante :

$$SOC_{VE\ min} \leq SOC_{VE}(t) \leq SOC_{VE\ max}$$

La puissance de crête est donnée par la formule suivante :

$$P_{pic}(t) = P_{max}(t) - P_{Seuil} \quad (5.18)$$

P_{pic} :est la puissance de crête en (KW).

P_{max} :est la puissance maximale de la charge en (KW).

P_{seuil} :est la puissance de seuil (KW).

$$E_{pic}(t) = \int_t^{t_{pic}} P_{pic}(\tau) d\tau \quad (5.19)$$

$$t_{pic-début} \leq t \leq t_{pic-fin}$$

$t_{pic-début}$ et $t_{pic-fin}$ sont les temps de la première et de la deuxième intersection du pic.

L'énergie totale à réduire au moment de pointe est calculée par la formule suivante :

$$P_{écrétage}(t) = \sum_{t_{pic-fin}}^{t_{pic-début}} [P_{VE-inj}(t)] \quad (5.20)$$

$P_{écrétage}$ est la puissance totale utilisée pour réduire le pic.

P_{VE-inj} est la puissance injectée par les VE.

5.3.2.3 Résultats et discussions

Afin d'analyser le comportement du système de gestion de la demande implémentée, une simulation sous MATLAB Simulink est effectuée.

Les simulations utilisent les tarifs d'électricité typiques des réseaux résidentiels pour l'achat et la vente d'électricité donnée par la figure 5.36.

Après la simulation, nous obtenons les résultats des puissances produites et consommée par les différentes sources et charges du micro-réseau ainsi que le chargement /injection des 'VES' (Fig. 5.48). Nous pouvons voir que la courbe de charge présente des pics et des creux au cours de la journée en raison du profil aléatoire des consommateurs.

Nous pouvons également constater que la demande de charge et le chargement des 'VES' stationnés sont assurés par le réseau au début de la journée lorsque les prix de l'électricité sont bas (Fig.5.50).

A 8h00, un pic de consommation s'est produit due au démarrage de la zone industrielle, on peut voir que cette demande entraîne une augmentation de la puissance de 220 KW, une incitation est recommandée pour attirer la participation aux opérations (V2G), à cet effet, le système de gestion mis en place prend des décisions pour réduire ce pic en utilisant la puissance injectée par les 'VES' disponibles dans les stations avec une puissance de 35KW comme le montrent les figures 5.48 et 5.49. Dans cette situation critique, les profils (1,3,6,7) injecteront de la puissance dans le micro-réseau (Fig.5.50), ensuite, lorsque la production PV dépasse la consommation (Fig.5.48), le système de gestion programme le chargement des 'VES' stationnées en utilisant l'énergie PV excédentaire, et le reste de surplus est envoyé directement au réseau pour tirer des gains économiques considérables (Fig.5.36).

Pendant la soirée, de 19h00 à 21h00, lorsque la majorité des consommateurs rentrent chez eux, un pic de consommation se produit. Les gestionnaires du réseau proposent des offres de réduction aux utilisateurs des 'VEs' stationnées (1,2,3,6,9,10) pour participer à l'écrêtage de pointe en injectant une partie de leur puissance (Fig. 5.50).

À partir de 22 heures, on observe une baisse importante de la production en raison d'une consommation plus faible. Dans cette situation, les usagers sont informés que le prix de l'électricité baisse. On peut voir sur la figure 5.50 que certains consommateurs profitent de ce temps et chargent leurs véhicules c'est-à-dire aux heures creuses (le remplissage des creux), cela suggère que le profil de charge s'est aplati en raison de la charge et de la décharge des 'VEs'.

Nous avons remarqué que chaque fois où le réseau avait besoin d'énergie dans un moment de surcharge critique (pointe), il prenait automatiquement la puissance des 'VEs' qui participe au service. Nous avons défini deux périodes principales où l'utilisation de la technologie 'V2G' a joué un rôle important (Fig. 5.49). Comme le 'V2G' fonctionne lorsque le tarif est extrêmement élevé, le bénéfice (obtenu par la station de recharge) augmente automatiquement.

La (Fig. 5.49) montre l'évolution de la puissance totale de chargement et d'injection des 'VE' pendant la journée, où on peut voir que la plupart des utilisateurs chargent leurs voitures la nuit lorsque le prix est symbolique, et par l'énergie PV excédentaire lorsque la production dépasse la consommation, ainsi que le soir lorsque les consommateurs rentrent chez eux.

On constate également que pendant les périodes de pointe à 8h et 20h, les 'VEs' disponibles dans les stations injectent une partie de la puissance pour écrêter les pointes (technologie V2G) afin d'éviter le démarrage de centrales de pointe dont les coûts de démarrage sont plus élevés. La figure 5.50 montre l'évolution de l'état de charge de chaque véhicule au cours de la journée en fonction du comportement de chaque utilisateur.

De la discussion ci-dessus, il est clair que la méthodologie utilisée assure non seulement une réduction significative de la charge de pointe mais il permet également d'utiliser l'énergie PV excédentaire pour combler les heures creuses en chargeant les véhicules stationnés, ce qui entraîne des avantages économiques viables. Le technologie 'V2G' reste une proposition intéressante pour les participants qui peuvent profiter des incitations offertes par les gestionnaires.

