



HAL
open science

Contribution à la gestion d'énergie des stations de recharge de véhicules électriques avec ressources d'énergie distribuées et système multiport

Youssef Amry

► To cite this version:

Youssef Amry. Contribution à la gestion d'énergie des stations de recharge de véhicules électriques avec ressources d'énergie distribuées et système multiport. Energie électrique. Université de Bretagne occidentale - Brest; Université Mohammed V (Rabat), 2024. Français. NNT : 2024BRES0012 . tel-04859872

HAL Id: tel-04859872

<https://theses.hal.science/tel-04859872v1>

Submitted on 31 Dec 2024

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

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

THÈSE DE DOCTORAT EN COTUTELLE INTERNATIONALE DE

L'UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE

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

Avec L'UNIVERSITÉ MOHAMMED V - ENSAM RABAT

ÉCOLE DOCTORALE : ST2I
Spécialité : *Génie électrique*

Par

Youssef AMRY

Contribution à la gestion d'énergie des stations de recharge de véhicules électriques avec ressources d'énergie distribuées et système multiport

Thèse présentée et soutenue à Rabat, le 17 février 2024

Unité de recherche : LABISEN, ISEN Yncréa Ouest / EODIC, ENSAM RABAT

Rapporteurs avant soutenance :

Abdelmajid ABOULOIFA Professeur en génie électrique, ENSEM, Casablanca, MAROC
Abdelali EL AROUDI Professeur en génie électrique, Universitat Rovira I Virgili, Tarragona, Espagne
Lahoucine ID-KHAJINE Professeur des Universités - UMR CNRS, CY Cergy-Paris Université, France

Composition du Jury :

Président :	Said GUEDIRA	Professeur d'Enseignement Supérieur, ENSMR, Rabat, MAROC
Examineur :	Abdeslam MAMOUNE	Professeur des Universités, Université de Bretagne Occidentale, Brest, France
	Abdelmajid ABOULOIFA	Professeur en génie électrique, ENSEM, Casablanca, MAROC
	Abdelali EL AROUDI	Professeur en génie électrique, Universitat Rovira I Virgili, Tarragona, ES
	Lahoucine ID-KHAJINE	Professeur des Universités - UMR CNRS, CY Cergy-Paris Université, FR
Directeur de thèse :	Elhoussin ELBOUCHIKHI	Enseignant chercheur HDR, ISEN Yncréa Ouest, Nantes, France
	Soumia EL HANI	Professeure d'Enseignement Supérieur, ENSAM Rabat, Université Mohammed 5, Maroc
Co-encadrant de thèse :	Mounir GHOGHO	Professeur, UIR, Rabat, Maroc

REMERCIEMENTS

À l'issue de cette longue et enrichissante aventure qu'a été la réalisation de ma thèse, je souhaite exprimer ma profonde gratitude envers tous ceux qui ont croisé mon chemin au cours de ces trois années de recherche. Sans le soutien indéfectible des personnes dont les noms se sont progressivement inscrits tout au long de ces pages, cette quête intellectuelle n'aurait ni la même saveur ni la même envergure.

Professeur **Elhoussin Elbouchikhi**, mon directeur de thèse côté France à l'ISEN Yncrea Ouest, a joué un rôle crucial dans cette aventure académique. Vous n'avez pas seulement été mon directeur de thèse, mais aussi un mentor et un ami précieux. Votre disponibilité et votre soutien, qu'ils aient concerné des aspects académiques ou personnels, ont eu une influence déterminante sur mon parcours. Vous avez été bien plus qu'un encadrant ; vous m'avez traité comme un membre de votre famille, prodiguant conseils et soutien non seulement pour ma thèse, mais également pour les défis de ma vie personnelle. Je vous suis infiniment reconnaissant pour tout ce que vous avez fait.

Professeur **Soumia El Hani**, ma directrice de thèse au Maroc, au laboratoire EODIC de l'ENSAM Rabat, je tiens à exprimer ma profonde gratitude pour votre expertise, votre engagement et votre soutien inestimable qui ont grandement contribué à la réussite de cette thèse. Votre dévouement est exemplaire et malgré vos nombreuses responsabilités, vous avez toujours trouvé le temps de me guider.

Professeur **Mounir Ghogho**, mon co-encadrant côté Maroc au laboratoire TICLAB de l'UIR, je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements. Vos réunions d'avancement hebdomadaires au début de ma thèse ont été d'une importance capitale pour ma transition de l'ingénierie à la recherche doctorale. Votre présence constante et vos conseils éclairés ont été d'une valeur inestimable, et je vous suis profondément reconnaissant pour votre précieuse contribution à mon parcours académique, ainsi que pour votre aide technique et financière, qui ont toutes deux été essentielles pour mener ma thèse à bien dans les meilleures conditions possibles.

Professeur **Franck Le Gall**, mon co-encadrant côté France à l'ISEN Yncrea Ouest, je tiens à vous remercier chaleureusement pour vos précieux conseils. Votre guidance a été une source de motivation constante, m'encourageant à me surpasser. Votre soutien

a joué un rôle déterminant dans mon parcours, me donnant l'élan nécessaire pour viser l'excellence.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude envers les membres distingués de mon jury d'examen pour leur temps, leurs conseils et leur expertise. Un merci particulier s'adresse au Professeur **Abdelislam Mamoune** de l'Université de Bretagne Occidentale et au Professeur **Saïd Guedira** de l'ENSMR, pour leur précieuse participation en tant qu'examineurs. Je suis également reconnaissant envers mes rapporteurs, le Professeur **Aboulafia Abdelmajid** de l'ENSEM, le Professeur **Abdelali El Aroudi** de l'université Rovira I Virgili et le Professeur **Lahoucine Idkhajine** de CY Cergy-Paris Université, pour leur analyse critique et constructive de ce rapport.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude envers les équipes du laboratoire **TICLAB** de l'UIR et du laboratoire **LABISEN** de l'ISEN Yncrea Ouest pour leur accueil chaleureux et leur soutien financier. Leur aide précieuse a été un pilier essentiel dans l'achèvement de ma thèse. Mes remerciements vont également au Professeur **BENBOUZID Mohamed**, Directeur adjoint de l'École Doctorale SPI-BZH coté UBO pour son soutien inestimable.

Un remerciement tout particulier s'adresse à une personne que je ne saurais oublier, le professeur **Abdesslem Djerdir**, mon enseignant lors de mon master en énergie et environnement à l'UTBM. Il est difficile de mettre en mots la gratitude que je ressens envers lui pour tout ce qu'il a fait pour moi. Professeur Djerdir a été bien plus qu'un enseignant ; il a été un guide, un soutien inestimable, et un ami. Il était là pour moi dès mes premiers pas en France en 2014, et il a tout mis en œuvre pour que mon parcours en master soit un succès, aussi bien sur le plan académique que personnel. Sa gentillesse, son dévouement et son expertise ont été des atouts précieux dans ma vie, et je lui en suis profondément reconnaissant.

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude envers mes amis, **Dr. Nachtane Mourad**, **Mehdi El Gaidi**, **haroon Rashid**, **Dr. Rouway Marwane**, **EL Madiouni Hamza**, **Ayyoub Bouhayane**, **Dr. Ayoub Karine** et **Dr. Mohammed Amine Dabachi**, pour leur soutien et leur encouragement constants tout au long de ma thèse. Leurs énergies positives et leurs encouragements m'ont grandement aidé à démarrer ce parcours avec détermination. Leur précieuse aide et leurs conseils avisés ont été d'une grande valeur pour moi. Merci à vous pour votre amitié et votre soutien inestimable.

À ma très chère maman, qui mérite une reconnaissance toute particulière. Elle a été à la fois mon père et ma mère, m'apportant un soutien inébranlable. Ses sacrifices, son amour et sa patience infinis ont été le pilier de mon succès. Tout ce que je suis aujourd'hui,

je le lui dois. Maman, je t'aime de tout mon cœur et je te suis infiniment reconnaissant pour tout ce que tu as enduré et accompli pour nous. J'espère te rendre fière et alléger le poids du long chemin que tu as parcouru pour notre bien-être.

Enfin, je souhaite adresser un immense merci à deux personnes qui occupent une place spéciale dans mon cœur : mon frère jumeau, Mehdi, et ma sœur Chaimaa. Leur présence constante et leur soutien inébranlable ont été des piliers essentiels tout au long de cette aventure de thèse.

Mehdi, ma deuxième moitié, nous partageons une connexion unique. Ta compréhension innée et ta proximité ont rendu cette période de thèse plus facile à traverser. Tu as été mon complice, mon confident et mon ami le plus proche. Chaque moment partagé avec toi est un trésor que je chérirai toujours.

Chaimaa, plutôt **Docteur chaimaa ;)** ma sœur bien-aimée, tu as été une source constante de motivation et de réconfort. Ton amour et ton soutien m'ont donné la force nécessaire pour persévérer dans les moments difficiles. Ta présence a apporté de la lumière à chaque étape de ce voyage.

À ma famille, à mes amis, et à tous ceux que cette expression concise de gratitude ne me permet pas de nommer individuellement, je vous adresse un sincère merci du fond du cœur. Votre soutien a été inestimable tout au long de cette aventure, et je vous en suis profondément reconnaissant.

PUBLICATIONS

— Article de journal dans des revues avec comité de lecture

- **Youssef AMRY**, Elhoussin Elbouchikhi, Franck Le Gall, Mounir Ghogho et Soumia El Hani, “Optimal sizing and energy management strategy for EV workplace charging station considering PV and flywheel energy storage system”, Elsevier, Journal of Energy Storage, Volume 62, Juin 2023, <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106937>
- **Youssef AMRY**, Elhoussin Elbouchikhi, Franck Le Gall, Mounir Ghogho et Soumia El Hani, “Electric Vehicle Traction Drives and Charging Station Power Electronics : Current Status and Challenges”, MDPI Energies, Volume 15, numéro 16, Aout 2022, <https://doi.org/10.3390/en15166037>

— Article de conférence avec comité de lecture et actes

- **Youssef AMRY**, Elhoussin Elbouchikhi, Mounir Ghogho , Soumia El Hani et Franck Le Gall, “A Double Layer Laxity-Based Approach to Queue Management for Multiport EV Charging”, IEEE IECON, 16-19 Octobre 2023, Singapore, <https://doi.org/10.1109/IECON51785.2023.10311810>

— Brevets internationaux

- **Youssef AMRY**, Zakaria CHAROUH, Elhoussin Elbouchikhi, Mounir Ghogho , Soumia El Hani et Mohamed El OUAHABI , “REMOVABLE MULTI-CONNECTOR SYSTEM FOR AC AND DC UNIDIRECTIONAL AND BI-

DIRECTIONAL CHARGERS FOR AN ELECTRIC VEHICLE (EV) AND A RECHARGEABLE HYBRID VEHICLE”, WIPO, WO2022231408, Novembre 2022, <https://patentscope.wipo.int/search/fr/detail.jsf?docId=W02022231408>

- **Youssef AMRY**, Zakaria CHAROUH, Elhoussin Elbouchikhi, Mounir Ghogho , Soumia El Hani et Mohamed El OUAHABI, , “MULTIPOINT AGGREGATOR FOR ONE-WAY AND TWO-WAY DC AND AC CHARGING STATIONS”, WIPO, WO2022260504, Juin 2022, <https://patentscope.wipo.int/search/en/detail.jsf?docId=W02022260504>

— **Revue scientifique nationale**

- **Youssef AMRY**, Elhoussin Elbouchikhi, Franck Le Gall, Mounir Ghogho et Soumia El Hani, “Électronique de puissance des systèmes de traction et des stations de charge des véhicules électriques : Situation actuelle et défis”, La Revue 3EI, Octobre 2022, <https://see.asso.fr/produit/3ei-2022-110/>

TABLE DES MATIÈRES

Publications	7
Liste des figures	19
Liste des tableaux	19
Introduction	23
1 Systèmes de traction et stations de recharge de véhicules électriques : situation actuelle et défis	29
1.1 Introduction	29
1.2 Technologies des véhicules électriques légers et des stations de recharge . .	31
1.2.1 Besoins en puissance et en énergie	31
1.2.2 Technologies des véhicules	33
1.2.3 Classification de stations de recharge	40
1.3 Électronique de puissance pour les stations de recharge des véhicules élec- triques	45
1.3.1 Solutions d'électronique de puissance	45
1.3.2 Résumé des exigences techniques	53
1.4 Chargement intelligent et ressources distribuées : des moyens pour atténuer la congestion du réseau électrique	54
1.4.1 Stratégie de recharge	55
1.4.2 Systèmes de stockage d'énergie hybrides	60
1.5 Chargeurs multi-connecteurs : une solution prometteuse pour améliorer l'accessibilité des stations de recharge pour VEs	64
1.6 Conclusion	68
2 Gestion d'énergie et dimensionnement d'une station de recharge de ve- hicule électrique	70
2.1 Introduction	70

2.2	Configuration du système de recharge pour véhicules électriques et modélisation mathématique	73
2.2.1	Système PV (panneaux solaires)	74
2.2.2	Système de stockage d'énergie par volant d'inertie	75
2.2.3	Interface avec le réseau électrique	78
2.3	Coûts des composants de la station de recharge	78
2.3.1	Coût initial	78
2.3.2	Coût de maintenance annuelle	79
2.3.3	Coût de remplacement et valeur résiduelle	80
2.3.4	Coût de dégradation	80
2.4	Dimensionnement de la station de recharge pour véhicules électriques	81
2.4.1	Formulation du problème d'optimisation	81
2.4.2	Stratégies de gestion énergétique optimale des ressources d'énergie	84
2.4.3	Indicateurs financiers	85
2.4.4	Indicateurs de performances du système	89
2.5	Modèles de données d'entrée	91
2.5.1	Données météorologiques	92
2.5.2	Demande de charge	93
2.5.3	Structures tarifaires du réseau électrique principal	95
2.5.4	Paramètres techno-économiques des composants	97
2.6	Simulation, résultats et discussion	100
2.6.1	Comparaison d'un point de vue technique	101
2.6.2	Comparaison d'un point de vue économique	102
2.6.3	Discussion	104
2.6.4	La portée du modèle proposé	107
2.7	Conclusion	108
3	Gestion de files d'attente et d'énergie pour les chargeurs multiport : une approche en deux couches basée sur la laxité	111
3.1	Introduction	111
3.2	Station de recharge de véhicule électrique avec système multiport amovible	115
3.2.1	Intérêt du système multiport amovible	115
3.2.2	Composition du système	116
3.2.3	Processus de recharge	119

3.3	Gestion de la file d'attente et allocation de véhicules électriques	121
3.3.1	Introduction de l'approche LBA employant la logique floue	121
3.3.2	Affectation des véhicules électriques et stratégie de file d'attente avec DLBA	124
3.3.3	Exemple d'étude comparative	128
3.4	Optimisation du dimensionnement et de la gestion de la recharge des véhi- cules électriques : étude de cas d'une station de recharge avec PMS	131
3.4.1	Défis et enjeux associés à une recharge optimale en adoptant DLBA	131
3.4.2	Cadre du système d'optimisation	131
3.4.3	Méthodologie de dimensionnement et de gestion de la recharge (Pla- nification et ordonancement)	137
3.5	Résultats de simulation et discussion	139
3.5.1	Cas d'étude	140
3.5.2	Données d'entrée	142
3.5.3	Résultats du système d'optimisation	145
3.5.4	Discussion	156
3.6	Conclusion	156
Conclusion et Perspectives		159
	Conclusion	159
Annexes		162
A Exemple de procédures d'essai harmonisées au niveau mondial pour les véhicules légers (WLTP)		163
B Système multiport portable pour chargeurs AC et DC unidirectionnels et bidirectionnels de véhicules électriques (VE) et véhicules hybrides rechargeables (PHEV)		167
C Agrégateur multiport pour stations de recharge DC et AC unidirection- nelles et bidirectionnelles		170
D Proposition de méthodologie pour estimer les besoins en recharge en vue d'un dimensionnement de station de recharge optimal		173
D.1	Paramètres d'influence	173

TABLE DES MATIÈRES

D.1.1	Évaluation de la demande	174
D.1.2	Facteur de pointe	174
D.1.3	Contrainte de puissance	174
D.1.4	Analyse du comportement des utilisateurs	175
D.1.5	Capacité des chargeurs	175
D.2	Méthodologie d'analyse des paramètres d'influence	175
D.2.1	Traitement et analyse des données	176
D.2.2	Exploitation et post-traitement des données analytiques	176
E	Résultats du dimensionnement optimal (Nombre de câbles par chargeur) en utilisant les stratégies de planification LBA et DLBA	178
F	Résultats de la planification non contrôlée avec les stratégies LBA et DLBA	181
G	Résultats d'ordonnancement de chargeurs à simple connecteur (SOSC)	184
	Bibliographie	187

LISTE DES FIGURES

1.1	Cycles de conduite WLTP pour la validation.	33
1.2	Classification des véhicules électriques.	34
1.3	Classification des véhicules hybrides complets.	37
1.4	Véhicules électriques à moteur. (a) Véhicules électriques à batterie. (b) Véhicules électriques à pile à combustible.	38
1.5	Classification des stations de recharge.	40
1.6	Illustrations de classification des stations de recharge.	41
1.7	Équipement de recharge pour véhicules électriques.	41
1.8	Chargeur de batterie unidirectionnel pour les véhicules électriques.	46
1.9	Chargeur de batterie bidirectionnel pour les véhicules électriques.	47
1.10	Chargeur de batterie bidirectionnel pour les véhicules électriques utilisant l'onduleur de traction.	48
1.11	Chargeur de batterie bidirectionnel pour les véhicules électriques utilisant l'onduleur de traction et les enroulements du moteur.	49
1.12	Chargeur de batterie bidirectionnel utilisant des convertisseurs modulaires multiniveaux.	51
1.13	Transfert d'énergie sans contact pour la recharge des véhicules électriques.	52
1.14	Consommation d'énergie du véhicule avec le système de recharge incontrôlée	57
1.15	Consommation d'énergie du véhicule avec le système de recharge à double tarification à gauche (tarif réduit de 21 heures à 5 heures) / à droite (tarif réduit de 15 heures à 5 heures)	57
1.16	Profil de consommation de la flotte de véhicules électriques pendant une journée de travail avec et sans charge intelligente en considérant l'intégra- tion d'énergies renouvelables.	58
1.17	Station de charge intelligente composée d'énergies renouvelables et d'un système de stockage d'énergie.	61
1.18	Production, stockage et utilisation d'hydrogène vert.	62
1.19	Types de chargeurs.	67

2.1	Schéma du système de recharge de véhicules électriques basé sur le PV (panneaux photovoltaïques) et le volant d'inertie.	74
2.2	Illustration des composants du système de stockage d'énergie par volant d'inertie.	76
2.3	Schéma du processus d'optimisation de la station de recharge pour véhicules électriques sur le lieu de travail.	86
2.4	Schéma simplifié du profil de charge quotidien, de la génération solaire PV et du stockage d'énergie par volant d'inertie séparés en zones.	91
2.5	Données historiques des profils d'irradiance solaire globale quotidienne et de température de l'air du ciel réel sur un plan fixe (W/m^2) à (a) Brest, (b) Benguerir et (c) Rabat pour chaque mois de l'année.	93
2.6	Profil de charge quotidienne (charge des véhicules électriques et charge du bâtiment de bureaux) pour chaque mois de l'année.	94
2.7	Tarif ToU statique quotidien à Rabat, Benguerir et Brest.	96
2.8	Répartition quotidienne des sources d'énergie utilisées par FL-PVHS (à gauche) et Bat-PVHS (à droite) dans les trois emplacements : Brest (en haut), Benguerir (au milieu) et Rabat (en bas).	101
2.9	Coûts initiaux des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS dans les trois sites (Rabat, Benguerir, et Brest).	104
2.10	Coûts d'investissement totaux des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS sur les trois sites (Rabat, Benguerir et Brest) pendant la durée de vie du système.	105
2.11	Comparaison des coûts d'exploitation sur la durée de vie.	105
2.12	Flux de trésorerie cumulés pendant la durée de vie du système à (a) Brest, (b) Benguerir et (c) Rabat.	106
3.1	Types de chargeurs.	115
3.2	Illustration du système multiport portable.	117
3.3	Description de deux configurations du PMS.	118
3.4	Architecture proposée pour une station de recharge de VE avec PMS.	120
3.5	Affectation des véhicules électriques suivant l'approche LBA	121
3.6	Fonctions d'appartenance du SIF.	124
3.7	Surface de sortie du système d'inférence floue	125
3.8	Allocation de véhicules électriques utilisant l'approche basée sur la laxité à double couche (DLBA).	125

3.9	Exemple d'affectation des véhicules électriques en utilisant deux méthodes de file d'attente.	128
3.10	Dimensionnement dynamique optimal d'une station de recharge basée sur la planification DLBA.	138
3.11	Gestion de recharge optimale.	139
3.12	Nombre de VE dans une zone résidentielle (modèle de connexion des VE) .	141
3.13	Nombre de VE dans un centre commercial (modèle de fréquentation) . . .	142
3.14	Modèle de tarification électrique statique.	144
3.15	Dimensionnement optimal des stations de recharge dans les cas résidentiels et des centres commerciaux.	147
3.16	Histogrammes superposés des durées de stationnement et de recharge. . . .	147
3.17	Profil de charge de la Nissan Leaf SV utilisant un chargeur de 11 kW - Cas d'une zone résidentielle.	148
3.18	Profil de charge de la Nissan Leaf SV utilisant un chargeur de 22 kW - Cas d'un centre commercial.	149
3.19	Évaluation de la charge coordonnée pour les VE assignés et en file d'attente avec les stratégies LBA vs. DLBA - Cas d'un centre commercial. . . .	152
3.20	Évaluation de la charge coordonnée pour les VE assignés et en file d'attente avec les stratégies LBA vs. DLBA - Cas d'une zone résidentielle. . . .	154
A.1	Forces affectant les véhicules en mouvement	163
A.2	Résultats de la simulation pour trois classes de véhicules.	165
A.3	Exigences en énergie pour un véhicule standard (Tableau A.1) en utilisant les cycles de conduite WLTP.	165
E.1	Optimal Charging Stations sizing in Residential and Shopping Center Cases - Planned by DLBA strategy.	179
E.2	Optimal Charging Stations sizing in Residential and Shopping Center Cases - Planned by LBA strategy.	180
F.1	Evaluating uncoordinated charging for assigned and queued EVs with LBA vs. DLBA strategies - Case of Shopping Centre.	182
F.2	Evaluating uncoordinated charging for assigned and queued EVs with LBA vs. DLBA strategies - Case of Residential area.	183

LISTE DES FIGURES

G.1 Evaluating of uncoordinated vs. coordinated single connector chargers (SOSC)
charging - **Case of Shopping Centre**. 185

G.2 Evaluating of uncoordinated vs. coordinated single connector chargers (SOSC)
charging - **Case of Residential area**. 186

LISTE DES TABLEAUX

1.1	Comparaison des avantages et inconvénients entre les véhicules à moteur à combustion interne et les véhicules électriques	35
1.2	Niveau d'hybridation des véhicules hybrides.	36
1.3	Types et normes des connecteurs de charge.	42
1.4	Spécifications et topologies d'électronique de puissance proposées (les numéros 1 à 6 font référence aux spécifications de l'électronique de puissance des stations de recharge des véhicules électriques présentées dans la section 1.3.1 et la coche signifie que la topologie d'électronique de puissance proposée est conforme à la spécification correspondante).	54
1.5	Revue de la littérature sur le dimensionnement optimale des stations de recharge pour les véhicules électriques.	64
2.1	Paramètres économiques des panneaux solaires PV et du stockage d'énergie par volant d'inertie sur une durée de vie de 20 ans.	97
2.2	Paramètres techniques du volant d'inertie, des panneaux solaires PV et de la batterie.	99
2.3	Limites minimales et maximales des variables de décision.	100
2.4	Résultats de dimensionnement optimal des composants des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS dans les trois emplacements (Rabat, Benguerir et Brest).	102
2.5	Résultats des indicateurs d'ajustement de la charge (SS et SC) pour les systèmes FL-PVHS et Bat-PVHS dans les trois sites (Rabat, Benguerir et Brest).	103
2.6	Comparaison des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS sur les trois sites (Rabat, Benguerir et Brest) pendant la durée de vie de l'exploitation du système sur la base des paramètres financiers, des coûts d'investissement et des coûts d'économie.	107
3.1	Règles de logique floue pour le score de priorité	124

LISTE DES TABLEAUX

3.2	Paramètres et exigences pour les véhicules électriques arrivants.	127
3.3	Score de priorité mis à jour à chaque arrivée des véhicules électriques. . . .	130
3.4	Spécifications de la Nissan Leaf SV PLUS modèle 2022.	142
3.5	Prix approximatifs et puissances nominales des chargeurs de VE disponibles sur le marché ainsi que du PMS proposé.	144
3.6	Comparaison des exigences de recharge des VE et des contraintes d'infra- structure dans différents scénarios.	145
3.7	Comparaison entre la planification coordonnée et non coordonnée avec les stratégies LBA et DLBA dans les deux zones (résidentielle et centre com- mercial).	155
A.1	Paramètres du véhicule	166
E.1	Number of cables per charger for LBA and DLBA strategies at a shopping center charging station	178
E.2	Number of cables per charger for LBA and DLBA strategies at a residential charging station	178

NOMENCLATURE

$\alpha^{PV}, \alpha^{FL}, \alpha^{Batt}$	Dégradation annuelle des panneaux photovoltaïques, du volant d'inertie et de la batterie
δ	Durée du créneau temporel en secondes
$\eta_{Ch}^{FL}, \eta_{Dch}^{FL}, \eta^{PV}$	Efficacité de charge/décharge de la roue d'inertie et des panneaux photovoltaïques
γ, β	Coefficients représentatifs de la tâche ou du service
Γ, Γ_{grid}	Taux d'actualisation spécifique pour la valeur actuelle nette et le réseau électrique
$\Omega_{min}, \Omega_{max}$	Vitesse de rotation minimale et maximale de la roue d'inertie
$\phi, J, m, ED, \Omega, N_p, P_e$	Flux du rotor, moment d'inertie, masse, densité d'énergie, vitesse de rotation, nombre de paires de pôles et puissance électrique de la machine synchrone à aimant permanent
σ	Coefficient de température des panneaux photovoltaïques
τ	Intervalles de temps de simulation
ς	État de charge initial du volant d'inertie
$a, a_{rep}^{FL}, a_{rep}^{PV}$	Indice de l'année, années de remplacement du volant d'inertie et du photovoltaïque
$AE^{PV}, AE^{FL}, AE^{Grid}$	Énergie annuelle produite par le photovoltaïque, le volant d'inertie et le réseau électrique
B, D, R	Composantes solaires directes, diffuses et réfléchies
BoP	Équilibre de la centrale
C^{Cap}	Coût en capital
C^{DegPV}, C^{DegFL}	Coût de dégradation des panneaux photovoltaïques et du volant d'inertie

C^{go}	Coût énergétique sur la durée de vie du système avec le réseau uniquement
$C^{I\&C}$	Coût d'installation et de mise en service
$C_t^{Grid,w}, C_t^{Grid,s}, C_t^{Grid}$	Tarifcation statique en heures creuses en hiver et en été, et coûts énergétiques totaux du réseau par créneau temporel t
CF	Flux de trésorerie
CM^{PV}, CM^{FL}	Coûts totaux de maintenance du photovoltaïque et du volant d'inertie pendant la durée de vie du système
CM_a, CM_{a-i}	Coût annuel de maintenance et coût de maintenance à la signature du contrat ou après la dernière révision des prix
CR^{FL}, RV^{FL}	Coût de remplacement annuel et valeur résiduelle du volant d'inertie
CR^{PV}, RV^{PV}	Coût de remplacement annuel et valeur résiduelle du photovoltaïque
d	Indice du jour
d^s, d^w	Jours d'été et d'hiver
E^{FL}	Capacité de stockage d'énergie par volant d'inertie
i	Indice de la dernière révision des prix dans le contrat de maintenance
I_{NOC}	Irradiance en conditions de test NOC
I_{rr}	Irradiance solaire quotidienne du ciel réel
I_{stc}	Irradiance en conditions de test standard
IC^{FL}, IC^{PV}	Coût initial du système de stockage d'énergie par volant d'inertie et du photovoltaïque
$IN_{a-i}^{salary}, IN_{a-i}^{service}$	Indices du salaire facturé et du service à la signature du contrat ou après la dernière révision des prix
$IN_a^{salary}, IN_a^{service}$	Indices du salaire facturé et du service de l'année de facturation a
IRR	Taux de rentabilité interne
Lt^{FL}, Lt^{PV}, Lt	Durée de vie de la roue d'inertie, temps calendaire du photovoltaïque et durée de vie estimée de l'ensemble du système

n^{FL}, n^{PV}	Nombre de remplacements du volant d'inertie et du photovoltaïque pendant la durée de vie du système
N_{max}	Vitesse de rotation maximale de la roue d'inertie
P_t^{FL+}, P_t^{FL-}	Puissance de charge/décharge du volant d'inertie au créneau temporel t
$P_t^{FL,pv+}, P_t^{FL,pv-}$	Puissance de charge/décharge du volant d'inertie alimentée uniquement par le photovoltaïque au créneau temporel t
$P_t^{Grid}, P_t^{load}, P_t^{FL}, P_t^{PV}$	Puissances du réseau, de la charge, de la roue d'inertie et du photovoltaïque au créneau temporel t
PCS	Système de conversion de puissance
Pu_{stc}^{PV}	Puissance unitaire de pointe des panneaux photovoltaïques en conditions de test STC
S^{PV}	Surface totale des panneaux photovoltaïques
SOC	État de charge
Su^{PV}	Surface unitaire des panneaux photovoltaïques
T	Nombre total d'intervalles temporels quotidiens
t	Indice du créneau temporel
T_c	Température des cellules photovoltaïques
T_a	Température ambiante
T_{NOC}	Température de fonctionnement nominale de la cellule
T_N	Température ambiante en conditions de test NOC
T_{stc}	Température des cellules photovoltaïques en conditions de test standard

INTRODUCTION

La transformation rapide du paysage automobile mondial s'est accélérée avec l'adoption croissante des véhicules électriques. Originellement envisagés comme une alternative éco-responsable aux véhicules à combustion interne, les véhicules électriques se sont rapidement imposés comme une solution incontournable aux multiples défis environnementaux, économiques et énergétiques auxquels notre planète est confrontée.

Les véhicules électriques incarnent un moyen de transport qui s'éloigne de la dépendance historique aux combustibles fossiles. Leur adoption massive pourrait s'avérer essentielle pour atténuer les effets dévastateurs du changement climatique causés par l'augmentation continue des émissions de gaz à effet de serre. Grâce à l'utilisation de l'électricité comme principale source d'énergie, les véhicules électriques ont le potentiel de réduire considérablement les émissions nocives.

L'aspect le plus attrayant des véhicules électriques est la capacité de coupler leur source d'énergie avec des moyens de production d'électricité renouvelables, tels que l'éolien et le solaire. Cela ouvre une avenue pour une mobilité vraiment verte, où chaque kilomètre parcouru contribue à réduire l'empreinte carbone. Cependant, comme pour toute transition technologique majeure, l'adoption massive des véhicules électriques ne vient pas sans son lot de défis.

L'une des préoccupations majeures est l'impact des véhicules électriques sur le réseau électrique. Chaque véhicule électrique ajouté sur la route est un nouveau consommateur d'électricité, ajoutant une charge supplémentaire à un réseau souvent déjà saturé. La demande accrue d'électricité, surtout aux heures de pointe, pourrait causer des tensions sur le réseau, rendant crucial le besoin d'une gestion adéquate/optimale de la charge.

Par ailleurs, la croissance rapide du nombre de véhicules électriques nécessite une infrastructure de recharge solide et facilement accessible. Avec l'augmentation des utilisateurs de véhicules électriques, les stations de recharge risquent de devenir un point de congestion, surtout dans les zones urbaines denses. Les défis incluent le coût de l'installation de ces infrastructures, les problématiques logistiques de leur emplacement, ainsi que les files d'attente potentiellement longues, qui peuvent constituer des freins à l'adoption généralisée des véhicules électriques.

Ces problématiques nous amènent à deux axes de recherche essentiels abordés dans cette thèse : comment minimiser l’impact des charges des véhicules électriques sur le réseau électrique tout en assurant un accès optimal aux stations de recharge. Ceci est abordé à travers les deux contributions suivantes :

— **Diminution d’impact de la recharge des véhicules électriques sur le réseau électrique :**

L’incorporation des énergies renouvelables est cruciale pour diminuer les contraintes associées à la recharge des véhicules électriques sur le réseau principal. En effet, le solaire et l’éolien se profilent comme des alternatives vertes, renouvelables et efficaces face aux sources énergétiques conventionnelles. En instaurant un micro-réseau équipé d’énergies renouvelables, tels que des panneaux solaires et des éoliennes, il est possible de générer de l’énergie sur place, minimisant ainsi notre sollicitation du réseau électrique centralisé. Une telle démarche allège considérablement la charge sur ce dernier, prévenant notamment des problèmes de congestion.

L’exploitation de sources d’énergie renouvelables présente une intermittence caractéristique, imposant ainsi une exigence pour des systèmes de stockage d’énergie efficaces. Ces systèmes, désignés sous l’acronyme ESS (Energy Storage Systems), sont fréquemment intégrés avec des installations solaires photovoltaïques (PV) pour gérer et stocker l’énergie excédentaire, en vue de son utilisation durant les phases de faible rayonnement solaire ou lors de pics de demande. Ils jouent un rôle primordial dans la régulation et la stabilisation des réseaux électriques, évitant ainsi leur surcharge.

À ce jour, les batteries et les supercondensateurs dominent le marché des ESS en termes d’adoption. Néanmoins, une attention croissante est portée aux volants d’inertie à haute vitesse, une technologie novatrice qui se révèle potentiellement compétitive face aux solutions de stockage traditionnelles, notamment dans des niches applicatives telles que les infrastructures de recharge pour véhicules électriques.

Cette étude se focalise sur une station de recharge de véhicules électriques destinée aux environnements professionnels, conceptualisée autour d’un système hybride unissant un volant d’inertie et une installation PV (dénommé FL-PVHS). L’ambition est de valoriser l’intégration de ces vecteurs d’énergie dans une optique de rentabilité et d’attractivité économiques. Une analyse rigoureuse des coûts associés à chaque composant a été menée, englobant les dépenses initiales d’acquisition, les

frais de maintenance annuels, la prise en compte de la dégradation matérielle, les coûts de remplacement et la valeur résiduelle anticipée.

En parallèle, la capacité du volant d'inertie a été méticuleusement dimensionnée pour optimiser les cycles de charge et de décharge sur une journée type, garantissant une réserve énergétique adéquate pour le cycle suivant.

Pour évaluer l'efficacité du modèle FL-PVHS, une comparaison a été effectuée avec d'autres configurations, notamment une combinaison hybride associant batteries Li-ion et panneaux solaires (Bat-PVHS), ainsi qu'un modèle conventionnel s'alimentant directement du réseau (GO). Ce benchmark a pris en considération différentes zones climatiques, permettant d'apprécier la résilience et l'adaptabilité du système FL-PVHS.

Une analyse technique et financière approfondie a conclu cette étude, axée sur la durée de vie prévisionnelle du système FL-PVHS. Employant des méthodologies d'ingénierie économique et s'appuyant sur des indicateurs tels que l'auto-suffisance (SS) et l'autoconsommation (SC), notre démarche vise à quantifier la supériorité du FL-PVHS par rapport aux solutions conventionnelles. La prise en compte des particularités climatiques régionales enrichit la pertinence de cette analyse.

La richesse de cette recherche s'est traduite par la publication de deux articles majeurs dans des revues reconnues, notamment "Energies" [1] (facteur d'impact : 3.25) et une contribution dans "Elsevier" [2] (facteur d'impact : 9.4). Une synthèse pédagogique a également été rédigée pour la revue 3EI.

Toutefois, il est fondamental de souligner que chaque technologie, qu'elle soit émergente ou établie, présente un équilibre spécifique entre coût, durabilité, densité énergétique et réactivité en délivrance d'énergie (constante de temps).

— **Assurer un accès optimal aux stations de recharge :**

À mesure que la demande de recharge des véhicules électriques continue de croître, l'un des problèmes majeurs dans les stations de recharge est le temps d'attente élevé auquel les conducteurs de véhicules électriques sont confrontés, notamment aux heures de pointe. Cela signifie que les conducteurs doivent attendre longtemps avant de pouvoir recharger leurs véhicules, ce qui peut être très inconfortable.

Les méthodes d'ordonnancement et de gestion de charge existantes, bien que solides sur le papier, montrent leurs limites dans la réalité opérationnelle. En effet, elles ne tiennent généralement pas compte du non-engagement des clients, ce

qui peut entraîner l'occupation de créneaux horaires réservés à d'autres clients et perturber l'ensemble de la stratégie d'ordonnancement.

Cette réalité a poussé à la recherche de nouvelles solutions visant à automatiser davantage le processus de gestion des stations de recharge. L'objectif de cette automatisation est de minimiser les erreurs potentielles qui peuvent survenir en raison de l'intervention humaine dans le processus de gestion des chargeurs. Ceci permettra d'améliorer l'efficacité globale du système et d'offrir une meilleure expérience aux conducteurs de véhicules électriques.

Dans cette deuxième phase de nos travaux, nous introduisons une solution novatrice basée sur un système multi-port portable (PMS), visant à optimiser la capacité d'accueil des bornes de recharge tout en réduisant considérablement le temps d'attente des utilisateurs. La spécificité de ce système repose sur sa capacité à connecter plusieurs véhicules à la même borne de recharge et de les charger automatiquement selon un ordonnancement optimal, sa conception multi-connecteur assure une continuité de service irréprochable, même en cas d'imprévu ou de non-respect des engagements des utilisateurs. En exploitant le potentiel du PMS, nous illustrons comment une gestion avancée des files d'attente et de l'énergie, basée sur une approche en deux couches (DLBA) prenant en compte la flexibilité des clients et l'état de charge de leurs véhicules, peut contribuer à améliorer l'accessibilité de ces stations de recharge.

Nous capitalisons sur des techniques sophistiquées de planification et d'optimisation pour allouer de manière optimale les slots de recharge. La finalité étant de garantir une fluidité dans le parcours utilisateur en réduisant les délais d'attente, tout en maximisant le taux d'utilisation des infrastructures de recharge et en rationalisant le coût énergétique.

Cette partie a conduit à l'obtention de deux brevets internationaux, reconnus par les organisations OMPIC et WIPO ([3, 4] et [5, 6], respectivement). De plus, une contribution a été présentée lors de la conférence IEEE IECON23 et publiée dans le cadre de cette section.

Ce manuscrit se structure de manière à offrir une exploration approfondie de la problématique des véhicules électriques et de leur recharge. Dans un **premier chapitre**, nous entamerons par un tour d'horizon de l'électronique de puissance, centré sur les systèmes de traction et les stations de recharge des véhicules électriques. De plus, nous aborderons les défis associés aux stations de recharge, ainsi que les solutions de mitigation. Le **second**

chapitre se penche sur la gestion énergétique, évoquant le dimensionnement des stations de recharge qui intègrent des ressources d'énergie distribuées tout en soulignant l'intérêt d'un système de stockage d'énergie à base de volant d'inertie. Enfin, dans le **troisième chapitre**, l'attention sera portée sur la gestion des files d'attente et de l'énergie pour les chargeurs multiport, en exploitant une approche spécifique basée sur la laxité. Nous concluons en synthétisant les principales contributions de ce travail tout en esquissant les perspectives futures.

SYSTÈMES DE TRACTION ET STATIONS DE RECHARGE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES : SITUATION ACTUELLE ET DÉFIS

1.1 Introduction

En France, le secteur des transports est en effet le principal émetteur de gaz à effet de serre, contribuant à près de 28,7% du total des émissions [7]. D'autre part, d'après l'Agence internationale de l'énergie (IEA), le transport est le deuxième contributeur de gaz à effet de serre (GES) au niveau mondial, avec 25% des émissions de CO₂ [8], ce qui pose un défi considérable pour la lutte contre le changement climatique. Face à cette problématique, l'Union européenne a pris des mesures significatives pour lutter contre le changement climatique, notamment en s'engageant à mettre fin à la vente de voitures neuves émettrices de CO₂ en Europe d'ici à 2035, comme indiqué dans le Pacte vert par la Commission européenne [9]. Ainsi, le déploiement des véhicules électriques est devenu une priorité pour de nombreux pays, car il offre la possibilité de réduire drastiquement les émissions de GES dans le secteur des transports, tout en encourageant l'adoption de technologies plus propres et en favorisant la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles, ce qui revêt une importance cruciale pour la sécurité énergétique et environnementale à long terme.

Cependant, l'adoption à grande échelle des véhicules électriques se heurte à plusieurs obstacles majeurs, regroupés en trois catégories : économique, électrique et pratique.

- Aspect économique : Les véhicules électriques sont généralement plus coûteux que leurs équivalents à moteur à combustion interne. L'extraction et le traitement du lithium, composant clé des batteries, impliquent des coûts substantiels et peuvent

avoir un impact environnemental négatif. La durabilité et le poids des batteries constituent des facteurs critiques. Néanmoins, les progrès technologiques et l'augmentation de la capacité de production des usines sont susceptibles de réduire les coûts des batteries, qui représentent une part importante du coût total des véhicules électriques. Les avancées en électrochimie, notamment l'amélioration de la densité énergétique des batteries, contribuent positivement à l'autonomie des véhicules électriques, augmentant ainsi leur efficacité.

- Usage pratique : Les véhicules électriques diffèrent significativement des véhicules à combustion interne en termes de ravitaillement. Alors que ces derniers nécessitent quelques minutes pour un plein de carburant, les véhicules électriques exigent plusieurs heures pour une recharge complète. Cette différence se traduit par des temps d'attente prolongés. De plus, l'autonomie limitée des véhicules électriques, particulièrement ceux de moyenne portée, contraint souvent leur usage à un environnement urbain. À ces difficultés s'ajoute une pénurie croissante de chargeurs face à un parc de VE en expansion. De plus, ce manque d'accessibilité aux bornes de recharge est aggravé par des utilisateurs qui ne respectent pas les plages horaires de recharge attribuées, laissant leur véhicule connecté sans possibilité de déconnexion due aux dispositifs de sécurité, empêchant ainsi l'accès à d'autres usagers.
- Volet électrique : Actuellement, l'infrastructure de recharge publique dédiée aux véhicules électriques est encore en phase de développement initial, ce qui la rend particulièrement vulnérable à une augmentation rapide de la demande en électricité. Les véhicules électriques, étant considérés comme des consommateurs d'énergie importants, pourraient, en augmentant en nombre, impacter de manière significative les performances et l'efficacité du réseau électrique. Des défis tels que la congestion du réseau et les problèmes de qualité de l'énergie devraient devenir plus prononcés à l'avenir. Ainsi, le développement rapide des véhicules électriques exige la création d'une infrastructure de recharge avancée, capable de fournir des services de recharge efficaces, fiables et résilients, tout en minimisant leur impact sur le réseau électrique.

Avant de se pencher sur les problématiques spécifiques liées aux véhicules électriques et à leurs systèmes de recharge, il est essentiel de bien comprendre les différentes typologies de ces véhicules, ainsi que les chargeurs utilisés pour répondre à leurs besoins en énergie. Ce chapitre présente donc un état de l'art concernant les technologies et les caractéristiques principales des véhicules électriques, qu'ils soient partiellement ou entièrement électriques.

Il aborde également les méthodes de recharge des véhicules électriques à batterie, détaillant leurs types, infrastructures et normes, tout en examinant les dernières avancées dans les architectures d'électronique de puissance et en énumérant leurs avantages et inconvénients. Ensuite, nous mettons en lumière les améliorations nécessaires pour rendre les méthodes de recharge des véhicules électriques plus efficaces et optimales. Il présente également les techniques actuellement employées dans les applications industrielles pour surmonter les problèmes liés à la limitation de puissance de charge liées à l'engorgement des éléments de charge et à la conversion d'énergie. Enfin une discussion est consacrée aux stations de recharge intelligentes, en particulier celles qui intègrent la production locale d'énergie à partir de ressources renouvelables, tout en prenant en compte les avancées récentes dans les systèmes de stockage d'énergie.

1.2 Technologies des véhicules électriques légers et des stations de recharge

Cette section se concentre sur deux aspects cruciaux relatifs aux véhicules électriques et à leur infrastructure de recharge. D'abord, une analyse mécanique basée sur le cycle de conduite WLTP nous permettra d'examiner les besoins spécifiques en couple, en puissance et en énergie pour un véhicule électrique. Cette analyse inclura également un examen comparatif des différentes technologies de véhicules actuellement disponibles, telles que les véhicules à moteur à combustion interne, les véhicules hybrides, et les véhicules électriques, en mettant l'accent sur leurs caractéristiques et performances respectives. Ensuite, nous aborderons les progrès technologiques en matière de stations de recharge pour les véhicules électriques, examinant à la fois leur conception et leur fonctionnement.

1.2.1 Besoins en puissance et en énergie

Avant d'aborder la définition des technologies de véhicules présents sur le marché, il est important de donner un aperçu sur la manière dont les constructeurs automobiles évaluent le besoin en puissance d'un véhicule, dans le but d'obtenir un dimensionnement fiable adapté aux besoins quotidiens des clients. Pour cela, ils s'appuient sur des procédures d'essai standardisées à l'échelle internationale, notamment les procédures d'essai harmonisées au niveau mondial pour les véhicules légers (WLTP) [10, 11].

Le WLTP, ou Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure, est une norme

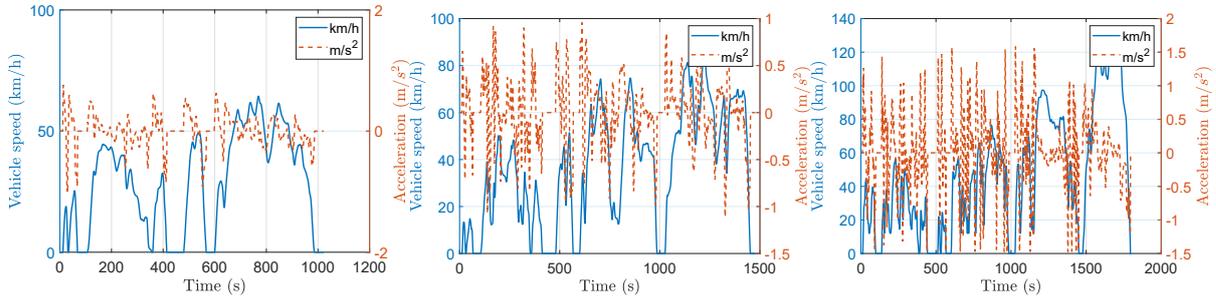
d'essai et de certification des véhicules qui mesure la consommation de carburant, l'autonomie électrique, ainsi que les émissions de CO₂ et de polluants [12]. Cette procédure est principalement appliquée aux voitures particulières et aux véhicules utilitaires légers. En revanche, des procédures distinctes sont utilisées pour les motos et les véhicules lourds. La norme WLTP a été rendue obligatoire pour les nouveaux modèles de véhicules en Europe en septembre 2017, et pour tous les nouveaux véhicules à partir de septembre 2018, remplaçant ainsi le Nouveau Cycle de Conduite Européen (NEDC) datant de 1973 et mis à jour en 1996 [13, 14]. Ces procédures d'essai ont également été adoptées récemment en Chine et au Japon.

La Figure 1.1 illustre les cycles WLTP, qui sont divisés en trois grandes catégories [15]. Chaque catégorie comprend plusieurs cycles de conduite, connus sous le nom de "Worldwide harmonized Light vehicles Test Cycles" (WLTC). Ces cycles sont conçus pour refléter des conditions de conduite réelles, que ce soit en milieu urbain, en dehors de la ville, sur des routes locales ou sur des autoroutes. Bien que la durée de chaque cycle soit uniforme pour toutes les catégories, les profils d'accélération et de vitesse varient selon chaque cycle.

Les cycles WLTC classent les véhicules en fonction de leur rapport puissance/poids pour déterminer le cycle d'essai approprié. Cette classification, basée sur la puissance nominale du véhicule exprimée en watts par kilogramme (W/kg), se divise en trois classes :

- **Classe 1** : Comprend les véhicules dont le rapport puissance/poids est *inférieur ou égal* à 22 W/kg. Ces véhicules sont généralement à faible puissance, plus légers et moins performants.
- **Classe 2** : Regroupe les véhicules avec un rapport puissance/poids *supérieur à 22 W/kg mais inférieur ou égal* à 34 W/kg. Cette catégorie inclut les véhicules à puissance modérée, offrant un équilibre entre performance et efficacité énergétique.
- **Classe 3** : Concernant les véhicules dont le rapport puissance/poids est *supérieur à 34 W/kg*. La majorité des véhicules modernes se trouvent dans cette catégorie, y compris ceux offrant des performances élevées et une puissance supérieure.

Pour illustrer l'utilisation de cette classification, des exemples concrets sont fournis dans l'annexe A. Il s'agit des simulations qui ont été réalisées afin d'évaluer les besoins en puissance et en énergie d'un véhicule de classe 3 standard, caractérisé par un rapport puissance-poids supérieur à 34 W/kg, dans un contexte d'application réelle [16, 17].



(a) Class 1 : Power-to-weight in W / unladen mass in kg ≤ 22
 (b) Class 2 : Power-to-weight ratio in W / unladen mass in kg > 22 but ≤ 34
 (c) Class 3 : Power-to-weight ratio in W / unladen mass in kg > 34

FIGURE 1.1 – Cycles de conduite WLTP pour la validation.

1.2.2 Technologies des véhicules

Compte tenu des besoins en puissance et en énergie identifiés, il est possible d'envisager diverses technologies de véhicules. Ces derniers peuvent être classifiés de la manière suivante :

- **Véhicules à un seul moteur**, qui comprennent :
 - Les véhicules à moteur à combustion interne (traditionnellement alimentés par de l'essence ou du diesel).
 - Les véhicules électriques à batterie (BEV), qui fonctionnent exclusivement sur des batteries électriques.
 - Les véhicules électriques à pile à combustible (FCEV), qui génèrent de l'électricité à partir de l'hydrogène.
- **Véhicules hybrides**, qui intègrent un moteur à combustion interne et un moteur électrique, combinant ainsi les technologies des deux systèmes [17, 18].

En outre, les véhicules peuvent aussi être catégorisés selon leurs dispositifs de stockage d'énergie :

- Les véhicules à moteur à combustion interne utilisent principalement un réservoir d'essence.
- Les BEV s'appuient sur des batteries, qui peuvent être complétées par des supercondensateurs pour une meilleure performance énergétique [19].
- Les FCEV combinent un réservoir d'hydrogène avec une batterie pour stocker et générer de l'énergie électrique [16].

La classification des différentes catégories de véhicules électriques est illustrée dans la

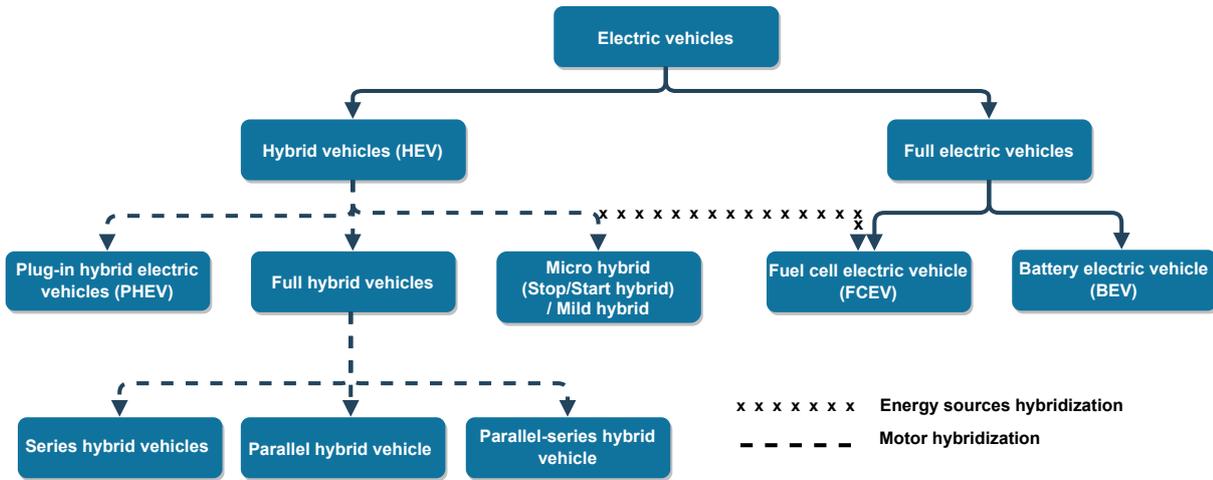


FIGURE 1.2 – Classification des véhicules électriques.

Figure 1.2. Cette classification fournit un aperçu détaillé des différents types de véhicules électriques, abordant leurs caractéristiques spécifiques et leur mode de fonctionnement.

En complément, le Tableau 1.1 offre une analyse comparative des avantages et inconvénients de chaque type de véhicule. Cette comparaison est fondée sur plusieurs critères clés, tels que l’efficacité énergétique, l’impact environnemental, les coûts d’exploitation et de maintenance, ainsi que les performances générales.

Véhicules à moteur à combustion interne

Le moteur à combustion interne (MCI) est un type de moteur thermique qui convertit l’énergie chimique du carburant en énergie cinétique, utilisée pour la propulsion ou la génération d’énergie dans les véhicules [20, 21]. Ces moteurs fonctionnent habituellement avec des combustibles fossiles tels que le gaz naturel ou des produits pétroliers comme l’essence, le diesel ou le mazout [22]. Ils sont également compatibles avec des carburants renouvelables, tels que le biodiesel ou le bioéthanol, souvent utilisés en mélange avec des combustibles fossiles [23, 24]. Bien que moins courant, l’hydrogène est aussi utilisé comme carburant, majoritairement produit à partir de combustibles fossiles (hydrogène gris) plutôt que de sources renouvelables (hydrogène vert) [25].

Concernant les véhicules de classe 3, leur consommation énergétique est estimée à environ 250 Wh/km, nécessitant ainsi 25 kWh pour parcourir 100 km. Avec un rendement thermique de 30%, l’énergie thermique requise pour cette distance s’élève à environ 83,33 kWh. Compte tenu de la densité énergétique du diesel, qui est de 9,7 kWh/L, un véhicule de

	Véhicules à moteur à combustion interne	Véhicules électriques
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Haute densité énergétique du système de stockage, atteignant environ 12 kWh/kg. - Infrastructure énergétique largement établie. - Ravitaillement rapide, prenant moins de 5 minutes pour un plein d'environ 60 litres, équivalant à une puissance de plusieurs MW. - Présence d'une source de chaleur interne pour le chauffage de l'habitacle. 	<ul style="list-style-type: none"> - Couple élevé dès le démarrage, permettant une accélération rapide. - Pas d'émissions polluantes, réduisant la pollution atmosphérique. - Haute efficacité énergétique. - Bien adaptés pour une utilisation urbaine. - Simplicité mécanique due à moins de composants mobiles.
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Production de gaz à effet de serre. - Complexité mécanique élevée. - Efficacité énergétique limitée. 	<ul style="list-style-type: none"> - Densité énergétique plus faible dans le système de stockage, généralement sous 200 Wh/kg. - Durée de recharge plus longue comparée au ravitaillement en carburant. - Dépendance aux infrastructures de recharge et de distribution d'hydrogène pour les FCEV. - Manque de source de chaleur interne pour le chauffage de l'habitacle.

TABLE 1.1 – Comparaison des avantages et inconvénients entre les véhicules à moteur à combustion interne et les véhicules électriques

classe 3 consommera approximativement 8,59 litres de carburant pour 100 km, entraînant des émissions d'environ 22,3 kg de gaz à effet de serre (soit 223 g/km). Si le réservoir a une capacité de 70 litres, l'autonomie totale de ce véhicule est d'environ 814 km. Pour cela, le moteur à combustion interne doit produire une puissance de 85 kW.

Un des inconvénients notables du moteur à combustion interne est son couple réduit, voire inexistant à faible vitesse, ainsi qu'une plage de couple relativement étroite [26]. Pour pallier cette limitation, des systèmes de transmission sophistiqués sont fréquemment mis en œuvre. Ces systèmes incluent, entre autres, des transmissions manuelles équipées d'un embrayage et des transmissions automatiques [27].

TABLE 1.2 – Niveau d’hybridation des véhicules hybrides.

	Micro hybride	Hybride léger	Hybride complet/ Hybride rechargeable
Réduction de la consommation de carburant en cycle combiné	3 à 10 %	15 à 25 %	30 à 40 %
Puissance électrique installée	2 à 6 kW	10 à 20 kW	20 à 60 kW
Tension de la batterie	12 V à 42 V	120 V à 150 V	200 V à 300 V

Véhicules hybrides et hybrides rechargeables

Un véhicule électrique hybride (HEV) est un type de véhicule qui combine une source d’énergie principale, généralement l’énergie chimique du carburant, avec un second système de stockage d’énergie réversible. Ce système secondaire peut adopter différentes formes, telles que l’hydraulique, la pression, la cinétique ou l’électrochimique [28, 29]. Les HEV intègrent typiquement un moteur électrique, couplé à une batterie pour le stockage d’énergie, ainsi qu’un moteur à combustion interne (MCI) pour propulser les roues. Cette configuration permet au MCI de fonctionner dans une plage de rendement plus optimale, tandis que le moteur électrique est principalement utilisé lors des phases d’accélération [30].

Divers types d’HEV existent, comprenant les micro-hybrides, les hybrides légers, les hybrides complets et les hybrides rechargeables [31, 32]. Chacun de ces types se distingue par son degré d’hybridation et ses caractéristiques spécifiques, comme illustré dans le tableau 1.2.

Trois configurations principales de véhicules hybrides entièrement électriques sont distinguées : les configurations série, parallèle, et parallèle-série, comme le montre la figure 1.3 [33]. L’efficacité globale de ces systèmes est améliorée grâce à l’utilisation judicieuse du moteur à combustion interne et du moteur électrique, ainsi qu’à la récupération d’énergie lors du freinage.

Dans la configuration série (figure 1.3a), le moteur à combustion interne fournit généralement une puissance moyenne, tandis que les pics de puissance sont gérés par le système de stockage d’énergie [34, 35]. Ce moteur n’est pas connecté directement aux roues, lui permettant de fonctionner dans sa plage de rendement optimale, ce qui diminue la consommation de carburant et les émissions. Le moteur à combustion interne s’active automatiquement lorsque la charge de la batterie atteint environ 30 %. L’autonomie en

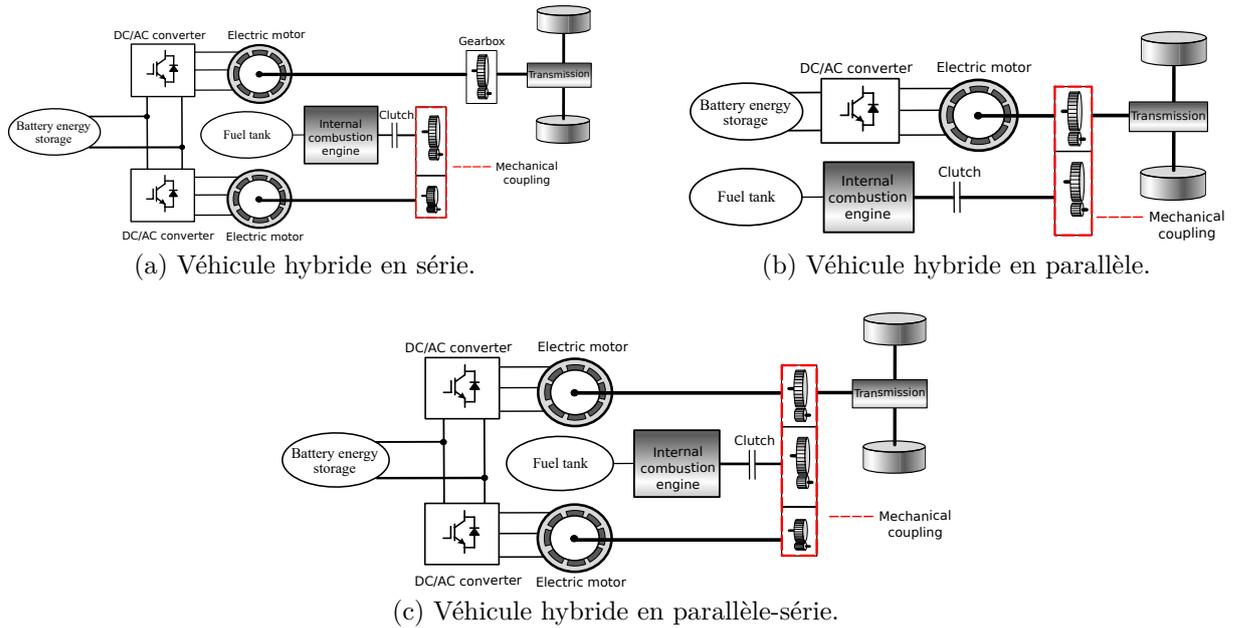


FIGURE 1.3 – Classification des véhicules hybrides complets.

mode électrique pur est d'environ 60 à 70 km. La batterie peut être rechargée via le réseau électrique pour les véhicules rechargeables, ou pendant la conduite grâce à la récupération d'énergie, comme lors des descentes ou des freinages.

