



Intégration des Véhicules Electriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies V2G innovantes

Julian Alberto Fernandez Orjuela

► To cite this version:

Julian Alberto Fernandez Orjuela. Intégration des Véhicules Electriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies V2G innovantes. Energie électrique. Université de Grenoble, 2014. Français. <NNT : >. <tel-01076835>

HAL Id: tel-01076835

<https://hal.science/tel-01076835v1>

Submitted on 23 Oct 2014

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.



HAL Authorization

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : Génie Electrique

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Julian Alberto / FERNANDEZ ORJUELA

Thèse dirigée par **Seddik/BACHA** et par **Delphine/RIU**

Préparée au sein du **Laboratoire G2ELAB**

dans l'École Doctorale **Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunication et Traitement du Signal**

Intégration des Véhicules Electriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies V2G innovantes

Thèse soutenue publiquement **le 28 Mai 2014,**
devant le jury composé de :

Mme. Mireille JACOMINO

Professeur à Grenoble INP, Examinatrice

M. Benoît ROBYNS

Professeur à l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, Rapporteur

M. Stéphane CAUX

Maître de Conférences HDR à l'INP Toulouse, Rapporteur

M. Serge PIERFEDERICI

Professeur à l'Université de Lorraine, Examineur

M. Adrian FLORESCU

Ingénieur Docteur à Labinal Power Systems, Examineur

M. Seddik BACHA

Professeur de l'Université Joseph Fourier, Directeur de thèse

Mme. Delphine RIU

Professeur à Grenoble INP, Directrice de thèse

M. Laurent CREMILLIEUX

Ingénieur Manager de l'équipe de stratégie à Schneider Electric R&D,
Encadrant, Invité

M. Marc PAUPERT

Ingénieur R&D à Schneider Electric R&D, Encadrant, Invité



Avant propos

Cette thèse a été réalisée au sein du « Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble » (G2ELab) en partenariat avec Schneider Electric R&D.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance tout d'abord envers mon directeur de thèse M. Seddik BACHA, je te remercie pour tes conseils et ton support scientifique tout au long de ces trois ans de thèse.

Je voudrais exprimer également ma profonde gratitude à Mme. Delphine RIU, ma co-directrice, je te remercie pour tes observations très pertinentes lors de la préparation la soutenance mais aussi pour ton support et tes conseils tout au long de la thèse.

A mes directeurs un grand merci pour les encouragements, les discussions et l'expérience partagés.

De côté de Schneider Electric R&D je tiens à remercier à M. Laurent CREMILLIEUX Ingénieur Manager de l'équipe de stratégie, pour être un de mes encadrants industriels ainsi que à M. Marc PAUPERT, Ingénieur R&D à Schneider Electric R&D, pour son encadrement, ses conseils et discussions techniques à propos de divers sujets abordés pendant ces travaux de recherche. Je remercie spécialement Schneider Electric R&D pour avoir financé mes travaux de thèse.

Je remercie à Mme Mireille JACOMINO, Professeur à Grenoble INP, de m'avoir fait l'honneur de participer et de présider le jury.

Je remercie également à M. Benoit ROBYNS, Professeur à l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, et à M. Stéphane CAUX, Maître de Conférences à l'INP Toulouse, d'avoir accepté d'être rapporteurs de ce travail. Je vous remercie pour l'intérêt que vous avez porté à ma thèse, ainsi que pour la précision de votre rapport.

Merci aussi à M. Serge PIERFEDERICI, Professeur à l'Université de Lorraine d'avoir accepté d'être présent à ce jury en tant qu'examineur.

Je tiens à remercier aussi à M. Adrian FLORESCU, Ingénieur Docteur à Labinal Power Systems, pour avoir participé à mon jury de thèse en tant que examinateur et aussi pour ses conseils en tant que collègue au labo lorsqu'il mené ses travaux de thèse.

Je voudrais également remercier, évidemment, l'aide des membres du laboratoire, pour mener à bien mes travaux. Je remercie à M. James ROUDET, Directeur du G2Elab et à M. Bertrand RAISON, chef de l'équipe SYREL.

Je remercie de forme spéciale à M. Gérard MEUNIER, responsable du M2R, pour m'avoir accepté au programme du M2R il y a 4 ans. Je remercie aussi à mon directeur de stage Yvan AVENAS pour avoir fait partie de ma formation à la recherche lors du M2R.

Un grand merci à Antoine LABONNE, Sylvie GARCIA, Philippe BRULAT, Corinne MARCON, Jacques DAVOINE, Gérard GRUFFAT et aux permanents du labo entre eux Nicolas ROUGER, Raphael CAIRE, Daniel ROYE, Vincent DEBUSSCHERE, Afef LEBOUÇ, ... je ne mentionne pas

tous mais en fin merci aux membres du G2ELab pour votre accueil, votre disponibilité et votre convivialité.

A Luybo, Luiz, Mariam, Jose, Davis, Andres, Antony, Kaustav, « les copains d'EP pour aller manger au resto Barnave» (Fabian M, Xavier, Farshid, Aurel, Kalle, Julien (même si vous les trois vous êtes de SyREL!!), ...), Morgan, Mounir, Archie, Raphael M, Razmik, Harun, Mirela, Benoit T, Matthieu, Johan, Gatien, Long, Linh, Ahmed H, Vinh, Sylvain P, Diego, Manel... et enfin à tous les collègues doctorants et stagiaires avec lesquels j'ai eu le privilège de partager des conversations et des expériences, je souhaite vous adresser tout simplement un énorme merci.

Je souhaite adresser mes vifs remerciements à tous les amis qui m'ont accueilli pendant mon séjour à Grenoble.

A mon Père et à ma Mère, Luis-German FERNANDEZ et Luz-Nelly ORJUELA une pensée car les mots ne suffisent pas. Cette expérience, ces années en France n'auraient pas été possibles sans vous.

Une pensée spécial à Raha ma meilleur amie et mon soutien ...

Cher lecteur, je te souhaite une bonne lecture.