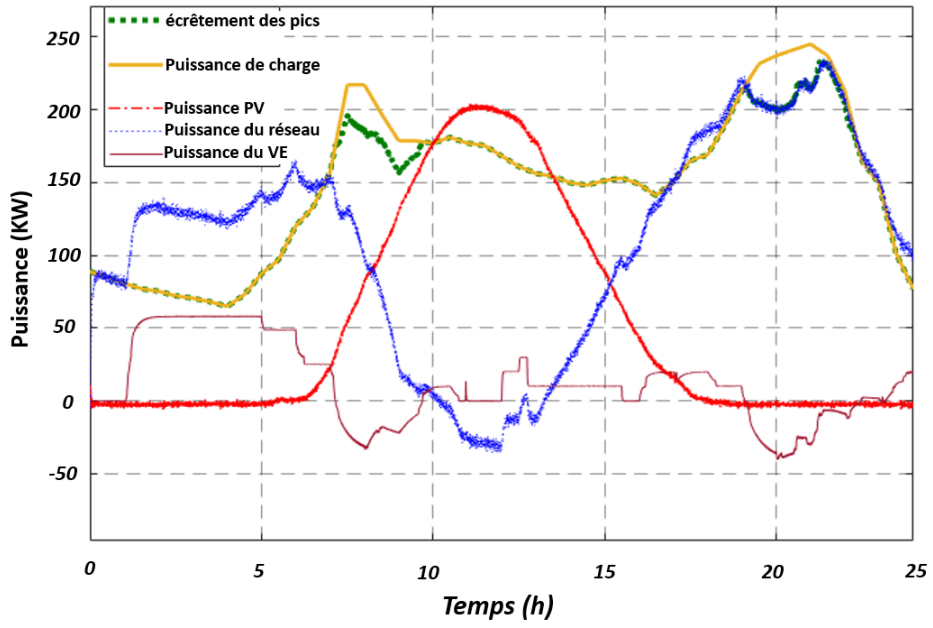


Figure 5.48: Variation de puissance du micro-réseau pendant une journée

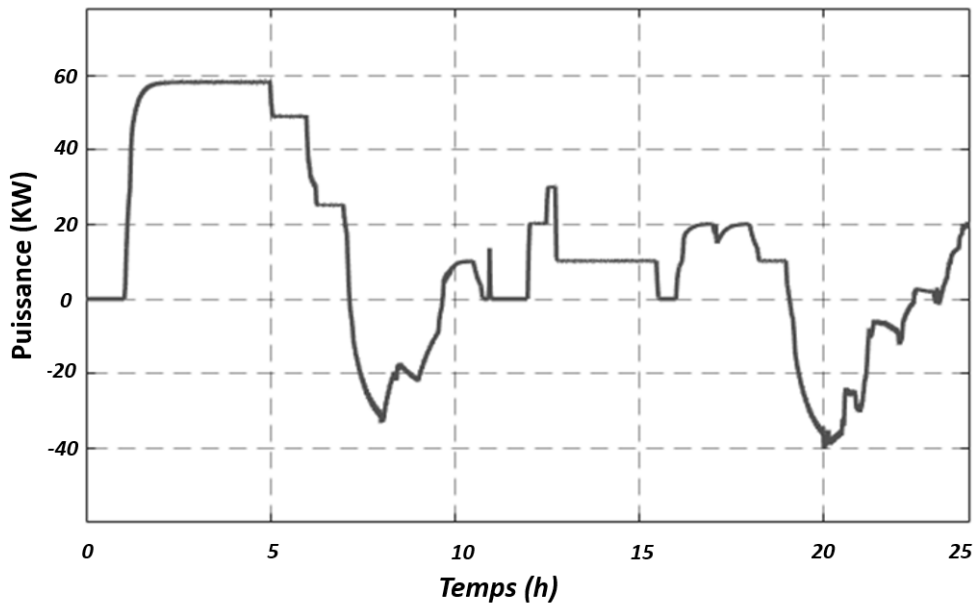


Figure 5.49: Chargement et opérations V2G pendant la journée

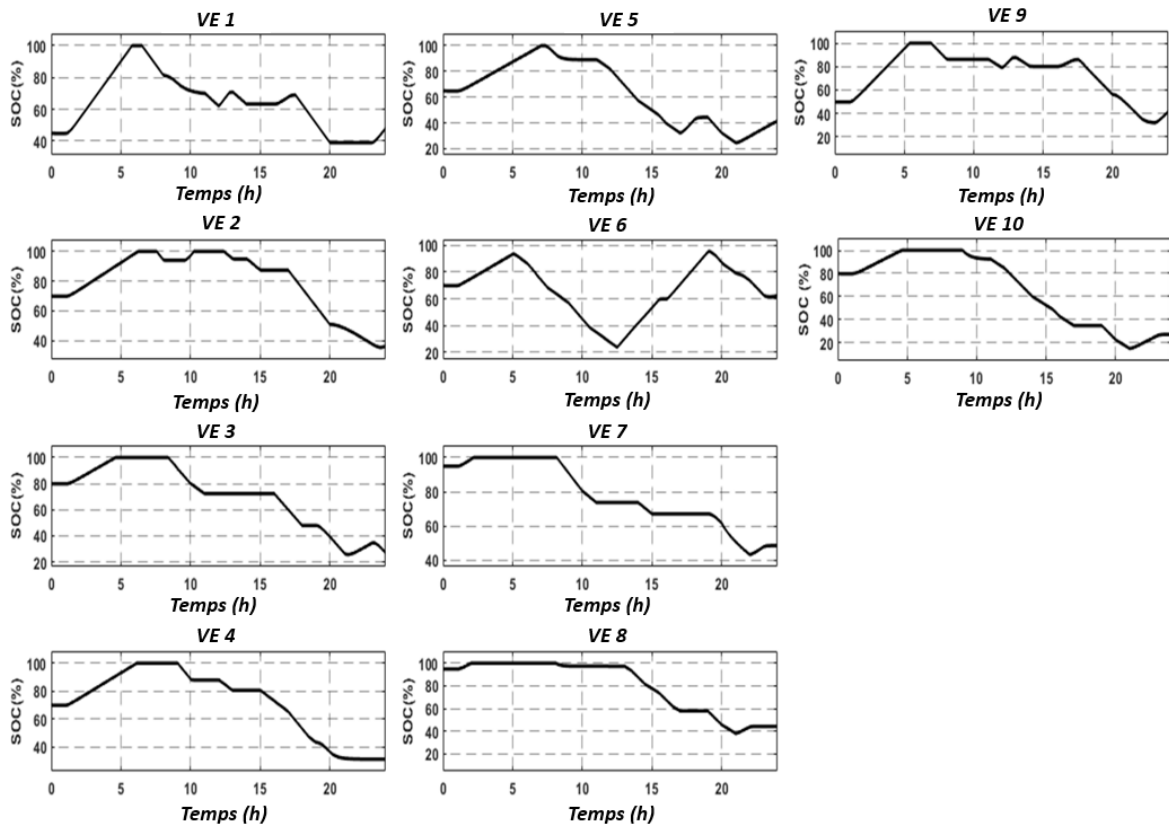


Figure 5.50: État de charge des VE pendant la journée

5.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, un système de gestion de la demande basé sur un arbre de décision a été présenté pour réduire/décaler la demande de pointe et couvrir les creux aux heures de faible consommation dans un micro-réseau connecté au réseau. Deux techniques de gestion ont été élaborées, un programme d'incitations des clients, combiné à un stockage statique par batterie, et un système d'injection 'V2G'.

Les résultats de la simulation ont démontré les performances apportées par les différentes technologies développées dans les applications de gestion de pointe. L'analyse des résultats a prouvé la robustesse de ces solutions dans l'écrêtement des pointes pendant les périodes de forte demande et le remplissage des heures creuses permettant un lissage de la courbe de charge et une meilleure exploitation des micro-réseaux.

Conclusion générale

Conclusion générale

À l'échelle mondiale, l'adaptation des systèmes électriques est un chantier majeur. L'électrification des territoires ou la modernisation des réseaux électriques existants, les politiques d'efficacité énergétique ou de déploiement des énergies renouvelables, le développement des nouveaux usages de l'électricité ou encore l'introduction du véhicule électrique, sont en effet autant de défis auxquels de nombreux pays ou régions sont confrontés.

Dans cette thèse, nous avons abordé les défis de la gestion de l'énergie dans le contexte des micro-réseaux résidentielle.