Dans la configuration parallèle (figure 1.3b), le moteur à combustion interne entraîne directement les roues, semblable à un véhicule conventionnel [36, 37]. Il est couplé mécaniquement à un moteur électrique qui offre une assistance supplémentaire si nécessaire. Le type de couplage mécanique varie selon la conception du véhicule, et peut être soit un accouplement d'addition de couple soit un mécanisme d'addition de vitesse [36, 38, 39].

Enfin, la configuration parallèle-série (figure 1.3c) combine les avantages des configurations série et parallèle [40, 41]. Ce type de véhicule est équipé de deux moteurs électriques et d'un engrenage planétaire, permettant un couplage mécanique avec le moteur à combustion interne [42].

Véhicules électriques à batterie

Dans les véhicules entièrement électriques (VEB), le système de stockage d'énergie, qui est généralement composé de batteries (BESS), joue un rôle crucial en fournissant l'énergie nécessaire à la traction et à la propulsion [43, 44]. L'autonomie d'un VEB dépend de la capacité de sa batterie ainsi que des habitudes de conduite du conducteur. Actuellement,

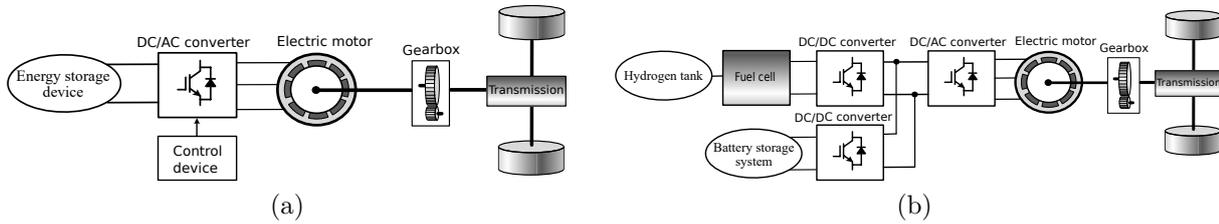


FIGURE 1.4 – Véhicules électriques à moteur. (a) Véhicules électriques à batterie. (b) Véhicules électriques à pile à combustible.

les batteries opèrent habituellement sous une tension continue de 360 à 400 V, mais des efforts de recherche visent à augmenter cette tension jusqu'à 800 V afin d'améliorer les performances [45, 46].

Divers types de moteurs électriques sont utilisés pour propulser les VEB. Parmi eux, on trouve les moteurs synchrones à aimants permanents, les moteurs à induction, les moteurs synchrones à rotor bobiné, et les moteurs à réductance synchrones à aimants permanents internes (IPMSynRM) [47, 48, 49]. Le système de conversion de puissance typique des VEB est représenté dans la figure 1.4a.

Les VEB opèrent principalement en deux modes : le mode batterie et le mode de freinage régénératif. En mode batterie, l'énergie stockée est transférée au moteur qui entraîne les roues. Cette transmission s'effectue à travers un convertisseur DC/DC survolté suivi d'un convertisseur DC/AC, permettant de convertir l'énergie stockée en une forme utilisable par le moteur.

En mode de freinage régénératif, les véhicules électriques convertissent l'énergie cinétique du véhicule en électricité, qui est ensuite stockée dans la batterie. Ce mode permet une consommation d'énergie d'environ 15 kWh pour parcourir 100 km, à l'exception de la conduite sur autoroute. Avec une efficacité de transmission d'environ 90%, il faut 16,7 kWh d'énergie électrique pour obtenir une autonomie de 100 km. Pour atteindre la même autonomie qu'un véhicule à combustion interne (ICE), une énergie disponible de 145 kWh est nécessaire. Toutefois, les batteries ne pouvant être complètement déchargées, une capacité de 160 kWh est requise. La densité d'énergie spécifique des batteries varie selon la technologie, allant de 75 Wh/kg pour les LTO à environ 250 Wh/kg pour les NMC. En prenant une densité moyenne de 150 Wh/kg, la masse totale de la batterie nécessaire serait d'environ 1100 kg. Cette masse élevée implique des défis tels que le coût, le poids excessif et le temps de recharge prolongé.

Le dimensionnement de la batterie décrit ci-dessus est fondé sur l'autonomie du véhi-

cule électrique [50]. Il est crucial que les batteries sélectionnées puissent fournir la puissance requise tout en respectant les limites thermiques [51, 52]. Par conséquent, une étude thermique est nécessaire pour déterminer un dimensionnement approprié de la batterie en fonction des contraintes de puissance, ou pour limiter la puissance nécessaire et ainsi les performances du véhicule [53, 54]. Une solution alternative pourrait être l'utilisation combinée de deux systèmes de stockage d'énergie électrique : des batteries pour l'autonomie et des supercondensateurs pour gérer les pics de demande de puissance [55, 56].

Véhicules électriques à pile à combustible

Un véhicule électrique à pile à combustible (FCEV) est un type de véhicule électrique qui utilise une pile à combustible en conjonction avec une petite batterie ou un supercondensateur pour alimenter son moteur électrique. Cette configuration est illustrée dans la figure 1.4b [57, 58, 59, 60]. La pièce centrale d'un FCEV est la pile à combustible, qui génère de l'électricité à partir de l'oxygène de l'air et de l'hydrogène comprimé, stocké sous une pression élevée de 350 à 700 bars [61, 62, 63]. Les FCEV sont considérés comme des véhicules à zéro émission, car ils ne libèrent que de l'eau et de la chaleur pendant leur fonctionnement. Les piles à combustible actuellement disponibles sur le marché fonctionnent à basse température (80 °C), tandis que des recherches sur les piles à haute température (160 °C) sont activement menées dans les secteurs universitaires et industriels.

Il existe divers types de piles à combustible, y compris les piles à membrane électrolytique polymère, les piles à méthanol direct, les piles alcalines, les piles à acide phosphorique, les piles à carbonate fondu, les piles à oxyde solide et les piles réversibles [64, 65, 66]. Les FCEV peuvent fonctionner selon cinq modes principaux : le mode carburant, utilisant uniquement la pile à combustible ; le mode batterie, utilisant exclusivement la batterie ; le mode combiné, associant pile à combustible et batterie ; le mode partagé, où la pile à combustible propulse le véhicule tout en rechargeant la batterie ; et le mode régénératif, qui récupère l'énergie cinétique pendant le freinage pour recharger la batterie.

Les avantages des FCEV incluent une plus grande autonomie et des temps de ravitaillement rapides, particulièrement si l'hydrogène est produit de manière durable [67, 68]. Cependant, leur efficacité énergétique, d'environ 38%, est inférieure à celle des véhicules entièrement électriques, qui atteignent 80 à 95% [69, 70]. La production d'hydrogène repose souvent sur des processus énergivores et fait généralement usage de combustibles fossiles ou d'électricité d'origine nucléaire. De plus, le déploiement à grande échelle des FCEV nécessiterait une infrastructure coûteuse de distribution d'hydrogène [71].

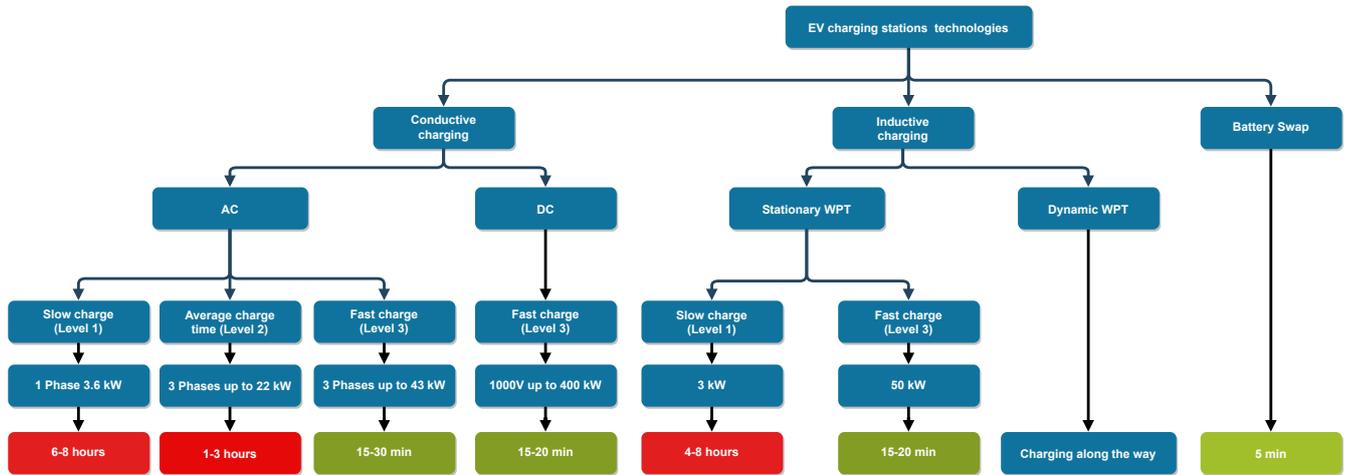


FIGURE 1.5 – Classification des stations de recharge.

1.2.3 Classification de stations de recharge

L’expansion rapide du marché des véhicules électriques, incluant à la fois les véhicules entièrement électriques et les hybrides rechargeables, conjuguée à l’augmentation de la capacité de leurs batteries, rend cruciale la mise en place d’une infrastructure de recharge adéquate et bien répartie. Cette infrastructure doit offrir des options de recharge fiables et sécurisées, répondant ainsi aux besoins des utilisateurs et favorisant l’adoption généralisée de la mobilité électrique. Les technologies de recharge pour les véhicules électriques peuvent être classées en trois catégories principales : la recharge par conduction, la recharge par induction et l’échange de batteries. Chacune de ces catégories est illustrée de manière détaillée dans les figures 1.5 et 1.6.

Équipement d’alimentation des véhicules électriques

L’Équipement d’Alimentation des Véhicules Électriques (EVSE) joue un rôle crucial dans la fourniture d’électricité aux batteries des véhicules électriques. Il comprend des conducteurs d’énergie électrique, des points de charge, des équipements de protection, ainsi que des logiciels, dispositifs et protocoles de communication. Grâce à cette composition, l’EVSE assure une recharge efficace et sécurisée des batteries des véhicules électriques, comme le soulignent les références [72]. Il facilite également la communication entre le véhicule électrique et la station de charge, et gère les interactions entre la station de charge et le réseau électrique [73, 74].

Les différents types et normes des EVSE sont détaillés dans le tableau 1.3. Ces normes

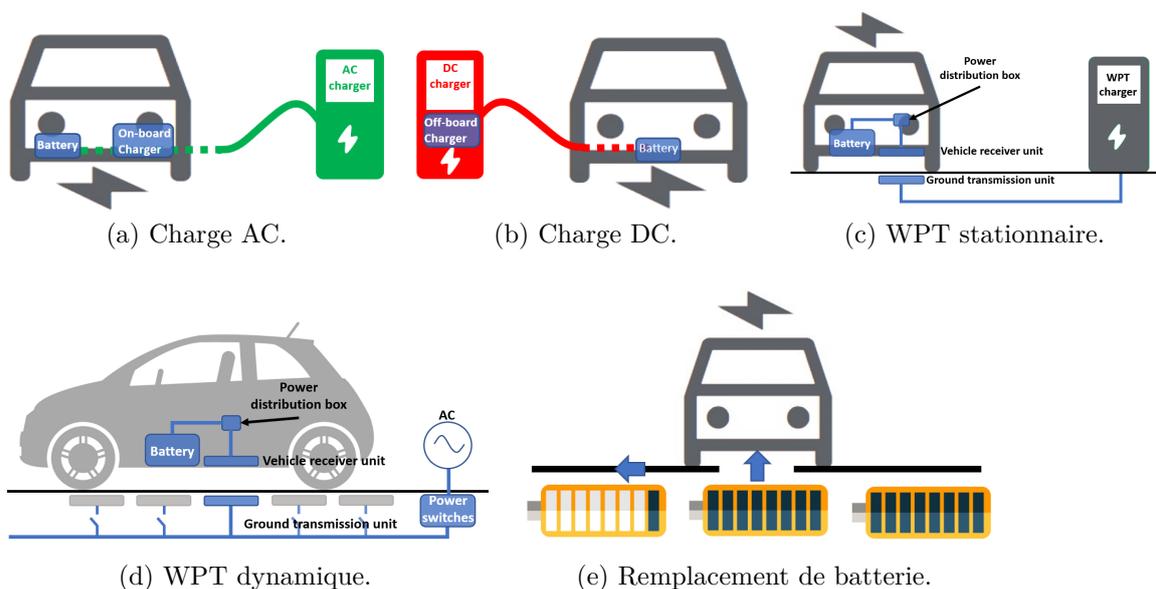


FIGURE 1.6 – Illustrations de classification des stations de recharge.

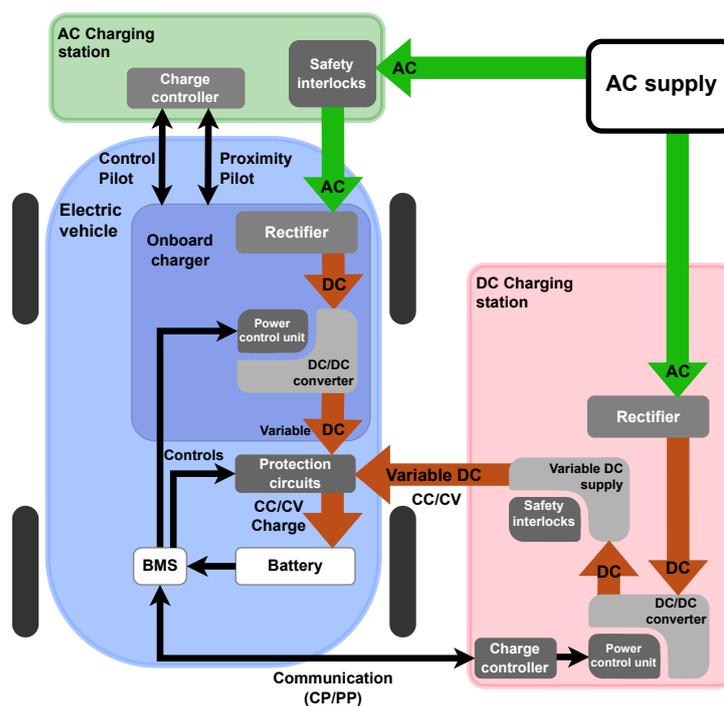


FIGURE 1.7 – Équipement de recharge pour véhicules électriques.

et codes définissent principalement l'interface entre le véhicule électrique et l'EVSE, ainsi que l'interface entre le véhicule électrique et le réseau électrique. Parmi les normes les

TABLE 1.3 – Types et normes des connecteurs de charge.

Connectors	Charging Modes	Symbols	Country	Pins	Voltage, Current, Power	Standards
Type 1/j1772	AC		USA Japan	3 power pins (L, N, PE)	1 Φ 120 V, \leq 16 A, 1.9 kW 1 Φ 240 V, \leq 80 A, 19.2 kW	SAE j1772 IEC 62196
Type 2/Mennekes	AC		EU China	5 power pins (L1, L2, L3, N, PE) 2 control signals-CP, PP (PWM for CP)	1 Φ 230 V, \leq 32 A, 7.4 kW 3 Φ 400 V, 63 A, 43 kW	IEC 62196 GB/T 20234.2-2015
	DC		Tesla (EU)	3 power pins (DC+, DC-, PE) 7 control signals (comm. CAN)	400 V, \leq 140 A, 56 kW	IEC 62196
CHAdeMO (JEV G105-1993)	AC		Japan	3 power pins (DC+, DC-, PE) 7 control signals (comm. CAN)	200–500 V, \leq 400 A, 200 kW CHAdeMO 2.0 : 1000 V, \leq 400 A, 400 kW	IEC 61851-23, -24 IEC 62196-3 IEEE 2030.1.1TM-2015
CSS/Combo	DC		USA	3 AC pins 2 DC pins 2 control signals CP (PLC), PP	200–1000 V DC, \leq 350 A, 350 kW	IEC 62196-1/2/3 IEC 61851-1/22 IEC 61851-1/23 ISO/IEC 15118 DIN SPEC 70121 SAE J2847/2
			EU	5 AC pins 2 DC pins 2 control signals CP (PLC), PP		
GB/T	DC		China	5 power pins (DC+,DC-,PE, 2 Aux. power pins BT 4 control pins : 2 PP, 2 CAN	750/1000 V, \leq 250 A, 237.5 kW	GB/T 20234
Tesla	AC		Tesla (Except EU)	3 power pins (DC+, DC-, E) 2 control signals CP, PP	1 Φ 240 V, \leq 72 A, 17.2 kW	IEC 62196
	DC			3 power pins (L1, N, E) 2 control signals CP, PP	400 V, \leq 650 A, 250 kW	

plus répandues, on trouve la norme SAE J1772 en Amérique du Nord, et les normes IEC 61851/62196 en Europe et sur les marchés émergents. Les EVSE peuvent opérer soit en courant alternatif (CA), soit en courant continu (CC), une distinction illustrée dans la figure 1.5.

La charge des véhicules électriques en courant alternatif (CA) utilise directement l'énergie du réseau électrique, avec l'EVSE jouant un rôle clé dans la surveillance du flux d'énergie et la garantie d'un environnement de fonctionnement sécurisé, comme illustré dans la figure 1.7. Dans cette configuration, la conversion du courant alternatif en courant continu est effectuée à bord du véhicule pour charger la batterie. En revanche, les options de charge en courant continu (CC) impliquent une conversion du courant alternatif en courant continu en dehors du véhicule, permettant ainsi une alimentation directe de la batterie du véhicule électrique à partir de l'EVSE, comme montré dans la figure 10. Cette méthode de charge permet d'atteindre des niveaux de puissance plus élevés par rapport à la charge en courant alternatif.

Les chargeurs, qu'ils soient CA ou CC, requièrent des broches dédiées pour les communications et les commandes. Ces fonctionnalités sont essentielles pour la détection de défauts et la protection contre les surcharges [75, 76]. Les communications entre les véhicules et les chargeurs modernes comprennent la communication avec le véhicule, qui permet de surveiller le flux de données à bord, notamment l'état de charge de la batterie, la communication avec le chargeur, qui supervise le flux de données au sein de l'EVSE, et la communication avec le réseau, qui gère les interactions avec des fournisseurs de données tiers [75]. L'EVSE doit également répondre à des exigences spécifiques de qualité de l'alimentation, tout en offrant une gamme étendue de puissances de sortie pour s'adapter à différents niveaux de charge [77].

Modes de charge des véhicules électriques et niveau des stations de recharge

Il existe trois principales méthodes de recharge pour les véhicules électriques : la recharge conductive, la recharge inductive, et l'échange de batteries, chacune ayant ses spécificités et avantages [77, 78, 79, 80, 81, 82]. Ci-dessous une synthèse de ces modalités de recharge :

- **Recharge Conductive** : Les systèmes de recharge conductifs se divisent en chargeurs embarqués et externes. Les chargeurs embarqués, de type courant alternatif (CA), sont limités en taille et en puissance, avec la conversion CA/CC effectuée à l'intérieur du véhicule. Les chargeurs externes, fonctionnant en courant continu (CC), offrent une puissance de sortie supérieure et plus de flexibilité. Les stations de recharge conductive sont classifiées en trois niveaux : niveau 1, niveau 2, et charge rapide CC, différenciés par le type et le niveau de puissance de sortie. Tous les véhicules sont compatibles avec les niveaux 1 et 2, mais certains ne peuvent pas utiliser

- les chargeurs de niveau 3 en raison de contraintes techniques spécifiques [83, 84].
- **Niveau 1** : Utilise un chargeur embarqué de faible puissance (jusqu'à 2 kW), connectable à des prises standards de 220 V (ou 120 V en Amérique du Nord). Permet une recharge pour 200 km d'autonomie en environ 20 heures. Idéal pour une utilisation domestique ou dans les parkings résidentiels.
 - **Niveau 2** : Utilise des dispositifs à courant alternatif conformes à des normes telles que le type 1 (J1772), le type 2 (Mennekes), et le chargeur AC Tesla. Nécessite un chargeur AC/DC embarqué du véhicule, conçu pour des puissances supérieures. Requiert une station fixe alimentée par un circuit de 208 V ou 240 V, avec des équipements et une installation spécifiques.
 - **Niveau 3** : Comprend des chargeurs à courant continu pour une recharge rapide (moins d'une heure). Ces chargeurs de haute puissance sont souvent situés le long des autoroutes et doivent respecter des normes comme le type 2 DC (Mennekes), CHAdeMO, les chargeurs Tesla DC, CCS combo, et GB/T.
 - **Recharge Inductive et Échange de Batteries** : [Description des autres modalités de recharge, selon les références citées.]
 - **Recharge Inductive** : Ce mode de recharge emploie des systèmes de transfert d'énergie sans contact (Wireless Power Transfer, WPT) pour charger les batteries à travers des ondes électromagnétiques [85, 86, 87]. La recharge inductive est proposée en deux configurations principales :
 - **Recharge Stationnaire** [87] : Cette méthode de recharge est mise en œuvre lorsque le véhicule est garé. Elle supprime la nécessité de bornes de recharge physiques, car la procédure de charge et la gestion des paiements peuvent être contrôlées via le système multimédia du véhicule électrique. Cette configuration offre une solution pratique et intégrée pour les stationnements résidentiels ou commerciaux.
 - **Recharge Dynamique** [88] : Cette approche innovante permet de recharger le véhicule électrique en mouvement, grâce à un équipement intégré le long de certaines routes. La recharge dynamique inductive offre une flexibilité accrue en éliminant le besoin de câbles et en rendant possible la recharge en déplacement. Toutefois, elle est moins efficace que la recharge conductive, en raison des pertes inhérentes à la transmission d'énergie dans l'espace libre. De plus, l'efficacité de la recharge inductive peut être réduite par un désalignement entre les bobines émettrices et réceptrices.

- **Échange de Batteries [81, 89]** : Cette méthode de recharge consiste à remplacer une batterie déchargée par une batterie entièrement chargée. Le processus s'effectue dans une baie d'échange de batteries dédiée, où un système automatisé positionne le véhicule, déconnecte la batterie usée et la remplace par une batterie chargée à 100%. Les batteries déchargées sont ensuite rechargées dans la station pour une utilisation future. Bien que cette méthode offre un temps de recharge rapide, comparable à un ravitaillement en carburant, elle présente des défis significatifs. La standardisation des batteries entre différents fabricants de véhicules électriques est un enjeu majeur. De plus, des considérations logistiques et économiques, telles que la gestion d'un stock suffisant de batteries de remplacement et les questions de maintenance et de sécurité, doivent être prises en compte pour la mise en place de cette solution.

1.3 Électronique de puissance pour les stations de recharge des véhicules électriques

La recharge des véhicules électriques s'appuie sur l'utilisation de stations de recharge conçues pour des configurations monophasées ou triphasées. Ces stations sont équipées de capacités permettant un flux de puissance soit à sens unique, soit bidirectionnel. En outre, dans le but d'optimiser l'efficacité et la praticité, les chargeurs de véhicules électriques peuvent intégrer des dispositifs de traction. Ces dispositifs contribuent à augmenter la densité de puissance, à réduire le poids, à maximiser l'utilisation de l'espace à bord du véhicule et à améliorer l'efficacité globale du système de recharge. Cette approche polyvalente en matière de conception et de technologie des chargeurs offre des solutions adaptées aux différents besoins et préférences des utilisateurs de véhicules électriques, tout en répondant aux défis de l'intégration de ces véhicules dans l'infrastructure énergétique existante.

1.3.1 Solutions d'électronique de puissance

Pour répondre aux besoins croissants des stations de recharge dédiées aux véhicules électriques, une variété de solutions en électronique de puissance a été développée et mise en œuvre. Ces solutions, élaborées tant par les constructeurs automobiles que les fournisseurs d'énergie, sont essentielles pour assurer une recharge efficace et fiable des véhicules électriques. Les options disponibles et leurs caractéristiques seront examinées de manière concise dans les sous-sections suivantes. Pour une exploration plus approfondie

des configurations spécifiques en électronique de puissance, nous invitons les lecteurs à consulter l'article de référence [90].

Chargeur de batterie unidirectionnel

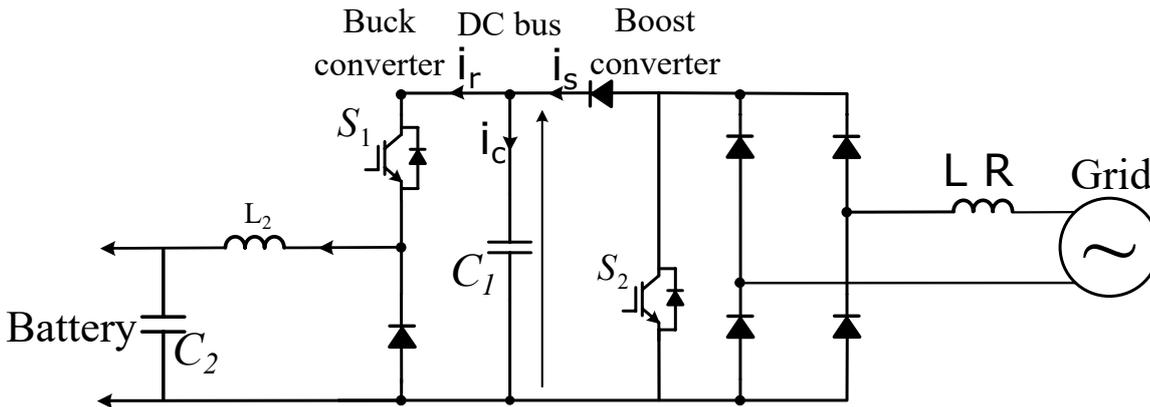


FIGURE 1.8 – Chargeur de batterie unidirectionnel pour les véhicules électriques.

Les chargeurs unidirectionnels, représentés dans la Figure 1.8, sont composés d'un pont redresseur à diodes (DBR) couplé à un étage de filtrage et à un convertisseur DC/DC. Le DBR peut être configuré en mode monophasé, comme illustré dans la figure, ou en mode triphasé pour augmenter la capacité de charge. Un transformateur d'isolation haute fréquence est intégré afin d'assurer une isolation sécurisée pendant le processus de charge du véhicule électrique. Bien que cette topologie de convertisseur n'ait pas la capacité de restituer de l'énergie au réseau électrique à partir de la batterie du véhicule, elle offre des fonctionnalités auxiliaires, telles que la régulation de la tension. Cela permet de fournir ou d'absorber de la puissance réactive du réseau principal, sans décharger la batterie du véhicule. Les chargeurs unidirectionnels offrent une solution simple et facile à contrôler pour la gestion des parcs de véhicules électriques, tout en étant sûrs, fiables et économiques.

Cependant, avec l'augmentation de la présence des véhicules électriques dans le secteur des transports, ils sont de plus en plus appelés à jouer un rôle crucial dans la régulation du réseau électrique, en particulier pour la régulation de la fréquence et de la tension. Cette fonctionnalité n'est pas entièrement possible avec les chargeurs unidirectionnels. Par conséquent, il est impératif de développer des topologies de charge bidirectionnelle qui permettent aux véhicules électriques de fonctionner comme des dispositifs de stockage

d'énergie distribuée, contribuant ainsi à la stabilisation et à l'optimisation du réseau électrique [91, 92].

Chargeur de batterie bidirectionnel

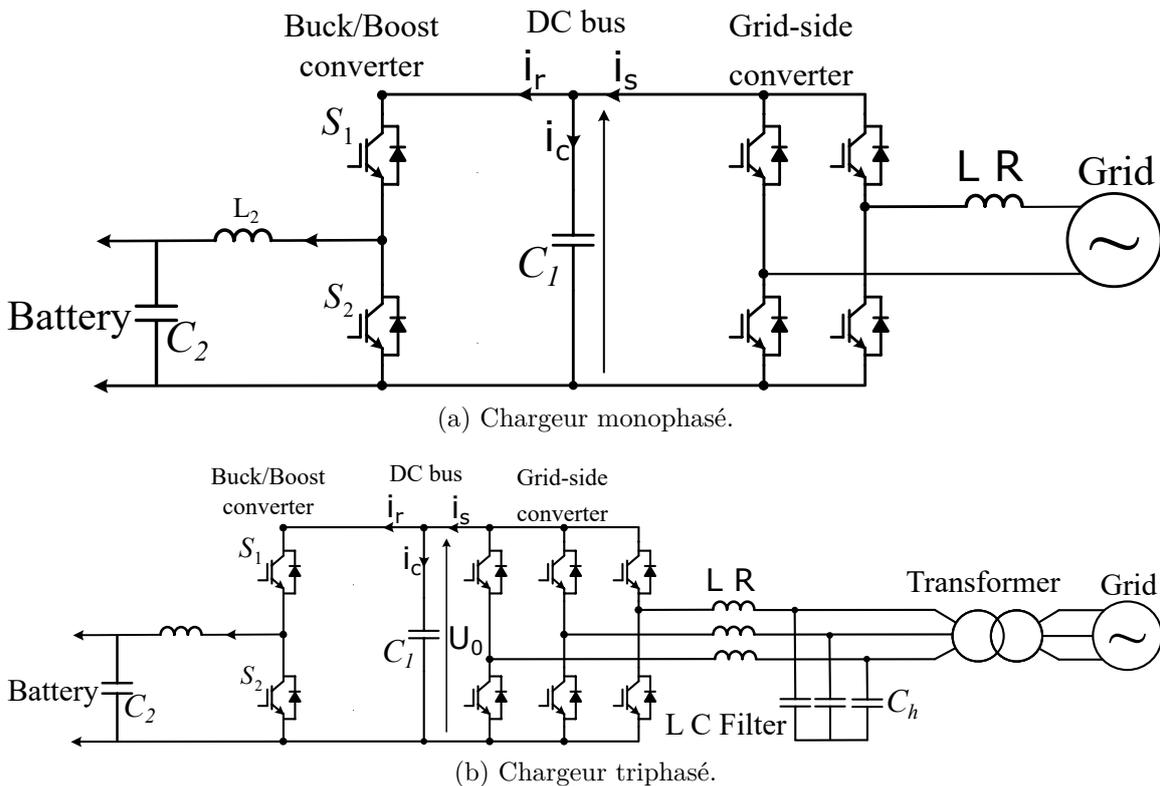


FIGURE 1.9 – Chargeur de batterie bidirectionnel pour les véhicules électriques.

Les chargeurs bidirectionnels pour véhicules électriques sont composés de deux étapes principales : un frontal actif (AFE) monophasé ou triphasé, suivi d'un convertisseur CC/CC bidirectionnel, comme le montre la Figure 1.9. L'AFE, un convertisseur CA/CC bidirectionnel, régule la tension du bus CC et contrôle les courants de réseau quasi-sinususoïdaux. Il maintient un facteur de puissance unitaire en contrôlant l'angle de phase du courant, ou peut échanger de la puissance réactive avec le réseau électrique. Le deuxième étage, le convertisseur CC/CC, est conçu pour réguler le courant de charge de la batterie, pouvant être configuré de manière isolée ou non isolée [90].

Cette topologie de convertisseur permet un échange bidirectionnel de puissance avec le réseau principal. Elle offre la capacité de soutenir le réseau en cas de congestion et de fonctionner comme une source de stockage d'énergie supplémentaire pendant les périodes

de faible demande. La charge bidirectionnelle présente plusieurs avantages par rapport à la charge unidirectionnelle. L'utilisation de la recharge bidirectionnelle peut augmenter les avantages économiques d'au moins 25 % par rapport à la recharge unidirectionnelle standard, grâce au concept V2G.

Dans le cadre de la charge bidirectionnelle, la capacité des batteries des véhicules électriques peut aussi contribuer aux services auxiliaires du réseau électrique. Cela inclut le maintien de la fréquence et de la tension à des niveaux nominaux, ainsi que la gestion des risques de congestion. Ce système énergétique distribué permet de fournir ou d'absorber de la puissance active pour stabiliser la fréquence du réseau, et de fournir ou d'absorber de la puissance réactive pour maintenir la tension à un niveau souhaité.

Chargeur de véhicules électriques intégré à bord

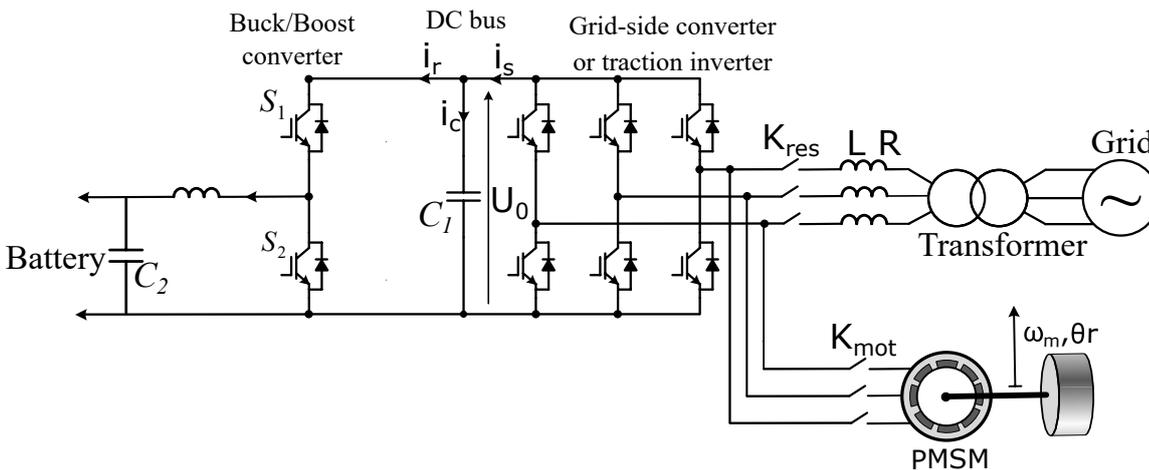


FIGURE 1.10 – Chargeur de batterie bidirectionnel pour les véhicules électriques utilisant l'onduleur de traction.

La charge en courant alternatif (CA) pour les véhicules électriques implique généralement l'utilisation d'un convertisseur de puissance CA/CC embarqué. Une stratégie intéressante consiste à utiliser le moteur du véhicule électrique et son convertisseur d'entraînement, qui convertit le courant continu de la batterie en courant alternatif pour alimenter le moteur, comme chargeur embarqué pour la batterie [93]. Cette méthode permet de reconfigurer les composants existants de la chaîne cinématique du véhicule avec un minimum d'ajouts, évitant ainsi la nécessité d'installer un convertisseur CA/CC distinct pour le chargeur. Comme le convertisseur de puissance de la chaîne cinématique du véhicule est généralement de grande puissance (plus de 100 kW), il permet d'atteindre

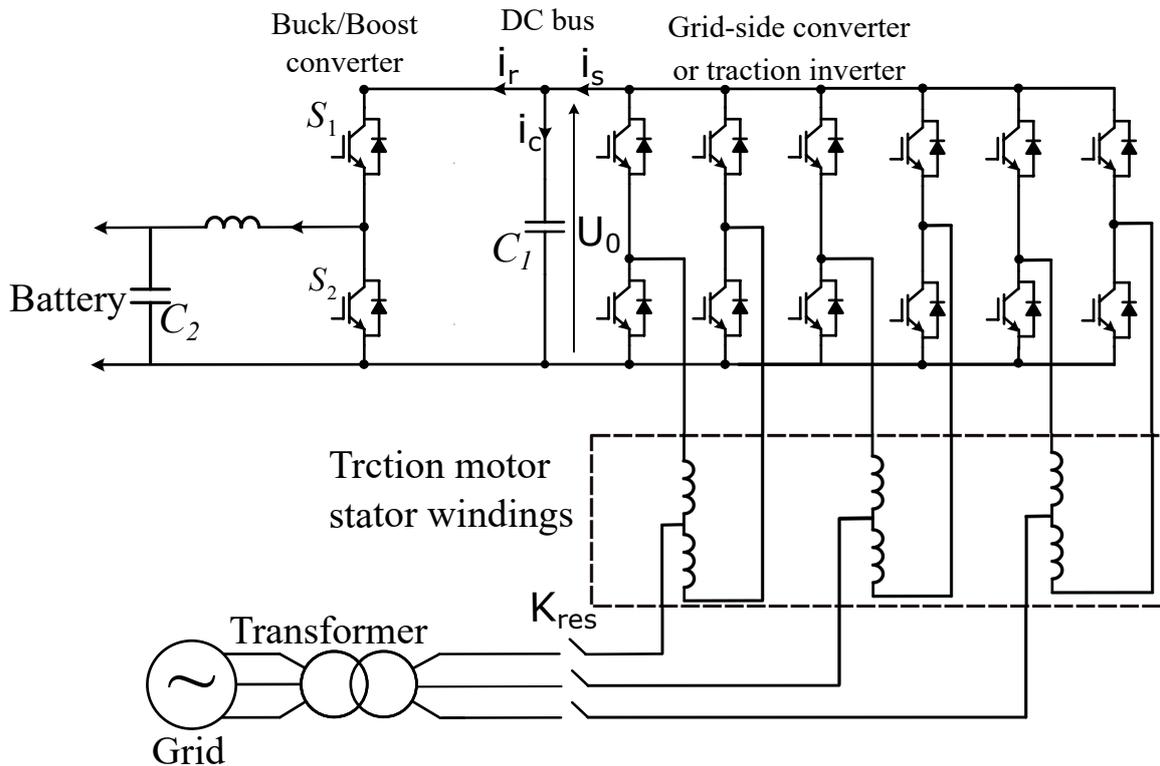


FIGURE 1.11 – Chargeur de batterie bidirectionnel pour les véhicules électriques utilisant l'onduleur de traction et les enroulements du moteur.

des taux de charge élevés (plus de 22 kW). Toutefois, le défi réside dans la conception du système de commande du moteur pour assurer à la fois la recharge du véhicule à l'arrêt et sa propulsion en mouvement [94, 95].

Le chargeur embarqué pour véhicule électrique fonctionne comme un système bidirectionnel, utilisant un unique onduleur/redresseur pour toutes les opérations du véhicule. Cette configuration réduit le nombre de composants électroniques de puissance nécessaires, puisque les mêmes commutateurs de puissance sont utilisés pour la traction, le freinage et la recharge de la batterie. Cette approche se traduit par une réduction significative du coût, de la taille et du poids du chargeur du véhicule électrique. La Figure 1.10 illustre la topologie de ce système de conversion de puissance, où le même convertisseur est utilisé à la fois pour alimenter le moteur et recharger la batterie. Dans la Figure 1.11, la configuration du chargeur embarqué utilise le convertisseur de traction et les enroulements du moteur. Les enroulements sont divisés en deux parties équivalentes et reconnectés en sens inverse pour annuler le couple en mode de charge. Ils agissent ainsi comme un filtre inducteur, permettant de générer des courants de ligne sinusoïdaux lisses avec un faible

taux de distorsion harmonique (THD) [96]. Un exemple de mise en œuvre est le Renault ZOE EV, qui offre une capacité de charge AC embarquée rapide de 43 kW. Renault utilise une boîte de jonction pour modifier le fonctionnement du moteur et des composants de l'entraînement, afin de les utiliser comme chargeur embarqué.

Le principal défi des chargeurs embarqués pour véhicules électriques réside dans la gestion du couple généré par le moteur dû au courant circulant dans ses enroulements pendant la recharge. Différentes solutions dépendant du type de moteur peuvent être envisagées :

- **Moteur à Courant Alternatif à Rotor Bobiné** : La désactivation de l'excitation électrique supprime le champ magnétique du rotor, neutralisant ainsi l'interaction entre les champs magnétiques du stator et du rotor. Cette méthode maintient une condition de couple nul pendant la charge, mais peut toutefois entraîner des vibrations ou une rotation résiduelle du rotor en raison d'un couple réactif restant.
- **Moteur Synchrone à Aimants Permanents** : Ces moteurs n'ont pas de couple de démarrage, permettant la connexion des enroulements triphasés du stator au réseau sans rotation du rotor. Cependant, des vibrations peuvent toujours se produire.

En plus de ces spécificités, les chargeurs embarqués pour véhicules électriques présentent d'autres inconvénients :

- **Conception Spécifique de la Machine Électrique** : Ils nécessitent souvent la conception de machines électriques spéciales pour gérer la recharge, ce qui peut augmenter les coûts.
- **Difficulté d'Accès au Point Neutre des Enroulements du Moteur** : L'accès complexe au point neutre des enroulements peut rendre le contrôle du couple plus difficile.
- **Fiabilité Réduite avec l'Utilisation de Contacteurs Mécaniques** : L'utilisation de contacteurs mécaniques pour la gestion de la recharge peut diminuer la fiabilité à long terme, ces composants étant sujets à l'usure et nécessitant un entretien régulier.

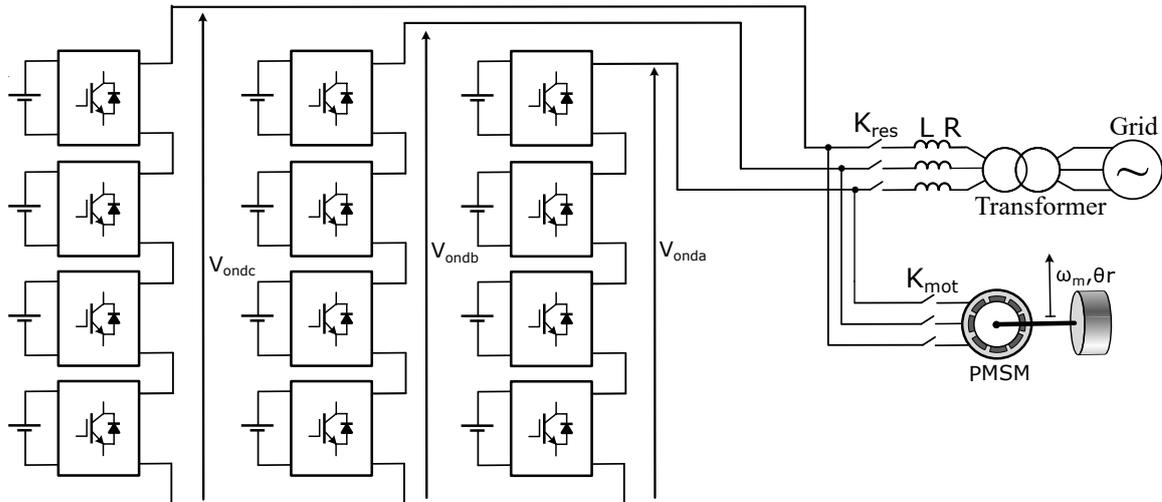


FIGURE 1.12 – Chargeur de batterie bidirectionnel utilisant des convertisseurs modulaires multiniveaux.

Chargeur de batterie bidirectionnel utilisant des convertisseurs multiniveaux modulaires

Les chargeurs intégrés pour véhicules électriques s'appuient de plus en plus sur l'utilisation de convertisseurs multiniveaux modulaires (MMC), qui offrent des avantages notables par rapport aux convertisseurs traditionnels à deux niveaux et aux convertisseurs à point neutre. Le MMC, en tant que convertisseur de source de tension avancé, présente plusieurs atouts concurrentiels. Il assure une sortie de puissance de haute qualité, bénéficie d'une modularité élevée, offre une facilité d'évolutivité, augmente la tolérance aux pannes et réduit les exigences en tension et en courant pour les commutateurs de puissance [97, 98]. Récemment, l'intégration de semi-conducteurs à large bande, tels que le SiC et le GaN, a été explorée pour améliorer les performances des MMC. Ces avancées permettent des opérations à haute tension et haute puissance, tout en réduisant les pertes de puissance, augmentant l'efficacité, améliorant la fiabilité, et diminuant la taille des modules ainsi que les besoins en refroidissement [99, 100].

La topologie du convertisseur en pont en H multiniveaux en cascade est particulièrement adaptée aux applications de recharge de batterie [101, 102]. Cette topologie, utilisant un MMC au niveau des cellules de la batterie, assure à la fois la conversion d'énergie pour la traction et la recharge embarquée. La figure 1.12 illustre cette configuration. En mode moteur, le courant est acheminé des batteries vers le moteur à travers les onduleurs en cascade, qui peuvent aussi servir de redresseurs en mode chargeur de batterie [103, 104]. Bien

que les enroulements du moteur puissent être utilisés comme inductance, il est souvent préférable d'opter pour de petites inductances externes dans cette application.

Chargeur de véhicules électriques basé sur le transfert de puissance sans contact

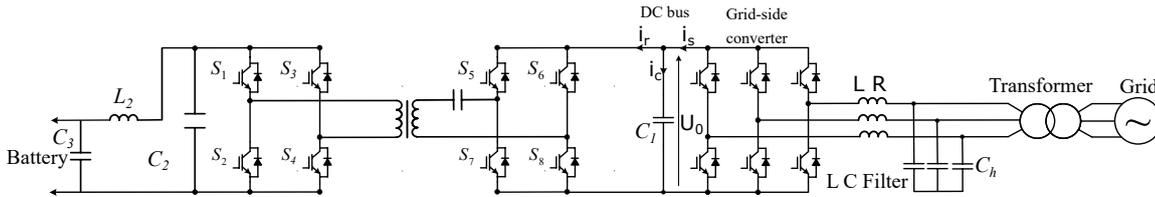


FIGURE 1.13 – Transfert d'énergie sans contact pour la recharge des véhicules électriques.

La charge inductive se distingue comme une alternative avantageuse aux chargeurs conductifs pour les véhicules électriques. Elle présente plusieurs atouts notables :

1. **Accessibilité** : La charge inductive offre une solution de recharge sans câbles ni contacts électriques, rendant l'accès aux bornes de recharge plus pratique et plus flexible.
2. **Charge Standardisée** : Cette technologie permet une standardisation des processus de recharge. Les véhicules électriques de différentes marques peuvent être chargés de la même manière, éliminant le besoin de divers types de connecteurs et de câbles. Cela simplifie considérablement l'expérience de recharge pour les utilisateurs de différents modèles de véhicules.
3. **Facilité d'Échange d'Informations** : La charge inductive facilite la communication efficace entre la station de recharge et le véhicule électrique. Cette interactivité améliore la gestion de la recharge, la facturation, et d'autres aspects essentiels de la mobilité électrique [105].
4. **Sécurité** : L'absence de contact électrique direct entre la station de recharge et le véhicule accroît la sécurité pour les utilisateurs. De plus, en éliminant les câbles lourds, la charge inductive contribue à réduire le poids total du véhicule, ce qui peut entraîner une baisse de la consommation d'énergie.

La recharge par induction pour les véhicules électriques fonctionne sur le principe du transfert d'énergie sans fil [106, 107], illustré dans la figure 1.13. Ce processus commence

par la conversion de la tension alternative du réseau en courant continu via un convertisseur CA/CC. Ce convertisseur est équipé d'une correction du facteur de puissance (PFC) pour assurer un facteur de puissance proche de l'unité et ajuster la tension de sortie redressée, typiquement autour de 400 V. Ensuite, un onduleur haute fréquence, alimenté par cette tension continue, produit une onde de tension carrée à une fréquence élevée, généralement de 85 kHz [108]. Cet onduleur est connecté à un réseau d'adaptation d'impédance (IMN) qui élimine les harmoniques de courant et compense la puissance réactive liée à l'inductance de fuite de la bobine émettrice, formant ainsi l'étage de compensation primaire.

Lorsque la bobine émettrice est alimentée par cette tension, elle crée un champ magnétique variable dans le temps. Des noyaux de ferrite dirigent ce champ vers la bobine réceptrice du véhicule, permettant le transfert de puissance sans fil. Le champ magnétique induit une tension alternative dans la bobine réceptrice, qui vibre à la même fréquence que celle de la bobine primaire. Cette tension induite est ensuite acheminée vers un étage de compensation secondaire (IMN), puis redressée en courant continu, soit par un redresseur contrôlé, soit par un redresseur à diodes [109, 110].

Pour les systèmes bidirectionnels, un redresseur contrôlé est nécessaire pour permettre un flux de puissance dans les deux sens, une caractéristique essentielle pour le déploiement de la technologie "véhicule au réseau" (V2G) [111, 112, 113]. Enfin, un convertisseur DC/DC de type buck-boost est utilisé pour réguler le courant fourni à la batterie du véhicule électrique, assurant ainsi une recharge adaptée et efficace.

1.3.2 **Résumé des exigences techniques**

Les méthodes de chargement pour les véhicules électriques varient selon divers critères tels que l'efficacité, la durabilité, les performances et le coût. De nombreuses configurations en électronique de puissance ont été explorées dans le milieu universitaire et adoptées dans l'industrie. Avec l'évolution continue de la technologie électrique des véhicules et l'augmentation de la demande pour des niveaux de puissance de charge variés, de nouveaux chargeurs à courant alternatif (AC) émergent. Ces chargeurs utilisent l'onduleur de traction et les bobinages du moteur des véhicules électriques, leur permettant ainsi de fournir une puissance élevée avec une architecture compacte et à moindre coût. Par ailleurs, la charge inductive se révèle être une technologie prometteuse pour les stations de recharge de véhicules électriques, particulièrement dans le cadre des applications domestiques.

Le tableau 1.4 fournit un résumé des spécifications liées à différentes topologies d'élec-

TABLE 1.4 – Spécifications et topologies d’électronique de puissance proposées (les numéros 1 à 6 font référence aux spécifications de l’électronique de puissance des stations de recharge des véhicules électriques présentées dans la section 1.3.1 et la coche signifie que la topologie d’électronique de puissance proposée est conforme à la spécification correspondante).

Spécifications	1	2	3	4	5	6
Chargeur de batterie unidirectionnel	✓					
Chargeur de batterie bidirectionnel	✓	✓				
Chargeur de batterie bidirectionnel utilisant l’inverseur de moteur	✓	✓	✓			
Chargeur de batterie bidirectionnel utilisant l’inverseur du moteur et le l’enroulement de la machine électrique	✓	✓	✓	✓		
Chargeur de batterie bidirectionnel utilisant des convertisseurs modulaires multiniveaux	✓	✓	✓	✓	✓	
Chargeur de batterie basé sur le transfert de puissance sans contact	✓	✓				✓

tronique de puissance pour la recharge des véhicules électriques. Ces spécifications couvrent un éventail de fonctionnalités conçues pour garantir la durabilité, l’efficacité et des performances optimales.

1.4 Chargement intelligent et ressources distribuées : des moyens pour atténuer la congestion du réseau électrique

L’impact croissant des chargeurs de véhicules électriques sur le réseau électrique est un enjeu crucial à mesure que la mobilité électrique gagne en popularité. Les demandes de puissance soudaines et importantes associées à la recharge des véhicules électriques peuvent entraîner divers problèmes sur la stabilité du réseau de distribution [114], notamment des fluctuations de tension, des déséquilibres de charge et une augmentation des pertes de distribution. Deuxièmement, une demande élevée en puissance de charge peut facilement faire grimper la facture énergétique, rendant la station non rentable ou très coûteuse pour les clients.

De plus, il sera essentiel de répondre à la demande croissante de nombreux clients

en matière de disponibilité des stations de recharge et de leurs exigences spécifiques en termes d'heure de début, de puissance de charge et de niveau de charge souhaité de la batterie [115].

Dans cette section, nous examinerons l'impact des chargeurs de véhicules électriques sur les systèmes électriques, puis nous présenterons et analyserons de manière critique trois stratégies de recharge : la charge non contrôlée des véhicules électriques, la charge à double tarification des véhicules électriques et la charge intelligente des VE. Cette partie mettra en évidence l'importance du contrôle adaptatif et de la gestion intelligente de l'énergie des stations de recharge. La deuxième partie de cette section mettra l'accent sur l'importance d'intégrer des ressources énergétiques distribuées (DER) et des systèmes de stockage d'énergie, en particulier les systèmes hybrides, pour mieux répondre aux besoins du réseau électrique et des utilisateurs de VE.

1.4.1 Stratégie de recharge

Avec les incitations gouvernementales encourageant la mobilité écologique dans de nombreux pays, une augmentation significative des ventes de véhicules électriques est anticipée dans les années à venir. Toutefois, cette croissance pose des défis majeurs pour les systèmes de distribution d'énergie, notamment en raison des activités de charge désorganisées et aléatoires de ces véhicules. Ces pratiques de recharge non coordonnées pourraient exercer une pression considérable sur le réseau électrique, entraînant une série de problèmes techniques et économiques.

Parmi ces problèmes, on peut citer une distribution de l'énergie moins optimale, des fluctuations importantes de tension, une réduction de l'efficacité et de la rentabilité du système, et une probabilité accrue de pannes de courant dues à la congestion du réseau. Ces défis nécessitent une attention particulière et la mise en place de stratégies de gestion de l'énergie adaptées pour intégrer efficacement l'augmentation du nombre de véhicules électriques sans compromettre la stabilité et la performance du réseau électrique.

Chargement incontrôlé et double tarification des VE

La recharge automatique des véhicules électriques, où les propriétaires commencent la recharge dès le branchement de leur véhicule à une station, est basée sur l'hypothèse que le coût de l'électricité reste constant tout au long de la journée [116, 117, 118]. En revanche, la stratégie de charge à double tarification implique que les utilisateurs adaptent

le moment de la recharge en fonction des variations de prix de l'électricité. Ces variations sont généralement régies par des tarifs basés sur l'heure d'utilisation (Time of Use, TOU) définis par les fournisseurs d'énergie pour différentes tranches horaires [119, 120], incluant des tarifs différents pour les périodes de jour et de nuit, visant à gérer la demande pendant les heures de pointe.

À l'heure actuelle, avec une adoption encore limitée des véhicules électriques, la majorité des utilisateurs opte pour une charge non contrôlée ou met en œuvre des stratégies de charge passives, telles que la recharge durant les heures creuses. Cette dernière approche, bien que réduisant les coûts pour l'utilisateur, peut entraîner des pointes soudaines de demande en électricité, car de nombreux véhicules commencent à être rechargés simultanément pendant la nuit, lorsque la demande globale est plus faible.

Une étude menée à Berlin a examiné l'efficacité de la stratégie de double tarification en se basant sur un échantillon de 1 % de la population, soit environ 16 000 conducteurs avec des trajets quotidiens spécifiques et des puissances maximales de charge admises variant selon les zones urbaines [121]. Chaque zone avait sa propre courbe de charge de base, et la capacité maximale de la batterie pour chaque véhicule a été estimée à 10 kWh.

L'étude des résultats a révélé des différences significatives entre les stratégies de recharge non contrôlée et de double tarification. Sous la stratégie de charge non contrôlée, il a été observé que la consommation d'énergie présentait des pics typiques aux moments clés de la journée : le matin, lorsque les utilisateurs arrivaient au travail, et le soir, au moment où ils rentraient chez eux, comme le démontre la Figure 1.14. En revanche, avec la stratégie de double tarification, bien que les pics de demande d'énergie soient restés présents, leur timing a été modifié en raison de la sensibilité des utilisateurs aux variations du prix de l'électricité, illustré dans la Figure 1.15. Cela indique que, même si les utilisateurs réagissent aux signaux de prix, la stratégie de double tarification a principalement déplacé les pics de consommation plutôt que de les aplanir sur la durée.

En conséquence, face à l'augmentation des véhicules électriques, il devient impératif pour les fournisseurs d'électricité d'implémenter des mécanismes de tarification intelligents et adaptatifs. Ces stratégies sont essentielles pour prévenir une accentuation des pics de demande en électricité. Les mécanismes de tarification doivent être conçus non seulement pour influencer les habitudes de recharge, mais aussi pour équilibrer de façon optimale la demande d'énergie sur l'ensemble du réseau électrique.

Du côté des propriétaires des stations de recharge, avec l'expansion anticipée de la mobilité électrique, l'élaboration de stratégies de recharge intelligente devient tout aussi

cruciale. Ces stratégies visent à atténuer les impacts sur les réseaux de transmission et de distribution d'électricité. En outre, elles offrent des avantages économiques non seulement aux propriétaires de véhicules électriques, mais également aux fournisseurs de services et aux opérateurs de réseau [122]. L'adoption de telles stratégies permet une intégration plus harmonieuse des véhicules électriques dans le réseau énergétique global, favorisant ainsi une transition efficace et durable vers la mobilité électrique.

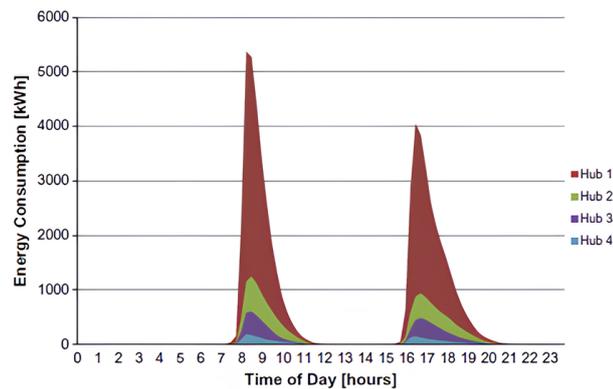


FIGURE 1.14 – Consommation d'énergie du véhicule avec le système de recharge incontrôlée

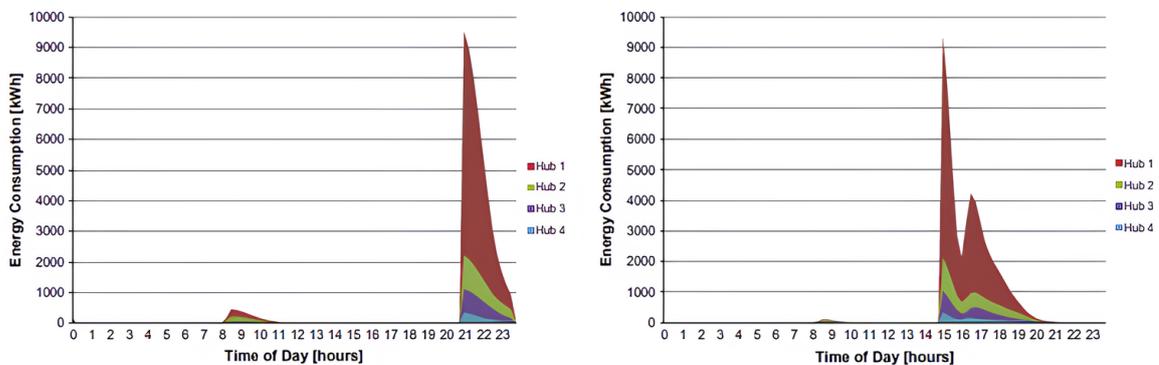


FIGURE 1.15 – Consommation d'énergie du véhicule avec le système de recharge à double tarification à gauche (tarif réduit de 21 heures à 5 heures) / à droite (tarif réduit de 15 heures à 5 heures)

Stations de recharge intelligentes

La mise en place d'une stratégie de charge intelligente constitue l'une des approches fondamentales pour atténuer l'impact des véhicules électriques sur le réseau électrique.

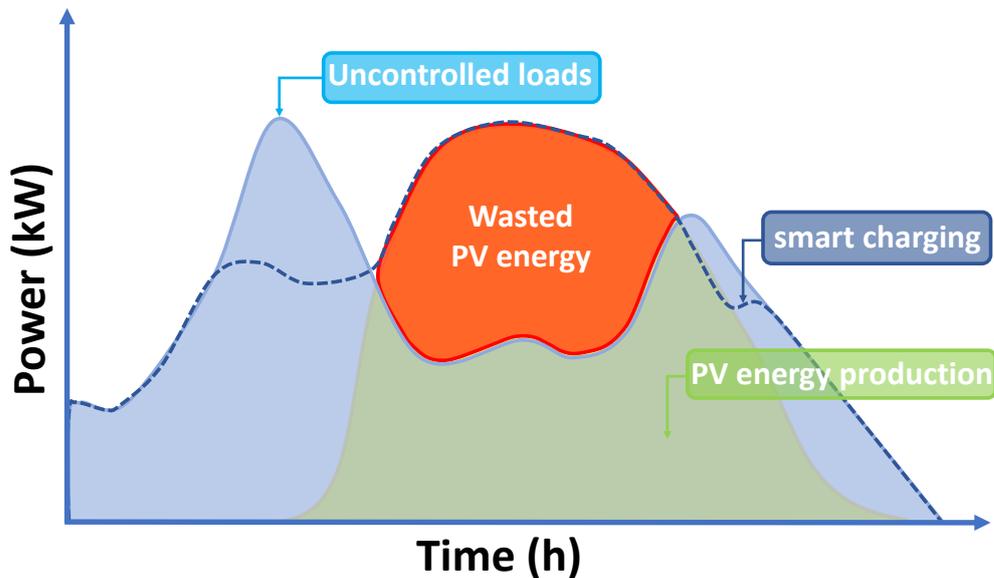


FIGURE 1.16 – Profil de consommation de la flotte de véhicules électriques pendant une journée de travail avec et sans charge intelligente en considérant l'intégration d'énergies renouvelables.

Cette stratégie fait référence à toute technologie qui optimise la charge ou la décharge des véhicules électriques en gérant la puissance de charge de manière efficace, flexible et économique [123, 124]. Son objectif premier est de résoudre les problèmes liés à la congestion du réseau en remodelant la courbe de demande énergétique, ce qui permet de mieux exploiter les périodes de faible demande tout en réduisant les pics de puissance, comme illustré dans la figure 1.16 grâce aux sources [122, 125]. Parallèlement, la charge intelligente offre une gestion personnalisée des horaires de chargement, répondant ainsi de manière optimale aux besoins de charge de chaque véhicule électrique. En ajustant les plages horaires de recharge en fonction des préférences et des contraintes de chaque utilisateur de VE. De plus, elle favorise l'intégration efficace des énergies renouvelables, qui sont souvent intermittentes, contribuant ainsi à réduire les coûts énergétiques liés à la recharge tout en promouvant une mobilité plus durable [126, 127, 128].