Table de matières

INTRODUCTION GENERALE	11
CHAPITRE 1. CONVERGENCE VEHICULE ELECTRIQUE RESEAU ELECTRIQUE	13
1.1 IMPACTS DE L'INTEGRATION DU VE SUR LE RESEAU ELECTRIQUE	14
1.2 INTERACTIONS VEHICULE/RESEAU (VEHICLE-TO-GRID V2G).....	15
1.2.1 Evolution de la technologie	15
1.2.2 Smartgrids et V2G	16
1.3 VERROUS DES INTERACTIONS ENTRE LE VEHICULE ELECTRIQUE ET LE RESEAU ELECTRIQUE.....	16
1.4 MOTIVATION DE CE TRAVAIL DE THESE	17
1.4.1 Pourquoi l'étude des effets du VE dans le réseau électrique résidentiel ?.....	17
1.4.2 Les effets du VE sur la qualité d'énergie dans le réseau résidentiel	18
1.4.3 Normes du VE raccordé au réseau	19
1.5 LE DESEQUILIBRE TRIPHASE EN TENSION	20
1.5.1 Normes sur le déséquilibre triphasé	20
1.6 LE DESEQUILIBRE TRIPHASE EN COURANT	21
1.6.1 Norme pour le déséquilibre en courant	21
1.7 CAUSES ET CONSEQUENCES DES DESEQUILIBRES.....	22
1.7.1 Causes et Conséquences du déséquilibre en courant	22
1.7.2 Causes et Conséquences du déséquilibre en tension.....	22
1.8 ETAT DES LIEUX DES TECHNIQUES DE REDUCTION DU DESEQUILIBRE EN TENSION	24
1.9 POSITIONNEMENT ET APPORTS DE CE TRAVAIL DE THESE	24
1.9.1 Impact du VE sur le déséquilibre en tension et en courant.....	24
1.9.2 Le V2G dans le réseau résidentiel pour la minimisation du déséquilibre en courant	26
1.9.3 Contraintes dans le V2G	30
1.10 PLANNING CHAPITRE PAR CHAPITRE	31
CHAPITRE 2. MODELISATION DU SYSTEME	33
2.1 INTRODUCTION	33
2.2 PRESENTATION DU SIMULATEUR DE RESEAU ELECTRIQUE AVEC VES.....	34
2.2.1 Simulateur d'impact du VE sur le réseau électrique	34
2.2.2 Simulateur de test des stratégies de minimisation du déséquilibre en courant	35
2.3 MODELISATION DU DESEQUILIBRE	37
2.3.1 Définition du déséquilibre.....	38
2.3.2 Composantes en phase et en quadrature des courants de ligne.....	39
2.3.3 Intérêt d'utiliser les courants actifs et réactifs pour le V2G.....	40
2.3.4 Relation entre les composantes symétriques, les courants actif et réactif, les courants des habitations et ceux des VEs	42
2.3.5 Formulation du problème de déséquilibre en courant en termes des charges.....	43
2.3.6 Conclusions partielles et perspectives de la modélisation du déséquilibre en courant	46
2.4 PRESENTATION DU RESEAU ELECTRIQUE RESIDENTIEL BASSE TENSION D'ETUDE	46
2.4.1 Structure générale des réseaux électriques.....	46
2.4.2 Présentation du réseau résidentiel d'étude.....	47

2.5	PROFILS DE PUISSANCES DES CHARGES DE TYPE « BATIMENTS »	49
2.5.1	<i>Sélection des profils de puissances des maisons</i>	49
2.6	PROFILS DES PUISSANCES DES CHARGES DE TYPE « VE »	50
2.6.1	<i>Description des charges de type VE</i>	51
2.6.2	<i>Nombre des VEs par maison et le taux de pénétration</i>	56
2.6.3	<i>Présentation du générateur de profils de puissances des utilisateurs-VEs et assignation des VEs aux maisons</i>	58
2.7	PRESENTATION DU MODELE DES BATTERIES EMBARQUEES	60
2.7.1	<i>Sensibilité du calcul de SoC aux paramètres de la batterie</i>	61
2.8	PRESENTATION DU CHARGEUR DE BATTERIE	61
2.8.1	<i>Etude exploratoire d'un chargeur bidirectionnel</i>	62
2.8.2	<i>Modèle de Chargeur utilisé dans le simulateur</i>	63
2.9	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	64
CHAPITRE 3. IMPACT DE L'INTEGRATION DU VE SUR LE DESEQUILIBRE D'UN RESEAU ELECTRIQUE BT.....		65
3.1	INTRODUCTION	66
3.2	DEFINITION DU TAUX DE PENETRATION DU VE DANS UN RESEAU ELECTRIQUE	66
3.3	CARACTERISTIQUES DES LOTISSEMENTS	68
3.3.1	<i>Nombre de maisons regroupées par lotissement</i>	68
3.3.2	<i>Nombre de maisons regroupées par PCC</i>	68
3.3.3	<i>Distances séparant les PCCs du transfo HTA/BT</i>	69
3.4	GENERATION DES PROFILS DE CUF ET VUF	69
3.5	IMPACT DE L'INSERTION DU VE SUR LE DESEQUILIBRE EN COURANT	69
3.5.1	<i>Données prises en compte pour l'élaboration d'une loi statistique du CUF</i>	70
3.5.2	<i>Introduction de paramètres descriptifs du CUF</i>	70
3.5.3	<i>Effet de l'insertion des VEs sur les paramètres statistiques du CUF</i>	71
3.5.4	<i>Choix d'une loi statistique adaptée au déséquilibre en courant et estimation du rapport avec les caractéristiques du réseau et le taux d'insertion de VE</i>	76
3.5.5	<i>Variation de la loi statistique estimée en fonction du taux d'insertion et du nombre de maisons par lotissement</i>	79
3.6	IMPACT DE L'INSERTION DU VE SUR LE DESEQUILIBRE EN TENSION	80
3.6.1	<i>Données</i>	80
3.6.2	<i>Paramètre statistique d'intérêt : Cumulé dans l'intervalle $0 < VUF < 0.02$</i>	81
3.6.3	<i>L'effet de l'insertion des VEs sur le cumulé du VUF dans l'intervalle $0 < VUF < 0.02$</i>	82
3.6.4	<i>Choix d'une loi statistique adaptée au déséquilibre en tension</i>	88
3.6.5	<i>Variation de la loi statistique estimée du VUF par rapport au taux d'insertion</i>	89
3.7	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	91
CHAPITRE 4. FONDEMENTS DES STRATEGIES V2G POUR LA MINIMISATION DU TAUX DE DESEQUILIBRE EN COURANT CUF 93		
4.1	INTRODUCTION	94
4.2	OBJECTIFS DES STRATEGIES DE MINIMISATION DU FACTEUR DE DESEQUILIBRE EN COURANT (CUF)	94
4.3	CONCEPT DES STRATEGIES DE MINIMISATION	94
4.3.1	<i>Schéma de principe de l'optimiseur</i>	94
4.3.2	<i>Stratégies de minimisation</i>	95
4.3.3	<i>Critères d'évaluation des différentes stratégies</i>	98
4.3.4	<i>Comparaison des stratégies : critère de Pareto</i>	102
4.4	FONCTION-OBJECTIF CARACTERISANT LE CUF ET CONTRAINTES SPECIFIQUES	106
4.4.1	<i>Fonction-objectif de nature continue</i>	106
4.4.2	<i>Fonction-objectif de nature discrète</i>	108