L'objectif de ce travail de recherche a été focalisé sur l'élaboration des algorithmes de gestion énergétique à l'échelle d'un micro-réseau, ainsi que l'optimisation de l'usage des systèmes de production renouvelable.

Les conclusions générales de cette thèse peuvent être résumées comme suit :

- Nous avons abordé les problématiques générales du réseau électrique conventionnel, son évolution vers des structures plus intelligentes et le développement des micro-réseaux.

- Nous avons construit un micro-réseau multi source connecté au réseau à échelle résidentiel basé sur les sources d'énergie distribuées et nous avons prouvé que cette configuration du micro-réseau est considérée comme la nouvelle tendance pour les 'réseaux intelligents'.

- Nous avons étudié le système de gestion de l'énergie basé sur la méthode des règles, et nous sommes arrivés à minimiser la puissance délivrée par le réseau en considérant l'utilisation massive des énergies renouvelables. Nous avons aussi prouvé que le système de stockage par batterie et le transfert d'énergie par la technologie 'V2G' ont un effet très important sur le fonctionnement optimal du micro-réseau.

- Nous avons développé une stratégie de gestion de la demande de pointe basée sur les différentes technologies (le SSEB, DR et V2G) pour gérer les périodes de pointes/creuses. Nous avons démontré que la stratégie à assurer une réduction significative de la charge de pointe. Ce qui confirme notre hypothèse que la combinaison de 'SSEB' et de 'DR' a le plus grand potentiel pour réduire la demande de pointe sur le réseau. Les résultats obtenus ont démontré les performances apportées par des algorithmes implémentés dans le partage efficace et optimale de l'énergie et dans la gestion des périodes critiques de la demande dans les micro-réseaux multi source par les en permettant un lissage de la courbe de charge et une meilleure exploitation du système électrique.