Afin d'exploiter au mieux l'excès d'énergie renouvelable, les stations de recharge peuvent être équipées de systèmes de stockage d'énergie [129, 130]. Les technologies de stockage d'énergie les plus couramment utilisées comprennent le stockage électrochimique (sous forme de batteries), le stockage chimique (notamment la production et le stockage d'hydrogène) et le stockage mécanique (comme les volants d'inertie). Ces systèmes de stockage

d'énergie présentent de nombreux avantages, notamment la possibilité de stocker l'énergie pendant les périodes de faible demande ou lorsque la production d'énergie renouvelable est élevée. Ils peuvent également agir comme des sources d'énergie de secours en cas de pannes de courant ou fonctionner en mode îloté, déconnectés du réseau principal [131].

La gestion du processus de charge, en termes de programmation temporelle et de profil de puissance, offre non seulement la possibilité de résoudre des problèmes potentiels, mais également d'explorer de nouvelles opportunités. Cette gestion peut être mise en œuvre grâce à la technologie V2G (vehicle-to-grid [132], qui permet d'utiliser la capacité de charge des véhicules électriques pour fournir des services auxiliaires. Cela inclut le maintien de la fréquence et de la tension électriques à des niveaux appropriés, la gestion de la congestion du réseau et l'équilibrage de la demande et de la production d'énergie [133]. De plus, le V2G facilite l'intégration de sources d'énergie renouvelable, même si elles sont intermittentes [134]. Cette technologie présente un grand potentiel, d'autant plus que les véhicules électriques passent la majeure partie de leur temps stationnés et connectés au réseau, ce qui les rend disponibles pour fournir de l'énergie au réseau électrique et se recharger avant leur prochain trajet.

Cependant, la mise en œuvre du concept V2G comporte plusieurs défis. Il nécessite une communication efficace entre les systèmes de gestion de l'énergie, les opérateurs/fournisseurs d'électricité et la flotte de véhicules électriques afin de répondre à la demande de services auxiliaires tout en respectant les besoins de charge des propriétaires de véhicules électriques [135]. Il est important de noter que le V2G peut accélérer la dégradation des batteries des véhicules électriques en raison du nombre élevé de cycles de charge et de décharge [136]. Par conséquent, une planification optimale du V2G, prenant en compte à la fois les aspects techniques et économiques, est essentielle. De plus, il est crucial d'établir un échange d'informations automatisé et normalisé entre les véhicules et les opérateurs de recharge, ce qui nécessite l'utilisation de protocoles de communication tels qu'ISO/IEC 15118 pour la communication entre les véhicules électriques et les stations de recharge, et IEC 61850 pour la communication entre les stations de recharge et les fournisseurs d'énergie.

Néanmoins, il existe des obstacles à la mise en œuvre de ces systèmes de gestion de l'énergie pour les stations de recharge, notamment [137, 138] :

- Les coûts élevés liés à l'infrastructure de recharge, y compris les technologies de l'information et de la communication.
- La nécessité que les véhicules électriques restent stationnés pendant de longues pé-

riodes pour permettre une gestion efficace de l'énergie, ce qui est adapté à des lieux spécifiques tels que les postes de travail et les stations de recharge commerciales, mais pas sur les autoroutes où les clients n'ont généralement pas l'intention de faire de longs arrêts.

1.4.2 Systèmes de stockage d'énergie hybrides

Avantages :

Récemment, des travaux de recherche ont mis en lumière les avantages significatifs de l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes de recharge pour véhicules électriques. Selon [139], en exploitant des sources d'énergie naturellement abondantes et propres, ces systèmes peuvent partiellement couvrir les besoins énergétiques des stations de recharge. Cette approche améliore l'efficacité énergétique globale et contribue à l'atténuation des problèmes liés aux pics de demande électrique. De plus, selon [1], les stations de recharge intelligentes pour véhicules électriques peuvent générer des revenus supplémentaires en injectant l'excès d'énergie renouvelable dans le réseau.

Toutefois, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de distribution d'électricité ne convient pas toujours à toutes les situations. Des conditions particulières peuvent entraîner une surproduction d'énergie, perturbant ainsi l'équilibre entre l'offre et la demande et provoquant des variations de la fréquence du réseau par rapport à sa valeur nominale [140]. Pour remédier à ce problème, le stockage de l'énergie renouvelable s'avère essentiel lorsqu'elle ne peut pas être injectée dans le réseau, notamment pendant les périodes de faible demande. Le stockage d'énergie en période creuse permet non seulement d'éviter le risque d'instabilité du réseau, mais également de stocker de l'énergie à moindre coût en vue d'une utilisation ultérieure lors des pics de consommation, maximisant ainsi les bénéfices économiques.

De plus, le système de stockage d'énergie peut également jouer un rôle crucial en atténuant les effets de la charge discontinue des véhicules électriques, laquelle peut affecter la durée de vie de leurs batteries. En cas de panne de courant ou lorsqu'il est activé en mode autonome, ce système de stockage peut fournir une source d'énergie de secours, contribuant ainsi à la stabilité et à la fiabilité du réseau électrique.

Dans la littérature, les stations de recharge des véhicules électriques revêtent diverses formes. En ce qui concerne leurs avantages, la tendance récente montre que la station de recharge des véhicules électriques la plus courante est un système hybride qui intègre plusieurs sources d'énergie renouvelable et/ou plusieurs systèmes de stockage d'énergie.

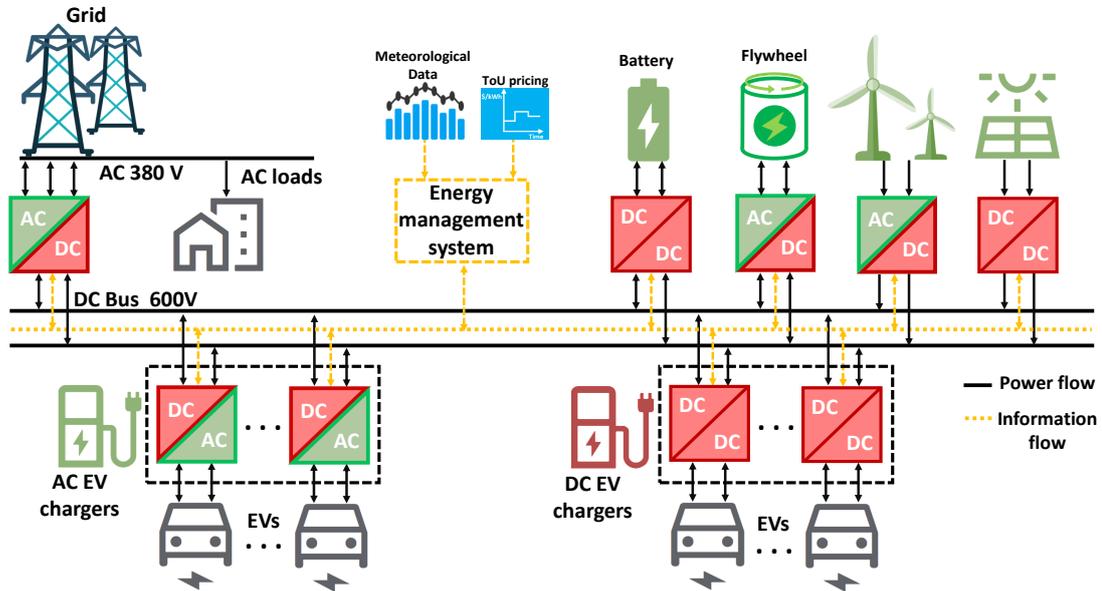


FIGURE 1.17 – Station de charge intelligente composée d’énergies renouvelables et d’un système de stockage d’énergie.

Comme illustré dans la Figure 1.17, l’une des configurations proposées consiste à alimenter la recharge des véhicules électriques à partir de l’énergie électrique générée par deux ou plusieurs sources d’énergie renouvelable intégrées, telles que les systèmes photovoltaïques solaires [141], [142], et les systèmes éoliens [143], [144]. De plus, l’intégration de systèmes de stockage d’énergie, tels que les piles à combustible (FC) [145] comme illustré dans la Figure 1.18, ainsi que les systèmes de stockage d’énergie par volant d’inertie et les supercondensateurs (SC), comme proposé dans [146] pour la conception de stations de recharge rapide, joue un rôle crucial.

Conception optimale :

Intégrer de manière bénéfique l’énergie renouvelable et les systèmes de stockage d’énergie dans les stations de recharge des véhicules électriques nécessite une conception optimale des composants de la station. Cela inclut notamment l’adéquation de la capacité des sources d’énergie renouvelable, des systèmes de stockage d’énergie et de l’interface avec le réseau électrique. Une meilleure coordination entre ces éléments peut permettre de minimiser de manière significative le coût de l’énergie, avant d’appliquer des stratégies de recharge coordonnées pour une optimisation supplémentaire.

La conception optimale des systèmes hybrides d’énergie renouvelable constitue un

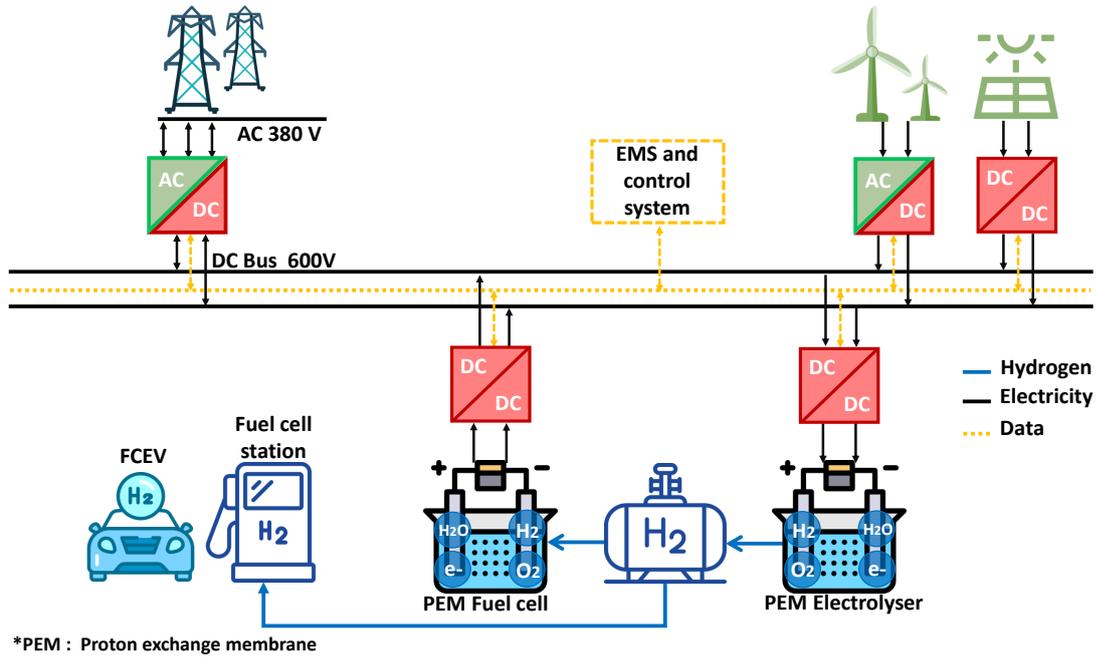


FIGURE 1.18 – Production, stockage et utilisation d’hydrogène vert.

domaine de recherche actuel avec une littérature abondante. Le problème de conception consiste à déterminer la configuration optimale du système électrique, le type et la taille des unités de génération de manière à ce que le système puisse répondre aux exigences de charge avec un coût minimal.

L’évaluation de la conception des systèmes hybrides d’énergie renouvelable peut se baser sur plusieurs critères, notamment le coût total sur toute la durée de vie du système et les émissions de gaz à effet de serre. Le coût total sur toute la durée de vie prend généralement en compte des paramètres économiques tels que le coût en capital, les coûts de remplacement et de maintenance, ainsi que la demande quotidienne de charge des véhicules électriques. De plus, des données météorologiques historiques et le prix de l’énergie peuvent également être pris en compte pour une évaluation complète de la conception.

La dimension des ressources énergétiques distribuées (DER) pour les systèmes de stations de recharge de véhicules électriques a fait l’objet de nombreuses recherches jusqu’à présent. Diverses techniques d’optimisation sont utilisées pour cette tâche, notamment les algorithmes génétiques (GA), l’optimisation par essaim de particules (PSO) et le recuit simulé, comme indiqué dans l’étude de référence [147]. Parmi les types de problèmes d’optimisation couramment étudiés dans les recherches récentes, on trouve les problèmes

MINLP (Mixed-Integer Nonlinear Programming) [148], ainsi que les problèmes MILP (Mixed-Integer Linear Programming) [131, 149, 150, 151, 152, 153].

Un exemple d'étude, menée par [152], consiste en une comparaison de la capacité optimale de stockage d'énergie stationnaire avec différentes stratégies de charge (immédiate, contrôlée et bidirectionnelle) en utilisant l'approche MILP dans le but de minimiser le coût de charge sans avoir connaissance des informations futures sur la charge des véhicules électriques.

D'autres études, telles que celle menée par [154], utilisent la programmation quadratique séquentielle (SQP) pour optimiser les systèmes hybrides éolien-batteries-solaire-VE afin de répondre aux besoins en électricité des foyers. [155] proposent un algorithme d'optimisation hybride pour la gestion du stockage d'énergie, qui ajuste son mode d'optimisation entre des approches déterministes et heuristiques en fonction de l'allocation des plages de prix de l'électricité.

Les études d'optimisation sont fréquemment étendues pour inclure des améliorations de la performance du système qui tirent parti de la flexibilité des véhicules électriques, telles que la recharge intelligente et un système de véhicule-réseau (V2G). Par exemple, [156] proposent une minimisation des coûts des stations de recharge basée sur l'approche de programmation mathématique mixte (MIP) en intégrant la génération photovoltaïque. Ils considèrent que tous les véhicules arrivant à la station de recharge sont répartis en trois catégories : premium, conservateur et écologique, en fonction de leurs besoins en charge et de la possibilité d'utiliser la batterie comme stockage distribué.

Il existe de nombreux logiciels utilisés pour automatiser le dimensionnement des systèmes d'énergie hybride, et l'un des plus renommés est le logiciel "Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources" (HOMER), développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) des États-Unis, comme mentionné dans les références [157, 162]. HOMER offre divers modèles de composants énergétiques, tels que des panneaux photovoltaïques, des éoliennes, des volants d'inertie, des centrales hydroélectriques, des batteries, des chargeurs de véhicules électriques, des groupes électrogènes diesel, d'autres générateurs de carburant, des unités d'électrolyse et des piles à combustible, qui sont utilisés pour l'optimisation et l'analyse des coûts.

Dans la littérature, le logiciel HOMER a été largement utilisé dans plusieurs études de dimensionnement de systèmes hybrides, notamment des combinaisons telles que PV/diesel/batterie [163], PV/éolienne/batterie [157, 164], PV/éolienne/diesel [165, 166], ainsi que des systèmes hybrides intégrant des générateurs hydroélectriques/micro-hydroélectriques [167,

TABLE 1.5 – Revue de la littérature sur le dimensionnement optimale des stations de recharge pour les véhicules électriques.

Ref.	Grid connect.	Loads considerations		Optimized components							Proposed approach	
		EV load demand	Resident. Indus. Loads	RER		ESS				EV chargers		
				Solar	wind	Battery	Super-capacitor	Fuel cell	Flywheel			
[157]		✓		✓	✓	✓						HOMER optimizer
[155]	✓	✓		✓		✓						Hybrid (heuri./determin.)
[148]	✓	✓									✓	MINLP
[149]	✓	✓		✓		✓					✓	MILP
[154]	✓	✓	✓	✓	✓	✓						MILP
[131]	✓				✓							MILP
[158]	✓	✓				✓					✓	Markov
[150]	✓	✓				✓					✓	MILP
[151]	✓	✓		✓								MILP
[156]	✓	✓		✓								MIP
[159]	✓	✓		✓		✓						GA
[152]	✓		✓									MILP
[153]	✓	✓		✓	✓	✓						MILP
[160]	✓	✓		✓		✓			✓			GA
[161]	✓	✓				✓	✓					Mixed
[2]	✓	✓	✓	✓						✓		PSO
												MINLP

168], ou des systèmes hybrides incorporant la génération biomasse [169], comme relevé dans l'étude de référence [147].

Le Tableau 1.5 présente une synthèse brève des approches de dimensionnement susmentionnées pour les systèmes énergétiques, y compris ceux dédiés à la recharge des véhicules électriques, qui ont été publiées dans la littérature.

1.5 Chargeurs multi-connecteurs : une solution prometteuse pour améliorer l'accessibilité des stations de recharge pour VEs

Les stations de recharge pour véhicules électriques, fonctionnant en libre-service, présentent un défi logistique majeur concernant leur disponibilité. Même une fois la recharge complétée, le point de recharge reste souvent inaccessible, car la déconnexion nécessite l'intervention du propriétaire du véhicule pour libérer le connecteur. Ce problème est causé par les mécanismes de verrouillage des prises, prévus pour prévenir les déconnexions non autorisées, comme mentionné dans [170]. Cette situation est aggravée par le non-respect

des créneaux horaires alloués pour la recharge par certains utilisateurs irresponsables. Les conséquences de ces dépassements ont des implications majeures pour les systèmes de gestion de charge. Les méthodes d'ordonnancement et de gestion de la charge dans les stations de recharge intelligentes, bien qu'efficaces en théorie, peuvent être perturbés dans la pratique, réduisant ainsi leur efficacité opérationnelle. En effet, lorsque les interactions humaines, souvent imprévisibles et sujettes à des erreurs, dominent le processus de charge, les mécanismes automatisés peuvent s'avérer moins efficaces. Il est donc impératif de repenser la conception de ces stations et d'intégrer une plus grande flexibilité pour tenir compte des interventions humaines imprévues. Un autre obstacle majeur concerne la durée requise pour la recharge complète des véhicules électriques, une période pouvant s'étendre de quelques minutes à plusieurs heures selon le type de chargeur et le véhicule. Lors des périodes de forte affluence, ce délai prolongé, exacerbé par une capacité de recharge limitée des stations, peut occasionner des temps d'attente considérables pour les utilisateurs ce qui est jugé trop frustrant. Ces désagréments sont susceptibles de mener à une insatisfaction notable de la clientèle et, par conséquent, à une diminution de leur fréquentation de ces stations de recharge. Dans cette optique, il devient impératif d'adopter une approche structurée pour la gestion de la demande, assurant ainsi que les besoins de recharge des véhicules électriques soient traités de manière équitable, automatique et adaptée à la capacité disponible.

Par conséquent, le problème d'accessibilité aux bornes de recharge devient un enjeu prédominant dans le secteur et un facteur clé dans la décision d'adopter des véhicules électriques. Une stratégie courante pour y remédier consiste à augmenter le nombre de chargeurs à simple connecteur (SOSC : Single Output Single Connectors). Cependant, cette méthode pose des questions économiques. La rentabilité de cette initiative dépend de la présence d'un grand nombre de véhicules électriques en circulation. Cela signifie que les opérateurs doivent investir considérablement au début, avant d'atteindre un niveau de fréquentation des véhicules électriques qui rendrait leur investissement rentable. Par ailleurs, un obstacle majeur à l'adoption généralisée des véhicules électriques réside dans la crainte liée à l'anxiété d'autonomie (Range Anxiety). La réticence des consommateurs à choisir des véhicules électriques est renforcée par le manque de stations de recharge, engendrant ainsi un cercle vicieux. Ce phénomène, souvent assimilé à la situation de l'œuf et de la poule (Chicken and Egg situation), illustre comment le besoin d'ajouter des bornes de recharge se heurte à une adoption limitée des véhicules électriques, et comment la décision d'achat de véhicules électriques est entravée par l'insuffisance de l'infrastructure

de recharge.

Une solution alternative envisageable serait la mise en œuvre de chargeurs à multi point de recharge (MOMC : Multiple Output Multiple Connectors), capables de servir plusieurs véhicules électriques simultanément, comme suggéré par [171]. Bien que prometteuse, cette approche, en pratique, équivaut à consolider plusieurs chargeurs SOSC tout en optimisant l'encombrement matériel, tel que les boîtiers et les câbles. Cependant, elle demeure aussi coûteuse que les solutions SOSC traditionnelles.

Aujourd'hui, l'introduction de la version la plus récente du protocole OCPP ouvre des perspectives prometteuses. Il soutient une architecture à trois niveaux. Dans cette configuration, un point de recharge unique peut accueillir plusieurs unités d'alimentation de véhicules électriques (EVSE), et chaque EVSE est capable de gérer de multiples connecteurs, comme évoqué par [172]. Grâce à cette nouvelle version du protocole OCPP et dans le contexte de l'urgence d'améliorer l'efficacité des stations de recharge pour les véhicules électriques, on montre un intérêt croissant pour une innovation technologique, notamment les chargeurs à point de recharge unique et multi-connecteurs (SOMC : Single Output Multiple Connectors). Comme illustré dans la figure 1.19, cette technologie consiste en un chargeur équipé de plusieurs connecteurs, permettant la connexion simultanée de plusieurs véhicules électriques à une seule prise, comme expliqué dans les travaux de [173]. Cependant, Il est essentiel de souligner que, même si ces chargeurs sont équipés de plusieurs connecteurs, ils ne peuvent pas charger plusieurs véhicules électriques simultanément. Cette limitation est due à la présence d'un seul point de recharge, qui ne dispose pas d'une puissance suffisante pour être partagée entre plusieurs véhicules.

La véritable force de la technologie de chargeurs SOMC réside dans sa capacité à optimiser l'accessibilité des stations de recharge. Grâce à une stratégie d'allocation judicieusement élaborée et une gestion efficace de la file d'attente, elle présente le potentiel d'améliorer significativement la satisfaction des utilisateurs tout en réduisant le coût d'infrastructure de recharge.

Dans la littérature, plusieurs études ont abordé ce type d'architecture, comme le souligne [174]. L'étude [175], de son côté, propose une combinaison de deux types de chargeurs. Elle envisage une station de recharge pour véhicules électriques (EV) qui intègre à la fois des systèmes de chargeurs à simple connecteur (SOSC) et des chargeurs à connecteurs multiples (SOMC). Cette configuration permet de répondre aux besoins de recharge de différents types d'urgence : les EVs nécessitant un temps de stationnement relativement court peuvent être chargés aux SOSC, tandis que ceux ayant un temps de stationnement

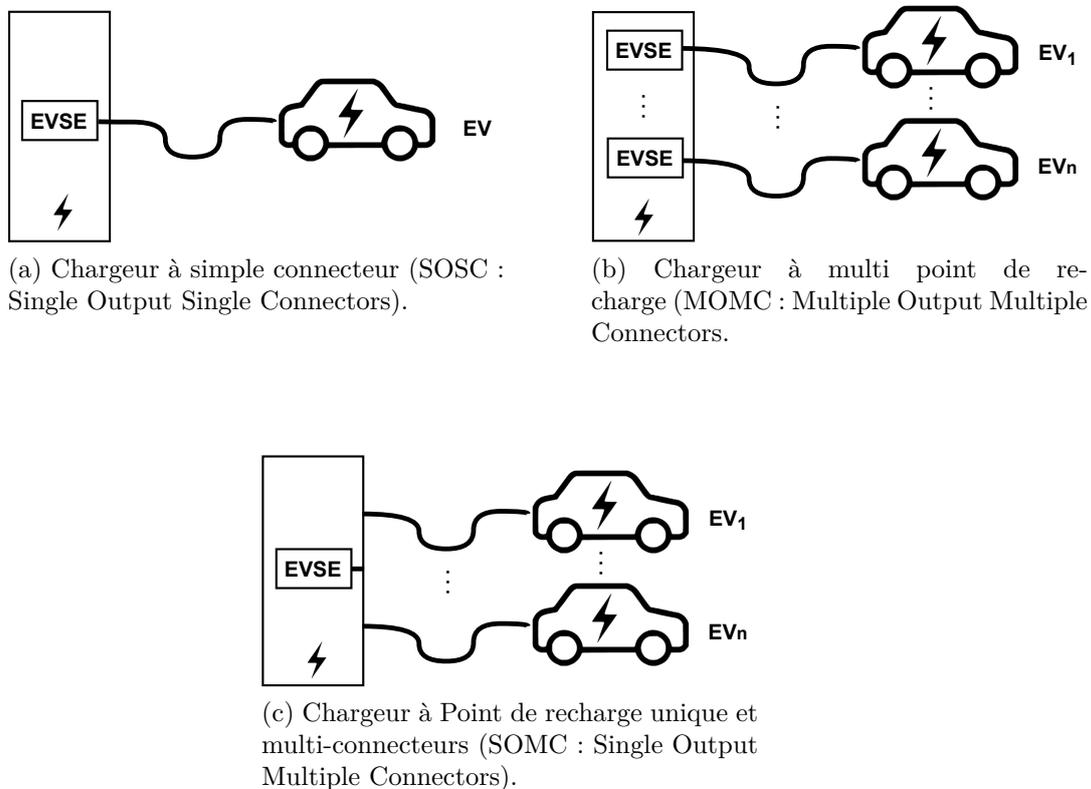


FIGURE 1.19 – Types de chargeurs.

plus long peuvent être chargés aux SOMC. Ces études ont démontré l'efficacité de cette architecture, qui a permis de réaliser d'importantes économies sur les investissements initiaux. Ceci constitue une motivation significative pour intégrer ces types de chargeurs, en remplacement des chargeurs SOSC standards, qui sont plus coûteux.

D'autre part, en raison des spécificités de cette nouvelle architecture, les recherches visant à favoriser l'adoption de chargeurs multi-connecteurs pour les véhicules électriques ont souligné l'importance d'une gestion minutieuse de ces chargeurs. Cela inclut notamment la gestion coordonnée des connecteurs dans chaque chargeur SOMC. Dans [174], les auteurs ont développé un modèle de programmation stochastique en deux étapes, visant à minimiser les coûts tout en prenant en compte une stratégie de charge coordonnée entre les connecteurs de chaque chargeur. L'efficacité du modèle et son potentiel d'économies sont validés par une étude de cas sur une station de charge dans un parking résidentiel. L'étude [175] propose quant à elle un système de gestion de l'énergie (EMS) basé sur la programmation dynamique approximative (ADP). Ce système intègre un mécanisme de

guidage logique flou pour assigner les véhicules électriques aux points de charge appropriés. La principale contribution de cette étude est le développement d'un EMS capable de réduire de manière significative les coûts opérationnels totaux, en comparaison avec les méthodes de recharge conventionnelles.

1.6 Conclusion

Le chapitre examine l'état actuel des systèmes énergétiques liés aux véhicules électriques et à leurs stations de recharge. Il a souligné l'importance de comprendre précisément les besoins en énergie pour développer des infrastructures de recharge adaptées aux demandes futures. Dans sa progression, le chapitre a offert une analyse comparative des différentes technologies de véhicules légers présentes dans le parc automobile électrique, incluant les voitures à moteur à combustion interne, les modèles hybrides et à batterie, ainsi que les véhicules à pile à combustible. Cette partie a également inclus un examen de la classification des chargeurs selon leur type, niveau de charge et normes.

La deuxième partie de l'étude s'est concentrée sur les architectures en électronique de puissance, en se focalisant sur diverses méthodes de recharge des véhicules électriques. Elle a distingué entre les systèmes de recharge unidirectionnels et bidirectionnels. De plus, cette section a examiné les chargeurs embarqués dans les véhicules électriques, qui exploitent les enroulements des moteurs de traction ou de propulsion ainsi que l'électronique de puissance liée à ces moteurs. L'importance de ces composants dans la gestion de l'énergie a été soulignée, mettant en évidence leur rôle dans l'amélioration de l'efficacité des chargeurs et leur influence sur la diminution de l'encombrement et la réduction des coûts des systèmes de recharge.

La troisième section de l'étude a examiné les stratégies développées pour atténuer l'impact de la charge des véhicules électriques sur le réseau électrique, en se focalisant en particulier sur les défis posés par la congestion réseau due aux hautes puissances requises pour la charge. Plusieurs solutions ont été explorées pour résoudre cette problématique. Premièrement, l'intégration de ressources énergétiques décentralisées et de systèmes de stockage d'énergie dans les stations de recharge a été reconnue comme une stratégie prometteuse. Ensuite, une gestion coordonnée et efficace de la charge des flottes de véhicules électriques est essentielle pour réduire l'impact sur le réseau de distribution, ce qui permet d'éviter d'importants investissements dans l'infrastructure électrique. Enfin, l'adoption des technologies V2G (Vehicle-to-Grid) et V2V (Vehicle-to-Vehicle) offre une solution clé

pour maximiser l'utilisation de ces systèmes de stockage d'énergie distribuée.

Enfin, la quatrième section de notre étude s'est penchée sur le deuxième problème majeur : l'accessibilité des stations de recharge pour les véhicules électriques. Cette partie a abordé l'implémentation d'une nouvelle architecture de recharge qui repose sur l'utilisation de chargeurs multi-connecteurs. En outre, cette section explore également les méthodes utilisées pour gérer efficacement cette nouvelle architecture, notamment la charge coordonnée.

DIMENSIONNEMENT OPTIMAL ET STRATÉGIE DE GESTION DE L'ÉNERGIE D'UNE STATION DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES EN MILIEU DE TRAVAIL, INTÉGRANT LES SOURCES D'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE ET LE SYSTÈME DE STOCKAGE D'ÉNERGIE À VOLANT D'INERTIE

2.1 Introduction

Dans les infrastructures de recharge pour véhicules électriques qui intègrent les énergies renouvelables, l'ajout de systèmes de stockage d'énergie est une pratique courante. Ces systèmes ont pour fonction de compléter l'énergie produite localement. Ils sont notamment capables de stocker l'énergie excédentaire, la rendant disponible pour une utilisation ultérieure, surtout pendant les périodes de production faible en énergie renouvelable ou lors des pics de demande énergétique. Cette stratégie aide également à réduire la congestion du réseau électrique en assurant un équilibre entre la demande et l'offre d'énergie.

Le stockage d'énergie par volants d'inertie (FESS) est traditionnellement utilisé pour la régulation de la fréquence du réseau électrique, l'assistance au démarrage des générateurs et le lissage des pics de charge. Ces systèmes, comme ceux développés par Beacon Power

[176] et Revterra [177], offrent une puissance élevée sur une période limitée, allant de quelques secondes à 30 minutes. Leur avantage majeur réside dans leur longue durée de vie et leur capacité à fournir de grandes puissances sans altérer leur performance.

Grâce aux progrès technologiques, les volants d'inertie ont bénéficié d'une réduction notable des pertes liées à la résistance de l'air et au frottement interne. Cela a augmenté leur capacité de stockage d'énergie et prolongé leur durée de décharge. À titre d'exemple, l'intégration de paliers magnétiques a été un facteur déterminant dans la réduction du frottement lors de la rotation, ce qui a amélioré l'efficacité et minimisé les pertes.

Des entreprises telles que Qnetic [178], Amber Kinetics, Energiestro [179] (fondée par un entrepreneur français) et Torus [180] (créée par un entrepreneur de l'Utah) ont été à l'avant-garde dans le développement de cette technologie. Cette innovation ne s'est pas limitée à la théorie. Par exemple, Amber Kinetics a été l'un des pionniers dans l'installation de ces systèmes dans divers pays. En collaboration avec PTLK International Ltd, Amber Kinetics a livré à Taïwan son premier système de stockage d'énergie par volant d'inertie de longue durée [181]. Mis en service en février 2019, ce système de 8 kW, situé à New Taipei, est conçu pour une durée de fonctionnement de quatre heures. Ce projet a été spécialement conçu pour répondre aux défis uniques du réseau électrique de l'île, y compris en termes de fiabilité, de fourniture de puissance de secours, et de coûts élevés de production d'électricité, tout en prenant en compte les conditions météorologiques extrêmes et les risques naturels tels que les tremblements de terre.

L'introduction de cette nouvelle application a positionné le volant d'inertie comme un concurrent sérieux dans le secteur du stockage d'énergie, particulièrement face aux systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS), qui dominent actuellement le marché, notamment dans les applications de recharge de véhicules électriques [139]. Ils se distinguent particulièrement en termes de durabilité, de robustesse et de réduction de l'impact environnemental :

1. **Durabilité exceptionnelle** : Les volants d'inertie sont reconnus pour leur longévité remarquable, atteignant jusqu'à 30 ans. Cette durée de vie prolongée est trois fois supérieure à celle de la plupart des batteries chimiques, qui nécessitent des remplacements fréquents en raison de leur dégradation progressive.
2. **Robustesse** : Un aspect clé de cette technologie réside dans sa haute densité de puissance, combinée à une robustesse exceptionnelle face aux cycles fréquents de charge et de décharge [182, 183, 184], un domaine où les batteries traditionnelles sont plus vulnérables. Cette résistance à la dégradation rend les volants d'inertie

particulièrement adaptés aux applications avec des cycles de charge et de décharge fréquents et intensifs, comme c'est le cas des stations de recharge pour véhicules électriques.

- 3. Impact environnemental réduit :** L'avantage écologique des volants d'inertie est significatif par rapport aux batteries chimiques. Ils évitent l'utilisation de métaux lourds ou de produits chimiques toxiques, réduisant les préoccupations liées à l'extraction minière, au recyclage et à la gestion des déchets dangereux.

Cependant, en raison de sa faible densité énergétique, le FESS est contraint par un volume plus important, nécessitant davantage de matériaux et par conséquent un investissement initial plus élevé. Pour rendre le coût par kilowatt-heure (kWh) comparable à celui des batteries, certains fabricants de volants d'inertie ont exploré diverses méthodes d'optimisation des matériaux utilisés dans la construction du volant d'inertie. Parmi elles, Energiestro se concentre sur le développement du VOSS (Volant de Stockage Solaire), un système qui utilise du béton précontraint renforcé par un enroulement de fibre de verre. Cette approche n'est pas seulement moins coûteuse, mais elle utilise également des matériaux économiques et durables. Pour réduire davantage les coûts, Elle n'emploie pas de papiers magnétiques, jugés trop onéreux, mais plutôt de simples roulements à billes, assistés par une butée magnétique passive. Cette conception a nécessité de relever le défi de la lubrification dans le vide, un processus pour lequel cette entreprise a obtenu un brevet.

Compte tenu des avantages et inconvénients associés aux systèmes de stockage d'énergie par volant d'inertie et aux batteries, il est crucial d'évaluer la rentabilité du FESS et de la comparer au coût des solutions existantes. Pour ce faire, nous entreprenons une étude de conception optimale d'une station de recharge intégrant des systèmes d'énergie distribuée, tels que les panneaux photovoltaïques (PV), les systèmes de stockage d'énergie par volant d'inertie, ainsi que la connexion au réseau électrique. Le défi de cette étude réside dans la création d'une station de recharge qui combine de manière efficace la génération et le stockage d'énergie sur place avec une stratégie de recharge optimisée. Le modèle que nous proposons ne se limite pas à considérer uniquement la puissance nominale du volant d'inertie. Nous planifions également la façon dont cette puissance est fournie et reçue au cours de la journée. L'objectif est d'optimiser l'utilisation de l'énergie stockée dans le volant d'inertie, en veillant à charger et décharger de manière efficace. Cela permet de maintenir un niveau de charge adéquat pour assurer un service continu le jour suivant.

De plus, en termes d'analyse des résultats, l'évaluation des avantages et de l'autonomie n'est pas considérée comme suffisante. En effet, un système énergétique hybride avec un

taux élevé de ressources renouvelables et de stockage d'énergie peut être rentable avec une grande autonomie, mais l'énergie produite peut être gaspillée. Par conséquent, l'évaluation et l'analyse de l'auto-suffisance (SC) et de l'auto-consommation (SS) [140] sont d'une importance capitale à inclure dans notre analyse. Ces deux paramètres permettent d'évaluer le taux d'auto-suffisance tout en évaluant le taux d'énergie renouvelable utilisée.

L'organisation de ce chapitre peut être divisée en trois parties majeures : la première partie comprend la configuration de la station de charge étudiée et décrit les différents éléments du système (section 2.2), ainsi que la structure des coûts des composants (section 2.3) utilisée dans la fonction objectif et prise en compte pendant la durée de vie du système. La deuxième partie présente le modèle d'optimisation utilisé pour déterminer la surface photovoltaïque optimale, la capacité du volant d'inertie et les puissances mises en jeux (section 2.4). Cette partie traite également les métriques économiques et techniques utilisées dans cette analyse. La troisième partie décrit l'étude de cas, suivie de l'indication des sources de données numériques (section 2.5) et enfin la simulation et l'analyse comparative des résultats économiques et techniques (section 2.6) avant de parvenir à une conclusion générale (section 2.7).

2.2 Configuration du système de recharge pour véhicules électriques et modélisation mathématique

Une station de charge pour véhicules électriques typique comprend plusieurs points de recharge pour véhicules électriques, une génération d'énergie renouvelable, un stockage d'énergie et des connexions au réseau électrique. Elles peuvent également être des systèmes autonomes hors réseau avec une génération d'énergie renouvelable importante et un système de stockage d'énergie. Selon les modes de contrôle du système, l'interface avec le réseau électrique peut être considérablement différente. Par exemple, le réseau peut autoriser ou refuser l'injection d'énergie depuis le système de recharge pour véhicules électriques vers le réseau ou imposer différentes limites sur l'énergie pouvant être prélevée ou injectée dans le réseau. Dans cette étude, une station de charge pour véhicules électriques connectée au réseau électrique équipée de générateurs photovoltaïques et d'un système de stockage d'énergie à volant d'inertie est proposée, comme illustré à la Figure 2.1. L'objectif principal du dimensionnement du système photovoltaïque et du volant d'inertie est de répondre aux besoins de charge des véhicules électriques et des bâtiments de bureau, tout en maximisant les avantages sur la durée de vie du système.

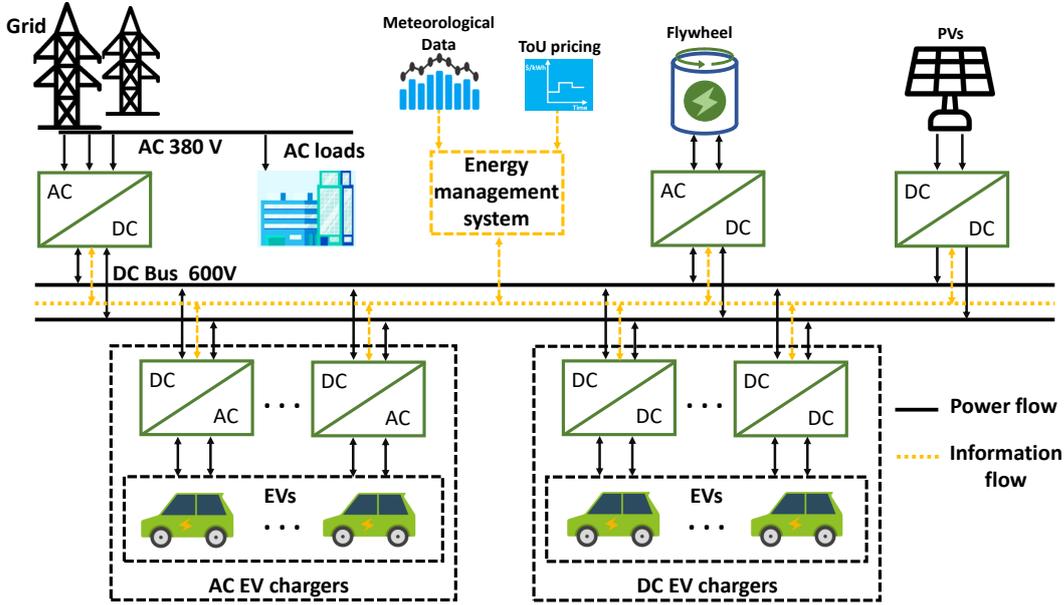


FIGURE 2.1 – Schéma du système de recharge de véhicules électriques basé sur le PV (panneaux photovoltaïques) et le volant d'inertie.

2.2.1 Système PV (panneaux solaires)

Le calcul de la puissance totale fournie par les panneaux PV dépend de l'irradiance, de l'efficacité des panneaux PV, de la surface totale des panneaux et de la température des cellules, comme décrit dans l'équation suivante :

$$P^{PV} = I_{rr} \cdot \eta^{PV} \cdot [1 - \sigma \cdot (T_c - T_{stc})] \cdot S^{PV} \quad (2.1)$$

En notant que :

- I_{rr} est l'irradiance solaire quotidienne du ciel réel mesurée en ajoutant les composantes du rayonnement direct B , diffus D , et réfléchi R sur une surface inclinée [159], comme indiqué dans l'équation (2.2). Il est important de noter que, dans la diffusion, les rayons lumineux se diffusent dans toutes les directions, tandis que dans la réflexion, les rayons lumineux sont réfléchis dans une seule direction.

$$I_{rr} = B + D + R \quad (2.2)$$

Cette irradiance est obtenue à partir du Système d'Information Géographique

- Photovoltaïque (PVGIS) [185], dont les données d'entrée sont la latitude, la longitude de l'emplacement, l'angle d'inclinaison et l'orientation des panneaux solaires.
- σ est le coefficient de température des panneaux photovoltaïques exprimé en $\%/^{\circ}\text{C}$. Un coefficient de température moyen est de 0,2 à 0,5 $\%/^{\circ}\text{C}$ de puissance et de tension pour chaque degré au-dessus des conditions de test standard (STC) (25°C).
 - η^{PV} est l'efficacité des panneaux photovoltaïques, qui prend en compte les pertes dues à la sensibilité spectrale des cellules PV, entre autres effets [186]. Le calcul de l'efficacité des panneaux η^{PV} consiste à diviser leur puissance crête unitaire en STC Pu_{stc}^{PV} par leur surface Su^{PV} multipliée par l'irradiance en STC I_{stc} , comme exprimé dans l'équation (2.3).

$$\eta^{PV} = \frac{Pu_{stc}^{PV}}{I_{stc} \cdot Su^{PV}} \quad (2.3)$$

- T_c fait référence à la température des cellules PV fournie par l'équation suivante :

$$T_c = T_a + \frac{(T_{NOC} - T_N) \cdot I_{rr}}{I_{NOC}} \quad (2.4)$$

- T_{NOC} est la température nominale de fonctionnement des cellules : La valeur moyenne de la température d'un module solaire typique en NOC se situe entre 45 et 48 $^{\circ}\text{C}$. Tandis que I_{NOC} et T_N sont respectivement l'irradiance et la température ambiante aux conditions de test NOC définies à $I_{NOC} = 800\text{W}/\text{m}^2$ et $T_N = 20^{\circ}\text{C}$.
- T_{stc} est la température des cellules PV sous STC. Tandis que I_{stc} et T_{stc} sont respectivement l'irradiance et la température ambiante aux conditions de test STC définies à $I_{stc} = 1000\text{W}/\text{m}^2$ et $T_{stc} = 25^{\circ}\text{C}$.

2.2.2 Système de stockage d'énergie par volant d'inertie

Description du système

Les systèmes de stockage d'énergie par volant d'inertie sont des dispositifs mécaniques qui stockent l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique dans une masse en rotation rapide appelée rotor du volant d'inertie, comme le montre l'équation suivante :

$$E^{FL} = \frac{1}{2} J \Omega^2 \quad (2.5)$$

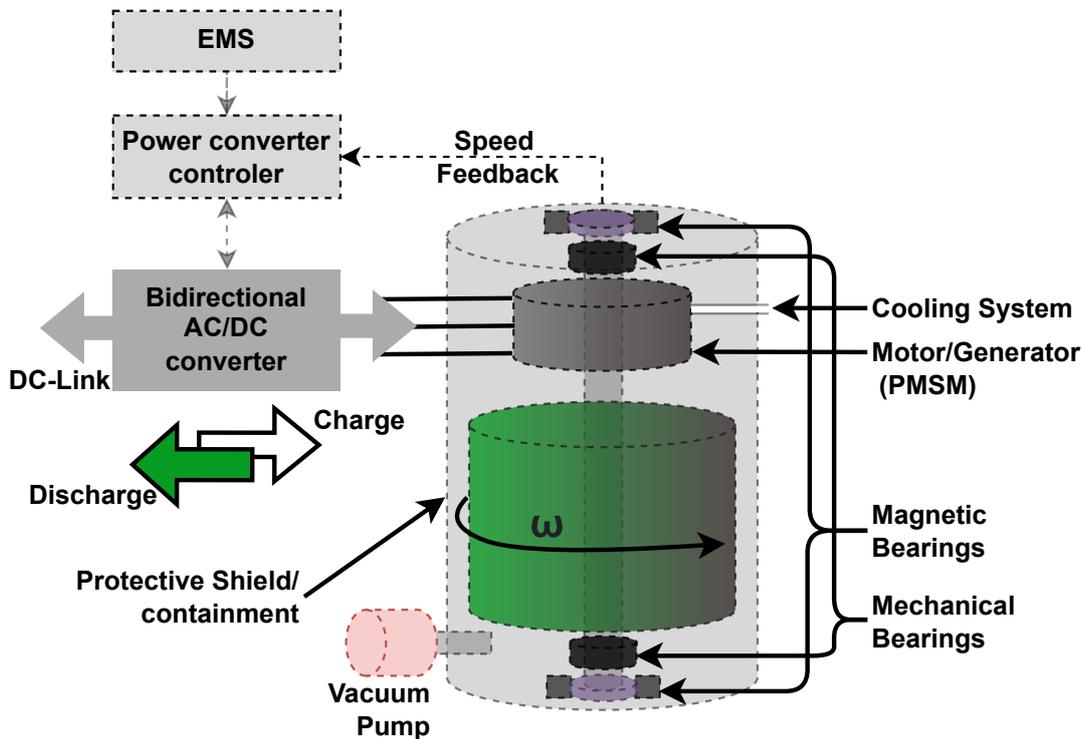


FIGURE 2.2 – Illustration des composants du système de stockage d'énergie par volant d'inertie.

avec :

- J est le moment d'inertie, défini par $J = kmr^2$, où k est le coefficient de forme du volant d'inertie, r est le rayon du volant d'inertie, et m est la masse en rotation du volant d'inertie (kg).
- Ω est la vitesse angulaire définie par $\Omega = \frac{v}{r}$, où v est la vitesse périphérique du volant d'inertie en (m/s).

Les composants avancés du système de stockage d'énergie par volant d'inertie sont présentés à la Fig. 2.2. Le système de stockage d'énergie par volant d'inertie est sous vide pour réduire la traînée sur le rotor du volant d'inertie et augmenter l'efficacité globale du système. Il est soutenu sans contact grâce à des paliers magnétiques lorsqu'il est en mouvement pour améliorer ses performances par rapport aux paliers à billes, réduisant ainsi les frottements et l'usure, ce qui se traduit par une plus grande efficacité et une durée de vie plus longue. Pour renforcer la sécurité, les paliers mécaniques assurent un soutien auxiliaire en cas de perturbation externe ou lorsque le rotor est à l'arrêt [187]. Le rotor du volant d'inertie est connecté à la machine synchrone à aimants permanents (PMSM), qui

est équipée d'un système de refroidissement par eau comprenant un échangeur de chaleur.

Comme spécifié dans la figure 2.1, le système de stockage d'énergie à volant d'inertie est connecté au bus continu (DC) via des convertisseurs AC/DC bidirectionnels pour contrôler la charge du volant d'inertie et maintenir une tension DC constante (600 VDC) sur le bus DC lors du processus de décharge du volant d'inertie. En mode de charge, le volant d'inertie est entraîné à grande vitesse par un moteur synchrone à aimants permanents (PMSM) alimenté par une source externe, telle que le réseau électrique ou un système photovoltaïque. Le convertisseur AC/DC est utilisé pour contrôler la vitesse du PMSM pendant ce processus. En mode de décharge, le volant d'inertie est ralenti par le PMSM utilisé comme générateur pour produire de l'énergie électrique lorsque celle-ci est nécessaire.

Limitations du FESS

Contrairement à la dégradation des batteries chimiques, le système de stockage d'énergie à volant d'inertie peut être déchargé cycliquement jusqu'à zéro énergie sans se dégrader [155, 188]. Cependant, une profondeur de décharge (DOD) de 95 % et plus peut entraîner une réduction de l'efficacité de conversion électronique [189], ce qui nécessite, par conséquent, de limiter la DOD.

D'autre part, ce type de stockage, étant purement mécanique, dépend uniquement de contraintes mécaniques [190, 191]. En effet, pour maximiser la densité d'énergie, le volant d'inertie doit tourner à une vitesse très élevée tout en ne dépassant pas une valeur maximale Ω_{max} pour éviter les dommages mécaniques. Le lien entre la vitesse de rotation et la densité d'énergie est représenté par l'équation (2.6) :

$$ED = \frac{E^{FL}}{m} = \frac{J \cdot \Omega^2}{2 \cdot m} \quad (2.6)$$

D'autre part, en supposant une puissance constante, afin de limiter les courants circulant dans les enroulements statoriques de la machine, le volant d'inertie doit être maintenu au-dessus d'une vitesse de rotation minimale spécifique Ω_{min} , car celle-ci est inversement proportionnelle au courant selon l'équation suivante :

$$I_{max} = \frac{2P_e}{3 \cdot N_p \cdot \phi \cdot \Omega_{min}} \quad (2.7)$$

où P_e est la puissance du PMSM, N_p est le nombre de paires de pôles et ϕ est la liaison de flux du rotor.

Dans notre cas, la vitesse de rotation minimale est fixée à $\Omega_{min}=50\%$ de Ω_{max} , ce qui signifie que l'énergie minimale du volant d'inertie est égale à 25 % de l'énergie maximale ($E_{min}^{FL} = 25\% E_{max}^{FL}$). Cependant, si la puissance diminue lorsque le rotor ralentit, il n'est pas nécessaire de limiter la vitesse minimale.

2.2.3 Interface avec le réseau électrique

On suppose que le réseau électrique intervient afin de combler le déficit énergétique entre la charge de la station de recharge et la génération photovoltaïque, ainsi que le stockage d'énergie par volant d'inertie, comme illustré par l'équation (2.8). Lors du calcul de l'alimentation du réseau électrique, on prend en compte les pertes du système de stockage par volant d'inertie, qui sont mesurées à l'aide de l'efficacité aller-retour (RTE) définie par $RTE = \eta_{Ch} \cdot \eta_{Dch}$, où RTE représente le pourcentage d'énergie stockée qui est ultérieurement récupéré. Afin de normaliser les signes des sources d'énergie du côté de la charge, la puissance fournie par le volant d'inertie P_t^{FL+} est considérée comme positive, tandis que la puissance stockée dans le volant d'inertie P_t^{FL-} est considérée comme négative.

$$P_t^{Grid} = P_t^{load} - \eta_{Ch}^{FL} P_t^{FL+} - \frac{P_t^{FL-}}{\eta_{Dch}^{FL}} - P_t^{PV} \quad \forall t \in [1, \tau[\quad (2.8)$$

2.3 Coûts des composants de la station de recharge

Lors d'une analyse de dimensionnement du système, plusieurs dépenses doivent être anticipées, en plus de l'investissement initial. En effet, un système nécessite une maintenance et le remplacement de composants en fin de vie opérationnelle, en plus des coûts associés à leur recyclage. Il est également essentiel de prendre en compte le coût lié à la dégradation annuelle des composants. Les paramètres de coût des composants pris en compte dans cette étude sont répartis en quatre éléments : coût initial, coût de maintenance annuelle, coût de remplacement, valeur résiduelle et coût de dégradation, comme décrit dans les sous-sections suivantes.

2.3.1 Coût initial

Le coût initial IC se compose de quatre éléments comme le montre l'équation (2.9), comprenant :

- Coût en capital C^{Cap}
- Coût d'installation et de mise en service $C^{I\&C}$ également appelé ingénierie, approvisionnement et construction (EPC), comprenant la conception du site, les coûts de main-d'œuvre/pièces et l'approvisionnement/transport d'équipements.
- Le Système de Conversion d'Énergie (PCS) correspond au coût des pièces des onduleurs de puissance et de commande.
- L'Équilibre du Système (BoP) comprend le câblage, les transformateurs d'interconnexion et les composants auxiliaires.

Dans cette étude de cas, deux composants sont pris en compte, à savoir les PV et le volant d'inertie. Les coûts initiaux sont désignés par IC^{FL} et IC^{PV} , respectivement.

$$IC = C^{Cap} + C^{I\&C} + BoP + PCS \quad (2.9)$$

2.3.2 Coût de maintenance annuelle

La maintenance est généralement effectuée par le même fournisseur de services qui a installé le système FL-PVHS dans le cadre d'un contrat qui est généralement d'une durée définie avec renouvellement tacite. Afin que le fournisseur puisse garantir une marge satisfaisante d'activité de maintenance pendant la durée du contrat de maintenance, qui est en moyenne de 3 à 5 ans renouvelable, le contrat comprend une clause de révision des prix [192] décrite par l'équation (2.10) :

$$CM_a = CM_{a-i} \cdot \left(\frac{\gamma \cdot IN_a^{salary}}{IN_{a-i}^{salary}} + \frac{\beta \cdot IN_a^{service}}{IN_{a-i}^{service}} \right) \quad (2.10)$$

Les indices de prix $IN_a^{service}$ et IN_a^{salary} sont une méthode de mesure de l'inflation utilisée à des fins d'indexation pour tenir compte des variations des coûts de maintenance. Ils aident à décider de la variation moyenne des services et des salaires sur deux périodes de temps, comme indiqué par l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE) [193]. Ces indices sont pondérés par les coefficients γ et β représentatifs de la tâche ou du service, la somme devant toujours être égale à 1. CM_{a-i} désigne le coût de maintenance au moment de la signature du contrat ou après la dernière révision des prix.

2.3.3 Coût de remplacement et valeur résiduelle

La valeur résiduelle (VR), également appelée valeur de récupération, est la valeur estimée d'un actif à la fin de sa durée de vie utile. Le coût de remplacement (CR), en revanche, fait référence au montant d'argent nécessaire pour remplacer un actif essentiel une fois qu'il a atteint la fin de sa durée de vie utile. Généralement, le prix de la valeur résiduelle est attaché au prix de remplacement, car le fournisseur propose souvent une reprise de l'ancien équipement. La valeur résiduelle est vendue à un prix équivalent à 10

2.3.4 Coût de dégradation

Au fil du temps, les composants du système ne conserveront pas les mêmes performances globales en raison de leur dégradation. La dégradation survient au fil du temps en raison de l'oxydation, de la température, des contraintes thermiques, des influences météorologiques, de la dégradation de l'interconnexion ainsi que des fissures microscopiques et des facteurs mécaniques. Étant donné que l'équivalent de l'écart énergétique perdu en raison de la dégradation des composants (PV et volant d'inertie) est compensé par le réseau, le coût de dégradation annuel dépendra du prix du réseau, comme le montrent les équations (2.11) et (2.12), en tenant compte du fait que la dégradation du volant d'inertie et du PV α^{FL} et α^{PV} , respectivement, est prise en compte à partir de la deuxième année jusqu'à la fin de leur durée de fonctionnement. En raison de l'augmentation du prix annuel de l'énergie due à l'inflation, le taux de réduction Γ_{grid} est utilisé pour déterminer le coût total de l'électricité du réseau. Il convient également de noter que le coût de dégradation n'est pas pris en compte les années de remplacement des composants.

$$\begin{aligned} C^{DegFL} &= n^{FL} \sum_{a=1}^{Lt^{FL}} (1 + \Gamma_{grid})^{a-1} \left((1 - \alpha^{FL})^{a-1} - (1 - \alpha^{FL})^a \right) \cdot CE_a^{FL} \\ &= n^{FL} \sum_{a=1}^{Lt^{FL}} (1 + \Gamma_{grid})^{a-1} \alpha^{FL} (1 - \alpha^{FL})^{a-1} \cdot CE_a^{FL} \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$C^{DegPV} = n^{PV} \sum_{a=1}^{Lt^{PV}} (1 + \Gamma_{grid})^{a-1} \alpha^{PV} (1 - \alpha^{PV})^{a-1} \cdot CE_a^{PV} \quad (2.12)$$

Où :

$$CE_a^{FL} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{\tau} C_t^{Grid} \cdot \frac{P_t^{FL+}}{\eta_{Ch}^{FL}} \delta t - C_t^{Grid} \cdot \eta_{Dch}^{FL} P_{d,t}^{FL-} \delta t \quad (2.13)$$

$$CE_a^{PV} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{\tau} C_{d,t}^{Grid} P_{d,t}^{PV} \delta t \quad (2.14)$$

À noter que :

- n^{FL} et n^{PV} sont respectivement le nombre de remplacements du volant d'inertie et du PV pendant la durée de vie du système Lt donnée par l'équation (2.15) qui varie en fonction de la durée de fonctionnement Lt^{FL} et Lt^{PV} de chaque composant.

$$n^{FL} = \frac{Lt}{Lt^{FL}} \quad \text{et} \quad n^{PV} = \frac{Lt}{Lt^{PV}} \quad | \quad n^{FL}, n^{PV} \in \mathbb{N} \quad (2.15)$$

- C_t^{Grid} est le coût de l'énergie du réseau.

2.4 Dimensionnement de la station de recharge pour véhicules électriques

L'objectif de la conception optimale d'une station de recharge intégrant des systèmes d'énergie distribuée, tels que les panneaux photovoltaïques (PV), les systèmes de stockage d'énergie (FSS) ainsi que l'interconnexion au réseau électrique, représentés par la figure 2.1, est de s'assurer que la production et le stockage d'énergie sur place répondent substantiellement aux besoins énergétiques des véhicules électriques (VE). Cette conception doit être économiquement viable, offrant ainsi une alternative plus rentable à l'achat exclusif d'électricité du réseau.

2.4.1 Formulation du problème d'optimisation

Le défi de cette étude réside dans la mise en place d'une station de recharge qui combine efficacement la génération et le stockage d'énergie in situ avec une stratégie de recharge optimale. Cette stratégie doit être capable de s'adapter aux fluctuations quotidiennes de la demande énergétique, tout en considérant les limites de l'infrastructure de recharge existante, la variabilité des prix de l'énergie, et des conditions météorologiques fluctuantes.

Cette optimisation est définie par l'ensemble de variables de décision x tel que : $x = \{S^{PV}, E^{FL}, P_t^{FL}\}$, où S^{PV} désigne la surface totale des panneaux solaires, E^{FL} la

capacité du volant d'inertie, et P_t^{FL} le taux de puissance du volant d'inertie installé. Le dimensionnement optimal proposé utilise P_t^{FL} comme une variable clé pour déterminer la meilleure stratégie d'utilisation de la charge et de la décharge du volant d'inertie tout au long de la journée, en visant à maintenir un état de charge prédéfini SOC_T à la fin de la journée. Cette approche considère également les besoins en charge P_t^{load} , la disponibilité de l'énergie solaire S^{PV} , et le coût de l'énergie du réseau $C_{grid,t}$.

La stratégie de dimensionnement optimale d'une station de recharge intégrant des panneaux PV et un système de stockage par volant d'inertie (FESS) peut ainsi être formulée comme un problème de programmation non linéaire :

$$\begin{aligned}
 \min C^{FL-PV}(x) &= C^{Invest} + C^{Grid} + C^{Deg} \\
 &= [IC^{PV} + CM^{PV} + n^{PV} \cdot (CR^{PV} - RV^{PV})] \cdot S^{PV} \\
 &\quad + [IC^{FL} + CM^{FL} + n^{FL} \cdot (CR^{FL} - RV^{FL})] \cdot E^{FL} \\
 &\quad + \sum_{a=1}^{Lt} (1 + \Gamma_{grid})^{a-1} \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{\tau} C_{d,t}^{Grid} \cdot P_{d,t}^{Grid}(P_t^{FL}) \cdot \delta t \\
 &\quad + C^{DegPV} + C^{DegFL}
 \end{aligned} \tag{2.16}$$

Sujet à :

$$0 < E^{FL} \leq E_{max}^{FL} \tag{2.17}$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad \forall t \in [1, \tau[\tag{2.18}$$

$$-P_{max}^{FL} \leq P^{FL} \leq P_{max}^{FL} \tag{2.19}$$

$$SOC_T = \varsigma \tag{2.20}$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} - \frac{P_t^{FL} \cdot \delta t}{E_t^{FL}} \quad \forall t \in [1, \tau[\tag{2.21}$$

$$0 < S^{PV} \leq S_{max}^{PV} \tag{2.22}$$

$$-P_{min}^{Grid} \leq P^{Grid} \leq P_{max}^{Grid} \quad (2.23)$$

Tel que défini dans l'équation (2.16), la fonction de minimisation des coûts se divise en trois parties principales. La première (composée des deux premières lignes de l'équation) représente le coût initial de l'investissement, C^{Invest} , incluant le coût en capital, les frais d'installation et de mise en service, ainsi que les coûts liés au PCS et au BoP pour le PV et le volant d'inertie, en plus de leur coût de remplacement, de maintenance et de leur valeur résiduelle. La deuxième partie (la troisième ligne de l'équation) correspond au coût d'achat d'énergie auprès du réseau électrique pendant toute la durée de vie du système, C^{Grid} , en prenant en compte un taux de réduction pour le calcul global de ce coût, en raison de l'augmentation annuelle du prix de l'énergie liée à l'inflation. Enfin, la troisième partie (la quatrième ligne) traite du coût de dégradation, C^{Deg} , des composants du système.