4.4.3	Restrictions ou contraintes sur les variables d'entrée des fonctions objectif.....	109
4.4.4	Pilotage des contraintes pour l'application des algorithmes d'optimisation	112
4.5	PROBLEMES D'OPTIMISATION.....	113
4.5.1	Problème continu associé à la minimisation du CUF.....	113
4.5.2	Problème discret associé à la minimisation du CUF	114
4.6	CHOIX DES ALGORITHMES D'OPTIMISATION UTILISES	115
4.6.1	Rappels sur la classification des algorithmes d'optimisation	115
4.6.2	Choix de l'algorithme pour la minimisation de la fonction de nature continue	116
4.6.3	Choix de l'algorithme pour la minimisation de la fonction de nature discrète.....	117
4.7	CONCLUSION	120
CHAPITRE 5.	STRATEGIES DE MINIMISATION DU CUF PORTANT SUR LA CHARGE DES VEHICULES.....	122
5.1	INTRODUCTION	122
5.2	ENVIRONNEMENT DE TEST	123
5.2.1	Le réseau électrique pour le test des stratégies	123
5.2.2	Distribution des véhicules.....	123
5.2.3	Durée de temps du test des stratégies	123
5.2.4	Schéma du lotissement 9.....	123
5.3	SCENARIO DE DEPART : VEs A LA RECHARGE SANS STRATEGIE DE MINIMISATION DU CUF	125
5.3.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	125
5.3.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF.....	126
5.3.3	Analyse des données du CUF.....	127
5.3.4	Analyse du VUF.....	129
5.3.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain.....	130
5.3.6	Critère $DFCPQ$: Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q) 130	
5.3.7	Conclusions partielles	131
5.4	STRATEGIE DE RECHERCHE EXHAUSTIVE TOUT-OU-RIEN POUR L'EQUILIBRAGE SANS CONTRAINTE DE RECHARGE.....	131
5.4.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	132
5.4.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF.....	132
5.4.3	Analyse des données du CUF.....	133
5.4.4	Analyse des données du VUF.....	134
5.4.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain.....	134
5.4.6	$DFCPQ$: Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	135
5.4.7	Conclusions partielles	135
5.5	STRATEGIE TOUT-OU-RIEN AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE.....	136
5.5.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	138
5.5.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF.....	138
5.5.3	Analyse des données du CUF.....	139
5.5.4	Analyse des données du VUF.....	140
5.5.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain.....	140
5.5.6	$DFCPQ$: Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	141
5.5.7	Conclusions partielles	141
5.6	STRATEGIE DE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE 0 ET 16 A SANS CONTRAINTE DE RECHARGE	142
5.6.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	143
5.6.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF.....	143
5.6.3	Analyse des données du CUF.....	144
5.6.4	Analyse des données du VUF.....	145
5.6.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain.....	145
5.6.6	$DFCPQ$: Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	146

5.6.7	Conclusions partielles	146
5.7	STRATEGIE DE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE 0 ET 16 A AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE	147
5.7.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	149
5.7.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF	149
5.7.3	Analyse des données du CUF	150
5.7.4	Analyse des données du VUF	150
5.7.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain	151
5.7.6	Critère DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)	152
5.7.7	Conclusions partielles	152
5.8	COMPARAISON DES STRATEGIES PAR CRITERES D'EVALUATION	152
5.8.1	Critère taux de réussite	153
5.8.2	Critère CUF moyen : CHCUF	153
5.8.3	Critère VUN	154
5.8.4	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain	155
5.9	COMPARAISON DES STRATEGIES : CRITERES DE PARETO	156
5.9.1	Critère de Pareto 1: Taux de défaillance vs. I_{RCPLT}	156
5.9.2	Critère de Pareto 2 : CHCUF vs. I_{RCPLT}	157
5.9.3	Figure 5. 55 Plan de Pareto des critères CHCUF vs. I_{RCPLT} Critère de Pareto 3 : I_{VUN} vs. I_{RCPLT}	157
5.10	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	158
CHAPITRE 6. STRATEGIES DE MINIMISATION DU CUF DANS LE CONTEXTE V2G		161
6.1	INTRODUCTION	161
6.2	STRATEGIE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE -16 ET 16 A SANS CONTRAINTE DE RECHARGE	162
6.2.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	163
6.2.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF	163
6.2.3	Analyse des données du CUF	164
6.2.4	Analyse des données du VUF	165
6.2.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain	165
6.2.6	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)	166
6.2.7	Conclusions partielles	167
6.3	STRATEGIE DE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE -16 ET 16 A AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE	167
6.3.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	168
6.3.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF	168
6.3.3	Analyse des données du CUF	169
6.3.4	Analyse des données du VUF	170
6.3.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain	170
6.3.6	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)	171
6.3.7	Conclusions partielles	171
6.4	STRATEGIE MODULATION D' I_b ET D' I_q DANS TOUT LE PLAN COMPLEXE DES CONSIGNES SANS CONTRAINTE DE RECHARGE	172
6.4.1	Allures journalières des SoC et des courants des VEs	173
6.4.2	Quelques profils journaliers du CUF et du VUF	173
6.4.3	Analyse des données du CUF	174
6.4.4	Analyse des données du VUF	175
6.4.5	Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain	175
6.4.6	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)	176
6.4.7	Conclusions partielles	177