Travaux futurs

Dans cette thèse, nous avons étudié de nombreux problèmes liés à la gestion, le contrôle et la programmation de l'énergie dans les micro-réseaux. Toutefois, il existe plusieurs pistes potentielles pour développer nos recherches futures dans ce domaine. Les aspects qui pourraient être envisagés à l'avenir sont comme suit :

- Valider des modèles développés par des simulations temps réel pour voir le comportement réel du système de gestion face aux fluctuations d'énergie.

- Utiliser des algorithmes basés sur l'intelligence artificielle afin de trouver les meilleures solutions locales et globales dans la gestion optimale de l'énergie.

- Développer un système de gestion de l'énergie basé sur les techniques d'optimisations multi-contraintes afin de gérer des systèmes plus complexes.

Références Bibliographiques

- [1] AURELIE Chabaud, “Micro-réseau intelligent pour la gestion des ressources énergétiques”. Automatique / Robotique. Thèse de doctorat. Université de Perpignan Via Domitia, France 2014.
- [2] LIVRE BLANC réseaux électriques intelligents ‘version détaillée’. “Groupement des industries de l’équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés 11-17 rue de l’Amiral Hamelin /www.gimelec.fr / 75783 Paris cedex 16 – France, 2011
- [3] VICTOR Gouin. Évaluation de l’impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d’insertion de production décentralisée et de charges flexibles. Energie électrique. Thèse de doctorat. Université Grenoble Alpes, France. 2015.
- [4] GUILLAUME Guérard” Optimisation de la diffusion de l’énergie dans les Smart Grids” thèse de doctorat. Ecole doctorale sciences et technologies. Université de Versailles. France .2014.
- [5] U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Independent Statistics & Analysis. “*Réchauffement climatique*”. Retrieved from <http://www.eia.gov/>.(2021).
- [6] The NASA Goddard Institute for Space Studies (GISS) ‘GISS Surface Temperature Analysis’ Data.GISS: GISS Surface Temperature Analysis (GISTEMP v4) (nasa.gov) 2022.
- [7] Réchauffement climatique : les causes et les conséquences Réchauffement climatique : les causes et les conséquences (atlas-mag.net). Groupe Atlas Mer, 30/06/2021.
- [8] The NASA Goddard Institute for Space Studies (GISS) ‘GISS Surface Temperature Analysis’ Data.GISS: GISS Surface Temperature Analysis (GISTEMP v4) (nasa.gov) 2022.
- [9] Nos besoins énergétiques : “Consommation et demande mondiales” |Site internet, ACPP, “<https://www.capp.ca/fr/energie/besoins-energetiques-mondiaux/>”Energy sector provides for Canadians today as it looks to the future avril 2020.
- [10] BP Statistical Review of World Energy 2021 - 70th edition , (séries plus longues : 1965-2020): Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University, ceerp.hw.ac.uk. juillet 2021.
- [11] BASSO, Gillian. *Approche à base d’agents pour l’ingénierie et le contrôle de micro-réseaux*. Thèse de doctorat. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard. France.2013.
- [12] STEPHANIE Bouckaert. Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme. Thèse de doctorat. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, France 2013.

- [13] JOELLE Klaimi. Gestion multi-agents des smart grids intégrant un système de stockage : cas résidentiel. Energie électrique. Université de Technologie de Troyes ; Thèse de doctorat Université libanaise, France. 2017.
- [14] SELLE Touré. "Optimisation des réseaux : réseau actif et flexible". Energie électrique. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, France. 2014.
- [15] CRE Smartgrid "Introduction aux smart grids" | Site internet - (<https://www.smartgrids-cre.fr>). France 2020.
- [16] BEAUTIER Denis, Dr. HAMEL Alexis, utilisation des données de consommation issues des smart grids, Thèse professionnelle. Institut Supérieur D'électronique de Paris. Institut Français du développement durable. France.
- [17] INES De Courchelle. Vers une meilleure utilisation des énergies renouvelables : application à des bâtiments scientifiques. Intelligence artificielle. Thèse de doctorat. Université Paul Sabatier - Toulouse III, France. 2017.
- [18] TUBALLA, Maria Lorena et ABUNDO, Michael Lochinvar. A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 59, p. 710-725.
- [19] HASSAN Farhangi "The Path of the Smart Grid" LIVRE *IEEE power & energy magazine*. january/february 2010. DOI: 10.1109/MPE.2009.934876.
- [20] CEDRIC Clastres. Les réseaux intelligents : régulation, investissement et gestion de la demande électrique. Cahier de recherche n° 39. Grenoble. France 2010, 28 p.
- [21] HARIS MALIK Muhammad. Reduced Order Modeling for Smart Grids' Simulation and Optimization. Electric power. Thèse de doctorat. École centrale de Nantes ; Universitat politècnica de Catalunya, France, 2017.
- [22] GUNGOR, Vehbi C., SAHIN, Dilan, KOCAK, Taskin, *et al.* Smart grid technologies : Communication technologies and standards. *IEEE transactions on Industrial informatics*, 2011, vol. 7, no 4, p. 529-539.
- [23] SAHOO, Buddhadeva, ROUTRAY, Sangram Keshari, et ROUT, Pravat Kumar. AC, DC, and hybrid control strategies for smart microgrid application: A review. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2021, vol. 31, no 1, p. e12683.
- [24] COLAK, Ilhami. Introduction to smart grid. In: *2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*. IEEE, 2016. p. 1-5.
- [25] LI, Yuke, CHENG, Xiang, CAO, Yang, *et al.* Smart choice for the smart grid: Narrowband Internet of Things (NB-IoT). *IEEE Internet of Things Journal*, 2017, vol. 5, no 3, p. 1505-1515.
- [26] FLAMMINI, Alessandra, FERRARI, Paolo, MARIOLI, Daniele, *et al.* Wired and wireless sensor networks for industrial applications. *Microelectronics journal*, 2009, vol. 40, no 9, p. 1322-1336.