- Les coûts de l'énergie achetée auprès du réseau électrique par intervalle de temps t (C_t^{Grid}) se composent de deux parties, à savoir $C_t^{Grid,s}$ et $C_t^{Grid,w}$, qui correspondent aux tarifs pendant les jours d'été d^s et les jours d'hiver d^w , respectivement, comme décrit dans l'équation (2.24). Ces tarifs sont augmentés annuellement selon un taux de réduction moyen de $\Gamma_{grid} = 2\%$. Ce taux de réduction du réseau a été estimé en calculant l'évolution moyenne du Tarif Bleu d'EDF (Électricité de France), tel que fourni par [194], au cours des 17 dernières années (de 2006 à 2022). De plus, le taux de réduction du réseau peut également être déduit de [195].

$$C_d^{Grid} = \begin{cases} C_d^{Grid,s}, & d \in d^s \\ C_d^{Grid,w}, & d \in d^w \end{cases} \quad (2.24)$$

- Lt est la durée de vie estimée du système de recharge pour véhicules électriques, fixée à 20 ans. La durée de chaque intervalle de temps δt , définie en secondes, est utilisée pour convertir l'énergie en unités internationales d'énergie (joules).
- CM^{PV} et CM^{FL} représentent respectivement les coûts totaux de maintenance des systèmes PV et de volant d'inertie pendant la durée de vie du système, à l'exclusion des coûts de maintenance annuels à la fois pour la première année et pour les années de remplacement. Ils sont exprimés comme suit :

$$CM^{PV} = \sum_{a=2}^{Lt} CM_a^{PV}, a \neq a_{rep}^{PV} Lt^{PV} \mid a_{rep}^{PV} \in 1, n^{PV} \quad (2.25)$$

$$CM^{FL} = \sum_{a=2}^{Lt} CM_a^{FL}, a \neq a_{rep}^{FL} Lt^{FL} \mid a_{rep}^{FL} \in 1, n^{FL} \quad (2.26)$$

Le modèle d'optimisation est encadré par six contraintes essentielles :

- **Contraintes de stockage d'énergie :** Les contraintes prises en compte incluent la capacité maximale du volant d'inertie, limitée par des considérations de taille et de budget (Équation 2.17), les limitations de l'état de charge (SOC) (Équation 2.18), les limites de puissance maximale et minimale du volant d'inertie (Équation 2.19), et l'état de charge final requis pour assurer la continuité du service (Équation 2.20), qui doit suivre l'évolution de l'état de charge (Équation 2.21).
- **Contraintes relatives aux panneaux solaires :** La superficie totale des panneaux solaires installés est restreinte par l'espace disponible sur le parking et par les contraintes budgétaires (Équation 2.22).
- **Contraintes du réseau électrique :** En considérant la puissance souscrite auprès de l'opérateur du réseau de transport (TSO) et les limites structurelles telles que le câblage, les équipements auxiliaires, et les capacités des transformateurs d'interconnexion, ainsi que des dispositifs de protection et d'autres infrastructures (Équation 2.23).

2.4.2 Stratégies de gestion énergétique optimale des ressources d'énergie

La figure 2.3 montre un schéma de processus pour une optimisation techno-économique appliquée à un système de gestion d'énergie. Dans le cadre de l'optimisation du système, trois scénarios clés nécessitent une gestion optimale de la puissance de charge et de décharge du volant d'inertie :

- Lorsqu'il y a un excédent d'énergie solaire, où la puissance de charge requise P_t^{load} est inférieure à la puissance produite par les panneaux solaires P_t^{PV} , , soit $P_t^{load} < P_t^{PV}$, et que les conditions de charge du volant d'inertie sont satisfaites, ce dernier sera alimenté par le surplus de la production solaire et une partie d'énergie fournie par le réseau. La gestion de cette distribution est déterminée par le modèle d'optimisation, qui respecte les contraintes de l'état de charge (SOC), du taux de charge, et de la tarification du réseau électrique.
- Dans le cas où la production solaire est insuffisante pour les besoins de charge, soit $P_t^{load} > P_t^{PV}$, et que les conditions pour décharger le volant d'inertie sont remplies,

l'énergie du volant sera utilisée en complément de l'énergie réseau. Cette opération est optimisée par le modèle dans le respect des contraintes de SOC, du taux de décharge, et du prix de l'énergie du réseau.

- Si la production solaire est insuffisante et que l'état de charge du volant d'inertie atteint sa limite, la charge nécessaire sera fournie exclusivement par le réseau électrique.

2.4.3 Indicateurs financiers

Après avoir obtenu des résultats optimaux en termes de dimensionnement et de gestion de l'énergie, pour évaluer la rentabilité du système, des indicateurs financiers sont utilisés. Ces mesures, spécialement employées et reconnues par les investisseurs et les analystes financiers, visent à évaluer la performance financière, la viabilité et l'efficacité des investissements. Parmi ces indicateurs, on retrouve la Valeur Actuelle Nette (VAN), le Taux de Rendement Interne (TRI), le Retour sur Investissement (ROI), le Coût Nivelé de l'Énergie (LCOE) et le Temps de Retour Simple (Simple Payback).

Valeur actuelle nette (VAN)

La valeur actuelle nette (VAN) représente le bénéfice net sur la durée de vie du système. La VAN est la valeur actuelle de tous les flux de trésorerie futurs d'un projet. Étant donné que la valeur de l'argent varie dans le temps, ce qui signifie que l'argent vaut plus aujourd'hui que dans le futur, la valeur d'un projet n'est pas simplement la somme de tous les flux de trésorerie futurs. Pour calculer la VAN, il est nécessaire de faire la valeur actuelle de chaque flux de trésorerie futur en appliquant un taux d'actualisation Γ , puis de sommer ces valeurs actuelles associées à chaque période, comme le montre l'équation (2.27). La valeur résiduelle (RV) est récupérée au cours de la dernière année de la durée de vie du système, elle sera donc ajoutée au dernier flux de trésorerie.

$$VAN = -IC + \sum_{a=1}^{Lt-1} \frac{FT_t}{(1 + \Gamma)^a} + \frac{FT_{Lt} + RV}{(1 + \Gamma)^{Lt}} \quad (2.27)$$

où

$$IC = IC^{pv} \cdot S^{PV} + IC^{sto} \cdot E^{FL} \text{ et } RV = RV^{PV} \cdot S^{PV} + RV^{FL} \cdot E^{FL}$$

Pour le calcul du flux de trésorerie (FT), nous supposons l'équivalent du bénéfice en énergie réalisé en soustrayant le coût du système de base alimenté uniquement par

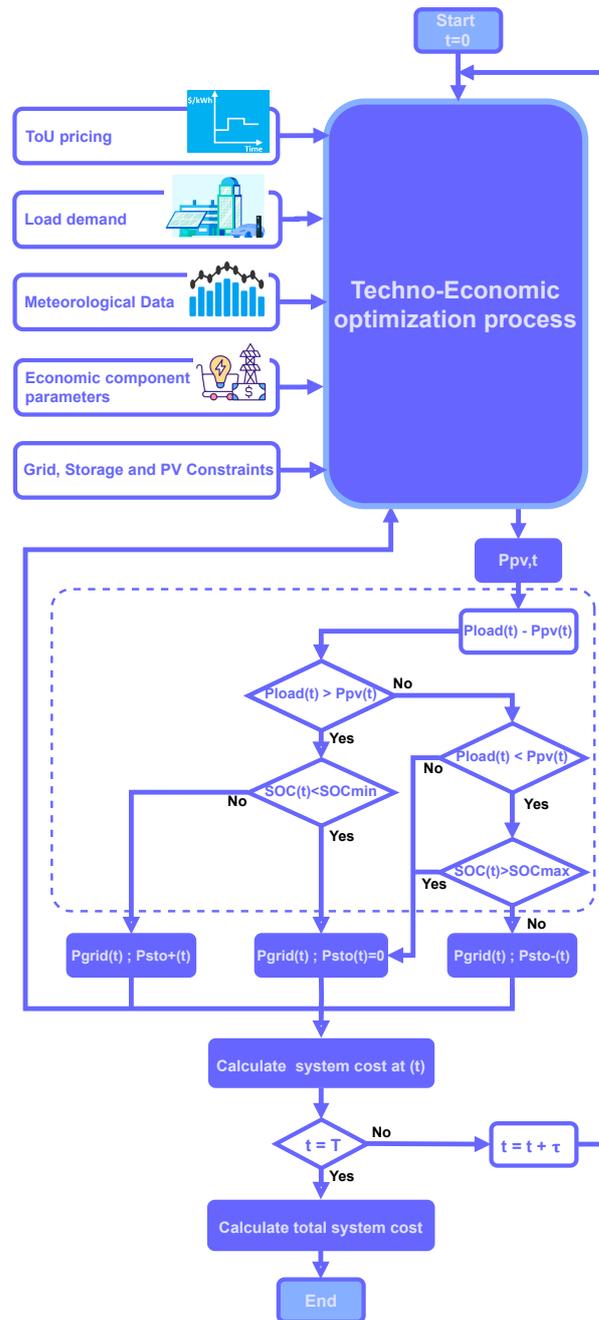


FIGURE 2.3 – Schéma du processus d'optimisation de la station de recharge pour véhicules électriques sur le lieu de travail.

le réseau (C^{go}) du coût du nouveau système FL-PVHS (C^{FL-PV}) (2.28), y compris le coût annuel de maintenance et le coût de dégradation des composants. Dans les années futures de fonctionnement du système, le prix de l'énergie fournie par le réseau augmentera

inversement et proportionnellement à l'inflation. Par conséquent, le bénéfice augmentera chaque année, d'où le flux de trésorerie. En compensant l'effet de l'inflation, nous pouvons négliger le taux d'actualisation ($\Gamma = 0\%$).

$$FT = \frac{(C^{go} - C^{FL-PV}) - CM - C^{DegPV} - C^{DegFL}}{Lt} \quad (2.28)$$

où

$$CM = CM^{PV} \cdot S^{PV} - CM^{FL} \cdot E^{FL}$$

Taux de rendement interne (TRI)

Le taux de rendement interne (TRI) est une analyse financière utilisée pour calculer la rentabilité d'investissements potentiels. L'objectif du TRI est de trouver le taux d'actualisation qui rendra la valeur actuelle de l'ensemble des flux de trésorerie annuels égale à l'investissement initial net en trésorerie du projet, c'est-à-dire que la valeur actuelle nette (VAN) des flux de trésorerie futurs sera exactement nulle, comme le montre l'équation (2.29). Le TRI est fréquemment représenté comme un rendement annualisé. Le rendement annualisé d'un investisseur est le taux de rendement calculé sur la durée pendant laquelle il a possédé les actifs. Un scénario typique du TRI dans la planification des investissements consiste à évaluer l'impact financier de démarrer de nouvelles activités par rapport à l'expansion des activités actuelles. Par exemple, une société énergétique peut utiliser le TRI pour déterminer si elle doit construire une nouvelle centrale électrique ou réhabiliter et agrandir une centrale existante. Bien que les deux initiatives puissent apporter de la valeur à l'organisation, celle avec le TRI le plus élevé est susceptible d'être le meilleur investissement. Étant donné que le TRI ne tient pas compte des variations des taux d'actualisation, il est souvent insuffisant pour les projets à long terme avec des taux d'actualisation changeants.

Dans notre exemple, le TRI est utilisé, premièrement, pour déterminer s'il est plus rentable d'ajouter plus de sources d'énergie ou simplement d'utiliser le réseau dans différents endroits, et deuxièmement, pour comparer le meilleur investissement entre les deux systèmes de stockage d'énergie par volant d'inertie et par batteries. Le calcul du TRI est basé sur la même formule que la VAN. Au lieu d'additionner les flux de trésorerie futurs, nous fixons la VAN à zéro, puis calculons le taux d'actualisation.

$$-IC + \sum_{a=1}^{Lt-1} \frac{FT_t}{(1 + TRI)^a} + \frac{FT_{Lt} + RV}{(1 + TRI)^{Lt}} = 0 \quad (2.29)$$

Retour sur investissement (ROI)

Le retour sur investissement (ROI) est un ratio qui compare le profit ou la perte d'un investissement à son investissement initial. Il permet de déterminer la rentabilité ou l'efficacité d'un investissement. Le ROI est la différence moyenne annuelle en flux de trésorerie nominale sur la durée de vie du projet, divisée par le coût total de l'investissement. Cela peut être résumé en divisant la VAN par le coût total de l'investissement (2.30).

$$ROI = \frac{VAN}{C^{FL-PV}} \quad (2.30)$$

Coût nivelé de l'énergie (LCOE)

Le coût nivelé de l'énergie (LCOE) est utilisé pour mesurer le coût moyen par kWh de l'énergie électrique utile produite par le système au cours de sa durée de vie. Pour calculer le LCOE, nous divisons le coût total de la production d'électricité par la somme de l'énergie annuelle produite par les sources FL-PVHS, notamment le PV (AE^{PV}), le volant d'inertie (AE^{FL}) et le réseau (AE^{Grid}) pour répondre à la charge électrique sur la durée de vie du système, comme décrit dans l'équation (2.31).

$$LCOE = \frac{C^{FL-PV}}{\sum_{t=a}^{Lt} (AE^{PV} + AE^{FL} + AE^{Grid})} \quad (2.31)$$

Temps de retour simple (Simple Payback)

Le temps de retour simple (SPB) est le laps de temps nécessaire pour récupérer le coût initial d'un investissement ou atteindre son point mort. Lors de la planification des investissements et des rendements, il s'agit d'un des calculs les plus essentiels pour les investisseurs. Il peut aider à décider entre des investissements identiques en fonction de celui qui se rentabilisera en moins de temps.

Pour un flux de trésorerie annuel constant, le temps de retour simple est calculé en divisant le coût initial de l'investissement par le flux de trésorerie annuel, comme le montre l'équation suivante (2.32).

$$TRS = \frac{IC}{FT} \quad (2.32)$$

En termes généraux, le calcul du retour simple pour un flux de trésorerie annuel variable est la durée en années nécessaire pour que le flux de trésorerie cumulatif passe

de négatif à positif, comme indiqué dans l'équation (2.33).

$$TRS = a_{0-1} - \frac{-IC + \sum_{t=a}^{a_0-1} CF_a}{CF_{a_0}}, \quad \exists a_0 \in \mathbb{N} \mid \sum_{t=a}^{a_0} CF_{a_0} \geq IC \quad (2.33)$$

2.4.4 Indicateurs de performances du système

Dans cette analyse de dimensionnement, La performance du système est évaluée à partir de deux métriques qui sont utilisées pour estimer le taux d'autonomie tout en évaluant le taux d'utilisation de l'énergie renouvelable, à savoir l'auto-suffisance (SS) et l'auto-consommation (SC) [140, 196]. Cela nous permettra de savoir quelle quantité de demande de charge est couverte par la génération de notre système et quelle quantité de génération a été gaspillée. Savoir l'autonomie ou SS ne suffit pas pour déterminer la taille du système, car un FL-PVHS surdimensionné entraînera un faible SC malgré un SS élevé. D'un autre côté, malgré un SC élevé, un système sous-dimensionné entraînera un faible SS. Dans cette étude, nous voulons analyser l'efficacité de notre méthode d'optimisation ainsi que la faisabilité de choisir ce type de système hybride. Comme décrit par les équations suivantes (2.34) et (2.35), SC fait référence à la proportion d'énergie solaire PV autoconsommée dans la charge quotidienne totale, tandis que SS fait référence à la proportion d'énergie solaire PV autoconsommée dans la production quotidienne totale de PV.

$$SC = \frac{C - D}{B + C - D} \quad (2.34)$$

$$SS = \frac{C + E}{A + C - D} \quad (2.35)$$

Les zones A, B, C, D et E sont illustrées dans la figure 2.4 et définies comme suit :

- La zone A représente la demande totale de charge (véhicules électriques et bâtiment de bureaux) non couverte par l'énergie solaire PV.

$$A = \int_1^{\tau} (P_t^{load} - P_t^{PV}) dt \quad | \quad P_t^{load} > P_t^{PV} \quad \forall t \in [1, \tau[\quad (2.36)$$

- La zone B représente l'énergie solaire PV non utilisée par la charge, comme indiqué

par l'équation (2.37).

$$B = \int_1^{\tau} (P_t^{PV} - P_t^{load}) dt \quad | \quad P_t^{load} < P_t^{PV} \quad \forall t[1, \tau[\quad (2.37)$$

- Le recouvrement dans la zone C représente l'énergie solaire PV totale utilisée par la charge.

$$C = \int_1^{\tau} P_t^{PV} dt \cap \int_1^{\tau} P_t^{load} dt = \int_1^{\tau} \min(P_t^{PV}, P_t^{load}) dt \quad (2.38)$$

- La zone D représente l'énergie solaire PV stockée dans le FL-PVHS, à l'exclusion de l'énergie stockée dans le réseau. Nous considérons le stockage de l'énergie dans le calcul de SS et SC car nous présumons que l'énergie solaire PV stockée par le volant d'inertie fait partie de l'énergie qui sera récupérée par la charge lorsque l'énergie solaire PV est insuffisante.
- La zone E représente l'énergie solaire PV récupérée de la décharge du volant d'inertie. En d'autres termes, la zone E représente l'énergie stockée dans le volant d'inertie reçue par la charge, qui est exclusivement alimentée par le PV. Le calcul de cette surface est effectué à l'aide de l'équation (2.39).

$$E = P_t^{FL,pv+} = \begin{cases} -\sum_1^{t-1} P_t^{FL,pv}, & P_t^{FL+} \geq -\sum_1^{t-1} P_t^{FL,pv} \\ P_t^{FL+}, & P_t^{FL+} < -\sum_1^{t-1} P_t^{FL,pv} \end{cases} \quad (2.39)$$

Pour mieux comprendre les deux équations, Eqs. (2.34) et (2.35), nous considérons les deux scénarios suivants :

- Dans le meilleur des cas : Si $A = 0$ ou $A \leq D$, cela signifie que $SS \leq 1$. En particulier, si SS est inférieur à 1, cela signifie que $D > E$, ce qui indique qu'il y a de l'énergie solaire PV supplémentaire qui a été stockée dans le volant d'inertie mais qui n'a pas été utilisée. $B = 0$ donc $SC = 1$, ou $B \leq -D$ indiquent, respectivement, que la production quotidienne des panneaux solaires PV a été entièrement utilisée par la charge ou stockée dans le volant d'inertie sans pertes. Cependant, il est important de noter que l'absence de perte d'énergie solaire n'implique pas que le système est autosuffisant :

$B = 0 \not\Rightarrow A = 0$; cela indique plutôt qu'il n'y a pas de stockage d'énergie effectué : $B = 0 \Rightarrow D = 0$.

- Dans le cas d'une autonomie de 50%, c'est-à-dire $SS = 1/2$. La totalité de l'énergie

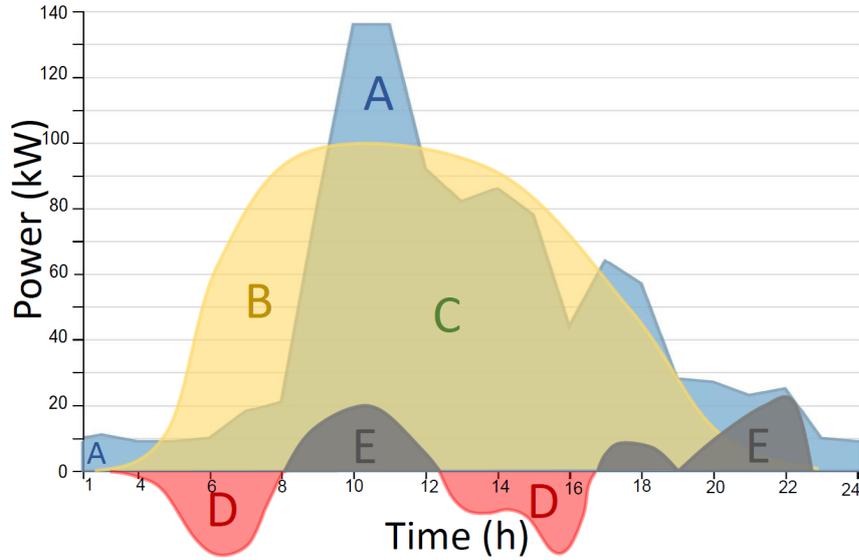


FIGURE 2.4 – Schéma simplifié du profil de charge quotidien, de la génération solaire PV et du stockage d'énergie par volant d'inertie séparés en zones.

solaire PV utilisée par la charge et/ou le stockage d'énergie FESS est égale à la charge non servie restante ($A = C - D$), et toute l'énergie solaire PV stockée dans le volant d'inertie est libérée ($E = D$). Alors que dans le cas de 50% d'énergie solaire PV gaspillée, c'est-à-dire $SC = 1/2$, ce qui indique que l'énergie solaire PV restante est identique à la puissance PV utilisée par la charge et le stockage ($B = C - D$). À noter que : $SC = 1/2 \not\Rightarrow SS = 1/2$.

2.5 Modèles de données d'entrée

Ce travail décrit un modèle visant à optimiser la conception d'une station de recharge pour véhicules électriques sur une durée de vie opérationnelle intégrant le système hybride de stockage d'énergie par volant d'inertie et de panneaux solaires photovoltaïques. Cette optimisation vise à déterminer la viabilité de la mise en place de ce nouveau système hybride, qui intègre le FESS, couramment utilisé dans des applications contraintes telles que les parcs éoliens, mais cette fois-ci dans des applications telles qu'une station de recharge pour véhicules électriques sur le lieu de travail.

Pour quantifier l'intérêt d'installer ces systèmes hybrides, y compris le FL-PVHS, nous réaliserons une étude comparative avec différents modèles d'alimentation de la station de recharge pour véhicules électriques, y compris le système hybride le plus couramment uti-

lisé avec des batteries Li-ion et des panneaux solaires (Bat-PVHS), ainsi que le système de base qui alimente la station à partir du réseau électrique uniquement (GO). Cette étude comparative est menée dans trois endroits différents : Rabat et Benguerir au Maroc, et Brest en France. Ces emplacements ont été choisis de manière à couvrir différents types de conditions climatiques. En effet, la ville de Brest est connue pour son climat océanique (Cfb) selon la classification de Köppen-Geiger [197], généralement frais et humide, pluvieux et venteux presque toute l'année. Le climat de Rabat est méditerranéen (Csa), avec des hivers doux et pluvieux et des étés chauds et ensoleillés. Benguerir a un faible taux de précipitations et un climat méditerranéen plus chaud (Csa) avec des étés secs.

2.5.1 Données météorologiques

Les profils de production d'énergie solaire dans cette étude sont basés sur des données historiques d'irradiance globale du ciel réel (W/m^2) sur un plan fixe et incliné collectées à partir de PVGIS (Système d'Information Géographique Photovoltaïque) [185] pour une période de 24 heures dans les emplacements suivants où l'étude de dimensionnement de la station de charge pour véhicules électriques a été réalisée :

- L'Université Internationale de Rabat (IUR) à Rabat, au Maroc, avec une latitude de $33,99^\circ$ et une longitude de $-6,72^\circ$,
- Le Green Energy Park (GEP) situé à Benguerir, au Maroc, avec une latitude de $32,226^\circ$, une longitude de $-7,939^\circ$,
- L'Institut Supérieur de l'Électronique et de la Formation Numérique (ISEN) à Brest, en France, avec une latitude de $48,407^\circ$, une longitude de $-4,496^\circ$.

Comme le montre la figure 2.5, Brest a une irradiance solaire diurne plus longue mais une valeur de pointe plus basse qui peut descendre à des niveaux critiques équivalents à $300 W/m^2$ en décembre, tandis que Benguerir a une très forte irradiance tout au long de l'année et Rabat a une irradiance moyenne qui fluctue entre 730 et $950 W/m^2$.

L'irradiance solaire globale horaire pour les trois emplacements, où la station de charge pour véhicules électriques est conçue, est calculée avec les panneaux solaires orientés vers le sud avec un angle d'inclinaison de 35° . Pour pouvoir couvrir toutes les saisons avec la production photovoltaïque, la température ambiante de référence et la valeur de l'irradiance sont supposées être basées sur la température ambiante moyenne annuelle et l'irradiance moyenne annuelle sur tous les mois illustrés dans la figure 2.5, respectivement.

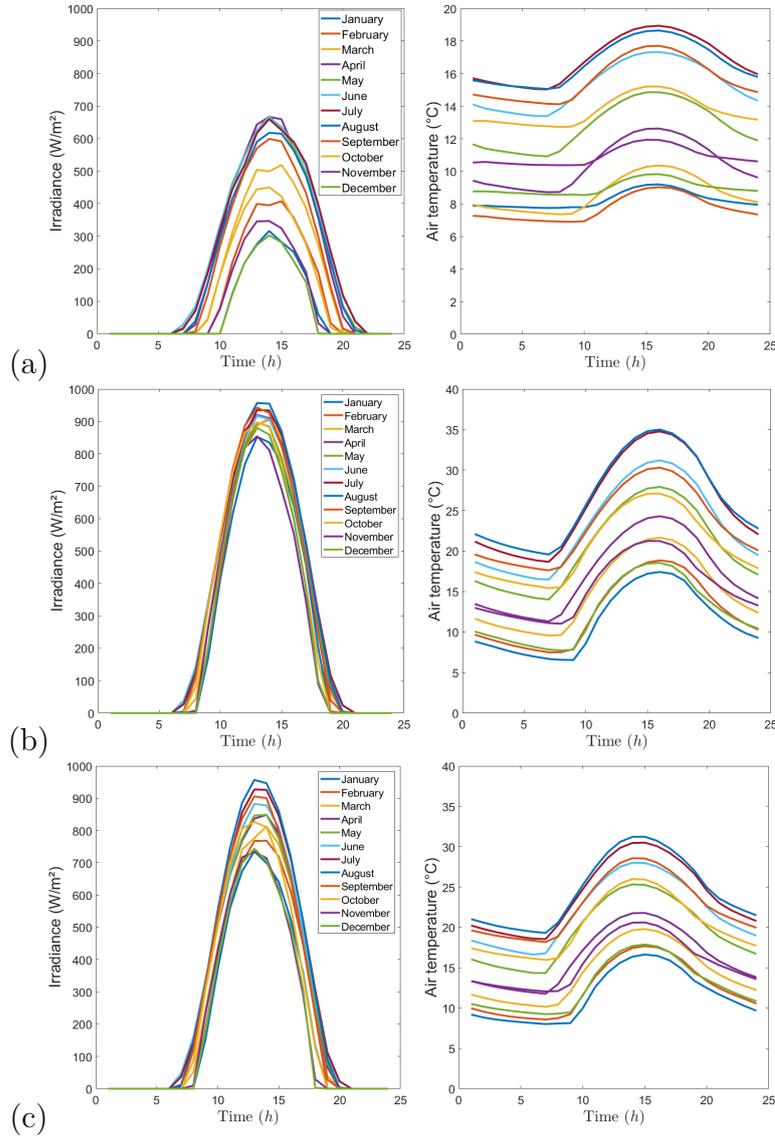


FIGURE 2.5 – Données historiques des profils d'irradiance solaire globale quotidienne et de température de l'air du ciel réel sur un plan fixe (W/m^2) à (a) Brest, (b) Benguerir et (c) Rabat pour chaque mois de l'année.

2.5.2 Demande de charge

Dans cette étude, les charges considérées sont la charge quotidienne des véhicules électriques et la charge du bâtiment de bureaux. En ce qui concerne le bâtiment de bureaux, nous considérons un profil de charge fourni par Open Energy Information (OpenEI) sur le logiciel Homer Grid [147] mis à l'échelle sur un modèle de bureau de taille moyenne de 52 628 pieds carrés et 3 étages [198] situé à Fresno Air Terminal CA (une zone à Erie PA aux

États-Unis). Cette ville est située dans la zone climatique 3B selon la classification donnée par le Code international de conservation de l'énergie (IECC) [199], financé par le Département de l'Énergie des États-Unis, Efficacité énergétique et énergie renouvelable, ce qui équivaut à la zone climatique Cfa selon le système de classification climatique de Köppen-Geiger [197]. Cette équivalence est utilisée pour faire correspondre les emplacements de notre modèle de projet situés en dehors des États-Unis avec les données disponibles dans la base de données OpenEI, qui fournit des profils de charge pour des emplacements aux États-Unis. Nous avons pris le quart de la charge demandée par cet emplacement, c'est-à-dire une moyenne de 500 kWh/jour, une puissance moyenne de 20,83 kW, une puissance de crête de 65,57 kW et un facteur de charge de 32%.

En ce qui concerne la demande de charge quotidienne des véhicules électriques, nous avons pris un profil de charge de véhicules privés avec une capacité moyenne de 50 kWh dans une station de recharge sur le lieu de travail utilisant 6 prises AC de 20 kW. Cette station de recharge est estimée être davantage utilisée pendant les heures de travail, de 8 heures à 18 heures, avec un temps moyen de charge de 3 heures et une moyenne de 8 sessions par jour. À partir des données ci-dessus, nous obtenons le profil de charge de chaque mois de l'année comme indiqué dans la figure 2.6. Dans notre dimensionnement, nous considérerons le profil de charge quotidienne avec la demande la plus élevée, qui dans notre cas est celle de juillet.

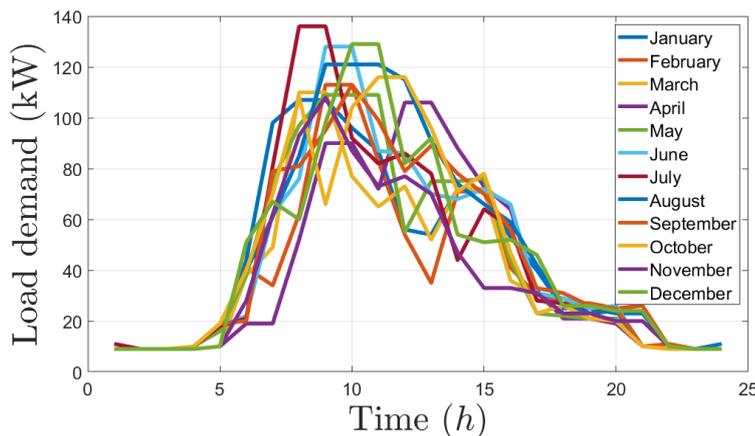


FIGURE 2.6 – Profil de charge quotidienne (charge des véhicules électriques et charge du bâtiment de bureaux) pour chaque mois de l'année.

2.5.3 Structures tarifaires du réseau électrique principal

Les tarifs d'électricité varient en fonction de la période d'utilisation (Time of Use - ToU) et des prix de gros de l'énergie. Le tarif en fonction de la période d'utilisation est une forme abrégée de tarifs qui varient en fonction du temps pour permettre une réponse à la demande. Comme son nom l'indique, les signaux de prix varient dans le temps et sont déterminés par l'équilibre du système électrique ou par des signaux de prix à court terme sur le marché de gros [200]. Cela permet aux utilisateurs d'ajuster volontairement leur consommation d'électricité afin de réduire leurs coûts d'énergie pendant les périodes de consommation défavorables, telles que les heures de pointe. Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) [201], les structures tarifaires en fonction de la période d'utilisation peuvent prendre quatre formes, à savoir les tarifs statiques ToU, les tarifs en temps réel (ou dynamiques) ou une combinaison de tarifs statiques et dynamiques, qui se présente sous deux formes : les tarifs de pointe variables et les tarifs de pointe critiques.

Au Maroc, comme en France, les stations de recharge de véhicules électriques doivent passer par le marché de l'électricité ou conclure un contrat bilatéral avec une entreprise de services publics. Dans les deux pays, le marché de l'électricité suit la structure tarifaire ToU statique. Cette forme de tarification est généralement appliquée sur des périodes d'utilisation plus longues de plusieurs heures, où le prix pour chaque période de temps est déterminé à l'avance et reste constant. Il peut s'agir d'un tarif jour et nuit simple pour refléter les heures de pointe et les heures creuses. La société française d'électricité (EDF) propose trois options à choisir, à savoir les options de base, Tempo et de pointe/hors pointe. Le tarif Tempo de la société EDF en France adopte également la forme de tarification de pointe critique qui offre un prix fixe mais qui varie largement pendant 22 jours de l'année. Dans cette étude, la deuxième forme de tarification est considérée comme plus intéressante. Pour acheter de l'énergie du réseau à des puissances élevées, il est nécessaire d'ajouter les pénalités liées au dépassement de la puissance souscrite et du facteur de puissance, ainsi que la redevance annuelle fixe par kVA et les taxes liées à la vente d'énergie sur le réseau électrique.

Conformément aux termes et conditions indiqués ci-dessus :

- En France, la période creuse est systématiquement de 8 heures. Les périodes de 8 heures à 12 heures et de 17 heures à 20 heures sont des heures de pointe obligatoires : ce sont les périodes de demande maximale. Les heures creuses peuvent être réparties entre 12 heures et 17 heures, et entre 20 heures et 8 heures. Selon les tarifs de

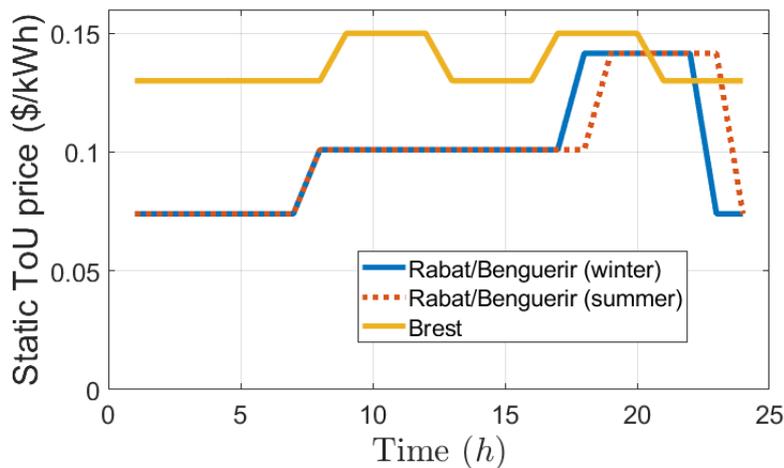


FIGURE 2.7 – Tarif ToU statique quotidien à Rabat, Benguerir et Brest.

l'électricité pour les entreprises, appelés tarif Bleu Pro et fournis par EDF [202], le prix est fixé à 0,15 \$/kWh pour les heures de pointe et à 0,13 \$/kWh pour les heures creuses. Pour ce tarif, les frais annuels fixes par kVA s'élèvent à environ 11 \$/kVA.

- Au Maroc, les tarifs varient en fonction de la saison (été et hiver), sachant que les tarifs d'hiver sont appliqués du 1er novembre au 31 mars, et les tarifs d'été du 1er avril au 31 octobre. Pour chaque saison, il existe trois périodes : les heures de demi-pointe de 7 h à 18 h, les heures creuses de 23 h à 7 h et les heures de pointe de 18 h à 23 h (pour la période hivernale, les heures de pointe sont décalées d'une heure, de 17 h à 22 h). Selon le Tarif général de moyenne tension (MV) de l'Office national de l'électricité (ONE) destiné aux professionnels [203], le prix est fixé à 0,14157 \$/kWh pour les heures de pointe, 0,101 \$/kWh pour les heures pleines et 0,07398 \$/kWh pour les heures creuses. Les frais annuels fixes par kVA sont de 51 \$/kVA. La figure 3.14 présente les prix d'achat effectifs de l'énergie sur le marché pour les emplacements suivants : le Maroc (indiqué par une ligne bleue) et la France (indiqué par une ligne rouge).

Il est important de noter qu'il est parfois plus rentable de payer des pénalités liées au dépassement de la puissance contractuelle que de surdimensionner l'équipement, notamment lorsque certaines périodes de forte demande ne durent que peu de temps. Cependant, étant donné que nous travaillons avec un profil de charge quotidien moyen, le risque de dépasser la puissance contractuelle ne sera pas pris en compte et le facteur de puissance

TABLE 2.1 – Paramètres économiques des panneaux solaires PV et du stockage d'énergie par volant d'inertie sur une durée de vie de 20 ans.

Variable	Description	Panneaux solaires (\$/kW) [204]	Volant d'inertie (\$/kWh) [205]	Batterie Li-ion (\$/kWh)
C^{Cap}	Coût en capital	1578	600	271
PCS	Système de conversion d'énergie			72
BoP	Équilibrage du système			25
$C^{I\&C}$	Coût d'installation et de mise en service	316	120	101
CM^x	Coût approximatif de maintenance sur la durée de vie	401	120	164
CR^x	Coût de remplacement	-	-	189 + 36
RV^x	Valeur résiduelle	158	60	83
C_{total}	Coûts totaux sur la durée de vie	2295	780	784
Lt_x	Durée de vie du composant	25	20	10

sera toujours respecté. Plus précisément, le prix de l'énergie du réseau est pris en compte en limitant la puissance fournie par le réseau pour éviter les congestions pendant les périodes de pointe. Par conséquent, aucune pénalité liée au dépassement de la puissance contractuelle n'est prise en compte pour cette étude.

2.5.4 Paramètres techno-économiques des composants

Paramètres économiques des composants

Comme indiqué dans le tableau 2.1, les données économiques utilisées dans la fonction objectif des composants investis comprennent les éléments suivants :

- Le coût initial IC se compose de quatre éléments, notamment :
 - Le coût en capital (C^{Cap}) estimé à 450 \$/panneau (panneau élémentaire de 285W) [204].
 - 600 \$/kWh pour le volant d'inertie, qui a été déduit de la meilleure offre des trois fabricants de volants d'inertie (Beacon Power, Piller et Helix Power) [205], [206].
 - Le coût d'installation et de mise en service ($C^{I\&C}$) représente 20% du coût en capital, le système de conversion de puissance (PCS) correspondant au coût de la partie puissance et commande de l'onduleur et le Balance of Plant (BoP) qui comprend le câblage, les composants auxiliaires et les transformateurs d'in-

terconnexion.

- La maintenance annuelle estimée à 5 \$/panneau/an pour le système solaire PV [204] et 5,6 \$/kWh/an pour le système de stockage par volant d'inertie [205]. En supposant qu'après révision du contrat de maintenance, le prix de la maintenance augmente annuellement de 2% en raison de l'inflation, les coûts de maintenance à vie du PV et du volant d'inertie deviennent respectivement : $CM^{PV} = 400.71 \text{ \$/kWh}$ et $CM^{FL} = 119.9 \text{ \$/kWh}$.
- La valeur résiduelle à la fin de la durée de vie du système est estimée à 10% du coût en capital [153].
- Comme le volant d'inertie fait partie des technologies matures, cette étude suppose que les coûts pour les prochaines années resteront inchangés. Le coût de remplacement à la fin de la vie utile des composants restera donc le même que le coût en capital actuel. Dans le cas du système hybride batterie lithium-ion/PV, [205] estiment que le prix de la batterie diminuera de 31% d'ici 2025, car les économies d'échelle devraient être équilibrées par une demande accrue de lithium, de nickel et de cobalt inclus dans la batterie. Cela signifie que le coût de remplacement sera réduit à une valeur de 189 \$/kWh (+ 36 d'installation et de mise en service) et que le coût de maintenance annuel deviendra 8 \$/kWh/an au lieu de 10 \$/kWh/an. Dans cette situation, le coût de maintenance à vie sera de $CM^{Bat} = 163.86 \text{ \$/kWh}$ en supposant qu'après révision du contrat de maintenance, le prix de la maintenance augmente annuellement de 2% en raison de l'inflation.
- En prenant en compte ces éléments, le coût total moyen par kWh pour le PV, le volant d'inertie et la batterie est respectivement : $IC^{PV} + CM^{PV} + CR^{PV} = 2295 \text{ \$/kW}$
 $IC^{FL} + CM^{FL} + CR^{FL} - RV^{FL} = 784 \text{ \$/kWh}$
 $IC^{FL} + CM^{FL} + 2 \cdot CR^{FL} - RV^{FL} = 780 \text{ \$/kWh}$.

Paramètres techniques des composants

Dans cette étude, nous considérons que le volant d'inertie est en acier avec une densité de $\rho = 7850 \text{ kg/m}^3$. Les panneaux solaires PV considérés sont des modules solaires polycristallins avec une puissance maximale unitaire de $Pu_{stc}^{PV} = 285 \text{ W}$, mesurant 0,992 m de large et 1,64 m de long, soit environ 1,62688 m². En ce qui concerne l'efficacité des systèmes de stockage, nous supposons que les pertes d'énergie de stockage sont de la même quantité lors de la charge et de la décharge, ce qui signifie que $\eta_{Ch} = \eta_{Dch} = \sqrt{RTE} = \sqrt{0.86} \approx 0.93$

TABLE 2.2 – Paramètres techniques du volant d'inertie, des panneaux solaires PV et de la batterie.

	Variable	Description	Valeur
FESS	α^{FL} (%)	Taux de dégradation annuelle du volant d'inertie	0.14
	ρ (kg/m^3)	Densité	7850
	N_{max} (rpm)	Limite de vitesse de rotation	10000
	Ω_{min} (m/s)	Vitesse de rotation minimale	340
	η_{Ch}^{FL} (%)	Efficacité de charge du volant d'inertie	93
	η_{Dch}^{FL} (%)	Efficacité de décharge du volant d'inertie	93
PV	α^{PV} (%)	Taux de dégradation annuelle des panneaux solaires PV	0.6
	Su^{PV} (m^2)	Surface unitaire des panneaux PV	1.6269
	Pu_{stc}^{PV} (W)	Puissance maximale unitaire des panneaux solaires PV	285
	η^{PV} (%)	Efficacité des panneaux solaires PV	17.52
	σ ($\%/^{\circ}C$)	Coefficient de température	0.48
	I_{NOC} (W/m^2)	Irradiance dans des conditions NOC	800
	T_N ($^{\circ}C$)	Température dans des conditions NOC	20
	T_{NOC} ($^{\circ}C$)	Température des cellules PV en conditions NOC	47
	I_{stc} (W/m^2)	Irradiance en conditions STC	1000
	T_{stc} ($^{\circ}C$)	Température en conditions STC	25
BESS	α^{Batt} (%)	Taux de dégradation annuelle de la batterie	2
	η_{Ch}^{Batt} (%)	Efficacité de charge de la batterie	93
	η_{Dch}^{Batt} (%)	Efficacité de décharge de la batterie	93

[205]. Les autres paramètres du fabricant requis dans nos calculs sont fournis dans le tableau 2.2.

Dégradation annuelle des composants

Les volants d'inertie se dégradent très lentement. Le taux de dégradation annuelle a été supposé être de $\alpha^{FL} = 0.14\%$ par an, ce qui est considéré comme négligeable [205]. [207] a montré que les panneaux solaires ont un taux de dégradation médian d'environ $\alpha^{PV} = 0.5 - 0.6\%/an$ selon une analyse statistique de 11 000 taux de dégradation issus de plus de 200 études provenant de 40 pays différents. Un taux de dégradation de 0.6% signifie que la production des panneaux solaires PV diminuera de 0.6% par an. Cela signifie qu'à la fin de la 20e année, les panneaux PV produiront presque 88% de l'électricité produite la première année.

En ce qui concerne l'analyse comparative, les batteries au lithium-ion perdent de la capacité au fil du temps en raison de plusieurs facteurs, notamment la profondeur de

décharge (DOD), l'état de charge (SOC), les taux de charge et de décharge, et aussi en raison de facteurs externes tels que la température [208, 209]. La fin de vie typique d'une batterie survient lorsque sa capacité en Ah tombe à 80% de sa capacité nominale, ce qui signifie que le taux moyen de dégradation annuelle de notre batterie au lithium-ion pendant sa durée de vie opérationnelle est de $\alpha^{Batt} = 2\%$.

Plage des variables de décision

Les variables de décision à optimiser sont limitées par les contraintes existantes dans les endroits où notre système est appliqué, comme indiqué dans le tableau 2.3. Notez que les contraintes considérées pour le BESS sont les mêmes que celles utilisées pour le système FESS basé sur la proposition. L'état final de charge est fixé à $SOC_T = \varsigma = 50\%$. La simulation se déroule sur des intervalles de temps de $\tau = 1$ heure, ce qui signifie que chaque jour est divisé en $T = 24$ intervalles pour chacun des scénarios.

2.6 Simulation, résultats et discussion

Dans cette section, nous présentons une analyse détaillée des résultats dérivés de l'optimisation du FL-PVHS au sein de la station de recharge pour véhicules électriques sur une période projetée de 20 ans. Cette optimisation est comparée à celle d'une station véhicules électriques alimentée par des batteries au Lithium-ion, ainsi qu'à un scénario de référence (GO) où la station est exclusivement alimentée par le réseau électrique. Les résultats découlent de la résolution d'un problème d'optimisation non linéaire soumis à contraintes.

Une analyse comparative a été effectuée pour ces trois scénarios à Rabat, Benguerir et

TABLE 2.3 – Limites minimales et maximales des variables de décision.

		Limite minimale	Limite maximale
PV	$S^{PV} (m^2)$	0	1000
Flywheel	$SOC (\%)$	20	95
	$E^{FL} (J)$	0	$5e^9$
	$P^{FL} (kW)$	-70	70
Grid	$P^{Grid} (kW)$	0	30
Battery	$SOC (\%)$	20	95
	$E^{Batt} (J)$	0	$5e^9$
	$P^{FL} (kW)$	-70	70

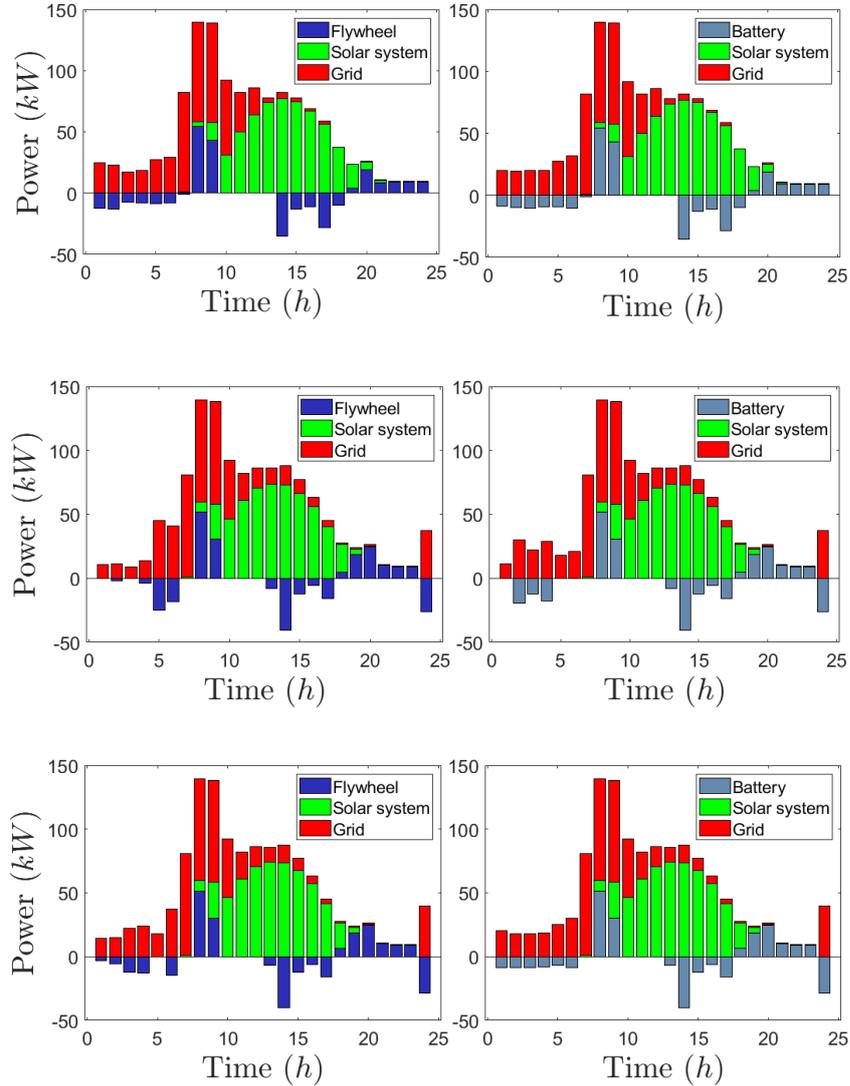


FIGURE 2.8 – Répartition quotidienne des sources d’énergie utilisées par FL-PVHS (à gauche) et Bat-PVHS (à droite) dans les trois emplacements : Brest (en haut), Benguerir (au milieu) et Rabat (en bas).

Brest, se basant sur des critères économiques et des paramètres techniques spécifiés dans la sous-section 2.4.

2.6.1 Comparaison d’un point de vue technique

Comme le prix moyen par kWh de BESS et FESS dans Bat-PHS et FL-PHS, respectivement, obtenus sur la durée de vie d’exploitation sont similaires (2.1), les tailles des

composants générées par le modèle d'optimisation sont en conséquence identiques, comme indiqué dans le tableau 2.4.

Selon le tableau 2.5, on peut voir que le système hybride satisfait environ 50 pour cent de la demande de charge $SS \approx 50\%$. En ce qui concerne les résultats de SC, en raison de l'absence d'injection dans le réseau dans notre scénario d'application, le volant d'inertie a été dimensionné pour pouvoir stocker tout l'excès d'énergie solaire restant en cas de profil de charge sélectionné, indiquant que $B = -C$ à la fois à Rabat et Benguerir. Malgré l'utilisation complète de l'excès d'énergie solaire, il y a des pertes associées aux opérations de charge, de décharge et de conversion, ce qui explique la valeur de $SC = 0.92\%$. En revanche, en raison de la prolongation plus longue de l'ensoleillement pendant la journée dans la ville de Brest, les mécanismes de stockage ont conservé une partie de l'énergie PV qui n'a pas été utilisée, ce qui se traduit par un SC plus bas que dans les autres villes. Cette partie de l'énergie sera conservée pour répondre aux demandes de charge au début de la journée suivante.

La figure 2.8 représente la répartition des sources d'énergie quotidiennes utilisées dans les trois endroits pour FL-PVHS et Bat-PVHS. Comme expliqué dans la section 4, le système de stockage est chargé exclusivement pendant les périodes d'énergie les moins chères de la journée (heures creuses et heures intermédiaires) ou lorsqu'il y a un excès d'énergie solaire, puis déchargé pendant les heures de pointe.

2.6.2 Comparaison d'un point de vue économique

Les indicateurs financiers ont été calculés dans cette partie de l'analyse à l'aide des formules présentées dans la section (5.2). 2.9 affiche l'investissement initial pour chaque système (Bat-PVHS et FL-PVHS) dans les trois emplacements : Brest, Benguerir et Rabat.

TABLE 2.4 – Résultats de dimensionnement optimal des composants des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS dans les trois emplacements (Rabat, Benguerir et Brest).

	Système hybride	Panneaux solaires (kW)	Stockage d'énergie (kWh)	Énergie du réseau (kWh)
ISEN (Brest)	FL-PVHS	153,8	129	522,7
	Bat-PVHS	153,8	129	527,5
GEP (Benguerir)	FL-PVHS	95	110	552,6
	Bat-PVHS	95	110	557,6
IUR (Rabat)	FL-PVHS	102,5	108,6	545,8
	Bat-PVHS	102,5	108,6	550,7

TABLE 2.5 – Résultats des indicateurs d’ajustement de la charge (SS et SC) pour les systèmes FL-PVHS et Bat-PVHS dans les trois sites (Rabat, Benguerir et Brest).

	Brest		Benguerir		Rabat	
	FL-PVHS	Bat-PVHS	FL-PVHS	Bat-PVHS	FL-PVHS	Bat-PVHS
A(kWh)	587	587	569	569	565	565
B(kWh)	92	92	43,5	43,5	46,9	46,9
C(kWh)	486	486	504	504	508	508
D(kWh)	-85,58	-85,58	-40,49	-40,49	-43,64	-43,64
E(kWh)	54,28	54,28	40,49	40,49	43,64	43,64
SS(%)	46,6	46,6	48,93	48,93	49,39	49,39
SC(%)	86,13	86,13	92,6	92,6	92,16	92,16

Comparé au Bat-PVHS, le FL-PVHS nécessite un investissement initial plus important. Cela s’explique par le coût de la batterie, qui est plus avantageux étant donné qu’elle est produite en masse en raison de l’utilisation généralisée de cette technologie dans diverses applications.

2.10 montre la comparaison des investissements totaux pour les deux systèmes Bat-PVHS et FL-PVHS dans les trois régions climatiques. Étant donné que le système de volant d’inertie a une durée de vie plus longue que la batterie (deux fois plus longue), l’investissement total sur la durée de vie du FL-PVHS devient légèrement plus attrayant que celui du Bat-PVHS.

De même, 2.11 compare les coûts d’exploitation sur la durée de vie des deux systèmes par rapport au système standard GO. Cette figure indique que les coûts d’exploitation sur la durée de vie des deux systèmes sont inférieurs à ceux du système GO, et que le système de volant d’inertie peut être rentable pratiquement dans la même mesure que le système de batterie. Cette comparaison est étayée par les indicateurs économiques fournis dans le 2.6.

En comparant le flux de trésorerie cumulé des deux systèmes hybrides présenté dans 2.12, compte tenu de l’avantage de son investissement initial, on peut voir que le Bat-PVHS était initialement plus rentable, comme le montre 2.9, mais que le FL-PVHS a progressivement convergé pour rejoindre le Bat-PVHS puisqu’il se dégrade relativement lentement, entraînant des pertes de dégradation moindres. De plus, en raison de sa durée de vie plus longue, le système de volant d’inertie a rapidement pris le relais une fois que la batterie a été remplacée en fin de cycle de vie, puis a légèrement convergé vers zéro (retour sur investissement) avant la batterie.

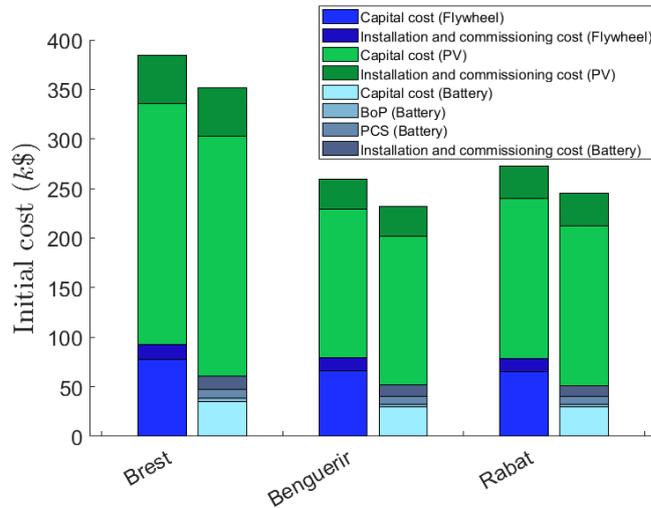


FIGURE 2.9 – Coûts initiaux des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS dans les trois sites (Rabat, Benguerir, et Brest).

2.6 compare les prix et les paramètres financiers de deux instances de FL-PVHS et Bat-PVHS avec le système GO dans les trois emplacements. Sachant qu'un TIR cible de 6% est suffisant pour prendre une décision d'investissement dans un projet à faible risque. Les résultats du TIR indiquent qu'il est approprié d'investir à la fois à Rabat et à Benguerir. Le TIR de Brest reste relativement faible ($TIR \approx 5\%$), en faisant un investissement moins attrayant. Cela s'explique par le fait qu'il y a moins d'irradiance et que le prix de l'électricité du réseau est légèrement plus élevé à Brest, ce qui se traduit par un investissement plus important dans cet emplacement, avec un retour sur investissement d'un an de plus. En analysant le TIR obtenu pour chaque système, nous constatons que l'investissement dans Bat-PVHS est marginalement plus avantageux que l'investissement dans FL-PVHS.

2.6.3 Discussion

En comparant le système de stockage par volant d'inertie au système de batterie, qui est la méthode la plus courante, cette étude nous a permis d'évaluer l'efficacité du système de stockage par volant d'inertie sous des perspectives à la fois techniques et économiques. Puisque le volant d'inertie et la batterie sont équivalents d'un point de vue économique et technique, il est techniquement et économiquement envisageable de remplacer la batterie par le volant d'inertie, ce qui permet l'utilisation de métaux plus courants que la batterie. Cette dernière nécessite en effet l'utilisation de matériaux rares, générant des résidus

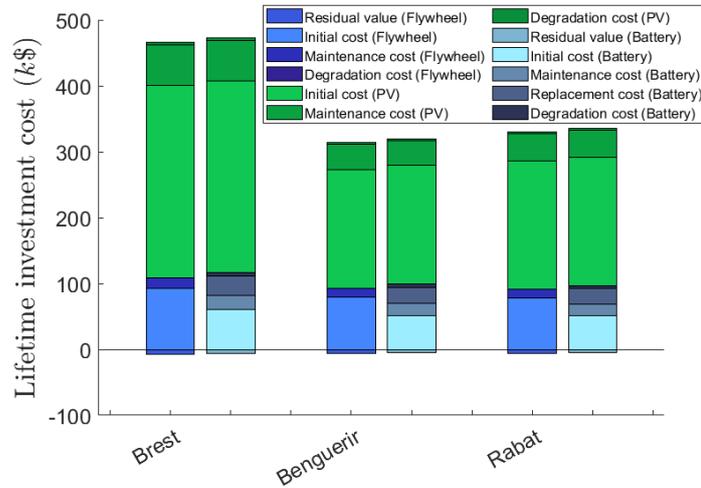


FIGURE 2.10 – Coûts d’investissement totaux des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS sur les trois sites (Rabat, Benguerir et Brest) pendant la durée de vie du système.

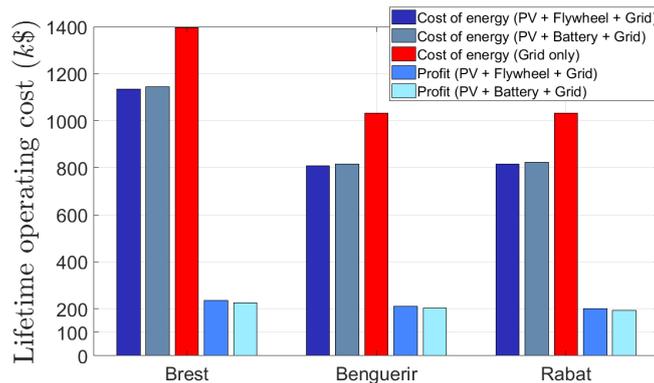


FIGURE 2.11 – Comparaison des coûts d’exploitation sur la durée de vie.

chimiques dangereux pour l’environnement et difficilement recyclables. Pour un système déjà équipé de batteries, l’introduction du volant d’inertie en tant que système de stockage hybride permet d’utiliser en priorité l’énergie stockée dans le volant d’inertie lors de courtes opérations de charge et de décharge fréquentes. Ainsi, la charge de travail des batteries devrait être considérablement réduite, prolongeant ainsi leur durée de vie utile.

Quels que soient les résultats, il est essentiel de souligner que les batteries sur lesquelles la comparaison a été effectuée étaient trop optimistes, en tenant compte du meilleur scénario où la batterie a une durée de vie de 10 ans. À noter que les systèmes de stockage d’énergie sont généralement très sollicités dans des applications telles que les stations de

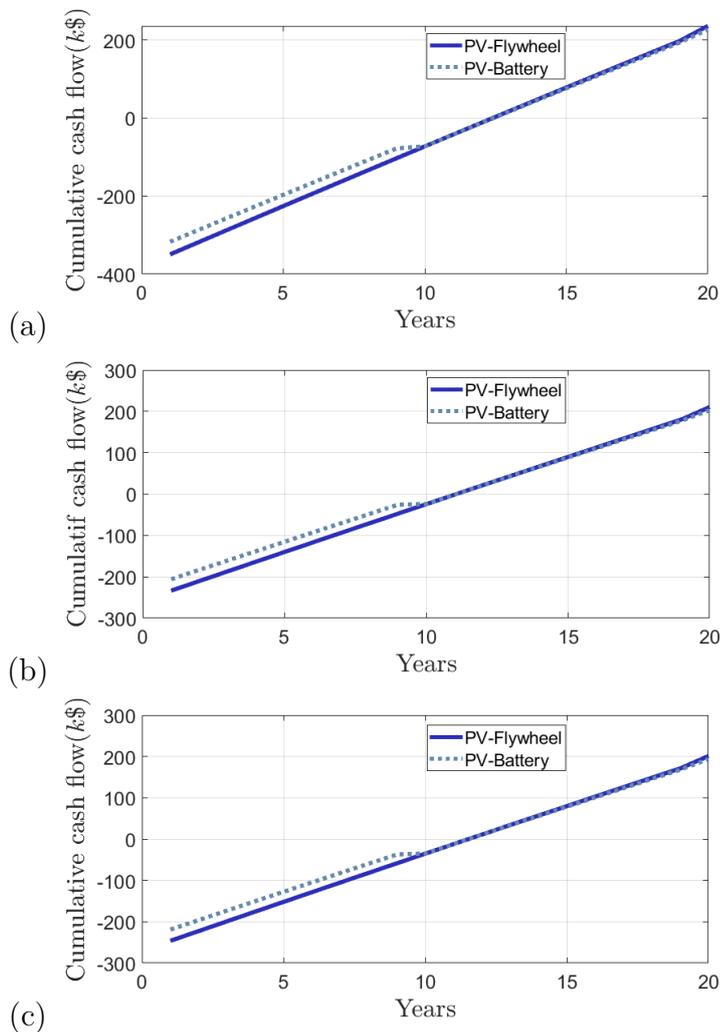


FIGURE 2.12 – Flux de trésorerie cumulés pendant la durée de vie du système à (a) Brest, (b) Benguerir et (c) Rabat.

recharge de véhicules électriques, ce qui signifie que la durée de vie de la batterie sera encore plus courte que celle du volant d'inertie, qui n'est pas affecté par le nombre de cycles de charge et de décharge. Les variations de température sont le deuxième facteur limitant ayant un impact substantiel sur les performances et le cycle de vie des batteries [208, 210]. Les conditions météorologiques sévères ont un impact sur l'efficacité de la batterie, en particulier lorsqu'il fait extrêmement froid (moins de 10°C), car il y a davantage de pertes liées à l'énergie utilisée pour le contrôle de la température interne. En tenant compte de ces deux circonstances, le volant d'inertie aura un avantage financier plus important car il est moins affecté par les variations de température [211].