6.5	STRATEGIE MODULATION D'I _b ET D'I _q DANS TOUT LE PLAN COMPLEXE DES CONSIGNES AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE	177
6.5.1	Analyse des données du CUF.....	178
6.5.2	Analyse des données du VUF.....	179
6.5.3	R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain	179
6.5.4	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	180
6.5.5	Conclusions partielles	181
6.6	RESULTAT DE LA STRATEGIE DE MODULATION D'I _b ET D'I _q EN VARIANT LA VALEUR INFERIEURE SUR LA CONTRAINTE D'I _b	181
6.6.1	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	182
6.6.2	Analyse des données	183
6.6.3	Critère I_RCPLT : Recharge insuffisante au moment du départ le lendemain	183
6.6.4	Critère taux de réussite.....	184
6.6.5	Critère CUF moyenne : CHCUF.....	185
6.6.6	Critère VUN.....	185
6.6.7	Comparaison des stratégies : critères de Pareto	186
6.6.8	Conclusions partielles	187
6.7	STRATEGIE DE MODULATION D'I _q APRES LA FIN DE LA RECHARGE	188
6.7.1	Allures et données	189
6.7.2	Synthèse des critères	189
6.7.3	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	189
6.8	STRATEGIE MODULATION D'I _b ET D'I _q DANS TOUT LE PLAN COMPLEXE DES CONSIGNES AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE A 4	
A	190	
6.8.1	Allures et données	191
6.8.2	Synthèse des critères	191
6.8.3	DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q).....	191
6.9	COMPARAISON DES STRATEGIES PAR CRITERES D'EVALUATION	192
6.9.1	Critère taux de réussite.....	192
6.9.2	Critère CUF moyenne : CHCUF.....	193
6.9.3	Critère VUN.....	194
6.9.4	Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain.....	195
6.10	COMPARAISON DES STRATEGIES : CRITERES DE PARETO	196
6.10.1	Critère de Pareto 1: Taux de défaillance vs. I_RCPLT	196
6.10.2	Critère de Pareto 2 : CHCUF vs. I_RCPLT	197
6.10.3	Critère de Pareto 3 : I_VUN vs. I_RCPLT	198
6.11	CONCLUSIONS DU CHAPITRE.....	198
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....		201
ANNEXE A		205
ANNEXE B.....		217
ANNEXE C.....		229
ANNEXE D		238
BIBLIOGRAPHIE		246

Introduction Générale

Ce travail de recherche s'est effectué dans le cadre d'une collaboration entre la société Schneider Electric (R&D) et le laboratoire G2Elab pour étudier **les interactions** entre le **réseau** et le **véhicule électriques** (notés par la suite VEs), et notamment l'impact de la recharge de ces véhicules sur la qualité de l'énergie distribuée. Ainsi, d'après l'étude citée dans (Gherardi, et al., 2012), la recharge des VEs engendrant des surconsommations variant entre deux et plusieurs dizaines de kilowatts, occasionne des perturbations sur le réseau auquel ils sont connectés ; la **gestion de l'énergie** délivrée au VE est donc une priorité pour les différents acteurs industriels qui ont établi les **infrastructures de recharge** (ADEME, 2010).

L'utilisation simultanée de différentes bornes de recharge dont le comportement est non-linéaire, le comportement aléatoire des usagers de VE et des consommateurs classiques, ont ainsi des impacts négatifs sur la demande de pointe (engendrant la mise en œuvre de systèmes de production polluants), sur le dépassement des puissances souscrites, sur la détérioration de la durée de vie des transformateurs de distribution et enfin sur la **qualité de l'énergie du réseau** (caractérisée par un taux de distorsion harmonique, un taux de déséquilibre et un taux d'injection de courant continu, ...).

En même temps, comme cela est mentionné dans (Kempton, et al., 1997), plusieurs facteurs associés au **système de stockage** embarqué dans les VEs, donneraient à ceux-ci une réelle **valeur ajoutée au réseau** que les charges conventionnelles ne peuvent offrir. Ainsi, le stockage des VEs est actuellement étudié dans l'objectif d'équilibrer la consommation et la production d'énergie et, notamment, d'optimiser la gestion des énergies d'origine renouvelable (CEA, 2012). Pour ces raisons, des initiatives gouvernementales sont lancées afin de valoriser les interactions entre le VE et le réseau électrique ou en anglais « Vehicle to Grid (**V2G**) » (ADEME, 2010).

Ainsi, toujours d'après (Kempton, et al., 1997), en observant l'utilisation des véhicules quels qu'ils soient chez les particuliers, il a été constaté que cette utilisation moyenne quotidienne pour la mobilité se limitait à 5% ou, au maximum, 10% de la journée ; le reste du temps, le véhicule est à l'arrêt. Dans le cas des VEs, ce temps à l'arrêt pourrait être utilisé judicieusement pour que le VE participe au fonctionnement du réseau, y étant probablement raccordé pendant cette période, pour notamment le recharger.

Dans ce contexte, les travaux de recherche menés dans cette thèse se sont plus spécifiquement concentrés sur une problématique plus originale portant sur l'impact de nombreux VEs sur le déséquilibre en courant et en tension du réseau de distribution basse tension auxquels ils seraient raccordés, et sur les moyens à mettre en œuvre pour améliorer la qualité de l'énergie, et notamment minimiser les taux de déséquilibre.

Ces travaux seront ainsi décrits dans six chapitres résumés ci-dessous :

Dans le premier chapitre, un état de l'art sur les études d'impact du VE sur le réseau électrique, ainsi que les grandes lignes du concept de V2G, sont présentés. Les verrous scientifiques qui entourent l'intégration du VE comme une nouvelle charge du réseau sont ensuite explicités de façon générale. La problématique du déséquilibre en courant et en tension ainsi que la solution envisagée pour pallier ce problème grâce aux véhicules électriques, sont finalement présentées.

Les modèles de simulation utilisés dans ces travaux sont ensuite décrits dans le chapitre deux. Un premier simulateur permet ainsi de modéliser l'impact des véhicules électriques en mode de recharge sur le déséquilibre du réseau ; un deuxième simulateur permet, quant à lui, de mettre en œuvre les stratégies de minimisation de déséquilibres. Nous détaillons ainsi les caractéristiques des blocs constitutifs des différents simulateurs, en tenant compte du caractère stochastique de l'usage des VEs et des habitations qui font partie du réseau résidentiel. Le calcul des déséquilibres est ensuite effectué afin d'exprimer les objectifs de minimisation de ces déséquilibres.