- [27] DILEEP, G. A survey on smart grid technologies and applications. *Renewable Energy*, 2020, vol. 146, p. 2589-2625.
- [28] HANNAN, M. A., TAN, Shun Y., AL-SHETWI, Ali Q., *et al.* Optimized controller for renewable energy sources integration into microgrid: Functions, constraints and suggestions. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 256, p. 120419.
- [29] TU, Chunming, HE, Xi, SHUAI, Zhikang, *et al.* Big data issues in smart grid—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 79, p. 1099-1107.
- [30] ZHANG, Hang, LIU, Bo, et WU, Hongyu. Smart grid cyber-physical attack and defense: a review. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, p. 29641-29659.
- [31] WANG, Wenye et LU, Zhuo. Cyber security in the smart grid: Survey and challenges. *Computer networks*, 2013, vol. 57, no 5, p. 1344-1371.
- [32] HE, Haibo et YAN, Jun. Cyber-physical attacks and defences in the smart grid: a survey. *IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications*, 2016, vol. 1, no 1, p. 13-27.
- [33] VIJAYAPRIYA, Tamilmaran et KOTHARI, Dwarkadas Pralhadas. Smart grid: an overview. *Smart Grid and Renewable Energy*, 2011, vol. 2, no 4, p. 305.
- [34] BEDDIAR, Karim et LEMALE, Jean. *Bâtiment intelligent et efficacité énergétique : optimisation, nouvelles technologies et BIM*. Dunod, 2016.
- [35] VAN-LINH Nguyen. Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau : problèmes et solutions. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, France, 2014.
- [36] PAUL Codani. Intégration des véhicules électriques dans les réseaux électriques : Modèles d'affaire et contraintes techniques pour constructeurs automobiles. Thèse de doctorat. Université Paris Saclay (COMUE), France. 2016.
- [37] SIYAMAK Sarabi. Contribution du Vehicle-to-Grid (V2G) à la gestion énergétique d'un parc de Véhicules Électriques sur le réseau de distribution. Thèse de doctorat. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers "Génie électrique" - ENSAM, France 2016.
- [38] JULIAN ALBERTO Fernandez O. Intégration des Véhicules Electriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies V2G innovantes. Energie électrique. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, France 2014.
- [39] SHEMAMI, Mahdi Shafaati, ALAM, Mohammad Saad, et ASGHAR, MS Jamil. Load shedding mitigation through plug-in electric vehicle-to-home (V2H) system. In : *2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*. IEEE, 2017. p. 799-804.
- [40] HUNYOUNG Shin; ROSS Baldick "Plug-In Electric Vehicle to Home (V2H) Operation Under a Grid Outage," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 2032-2041, July 2017.
- [41] SAYYAD Nojavan, HAMED Pashaei-Didani, and al. "Energy Management concept of AC DC, and hybrid AC/DC microgrid", In: Academic Press, 2020, pp. 1-10.