TABLE 2.6 – Comparaison des deux systèmes hybrides FL-PVHS et Bat-PVHS sur les trois sites (Rabat, Benguerir et Brest) pendant la durée de vie de l’exploitation du système sur la base des paramètres financiers, des coûts d’investissement et des coûts d’économie.

	Système hybride	Coût d’inv. PV (\$)	Coût du stockage (\$)	Coût de remplacement (\$)	Coût du réseau (\$)	TRI (%)	LCOE en cas de système hybride (\$/kWh)	LCOE en cas de réseau uniquement (\$/kWh)	SPB (ans)	NPV ^{0%} (\$)	ROI (%)
ISEN (Brest)	FL-PVHS	328740	101170	0	701540	5.083	0.1449	0.1779	12.4	235825	20.76
	Bat-PVHS	328740	105310	29036	701540	5.346	0.146	0.1779	12.43	226540	19.79
UIR (Rabat)	FL-PVHS	203100	86000	0	515340	6.476	0.103	0.1317	11.06	210339	26.05
	Bat-PVHS	203100	89520	24810	515340	6.992	0.1039	0.1317	11.06	202826	24.89
GEP (Benguerir)	FL-PVHS	219040	84710	0	508310	5.972	0.104	0.1317	11.52	201090	24.67
	Bat-PVHS	219040	88180	24439	508310	6.396	0.1049	0.1317	11.53	193618	23.54

2.6.4 La portée du modèle proposé

Ce modèle d’optimisation peut servir de fondement au système pour des études à grande échelle et peut être adapté pour évaluer la faisabilité du déploiement d’autres types de systèmes hybrides dans diverses applications de projets, en fonction des conditions météorologiques locales.

Il est possible d’étendre ce modèle dans le contexte d’un projet urbain en utilisant des données historiques sur les conducteurs, telles que l’heure d’arrivée, l’heure de départ, l’autonomie, la puissance, les distances parcourues, etc. Une amélioration potentielle consisterait à intégrer une approche de planification permettant une gestion différente du stockage pour fournir une alimentation de secours adéquate pendant les périodes de congestion. Cette approche pourrait permettre des économies de coûts tout en réduisant l’impact des véhicules électriques sur le réseau.

D’autres paramètres peuvent être intégrés dans ce modèle d’optimisation, tels que le prix de l’énergie vendue aux utilisateurs de véhicules électriques dans le cas des stations de recharge électrique. En ce qui concerne l’injection sur le réseau ou la stratégie V2G (Vehicle-to-Grid), il est possible de s’adapter à différents types de raccordements au réseau (connecté et isolé) en incluant la composante du prix de vente de l’énergie dans la fonction objectif. De plus, dans le cas de l’injection sur le réseau géré par un agrégateur (centralisé ou décentralisé), les valeurs de puissance injectée (provenant du PV, du stockage et des véhicules électriques bidirectionnels) ainsi que la puissance prélevée sur le réseau seront limitées en fonction de plusieurs critères, notamment l’état du réseau (congestion, qualité, service auxiliaire, prix de l’énergie), tenant compte de la disponibilité du réseau et du

dépassement de la puissance contractée. Cette limitation se traduirait par des coefficients de décision associés à la puissance injectée/consommée, tels que $0 \leq \text{coefficient de décision} \leq 1$. Ces coefficients sont liés à la sélection du moment optimal pour injecter ou demander de l'énergie sur le réseau afin de minimiser la surproduction ou la congestion du réseau électrique, tout en répondant aux besoins en services auxiliaires.

Dans notre cas, le risque de dépassement de la puissance contractée n'a pas été pris en compte, car la puissance contractée était censée être respectée. Toutefois, il est important de noter qu'il peut parfois être plus rentable de payer les pénalités liées au dépassement de la puissance contractée plutôt que de surdimensionner l'équipement, notamment lorsque certaines périodes de forte demande sont de courte durée. Par conséquent, une stratégie d'optimisation de la puissance fournie par le réseau pourrait spécifier la puissance contractée optimale à inclure dans le contrat d'électricité, ce qui permettrait d'augmenter la rentabilité.

2.7 Conclusion

Dans le cadre de cette recherche, un modèle d'optimisation a été élaboré pour réduire les coûts opérationnels d'une station de recharge de véhicules électriques sur le lieu de travail, équipée d'un système de stockage d'énergie à volant d'inertie et d'une source d'énergie photovoltaïque. Le modèle proposé intègre une représentation réaliste des coûts de dégradation influencés par des paramètres de vieillissement.

Afin d'obtenir des données énergétiques réalistes, une modélisation mathématique des dispositifs photovoltaïques et de stockage d'énergie a été réalisée, tenant compte des pertes dues aux variations de température à l'aide de données réelles, ainsi que des pertes liées aux cycles de charge et de décharge.

Pour garantir la précision des coûts, une analyse économique approfondie a été menée, englobant les dépenses liées à l'investissement initial, y compris les coûts en capital, les coûts des systèmes de conversion d'énergie, les coûts des équipements auxiliaires, ainsi que les frais d'installation et de mise en service. Afin de rendre l'analyse plus réaliste et crédible, les variations liées à l'inflation ont été prises en compte dans les coûts annuels, en particulier pour la maintenance et le remplacement des équipements.

Une analyse comparative des résultats de simulation a été réalisée pour les deux systèmes : FL-PVHS et Bat-PVHS, sur la durée de vie du système, dans trois principales zones climatiques. Cette analyse s'est appuyée sur des critères techniques et économiques

complets, démontrant qu'un système hybride avec un système de stockage d'énergie à volant d'inertie peut être presque aussi rentable qu'un système avec un système de stockage d'énergie par batterie, que ce soit dans des régions climatiques chaudes, tempérées ou froides.

De plus, cette étude comparative a mis en évidence qu'en comparaison avec un système utilisant uniquement le réseau électrique, l'utilisation des énergies renouvelables peut considérablement améliorer le coût de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie du système, augmentant ainsi sa rentabilité. Parallèlement, l'intégration d'un système de stockage d'énergie a renforcé l'auto-suffisance et permis de compenser la nature intermittente de la production photovoltaïque en stockant l'excédent d'énergie pour une restitution lorsque le prix de l'électricité sur le réseau est plus élevé.

Au moment de la rédaction de cette étude, le monde fait face à une augmentation des prix de l'énergie et à un taux d'inflation à la consommation atteignant 9,1 % en août 2022 dans la zone euro, selon Eurostat. Cette situation incite à considérer sérieusement le passage aux sources d'énergie renouvelable, faisant de la configuration de station de recharge proposée une solution potentielle pour atténuer cette situation. Investir dans des panneaux solaires et un stockage d'énergie devient de plus en plus attractif à mesure que le coût de l'électricité sur le réseau augmente. De plus, la technologie de production du système de stockage d'énergie proposé est bien maîtrisée, sans contraintes liées aux matières premières, grâce à l'utilisation de ressources disponibles.

Bien que la stratégie proposée vise à profiter pleinement des ressources renouvelables, il convient de noter que la gestion du processus de charge des véhicules électriques présente toujours des limitations. Actuellement, de nombreuses méthodes de gestion de la charge des véhicules électriques sont étudiées dans la littérature, notamment les méthodes heuristiques, les méthodes d'optimisation mathématique, les méthodes basées sur l'apprentissage automatique et les approches de contrôle en temps réel. Toutes ces méthodes se distinguent par leur rapidité de calcul et leur précision, mais il est important de souligner que leur efficacité est entravée par l'intervention humaine dans le processus de recharge. En effet, tant que les utilisateurs conservent le contrôle sur le branchement et le débranchement de leur véhicule, il existe un risque que les horaires de charge ne soient pas respectés, ou que les bornes de recharge soient occupées par des véhicules déjà chargés, ce qui perturbe les stratégies de gestion de la recharge. Par conséquent, il devient impératif de rechercher des solutions visant à automatiser au maximum le processus de recharge des véhicules électriques et à réduire l'intervention humaine, un sujet qui sera abordé dans le prochain

chapitre.

GESTION DE FILES D'ATTENTE ET D'ÉNERGIE POUR LES CHARGEURS MULTIPORT : UNE APPROCHE EN DEUX COUCHES BASÉE SUR LA LAXITÉ

3.1 Introduction

Avec l'augmentation croissante du nombre de véhicules électriques rechargeables, la disponibilité des stations de recharge publiques pour ces véhicules devient un enjeu majeur. En effet, dans une station de recharge disposant d'un nombre limité de bornes, le temps d'attente peut s'avérer considérable, en particulier durant les heures de pointe, étant donné que chaque VE nécessite un temps considérable pour se recharger. Cela pourrait conduire à un mécontentement vis-à-vis du service et par conséquent un taux élevé de perte de clients.

Aujourd'hui, la gestion de la recharge dans les stations demeure insuffisante pour résoudre le problème d'accessibilité. Les méthodes d'ordonnancement et de gestion de la charge au sein des stations de recharge intelligentes, bien qu'efficaces en théorie, révèlent leurs limites dans la pratique opérationnelle. En effet, elles ne prennent pas en compte la possibilité que les clients ne respectent pas leur engagement d'utiliser les créneaux qui leur ont été réservés, ce qui peut entraîner l'occupation de créneaux horaires initialement destinés à d'autres clients et perturber ainsi toute la stratégie d'ordonnancement. Par conséquent, le problème d'accessibilité reste une préoccupation majeure et représente l'un des paramètres essentiels influençant la décision d'adopter des véhicules électriques.

Avec l'intégration du nouveau protocole OCPP, qui supporte la configuration où chaque station de recharge pour véhicules électriques (EVSE) est capable de gérer plusieurs connecteurs, les chargeurs multiports (SOMC : Single Output Multiple Connectors)

émergent comme la solution la plus prometteuse pour résoudre le problème d'accessibilité. Contrairement aux chargeurs à simple connecteur (SOSC : Single Output Single Connectors) et chargeurs à multi point de recharge (MOMC : Multiple Output Multiple Connectors), d'après la littérature [174],[175] , les chargeurs SOMC se montrent comme une solution économique pour augmenter la capacité de recharge sans investir massivement dans des équipements supplémentaires. La particularité de ce nouveau type d'architecture nécessite l'élaboration d'une stratégie spécifique pour une allocation efficace des ressources et une planification optimale. Au-delà de la gestion des processus de recharge parmi les différents chargeurs, une coordination minutieuse est également nécessaire entre les connecteurs au sein d'un même dispositif de recharge.

L'étude [174] se concentre principalement sur le développement d'un modèle de programmation stochastique en deux étapes pour la planification d'une station de recharge dans un parking public équipée de bornes de recharge SOMC (Single Output Multiple Connectors). Ce modèle inclut un dimensionnement optimal de la station en amont, permettant ainsi de réduire le coût global de l'installation ainsi que les coûts opérationnels. L'étude prend en compte le problème de l'engagement des clients et vise à maximiser l'efficacité grâce à la recharge coordonnée entre les véhicules électriques qui partagent le même chargeur. La première étape du modèle concerne la planification des emplacements SOMC, dont l'objectif est d'obtenir une configuration optimale de la station de recharge. Une clé de cette étape repose sur l'utilisation d'une stratégie heuristique. Cette stratégie est utilisée pour déterminer l'ordre des emplacements de recharge auxquels chaque véhicule électrique à venir devrait être connecté, en tenant compte de la disponibilité et des exigences des véhicules électriques. La seconde étape du modèle consiste en une procédure de simulation probabiliste où la recharge coordonnée est simulée, permettant d'évaluer son influence sur la planification initiale.

Dans une optique similaire [175] présente une approche pour la conception de stations de recharge combinant des chargeurs SOSC avec des chargeurs SOMC. L'objectif principal de cette combinaison est d'augmenter la flexibilité de la station de recharge. Les SOSC permettent de répondre rapidement aux besoins des clients prioritaires, tandis que les SOMC gèrent la file d'attente des clients moins urgents. Grâce à cette approche, il est possible de servir davantage de véhicules électriques sans avoir à augmenter proportionnellement l'infrastructure. Suivant une logique similaire à celle de [174], cette étude se sert également de l'approche LBA. Toutefois, elle est abordée d'une manière différente, en utilisant la logique floue. Au lieu de se focaliser uniquement sur les chargeurs, cette

recherche porte principalement sur la catégorisation des véhicules électriques dès leur arrivée, en fonction de leur degré de priorité. Cette étape de catégorisation est cruciale pour assurer une connexion des véhicules électriques dans un ordre optimal, garantissant ainsi une utilisation efficace de la station. Après avoir classifié les véhicules électriques, l'attention se porte sur l'assignation des véhicules électriques au chargeur le plus adapté à leurs besoins. Chaque chargeur est doté d'un indice de vitesse de charge, déterminé selon le nombre de connecteurs disponibles et du taux de demande de recharge actuelle. En complément de cette stratégie d'allocation, un système de gestion d'énergie (EMS) employant la programmation dynamique approximative (ADP) a été développé pour la gestion effective de la charge. Ce système assure une distribution optimale de l'énergie non seulement aux véhicules électriques actuellement connectés, mais aussi à ceux prévus d'arriver, garantissant ainsi une efficacité maximale de la station de recharge.

Ces études ont démontré que cette solution permet non seulement de réaliser des économies substantielles sur les infrastructures, mais aussi de gérer automatiquement les files d'attente. Cette approche rend les stratégies de gestion d'énergie plus efficaces en réduisant les imprévus et les aléas, qui sont souvent le résultat d'interventions humaines. Cependant, dans les deux articles, certaines limitations sont détectées, notamment en ce qui concerne la prise en compte d'une puissance de recharge approximative au lieu d'une évolution de la puissance de recharge qui varie en fonction de l'état de la batterie (en charge constante ou en tension constante). Cette approximation peut entraîner plusieurs conséquences :

1. Précision de la prédiction du SoC : Si la puissance de recharge est approximative, les prévisions du SoC pour chaque véhicule électrique peuvent être inexactes. Cela peut conduire à des erreurs dans l'estimation du temps nécessaire pour atteindre un certain niveau de charge. Une telle approximation pourrait limiter la capacité du système de gestion d'énergie à évaluer correctement l'état d'urgence du véhicule et à décider du moment optimal pour interrompre la charge si nécessaire.
2. Implications financières : Étant donné que la puissance de recharge n'est pas toujours constante mais varie en réalité, les erreurs dans l'estimation de cette puissance peuvent influencer significativement les coûts opérationnels. Une sous-estimation ou une surestimation de la puissance de recharge peut entraîner des coûts énergétiques imprévus ou une utilisation inefficace des ressources de la station de recharge.

De plus, l'approche d'allocation LBA se limite à classer les véhicules selon leur ordre d'arrivée, en les plaçant systématiquement à la fin de la file d'attente des chargeurs. Cette

méthode ne prend pas en compte la possibilité de réinsérer les véhicules au milieu de la queue, ni de repositionner les véhicules en attente qui pourraient présenter une plus grande flexibilité.

Dans le même esprit que l’analyse présentée précédemment, ce chapitre introduit un système multi-connecteur amovible (PMS), une invention de pointe protégée internationalement par un brevet reconnu par l’Organisation Mondiale de la Propriété Intellectuelle (WIPO) [5]. Contrairement aux systèmes actuels décrits dans la littérature et mentionnés dans les travaux précédents, notre PMS propose une solution innovante qui n’oblige pas au remplacement des chargeurs de charge standard à simple connecteur (SOSC) par des chargeurs SOMC, comme illustre la figure 3.1. Le PMS complète les chargeurs déjà présents dans les stations, améliorant ainsi leur efficacité tout en réduisant les coûts d’infrastructure nécessaires. La flexibilité est l’une de ses principales caractéristiques. Il permet de connecter plusieurs véhicules électriques à un seul point de recharge sans nécessiter de modifications majeures de l’infrastructure existante. Seuls de légers ajustements, conformes aux normes en vigueur, sont nécessaires. La portabilité du PMS est un autre atout majeur, permettant son déploiement facile dans des zones à forte densité de véhicules électriques. Enfin, le PMS se distingue par sa gestion avancée de la capacité de stockage des véhicules électriques, s’inscrivant dans une stratégie intégrée de gestion d’énergie V2X.

En s’appuyant sur le PMS, la recherche présentée dans ce chapitre vise à optimiser l’accessibilité des stations de recharge pour véhicules électriques, tout en améliorant leur infrastructure. Dans cette optique, le chapitre se divise en deux parties. La première introduit une nouvelle méthode d’attribution : l’Approche en Deux Couches Basée sur la Laxité (DLBA). Cette stratégie vise à identifier le point de recharge le plus approprié pour chaque véhicule électrique, en se fondant sur une gestion dynamique des files d’attente qui ajuste proactivement l’ordre des véhicules en fonction de leurs besoins évolutifs de recharge et de la disponibilité des chargeurs. La seconde partie se concentre sur l’optimisation du dimensionnement et de la gestion de la recharge des véhicules électriques. Elle vise à évaluer l’efficacité de notre approche DLBA en la comparant à d’autres stratégies d’attribution et de gestion des files d’attente dans divers scénarios.

Dans ce chapitre, la section (3.2) explore les stations de recharge pour VEs équipées de systèmes multiports amovibles (PMS). La section (3.3) aborde ensuite la gestion des files d’attente et l’allocation des véhicules électriques. L’optimisation du dimensionnement et de la gestion de la recharge des véhicules électriques est traitée dans la section (3.4). Enfin, nos observations et analyses sont présentées et conclues dans la section (3.6).

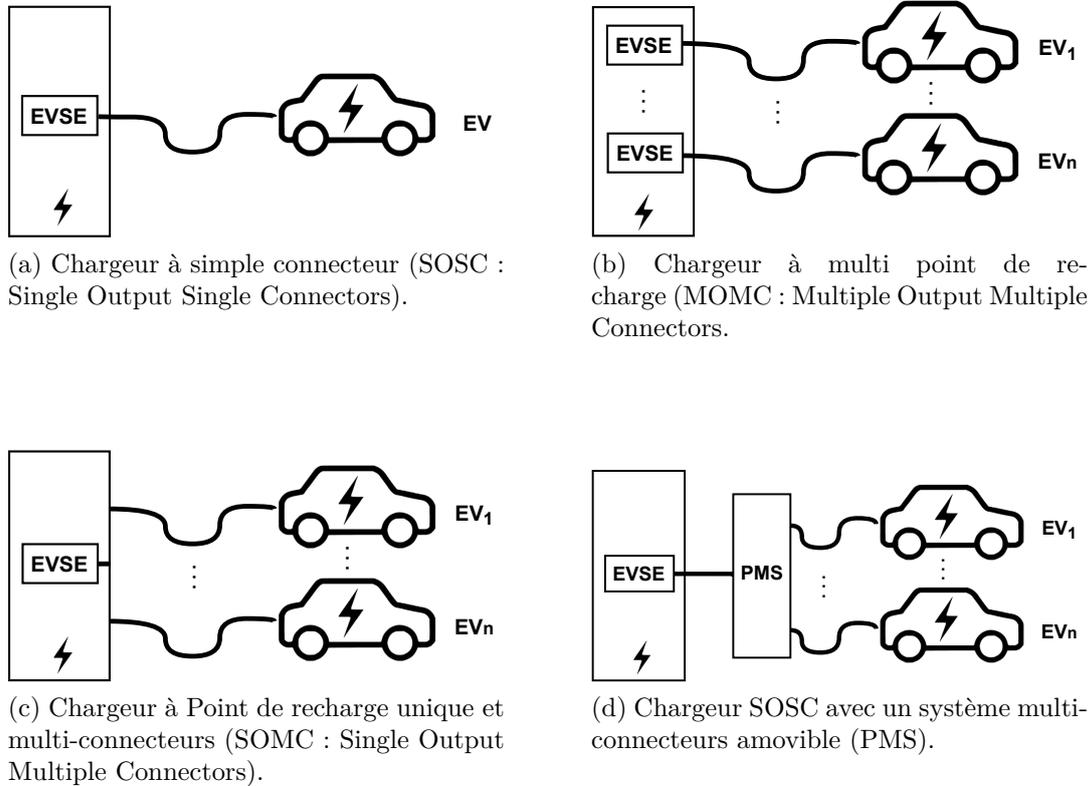


FIGURE 3.1 – Types de chargeurs.

3.2 Station de recharge de véhicule électrique avec système multiport amovible

3.2.1 Intérêt du système multiport amovible

Le système multiport amovible (PMS) représente une avancée significative, ayant été honoré par l'attribution de deux brevets internationaux sous l'égide de l'Organisation Mondiale de la Propriété Intellectuelle (OMPI). Ces brevets sont référencés dans la littérature sous les citations [5, 6]. Une description exhaustive est fournie dans les ANNEXES B et C.

À la différence des solutions décrites dans la littérature et les articles cités antérieurement, le PMS ne nécessite pas le remplacement des chargeurs SOSC existants par des chargeurs SOMC. Au contraire, il se présente comme une solution corrective qui s'ajoute de manière complémentaire aux chargeurs déjà en place, consolidant ainsi leur efficacité. Conformément à l'illustration de la Figure 3.2, cette technologie est capable d'être atta-

ché à un chargeur à prise unique SOSOC et le convertir en chargeur multi-prises SOMC capable ainsi de gérer de manière automatique la charge de plusieurs véhicules à partir d'une seule source d'alimentation. L'adoption du système PMS présente le potentiel de réduire significativement les coûts d'infrastructure globaux [174, 175], tout en améliorant l'accessibilité aux stations de recharge. Cette configuration supprime la nécessité pour les utilisateurs d'attendre en file d'attente, tout en leur permettant d'exploiter leur temps d'attente pour effectuer d'autres activités. Dans un contexte marqué par la pénurie de chargeurs, cette solution s'avère particulièrement cruciale pour garantir un accès efficace aux chargeurs.

De plus, la présence de multiples connecteurs favorise une meilleure rotation sans pénaliser les utilisateurs qui stationnent leur véhicule pendant une période prolongée après une charge complète, sans respecter leur heure de départ prévue. Cette problématique est résolue grâce à la transition vers un autre connecteur une fois la charge terminée. Cette fonctionnalité s'avère essentielle pour maintenir une continuité de service optimale. En outre, cette solution peut offrir une accessibilité accrue en utilisant une stratégie d'allocation appropriée et une gestion de file d'attente efficace.

De surcroît, le PMS se différencie des solutions actuelles par sa mobilité, offrant la possibilité d'être repositionné aisément vers d'autres stations, particulièrement dans des zones connaissant un afflux massif de véhicules électriques durant les périodes de forte affluence. Le système intègre également une gestion avancée de la capacité de stockage des VE, s'inscrivant ainsi dans une dynamique de gestion d'énergie du véhicule vers diverses sources (V2X).

3.2.2 Composition du système

D'après la Figure 3.3, le système multiport amovible (PMS) est présenté sous deux configurations distinctes. Dans la première configuration, telle qu'illustrée dans la Figure 3.3a, le PMS est connecté à un point de recharge existant et se compose de six composants majeurs :

- Le système de protection, conçu pour améliorer la sécurité des véhicules électriques et des composants du point de recharge, conforme aux normes définies pour le système de recharge conductive des véhicules électriques [1]. Une protection est également mise en place pour chaque port, permettant ainsi d'isoler uniquement la partie défectueuse en cas de panne, sans arrêter tout le système.
- Le système de commutation, comprenant n connecteurs, est utilisé pour autoriser

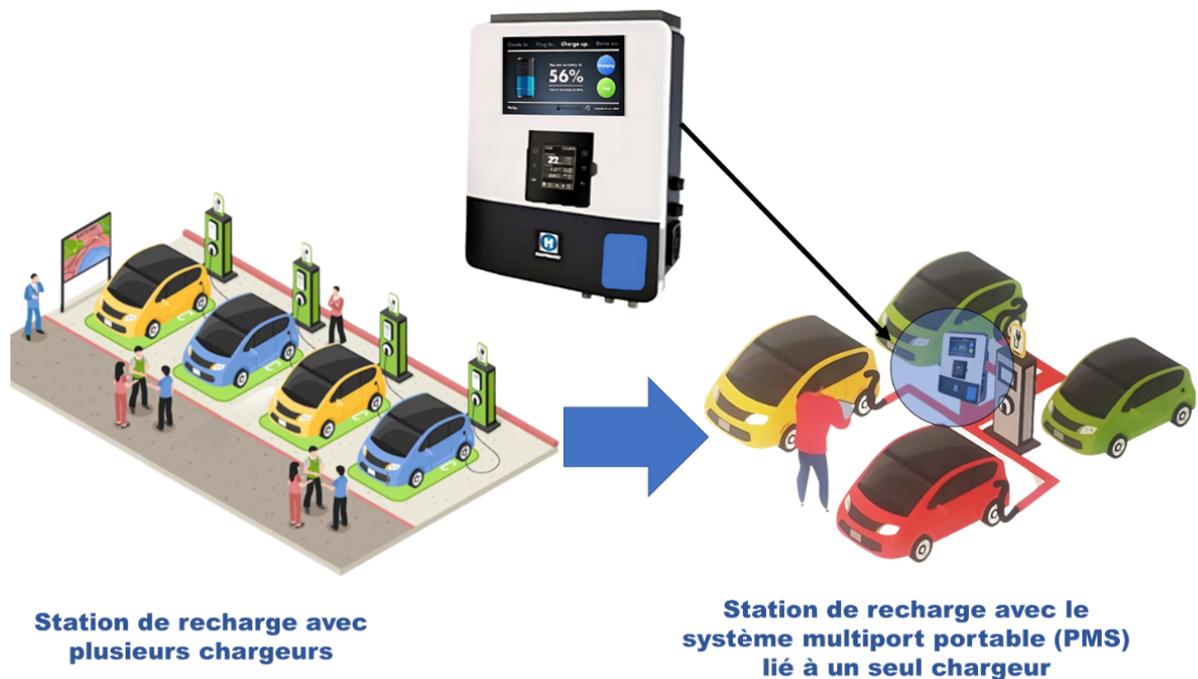
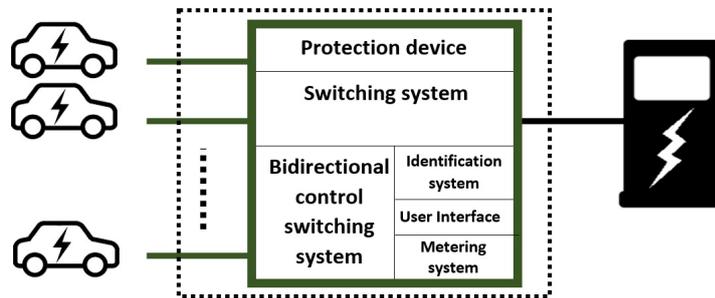


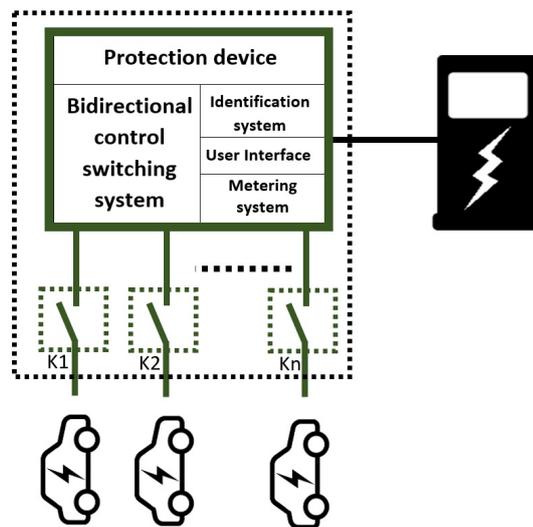
FIGURE 3.2 – Illustration du système multiport portable.

ou refuser l'accès à un véhicule électrique en connectant et en déconnectant les câbles d'alimentation et de communication. Lors d'une opération de commutation, la déconnexion d'un commutateur s'effectue en douceur (c'est-à-dire que le courant requis est progressivement réduit avant la coupure), et une période d'attente est prévue pour la transition d'un connecteur à un autre.

- Le système d'identification permet de recueillir en amont les différentes caractéristiques du propriétaire du véhicule électrique.
- En raison du grand nombre de connecteurs partageant le même chargeur, l'interface utilisateur est utilisée pour fournir aux clients un aperçu de l'état des véhicules électriques avec lesquels ils partageront le point de charge. Cette interface permet également à tout client connecté au PMS de saisir l'heure de départ, de spécifier les exigences de tarification et d'effectuer des opérations de paiement. Le client a accès aux informations sur l'avancement de la charge, le temps prévu jusqu'à la disponibilité de la charge pendant que le chargeur est utilisé, ainsi que des informations sur son véhicule. La méthode suggérée protège la confidentialité des données des autres véhicules électriques car un utilisateur ne peut consulter que les informations relatives à son propre véhicule.



(a) Composition du PMS.



(b) Configuration compacte du PMS avec des commutateurs externes.

FIGURE 3.3 – Description de deux configurations du PMS.

- Le système de mesure permet de quantifier, d'afficher, de mémoriser et de transférer l'énergie consommée.
- Le système de commutation de contrôle bidirectionnel gère l'ouverture et la fermeture des contacts (dans deux modes de recharge et de décharge) en fonction de trois modes de configuration différents : dans le premier scénario, il agit indépendamment pour gérer les files d'attente en attribuant la priorité en fonction de l'heure d'arrivée ou de l'état de charge. La deuxième approche est pilotée par un système de surveillance externe. En cas de difficulté technique ou de communication, la troisième option implique une gestion manuelle par une personne qualifiée.

Comme illustré dans la Figure 3.3b, le PMS peut adopter une forme compacte. Dans cette configuration, le système de commutation mentionné dans la figure précédente est

remplacé par des commutateurs modulaires reliés au terminal de chaque prise télécommandée via un système de commutation de contrôle bidirectionnel. Cette configuration présente l'avantage de permettre au propriétaire d'ajouter davantage de connecteurs (avec des commutateurs) sans altérer le système principal. La portabilité de ce système lui permet d'être déplacé vers d'autres stations de recharge dans des régions à forte circulation de véhicules électriques en heures de pointe. De plus, le PMS permet au consommateur de vaquer à d'autres activités pendant le temps d'attente, qui est automatiquement géré par le système.

En contrôlant la gestion de l'énergie en mode de flux d'énergie véhicule-réseau (V2G), le PMS pourrait fournir un avantage supplémentaire en prolongeant la durée de décharge en organisant la décharge de un ou plusieurs véhicules connectés au même système de recharge des véhicules électriques. Le PMS permet également de maintenir le niveau de recharge des véhicules électriques à des niveaux élevés en permanence (maintien de la profondeur de décharge (DOD) à des valeurs contrôlées). En effet, la technique V2G dans un chargeur partagé permet d'obtenir une fraction de l'énergie requise (E_r) de chaque véhicule électrique branchés aux n connecteurs, avec un ratio de (E_r/n) , plutôt que de prélever l'intégralité de l'énergie requise par un seul véhicule électrique, ce qui entraînerait une décharge profonde de sa batterie.

3.2.3 Processus de recharge

Dans le cadre de cette étude, nous introduisons une méthodologie visant la gestion optimale à la fois de la file d'attente et de l'énergie lors de la recharge des véhicules électriques dans un cadre de station de recharge intégrant notre système PMS. Cette approche, détaillée et illustrée dans la Figure 3.4, permet une allocation judicieuse des ressources tout en maximisant l'efficacité opérationnelle de la station.

Dès leur arrivée à la station, les véhicules sont soumis à un processus systématique :

1. Initialement, un lecteur RFID détecte le véhicule et récupère les informations essentielles depuis le tag RFID associé, incluant la capacité de la batterie, notée E^{batt} , et la puissance d'entrée maximale, désignée par P_{max} . Parallèlement, l'heure d'arrivée, t^{ar} , est consignée.
2. Dans une seconde étape, le véhicule est dirigé vers une zone spécifique. À ce niveau, il communique ses besoins en matière de recharge, y compris l'état de charge souhaité (SOC^{targ}) et le temps de son départ t^{dp} . Un dispositif de communication sans

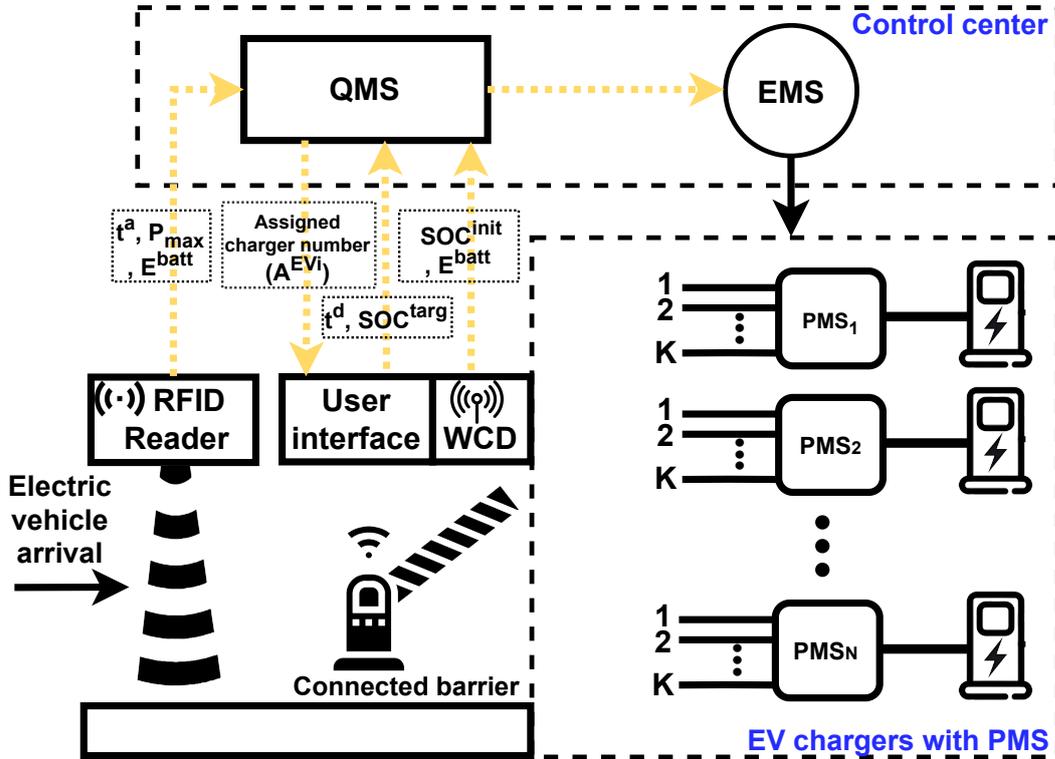


FIGURE 3.4 – Architecture proposée pour une station de recharge de VE avec PMS.

fil (WCD) se connecte alors à l'interface OBD du véhicule pour collecter les informations nécessaires telles que l'état de charge actuel (SOC^{init}), et éventuellement, confirme des données telles que la capacité de la batterie (E^{batt}) et la puissance maximale d'entrée P_{max} précédemment obtenues via le tag RFID.

Muni de ces informations, le QMS évalue et attribue un taux de priorité à chaque véhicule en fonction de son heure d'arrivée, sur un intervalle t où $\forall t \in [0, T[$. Cette évaluation s'appuie sur l'approche DLBA (Double Layer Laxity-Based Approach) mise en œuvre par le biais de la logique floue. Par conséquent, en se basant sur les priorités déterminées, le QMS procède à une allocation optimisée des véhicules vers les chargeurs disponibles. Les véhicules sont ensuite rechargés conformément à une stratégie spécifiée au sein du EMS, laquelle détermine les créneaux temporels de recharge pour chaque véhicule.

La section subséquente se penchera sur les stratégies d'allocation DLBA mises en œuvre par le QMS, évaluant à la fois leur impact sur le dimensionnement de la station de recharge ainsi que sur la rapidité d'accès au service de recharge. En intégrant l'approche DLBA, une seconde section sera consacrée à l'examen des stratégies de gestion de recharge.

Ces stratégies visent à répondre aux besoins spécifiques de recharge de chaque véhicule, tout en optimisant les revenus de la station de recharge et en minimisant l'impact sur le réseau électrique.

3.3 Gestion de la file d'attente et allocation de véhicules électriques

3.3.1 Introduction de l'approche LBA employant la logique floue

Cette sous-section détaille la stratégie heuristique adoptée pour l'allocation des véhicules électriques ainsi que la gestion de la file d'attente. Elle s'inspire de la stratégie basée sur la priorité évoquée dans des travaux antérieurs [175, 212]. La stratégie en question vise à établir un taux de priorité pour chaque véhicule électrique arrivant durant une période définie. Cette détermination s'appuie sur l'approche basée sur la laxité LBA (Laxity-Based Approach), traitée au moyen de la logique floue.

Comme illustré à la figure 3.5, le système d'affectation et de gestion des files d'attente basé sur l'approche (LBA) se décompose en trois étapes cruciales : La première étape concerne l'acquisition des données relatives aux besoins en recharge de chaque véhicule. La deuxième étape est dédiée au calcul des scores de priorité des véhicules électriques arrivants, en utilisant une approche basée sur la laxité, complétée par l'application de la

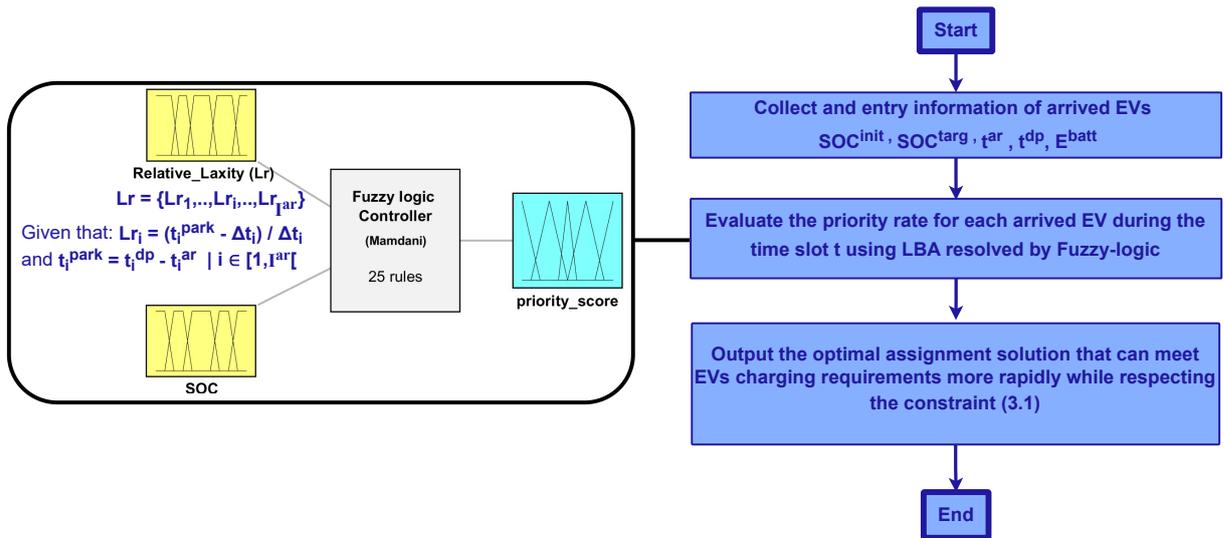


FIGURE 3.5 – Affectation des véhicules électriques suivant l'approche LBA

logique floue. Cette évaluation s'appuie principalement sur deux critères essentiels : l'état de charge et la flexibilité de recharge des véhicules. Subséquemment, dans la troisième étape, en respectant l'ordre de priorité établi, les véhicules sont placés à la fin de la file d'attente du chargeur identifié comme étant le plus rapide, tout en s'assurant que chaque véhicule électrique soit intégralement chargé avant son heure de départ prévue, comme décrit dans la contrainte (3.1) :

$$st_{i,j} + \Delta t_i \leq t_i^{dp} \quad | \quad i \in [1, I^{ar}] \quad \& \quad j \in [1, N] \quad (3.1)$$

Définition de la laxité

La notion de laxité s'exprime comme l'écart entre le temps de stationnement résiduel et le temps minimal indispensable pour combler les besoins en recharge du véhicule. Afin de quantifier le taux de priorité d'un véhicule VE_i par rapport à ses homologues, nous exploitons la laxité relative. Celle-ci est obtenue en rapportant le temps de laxité à la durée de charge, tel qu'illustré par l'équation (3.2). La laxité relative sert à évaluer le degré d'ajustement nécessaire dans la programmation de la recharge. En ce sens, les véhicules présentant une laxité relative plus marquée disposent d'une plus grande marge de manœuvre, offrant ainsi au QMS davantage de flexibilité dans la régulation.

$$Lr_i = \frac{t_i^{park} - \Delta t_i}{\Delta t_i} \quad (3.2)$$

où :

- t_i^{park} désigne le temps de stationnement restant au véhicule électrique EV_i . Il est obtenu en faisant la différence entre l'heure de départ prévue t_i^{dp} et l'heure actuelle t , tel qu'explicité dans l'équation (3.3). Notons que t_i^{park} est variable et évolue à chaque intervalle de temps.

$$t_i^{park} = t_i^{dp} - t \quad | \quad t \in [t_i^{ar}, t_i^{dp}[\quad (3.3)$$

- Δt_i représente la durée nécessaire à la recharge du véhicule électrique, comme décrit dans l'équation (3.4) :

$$\Delta t_i = \frac{(\text{SOC}^{targ} - \text{SOC}^{init})E^{batt}}{P_i} \quad (3.4)$$

où E^{batt} est la capacité énergétique de la batterie du véhicule électrique et P_i la

puissance fournie à EV_i .

Il est à noter qu'un véhicule ayant déjà un État de Charge important n'est pas prioritaire par rapport à un autre véhicule présentant la même laxité mais un SOC inférieur. En effet, au-delà d'un certain niveau de SOC, le besoin de recharge devient secondaire et non urgent, et il faudra plus de temps pour remplir l'énergie restante requise.

Calcul du score de priorité via la logique floue

L'approche (LBA) est mise en œuvre à travers un système d'inférence floue (SIF) développé dans l'environnement de programmation MATLAB. Ce SIF prend en compte deux variables d'entrée : l'État de Charge de la batterie et la Laxité Relative (Lr) du véhicule, et calcule en sortie un Score de Priorité (Ps) pour la recharge d'un véhicule électrique. Pour une modélisation précise, chaque variable est caractérisée par cinq niveaux d'appartenance floue : très faible, faible, moyen, élevé, et très élevé. Tant le SOC que la Laxité Relative sont représentés par des fonctions d'appartenance trapézoïdales, tandis que le Score de Priorité utilise une fonction d'appartenance triangulaire. Cette structure floue est détaillée dans la Figure 3.6, qui illustre les fonctions d'appartenance de chaque variable.

L'utilisation de la logique floue implique un système d'inférence floue qui opère selon 25 règles. Ces règles prennent en compte deux paramètres d'entrée — l'État de Charge et la Laxité Relative (Lr) — pour établir un Score de Priorité (Ps) pour chaque véhicule. La relation entre ces paramètres d'entrée et la sortie est systématisée dans le Tableau 3.1. Dans le cas où deux véhicules se verraient attribuer un score de priorité identique, du fait de conditions de SOC et de Laxité très proches, le système privilégiera le véhicule qui est arrivé en premier, assurant ainsi une gestion équitable et ordonnée de la file d'attente de recharge.

Les résultats du système d'inférence floue, qui détermine le score de priorité de recharge pour les véhicules électriques, sont présentés sous forme d'une carte thermique dans la Figure 3.7. Cette carte utilise un spectre de couleurs pour illustrer les niveaux de priorité : les teintes chaudes telles que le jaune indiquent les zones de haute priorité, signifiant que les véhicules dans ces zones devraient être chargés en priorité. À l'opposé, les teintes froides comme le bleu noirâtre désignent les zones de faible priorité, où les véhicules sont considérés comme moins urgents pour la recharge. Les couleurs intermédiaires, passant du jaune au rouge, dénotent des niveaux de priorité décroissants.

TABLE 3.1 – Règles de logique floue pour le score de priorité

Lr	SOC	Ps
VL	{VL, L}	VH
VL	M	H
VL	H	M
VL	VH	L
L	VL	VH
L	L	H
L	M	M
L	H	L
L	VH	VL
M	VL	H
M	L	M
M	M	L
M	{H, VH}	VL
H	VL	M
H	L	L
H	{M, H, VH}	VL
VH	VL	L
VH	L	L
VH	{M, H, VH}	VL

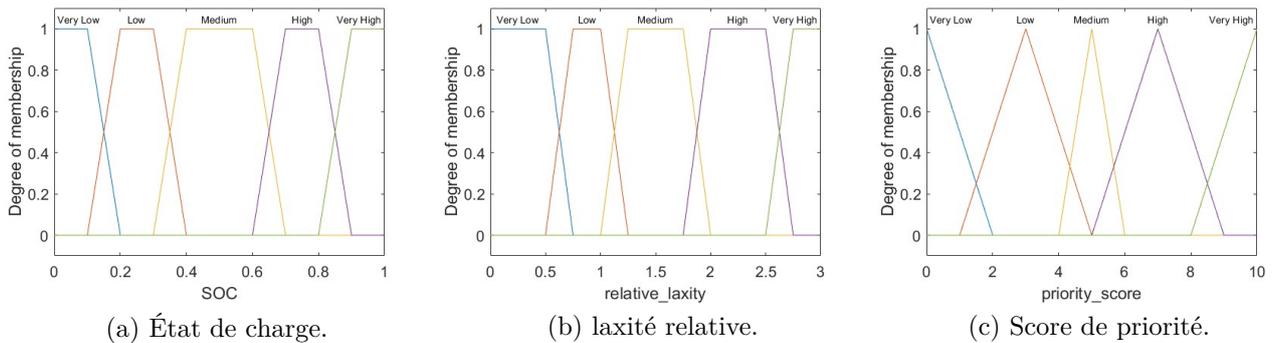


FIGURE 3.6 – Fonctions d’appartenance du SIF.

3.3.2 Affectation des véhicules électriques et stratégie de file d’attente avec DLBA

L’approche LBA se limite à classer les véhicules à leur arrivée et à les positionner à la fin de la file d’attente des chargeurs, sans considérer la possibilité de les réinsérer au milieu

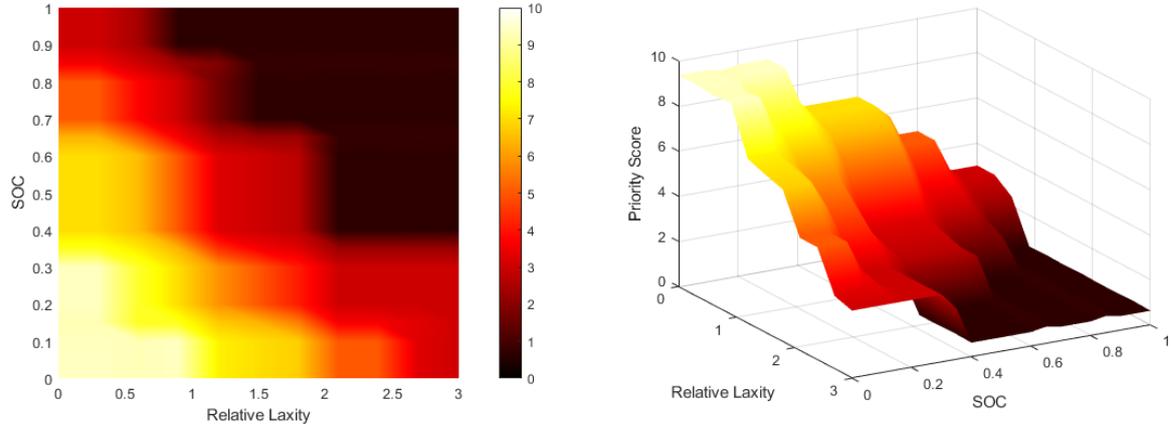


FIGURE 3.7 – Surface de sortie du système d'inférence floue

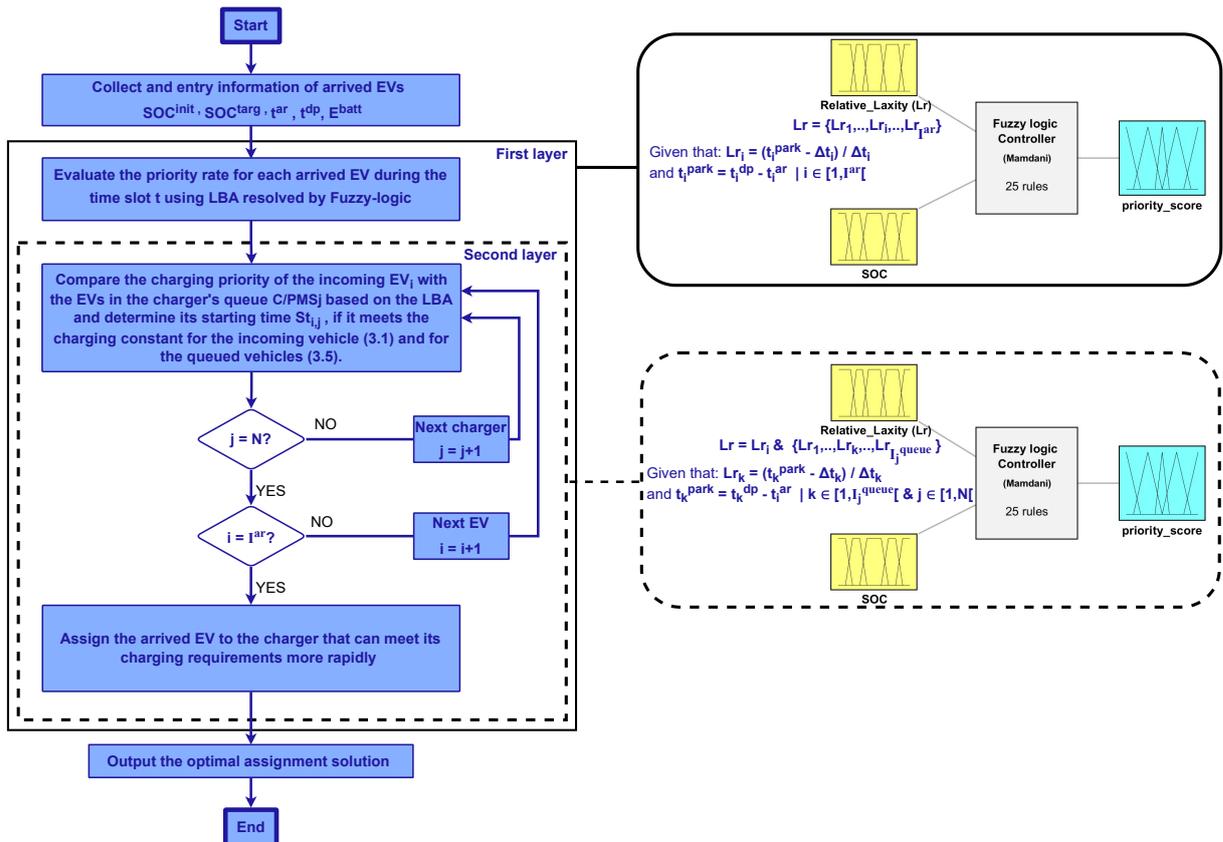


FIGURE 3.8 – Allocation de véhicules électriques utilisant l'approche basée sur la laxité à double couche (DLBA).

de la queue en repositionnant les véhicules en attente qui pourraient être plus flexibles.

La méthode Double Layer Laxity-Based Approach (DLBA) que nous proposons vise à remédier à cette lacune. Comme illustré dans la figure 3.8, Cette stratégie s’articule autour de quatre phases principales :

1. **Collecte des Exigences de Charge** : La première phase implique la collecte des exigences de recharge des VE arrivés à la station pendant l’intervalle de temps $[t, t+\tau[$. Cette collecte s’appuie sur des méthodes spécifiques décrites dans la section 3.2.3 qui traite le processus de recharge.
2. **Premier Tri des Véhicules via LBA** : Dans la deuxième étape, les VE sont triés en suivant une logique floue, conformément à l’approche LBA.
3. **Deuxième Tri et Évaluation des Priorités** : La troisième phase consiste en un deuxième tri suivant LBA, où chaque véhicule électrique nouvellement arrivé est comparé et classé par rapport à chaque véhicule électrique déjà connecté dans la file d’attente de chaque chargeur. Si un véhicule électrique arrivant est jugé plus prioritaire que certains déjà en file, il est envisagé pour une insertion en milieu de file d’attente et repositionner les véhicules moins prioritaires, sous réserve que tous ces véhicules électriques repositionnés puissent être entièrement chargés avant leur départ programmé, selon la contrainte (3.5). Il est également important de s’assurer que ce créneau garantit que le EV_j recevra ses besoins en chargement avant son départ t^{dp} , comme décrit dans l’équation (3.1).

$$st_{k,j} + \Delta t_k \leq t_k^{dp} \quad | \quad k \in [1, I_j^{queue}] \quad \& \quad j \in [1, N] \quad (3.5)$$

Où, $st_{k,j}$ désigne le début de la recharge planifiée et Δt_k correspond à la durée de cette recharge.

4. **Sélection du Chargeur et Planification** : La quatrième et dernière étape consiste à sélectionner pour chaque véhicule électrique arrivé durant l’intervalle $[t, t+\tau[$ le chargeur qui offre l’option de recharge la plus rapide, soit $\min\{st_{i,1}, \dots, st_{i,N}\}$.

Une fois qu’un véhicule électrique nouvellement arrivé est affecté à un chargeur, le système de gestion de la file d’attente (QMS) réorganise la file d’attente pour ce chargeur et planifie la recharge du véhicule électrique dans une plage horaire appropriée. Si le véhicule électrique nouvellement arrivé a une priorité plus faible que tous les autres véhicules électriques déjà connectés, il sera ajouté à la fin de la file d’attente du chargeur le plus rapide, comme dans l’approche LBA standard.

Algorithm 1 File d'attente utilisant l'approche à double couche LBA (DLBA)

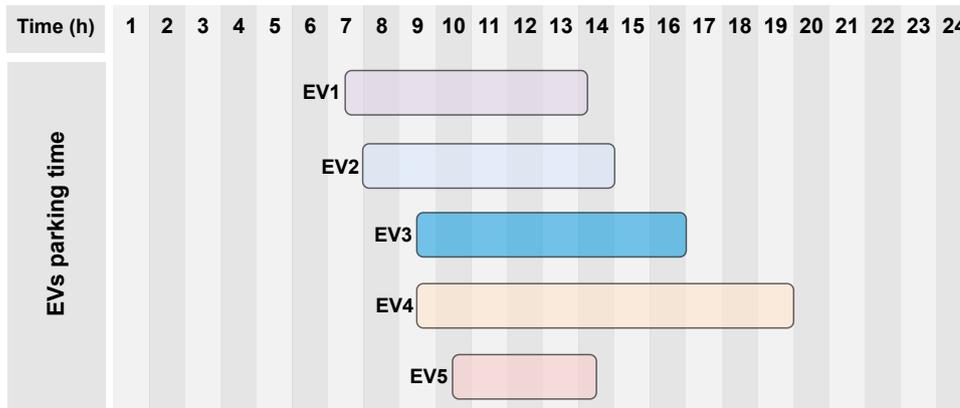
- 1: **Étape 1.** Collecter et stocker les informations ($SOC^{init}, SOC^{cible}, t^{ar}, t^{dp}, E^{batt}$) lors de l'arrivée des véhicules électriques ($EV_j \mid i \in [1, I^{ar}]$)
 - 2: **Étape 2.** Calculer la laxité relative de chaque véhicule électrique arrivé selon (3.2).
Obtenir le score de priorité de chaque véhicule arrivé selon l'approche LBA.
 - 3: **Étape 3.**
 - 4: **for** chaque véhicule électrique nouvellement arrivé ($EV_j \mid i \in [1, I^{ar}]$) à la station en fonction de leur score de priorité **do**
 - 5: **for** chaque chargeur ($C/PMS_j \mid j \in [1, N]$) à la station **do**
 Comparer la priorité de recharge du véhicule électrique entrant EV_j avec les véhicules électriques déjà connectés à la file d'attente du chargeur ($EV_k \mid k \in [1, I_j^{queue}]$) selon l'approche LBA et déterminer son heure de début $St_{i,j}$, s'il respecte la contrainte de recharge (3.1) pour EV_j et (3.5) pour les véhicules en file d'attente EV_k .
 - 6: **end for**
 - 7: **end for**
 - 8: **Étape 4.** Affecter le véhicule électrique arrivé au chargeur capable de satisfaire ses besoins de recharge le plus rapidement.
-

Il est important de souligner que la stratégie adoptée pour l'affectation des véhicules aux chargeurs privilégie la maximisation du remplissage des chargeurs actuellement en file d'attente. Les chargeurs immédiatement disponibles sont réservés en dernier recours, afin de garder des options ouvertes pour les futurs véhicules qui pourraient avoir des besoins de recharge plus urgents.

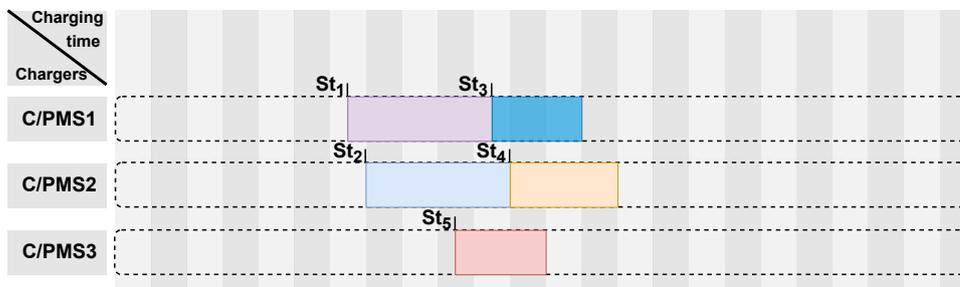
Pour une meilleure compréhension de l'approche DLBA, nous avons résumé tous les détails abordés précédemment dans l'Algorithme 1.

TABLE 3.2 – Paramètres et exigences pour les véhicules électriques arrivants.

	t^{ar}	t^{dp}	SOC^{init}	SOC^{targ}	Δt_i (h)	E^{batt} (kWh)
EV_1	7 : 30	14 : 20	15%	100%	3 :52	100
EV_2	8	15	20%	95%	4 :05	120
EV_3	9 : 30	17	30%	100%	2 :23	75
EV_4	9 : 30	20	35%	90%	3	120
EV_5	10 : 30	14 : 30	30%	70%	2 :27	120



(a) Temps de stationnement.



(b) Affectation en utilisant l'approche basée sur la laxité (LBA) résolue par la logique floue.



(c) Affectation en utilisant l'approche à double couche LBA (DLBA) résolue par la logique floue.

FIGURE 3.9 – Exemple d'affectation des véhicules électriques en utilisant deux méthodes de file d'attente.

3.3.3 Exemple d'étude comparative

Pour montrer l'efficacité du DLBA par rapport à la méthode standard avec le simple LBA, nous considérons un scénario avec cinq véhicules ayant des capacités et des exigences de recharge variables, comme indiqué dans le Tableau 3.2. Le processus de recharge de ces véhicules est effectué à l'aide de chargeurs équipés de PMS (Portable Multiport System) fournissant une puissance maximale de 22 kW. Pour simplifier, nous considérons le

scénario de recharge immédiate, ce qui sert d'exercice simple pour expliquer la méthode aux lecteurs.

Comme illustré dans la Figure 3.9, à 7h30, EV1 arrive à la station de recharge et est connecté au chargeur avec le numéro PMS 1 (C/PM1). Étant le premier véhicule arrivé et le seul, et comme il n'y a pas de file d'attente, il commence à charger immédiatement.

À 8 heures, le véhicule électrique EV2 arrive et est branché à un nouveau chargeur C/PM2, étant donné que la contrainte (3.1) n'est pas remplie avec le premier chargeur. Compte tenu de la situation où un véhicule est déjà en charge, la procédure habituelle de détermination de la priorité de recharge et de comparaison avec les autres véhicules connectés n'est pas effectuée, car il n'est pas possible de relocaliser le créneaux de recharge d'un véhicule qui est déjà en cours de chargement.

En se référant aux résultats de simulation répertoriés dans le Tableau 3.3, à 9h30, après avoir été classé par le QMS, il est déterminé qu'EV3 a une priorité plus élevée qu'EV4. Par conséquent, il est connecté au chargeur le plus rapide C/PM1, respectant la contrainte (3.1), tandis qu'EV4 est connecté à C/PM2. À cet instant, les méthodes avec LBA simple et la méthode DLBA donneront la même solution car il n'y a pas de véhicules dans la file d'attente. Il convient de noter que les deux EV3 et EV4 ne sont pas pris en compte dans la comparaison car ils ont déjà commencé leur processus de charge.

Lorsque EV5 arrive à 10h30 et en suivant la première méthode (simple LBA), il serait connecté à un nouveau chargeur car il n'y a aucun créneau qui satisfait la contrainte (3.1). Cependant, avec la méthode DLBA, en comparant avec les véhicules électriques déjà connectés à chaque chargeur, EV5 a une priorité plus élevée qu'EV3 dans le chargeur C/PM1 et une priorité plus élevée qu'EV4 dans le chargeur C/PM2. Par conséquent, le QMS réorganisera la file d'attente et ajoutera EV5 au chargeur numéro $A^{EV_5} = \operatorname{argmin}_{j \in [1,2]} \{st_{5,1} = 11 : 22, st_{5,2} = 12 : 05\} = 1$, où il sera chargé plus rapidement et satisfait les contraintes de recharge (3.1) et (3.5).