Dans le troisième chapitre, nous abordons l'étude d'impact du taux d'insertion des VEs sur les déséquilibres en courant et en tension. Pour cela, nous commençons par définir ce taux d'insertion en fonction du nombre des VEs et par estimer les lois statistiques qui permettent d'approcher au mieux les données des déséquilibres. Ensuite, la sensibilité des paramètres de ces lois décrivant les déséquilibres en tension et en courant par rapport à l'augmentation du taux d'insertion des VEs est analysée.

Le chapitre quatre introduit les concepts de stratégie de minimisation formulés et mis en œuvre dans ces travaux. Ainsi, la formulation des problèmes d'optimisation du déséquilibre en courant est décrite explicitement, dans les domaines continu et discret en détaillant les variables d'action propres au véhicule électrique, les contraintes associées à l'état de charge du stockage embarqué ainsi que les algorithmes d'optimisation les plus adéquats pour les problèmes formulés.

Enfin, dans les cinquième et sixième chapitres, diverses stratégies de minimisation sont évaluées en fonction du caractère unidirectionnel ou bidirectionnel du chargeur des VEs. Cette étude nous permettra ainsi d'analyser les taux de réussite des stratégies sur le déséquilibre en courant ainsi que l'effet positif sur le déséquilibre en tension.

La conclusion générale de ce mémoire reprendra les différents apports de ces travaux de thèse et proposera différentes perspectives de travail à court et moyen termes.

Chapitre 1. Convergence Véhicule électrique Réseau électrique

1.1	IMPACTS DE L'INTEGRATION DU VE SUR LE RESEAU ELECTRIQUE	14
1.2	INTERACTIONS VEHICULE/RESEAU (VEHICLE-TO-GRID V2G)	15
1.2.1	EVOLUTION DE LA TECHNOLOGIE	15
1.2.2	SMARTGRIDS ET V2G	16
1.3	VERROUS DES INTERACTIONS ENTRE LE VEHICULE ELECTRIQUE ET LE RESEAU ELECTRIQUE	16
1.4	MOTIVATION DE CE TRAVAIL DE THESE	17
1.4.1	POURQUOI L'ETUDE DES EFFETS DU VE DANS LE RESEAU ELECTRIQUE RESIDENTIEL ?	17
1.4.2	LES EFFETS DU VE SUR LA QUALITE D'ENERGIE DANS LE RESEAU RESIDENTIEL.....	18
1.4.3	NORMES DU VE RACCORDE AU RESEAU.....	19
1.5	LE DESEQUILIBRE TRIPHASE EN TENSION	20
1.5.1	NORMES SUR LE DESEQUILIBRE TRIPHASE.....	20
1.6	LE DESEQUILIBRE TRIPHASE EN COURANT	21
1.6.1	NORME POUR LE DESEQUILIBRE EN COURANT	21
1.7	CAUSES ET CONSEQUENCES DES DESEQUILIBRES.....	22
1.7.1	CAUSES ET CONSEQUENCES DU DESEQUILIBRE EN COURANT	22
1.7.2	CAUSES ET CONSEQUENCES DU DESEQUILIBRE EN TENSION.....	22
1.8	ETAT DES LIEUX DES TECHNIQUES DE REDUCTION DU DESEQUILIBRE EN TENSION	24
1.9	POSITIONNEMENT ET APPORTS DE CE TRAVAIL DE THESE	24
1.9.1	IMPACT DU VE SUR LE DESEQUILIBRE EN TENSION ET EN COURANT.....	24
1.9.2	LE V2G DANS LE RESEAU RESIDENTIEL POUR LA MINIMISATION DU DESEQUILIBRE EN COURANT	26
1.9.3	CONTRAINTES DANS LE V2G	30
1.10	PLANNING CHAPITRE PAR CHAPITRE	31

1.1 Impacts de l'intégration du VE sur le réseau électrique

Comme cela a été dit auparavant, la demande d'énergie dédiée à la recharge correspond à un appel de puissance non négligeable qui affectera le réseau électrique (EPRI 2011).

Diverses études ont été faites pour estimer l'impact des VE sur le système électrique au moment de **l'heure de pointe**. Des travaux comme ceux de Seattle (Seattle 2012) montrent que la hausse de consommation due aux VEs pourrait être supportée par les producteurs de réseau, par contre l'origine de l'énergie nécessaire pour répondre à ce besoin pourrait être de caractère polluant (Turker, Bacha et Chatroux, Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French electric grid 2010). Une recharge hors de l'heure de pointe suffirait à réduire ou à empêcher les déclenchements de ces sources polluantes (Heinen, et al. 2011) (EPRI 2011) (Gomez et Morcos 2003).

La **qualité d'énergie** serait aussi affectée par l'introduction des VEs. L'impact sur les **niveaux de tension** ne sera pas considérable, compte tenu d'un taux d'insertion des VEs entre 2% et 8% du marché de l'automobile. (EPRI 2011) . L'augmentation de la consommation est un problème de planification, ce qui fait que les gestionnaires du réseau de distribution ont déjà l'expérience nécessaire pour éviter les baisses de tension lors de taux d'insertion plus élevés (Turker, Florescu, et al. 2011).

En termes d'harmoniques **de tension**, des travaux de recherche ont été menés depuis les années 80. Les effets sur la distorsion en tension dus aux différents types de chargeurs ont été comparés à partir de trois scénarios différents de connexion au réseau (Bass, et al. 2001). Les résultats des expériences permettent d'estimer que l'impact sur les harmoniques de tension pour un seul chargeur est négligeable.

En ce qui concerne **les harmoniques de courant**, les chargeurs de VEs devront s'adapter aux normes de qualité d'énergie (IEC 1000-3-4) (Gomez et Morcos 2003). Les tests réalisés (Bass, et al. 2001) montrent que le taux de distorsion harmonique dépasse la limite établie par la norme en fonction du nombre des chargeurs connectés. Les chargeurs de VEs seront la source d'harmoniques en courant la plus importante en fin de journée chez les particuliers (Gomez et Morcos 2003).

Le transformateur HTA/BT est directement affecté par l'augmentation du taux de charge du réseau de résidentiel qui de son côté est affecté par la recharge des VEs (Turker, Bacha, et al., Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012). La détérioration du transformateur serait proportionnelle au taux d'insertion des VEs. Par conséquent, les transformateurs dimensionnés au plus juste seront les plus concernés (EPRI 2011).