- [42] STEFANO Leonori, MAURIZIO Paschero, FABIO Massimo. “Optimization strategies for Microgrid energy management systems by Genetic Algorithms”. In: *Applied Soft Computing*, Elsevier, 2020, vol. 86, p. 105903.
- [43] FADY Y. Melhem. Optimization methods and energy management in” smart grids”. Electric power. Thèse de doctorat. Université Bourgogne Franche-Comté, France 2018.
- [44] ELVIRA Amicarelli. Control and management strategies of smart grids with high penetration of renewable energy. Electric power. Thèse de doctorat Université Grenoble Alpes, France 2017.
- [45] FUSHENG, Li, RUIHENG, Li, et FENGQUAN, Zhou. Microgrid technology and engineering application. *China Electric Power Press*, 2016.
- [46] ALEMAYEHU Desta. Energy Supply and DSM in Industrial Microgrid Context. Modeling and Simulation. Thèse de doctorat. Université Paris-Est, France 2017.
- [47] ZIA, Muhammad Fahad, ELBOUCHIKHI, Elhoussin, et BENBOUZID, Mohamed. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied energy*, 2018, vol. 222, p. 1033-1055.
- [48] CHANDAK, Sheetal et ROUT, Pravat K. The implementation framework of a microgrid: A review. *International Journal of Energy Research*, 2021, vol. 45, no 3, p. 3523-3547.
- [49] KHIAT Sidahmed “ Design, development and demonstration of an intelligent microgrid system in real time” thèse de doctorat, Ministry of Higher Education and Scientific Research National Polytechnic School of Oran - Maurice Audin ;2021
- [50] AL-ISMAIL, Fahad Saleh. DC microgrid planning, operation, and control: A comprehensive review. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, p. 36154-36172.
- [51] LUU, Ngoc An. *Control and management strategies for a microgrid*. Thèse de doctorat. Université de Grenoble France 2014.
- [52] BOUZID, Allal El Moubarek. *Élaboration d'une méthode de contrôle pour améliorer la robustesse d'un micro réseau électrique*. Thèse de doctorat. Université du Québec à Trois-Rivières. Canada. 2017.
- [53] BEVRANI, Hassan, FRANÇOIS, Bruno, et ISE, Toshifumi. *Microgrid dynamics and control*. John Wiley & Sons, 2017.
- [54] RAJESH, K. S., DASH, S. S., RAJAGOPAL, Ragam, *et al.* A review on control of ac microgrid. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2017, vol. 71, p. 814-819.
- [55] YOLDAŞ, Yeliz, ÖNEN, Ahmet, MUYEEN, S. M., *et al.* Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 72, p. 205-214.
- [56] CAÑIZARES Claudio, A. et RODRIGO, Palma-Behnke. Trends in microgrid control IEEE-PES task force on microgrid control. *IEEE Trans Smart Grid*, 2014, vol. 5, no 4.

- [57] AMIRA Mohammed; SHADY S. Refaat; SERTAC Bayhan et al, "AC Microgrid Control and Management Strategies: Evaluation and Review," in IEEE Power Electronics Magazine, vol. 6, no. 2, pp. 18-31, June 2019.
- [58] SHAHGHOOLIAN, Ghazanfar. A brief review on microgrids: Operation, applications, modeling, and control. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2021, p. e12885.
- [59] KHALED Hajar, ‘‘Coopérative énergétique intelligente’’. Energie électrique. Thèse de doctorat Université Grenoble Alpes, France, 2017.
- [60] DIEGO Arcos-Aviles; JULIO Pascual; LUIS Marroyo;, L. and al” Fuzzy logic-based energy management system design for residential grid-connected microgrids”. In: IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, vol. 9, no. 2, pp. 530-543.
- [61] BHATTI Abdul Rauf, ZAINAL Salam.” A rule-based energy management scheme for uninterrupted electric vehicles charging at constant price using photovoltaic-grid system”. In: Renewable energy, Elsevier, 2018, vol. 125, pp. 384-400.
- [62] JAFARI Mohammad, ZAHRA Malekjamshidi, DYLAN Dah-Chuan Lu and al: School of Electrical and Data Engineering, University of Technology Sydney, Sydney, NSW, Australia Development of a fuzzy-logic-based energy management system for a multiport multioperation mode residential smart microgrid”. In: IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, vol. 34, no. 4, pp. 3283-3301.
- [63] HAJER Marzougui, AMENI Kadria, JEAN-PHILIPPE Martin et al: Implementation of energy management strategy of hybrid power source for electrical vehicle”. In: Energy Conversion and Management, Elsevier, 2019, vol. 195, pp. 830-843.
- [64] MOJTABA Moghimi, DOMAGOJ Leskarac, CHRISTOPHER Bennett,” Rulebased energy management system in an experimental microgrid with the presence of time of use tariffs”. In: MATEC Web of Conferences. EDP Sciences, 2016, p. 10011.
- [65] GANESH Kumar V, RATNESH K. Sharma, PRAJWAL K. Gautam Spirae, Inc., Fort Collins, CO, USA, Real-Time Power and Intelligent Systems Laboratory, Clemson University, Clemson, SC, USA.” Dynamic energy management system for a smart microgrid”. In: IEEE transactions on neural networks and learning systems, 2016, vol. 27, no. 8, pp. 1643-1656.
- [66] YANG, Dongfeng, JIANG, Chao, CAI, Guowei, et al. Optimal sizing of a wind/solar/battery/diesel hybrid microgrid based on typical scenarios considering meteorological variability. IET Renewable Power Generation, 2019, vol. 13, no 9, p. 1446-1455.
- [67] HARI CHARAN Cherukuri S., SARAVANAN B. & ARUNKUMAR G.G. “A rule-based approach for improvement of autonomous operation of hybrid microgrids”. In: Electrical Engineering, Springer, 2020, pp. 1-16.
- [68] LUIS Gabriel M, MARK Sumner , DIEGO Muñoz-C. “Hierarchical energy management system for microgrid operation based on robust model predictive control». In: Energies, 2019, vol. 12, no. 23, p. 4453.