Les résultats de cette étude comparative montrent clairement que cette méthode peut améliorer de manière significative l'efficacité de chargement du système tout en réduisant le nombre de chargeurs nécessaires. Les conclusions démontrent que cette approche est capable de satisfaire plus rapidement et efficacement les exigences de chargement par rapport aux méthodes alternatives. Ceci est essentiel car cela peut contribuer à réduire le temps de chargement global et à améliorer l'utilisation du système. De plus, le nombre réduit de chargeurs requis peut entraîner des économies de coûts, ce qui fait de cette approche une solution plus rentable.

TABLE 3.3 – Score de priorité mis à jour à chaque arrivée des véhicules électriques.

		7 :30	8	9 :30	10 :30
EV_1	Lr	–	–	–	–
	SOC	–	–	–	–
	Ps	–	–	–	–
EV_2	Lr	–	–	–	–
	SOC	–	–	–	–
	Ps	–	–	–	–
EV_3	Lr	–	–	2,15	1,73
	SOC	–	–	0,3	0,3
	Ps	–	–	3	5
EV_4	Lr	–	–	2,5	2,16
	SOC	–	–	0,35	0,35
	Ps	–	–	2,27	2,27
EV_5	Lr	–	–	–	0,63
	SOC	–	–	–	0,3
	Ps	–	–	–	7.67

Bien que la stratégie proposée vise à utiliser pleinement les chargeurs disponibles, elle peut entraîner une réduction du temps d’inactivité des chargeurs, mais en conséquence, réduire la flexibilité dans le choix des horaires de recharge pour les stratégies de gestion de l’énergie ou les algorithmes d’optimisation de la planification de la charge des véhicules électriques, cela peut entraîner moins d’opportunités d’ajuster les horaires de recharge pour atténuer la congestion du réseau pendant les heures de pointe. Par conséquent, ces limitations potentielles nécessitent des investigations supplémentaires qui vont être menées dans la prochaine section.

3.4 Optimisation du dimensionnement et de la gestion de la recharge des véhicules électriques : étude de cas d'une station de recharge avec PMS

3.4.1 Défis et enjeux associés à une recharge optimale en adoptant DLBA

L'optimisation de la gestion des stations de recharge des véhicules électriques représente un défi complexe et en constante évolution. Les chargeurs multiports ont ouvert de nouvelles perspectives pour améliorer l'efficacité de ces stations, notamment grâce à l'introduction de la stratégie DLBA, qui a démontré son avantage à la fois en termes de vitesse de réponse aux besoins de recharge et dans la réduction du nombre de chargeurs requis pour desservir les véhicules arrivés. Cependant, la mise en œuvre de cette approche soulève des défis importants, notamment en ce qui concerne la minimisation des temps d'inactivité, ce qui pourrait potentiellement limiter la flexibilité des stratégies de gestion de charge.

Dans ce contexte, cette section d'étude se propose d'évaluer la gestion de recharge des véhicules électriques en prenant en compte l'assignement des véhicules selon l'approche DLBA discutée précédemment. Nous comparerons cette approche à la méthode LBA dans différents scénarios en fonction du degré de sollicitation de la station de recharge. L'objectif est de mieux comprendre comment ces stratégies se comportent dans des contextes variés et d'identifier les avantages et les limites de chacune, en vue d'orienter les futures optimisations de la gestion de stations de recharge avec les chargeurs multiports.

3.4.2 Cadre du système d'optimisation

La montée en puissance des véhicules électriques génère une demande accrue pour des systèmes de recharge efficaces. Une des principales contraintes réside dans la capacité des infrastructures de recharge à servir un nombre croissant de véhicules électriques, tout en minimisant les coûts opérationnels liés aux services de recharge. Le défi est donc de développer une stratégie de recharge optimale qui réponde aux exigences spécifiques de chaque véhicule, tout en prenant en compte les limitations de l'infrastructure de recharge et les fluctuations des tarifs énergétiques.

Dans cette optique, nous proposons une stratégie d'optimisation à deux niveaux. Celle-

ci vise à minimiser les coûts cumulatifs, englobant les investissements initiaux dans l'infrastructure de recharge et les coûts opérationnels annuels découlant du service de recharge :

Premier niveau : Dimensionnement optimal de la station de recharge avec PMS

Cette phase se concentre sur le dimensionnement optimal de la station de recharge, avec pour principal défi la détermination du nombre optimal de chargeurs et de connecteurs pour le PMS, ainsi que la puissance appropriée des chargeurs. L'objectif est de garantir une connexion et une recharge efficaces pour tous les véhicules entrants tout en minimisant les coûts d'investissement. Cette optimisation est définie par l'ensemble de variables de décision $x = \{N, M, K, P\}$, où N désigne le nombre de chargeurs, M nombre de PMS, K le nombre de connecteurs du PMS, et P la puissance des chargeurs. Le dimensionnement sera basé sur la méthode de planification DLBA, exposée dans la section 3.3, nécessaire pour assurer une capacité de connexion adéquate et satisfaire de manière optimale les exigences de recharge de l'ensemble des véhicules électriques prévus.

La stratégie pour le dimensionnement optimal d'une station de recharge pour véhicules électriques s'établit comme suit :

$$\min \text{Cost}^{\text{invest.}}(x) = N \cdot \text{Cost}^{\text{charger}}(P) + \left(M \cdot \text{Cost}_b^{\text{PMS}}(P) + K \cdot \text{Cost}_c^{\text{PMS}}(P) \right) \quad (3.6)$$

Sujet à :

$$N \cdot P \leq P^{\max} \quad (3.7)$$

$$M \leq N \quad (3.8)$$

$$N^{\min} \leq N \leq N^{\text{Parking}} \quad (3.9)$$

$$K^{\min} \leq K \leq N^{\text{Parking}} \quad (3.10)$$

L'équation (3.6) représente une fonction de coût composée de deux parties :

- $\text{Cost}^{\text{charger}}(P)$ représente un ensemble de coûts pour différents niveaux de puissance

P , soit $\{\text{Cost}^{\text{charger}}(P_1), \text{Cost}^{\text{charger}}(P_2), \dots, \text{Cost}^{\text{charger}}(P_n)\}$.

- Le coût du PMS se compose de deux parties : le coût de base qui dépend du niveau de puissance ($\text{Cost}_b^{\text{PMS}}(P)$), ainsi que le coût du système de protection et de commutation. Ce dernier varie selon le nombre de connecteurs et du niveau de puissance ($K \cdot \text{Cost}_c^{\text{PMS}}(P)$).

Le modèle d'optimisation est construit autour de quatre contraintes essentielles :

- La contrainte de puissance maximale (Équation 3.7) veille à ce que la puissance totale des chargeurs ne dépasse pas une limite maximale autorisée (P^{max}), prévenant ainsi la surcharge du réseau électrique et respectant les limites d'infrastructure.
- La contrainte sur le nombre de chargeurs (Équation 3.9) s'assure que le nombre de chargeurs déployés se situe entre un minimum requis (N^{min}) et le nombre total de places disponibles (N^{Parking}), alignant ainsi la capacité de charge avec la capacité de stationnement.
- La contrainte (Équation 3.8) garantit d'avoir au plus un PMS par chargeur.
- La contrainte sur le nombre de connecteurs PMS (Équation 3.10) impose que le nombre de connecteurs PMS (K) reste dans une fourchette allant d'un minimum (K^{min}) au nombre de places de parking disponibles, garantissant ainsi que la station de recharge puisse répondre adéquatement aux besoins tout en respectant les contraintes d'espace.

La méthode pour résoudre cette optimisation commence par la linéarisation de la fonction de coût. Cette étape détermine le nombre optimal de chargeurs, de PMS et de connecteurs PMS pour chaque niveau de puissance, en utilisant la planification optimale DLBA, comme le montre l'équation 3.11.

$$\min \text{Cos}_i^{\text{invest.}}(x_i) = N_i \cdot \text{Cost}^{\text{charger}}(P_i) + \left(M_i \cdot \text{Cost}_b^{\text{PMS}}(P_i) + K_i \cdot \text{Cost}_c^{\text{PMS}}(P_i) \right) \quad (3.11)$$

Une fois les optimisations résolues individuellement pour chaque valeur de P , les résultats sont comparés afin d'identifier le minimum global qui respecte les contraintes établies.

Deuxième niveau : Gestion de recharge optimale

Le deuxième stade du problème d'optimisation consiste à déterminer le moment optimal pour commencer la recharge de chaque véhicule électrique afin de minimiser les coûts opérationnels du service de recharge tout en respectant les contraintes du système. Cette optimisation tient compte des caractéristiques des chargeurs multiports, notamment la

non-simultanéité des recharges, et des besoins spécifiques des utilisateurs. Le choix du moment optimal pour la recharge est également influencé par le coût de l'énergie, avec une préférence pour les périodes où les tarifs sont les plus bas durant le créneau de planification disponible pour chaque véhicule. Pour chaque chargeur i , l'optimisation est formulée avec les variables de décision $y_i = \{X_{i,j}, \Delta t_{i,j}^s\}$, où $X_{i,j}$ est le moment où débute la recharge pour le véhicule j dans l'ensemble $[1, I_i^{\text{queue}}]$, et $\Delta t_{i,j}^s$ est la durée de la recharge satisfaite.

La stratégie de recharge optimale pour un chargeur i peut être formulée comme le problème de programmation non linéaire :

$$\begin{aligned} \min Cost_i^{\text{Oper.}}(y_i) &= Cost_i^{\text{Charging}}(y_i) + Cost_i^{\text{Penalty}}(y_i) \\ &= \sum_{j=1}^{I_i^{\text{queue}}} \sum_{t=X_{i,j}}^{X_{i,j}+\Delta t_{i,j}^s-1} P_{i,j}(t) \cdot C^{\text{elec}}(t) \cdot \tau + \alpha \cdot \sum_{j=1}^{I_i^{\text{queue}}} \sum_{t=X_{i,j}+\Delta t_{i,j}^s}^{X_{i,j}+\Delta t_{i,j}-1} P_{i,j}(t) \cdot C^{\text{elec}}(t) \cdot \tau \end{aligned} \quad (3.12)$$

Sujet à :

$$X_{i,j} + \Delta t_{i,j}^s \leq X_{i,j+1} \quad \forall i[1, N], j \in [1, I_i^{\text{queue}}] \quad (3.13)$$

$$X_{i,j} \geq t_i^{\text{ar}} \quad \forall i, j \quad (3.14)$$

$$X_{i,j} + \Delta t_{i,j}^s \leq t_{i,j}^{\text{dp}} \quad \forall i, j \quad (3.15)$$

$$0 \leq \Delta t_{i,j}^s \leq \Delta t_{i,j} \quad \forall i, j \quad (3.16)$$

$$\Delta t_{i,j}^{\text{uns}} = \Delta t_{i,j} - \Delta t_{i,j}^s \quad (3.17)$$

$$\begin{cases} \alpha > 1, & \text{for } C^{\text{elec}}(t) = \max(C^{\text{elec}}) \text{ OR } SOC(t) \in [0\%, 80\%] \\ \alpha < 1, & \text{for } \min(C^{\text{elec}}) \leq C^{\text{elec}}(t) \leq \max(C^{\text{elec}}) \text{ and } SOC(t) \in]90\%, 100\%] \\ \alpha < 0.5, & \text{for } C^{\text{elec}}(t) = \max(C^{\text{elec}}) \text{ and } SOC(t) \in]80\%, 100\%] \end{cases} \quad (3.18)$$

$$P_{i,j}(t) \begin{cases} P_{i,j}^{CC}(t) = P_{\max}, & \text{for } SOC(t) \in [0\%, 80\%] \\ P_{i,j}^{CV}(t) = P_{\max} \left(1 - \frac{SOC(t) - 80\%}{20\%}\right), & \text{for } SOC(t) \in]80\%, 100\%] \end{cases} \quad (3.19)$$

$$SOC_{i,j}(t+1) = SOC_{i,j}(t) + \frac{P_{i,j}(t) \cdot \tau}{E^{\text{batt}}} \cdot 100 \quad (3.20)$$

$$\Delta t_{i,j} = \sum_{t=1}^{t_{\text{EndCh}}} \tau \quad \text{tel que } SOC_{i,j}(t_{\text{EndCh}}) \geq SOC_{i,j}^{\text{target}} \quad (3.21)$$

L'équation (3.12) définit une fonction de coût composée de deux parties : le coût de recharge pour l'ensemble des véhicules connectés à un chargeur donné et des pénalités, ajustées par un coefficient α . Ces pénalités sont appliquées lorsque le véhicule j n'est pas chargé pendant la durée de charge désirée, $\Delta t_{i,j}$. Afin de réduire la congestion du réseau et de renforcer l'optimisation du coût, il est essentiel de limiter la consommation de la station pendant les périodes de forte demande. Le système de gestion de l'énergie (EMS) considère qu'une charge au-delà de 80% n'est pas urgente, surtout pendant les périodes de pointe. Cela se traduit en un coefficient de pénalité α , qui oriente le système d'optimisation. Comme indiqué dans l'équation (3.19), lorsque l'état de charge du véhicule dépasse 80% pendant une période de pic tarifaire, α est ajusté à une valeur inférieure à 0,5. Cela rend la pénalité moins significative que le coût actuel de l'électricité, priorisant ainsi l'interruption de la charge. Pendant les heures pleines et quand le SOC du véhicule dépasse 90%, α est ajusté à une valeur inférieure à 1. En revanche, lorsque la charge est considérée comme urgente (moins de 80%) ou a un impact moindre sur le réseau, pendant les heures creuses, α est augmenté au-delà de 1 pour favoriser la charge au détriment de la pénalité, qui devient moins incitative.

Le modèle d'optimisation est encadré par quatre contraintes essentielles :

- Contrainte de Non-Simultanéité (Équation 3.13) : Cette contrainte veille à ce que la recharge d'un véhicule dans la file d'attente ne commence qu'après la fin de la recharge du véhicule précédent.
- Contrainte sur l'Heure d'Arrivée (Équation 3.14) : Elle stipule que la recharge d'un véhicule ne peut pas débuter avant son heure d'arrivée prévue.
- Contrainte sur l'Heure de Départ (Équation 3.15) : Cette contrainte garantit que le processus de recharge doit être achevé avant l'heure programmée de départ du

véhicule.

- Contrainte de Temps de Charge (Équation 3.16) : Elle définit la durée optimale de recharge satisfaite pour chaque véhicule j , s'assurant que cette durée est positive et ne dépasse pas le temps total alloué pour la recharge.

Évolution de la puissance de charge et du SOC durant la recharge d'un véhicule j :

Comme décrit par l'équation (3.19), pour un véhicule EV_j arrivant avec un état de charge initial SOC_i^{init} , la puissance de charge $P_{i,j}(t)$ est calculée en se basant sur un modèle simplifié, qui distingue deux phases de charge :

- Phase de Courant Constant (CC), applicable lorsque le SOC est compris entre 0% et 80%, où la puissance reste constante.
- Phase de Tension Constante (CV), applicable lorsque le SOC se situe entre 80% et 100%. Dans cette phase, la puissance de charge diminue progressivement et s'annule une fois la charge complète atteinte.

Durée de charge :

La durée totale de charge, $\Delta t_{i,j}$, nécessaire pour augmenter l'état de charge (SOC) d'un véhicule j de son niveau initial $SOC_{i,j}^{\text{init}}$ à un niveau cible $SOC_{i,j}^{\text{target}}$, peut être calculée en additionnant les intervalles de temps τ nécessaires pour que le SOC atteigne ou dépasse ce niveau cible. Cette approche est formalisée dans l'Équation (3.21). À chaque intervalle de temps t , l'état de charge $SOC_{i,j}(t+1)$ est actualisé en fonction de la puissance de charge $P_{i,j}(t)$, qui varie en fonction de la phase de charge actuelle, comme détaillé dans l'Équation (3.19).

Il est également possible d'estimer la durée de charge Δt de manière approximative tout en prenant en compte les particularités de la charge des batteries de véhicules électriques, qui considère que le chargement de la batterie de 80% à 100% peut prendre autant de temps que le chargement de 0% à 80%, comme indiqué dans l'équation (3.22). Cette durée prolongée est due à la nécessité de réduire graduellement le courant de charge dans cette phase finale pour éviter la surcharge et prévenir tout dommage potentiel à la batterie.

$$\Delta t_{[0,80]} = \Delta t_{[80,100]} = \frac{(SOC_{i,j}^{\text{target}} - SOC_{i,j}^{\text{init}}) \cdot E^{\text{batt}}}{P_{i,j} \cdot 100} \quad \forall i[1, N], j \in [1, I_i^{\text{queue}}], t \in [1, T] \quad (3.22)$$

$$\Delta t_{1\%, [0,80]} = \frac{\Delta t_{[0,80]}}{80} \quad (3.23)$$

$$\Delta t_{1\%,]80,100]} = \frac{\Delta t_{[0,80]}}{20} \quad (3.24)$$

En utilisant ces approximations, la durée totale de charge nécessaire Δt_i pour passer de SOC_{init} à SOC_{targ} peut être calculée en fonction des deux scénarios que représente l'équation (3.25) :

$$\Delta t = \begin{cases} \Delta t_{1\%, [0,80]} \cdot (SOC^{targ} - SOC^{init}) & SOC^{init}, SOC^{targ} \in [0, 80] \\ \Delta t_{1\%, [0,80]} \cdot (80 - SOC^{init}) + \Delta t_{1\%,]80,100]} \cdot (SOC^{targ} - 80) & SOC^{init} \in [0, 80], SOC^{targ} \in]80, 100] \\ \Delta t_{1\%,]80,100]} \cdot (SOC^{targ} - SOC^{init}) & SOC^{init}, SOC^{targ} \in]80, 100] \end{cases} \quad (3.25)$$

où $\Delta t_{1\%, [0,80]}$ et $\Delta t_{1\%,]80,100]}$ représentent la durée de charge pour chaque pourcentage de SOC dans la plage $[0\% , 80\%]$ et $]80\% , 100\%]$, définis dans les Équations (3.23) et (3.24), respectivement.

3.4.3 Méthodologie de dimensionnement et de gestion de la recharge (Planification et ordonancement)

Premier niveau :

Le processus de dimensionnement, guidé par une approche dynamique, s'appuie sur la stratégie de planification DLBA. Cette stratégie, détaillée dans l'organigramme 3.10, est essentielle pour avoir un dimensionnement, assurant l'attribution efficace de chaque véhicule électrique à un chargeur adéquat et la satisfaction complète de leurs besoins en recharge.

Deuxième niveau :

En utilisant les résultats du dimensionnement optimal de la station de recharge comme point de départ de notre étude, on entame l'étape du processus de recharge. Comme décrit dans la Figure 3.11, la procédure de gestion optimale de la recharge commence par la collecte et l'entrée des données relatives aux caractéristiques de chaque véhicule électrique arrivant dans l'intervalle de temps $[t, t + \tau]$, ainsi que les exigences de recharge des utilisateurs, suivant la méthode décrite dans la section (3.2.3). Cela inclut l'état de charge initial SOC^{init} , l'état de charge cible SOC^{targ} , les horaires d'arrivée t^{ar} et de départ t^{dp} , et la capacité de la batterie E^{batt} . Sur cette base, le QMS initie la planification, en assignant les véhicules aux connecteurs de PMS des chargeurs appropriés et en organisant la file d'attente de manière optimale, conformément à la stratégie DLBA basée sur la

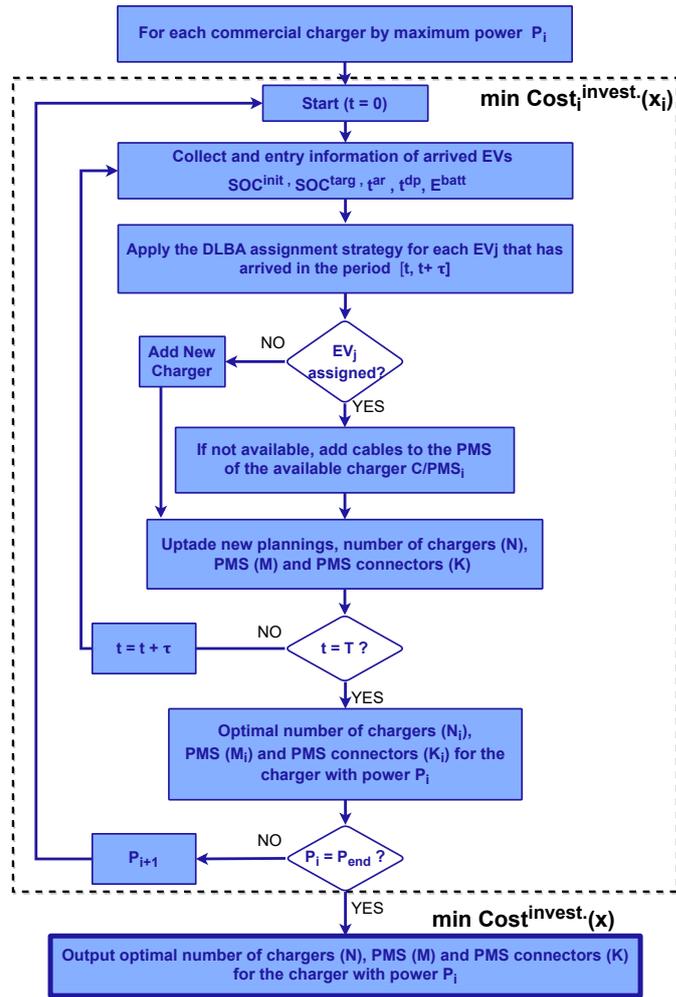


FIGURE 3.10 – Dimensionnement dynamique optimal d’une station de recharge basée sur la planification DLBA.

logique floue, définie dans la section (3.3). La stratégie adoptée pour le choix des chargeurs consiste à privilégier en priorité le remplissage maximal des chargeurs actuellement en file d’attente, tant que les clients n’ont pas de besoins urgents. Les chargeurs vides ou immédiatement disponibles sont alors réservés en dernier recours pour ces clients, afin de pouvoir répondre à d’éventuelles demandes urgentes futures. Ensuite, le système de gestion de l’énergie (EMS) prend le relais, en élaborant l’ordonnancement de la recharge, considérant les besoins spécifiques de chaque véhicule, les contraintes de l’infrastructure de recharge et les variations du coût énergétique. À chaque intervalle τ , l’état de charge de chaque véhicule est mis à jour : si un véhicule arrive à son heure de départ programmée, la connexion de recharge est interrompue et l’énergie restante nécessaire est calculée.

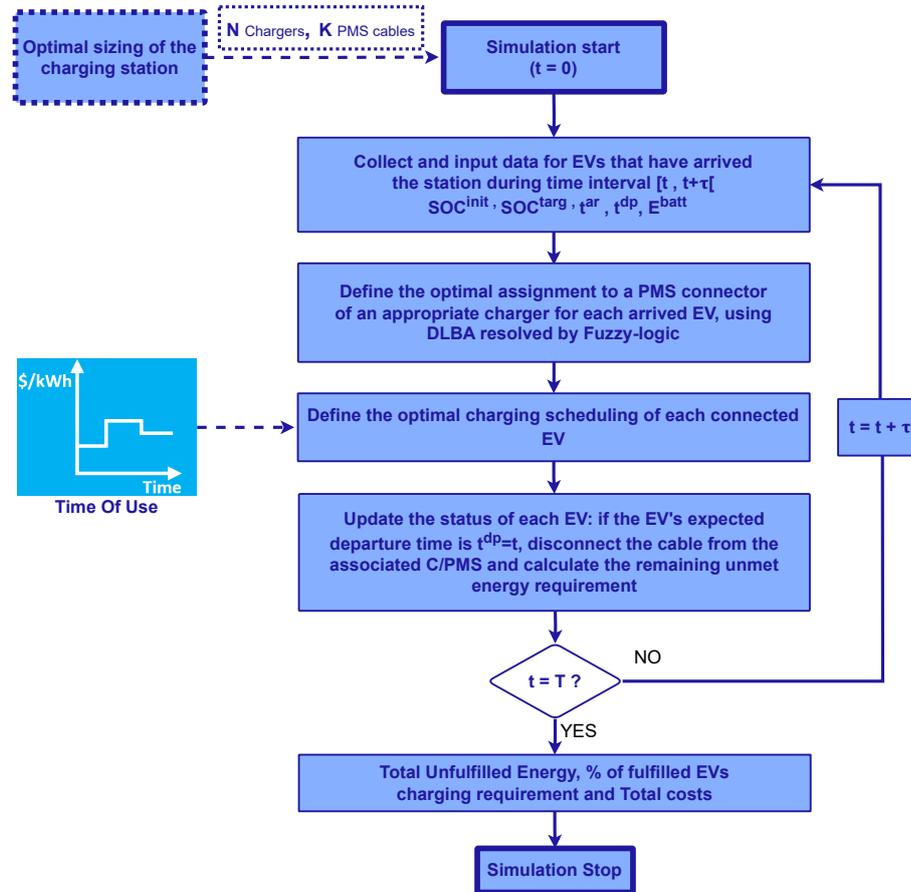


FIGURE 3.11 – Gestion de recharge optimale.

Le processus continue jusqu'à ce que tous les véhicules soient chargés ou que le nombre d'intervalles T prévu pour la simulation soit atteint, marquant la fin de la journée. Cela conduit à l'évaluation du coût total et de l'énergie non fournie.

3.5 Résultats de simulation et discussion

L'analyse des résultats relatifs à la planification de la recharge, présentée dans la section 3.3, indique que l'adoption de la stratégie DLBA, qui vise à maximiser l'utilisation des infrastructures de recharge, pourrait réduire la flexibilité des opérations de gestion de la charge employée par l'EMS. Il est donc essentiel d'évaluer l'impact de cette stratégie sur l'efficacité globale de la recharge. Cette évaluation doit notamment comparer les bénéfices liés au dimensionnement et à la planification optimisée, employant la stratégie DLBA, face aux coûts opérationnels engendrés par l'optimisation de la charge, qui peut être affectée

par cette même stratégie.

3.5.1 Cas d'étude

La recharge des véhicules électriques peut être classifiée selon deux catégories distinctes :

1. Recharge de destination : Celle-ci fait référence à la procédure de recharge du véhicule électrique lorsqu'il atteint une destination où le stationnement est prolongé, comme la résidence, le lieu de travail ou les stations de proximité. Dans ce contexte, l'impératif de recharge est souvent différé, permettant une flexibilité dans le timing.
2. Recharge en transit : Ce mode de recharge est sollicité lorsque le véhicule électrique est en déplacement et que son état de charge atteint un niveau critique. Il traduit une nécessité immédiate de recharge, souvent associée à une attente de rapidité dans le processus.

Dans le cadre de notre cas d'étude, nous nous focalisons principalement sur la recharge de destination. Cette approche, caractérisée par une contrainte temporelle moins urgente, offre un terrain propice à l'implémentation de stratégies optimisées d'ordonnancement de la recharge. Dans ce cas d'étude, on analysera différents niveaux de fréquentation qui permettront d'évaluer la viabilité et l'efficacité de la stratégie DLBA. Sous cette perspective, deux scénarios ont été soigneusement sélectionnés pour couvrir la majorité des cas de recharge courants. Ces scénarios sont caractérisés par différents types de priorités et de besoins de charge, permettant ainsi d'aborder un large éventail de situations potentielles dans la gestion de la recharge des véhicules électriques et offrant une meilleure évaluation de l'impact de la stratégie de planification DLBA :

Le **premier scénario** étudie une station de recharge dans un espace public où la disponibilité et l'accessibilité des bornes sont susceptibles de varier considérablement en raison de la demande fluctuante. Nous prenons l'exemple d'une station publique à forte affluence, typique d'un centre commercial, où les besoins de recharge sont moins urgents. Le **second scénario** porte sur une station de recharge résidentielle, marquée par des pratiques de recharge plus prévisibles et où les reports de charge sont fréquents. Dans ce contexte, les utilisateurs ont l'habitude de charger leurs véhicules à des moments spécifiques, tels que pendant les pauses déjeuner ou après le retour du travail.

Ces scénarios sont examinés sous deux régimes de gestion de la charge (non coordonné et coordonné), et planifiés via les stratégies LBA vs DLBA. La simulation se déroule sur

des intervalles de temps de $\tau = 30$ minutes, ce qui signifie que chaque jour est divisé en $T = 48$ intervalles pour chacun des scénarios.

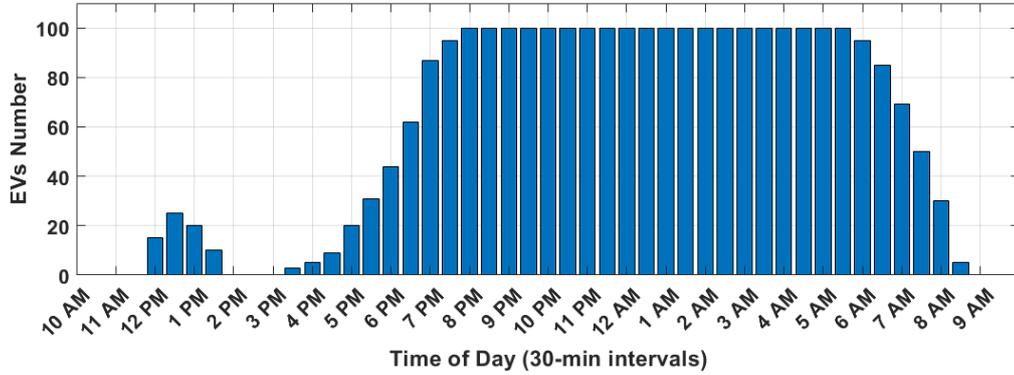


FIGURE 3.12 – Nombre de VE dans une zone résidentielle (modèle de connexion des VE)

Scénario 1 : Station de recharge résidentielle

Comme illustré dans la figure 3.12, la fréquentation typique d’une station de recharge résidentielle se caractérise par deux périodes de pointe distinctes. Le premier pic, observable entre midi et 14h, bien que moins intense avec environ 25% de véhicules branchés, peut s’expliquer par les résidents qui profitent de la pause déjeuner pour recharger leurs véhicules électriques. Cette période peut aussi correspondre à des tarifs d’électricité réduits, incitant ainsi à une recharge économiquement avantageuse. Le second pic, plus significatif, se manifeste vers 17h30, coïncidant avec le retour des résidents à leur domicile, période durant laquelle ils sont susceptibles de brancher leurs véhicules électriques toute la nuit. La courbe dénote un déclin marqué tôt le matin, à mesure que les résidents quittent leur foyer pour une nouvelle journée de travail.

Scénario 2 : Station de recharge dans un centre commercial

La figure 3.13 illustre le modèle de fréquentation de la station de recharge dans un centre commercial, établi en s’inspirant des travaux de [213] et [175], ainsi que des statistiques de fréquentation fournies par Google Maps pour le centre commercial Paridis à Nantes. Ce type de station enregistre généralement des taux de fréquentation élevés aux environs de 12h et après 17h, périodes qui coïncident typiquement aux heures de pauses déjeuner et à la fin de la journée de travail.

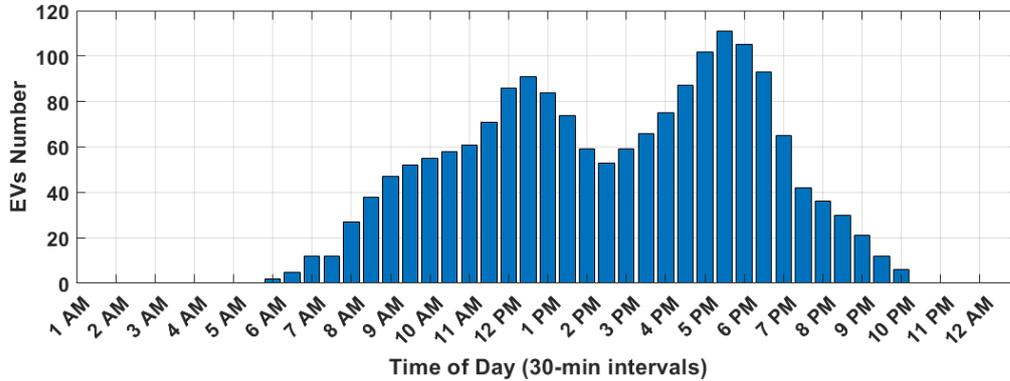


FIGURE 3.13 – Nombre de VE dans un centre commercial (modèle de fréquentation)

3.5.2 Données d’entrée

Configuration des besoins de recharge

Spécification	Détail
Modèle de véhicule	Nissan Leaf SV
Puissance du moteur	214 hp
Couple	339 Nm
Capacité de la batterie	62 kWh
Autonomie	346 Kms
Type de batterie	NMC

TABLE 3.4 – Spécifications de la Nissan Leaf SV PLUS modèle 2022.

Dans le cadre de notre étude, pour des raisons de simplification, nous considérerons que tous les véhicules arrivant à la station de recharge sont des modèles Nissan Leaf SV PLUS de l’année 2022. Les spécifications techniques de ces véhicules sont détaillées dans le tableau 3.4.

Dans le cas d’une station de recharge dans un centre commercial, pour un dimensionnement optimal et réaliste, une analyse approfondie est essentielle. Cette analyse doit intégrer des évaluations quantitatives basées sur des données historiques et des enquêtes, tout en anticipant les besoins futurs de recharge. Il est également crucial de considérer divers facteurs influençant les comportements et les besoins en recharge des utilisateurs de véhicules électriques. Suite à cette analyse, une synthèse et une évaluation des scénarios identifiés sont nécessaires pour en extraire des insights pertinents et élaborer des recommandations stratégiques. Une méthodologie détaillée pour estimer les besoins en recharge,

prenant en compte ces paramètres, est décrite dans l'Annexe D.

Néanmoins, compte tenu des limitations telles que le manque de données, souvent mal collectées, moins détaillées ou confidentielles, ainsi que des contraintes de temps, nous élaborerons un scénario hypothétique fondé sur des caractéristiques de fréquentation typiques des zones étudiées. En outre, vu que notre étude se concentre sur les stations de destination, dont les modèles de fréquentation sont plus prévisibles, cette méthode de génération de données reste fidèle à la réalité. Contrairement à l'étude des stations de recharge de passage, où les modèles de fréquentation sont moins prédictibles et demande plus de précisions.

Pour modéliser les besoins en recharge des véhicules électriques de manière plus réaliste, tout en tenant compte des courbes de fréquentation observées dans les figures 3.12 et 3.13, nous avons établi les hypothèses suivantes :

- Concernant les stations de recharge situées dans les centres commerciaux, nous assumons que les clients stationnent en moyenne pour une durée de deux heures et demie, avec un maximum de quatre heures, ce qui correspond au temps passé pour faire des achats et autres activités. Néanmoins, des exceptions sont prévues pour les clients dits 'sévéres' qui peuvent y rester plus longtemps, voire toute la journée. Ces cas exceptionnels décrivent généralement les employés ou les agents du centre commercial.
- Dans le cas d'une station de recharge résidentielle, la durée de stationnement est généralement plus longue après le retour du travail, tandis qu'elle est plus brève pendant la pause déjeuner. Pour les véhicules garés toute la nuit (arrivant après 17h), le SoC cible est systématiquement fixé à 100%.

En nous limitant à ces conditions, les besoins de recharge, tels que l'état de charge initial (SOC^{init}) et l'état de charge cible (SOC^{targ}), sont générés selon une distribution uniforme.

Paramètres constants d'optimisation

Structures tarifaires du réseau électrique principal :

Comme illustré dans la figure 3.14, le coût électrique, C^{elect} , est calculé en se basant sur les données présentées dans la section 2.6 du deuxième chapitre et [2]. Ce coût représente une moyenne pondérée des coûts des saisons d'été et d'hiver.

Composition de prix de ressources de recharge :

Le tableau 3.5 offre un comparatif des prix des chargeurs de véhicules électriques les plus couramment utilisés dans le commerce, classés par niveau de puissance, ainsi que

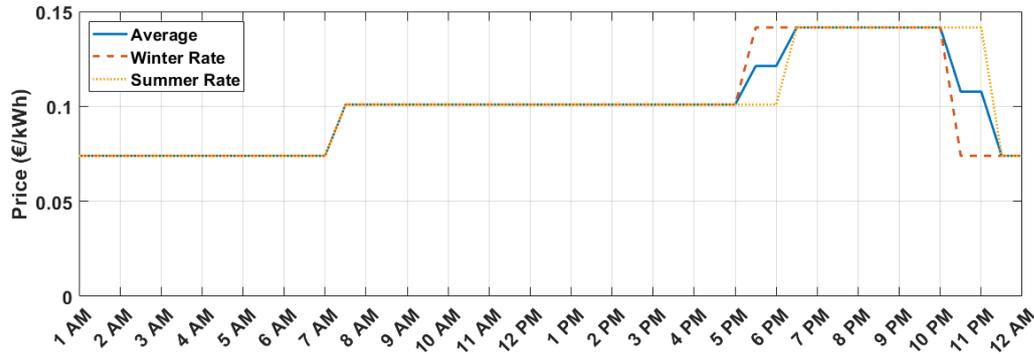


FIGURE 3.14 – Modèle de tarification électrique statique.

TABLE 3.5 – Prix approximatifs et puissances nominales des chargeurs de VE disponibles sur le marché ainsi que du PMS proposé.

Charger Type	AC Destination			DC Fast Charging	
	Wallbox 7.4 kW (1 ϕ)	Wallbox 11 kW (3 ϕ)	22 kW (3 ϕ)	50 kW	150 kW
Average Price (€)	800	1 000	3 500	25 000	50 000
PMS Price (€)	coef	0.5x	0.4x	0.2x	
	Cost _c ^{PMS}	100	250	500	

le coût correspondant du PMS pour chaque catégorie de puissance. Les chargeurs sont divisés en deux grandes catégories : les chargeurs de destination (AC), qui comprennent les Wallbox et les bornes connectées, et les chargeurs rapides (DC).

Paramètres de besoins en recharge de VE et contraintes infrastructurelles de chaque scénario :

La Table 3.6 offre une analyse systématique des besoins en recharge de véhicules électriques et des contraintes infrastructurelles associées dans les deux scénarios (Zone résidentiel et centre commercial) :

Dans le cadre de ces études de cas, les capacités des stations sont dimensionnées pour gérer la recharge de 100 VE pour le scénario de zone résidentiel, et jusqu’à 360 VE pour les stations hautement fréquentées telles que celles situées dans les centres commerciaux. Pour garantir une recharge immédiate pour les 25% des véhicules arrivant à domicile pendant la pause déjeuner, il est nécessaire de prévoir un minimum de 25 chargeurs.

La puissance totale allouée à l’ensemble des chargeurs doit rester dans les limites imposées par les contraintes règlementaires et des installations électriques existantes. Cela inclut la capacité des dispositifs de protection, du câblage et des équipements de transformation, ainsi que la puissance maximale souscrite dans les contrats d’approvisionnement en élec-

TABLE 3.6 – Comparaison des exigences de recharge des VE et des contraintes d’infrastructure dans différents scénarios.

Category	Boundaries					EV Charging Requirement			
	P^{\max} (kW)	N^{\min}	N^{\max} M^{\max}	K^{\min}	K^{\max}	Complete Charge Priority ?	SOC^{targ}	Charging Duration	Parking Duration
Residential	1 500	25	100	25	100	✓	100%	++	+++
Shopping Center	2 500	1	160	1	160	x	$\leq 100\%$	+	++

tricité. Ces contraintes se traduisent par des plafonds de puissance de 1500 kW pour les stations résidentielles et celles des lieux de travail, tandis que les stations de recharge des centres commerciaux sont limitées à 2500 kW.

Par rapport au SOC^{targ} , pour les scénarios impliquant de longues durées de stationnement, les utilisateurs vont systématiquement requérir une charge complète par défaut, avec un State of Charge cible de 100%.

Paramétrage du coefficient de pénalité :

Afin de respecter les variations du coefficient de pénalité α , comme indiqué dans l’équation (3.18), nous le modélisons à l’aide d’une fonction exponentielle, exprimée sous la forme $a \cdot \exp(b \cdot C^{elec})$, où a et b sont des constantes. Dans notre cas, nous avons $a = 5$ et $b = -34$. Cette modélisation est effectuée en utilisant une analyse de régression pour ajuster la fonction exponentielle aux données observées, permettant ainsi de refléter fidèlement les tendances indiquées par le coefficient de pénalité α dans chaque cas.

Dans le contexte spécifique des stations de recharge résidentielles, le système EMS est contraint de charger tous les véhicules sans interruption, même lorsque le coût de l’électricité est élevé. Par conséquent, il n’est pas nécessaire de considérer une pénalité dans ce cas, ce qui implique que le coefficient α est toujours fixé à 0.

3.5.3 Résultats du système d’optimisation

Comme expliqué dans la section 3.4.2, notre système d’optimisation adopte une approche en deux niveaux. La première étape se concentre sur le dimensionnement optimal de la station de recharge. Ensuite, en se basant sur les résultats de ce dimensionnement, le système procède à la gestion optimale des processus de recharge au sein de la station, subdivisée en deux phases clés : la planification et l’ordonnancement des opérations de recharge.

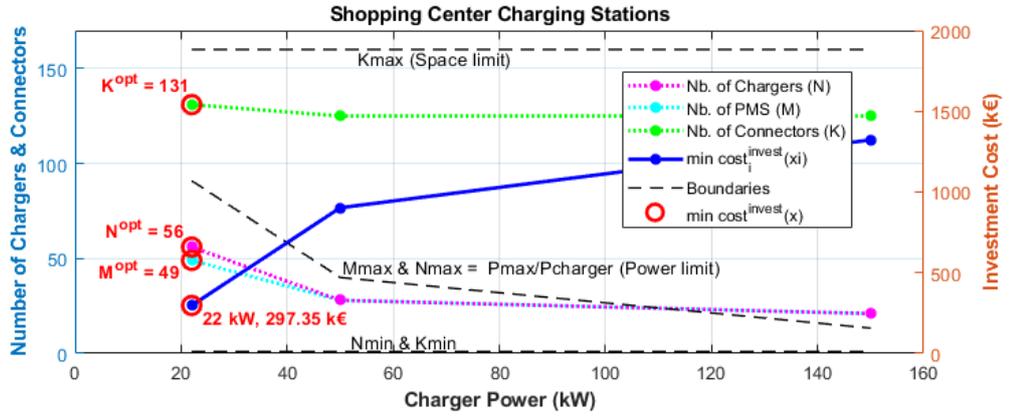
Au premier niveau, deux éléments essentiels seront pris en compte :

- Dans le contexte des centres commerciaux, les wallbox sont exclues du processus d’optimisation en raison de leur inadéquation avec les besoins de recharge rapide. Elles sont conçues pour des scénarios de recharge de longue durée, typiques des environnements résidentiels où les véhicules sont stationnés pendant de longues périodes.
- Sachant que les stations de recharge en zone résidentielle doivent répondre de manière précise et fiable aux besoins des utilisateurs, le dimensionnement doit être suffisamment robuste pour couvrir tous les besoins potentiels, y compris dans les scénarios les plus exigeants. Nous envisageons donc le cas extrême où tous les véhicules arrivent à la station avec des batteries totalement déchargées, nécessitant une recharge complète.

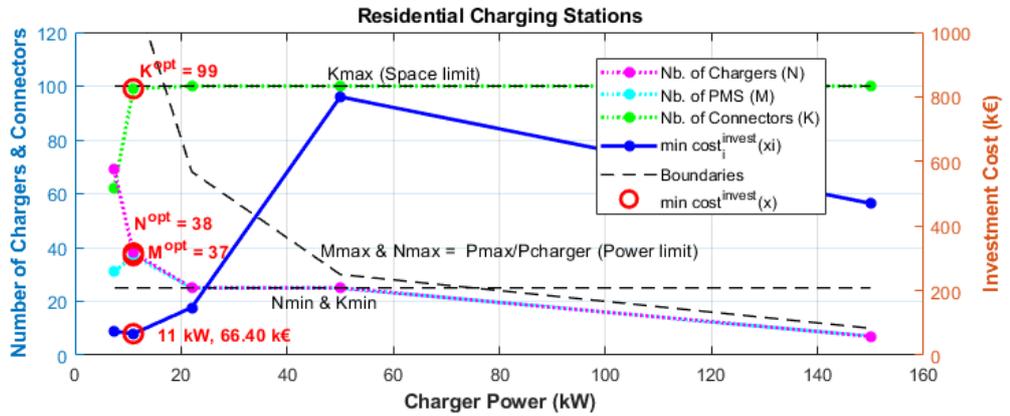
Premier niveau : Dimensionnement optimal de la station de recharge avec PMS (LBA vs DLBA)

Suite à l’implémentation de l’approche de dimensionnement optimal pour chaque catégorie de puissance des chargeurs, en exploitant la méthode DLBA pour la planification, nous obtenons les résultats illustrés dans la Figure E.2. L’analyse des résultats révèle que dans les centres commerciaux, les chargeurs de 22 kW constituent l’option la plus rentable. En revanche, pour les zones résidentielles, les chargeurs de 11 kW s’avèrent suffisants pour répondre aux besoins de recharge avec un minimum d’investissement. Ces conclusions prennent en compte le respect des contraintes énoncées dans les équations (3.7), (3.9) et (3.10). La distribution des durées de stationnement et des besoins en temps de charge, illustrées par les Figures 3.16a et 3.16b, confirment que les puissances choisies répondent efficacement aux exigences spécifiques à chaque scénario.

Pour les puissances identifiées, des informations détaillées sur le nombre optimal de connecteurs par chargeur sont fournies dans l’annexe E. Comme illustré dans le tableau E.1, spécifiquement pour les stations de charge situées dans les centres commerciaux, notre système attribue des chargeurs à simple connecteur (SOSC) aux clients urgents ou à ceux arrivant tardivement en fin de journée et ne trouvant pas de places de recharge disponibles. La décision de maintenir ou d’éliminer ces chargeurs dans le plan de la station de recharge revient au propriétaire. Si l’objectif est de réduire au maximum l’utilisation des ressources, quitte à affecter la satisfaction de certains clients, une réduction supplémentaire des coûts d’infrastructure est possible en retirant ces chargeurs à simple connecteur (SOSC). En

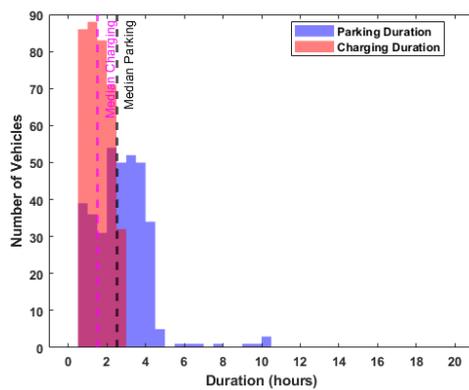


(a) Cas du centre commercial

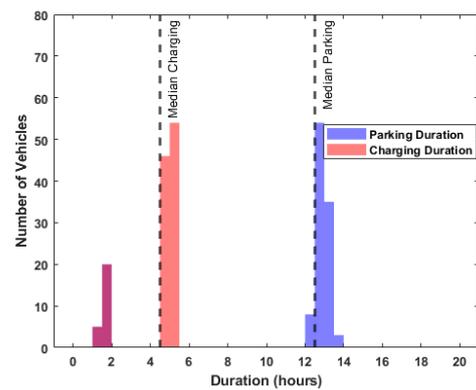


(b) Cas de zone résidentielle

FIGURE 3.15 – Dimensionnement optimal des stations de recharge dans les cas résidentiels et des centres commerciaux.



(a) Cas du centre commercial

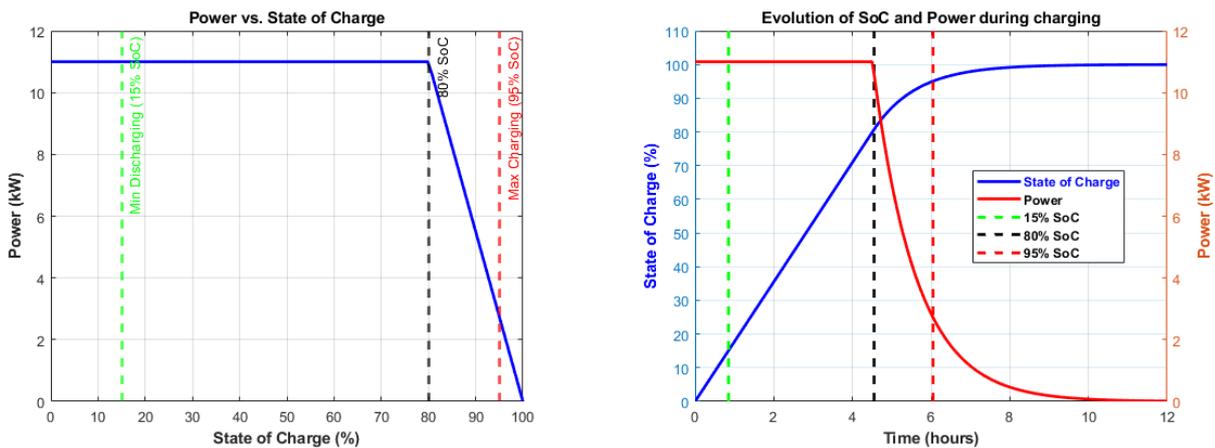


(b) Cas de zone résidentielle

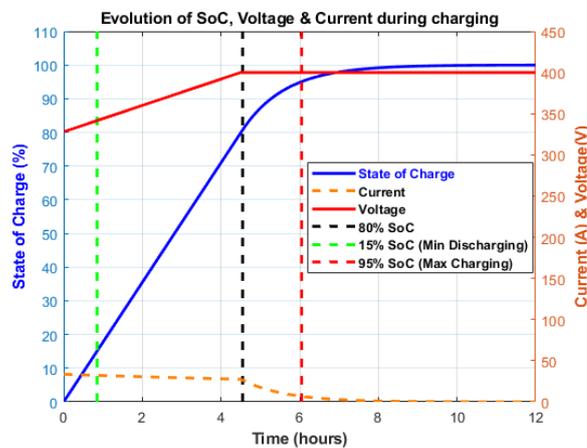
FIGURE 3.16 – Histogrammes superposés des durées de stationnement et de recharge.

revanche, si le propriétaire accorde la priorité à la satisfaction complète de sa clientèle, ces chargeurs seront conservés. Dans le cadre de notre étude, nous adoptons cette dernière approche.

Génération du profil de charge des VEs dans chaque scénario :



(a) Profil de charge : Puissance de charge en fonction de SOC. (b) Profil de charge : Puissance de charge et SOC en fonction du temps.

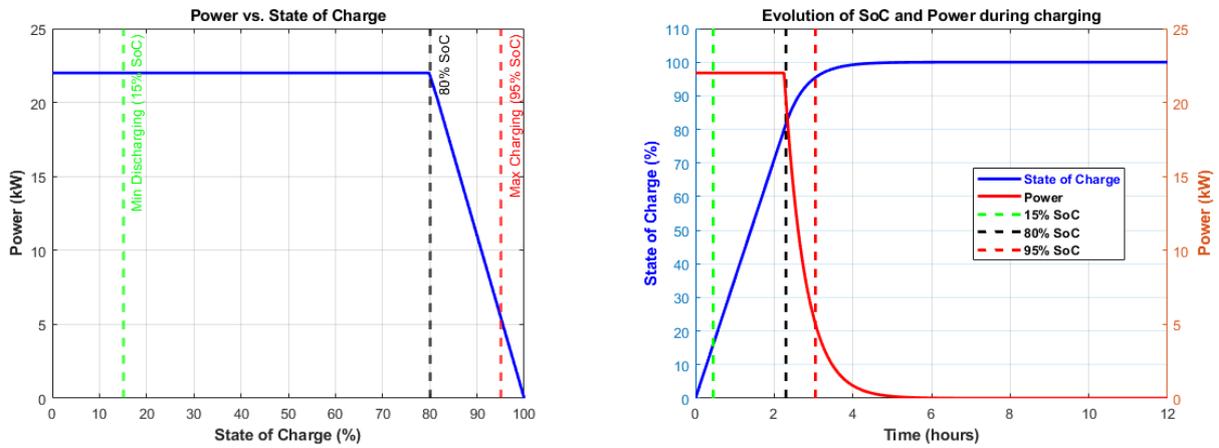


(c) Profil de charge : Tension et courant de charge en fonction du temps.

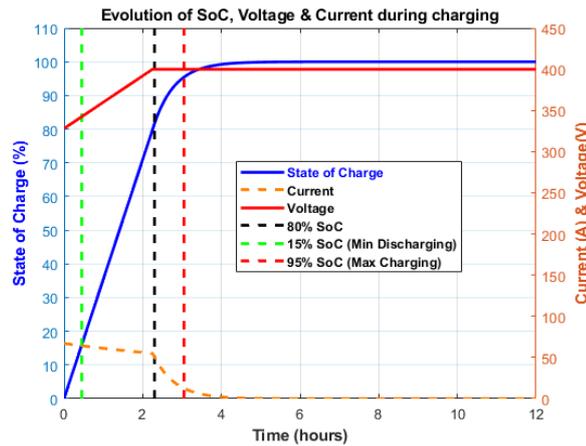
FIGURE 3.17 – Profil de charge de la Nissan Leaf SV utilisant un chargeur de 11 kW - Cas d'une zone résidentielle.

Méthode de calcul :

Conformément aux équations (3.19) et (3.20) décrites dans la section 3.4.2, nous avons



(a) Profil de charge : Puissance de charge en fonction de SOC. (b) Profil de charge : Puissance de charge et SOC en fonction du temps.



(c) Profil de charge : Tension et courant de charge en fonction du temps.

FIGURE 3.18 – Profil de charge de la Nissan Leaf SV utilisant un chargeur de 22 kW - Cas d'un centre commercial.

établi les profils de charge de ce véhicule. Les figures 3.17a et 3.17b illustrent, respectivement, l'évolution de la puissance en fonction de l'état de charge (SOC) et la progression conjointe de la puissance et du SOC dans le temps dans le cas d'utilisation d'un chargeur de 11 kW. Dans le même esprit, les figures 3.18a et 3.18b démontrent ces caractéristiques dans le cas d'utilisation d'un chargeur de 22 kW.

Pour établir le profil de recharge, en considérant l'évolution temporelle de la tension et du courant, la phase de Courant Constant (CC) est prise en compte en premier. Pendant

cette phase, le courant reste fixe tandis que la tension monte graduellement du niveau le plus bas V^{min} jusqu'à atteindre la tension nominale de la batterie V^{nom} , correspondant à 80 % du SOC. Par la suite, durant la phase de Tension Constante (CV), le courant, qui est proportionnel à la puissance, diminue progressivement à mesure que le SOC augmente, jusqu'à ce qu'il s'annule entièrement lorsque la batterie est complètement chargée (SOC = 100%). Cette dynamique est illustrée dans les figures 3.17c et 3.18c, représentant respectivement la tension et le courant de charge en fonction du temps pour les chargeurs de 11 kW et 22 kW.

Pour définir la tension minimale de la batterie V^{min} , nous nous référons aux caractéristiques des batteries lithium-ion de la Nissan Leaf, qui emploient une chimie à base de manganèse connue sous le nom d'oxyde de lithium-manganèse (LiMn2O4) ou d'oxyde de lithium nickel manganèse cobalt (NMC). Les batteries NMC opèrent sur une plage de tension s'étendant de 3,0 V à 4,2 V par cellule, avec une tension nominale commune située entre 3,6 V et 3,7 V, comme indiqué dans [214]. Par conséquent, la tension minimale de la batterie est fixée à environ 80 à 85% de sa valeur nominale.

Limitation de la charge et décharge de la batterie par les constructeurs automobiles :

En pratique, afin de maximiser la longévité des batteries des véhicules électriques et de garantir la sécurité, les fabricants automobiles déploient des stratégies spécifiques pour la gestion de la charge et de la décharge des batteries : Les véhicules électriques sont souvent programmés pour arrêter la charge avant d'atteindre la capacité complète, une mesure qui vise à réduire le stress thermique sur la batterie et à prolonger ainsi sa durée de vie. Par ailleurs, dans la gestion de la décharge, les véhicules électriques sont programmés pour afficher 0% de charge sur le tableau de bord avant que la batterie ne soit complètement déchargée. Cette approche maintient une petite réserve de charge, protégeant la batterie contre les dommages causés par une décharge profonde.

Dans notre étude, la charge maximale est limitée à environ 95% et l'état de charge minimal à environ 15%. Toutefois, conformément à la programmation du constructeur automobile, des adaptations sont mises en œuvre pour que l'état de charge perçu par le client se situe toujours entre 0% et 100%. Néanmoins, les analyses et le traitement des données se basent sur l'état réel de la batterie, plutôt que sur ces valeurs perçues.

Deuxième niveau : Gestion de recharge optimale

Dans cette section, nous présentons les résultats de notre analyse sur la planification et l'ordonnancement optimal, avec pour objectif d'évaluer l'efficacité des deux stratégies de planification, LBA et DLBA. L'accent est mis sur les deux critères : **l'utilisation des ressources via le (QMS) de chaque stratégie et la flexibilité du système de gestion de l'énergie (EMS)**. Cette évaluation est réalisée dans deux scénarios distincts : une station de recharge située dans un centre commercial et une autre en zone résidentielle.

Par rapport aux résultats présentés, les parties supérieures des Figures 3.19 et 3.20 illustrent la répartition des véhicules électriques après la planification et l'ordonnancement. Afin de simplifier la lecture des résultats, chaque ID de véhicule est représenté par un code couleur spécifique. La couleur varie du rouge pour l'ID le plus élevé à l'extrémité supérieure de l'échelle, au bleu pour l'ID le plus bas à l'extrémité inférieure. Par exemple, le véhicule avec l'ID=1 est représenté en bleu, tandis que le dernier véhicule arrivé est représenté en rouge. Les parties inférieures des Figures 3.19 et 3.20 représentent l'évolution de la puissance demandée par les véhicules dans la station, ce qui permet de comparer les différentes stratégies de planification pour les deux cas de chargement coordonné et non coordonné.

— Utilisation des Ressources :

Comme illustré dans la partie supérieure des Figures 3.19 et 3.20, l'approche LBA entraîne une distribution uniforme des véhicules électriques à travers tous les chargeurs disponibles. Cette répartition est mise en évidence par une séquence ordonnée de couleurs représentant différents IDs de véhicules, classés en ordre croissant selon leur heure d'arrivée. Cette organisation résulte de la stratégie LBA qui attribue les véhicules arrivants aux premiers chargeurs disponibles ou, en cas d'indisponibilité immédiate, les place en fin de file d'attente. LBA ne cherche pas à maximiser l'occupation de chaque chargeur de manière isolée ; il vise plutôt une utilisation globalement efficace de l'ensemble des ressources de recharge.

Cependant, cette méthode peut ne pas être optimale en termes d'utilisation des ressources disponibles, comme en témoignent les espaces non utilisés, ou "vides", visibles au milieu des figures. Ces interruptions dans l'ordonnancement peuvent augmenter le nombre de chargeurs nécessaires pour répondre à la demande de recharge, conduisant à des coûts d'infrastructure accrus.

En contraste, la méthode DLBA, se distinguant par sa gestion dynamique des files d'Attente, réorganise activement l'ordre des véhicules en fonction des besoins

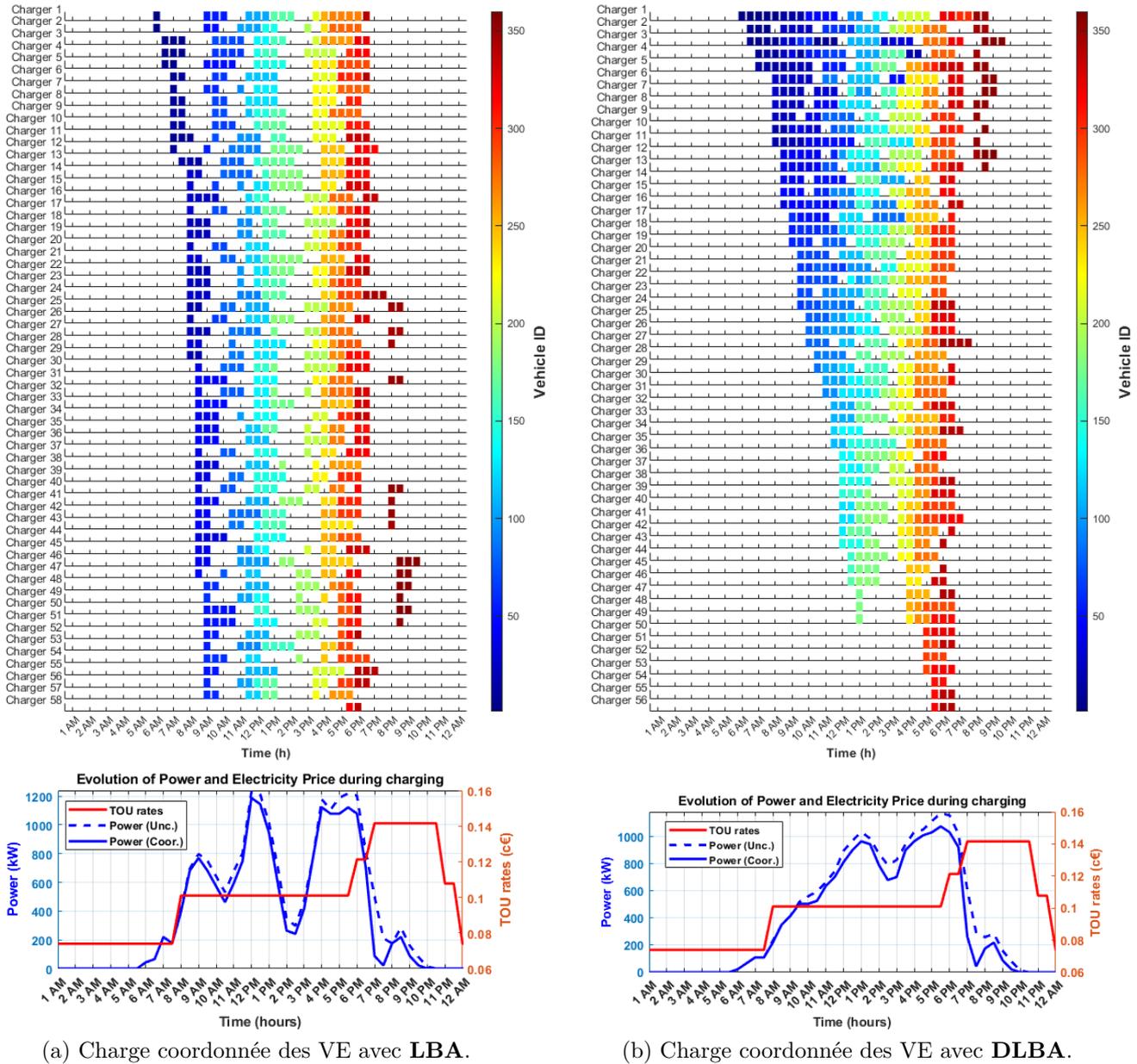


FIGURE 3.19 – Évaluation de la charge coordonnée pour les VE assignés et en file d’attente avec les stratégies LBA vs. DLBA - Cas d’un centre commercial.

changeants de recharge et de la disponibilité des chargeurs, visant à maximiser l’utilisation des chargeurs. Les véhicules arrivant plus tard peuvent être intégrés au milieu de la file d’attente, comme le démontre une plus grande diversité de couleurs

dans la planification. Cette stratégie a entraîné une diminution significative du temps d'inactivité des chargeurs, optimisant ainsi leur utilisation. En conséquence, cela a réduit le besoin en ressources par rapport à l'approche traditionnelle LBA.