Les pertes de réseau n'augmenteront pas de façon significative (EPRI 2011). Les **effets sur les lignes** dans le réseau résidentiel sont plutôt liés à l'effet de peau et à la propagation des harmoniques de courant (Gomez et Morcos 2003). L'effet de peau est dû à une distribution non uniforme de courant à l'intérieur du conducteur, lesquels se concentrent à la périphérie donc voient une plus grande résistance. La propagation des harmoniques de courant trois, neuf et quinze peuvent aussi surcharger le conducteur de neutre. Les conséquences de ces deux phénomènes seront une augmentation de la température pouvant aller jusqu'à la destruction du conducteur.

De même, **les dispositifs de coupure** pourraient aussi être affectés. La distorsion due aux courants harmoniques peut modifier la valeur efficace utilisée par les **disjoncteurs** dans la détection des défauts (Gomez et Morcos 2003) (Schneider Electric 1996). On peut rajouter également la circulation de courants continus qui peuvent affecter sérieusement les protections différentielles actuelles.

1.2 Interactions Véhicule/Réseau (Vehicle-to-Grid V2G)

1.2.1 Evolution de la technologie

Comme cela a déjà été dit, le **V2G** fait partie des perspectives qui entourent le VE comme charge active du réseau. Dans ce contexte, Tuttle (Tuttle et Baldick 2012) propose une tendance de la recherche, illustrée sur la Figure 1. 1. Dans cette projection quatre générations des VEs sont envisageables.

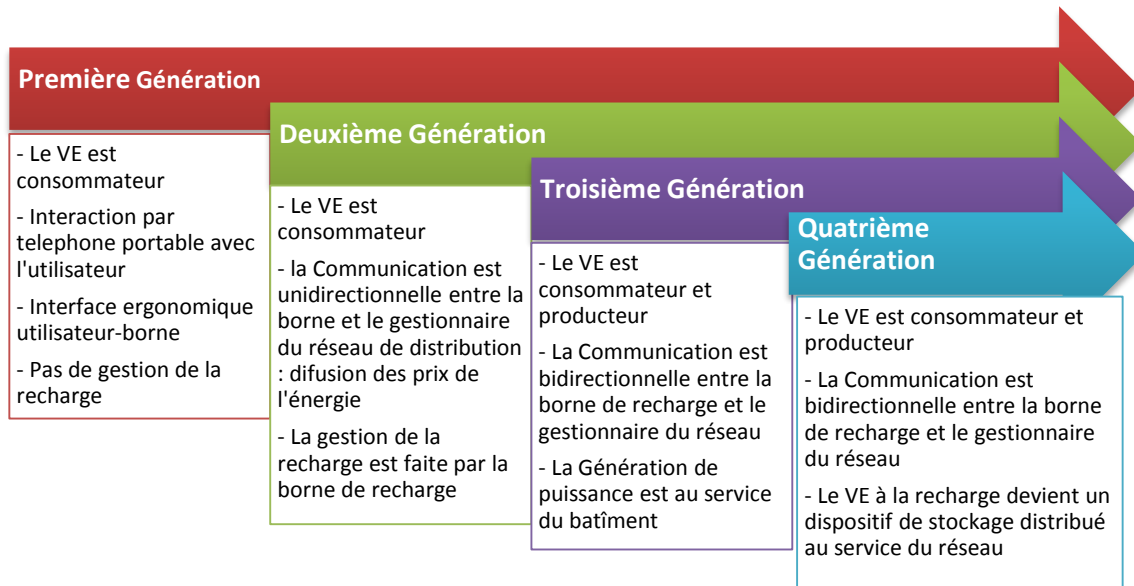


Figure 1. 1 Projection de l'évolution des interactions entre le véhicule et le réseau électrique

La **première génération** tient compte de l'état actuel du VE et des bornes de recharge en fonction de la technologie des VEs et des codes actuels. Le VE est seulement consommateur d'énergie et la communication avec l'utilisateur est limitée à des ordres et délais de recharge via une interface homme machine.

La **deuxième génération** serait caractérisée par le **besoin de gestion de la recharge** (Guillou, et al. 2011) (Gaoua, Stéphane et Lopez 2013) vu le nombre croissant des VEs et de leur concentration dans de zones spécifiques du réseau. Le flux de puissance serait encore unidirectionnel, par contre, la gestion de la recharge demanderait une **amélioration** de la **communication** :

- de la part du réseau, l'envoi du prix de l'énergie via un concentrateur de données ;
- de la part de la borne de recharge, la gestion de la recharge.

Le passage à la **troisième génération** serait caractérisé par l'apparition de **flux bidirectionnels de puissance active**, ce qui serait possible grâce à l'évolution de l'électronique de puissance au niveau des chargeurs et grâce à la communication entre le VE, la borne, les charges et les générateurs dans le voisinage du bâtiment. Dans cette étape le VE serait un acteur non négligeable dans les micro-réseaux (Microgrids). Quatre étapes composent cette génération (Tuttle et Baldick 2012) :

- « vehicle to load » (V2L) où le transfert d'énergie se fait du véhicule vers une charge spécifique ;
- « vehicle to home » (V2H) où le véhicule joue le rôle d'un système d'alimentation sans interruption pour les charges à la maison (Cvetkovic, et al. 2009);
- « vehicle to premise » (V2P) où un nombre de VEs (e.g. dizaine) dans un voisinage défini est géré par un gestionnaire local ayant pour but par exemple l'optimisation de la consommation ou l'alimentation sans interruption du bâtiment principal.
- « vehicle to grid-Net-metered » (V2G-NM) serait une nouvelle technologie pour les compteurs d'énergie à la maison de façon à vendre de l'énergie sur le réseau une fois que la production locale dépasse la consommation.

La **quatrième génération** du V2G représente la maturité. Avec la capacité de communication avec le réseau électrique, le VE deviendrait un nœud de stockage distribué d'énergie permettant donc la récupération d'énergie du réseau quand elle est moins chère ou lorsqu'elle vient des sources renouvelables. Le lissage de la pointe de consommation, la régulation de tension, les réserves primaires et secondaires, et autres **services systèmes** seraient envisageables (De Breucker, et al. 2006) (Courtecuisse, et al. 2010).