- [69] RUI Xiong, HUAN Chen C W, FENGCHUN Sun: Towards a smarter hybrid energy storage system based on battery and ultracapacitor-A critical review on topology and energy management". In: Journal of cleaner production, Elsevier, 2018, vol. 202, pp. 1228-1240.
- [70] ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, KHATIR, Mohamed, et al. Energy Management System for Hybrid Microgrids. *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, 2021, vol. 69, no 2, p. 21-30.
- [71] NATHALIE Saker. Contribution au pilotage de la charge pour accroître la flexibilité du système électrique. Thèse de doctorat. Supélec, France 2013.
- [72] PALENSKY, Peter et DIETRICH, Dietmar. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE transactions on industrial informatics*, 2011, vol. 7, no 3, p. 381-388.
- [73] GELAZANSKAS, Linas et GAMAGE, Kelum AA. Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, 2014, vol. 11, p. 22-30.
- [74] BENETTI, Guido, CAPRINO, Davide, DELLA VEDOVA, Marco L., et al. Electric load management approaches for peak load reduction: A systematic literature review and state of the art. *Sustainable Cities and Society*, 2016, vol. 20, p. 124-141.
- [75] LONGE O. M., RIMER S., OUAHADA.K. and H. C. Ferreira, "Time programmable smart devices for peak demand reduction of smart homes in a microgrid," 2014 IEEE 6th International Conference on Adaptive Science & Technology (ICAST), 2014, pp. 1-6.
- [76] KALKHAMBKAR, Vaiju, KUMAR, Rajesh, et BHAKAR, Rohit. Energy loss minimization through peak shaving using energy storage. *Perspectives in Science*, 2016, vol. 8, p. 162-165.
- [77] LEADBETTER, Jason et SWAN, Lukas. Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy and buildings*, 2012, vol. 55, p. 685-692.
- [78] JABIR, Hussein Jumma, TEH, Jiashen, ISHAK, Dahaman, et al. Impacts of demand-side management on electrical power systems: A review. *Energies*, 2018, vol. 11, no 5, p. 1050.
- [79] UDDIN, Moslem, ROMLIE, M. F., ABDULLAH, M. F., et al. A novel peak shaving algorithm for islanded microgrid using battery energy storage system. *Energy*, 2020, vol. 196, p. 117084.
- [80] CHUA, Kein Huat, LIM, Yun Seng, et MORRIS, Stella. Energy storage system for peak shaving. *International Journal of Energy Sector Management*, 2016.
- [81] FAISAL, Mohammad, HANNAN, Mahammad A., KER, Pin Jern, et al. Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges. *Ieee Access*, 2018, vol. 6, p. 35143-35164.

- [82] SHAREEF, Hussain, AHMED, Maytham S., MOHAMED, Azah, *et al.* Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers. *Ieee Access*, 2018, vol. 6, p. 24498-24509.
- [83] SWATHI, K., BALASUBRAMANIAN, Kishore, et VELUCHAMY, Muthuvel. Residential load management optimization in smart grid. *International Journal for Trends in Engineering & Technology*, 2016, vol. 13, no 1.
- [84] KOSTKOVÁ, Katarina, OMELINA, L., KYČINA, P., *et al.* An introduction to load management. *Electric Power Systems Research*, 2013, vol. 95, p. 184-191.
- [85] POURBABAK, Hajir, CHEN, Tao, ZHANG, Bowen, *et al.* Control and energy management system in microgrids. Book IET Digital Library, *arXiv preprint arXiv:1705.10196*, 2017.
- [86] LOKESHGUPTA, B., SADHUKHAN, A., et SIVASUBRAMANI, S. Multi-objective optimization for demand side management in a smart grid environment. In: 2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS). IEEE, 2017. p. 200-205.
- [87] JAVAID, Nadeem, ULLAH, Ihsan, AKBAR, Mariam, *et al.* An intelligent load management system with renewable energy integration for smart homes. *IEEE access*, 2017, vol. 5, p. 13587-13600.
- [88] MACEDO, Maria NQ, GALO, Joaquim JM, ALMEIDA, Luiz AL, *et al.* Typification of load curves for DSM in Brazil for a smart grid environment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2015, vol. 67, p. 216-221.
- [89] SWAIN, Kamakshi Prashadini et DE, Mala. Analysis of effectiveness of flexible load shifting order on optimum dsm. In: 2017 IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE). IEEE, 2017. p. 141-144.
- [90] WANG, Zhenpo et WANG, Shuo. Grid power peak shaving and valley filling using vehicle-to-grid systems. *IEEE Transactions on power delivery*, 2013, vol. 28, no 3, p. 1822-1829.
- [91] MAHMUD, K., MORSALIN, S., KAFLE, Y. R., *et al.* Improved peak shaving in grid-connected domestic power systems combining photovoltaic generation, battery storage, and V2G-capable electric vehicle. In: 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). IEEE, 2016. p. 1-4.
- [92] ERDEN, Fatih, KISACIKOGLU, Mithat C., et ERDOGAN, Nuh. Adaptive V2G peak shaving and smart charging control for grid integration of PEVs. *Electric Power Components and Systems*, 2018, vol. 46, no 13, p. 1494-1508.
- [93] MAHMUD, Khizir, MORSALIN, Sayidul, HOSSAIN, Md Jahangir, *et al.* Domestic peak-load management including vehicle-to-grid and battery storage unit using an artificial neural network. In: 2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). IEEE, 2017. p. 586-591.