— Flexibilité du Système de Gestion de l'Énergie

Selon les résultats présentés dans la partie inférieure de la Figure 3.19 nous constatons que, dans les stratégies LBA et DLBA, les efforts pour réduire l'impact de chargement des VEs sur la stabilité du réseau se heurtent à la spécificité de la demande de recharge, qui se concentre principalement durant les heures pleines. Cette particularité limite la capacité du système EMS à redistribuer efficacement la charge en dehors de ces périodes, où les coûts sont plus bas et l'impact sur le réseau électrique est réduit. Pour remédier à ce problème, l'adoption d'une stratégie de pénalité, visant à réduire la charge des véhicules dont l'état de charge (SOC) n'est pas urgent, a prouvé son efficacité, en particulier pendant les heures de pointe. Cette stratégie a joué un rôle clé dans la réduction de la congestion du réseau, contribuant ainsi à sa stabilité.

Il convient de souligner que cette amélioration de l'efficacité s'avère particulièrement notable dans le cadre des configurations de chargeurs multiports. Dans ces situations, l'EMS dispose d'une marge de manœuvre réduite pour gérer les créneaux de recharge des véhicules électriques.

Selon la figure 3.20, la stratégie de pénalité n'est pas prise en compte dans le contexte des stations de recharge résidentielles ; par conséquent, le système EMS est contraint de procéder à la charge de tous les véhicules de manière continue, même lorsque le coût de l'électricité est élevé. Malgré cette contrainte, l'EMS a démontré son efficacité, étant donné que les périodes de stationnement des véhicules coïncident souvent avec les heures creuses. De plus, la durée prolongée de stationnement des véhicules offre à l'EMS suffisamment de temps pour ajuster les sessions de charge à ces heures à tarif réduit.

Le tableau 3.7 résume une étude comparative portant sur les architectures de chargeurs à simple connecteur (SOSC) et à système multiport (PMS), ainsi que sur les stratégies de gestion de recharge DLBA et LBA, appliquées dans deux scénarios distincts : résidentiel et centre commercial. L'analyse de ce tableau met en lumière des insights pertinents quant à la performance de la stratégie DLBA en comparaison avec celle de LBA, soulignant la manière dont ces stratégies varient en fonction du contexte spécifique d'application.

— D'un point de vue architectural, le tableau révèle que l'utilisation de chargeurs

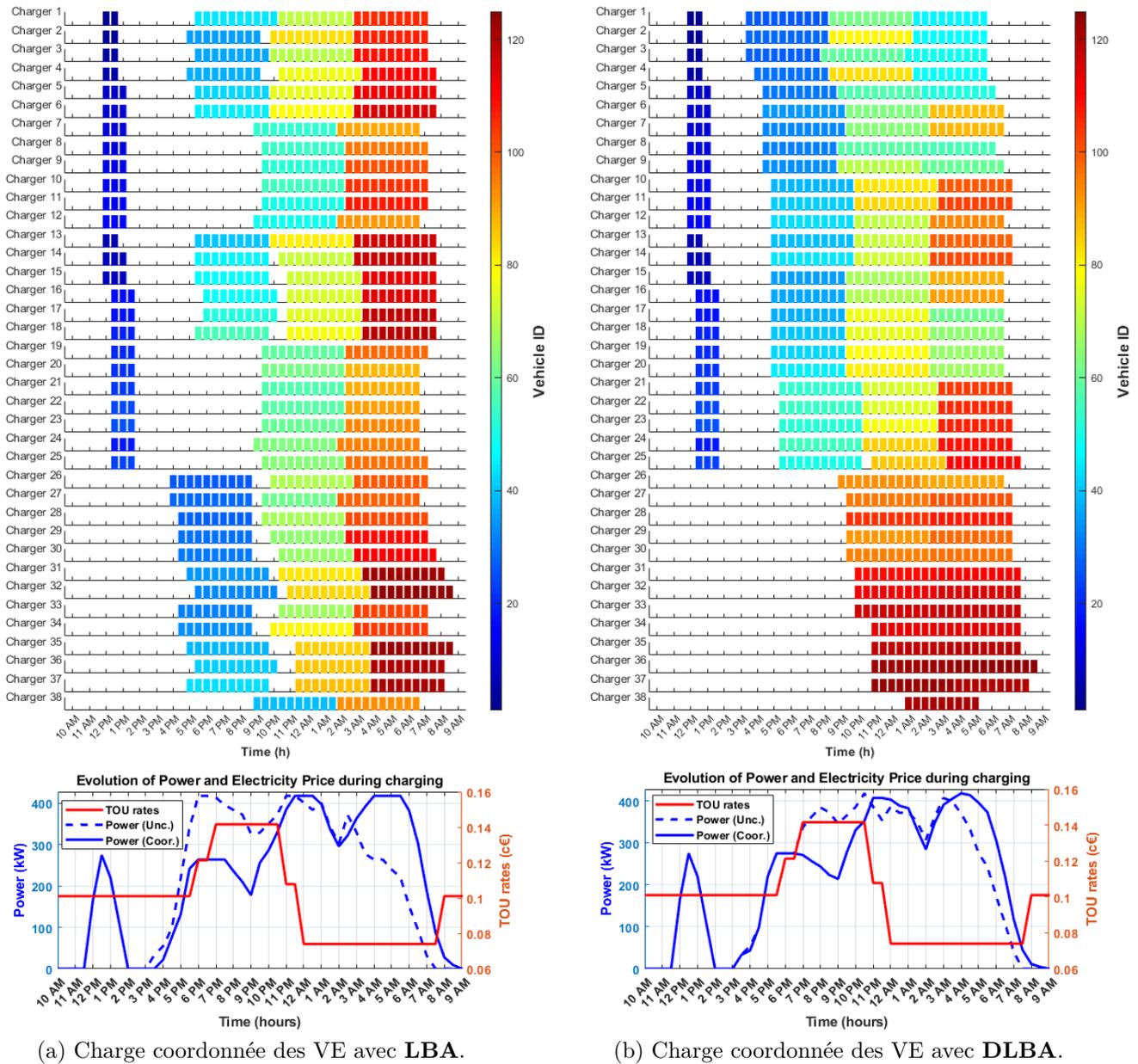


FIGURE 3.20 – Évaluation de la charge coordonnée pour les VE assignés et en file d’attente avec les stratégies LBA vs. DLBA - Cas d’une zone résidentielle.

équipés de multiports offre des avantages significatifs en termes de coûts d’investissement par rapport aux chargeurs SOSC. Cette économie peut atteindre jusqu’à 15 000 € dans le cadre résidentiel et 80 000 € dans les centres commerciaux, repré-

TABLE 3.7 – Comparaison entre la planification coordonnée et non coordonnée avec les stratégies LBA et DLBA dans les deux zones (résidentielle et centre commercial).

	Spot Type	Planning Strategy	Oper. Strategy	Optimal sizing (P,N,M,K)				Invest. Cost (k€)	Daily Operation cost (€)			Eqv. Daily Cost per EV (€)	
				Charger Power (kW)	SOSC Charger Nb.	PMS Nb.	PMS Connect. Nb.		Electric. Cost (€)	Penalty Cost (€)	Total Cost (€)		
Residential	SOSC	-	Uncoor.	7	100	-	-	80	563	0	563	5.63	
			Coor.						342	0	342	3.42	
	PMS	LBA	Uncoor.	11	38	38	100	67	532	0	532	5.32	
			Coor.						490	0	490	4.9	
		DLBA	Uncoor.	11	38	37	99	66.4	523	0	523	5.23	
			Coor.						497	0	497	4.97	
	Shopping Center	SOSC	-	Uncoor.	22	111	-	-	388.5	1046	0	1046	2.9
				Coor.						929	82	1011	2.81
PMS		LBA	Uncoor.	22	58	56	140	316.4	1 053	0	1 053	2.92	
			Coor.						921	89	1 010	2.8	
		DLBA	Uncoor.	22	56	49	131	297.3	1 063	0	1 063	2.95	
			Coor.						929	89	1 018	2.82	

sentant un gain équivalent à 25%. Toutefois, l’architecture SOSC se distingue par une meilleure efficacité en matière de gestion énergétique (voir ANNEXE G). Le système de gestion de l’énergie (EMS) est plus efficace pour maximiser l’utilisation des périodes creuses pour la recharge des véhicules électriques, ce qui permet de réduire les coûts opérationnels quotidiens par véhicule électrique, avec une différence d’environ 1 € par véhicule par rapport aux chargeurs équipés de PMS.

- Du point de vue de la gestion de recharge, au sein des centres commerciaux, la stratégie DLBA démontre une plus grande efficacité que la LBA en matière de ressources requises, nécessitant 2 chargeurs SOSC, 7 systèmes PMS et 9 connecteurs de moins que LBA. Cela se traduit par un gain d’environ 19 000€ en termes d’investissements dans l’infrastructure de recharge. Cependant, il est à noter que ni LBA ni DLBA n’ont réussi à établir un ordonnancement parfaitement efficace, avec le coût énergétique par véhicule variant seulement de quelques centimes d’€ .

En ce qui concerne la recharge dans les contextes résidentiels, la stratégie DLBA montre des avantages non négligeables par rapport à LBA. Elle offre une économie de 600€ sur les coûts d’investissement de l’infrastructure de recharge. En termes de coûts opérationnels, la LBA se révèle légèrement plus bénéfique que la DLBA, avec une différence de 7 centimes d’€ par véhicule. La durée étendue de station-

nement des véhicules permet à l’EMS de disposer de suffisamment de flexibilité pour reprogrammer les sessions de recharge durant les heures à tarif réduit, ce qui engendre une économie supplémentaire d’environ 50 centimes d’€ par véhicule.

3.5.4 Discussion

Du point de vue architectural, l’étude souligne les avantages financiers significatifs de l’architecture multiport comparée à celle du chargeur à simple connecteur (SOSC), avec des économies en coût d’investissement pouvant aller jusqu’à 25%.

En termes de gestion d’énergie, compte tenu de la particularité des configurations de chargeurs multiports, visant à utiliser les chargeurs de manière plus intense, le système EMS dispose de moins de flexibilité pour gérer les périodes de charge des véhicules électriques. Dans ce contexte, l’adoption d’une stratégie de pénalité s’avère être un complément efficace à l’ordonnancement, en aidant à moduler la demande de charge et à réduire l’impact sur le réseau.

Sur le plan de la planification, la méthode DLBA, avec sa gestion dynamique des files d’attente, ajuste proactivement l’ordre des véhicules dans la file en fonction de l’évolution des besoins de recharge et de la disponibilité des chargeurs. Cela permet d’optimiser l’utilisation des chargeurs, nécessitant ainsi moins de ressources d’infrastructure et générant plus d’économies. Cette approche est particulièrement avantageuse dans les environnements à forte affluence et à besoins de recharge moins pressants, comme dans les centres commerciaux.

Dans le contexte résidentiel, caractérisé par une abondance de ressources de recharge dimensionnés sur mesure pour répondre de manière fiable aux besoins spécifiques de chaque véhicule, la gestion de la charge ne se concentre plus sur la nécessité de répondre à une demande excédentaire. Elle s’oriente plutôt vers l’efficacité énergétique et la gestion optimale des coûts opérationnels. Dans de telles circonstances, une stratégie qui maximise l’utilisation uniforme de toutes les ressources de recharge et garantit un accès équitable à tous les chargeurs, s’avérerait plus préférable.

3.6 Conclusion

Ce chapitre présente une avancée significative dans le secteur des stations de recharge pour véhicules électriques : le système multiport amovible dédié aux chargeurs. Brevetée

internationalement, cette innovation vise à maximaliser l'automatisation du processus de recharge. Grâce à sa capacité de connexion multiple, le système facilite la rotation des charges, permettant ainsi la prise en charge du véhicule suivant sans être perturbé par la présence de véhicules hors de leurs créneaux définis. Cela rend possible l'adhérence aux horaires de recharge définis par les stratégies de gestion, même lorsque certains véhicules demeurent connectés sans être activement en charge. En outre, cette architecture a également démontré son avantage en termes d'optimisation du nombre de chargeurs nécessaires, se traduisant par un gain significatif d'investissement par rapport aux architectures SOSC standards.

Afin d'optimiser l'accès au système multiport, une stratégie de planification à double couche, nommée Double Layer Laxity-Based Approach (DLBA), a été développée. Cette stratégie, axée sur une gestion dynamique des files d'attente, ajuste proactivement l'ordre des véhicules en attente en fonction des besoins évolutifs de recharge et de la disponibilité des chargeurs. De plus, DLBA améliore la gestion du flux des véhicules avant la recharge grâce à un système de gestion de la file d'attente (Queue Management System, QMS) en interaction avec un système d'acquisition. Ce dernier collecte les informations relatives aux besoins de charge des véhicules avant leur connexion à un chargeur, permettant ainsi une allocation plus efficace des ressources de recharge.

Les résultats montrent que l'approche DLBA est particulièrement performante en ce qui concerne la gestion des files d'attente et l'attribution des points de recharge pour les véhicules électriques. Elle surpasse nettement la méthode de planification LBA, que ce soit en termes de réactivité face aux demandes de recharge ou du nombre de chargeurs nécessaires pour répondre aux besoins des véhicules en attente.

Toutefois, cette amélioration présente certains inconvénients. La spécificité de l'architecture de chargeur multiport, couplée à la méthode DLBA visant à maximiser l'utilisation des chargeurs, réduit les périodes d'inactivité de ces derniers, entraînant une utilisation plus soutenue. Cette intensification peut limiter la flexibilité du système de gestion de l'énergie (EMS) pour ajuster les créneaux de recharge en réponse aux fluctuations de la demande du réseau électrique, particulièrement durant les heures de pointe. De plus, DLBA se trouve moins performante dans des scénarios de charge de longue durée, tel le cas de station de recharge résidentielle, où la priorité est donnée à l'efficacité énergétique et à la gestion des coûts opérationnels, plutôt qu'à répondre à une demande excédentaire.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Conclusion

Le passage vers une mobilité électrique soulève d'importants enjeux techniques et environnementaux. Dans ce contexte, cette thèse a eu pour ambition d'apporter des solutions concrètes et innovantes à deux problématiques majeures identifiées après l'analyse de l'état de l'art : premièrement, minimiser l'impact de la recharge des véhicules électriques sur le réseau électrique, et deuxièmement, garantir un accès optimal aux stations de recharge.

Le **chapitre 1** a jeté les fondations en scrutant l'état actuel de la technologie des véhicules électriques et des stations de recharge. Cette première partie a non seulement offert un aperçu des différents types de véhicules électriques et des chargeurs disponibles, mais a aussi mis en lumière les conséquences d'une recharge non contrôlée sur le réseau électrique, ainsi que les solutions potentielles pour y faire face. Face aux défis identifiés, plusieurs pistes de solutions ont été explorées, incluant l'adoption des technologies V2G (Vehicle-to-Grid) et V2V (Vehicle-to-Vehicle), l'intégration de ressources énergétiques décentralisées, et surtout la mise en place d'une planification coordonnée de la recharge des véhicules. Ces réflexions ont permis de dégager des axes d'optimisation et d'amélioration, lesquels orientent et enrichissent notre recherche.

Poursuivant sur cette lancée, le **chapitre 2** a approfondi l'une des solutions identifiées : atténuer l'impact de la recharge sur le réseau. Pour ce faire, l'intégration des énergies renouvelables et du stockage d'énergie dans les stations de recharge a été mise en avant, avec une attention particulière portée à l'apport d'un système de stockage d'énergie à base de volant d'inertie. Une analyse technico-économique a comparé deux configurations de stockage d'énergie : l'une combinant batterie et panneaux photovoltaïques, et l'autre associant volant d'inertie et PV. Cette analyse technico-économique a été conduite sur une période de 20 ans, en se basant sur un système de recharge qui a été rigoureusement optimisé, tant du point de vue du dimensionnement que de la gestion d'énergie. Les résultats de l'étude ont mis en évidence un potentiel significatif pour le stockage au moyen du volant d'inertie. En outre, le modèle technico-économique que nous avons élaboré se distingue par sa flexibilité et sa capacité d'évolution. Il offre une base solide pour des

recherches futures à une échelle plus large, intégrant divers systèmes (ressources d'énergies renouvelables et moyens de stockage d'énergie hybrides), et peut être ajusté en tenant compte des particularités régionales, y compris les conditions climatiques.

Cependant, en dépit de ces progrès, la gestion du processus de recharge des véhicules électriques demeure un défi, comme en témoigne la diversité des méthodes examinées jusqu'à présent. L'intervention humaine reste un obstacle majeur à leur mise en œuvre efficace, notamment lorsque les utilisateurs ne respectent pas les créneaux prévus ou maintiennent leurs véhicules connectés sans raison. Face à ce constat, le **troisième chapitre** s'attaque au deuxième défi identifié : assurer un accès optimal aux stations de recharge. Pour ce faire, une innovation majeure est présentée : le système multiport amovible. Ce dispositif avant-gardiste vise à minimiser l'intervention humaine en favorisant une rotation de la recharge automatique, perfectionnant ainsi le cycle de recharge.

De surcroît, afin d'augmenter la performance de ce système, une méthode de gestion de file d'attente et d'accessibilité aux chargeurs, nommée Double Layer Laxity-Based Approach (DLBA), a été élaborée. Cette approche a démontré des améliorations significatives en comparaison avec les stratégies antérieures, notamment en termes de gains sur les investissements en infrastructures. Toutefois, il est essentiel de souligner qu'en maximisant l'usage des chargeurs, on peut paradoxalement, diminuer la marge de manœuvre en matière de gestion optimale de recharge. Cela soulève de nouvelles interrogations dans la sphère de la gestion énergétique.

En matière de perspectives, sachant que le PMS est distinctement caractérisé par sa nature de port multiple ainsi que par sa portabilité, cette recherche s'est principalement penchée sur l'exploitation de la première caractéristique, cherchant à améliorer l'accessibilité grâce à la stratégie DLBA. Cependant, la deuxième caractéristique, celle de la portabilité, demeure largement inexplorée. Cette propriété particulière du multiport nous ouvre d'autres horizons de recherche, telles que la gestion dynamique de plusieurs stations. L'idée serait d'optimiser le déplacement du multiport d'une station surchargée vers une autre, permettant de redistribuer les ressources au gré de la demande quotidienne. Cela non seulement soulagerait les stations les plus sollicitées pendant les périodes de pointe, mais optimiserait également les investissements en infrastructures puisque les stations partageraient ces multiports entre elles.

Par ailleurs, une amélioration notable concernant le système multi-port amovible (PMS) se rapporte à la stratégie d'attribution. Dans certains scénarios, l'abandon imprévu d'une station par un client prioritaire pourrait libérer inopinément une borne de

recharge rapide. Pour pallier cette situation, un brevet complémentaire a été conçu, disponible en ANNEXE C, visant la mise en place d'un système agrégateur multi-port. Celui-ci joue le rôle de médiateur entre plusieurs stations et véhicules électriques, le principal enjeu étant de recalibrer en temps réel la répartition des véhicules électriques en cas d'événements inattendus. Grâce à un mécanisme automatisé, le câble de recharge est transféré d'un véhicule à un autre, vers une borne plus rapide, minimisant ainsi les délais d'attente. Cet axe sera approfondi dans le cadre de prochaines recherches. Enfin, pour explorer davantage de possibilités, l'approche multiport pourrait également être envisagée sous l'angle de la technologie V2G (Vehicle-to-Grid). L'objectif de cette perspective serait de mettre en lumière ses avantages comparatifs par rapport aux systèmes traditionnels à sortie unique, notamment en termes d'augmentation de la durée de vie des batteries.

En synthétisant l'ensemble de ce travail, il est évident que la transition vers une mobilité électrique durable présente de multiples défis. Cependant, elle offre également d'abondantes opportunités pour l'innovation. L'une des forces distinctives de cette thèse réside dans notre approche méthodique axée sur des situations réelles. En mettant l'accent sur les scénarios concrets et les aléas susceptibles de survenir, nous avons été en mesure de fournir des solutions à application immédiate. Ces solutions visent à résoudre de manière efficace les problèmes associés à l'intégration des véhicules électriques.

Chaque chapitre de cette thèse a contribué à élaborer une vision plus globale et nuancée de l'écosystème de recharge des véhicules électriques, reflétant l'urgence et la nécessité d'agir avec perspicacité dans un domaine en pleine mutation. La recherche est, par nature, un voyage sans fin. Et même si cette thèse constitue une étape significative, elle n'est qu'un jalon dans un parcours d'innovations et de découvertes futures. Les défis à venir exigeront des réponses toujours plus sophistiquées, intégrées et adaptées aux besoins changeants de notre société. Au final, ce travail ne représente pas simplement un apport académique, mais une boussole, un guide pour les futurs chercheurs, ingénieurs et décideurs. Il est le témoin de notre engagement à façonner un avenir électrique résilient, efficient et durable.

Annexes

EXEMPLE DE PROCÉDURES D'ESSAI HARMONISÉES AU NIVEAU MONDIAL POUR LES VÉHICULES LÉGERS (WLTP)

Des simulations ont été conduites pour évaluer les besoins en puissance et en énergie d'un véhicule standard de classe 3, caractérisé par un rapport puissance-poids supérieur à 34 W/kg, dans un contexte d'application réelle- [16, 17]. Les spécifications du véhicule en question sont répertoriées dans le tableau 1. Lorsqu'un véhicule est en mouvement, il doit surmonter plusieurs forces de résistance, comme illustré dans la Figure A.1 :

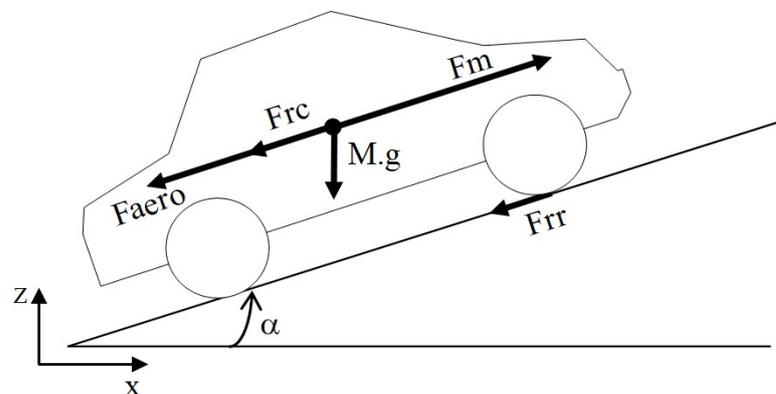


FIGURE A.1 – Forces affectant les véhicules en mouvement

— Force aérodynamique :

$$F_{aero} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_x \cdot S_f \cdot V^2 \quad (\text{A.1})$$

— Force de résistance au roulement :

$$F_{rr} = f_{rr} \cdot Mg \cdot \cos(\alpha) \quad (\text{A.2})$$

— Force de résistance à la pente :

$$F_{rc} = M \cdot g \cdot \sin(\alpha) \quad (\text{A.3})$$

Un calcul élémentaire aboutit aux équations suivantes, qui servent de modèle pour la dynamique du véhicule :

$$\begin{cases} (J_{\text{weels}} + M \cdot R^2) \cdot \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_r \\ C_r = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_x \cdot S_f \cdot R^3 \cdot \Omega^2 + M \cdot g \cdot (\sin(\alpha) + f_{rr} \cdot \cos(\alpha)) \end{cases} \quad (\text{A.4})$$

Dans ces équations, C_r représente le couple de résistance appliqué aux roues, tandis que Ω désigne la vitesse de rotation des roues.

Les besoins en puissance pour suivre un cycle de conduite WLTP sont représentés dans la Figure A.2. Ces courbes mettent en évidence que la puissance maximale requise est d'environ 85 kW, ce qui dépasse largement la puissance moyenne nécessaire. De plus, le couple de traction atteint environ 1,5 kN · m, ce qui revêt une importance cruciale dans la conception des moteurs de traction. Les besoins en énergie sont illustrés dans la Figure A.3 pour les véhicules des classes 1, 2 et 3, sans prendre en compte la récupération d'énergie au freinage. Il est à noter qu'au cas des véhicules de classe 3, les besoins en énergie sont d'environ 250 Wh/km. Cela signifie qu'avec une autonomie de 500 km et en supposant une profondeur de décharge de 80 %, la batterie devrait stocker environ 156,25 kWh d'énergie, sans tenir compte de l'énergie nécessaire pour alimenter les équipements auxiliaires tels que la pompe de circulation d'eau, le système de contrôle, la pompe de carburant, le ventilateur de refroidissement, la pompe de circulation d'air, etc.

Il existe plusieurs solutions pouvant être mises en œuvre pour minimiser la demande énergétique dans le secteur des transports, telles que décrites ci-dessous [215, 216] :

- Réduction de la masse des véhicules : L'objectif de l'industrie automobile est de réduire le poids des véhicules de 30 %, tout en maintenant un coût limite de 500 € pour chaque tranche de 100 kg de poids réduit.
- Amélioration de l'aérodynamisme : Bien qu'il n'y ait pas d'amélioration significative du coefficient de traînée (C_x), qui reste à un minimum de 0,26. Cependant, il est possible de réduire la surface frontale du véhicule pour réduire la résistance à l'air et améliorer ainsi l'efficacité énergétique.

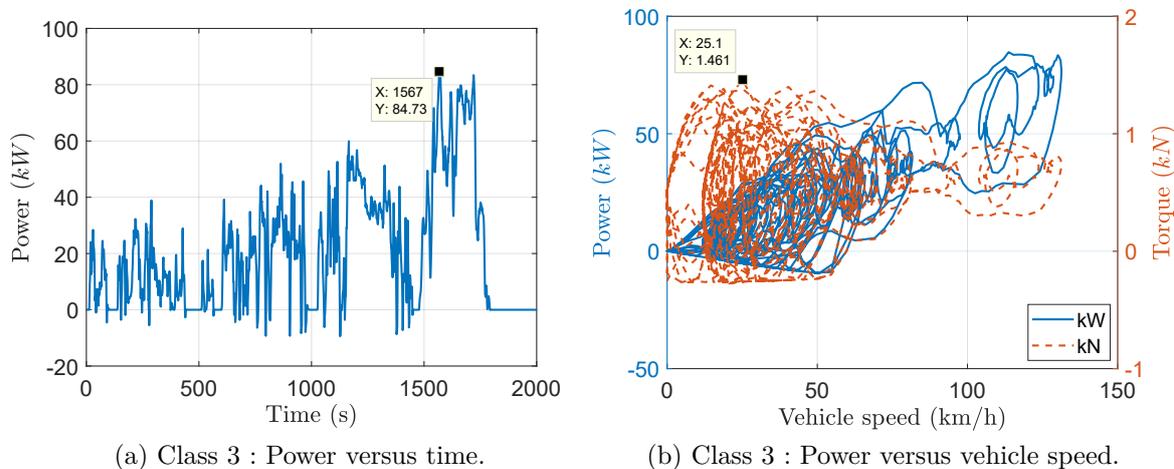


FIGURE A.2 – Résultats de la simulation pour trois classes de véhicules.

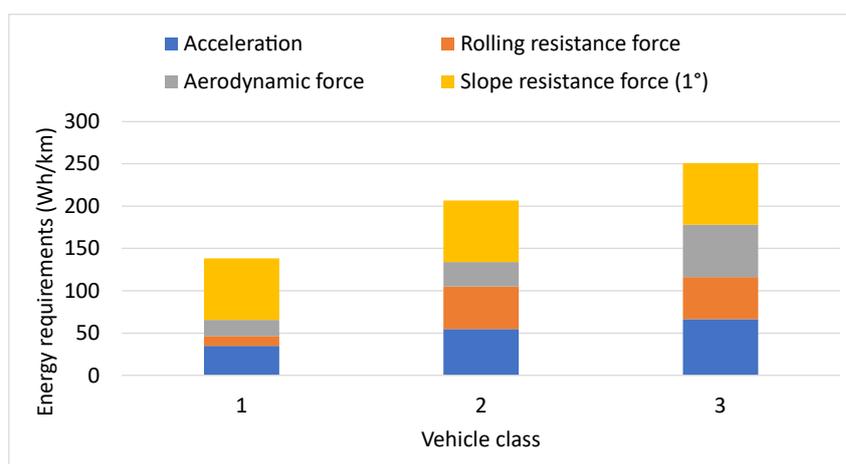


FIGURE A.3 – Exigences en énergie pour un véhicule standard (Tableau A.1) en utilisant les cycles de conduite WLTP.

- Réduction de la puissance totale de la charge roulante grâce à des avancées technologiques dans les pneus.
- Évolution de l’infrastructure routière : Cela comprend la gestion du trafic et l’amélioration des chaussées pour optimiser l’efficacité énergétique.
- Éco-conduite : Il s’agit de promouvoir une conduite plus sûre et plus souple pour réduire la consommation d’énergie et les émissions polluantes.

Symbole	Paramètre	Valeur
ρ	Densité de l'air	1.2 kg/cm ³
C_x	Coefficient de pénétration de l'air	0.302
S_f	Section transversale du véhicule	2.4 m ²
f_{rr}	Coefficient de résistance au roulement	0.012
g	Accélération de la gravité	10 m/s ²
α	Angle de la pente	
M	Poids du véhicule	1500 kg
R	Rayon de la roue motrice	0.35 m
J_{weels}	Moment d'inertie des roues	0.75 · 4 kg.m ²

TABLE A.1 – Paramètres du véhicule

**SYSTÈME MULTIPOINT PORTABLE POUR
CHARGEURS AC ET DC
UNIDIRECTIONNELS ET
BIDIRECTIONNELS DE VÉHICULES
ÉLECTRIQUES (VE) ET VÉHICULES
HYBRIDES RECHARGEABLES (PHEV)**

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la
Propriété Intellectuelle
Bureau international



(10) Numéro de publication internationale
WO 2022/231408 A1

(43) Date de la publication internationale
03 novembre 2022 (03.11.2022)

WIPO | PCT

(51) Classification internationale des brevets :

B60L 53/53 (2019.01) *B60L 53/31* (2019.01)
B60L 55/00 (2019.01) *B60L 53/10* (2019.01)
B60L 53/65 (2019.01) *B60L 53/62* (2019.01)
B60L 53/66 (2019.01) *H02J 3/32* (2006.01)
B60L 58/12 (2019.01) *H02J 7/00* (2006.01)
B60L 53/30 (2019.01) *H02J 7/34* (2006.01)

53185

26 avril 2021 (26.04.2021)

MA

(71) **Déposant : UNIVERSITÉ INTERNATIONALE DE RABAT** [MA/MA] ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, Sala El Jadida, 11100 (MA).

(72) **Inventeurs : AMRY, Youssef** ; Université Internationale de Rabat Technopolis Rabat-Shore Rocade Rabat-Salé, Sala aljadida (MA). **GHOGHO, Mounir** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, Sala El jadida, 11100 (MA). **ELBOUCHIKHI, Elhoussin** ; Université Internationale de Rabat Technopolis Rabat-Shore Rocade Rabat-Salé, Sala aljadida (MA). **EL HANI, Soumia** ; Université Internationale de Rabat Technopolis Rabat-Shore Rocade Rabat-Salé, Sala aljadida (MA). **CHAROUH, Zakaria** ; Université Inter-nationale de Rabat Technopolis Rabat-Shore Rocade Ra-bat-Salé, Sala aljadida (MA). **EL OUAHABI, Mohamed** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, Sala El jadida, 11100 (MA).

(21) Numéro de la demande internationale :

PCT/MA2021/050025

(22) Date de dépôt international :

23 décembre 2021 (23.12.2021)

(25) Langue de dépôt :

français

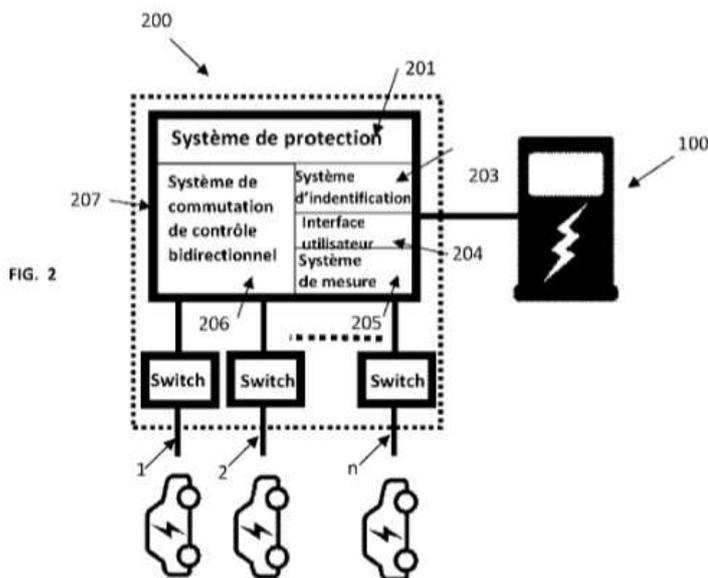
(26) Langue de publication :

français

(30) Données relatives à la priorité :

(54) **Title:** REMOVABLE MULTI-CONNECTOR SYSTEM FOR AC AND DC UNIDIRECTIONAL AND BIDIRECTIONAL CHARGERS FOR AN ELECTRIC VEHICLE (EV) AND A RECHARGEABLE HYBRID VEHICLE (RHV)

(54) **Titre :** SYSTÈME MULTI-CONNECTEUR AMOVIBLE POUR CHARGEURS UNIDIRECTIONNELS ET BIDIRECTIONNELS CA ET CC POUR VÉHICULE ÉLECTRIQUE (VE) ET VÉHICULE HYBRIDE RECHARGEABLE (VHR)



- 1 Switch
- 2 Switch
- n Switch
- 201 Protective system
- 203 Identification system
- 204 User interface
- 205 Measurement system
- 206 Bidirectionally controlled switching system

(57) **Abstract:** The present invention relates to a removable multi-connector management system to be connected to an existing charging point. The system proposed makes it possible to connect one or more vehicles to the same charging point and to manage the recharging priority of said vehicles to ensure better accessibility and avoid the need for users to wait their turn. The system comprises, primarily: - a protective system 201 ensuring the safety of the vehicles, people and components of the charging station; - a switching system 202 with contactors which is used to provide and prevent access to the electric vehicle through the connection and disconnection of the supply

[Suite sur la page suivante]

(74) **Mandataire : BOUYA, Mohsine** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, Sala El Jadida, 11100 (MA).

(81) **États désignés** (*sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible*) : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, IT, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, WS, ZA, ZM, ZW.

(84) **États désignés** (*sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible*) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasiatique (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publié:

— avec rapport de recherche internationale (Art. 21(3))

and communication cables; - a user identification system 203; - a user interface 204, via which the customer can enter the departure time, define charging requirements and carry out payment operations; - a measurement system 205 for measuring, displaying, saving in memory and transferring the energy consumed; - a bidirectionally controlled switching system 206 which manages the opening and closing of the contacts in the two states (charging and discharging of the vehicle); - one or more ports; - one or more connectors; - an interface for selecting the charging mode for activating one or more priority modes.

(57) **Abrégé** : La présente invention concerne un système de gestion multi-connecteur amovible à relier à un point de charge existant. Le système proposé permet de connecter un ou plusieurs véhicules au même point de charge et de gérer leur priorité de recharge pour assurer une meilleure accessibilité et éviter aux utilisateurs de se soucier d'attendre leur tour. Le Système comprenant essentiellement : - Un système de protection 201 assurant la sécurité des véhicules, des personnes et des composants de la station de charge. - Un système de commutation 202 avec des contacteurs est utilisé pour donner et bloquer l'accès au véhicule électrique par la connexion et la déconnexion des câbles d'alimentation et de communication. - Un système d'identification 203 de l'utilisateur. - Une interface utilisateur 204, par laquelle le client peut entrer l'heure de départ, définir les exigences de charge et effectuer des opérations de paiement - Un système de mesure 205 permettant de mesurer, afficher, mémoriser et transférer l'énergie consommée. - Un système de commutation de commande bidirectionnelle 206 qui gère l'ouverture et la fermeture des contacts dans les deux états (charge et décharge du véhicule) - Un ou plusieurs ports - Un ou plusieurs connecteurs - Une interface de sélection du mode de charge d'activer une ou plusieurs modes de priorité.

**AGRÉGATEUR MULTIPORT POUR
STATIONS DE RECHARGE DC ET AC
UNIDIRECTIONNELLES ET
BIDIRECTIONNELLES**

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la
Propriété Intellectuelle
Bureau international



(10) Numéro de publication internationale
WO 2022/260504 A1

(43) Date de la publication internationale
15 décembre 2022 (15.12.2022)

(51) Classification internationale des brevets :

H02J 7/00 (2006.01) *B60L 53/65* (2019.01)
B60L 53/10 (2019.01) *H02J 7/02* (2016.01)
B60L 53/14 (2019.01)

(71) Déposant : **UNIVERSITÉ INTERNATIONALE DE RABAT** [MA/MA] ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, 11100 Sala El Jadida (MA).

(21) Numéro de la demande internationale :

PCT/MA2022/050007

(72) Inventeurs : **AMRY, Youssef** ; Université Internationale de Rabat Technopolis Rabat-Shore, Rocade Rabat-Salé, Sala aljadida (MA). **CHAROUH, Zakaria** ; Université Internationale de Rabat Technopolis Rabat-Shore, Rocade Rabat-Salé, Sala aljadida (MA). **EL OUAHABI, Mohamed** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, 11100 Sala El Jadida (MA). **GHO-GHO, Mounir** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, 11100 Sala El Jadida (MA). **ELBOUCHIKHI, Elhoussin** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocade Rabat-Salé, 11100 Sala El Jadida (MA). **EL HANI, Soumia** ; Parc

(22) Date de dépôt international :

07 juin 2022 (07.06.2022)

(25) Langue de dépôt :

français

(26) Langue de publication :

français

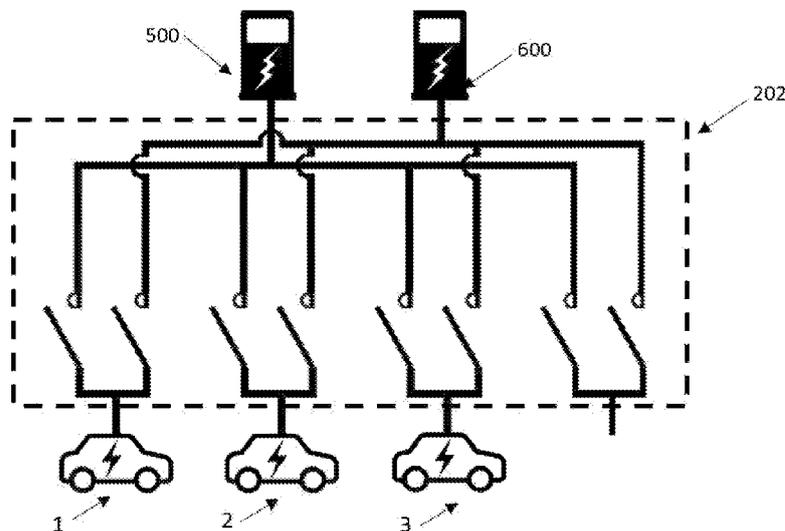
(30) Données relatives à la priorité :

53514 08 juin 2021 (08.06.2021) MA

(54) Title: MULTIPORT AGGREGATOR FOR ONE-WAY AND TWO-WAY DC AND AC CHARGING STATIONS

(54) Titre : AGRÉGATEUR MULTIPORT POUR BORNES DE RECHARGE CC ET AC UNIDIRECTIONNELLES ET BIDIRECTIONNELLES

[Fig. 4]



(57) Abstract: The present invention relates to a multiport aggregator for one-way and two-way DC and AC charging stations, which is used as an interface between a plurality of AC or DC charging stations and a plurality of EVs and PHEVs in order to optimise waiting time and maximise the availability of charging stations. Another aspect of the invention consists of simultaneously managing the storage capacity of multiple electric vehicles as a Vehicle-to-Everything (V2X) power flow system (e.g. a backup power system) in order to maximise their contribution despite the limited number of charging points. The multiport aggregator (200) has a cover portion (201), a switching system (202), an identification system (203), a user interface (204) and a consumption measurement system (205).

(57) Abrégé : La présente invention concerne un agrégateur multiport pour bornes de recharge CC et AC unidirectionnelles et bidirectionnelles utilisé comme interface entre une pluralité de bornes de recharge CA ou CC et une pluralité de VE et de VHR afin d'optimiser le temps d'attente et de maximiser la disponibilité des bornes de recharge. Un autre aspect de l'invention consiste à gérer simultanément la capacité de stockage de plusieurs véhicules électriques en tant que système de flux d'alimentation Véhicule-à-Tout (V2X) (p. ex., un système d'alimentation de secours) afin de maximiser leur contribution malgré le nombre limité de points de recharge. L'agrégateur



WO 2022/260504 A1

Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocate Rabat-Salé, 11100 Sala El Jadida (MA).

(74) **Mandataire : BOUYA, Mohsine** ; Parc Technopolis Rabat-Shore, Campus universitaire UIR, Rocate Rabat-Salé, 11100 Sala El Jadida (MA).

(81) **États désignés** (*sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible*) : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IQ, IR, IS, IT, JM, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, WS, ZA, ZM, ZW.

(84) **États désignés** (*sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible*) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasién (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée:

- avec rapport de recherche internationale (Art. 21(3))
- en noir et blanc ; la demande internationale telle que déposée était en couleur ou en échelle de gris et est disponible sur PATENTSCOPE pour téléchargement.

multiports (200) dispose d'une partie de protection (201), un système de commutation (202), système d'identification (203), une interface utilisateur (204), un système de mesure de consommation (205).

PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE POUR ESTIMER LES BESOINS EN RECHARGE EN VUE D'UN DIMENSIONNEMENT DE STATION DE RECHARGE OPTIMAL

Dimensionner une station de recharge pour véhicules électriques est un processus complexe et nuancé. Au-delà de la simple anticipation du nombre de véhicules nécessitant une recharge, il faut naviguer habilement entre les comportements fluctuants des utilisateurs, leurs habitudes de conduite, leurs préférences en matière de recharge, et bien d'autres paramètres. Chacune de ces variables, en constante évolution, peut influencer la demande de manière distincte à différents moments. Une compréhension fine de ces éléments est cruciale pour offrir un service adapté et efficace.

Notre méthodologie se propose d'éclairer ces zones d'ombre, en abordant chaque paramètre avec le soin et la rigueur qu'il mérite, pour garantir une solution de dimensionnement à la fois robuste et flexible.

D.1 Paramètres d'influence

Dimensionner correctement les chargeurs d'une station de recharge pour véhicules électriques est un défi en soi, exigeant une analyse pointue face à une panoplie de paramètres. Notre méthodologie, présentée ci-après, propose une approche structurée et rigoureuse pour naviguer à travers cette complexité. L'ambition de cette démarche est de prédire avec précision les quatre éléments clés déterminant le besoin du client lors de la recharge : le moment d'arrivée (t^{ar}), le moment de départ (t^{dp}), la capacité de la batterie (C^b), l'état initial de charge (SOC^i) et l'état souhaité de charge à la fin de la session (SOC^f). Cette prédiction affinée facilite ainsi le processus de dimensionnement, garantissant un service

optimal pour chaque utilisateur. :

D.1.1 Évaluation de la demande

Lorsqu'elles sont accessibles, une analyse approfondie des données historiques liées aux besoins en recharge et aux créneaux horaires des clients dans des stations similaires à la nôtre est primordiale. Pour apporter des précisions supplémentaires, il est nécessaire d'estimer le volume de véhicules électriques évoluant au sein de la zone de service concernée et de prévoir leur croissance potentielle dans les années à venir. Par ailleurs, l'ajustement de notre modèle prédictif devra intégrer une estimation spatio-temporelle de la demande de recharge des véhicules électriques, basée sur des données historiques de déplacements, la température et la congestion, comme défini dans [citation], nécessaire pour définir t^{ar} ainsi que le taux de demande de charge. Il est aussi important de tenir compte du potentiel d'attraction de la station (dépendant des services annexes tels que cafés, boutiques, tarifs proposés, et disponibilité de stationnements) ainsi que des préférences comportementales des clients.

D.1.2 Facteur de pointe

Lors de la planification d'une station de recharge, il faut prendre en compte les moments de forte demande. Comme point de départ dans notre dimensionnement, il faut établir un nombre minimum de chargeurs basé sur ces périodes de pointe. Toutefois, l'arrivée simultanée des véhicules à une station de recharge ne signifie pas automatiquement que chacun d'entre eux nécessite un besoin d'une recharge immédiate. Certains conducteurs pourraient avoir un besoin urgent de recharge, tandis que d'autres peuvent attendre. Par conséquent, il n'est pas systématiquement nécessaire d'avoir autant de chargeurs que de véhicules arrivants lors des heures de pointe. Il faut donc déterminer combien de chargeurs sont requis pour les besoins urgents et combien de câbles les multiports connectés à ces chargeurs devraient avoir pour gérer les clients non urgents en file d'attente. Une telle répartition nécessite une analyse du comportement des utilisateurs, pour déterminer leur flexibilité et leurs attentes en matière de recharge.

D.1.3 Contrainte de puissance

La capacité totale des chargeurs doit respecter les limites de la puissance souscrite mentionnée dans le contrat d'électricité. Par conséquent, une contrainte sur le nombre

maximal de chargeurs est à prévoir pour éviter une surconsommation et respecter les capacités des équipements de protection, des transformateurs et des câbles de transport.

D.1.4 Analyse du comportement des utilisateurs

L'analyse du comportement des utilisateurs et l'anticipation des besoins et des urgences des clients en matière de recharge sont essentielles pour le dimensionnement optimal d'une station de recharge. La flexibilité des clients varie en fonction de la localisation de la station : ils tendent à être moins patients sur les autoroutes qu'aux lieux de travail, en milieu urbain ou résidentiel. De plus, lorsque la station propose des commodités supplémentaires telles qu'une boutique ou un café, les utilisateurs sont susceptibles de passer plus de temps sur place. Pour affiner ces estimations, il est judicieux d'intégrer les résultats d'enquêtes où les utilisateurs détaillent leurs attentes et comportements selon divers contextes.

D.1.5 Capacité des chargeurs

Lors du dimensionnement d'une station de recharge, la capacité des chargeurs constitue un facteur additionnel à considérer. Les différentes spécificités des chargeurs, qu'ils soient AC, DC standard ou DC rapide, influencent ce choix. Cette capacité est déterminée en combinant plusieurs études : l'analyse du comportement des utilisateurs, les contraintes de puissance, ainsi que la recherche d'un équilibre entre coût et puissance. Par exemple, une étude pourrait révéler qu'il est plus rentable d'installer deux chargeurs AC standard plutôt qu'un DC rapide, selon les besoins et des contraintes identifiés.

D.2 Méthodologie d'analyse des paramètres d'influence

La capacité à définir précisément la demande de recharge de notre station est cruciale pour garantir une efficacité optimale. Cette précision dépend en grande partie de la compréhension des paramètres qui influencent son utilisation. Notre approche combine ainsi les enseignements tirés des données historiques avec les perspectives offertes par les analyses prédictives.

Une fois notre analyse initiale terminée, nous traitons davantage les résultats pour définir des "journées types" de demande de recharge. Ces journées représentatives nous

permettent ensuite d'appliquer notre méthode de dimensionnement et d'assurer ainsi que notre station de recharge répondra de manière efficiente aux besoins des utilisateurs.

D.2.1 Traitement et analyse des données

Afin de concevoir une station de recharge optimale, il est essentiel de comprendre et de quantifier les besoins réels en recharge. Notre démarche s'appuie sur une combinaison d'analyses basées sur des données historiques, d'approches prédictives, ainsi que d'études statistiques, comportementales et techniques.

Étant donné que de nombreux paramètres incertains peuvent influencer la prise de décision, l'introduction d'une approche stochastique dans l'étude de dimensionnement nous permet de mieux gérer ces incertitudes. Cela optimise la station de recharge pour garantir des performances solides face à divers scénarios potentiels. Cette méthodologie peut intégrer des simulations de Monte Carlo, des techniques avancées d'optimisation stochastique, ainsi que d'autres méthodes adaptées à l'analyse de données incertaines.

En cas de disponibilité de données historiques conséquentes et les résultats d'enquêtes nous offre une masse de données conséquente, il est donc possible d'affiner ces prédictions grâce aux algorithmes de machine learning. Cela ouvre donc la voie à de nouvelles perspectives de recherche.

La combinaison des données historiques et des enquêtes nous offre une masse de données conséquente. Nous utilisons des algorithmes de machine learning pour extrapoler des tendances futures et affiner nos prédictions.

D.2.2 Exploitation et post-traitement des données analytiques

Lors de cette phase, nous segmentons nos données en fonction de périodes spécifiques, telles que les saisons. Pour chaque période définie, une moyenne probabiliste de la demande de recharge est calculée. Cette moyenne est ensuite subdivisée en tranches horaires "slots" pour une journée type.

Chaque tranche horaire est caractérisée par des distributions probabilistes distinctes concernant :

- L'arrivée des utilisateurs : Estimation du moment où les utilisateurs sont le plus susceptibles de se présenter pour recharger leurs véhicules.
- La demande de recharge : Probabilité associée à la quantité de recharge que les utilisateurs pourraient demander à ce moment précis.

Sur la base de ces distributions probabilistes, nous définissons la plage cible afin de répondre aux demandes les plus probables. En outre, nous identifions également le scénario le plus exigeant, ou "le cas le plus sévère", que nous sommes disposés à tolérer, afin d'assurer une performance optimale et une satisfaction client élevée.

La combinaison de ces analyses nous fournit une série de données clés, à savoir : $(t^{ar}, t^{dp}, C^b, SOC^i, SOC^f)$. Ces informations constitueront la base de notre stratégie de dimensionnement, nous permettant de planifier ainsi une infrastructure qui répond non seulement aux besoins actuels, mais aussi aux exigences potentielles de l'avenir.

RÉSULTATS DU DIMENSIONNEMENT OPTIMAL (NOMBRE DE CÂBLES PAR CHARGEUR) EN UTILISANT LES STRATÉGIES DE PLANIFICATION LBA ET DLBA

TABLE E.1 – Number of cables per charger for LBA and DLBA strategies at a shopping center charging station

Strategy	Charger n°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
LBA	PMS cables	3	3	3	3	4	3	2	2	3	3	2	2	-	2	2	2	3	3	3	2
DLBA	PMS cables	4	2	4	4	2	3	3	3	2	3	3	3	3	3	3	4	3	3	2	2

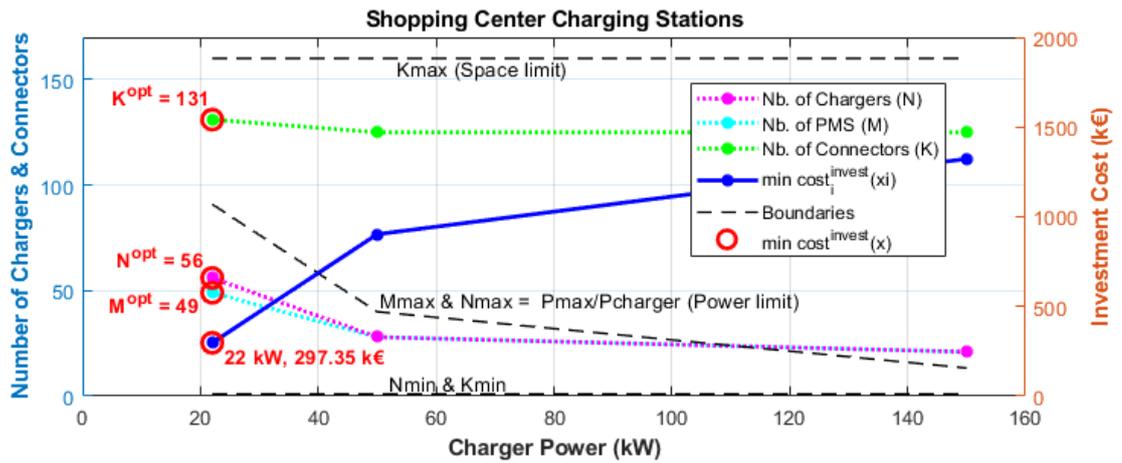
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
2	3	2	2	3	2	2	3	3	2	2	3	2	3	3	3	2	2	2	4	2	3	3
3	4	2	2	3	3	2	2	2	2	4	2	2	2	2	2	2	3	2	3	4	3	2

44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	Tot.Connectors		Tot.PMS	Tot.Chargers
3	2	2	2	2	2	3	2	2	3	2	2	3	2	-	140		56	58
3	2	2	2	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131		49	56

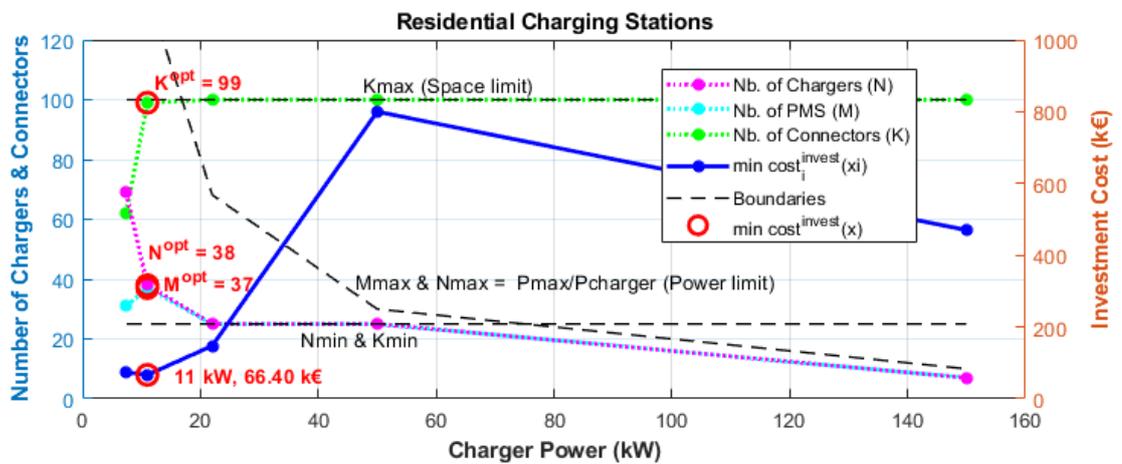
TABLE E.2 – Number of cables per charger for LBA and DLBA strategies at a residential charging station

Strategy	Charger n°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
LBA	PMS cables	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DLBA	PMS cables	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	Connectors		PMS	Chargers
2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	100		38	38
3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-	99		37	38

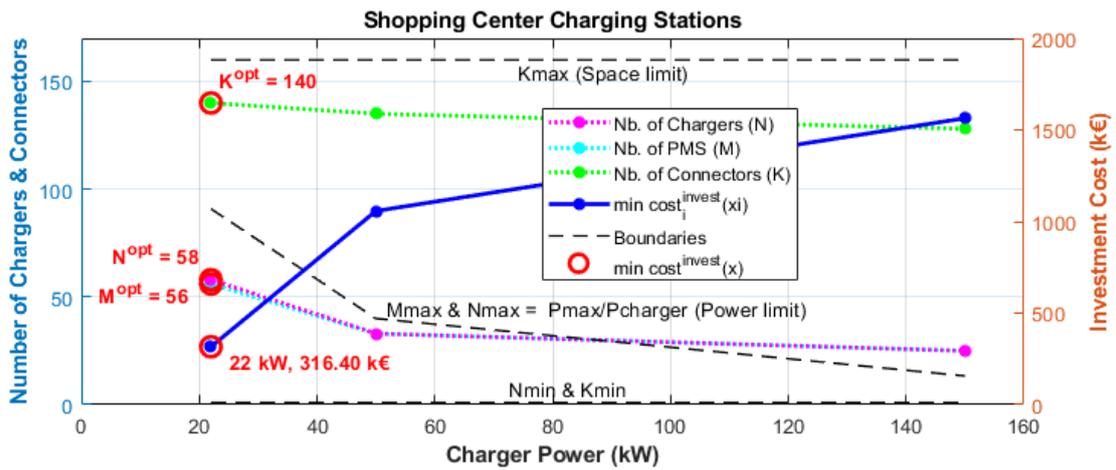


(a) Case of shopping centre

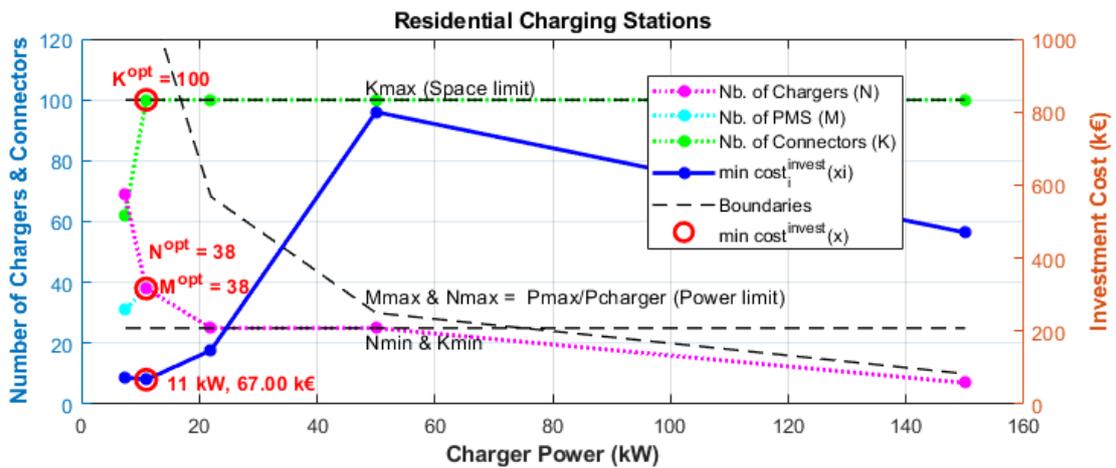


(b) Case of Residential area

FIGURE E.1 – Optimal Charging Stations sizing in Residential and Shopping Center Cases - Planned by DLBA strategy.