1.2.2 Smartgrids et V2G

D'après la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) « smartgrids » est défini comme la technologie qui devrait faire face aux mutations de l'état et de l'infrastructure du réseau en faisant appel aux technologies de l'information et des communications en donnant de la flexibilité et de la robustesse au réseau électrique (CRE 2013).

Le VE est un acteur majeur dans le contexte des smartgrids. D'un côté, l'insertion des VEs demanderait une distribution d'énergie intelligente. D'un autre côté, les VEs connectés au réseau constitueraient des dispositifs de stockage distribués (Kempton et Steven E., Electric vehicles as a new power source for electric utilities 1997). Ceci est un sujet crucial pour l'intégration des sources d'énergie renouvelables. La gestion de la recharge et les interactions V2G se trouvent alors au cœur de la technologie « smartgrids ».

1.3 Verrous des interactions entre le véhicule électrique et le réseau électrique

Niveau socio-économique

- Les verrous socio-économiques concernent les acteurs dans le V2G. Ce sont notamment le réseau électrique, les constructeurs de VEs et les utilisateurs (Briones, et al. 2012).
 - Du côté du réseau électrique, les barrières du V2G sont la disponibilité du capital d'investissement et le fait que le marché de l'énergie est très régulé et restreint.
 - Du côté des constructeurs des VEs, l'utilisation de la batterie pour un but autre que celui de la propulsion affectera la performance garantie par le constructeur à cause de l'augmentation des cycles de charge-décharge.
 - Du côté des utilisateurs, la question est d'où vient la motivation de participer au marché de l'énergie à travers le V2G ? Comment le V2G affecte le confort des utilisateurs ? Les sciences humaines et sociales ont un rôle non négligeable à jouer dans l'acceptabilité sociale et les modèles comportementaux humains.

Niveau technologique

- Au niveau technologique les verrous peuvent être classifiés en quatre grands axes :
 - Du côté de la **batterie**, les contraintes consistent en l'impact des cycles de charge-décharge sur la durée de vie et le comportement thermique de la batterie (Briones, et al. 2012) (Zandi, et al. 2011)
 - Du côté du **chargeur**, les défis consistent en le développement industriel de chargeurs avec un onduleur bidirectionnel ouvert à des consignes venant soit du gestionnaire du réseau, soit du gestionnaire d'énergie domestique. Il y a aussi des contraintes dues au stress sur les composants des étages d'électronique de puissance. L'injection de puissance demanderait aussi au VE de respecter les protocoles de protection de découplage, inspirés par ceux qui existent déjà pour le PV en basse tension.
 - Du côté de la **borne de recharge** les verrous consistent en l'étude des impacts du flux bidirectionnel de puissance et le protocole de communication avec le VE, avec le réseau électrique, avec le bâtiment...
 - Au niveau du **réseau** les verrous technologiques sont multiples. Dans un premier temps, un ordre de contrôle venant du réseau sera nécessaire. Ceci peut être un signal de puissance ou tarifaire. De plus, le gestionnaire de réseau électrique devra déployer un réseau de communication interconnectant les participants au système V2G. Les compteurs devraient être adaptés de la même façon pour la gestion au niveau de la maison en mettant le VE comme variable de stockage.
 - Les services système du réseau doivent être adaptés à la disponibilité des VEs. Comme cela a déjà été mentionné, l'impact du VE sur la qualité de l'énergie doit être caractérisé pour déterminer le profit exploitable vis-à-vis du V2G.

1.4 Motivation de ce travail de thèse

La motivation de ce travail de thèse est basée sur deux aspects. Tout d'abord, il est nécessaire d'évaluer l'effet du VE sur la qualité d'énergie au niveau du réseau résidentiel et, en particulier, l'effet sur le déséquilibre en courant et en tension. Ensuite, un nouveau type d'interaction V2G cherchant à minimiser le déséquilibre en courant et diminuer le déséquilibre en tension causé par l'introduction des VEs sera proposé.

1.4.1 Pourquoi l'étude des effets du VE dans le réseau électrique résidentiel ?

Le réseau résidentiel BT serait directement impacté par l'introduction du VE dans le marché (Francfort 2013). D'après le projet « THE EV PROJECT » aux USA (The EV project 2013), de 2,1 millions de demandes de recharge en 2013 (7885 VEs avec 10757 bornes de recharge), plus de 91% se passent dans des zones résidentielles, environ 8% dans des zones commerciales et moins de 1% est constitué de charges rapides. La Figure 1. 2 résume l'évolution des demandes de recharge depuis 2011 dans le projet mentionné.

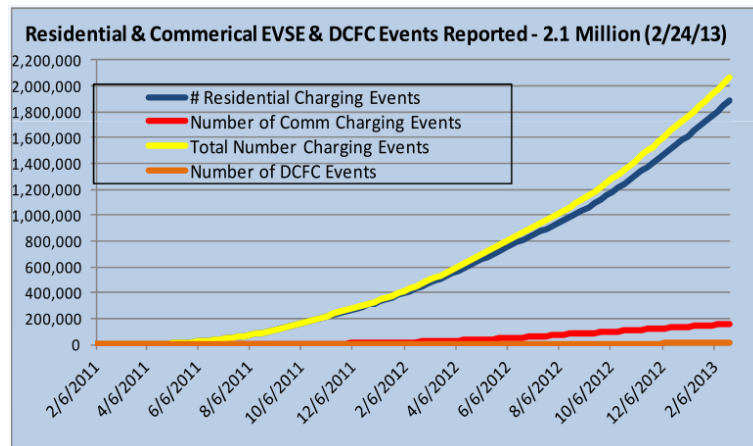


Figure 1. 2 Evènements de recharge des VE dans le résidentiel et le non résidentiel.
Expérience des laboratoires INL et EPRI (Francfort 2013)

1.4.2 Les effets du VE sur la qualité d'énergie dans le réseau résidentiel

La qualité d'énergie que les réseaux en moyenne tension (MT) et basse tension (BT) doivent assurer aux utilisateurs fait référence à plusieurs normes. La norme européenne EN 50160 décrit les phénomènes qui peuvent dégrader la **qualité d'énergie** du réseau électrique (UTE 2000). Les phénomènes régulés sont la variation de la fréquence, de l'amplitude de la tension fournie, les creux de tension, les coupures brèves et longues, les surtensions temporelles et transitoires entre les phases et la terre, les tensions harmoniques et inter-harmoniques, la transmission de signaux d'information sur le réseau et le déséquilibre de la tension fournie.