- [94] MAHMUD, Khizir, HOSSAIN, M. Jahangir, et TOWN, Graham E. Peak-load reduction by coordinated response of photovoltaics, battery storage, and electric vehicles. *IEEE Access*, 2018, vol. 6, p. 29353-29365.
- [95] ATTOU Nasreddine, ZIDI Sid-Ahmed, HADJERI Samir, et al. Improved peak shaving and valley filling using V2G technology in grid connected Microgrid. In: *2021 Third International Conference on Transportation and Smart Technologies (TST)*. IEEE, 2021. p.53-58.
- [96] ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, KHATIR, Mohamed, *et al.* Grid-Connected Photovoltaic System. In: *ICREEC 2019*. Springer, Singapore, 2020. p. 101-107.
- [97] ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, et al. "Grid Connected Battery Energy Storage System in Microgrid". *International Journal of Electronics and Electrical Engineering Systems 2020*, Volume 3, Issue 1 (March 2020)
- [98] AMIN, Mahmoud. M., MOHAMMED, A." Development of high-performance grid-connected wind OUSSAMA. energy conversion system for optimum utilization of variable speed wind turbines". In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011, vol. 2, no. 3, pp. 235-245.
- [99] BAOMING. GE, B., WENLIANG Wang, BI, D. "Energy storage system-based power control for grid-connected wind power farm". In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2013, vol. 44, no. 1, pp. 115-122.
- [100] MERABET Adel, KHANDKER Tawfique A, HUSSEIN Ibrahim: TechnoCentre éolien, Gaspé, QC G4X 1G2, Canada. "Energy management and control system for laboratory scale microgrid based wind-PV-battery". In: *IEEE transactions on sustainable energy*, 2016, vol. 8, no. 1, pp. 145-154
- [101] MOHD, Alaa, ORTJOHANN, Egon, SCHMELTER, Andreas, *et al.* Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid. In: *2008 IEEE international symposium on industrial electronics*. IEEE, 2008. p. 1627-1632.
- [102] PREETHA, P. K., POORNACHANDRAN, Prabakaran, *et al.* Electric Vehicle Scenario in India: Roadmap, Challenges and Opportunities. In: *2019 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*. IEEE, 2019. p. 1-7.
- [103] CHEN, Zhong, DING, Ming, et SU, Jianhui. Modeling and control for large capacity battery energy storage system. In: *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. IEEE, 2011. p. 1429-1436.
- [104] HOSSAIN, Alamgir Md, POTA, Hemanshu Roy, HOSSAIN, Md Jahangir, et al. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019, vol. 109, p. 160-186.
- [105] NEAGOE-STEFANA, A., EREMI, M., TOMA, L., *et al.* Impact of charging electric vehicles in residential network on the voltage profile using Matlab. In: *2015 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*. IEEE, 2015. p. 787-791.

[106] SAVIO, Dominic A., JULIET, Vimala A., CHOKKALINGAM, Bharatiraja, *et al.* Photovoltaic integrated hybrid microgrid structured electric vehicle charging station and its energy management approach. *Energies*, 2019, vol. 12, no 1, p. 168.

[107] VENERI, Ottorino (ed.). *Technologies and applications for smart charging of electric and plug-in hybrid vehicles*. Springer International Publishing, 2017.

Liste des publications & communications

Publications:

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* "Grid Connected Battery Energy Storage System in Microgrid". *International Journal of Electronics and Electrical Engineering Systems* 2020, Volume 3, Issue 1 (March 2020)

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, KHATIR, Mohamed, *et al.* Energy Management System for Hybrid Microgrids. *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, 2021, vol. 69, no 2, p. 21-30.

Communications:

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* "Impact of Electric Vehicle's integration V2G in microgrid" 'In CIREI'2019. First International Conference on Smart Grids. ENP-Oran - Algeria

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, KHATIR, Mohamed, *et al.* Grid-Connected Photovoltaic System. In: *ICREEC 2019*. Springer, Singapore, 2020. p. 101-107.

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* Improved peak shaving and valley filling using V2G technology in grid connected Microgrid. In: *2021 Third International Conference on Transportation and Smart Technologies (TST)*. IEEE, 2021. p. 53-58.

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* "Intelligent Energy Management System for EV Charging in grid connected Microgrid" In Conférence Nationale sur les Energies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique CNEREE' 21 2021, Adrar Algérie.

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* "Energy management in Smart-Grid using V2G and V2H technologies" In : *2019 '3ièmes Journées Doctorales de Génie Electrique'* UDL-SBA-ALGERIE

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* " Fuzzy Logic-Based Energy Management System for a Grid-Connected Microgrids" In: First International Conference on Sustainable Energy and Advanced Materials IC-SEAM'21, 2021 Ouargla, ALGERIA

ATTOU, Nasreddine, ZIDI, Sid-Ahmed, HADJERI, Samir, *et al.* " Coordinated Control of Wind Turbine and Energy Storage System for Microgrid Stability" In: The First International Conference on Renewable Energy Advanced Technologies and Applications ICREATA'21, 2021 Research Unit for Renewable Energies in Saharan Region Adrar ALGERIA