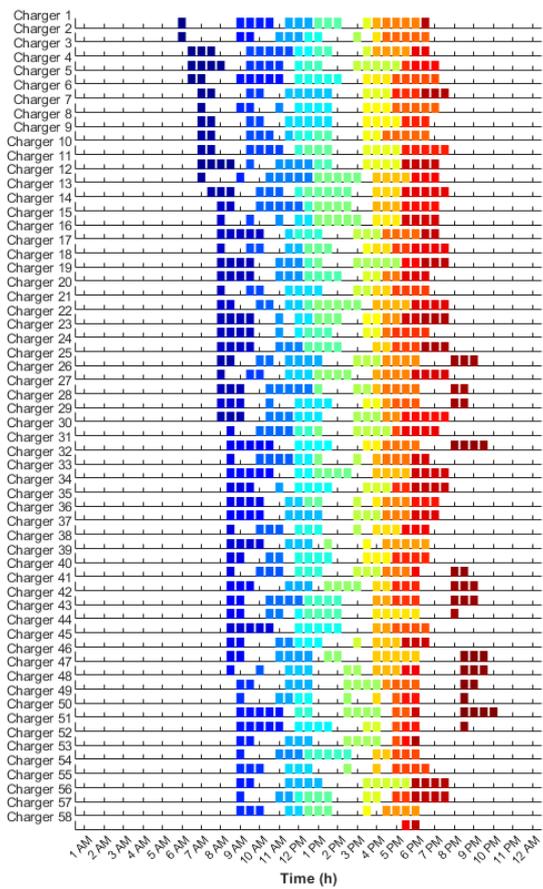
(a) Case of shopping centre



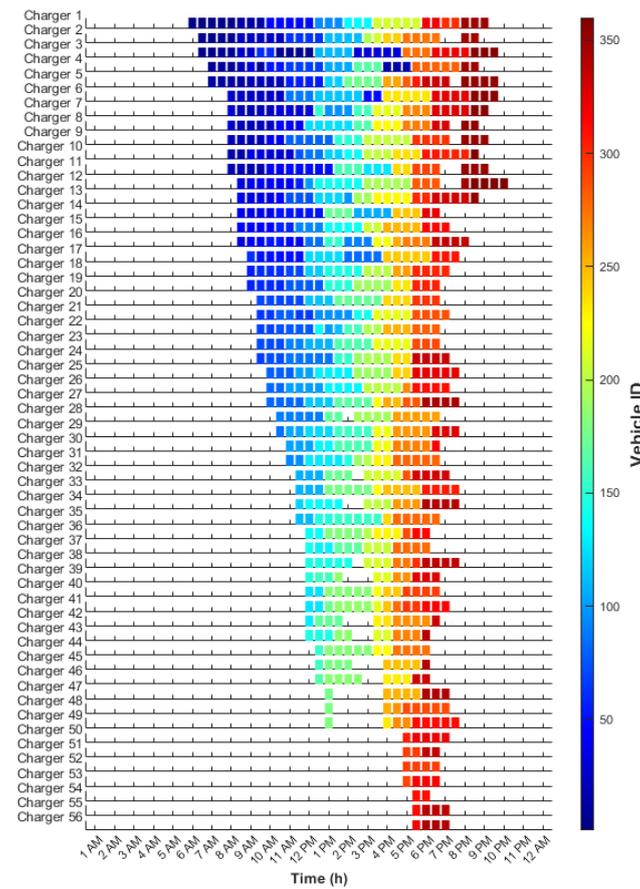
(b) Case of Residential area

FIGURE E.2 – Optimal Charging Stations sizing in Residential and Shopping Center Cases - Planned by LBA strategy.

**RÉSULTATS DE LA PLANIFICATION NON
CONTRÔLÉE AVEC LES STRATÉGIES LBA
ET DLBA**

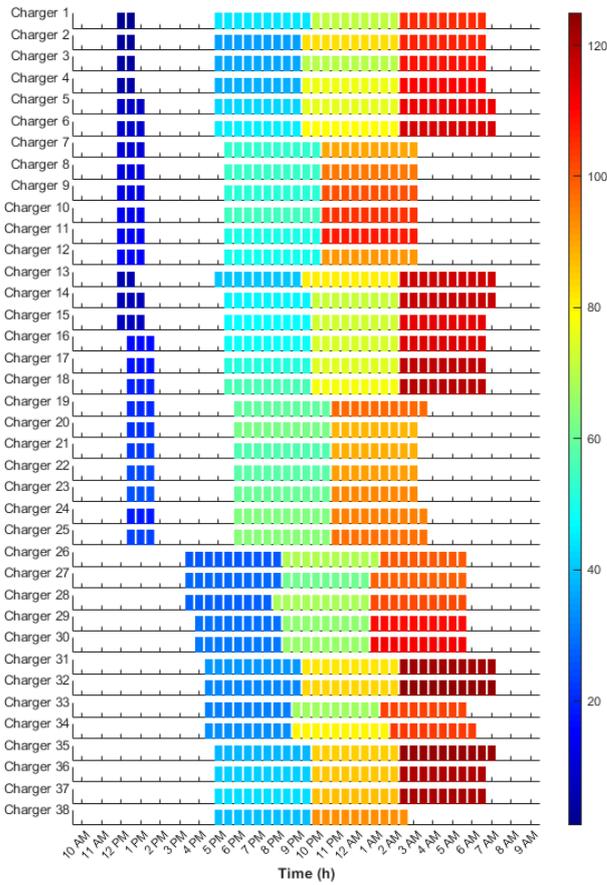


(a) Uncoordinated EV Charging with LBA

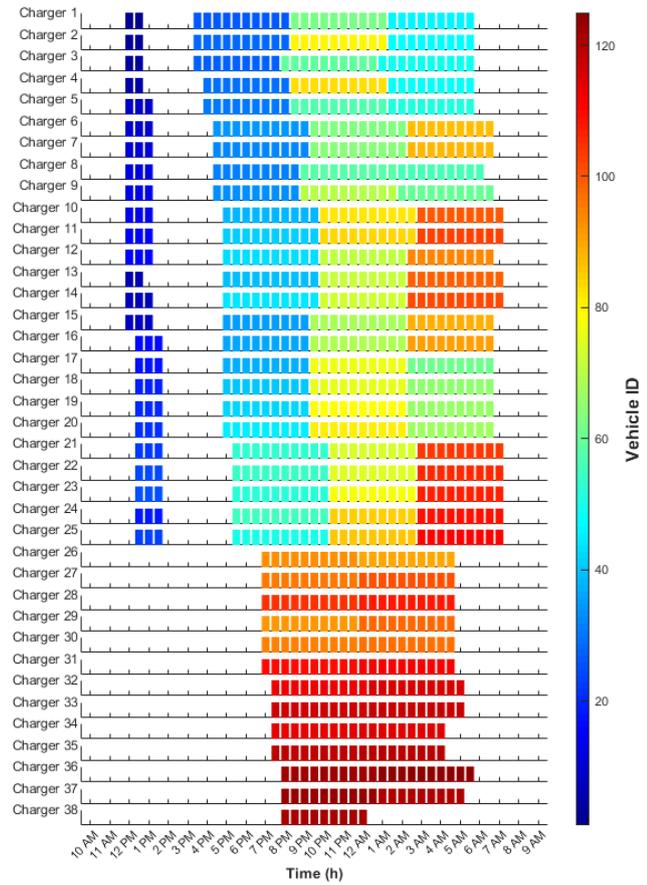


(b) Uncoordinated EV Charging with DLBA.

FIGURE F.1 – Evaluating uncoordinated charging for assigned and queued EVs with LBA vs. DLBA strategies - **Case of Shopping Centre.**



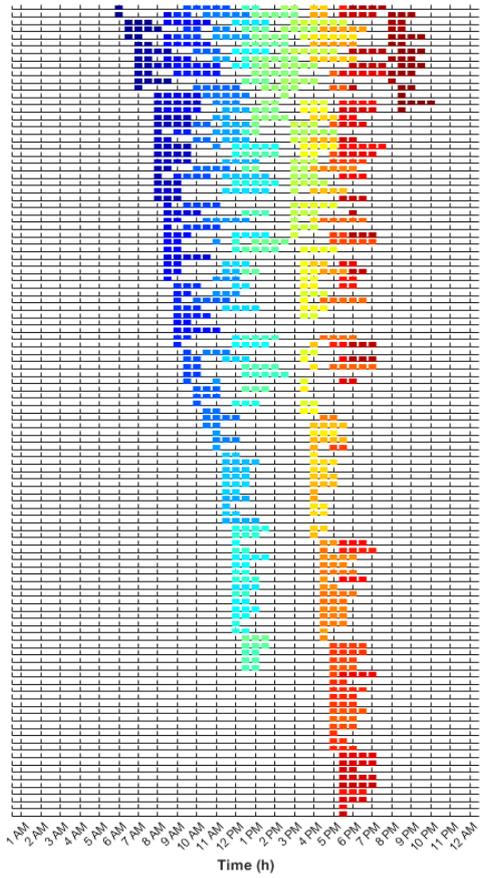
(a) Uncoordinated EV Charging with **LBA**.



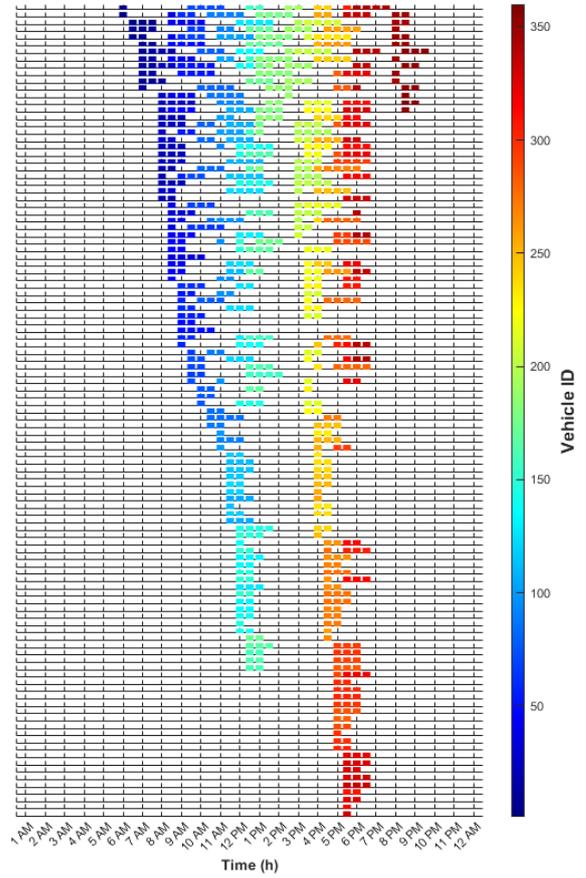
(b) Uncoordinated EV Charging with **DLBA**.

FIGURE F.2 – Evaluating uncoordinated charging for assigned and queued EVs with LBA vs. DLBA strategies - **Case of Residential area**.

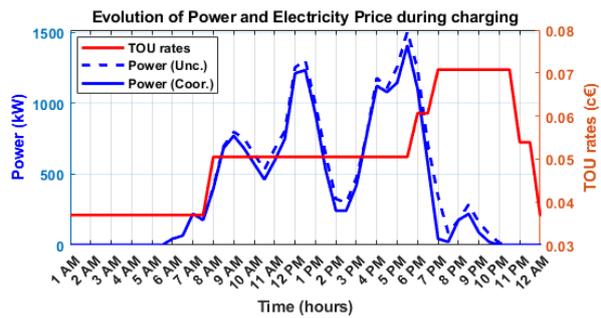
RÉSULTATS D'ORDONNANCEMENT DE CHARGEURS À SIMPLE CONNECTEUR (SOSC)



(a) Uncoordinated EV Charging.

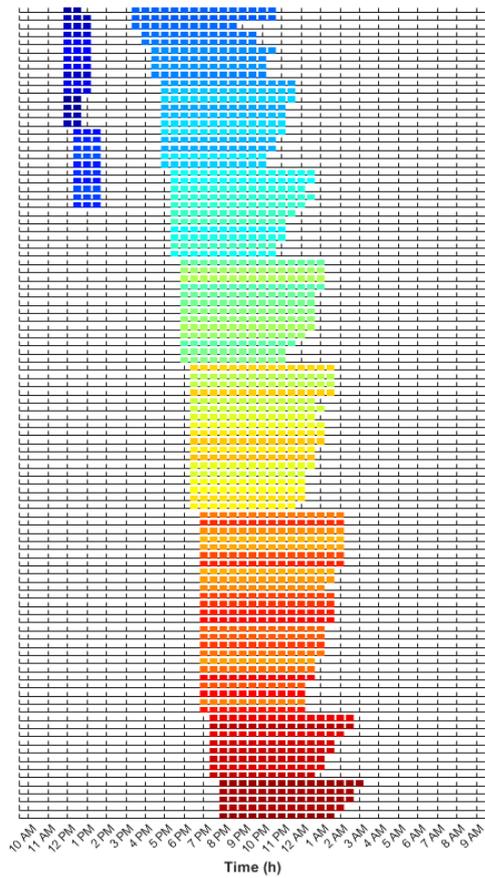


(b) Coordinated EV Charging.

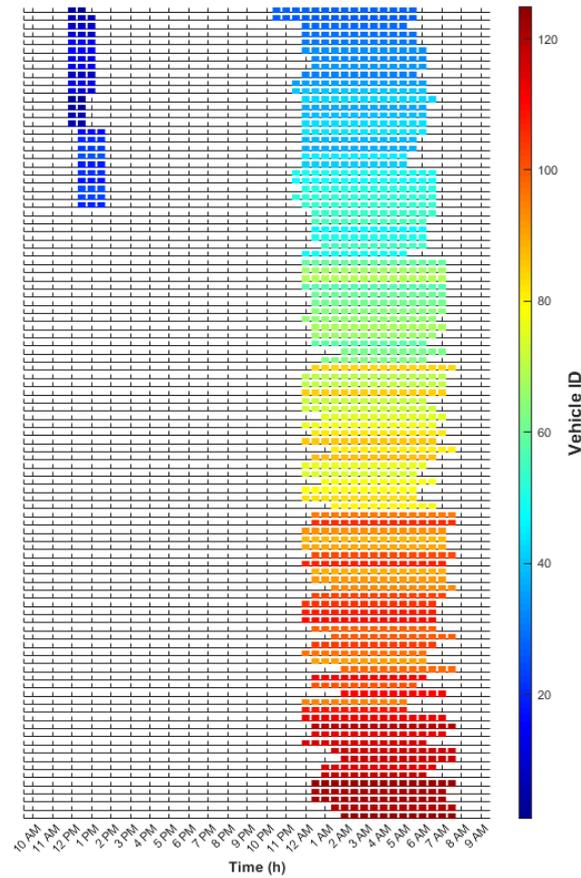


(c) Evolution of Power and TOU rate during charging

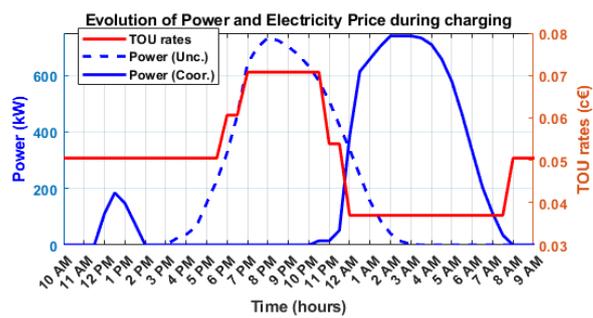
FIGURE G.1 – Evaluating of uncoordinated vs. coordinated single connector chargers (SOSC) charging - **Case of Shopping Centre.**



(a) Uncoordinated EV Charging.



(b) Coordinated EV Charging.



(c) Evolution of Power and TOU rate during charging

FIGURE G.2 – Evaluating of uncoordinated vs. coordinated single connector chargers (SOSC) charging - **Case of Residential area.**

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Y. Amry, E. Elbouchikhi, F. Le Gall, M. Ghogho, and S. El Hani, “Electric vehicle traction drives and charging station power electronics : Current status and challenges,” *Energies*, vol. 15, no. 16, p. 6037, 2022.
- [2] —, “Optimal sizing and energy management strategy for ev workplace charging station considering pv and flywheel energy storage system,” *Journal of Energy Storage*, vol. 62, p. 106937, 2023.
- [3] Y. AMRY, Z. CHAROUH, M. GHOGHO, E. ELBOUCHIKHI, S. EL HANI, and M. EL OUAHABI, “Patent ref : MA53185,” <https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?FT=E&CC=MA&NR=53185&KC=>, 2022, [Online; accessed 2022-11-30].
- [4] —, “Patent ref : MA53514,” https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=MA&NR=53514&KC=&FT=E&locale=en_EP, 2023, [Online; accessed 2023-08-13].
- [5] Y. Amry, Z. Charouh, M. El Ouahabi, and M. Ghogho, “Removable multi-connector system for ac and dc unidirectional and bidirectional chargers for an electric vehicle (ev) and a rechargeable hybrid vehicle (rhv),” Nov. 3 2022, wO Patent 2022231408A1.
- [6] Y. Amry, Z. Charouh, M. El Ouahabi, M. Ghogho, E. Elbouchikhi, and S. El Hani, “Multiport aggregator for one-way and two-way dc and ac charging stations,” Dec. 15 2022, wO Patent 2022260504A1.
- [7] Ministère de la Transition Écologique. (2022) Émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. [Online]. Available : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-transports-2022/19-emissions-de-gaz-a-effet>
- [8] Agence internationale de l'énergie (AIE). (2023) Transport, Énergie et co2. [Online]. Available : <https://www.iea.org/reports/transport-energy-and-co2>
- [9] Commission européenne. (2022) Titre de la page. [Online]. Available : https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_22_6724
- [10] J. Demuyne, D. Bosteels, M. De Paepe, C. Favre, J. May, and S. Verhelst, “Recommendations for the new wltc cycle based on an analysis of vehicle emission measurements on nedc and cadc,” *Energy Policy*, vol. 49, pp. 234–242, 2012.
- [11] E. Massaguer, A. Massaguer, T. Pujol, M. Comamala, L. Montoro, and J. Gonzalez, “Fuel economy analysis under a wltc cycle on a mid-size vehicle equipped with a thermoelectric energy recovery system,” *Energy*, vol. 179, pp. 306–314, 2019.
- [12] M. Tutuianu, P. Bonnel, B. Ciuffo, T. Haniu, T. Ichikawa, A. Marotta, J. Pavlovic, and H. Steven, “Development of the world-wide harmonized light duty test cycle (wltc) and a possible pathway for its introduction in the european legislation,” *Transportation Research Part D : Transport and Environment*, vol. 40, pp. 61–75, 2015.
- [13] S. Tsiakmakis, G. Fontaras, C. Cubito, J. Pavlovic, K. Anagnostopoulos, and B. Ciuffo, “From nedc to wltc : effect on the type-approval co2 emissions of light-duty vehicles,” *Publications Office of the European Union : Luxembourg*, p. 50, 2017.
- [14] P. Mock, J. Kuhlwein, U. Tietge, V. Franco, A. Bandivadekar, and J. German, “The wltc : How a new test procedure for cars will affect fuel consumption values in the eu,” *International council on clean transportation*, vol. 9, 2014.

-
- [15] C. Cubito, F. Millo, G. Boccardo, M. Di Pierro, B. Ciuffo, G. Fontaras, S. Serra, M. Otura Garcia, and G. Trentadue, "Impact of different driving cycles and operating conditions on co2 emissions and energy management strategies of a euro-6 hybrid electric vehicle," *Energies*, vol. 10, p. 1590, 2017.
- [16] L. Gauchia, A. Bouscayrol, J. Sanz, R. Trigui, and P. Barrade, "Fuel cell, battery and supercapacitor hybrid system for electric vehicle : Modeling and control via energetic macroscopic representation," in *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. IEEE, 2011, pp. 1–6.
- [17] W. Liu, *Hybrid electric vehicle system modeling and control*. John Wiley & Sons, 2017.
- [18] A. Ajanovic, "The future of electric vehicles : prospects and impediments," *Wiley Interdisciplinary Reviews : Energy and Environment*, vol. 4, pp. 521–536, 2015.
- [19] K. Alobeidli and V. Khadkikar, "A new ultracapacitor state of charge control concept to enhance battery lifespan of dual storage electric vehicles," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 67, pp. 10 470–10 481, 2018.
- [20] C. R. Ferguson and A. T. Kirkpatrick, *Internal Combustion Engines : Applied Thermosciences*. John Wiley & Sons, 2015.
- [21] H. N. Gupta, *Fundamentals of internal combustion engines*. PHI Learning Pvt. Ltd., 2012.
- [22] V. Ganesan, *Internal Combustion Engines*. McGraw Hill Education (India) Pvt Ltd, 2012.
- [23] C. Bae and J. Kim, "Alternative fuels for internal combustion engines," *Proceedings of the Combustion Institute*, vol. 36, no. 4, pp. 3389–3413, 2017.
- [24] A. Alagumalai, "Internal combustion engines : Progress and prospects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 561–571, 2014.
- [25] S. Verhelst and T. Wallner, "Hydrogen-fueled internal combustion engines," *Progress in energy and combustion science*, vol. 35, no. 5, pp. 490–527, 2009.
- [26] W. W. Pulkrabek, *Engineering fundamentals of the internal combustion engine*. Prentice Hall, 2004.
- [27] J. B. Heywood, *Combustion engine fundamentals*. McGraw-Hill, 1988.
- [28] C. Mi and M. A. Masrur, *Hybrid Electric Vehicles : Principles and Applications with Practical Perspectives*. John Wiley & Sons, 2017.
- [29] M. Hannan, F. Azidin, and A. Mohamed, "Hybrid electric vehicles and their challenges : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 135–150, 2014.
- [30] K. Chau and Y. Wong, "Overview of power management in hybrid electric vehicles," *Energy conversion and management*, vol. 43, no. 15, pp. 1953–1968, 2002.
- [31] S. Onori, L. Serrao, and G. Rizzoni, *Hybrid Electric Vehicles : Energy Management Strategies*. Springer, 2016.
- [32] K. Chau and C. Chan, "Emerging energy-efficient technologies for hybrid electric vehicles," *Proceedings of the IEEE*, vol. 95, no. 4, pp. 821–835, 2007.
- [33] P. Maroti, S. Padmanaban, M. Bhaskar, V. Ramachandaramurthy, and F. Blaabjerg, "The state-of-the-art of power electronics converters configurations in electric vehicle technologies," *Power Electronic Devices and Components*, p. 100001, 2021.
- [34] B. Chen, S. Evangelou, and R. Lot, "Series hybrid electric vehicle simultaneous energy management and driving speed optimization," *IEEE/ASME Transactions on Mechatronics*, vol. 24, no. 6, pp. 2756–2767, 2019.

-
- [35] S. G. Li, S. M. Sharkh, F. C. Walsh, and C. N. Zhang, "Energy and battery management of a plug-in series hybrid electric vehicle using fuzzy logic," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, no. 8, pp. 3571–3585, 2011.
- [36] A. Sciarretta, M. Back, and L. Guzzella, "Optimal control of parallel hybrid electric vehicles," *IEEE Transactions on control systems technology*, vol. 12, no. 3, pp. 352–363, 2004.
- [37] A. Boyali, M. Demirci, T. Acarman, L. Guvenc, O. Tur, H. Ucarol, B. Kiray, and E. Ozatay, "Modeling and control of a four wheel drive parallel hybrid electric vehicle," in *2006 IEEE Conference on Computer Aided Control System Design, 2006 IEEE International Conference on Control Applications, 2006 IEEE International Symposium on Intelligent Control*. IEEE, 2006, pp. 155–162.
- [38] P. G. Anselma, G. Belingardi, A. Falai, C. Maino, F. Miretti, D. Misul, and E. Spessa, "Comparing parallel hybrid electric vehicle powertrains for real-world driving," in *2019 AEIT International conference of electrical and electronic technologies for Automotive (AEIT AUTOMOTIVE)*. IEEE, 2019, pp. 1–6.
- [39] S. Han, F. Zhang, and J. Xi, "A real-time energy management strategy based on energy prediction for parallel hybrid electric vehicles," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 70 313–70 323, 2018.
- [40] P. G. Anselma, A. Biswas, G. Belingardi, and A. Emadi, "Rapid assessment of the fuel economy capability of parallel and series-parallel hybrid electric vehicles," *Applied Energy*, vol. 275, p. 115319, 2020.
- [41] H. Dong, J. Fu, Z. Zhao, Q. Liu, Y. Li, and J. Liu, "A comparative study on the energy flow of a conventional gasoline-powered vehicle and a new dual clutch parallel-series plug-in hybrid electric vehicle under nedc," *Energy Conversion and Management*, vol. 218, p. 113019, 2020.
- [42] W. Zhuang, S. Li, X. Zhang, D. Kum, Z. Song, G. Yin, and F. Ju, "A survey of powertrain configuration studies on hybrid electric vehicles," *Applied Energy*, vol. 262, p. 114553, 2020.
- [43] J. Deng, C. Bae, A. Denlinger, and T. Miller, "Electric vehicles batteries : requirements and challenges," *Joule*, vol. 4, no. 3, pp. 511–515, 2020.
- [44] X. Zeng, M. Li, D. Abd El-Hady, W. Alshitari, A. S. Al-Bogami, J. Lu, and K. Amine, "Commercialization of lithium battery technologies for electric vehicles," *Advanced Energy Materials*, vol. 9, no. 19, p. 1900161, 2019.
- [45] I. Aghabali, J. Bauman, P. J. Kollmeyer, Y. Wang, B. Bilgin, and A. Emadi, "800-v electric vehicle powertrains : Review and analysis of benefits, challenges, and future trends," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 7, no. 3, pp. 927–948, 2020.
- [46] A. Allca-Pekarovic, P. J. Kollmeyer, P. Mahvelatishamsabadi, T. Mirfakhrai, P. Naghshtabrizi, and A. Emadi, "Comparison of igt and sic inverter loss for 400v and 800v dc bus electric vehicle drivetrains," in *2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. IEEE, 2020, pp. 6338–6344.
- [47] Z. Wang, T. W. Ching, S. Huang, H. Wang, and T. Xu, "Challenges faced by electric vehicle motors and their solutions," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 5228–5249, 2020.
- [48] C. Gan, J. Wu, Q. Sun, W. Kong, H. Li, and Y. Hu, "A review on machine topologies and control techniques for low-noise switched reluctance motors in electric vehicle applications," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 31 430–31 443, 2018.
- [49] Y. Lan, Y. Benomar, K. Deepak, E. Aksoz, M. E. Baghdadi, E. Bostanci, and O. Hegazy, "Switched reluctance motors and drive systems for electric vehicle powertrains : State of the art analysis and future trends," *Energies*, vol. 14, no. 7, p. 2079, 2021.
- [50] M. Redelbach, E. D. Ozdemir, and H. E. Friedrich, "Optimizing battery sizes of plug-in hybrid and extended range electric vehicles for different user types," *Energy Policy*, vol. 73, pp. 158–168, 2014.

-
- [51] T. Zhu, R. Lot, R. G. Wills, and X. Yan, "Sizing a battery-supercapacitor energy storage system with battery degradation consideration for high-performance electric vehicles," *Energy*, vol. 208, p. 118336, 2020.
- [52] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun, J. Deng, and D. G. Dorrell, "Multiobjective optimal sizing of hybrid energy storage system for electric vehicles," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 67, no. 2, pp. 1027–1035, 2017.
- [53] L.-P. Saw, Y. Ye, and A. Tay, "Electro-thermal analysis and integration issues of lithium ion battery for electric vehicles," *Applied Energy*, vol. 131, pp. 97–107, 2014.
- [54] J. Zhao, Z. Rao, Y. Huo, X. Liu, and Y. Li, "Thermal management of cylindrical power battery module for extending the life of new energy electric vehicles," *Applied Thermal Engineering*, vol. 85, pp. 33–43, 2015.
- [55] J. Shen, S. Dusmez, and A. Khaligh, "Optimization of sizing and battery cycle life in battery/ultracapacitor hybrid energy storage systems for electric vehicle applications," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 2112–2121, 2014.
- [56] T. Zhu, R. G. Wills, R. Lot, X. Kong, and X. Yan, "Optimal sizing and sensitivity analysis of a battery-supercapacitor energy storage system for electric vehicles," *Energy*, vol. 221, p. 119851, 2021.
- [57] M. Inci, M. Buyuk, M. H. Demir, and G. Ilbey, "A review and research on fuel cell electric vehicles : Topologies, power electronic converters, energy management methods, technical challenges, marketing and future aspects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 137, p. 110648, 2021.
- [58] S. D. Gaikwad and P. C. Ghosh, "Sizing of a fuel cell electric vehicle : A pinch analysis-based approach," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 17, pp. 8985–8993, 2020.
- [59] E. Yoo, M. Kim, and H.-H. Song, "Well-to-wheel analysis of hydrogen fuel-cell electric vehicle in korea," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 38, pp. 19 267–19 278, 2018.
- [60] G. G. Nassif and S. C. de Almeida, "Impact of powertrain hybridization on the performance and costs of a fuel cell electric vehicle," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 41, pp. 21 722–21 737, 2020.
- [61] M. Carello, H. de Carvalho Pinheiro, L. Longega, and L. Di Napoli, "Design and modelling of the powertrain of a hybrid fuel cell electric vehicle," *SAE International Journal of Advances and Current Practices in Mobility*, vol. 3, no. 4, pp. 2878–2892, 2021.
- [62] C. Dépature, S. Jemei, L. Boulon, A. Bouscayrol, N. Marx, S. Morando, and A. Castaings, "Energy management in fuel-cell\battery vehicles : key issues identified in the ieee vehicular technology society motor vehicle challenge 2017," *iee vehicular technology magazine*, vol. 13, no. 3, pp. 144–151, 2018.
- [63] B. H. Nguyen, R. German, J. P. Trovao, and A. Bouscayrol, "Real-time energy management of battery/supercapacitor electric vehicles based on an adaptation of pontryagin's minimum principle," *IEEE transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, no. 1, pp. 203–212, 2018.
- [64] T. Ogawa, M. Takeuchi, and Y. Kajikawa, "Comprehensive analysis of trends and emerging technologies in all types of fuel cells based on a computational method," *Sustainability*, vol. 10, no. 2, p. 458, 2018.
- [65] Z. Pu, G. Zhang, A. Hassanpour, D. Zheng, S. Wang, S. Liao, Z. Chen, and S. Sun, "Regenerative fuel cells : Recent progress, challenges, perspectives and their applications for space energy system," *Applied Energy*, vol. 283, p. 116376, 2021.
- [66] M. Ma, X. Yang, J. Qiao, W. Sun, Z. Wang, and K. Sun, "Progress and challenges of carbon-fueled solid oxide fuel cells anode," *Journal of Energy Chemistry*, vol. 56, pp. 209–222, 2021.

-
- [67] S. Atilhan, S. Park, M. M. El-Halwagi, M. Atilhan, M. Moore, and R. B. Nielsen, "Green hydrogen as an alternative fuel for the shipping industry," *Current Opinion in Chemical Engineering*, vol. 31, p. 100668, 2021.
- [68] I. Dincer, "Green methods for hydrogen production," *International journal of hydrogen energy*, vol. 37, no. 3, pp. 1954–1971, 2012.
- [69] F. Barbir and T. Gomez, "Efficiency and economics of proton exchange membrane (pem) fuel cells," *international journal of hydrogen energy*, vol. 22, no. 10-11, pp. 1027–1037, 1997.
- [70] A. Hernandez-Gomez, V. Ramirez, and D. Guilbert, "Investigation of pem electrolyzer modeling : Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 25, pp. 14625–14639, 2020.
- [71] J. Kurtz, S. Sprik, and T. H. Bradley, "Review of transportation hydrogen infrastructure performance and reliability," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 22, pp. 12010–12023, 2019.
- [72] B. Wang, P. Dehghanian, S. Wang, and M. Mitolo, "Electrical safety considerations in large-scale electric vehicle charging stations," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 6603–6612, 2019.
- [73] R. Brooker and N. Qin, "Identification of potential locations of electric vehicle supply equipment," *Journal of Power Sources*, vol. 299, pp. 76–84, 2015.
- [74] T. G. Alghamdi, D. Said, and H. T. Mouftah, "Decentralized electric vehicle supply stations (d-evsss) : A realistic scenario for smart cities," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 63016–63026, 2019.
- [75] A. Han, M. Shin, I. Kim, and H.-S. Jang, "A study on communication controller of electric vehicle supply equipment for information exchange between electric vehicle and power grid," *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, vol. 63, no. 11, pp. 1564–1570, 2014.
- [76] E. Garcia-Martinez, J. Munoz-Cruzado-Alba, J. F. Sanz-Osorio, and J.-M. Perie, "Design and experimental validation of power electric vehicle emulator for testing electric vehicle supply equipment (evse) with vehicle-to-grid (v2g) capability," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 24, p. 11496, 2021.
- [77] G. Rajendran, C. A. Vaithilingam, N. Misron, K. Naidu, and M. R. Ahmed, "A comprehensive review on system architecture and international standards for electric vehicle charging stations," *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103099, 2021.
- [78] R. Bosshard and J. W. Kolar, "Inductive power transfer for electric vehicle charging : Technical challenges and tradeoffs," *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, no. 4, pp. 22–30, 2016.
- [79] V. B. Vu, J. M. Gonzalez-Gonzalez, V. Pickert, M. Dahidah, and A. Trivino, "A hybrid charger of conductive and inductive modes for electric vehicles," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 12, pp. 12021–12033, 2020.
- [80] S. Niu, H. Xu, Z. Sun, Z. Shao, and L. Jian, "The state-of-the-arts of wireless electric vehicle charging via magnetic resonance : principles, standards and core technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 114, p. 109302, 2019.
- [81] H. Wu, "A survey of battery swapping stations for electric vehicles : Operation modes and decision scenarios," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 2021.
- [82] S. S. Amiri, S. Jadid, and H. Saboori, "Multi-objective optimum charging management of electric vehicles through battery swapping stations," *Energy*, vol. 165, pp. 549–562, 2018.

-
- [83] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles," *IEEE transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 5, pp. 2151–2169, 2012.
- [84] H. Das, M. Rahman, S. Li, and C. Tan, "Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration : A technological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, p. 109618, 2020.
- [85] D. Patil, M. K. McDonough, J. M. Miller, B. Fahimi, and P. T. Balsara, "Wireless power transfer for vehicular applications : Overview and challenges," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 4, no. 1, pp. 3–37, 2017.
- [86] L. Sun, D. Ma, and H. Tang, "A review of recent trends in wireless power transfer technology and its applications in electric vehicle wireless charging," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 490–503, 2018.
- [87] Z. Bi, T. Kan, C. C. Mi, Y. Zhang, Z. Zhao, and G. A. Keoleian, "A review of wireless power transfer for electric vehicles : Prospects to enhance sustainable mobility," *Applied Energy*, vol. 179, pp. 413–425, 2016.
- [88] P. Lazzeroni, V. Cirimele, and A. Canova, "Economic and environmental sustainability of dynamic wireless power transfer for electric vehicles supporting reduction of local air pollutant emissions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 138, p. 110537, 2021.
- [89] F. Ahmad, M. Saad Alam, I. Saad Alsaïdan, and S. Shariff, "Battery swapping station for electric vehicles : opportunities and challenges," *IET Smart Grid*, vol. 3, pp. 280–286, 2020.
- [90] M. Khalid, I. Khan, S. Hameed, M. Asghar, and J. Ro, "A comprehensive review on structural topologies, power levels, energy storage systems, and standards for electric vehicle charging stations and their impacts on grid," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 123 893–123 914, 2021.
- [91] C. Li, H. Zhou, J. Li, and Z. Dong, "Economic dispatching strategy of distributed energy storage for deferring substation expansion in the distribution network with distributed generation and electric vehicle," *Journal of Cleaner Production*, vol. 253, p. 119862, 2020.
- [92] A. Ramirez Diaz, F. Ramos-Real, G. Marrero, and Y. Perez, "Impact of electric vehicles as distributed energy storage in isolated systems : The case of tenerife," *Sustainability*, vol. 7, pp. 15 152–15 178, 2015.
- [93] S. Dusmez and A. Khaligh, "Cost effective solutions to level 3 on-board battery chargers," in *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. IEEE, 2012, pp. 2121–2127.
- [94] Y. Lee, A. Khaligh, and A. Emadi, "Advanced integrated bidirectional ac/dc and dc/dc converter for plug-in hybrid electric vehicles," *IEEE Transactions on vehicular technology*, vol. 58, pp. 3970–3980, 2009.
- [95] D. Erb, O. Onar, and A. Khaligh, "An integrated bi-directional power electronic converter with multi-level ac-dc/dc-ac converter and non-inverted buck-boost converter for phev with minimal grid level disruptions," in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [96] H. Chang and C. Liaw, "An integrated driving/charging switched reluctance motor drive using three-phase power module," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 58, pp. 1763–1775, 2010.
- [97] R. Marquardt, "Modular multilevel converters : State of the art and future progress," *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 5, pp. 24–31, 2018.
- [98] M. Perez, S. Bernet, J. Rodriguez, S. Kouro, and R. Lizana, "Circuit topologies, modeling, control schemes, and applications of modular multilevel converters," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 30, pp. 4–17, 2014.

-
- [99] J. Anderson, G. Zulauf, P. Papamanolis, S. Hobi, S. Mirić, and J. Kolar, “Three levels are not enough : Scaling laws for multilevel converters in ac/dc applications,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, pp. 3967–3986, 2020.
- [100] H. Zhang, B. Ge, Y. Liu, S. Bayhan, R. Balog, and H. Abu-Rub, “Comparison of gan and sic power devices in application to mw-scale quasi-z-source cascaded multilevel inverters,” in *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. IEEE, 2016, pp. 1–7.
- [101] J. Kacatl, J. Fang, T. Kacatl, N. Tashakor, and S. Goetz, “Design and analysis of modular multilevel reconfigurable battery converters for variable bus voltage powertrains,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2022.
- [102] S. Alatai, M. Salem, D. Ishak, H. Das, M. Alhuyi Nazari, A. Bughneda, and M. Kamarol, “A review on state-of-the-art power converters : Bidirectional, resonant, multilevel converters and their derivatives,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 22, p. 10172, 2021.
- [103] N. Tashakor, E. Farjah, and T. Ghanbari, “A bidirectional battery charger with modular integrated charge equalization circuit,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, pp. 2133–2145, 2016.
- [104] M. Ashourloo, M. Zaman, M. Nasr, and O. Trescases, “Opportunities for leveraging low-voltage gan devices in modular multi-level converters for electric-vehicle charging applications,” in *2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018-ECCE Asia)*. IEEE, 2018, pp. 2380–2385.
- [105] C. Huang, C. Lin, and Y. Wu, “Simultaneous wireless power/data transfer for electric vehicle charging,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, pp. 682–690, 2016.
- [106] J. I. Agbinya, *Wireless power transfer*. CRC Press, 2022.
- [107] W. Zhang and C. C. Mi, “Compensation topologies of high-power wireless power transfer systems,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, no. 6, pp. 4768–4778, 2015.
- [108] F. Lu, H. Zhang, and C. Mi, “A two-plate capacitive wireless power transfer system for electric vehicle charging applications,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, pp. 964–969, 2017.
- [109] S. Sinha, B. Regensburger, K. Doubleday, A. Kumar, S. Pervaiz, and K. Afridi, “High-power-transfer-density capacitive wireless power transfer system for electric vehicle charging,” in *2017 IEEE energy conversion congress and exposition (ECCE)*, 2017, pp. 967–974.
- [110] S. Sinha, A. Kumar, B. Regensburger, and K. Afridi, “A new design approach to mitigating the effect of parasitics in capacitive wireless power transfer systems for electric vehicle charging,” *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 5, pp. 1040–1059, 2019.
- [111] A. Mohamed, A. Berzoy, and O. Mohammed, “Power flow modeling of wireless power transfer for evs charging and discharging in v2g applications,” in *2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2015, pp. 1–6.
- [112] D. Thrimawithana, U. Madawala, and Y. Shi, “Design of a bi-directional inverter for a wireless v2g system,” in *2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, 2010, pp. 1–5.
- [113] D. Ahmad, S. Hassan, A. Zahoor, T. Kamal, T. Murtaza, A. Irfan, A. Abbas, and M. Khan, “A bidirectional wireless power transfer for electric vehicle charging in v2g system,” in *2019 International Conference on Electrical, Communication, and Computer Engineering (ICECCE)*, 2019, pp. 1–6.
- [114] M. R. Khalid, M. S. Alam, A. Sarwar, and M. J. Asghar, “A comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid,” *ETransportation*, vol. 1, p. 100006, 2019.

-
- [115] S. Funke, F. Sprei, T. Gnann, and P. Plotz, "How much charging infrastructure do electric vehicles need? a review of the evidence and international comparison," *Transportation Research Part D : Transport and Environment*, vol. 77, pp. 224–242, 2019.
- [116] S. Sachan, S. Deb, and S. Singh, "Different charging infrastructures along with smart charging strategies for electric vehicles," *Sustainable Cities and Society*, vol. 60, p. 102238, 2020.
- [117] A. Foley, B. Tyther, P. Calnan, and B. Gallachoir, "Impacts of electric vehicle charging under electricity market operations," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 93–102, 2013.
- [118] S. Rahman, I. Khan, A. Khan, A. Mallik, and M. Nadeem, "Comprehensive review & impact analysis of integrating projected electric vehicle charging load to the existing low voltage distribution system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 153, p. 111756, 2022.
- [119] Z. Lee, J. Pang, and S. Low, "Pricing ev charging service with demand charge," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106694, 2020.
- [120] K. Chamberlain and S. Al-Majeed, "Standardisation of uk electric vehicle charging protocol, payment and charge point connection," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 12, p. 63, 2021.
- [121] R. A. Waraich, M. Galus, C. Dobler, M. Balmer, G. Andersson, and K. Axhausen, "Plug-in hybrid electric vehicles and smart grids : Investigations based on a microsimulation," *Transportation Research Part C : Emerging Technologies*, vol. 28, pp. 74–86, 2013.
- [122] N. Daina, A. Sivakumar, and J. Polak, "Electric vehicle charging choices : Modelling and implications for smart charging services," *Transportation Research Part C : Emerging Technologies*, vol. 81, pp. 36–56, 2017.
- [123] J. Garcia-Villalobos, I. Zamora, J. San Martin, F. Asensio, and V. Aperribay, "Plug-in electric vehicles in electric distribution networks : A review of smart charging approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 717–731, 2014.
- [124] Z. Moghaddam, I. Ahmad, D. Habibi, and Q.-V. Phung, "Smart charging strategy for electric vehicle charging stations," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 4, pp. 76–88, 2017.
- [125] Q. Wang, X. Liu, J. Du, and F. Kong, "Smart charging for electric vehicles : A survey from the algorithmic perspective," *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 18, pp. 1500–1517, 2016.
- [126] B. Sun, "A multi-objective optimization model for fast electric vehicle charging stations with wind, pv power and energy storage," *Journal of Cleaner Production*, vol. 288, p. 125564, 2021.
- [127] J. Dixon, W. Bukhsh, C. Edmunds, and K. Bell, "Scheduling electric vehicle charging to minimise carbon emissions and wind curtailment," *Renewable Energy*, vol. 161, pp. 1072–1091, 2020.
- [128] R. Fachrizal, M. Shepero, D. van der Meer, J. Munkhammar, and J. Widen, "Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption : A review," *ETransportation*, vol. 4, p. 100056, 2020.
- [129] D. Sbordone, I. Bertini, B. Di Pietra, M. C. Falvo, A. Genovese, and L. Martirano, "Ev fast charging stations and energy storage technologies : A real implementation in the smart micro grid paradigm," *Electric Power Systems Research*, vol. 120, pp. 96–108, 2015.
- [130] M. R. Sarker, H. Pandžić, K. Sun, and M. A. Ortega-Vazquez, "Optimal operation of aggregated electric vehicle charging stations coupled with energy storage," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, pp. 1127–1136, 2018.

-
- [131] A. Hussain, V. H. Bui, and H.-M. Kim, "Optimal sizing of battery energy storage system in a fast ev charging station considering power outages," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 6, pp. 453–463, 2020.
- [132] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama, "Autonomous distributed v2g (vehicle-to-grid) satisfying scheduled charging," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 559–564, 2011.
- [133] X. Li, Y. Tan, X. Liu, Q. Liao, B. Sun, G. Cao, C. Li, X. Yang, and Z. Wang, "A cost-benefit analysis of v2g electric vehicles supporting peak shaving in shanghai," *Electric Power Systems Research*, vol. 179, p. 106058, 2020.
- [134] C. Battistelli, L. Baringo, and A. Conejo, "Optimal energy management of small electric energy systems including v2g facilities and renewable energy sources," *Electric Power Systems Research*, vol. 92, pp. 50–59, 2012.
- [135] S. Sarabi, A. Davigny, V. Courtecuisse, Y. Riffonneau, and B. Robyns, "Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/localization limitations in distribution grids," *Applied Energy*, vol. 171, pp. 523–540, 2016.
- [136] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou, "Modeling of the cost of ev battery wear due to v2g application in power systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, pp. 1041–1050, 2011.
- [137] L. Noel, G. Zarazua de Rubens, J. Kester, and B. Sovacool, *The technical challenges to V2G*. Elsevier, 2019, pp. 65–89.
- [138] E. Dehaghani and S. Williamson, "On the inefficiency of vehicle-to-grid (v2g) power flow : Potential barriers and possible research directions," in *2012 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*. IEEE, 2012, pp. 1–5.
- [139] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems : A critical review on methods, solutions, and prospects," *Applied energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, July 2018.
- [140] R. Fachrizal, M. Shepero, M. Åberg, and J. Munkhammar, "Optimal pv-ev sizing at solar powered workplace charging stations with smart charging schemes considering self-consumption and self-sufficiency balance," *Applied Energy*, vol. 307, p. 118139, 2022.
- [141] A. Mohammad, R. Zamora, and T. T. Lie, "Integration of electric vehicles in the distribution network : A review of pv based electric vehicle modelling," *Energies*, vol. 13, no. 17, p. 4541, 2020.
- [142] S. Khan, A. Ahmad, F. Ahmad, M. Shafaati Shemami, M. Saad Alam, and S. Khateeb, "A comprehensive review on solar powered electric vehicle charging system," *Smart Science*, vol. 6, no. 1, pp. 54–79, 2018.
- [143] Y. Lee and J. Hur, "A simultaneous approach implementing wind-powered electric vehicle charging stations for charging demand dispersion," *Renewable Energy*, vol. 144, pp. 172–179, 2019.
- [144] H. Fathabadi, "Novel wind powered electric vehicle charging station with vehicle-to-grid (v2g) connection capability," *Energy conversion and management*, vol. 136, pp. 229–239, 2017.
- [145] F. He and H. Fathabadi, "Novel standalone plug-in hybrid electric vehicle charging station fed by solar energy in presence of a fuel cell system used as supporting power source," *Renewable Energy*, vol. 156, pp. 964–974, 2020.
- [146] G. Joos, M. De Freige, and M. Dubois, "Design and simulation of a fast charging station for phev/ev batteries," in *2010 IEEE Electrical Power & Energy Conference*. IEEE, 2010, pp. 1–5.
- [147] O. Erdinc and M. Uzunoglu, "Optimum design of hybrid renewable energy systems : Overview of different approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 3, pp. 1412–1425, 2012.

-
- [148] P. Sadeghi-Barzani, A. Rajabi-Ghahnavieh, and H. Kazemi-Karegar, "Optimal fast charging station placing and sizing," *Applied Energy*, vol. 125, pp. 289–299, 2014.
- [149] G. Liu, M. S. Chinthavali, S. Debnath, and K. Tomsovic, "Optimal sizing of an electric vehicle charging station with integration of pv and energy storage," in *2021 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. IEEE, 2021, pp. 1–5.
- [150] H. Zhang, S. J. Moura, Z. Hu, and Y. Song, "Pev fast-charging station siting and sizing on coupled transportation and power networks," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2595–2605, 2016.
- [151] S. N. Hashemian, M. A. Latify, and G. R. Yousefi, "Pev fast-charging station sizing and placement in coupled transportation-distribution networks considering power line conditioning capability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4773–4783, 2020.
- [152] L. Haupt, M. Schöpf, L. Wederhake, and M. Weibelzahl, "The influence of electric vehicle charging strategies on the sizing of electrical energy storage systems in charging hub microgrids," *Applied Energy*, vol. 273, p. 115231, 2020.
- [153] M. H. Amrollahi and S. M. T. Bathaee, "Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response," *Applied energy*, vol. 202, pp. 66–77, 2017.
- [154] O. Ouramdane, E. Elbouchikhi, Y. Amirat, F. Le Gall, and E. Sedgh Gooya, "Home energy management considering renewable resources, energy storage, and an electric vehicle as a backup," *Energies*, vol. 15, no. 8, p. 2830, 2022.
- [155] K. Chaudhari, A. Ukil, K. N. Kumar, U. Manandhar, and S. K. Kollimalla, "Hybrid optimization for economic deployment of ess in pv-integrated ev charging stations," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 106–116, 2017.
- [156] W. Tushar, C. Yuen, S. Huang, D. B. Smith, and H. V. Poor, "Cost minimization of charging stations with photovoltaics : An approach with ev classification," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 156–169, 2015.
- [157] O. Ekren, C. H. Canbaz, and Ç. B. Güvel, "Sizing of a solar-wind hybrid electric vehicle charging station by using homer software," *Journal of Cleaner Production*, vol. 279, p. 123615, 2021.
- [158] Q. Yang, S. Sun, S. Deng, Q. Zhao, and M. Zhou, "Optimal sizing of pev fast charging stations with markovian demand characterization," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4457–4466, 2018.
- [159] J. Dominguez-Navarro, R. Dufo-López, J. Yusta-Loyo, J. Artal-Sevil, and J. Bernal-Agustín, "Design of an electric vehicle fast-charging station with integration of renewable energy and storage systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 105, pp. 46–58, 2019.
- [160] M. Schröder, Z. Abdin, and W. Mérida, "Optimization of distributed energy resources for electric vehicle charging and fuel cell vehicle refueling," *Applied energy*, vol. 277, p. 115562, 2020.
- [161] Y. Yang, W. Zhang, S. Wei, and Z. Wang, "Optimal sizing of on-board energy storage systems and stationary charging infrastructures for a catenary-free tram," *Energies*, vol. 13, no. 23, p. 6227, 2020.
- [162] N. M. Razali and A. Hashim, "Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming," in *2010 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*. IEEE, 2010, pp. 430–434.
- [163] O. Hafez and K. Bhattacharya, "Optimal design of electric vehicle charging stations considering various energy resources," *Renewable energy*, vol. 107, pp. 576–589, 2017.

-
- [164] E. Kalamaras, M. Belekoukia, Z. Lin, B. Xu, H. Wang, and J. Xuan, “Techno-economic assessment of a hybrid off-grid dc system for combined heat and power generation in remote islands,” *Energy procedia*, vol. 158, pp. 6315–6320, 2019.
- [165] T. Maatallah, N. Ghodhbane, and S. B. Nasrallah, “Assessment viability for hybrid energy system (pv/wind/diesel) with storage in the northernmost city in africa, bizerte, tunisia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1639–1652, 2016.
- [166] S. Bentouba and M. Bourouis, “Feasibility study of a wind–photovoltaic hybrid power generation system for a remote area in the extreme south of algeria,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 99, pp. 713–719, 2016.
- [167] O. Hafez and K. Bhattacharya, “Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for micro-grids,” *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 7–15, 2012.
- [168] E. Nfah, J. Ngundam, M. Vandenberg, and J. Schmid, “Simulation of off-grid generation options for remote villages in cameroon,” *Renewable Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 1064–1072, 2008.
- [169] C. Miao, K. Teng, Y. Wang, and L. Jiang, “Technoeconomic analysis on a hybrid power system for the uk household using renewable energy : a case study,” *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3231, 2020.
- [170] G. H. Fox, “Electric vehicle charging stations : Are we prepared?” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 19, no. 4, pp. 32–38, 2013.
- [171] C.-Y. Chung, P. Chu, and R. Gadh, “Design of smart charging infrastructure hardware and firmware design of the various current multiplexing charging system,” City of Los Angeles Department, Tech. Rep., 2013.
- [172] “Multiple connectors per evse in a ocpp 1.x implementation,” https://www.openchargealliance.org/uploads/files/OCAOCP1_x_multiple_connectors_per_evse.pdf, [Online; accessed 2022-11-30].
- [173] G. C. Mouli, P. Bauer, and M. Zeman, “Comparison of system architecture and converter topology for a solar powered electric vehicle charging station,” in *2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*. IEEE, 2015, pp. 1908–1915.
- [174] H. Zhang, Z. Hu, Z. Xu, and Y. Song, “Optimal planning of pev charging station with single output multiple cables charging spots,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2119–2128, 2016.
- [175] Y. Wu, A. Ravey, D. Chrenko, and A. Miraoui, “Demand side energy management of ev charging stations by approximate dynamic programming,” *Energy Conversion and Management*, vol. 196, pp. 878–890, 2019.
- [176] “System safety | beacon power,” <https://beaconpower.com/system-safety/>, online ; accessed 12-Jan-2023.
- [177] “Revterra - flywheel energy storage system,” <https://www.revterra.io/>, accessed : December 22, 2023.
- [178] “Flywheel (kinetic) | storage lab,” <https://www.storage-lab.com/flywheel-storage>, accessed : December 22, 2023.
- [179] “Technologie | energiestro - le stockage électrique écologique et durable,” <https://www.energiestro.fr/technologie/>, accessed : December 22, 2023.
- [180] “Become your own renewable energy provider - torus,” <https://www.torus.co/>, accessed : December 22, 2023.
- [181] “Taiwan’s first long duration energy flywheel | amber kinetics,” <https://amberkinetics.com/installation/complex-energy-landscape/>, accessed : December 22, 2023.
- [182] X. Li and A. Palazzolo, “A review of flywheel energy storage systems : state of the art and opportunities,” *Journal of Energy Storage*, vol. 46, p. 103576, 2022.

-
- [183] K. R. Pullen, “Flywheel energy storage,” in *Storing Energy*. Elsevier, 2022, pp. 207–242.
- [184] ———, “The status and future of flywheel energy storage,” *Joule*, vol. 3, no. 6, pp. 1394–1399, 2019.
- [185] “Photovoltaic geographical information system, pvgis-sarah2 data based, 2020.”
- [186] K.-D. Jäger, O. Isabella, A. H. Smets, R. A. van Swaaij, and M. Zeman, *Solar energy : fundamentals, technology and systems*. UIT Cambridge, 2016.
- [187] T. , “Introduction of flywheel battery energy storage,” <https://www.tycorun.com/blogs/news/introduction-of-flywheel-battery-energy-storage>, may 14 2022, [Online; accessed 2023-01-12].
- [188] A. Hoke, A. Brissette, K. Smith, A. Pratt, and D. Maksimovic, “Accounting for lithium-ion battery degradation in electric vehicle charging optimization,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, no. 3, pp. 691–700, 2014.
- [189] J. G. Bitterly, “Flywheel technology : past, present, and 21st century projections,” *IEEE Aerospace and Electronic Systems Magazine*, vol. 13, no. 8, pp. 13–16, 1998.
- [190] E. Elbouchikhi, Y. Amirat, G. Feld, M. Benbouzid, and Z. Zhou, “A lab-scale flywheel energy storage system : control strategy and domestic applications,” *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 653, 2020.
- [191] E. ELBOUCHIKHI, G. Feld, Y. Amirat, and M. Benbouzid, “A flywheel-based distributed control strategy for grid congestion at domestic level,” in *2020 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)*. IEEE, 2020, pp. 1–6.
- [192] “<https://www.anitec.fr/wp-content/uploads/2017/04/Cout-des-prestations-de-maintenance.pdf>,” Accessed on 2022 – 15 – 9.
- [193] “<https://www.insee.fr/fr/information/1300606#titre-bloc-18>,” Accessed on 2022 – 15 – 9.
- [194] “<https://selectra.info/energie/electricite/prix/evolution>,” *tarif Bleu d’EDF*.
- [195] “<https://www.statista.com/statistics/270353/inflation-rate-in-france/>,” *Inflation rate 1987–2027 Statistic in France*, www.statista.com, 2022.
- [196] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings : A review,” *Applied energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015.
- [197] M. C. Peel, B. L. Finlayson, and T. A. McMahon, “Updated world map of the köppen-geiger climate classification,” *Hydrology and earth system sciences*, vol. 11, no. 5, pp. 1633–1644, 2007.
- [198] “<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/46861.pdf>,” Accessed on 2022 – 15 – 9.
- [199] “International climate zones given by international energy conservation code (iecc),” Accessed on 2022 – 15 – 9, https://up.codes/viewer/nevada/iecc-2012/chapter/CE_3/ce-general-requirements#C301.3 .
- [200] J. Hildermeier, C. Kolokathis, J. Rosenow, M. Hogan, C. Wiese, and A. Jahn, “Smart ev charging : A global review of promising practices,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 10, no. 4, p. 80, 2019.
- [201] “Irena (2019), innovation landscape brief : Time-of-use tariffs, international renewable energy agency, abu dhabi.”
- [202] “<https://www.fournisseurs-electricite.com/edf/pro/tarifs-reglementes#tarifbleupro>,” Accessed on 2022 – 15 – 9.
- [203] “<http://www.one.org.ma/fr/pages/interne.asp?esp=1&id1=14&id2=114&t2=1>,” Accessed on 2022 – 15 – 9.

-
- [204] O. Hazem Mohammed, Y. Amirat, and M. Benbouzid, "Economical evaluation and optimal energy management of a stand-alone hybrid energy system handling in genetic algorithm strategies," *Electronics*, vol. 7, no. 10, p. 233, 2018.
- [205] K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov, and B. Hadjerioua, "An evaluation of energy storage cost and performance characteristics," *Energies*, vol. 13, no. 13, p. 3307, 2020.
- [206] K. Mongird, V. V. Viswanathan, P. J. Balducci, M. J. E. Alam, V. Fotedar, V. S. Koritarov, and B. Hadjerioua, "Energy storage technology and cost characterization report," Pacific Northwest National Lab.(PNNL), Richland, WA (United States), Tech. Rep., 2019.
- [207] K. S. R. V. K. e. a. JORDAN, Dirk C., "Compendium of photovoltaic degradation rates. progress in photovoltaics," *Research and Applications*, vol. 23, pp. 978–989, February 2016.
- [208] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Optimal operational planning of scalable dc microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations," *Applied energy*, vol. 237, pp. 695–707, March 2019.
- [209] X. Han, L. Lu, Y. Zheng, X. Feng, Z. Li, J. Li, and M. Ouyang, "A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle," *ETransportation*, vol. 1, p. 100005, 2019.
- [210] N. Kim and A. Rousseau, "Thermal impact on the control and the efficiency of the 2010 toyota prius hybrid electric vehicle," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part D : Journal of Automobile Engineering*, vol. 230, no. 1, pp. 82–92, 2016.
- [211] T. M. Letcher, *Storing Energy : With Special Reference to Renewable Energy Sources*. Elsevier, 2022.
- [212] A. Subramanian, M. J. Garcia, D. S. Callaway, K. Poolla, and P. Varaiya, "Real-time scheduling of distributed resources," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2122–2130, 2013.
- [213] N. Foundation. (2023) Shopping time and time for shopping. [Online]. Available : <https://neptis.org/publications/chapters/shopping-time-and-time-shopping>
- [214] T. Batteries, "Understanding nmc cell voltage - exploring key concepts and factors," 2023. [Online]. Available : <https://www.tycorun.com/blogs/news/nmc-cell-voltage#:~:text=Comparing%20different%20cell%20voltages%20by,have%20different%20nominal%20voltage%20ranges>
- [215] K. Ayyildiz, F. Cavallaro, S. Nocera, and R. Willenbrock, "Reducing fuel consumption and carbon emissions through eco-drive training," *Transportation Research Part F : Traffic Psychology and Behaviour*, vol. 46, pp. 96–110, 2017.
- [216] S. A. Shaheen and T. E. Lipman, "Reducing greenhouse emissions and fuel consumption : Sustainable approaches for surface transportation," *IATSS research*, vol. 31, pp. 6–20, 2007.

Titre : Contribution à la gestion d'énergie des stations de recharge de véhicules électriques avec ressources d'énergie distribuées et système multiport

Mot clés : Véhicules électriques, Systèmes d'énergie distribuée, Système multi-port amovible, Gestion de file d'attente, Système de gestion d'énergie.

Résumé : Face à la transformation rapide du paysage automobile mondial, l'essor des véhicules électriques apparaît comme une réponse majeure aux défis environnementaux, économiques et énergétiques actuels. Cependant, l'adoption massive de ces véhicules génère des préoccupations, notamment sur l'impact sur le réseau électrique et la nécessité d'une infrastructure de recharge robuste. Deux axes majeurs sont explorés dans cette thèse. Le premier concerne la minimisation de l'impact de la recharge sur le réseau en exploitant les énergies renouvelables, couplées à des systèmes de stockage d'énergie. L'analyse s'est concentrée sur un système hybride alliant volant d'inertie et installations photovoltaïques (FL-PVHS). Une ana-

lyse technico-économique a comparé différentes configurations de stockage d'énergie démontrant sa compétitivité face aux alternatives conventionnelles. Le second axe se penche sur l'optimisation de l'accès aux stations de recharge grâce à un système multi-port amovible (PMS) couplé à une stratégie avancée de gestion de file d'attente (DLBA) et de gestion de charge optimal. Cette méthode ambitionne de minimiser les délais d'attente en stations de recharge tout en garantissant une consommation énergétique optimale. Cette recherche contribue significativement à l'adoption généralisée des véhicules électriques, tout en offrant des solutions durables et rentables pour le réseau électrique et les infrastructures de recharge.

Title: On the energy management systems for EV charging stations considering distributed energy resources and multiport system

Keywords: Electric vehicles, Distributed energy resources, Portable multi-port system, Queue management, Energy management system.

Abstract: Given the rapid transformation of the global automotive landscape, the rise of electric vehicles emerges as a key response to current environmental, economic, and energy challenges. However, the widespread adoption of these vehicles raises concerns, particularly regarding the impact on the electric grid and the need for a robust charging infrastructure. Two main areas are explored in this thesis. The first pertains to minimizing the impact of charging on the grid by harnessing renewable energies, combined with energy storage systems. The analysis focused on a hybrid system that combines a flywheel and photovoltaic installations (FL-PVHS).

A techno-economic analysis compared different energy storage configurations, demonstrating its competitiveness against conventional alternatives. The second area investigates optimizing access to charging stations through a portable multi-port system (PMS) paired with an advanced queue management strategy (DLBA) and optimal charging management. This method aims to minimize charging station delays while ensuring optimal energy consumption. This research significantly contributes to the widespread adoption of electric vehicles, while providing sustainable and cost-effective solutions for the electric grid and charging infrastructures.