La plupart des **perturbations** de la **qualité d'énergie** dans un réseau résidentiel ont deux origines possibles: les charges raccordées et l'infrastructure des réseaux qui amènent l'énergie jusqu'au point de raccordement. Dans ce travail de thèse nous allons nous concentrer sur les charges raccordées. Celles-ci dégradent la qualité d'énergie fournie par le réseau à cause de ses non-linéarités, ses composantes harmoniques, le haut débit de consommation, leurs transitoires et le caractère aléatoire de la connexion.

Ainsi, comme illustré sur la Figure 1. 3, ces perturbations peuvent venir d'une seule charge ou de plusieurs charges et affecter le point de connexion commun (PCC) au réseau BT. Le **VE** serait notamment une de ces charges qui causerait différentes perturbations.

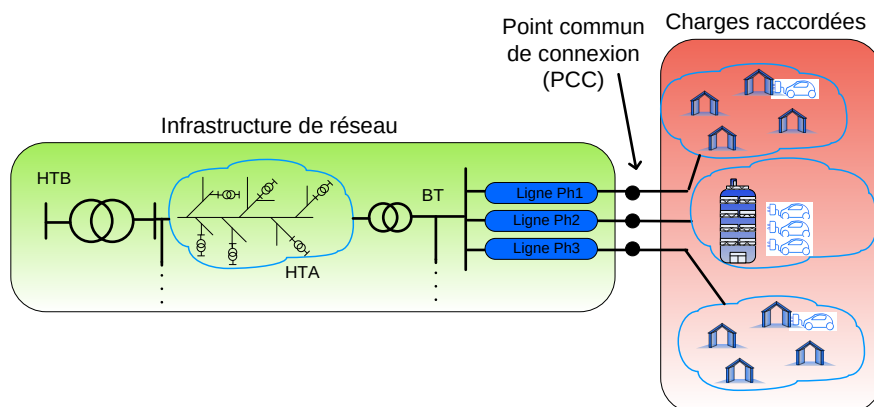


Figure 1. 3 Sources de perturbations mesurées dans un point de connexion commun.

La qualité de l'énergie doit être assurée tant pour l'infrastructure du réseau que pour les charges :

- Pour l'infrastructure du réseau, les actions comprennent le bon dimensionnement des lignes des transformateurs, les banques de capacités et les protections.
- Pour les charges, les contraintes comprennent un taux maximal d'injection d'harmoniques, des protections en mode commun et/ou différentiel, la non injection des courants DC sur le réseau, $\cos(\varphi)$ unitaire etc.

Le chargeur de VE satisfait la norme en harmoniques et celle de l'injection de courant DC. A son tour, les installations de recharge sont dimensionnées pour divers débits de recharge (protections) à une faible distorsion.

Pourtant, Il n'y a pas de norme pour réguler le déséquilibre en courant ou tension venant d'un VE ou d'un parc de VE. Pour confirmer cela, dans la suite nous allons faire une synthèse sur les normes existantes pour le raccordement des VE.

1.4.3 Normes du VE raccordé au réseau

Les **normes** pour les infrastructures de recharge sont énoncées sur la Figure 1. 4 (Van-den-Bossche, et al. 2010). Elles listent les exigences sur les infrastructures de recharge en termes de compatibilité électromagnétique, de stockage d'énergie, de sécurité en basse tension et de communication entre les VE et le réseau électrique (4icom 2011) (Van-den-Bossche, et al. 2010).

Parmi les normes applicables au VE (4icom 2011), la norme *ISO TC22 Véhicules routiers* règle tout ce qui concerne le VE en tant que moyen de transport (freinage, puissance, énergie consommée, impacts frontaux et latéraux, sécurité, etc...). Les normes applicables sur les fusibles et sur les disjoncteurs sont l'*EU2006/95EC*, l'*EU2004/108/EC*, l'*IEC TC64* et l'*IEC TC 57*. Les normes sur les éléments de stockage qui s'appliquent aux batteries sont l'EN 1175, l'EN 50272 et la J2464, en plus de celles liées à la sécurité de leur manipulation comme l'ISO 12405, l'ISO 6469, l'IEC 61982 et la J1495.

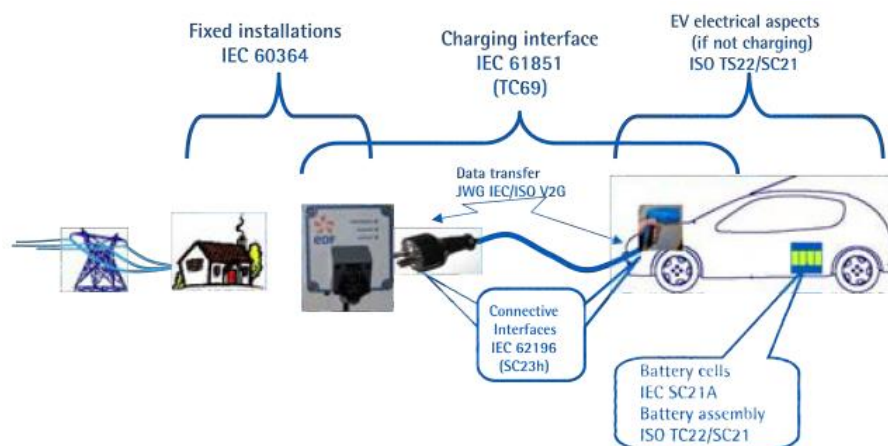


Figure 1. 4 Schéma des normes qui entourent la connexion du VE au réseau électrique (Van-den-Bossche, et al. 2010)

Trois normes sont directement adressées au VE :

- La norme IEC 61851 qui règle :
 - Le système de charge non-isolé pour véhicules électriques qui définit les modes de recharge ;

- Les types de sorties des stations de recharge (soit AC et DC) vers le VE ;
- Les exigences de sécurité, pour la CEM et pour le socle des connecteurs.
- Les connecteurs pour le VE sont conçus en fonction des normes IEC 62196 et SAE J1772.
- Les communications entre la station de recharge et le VE sont régulées par la norme SAE J2847. Celle-ci régleme la communication entre le VE et le réseau électrique pour aboutir à un transfert d'énergie. La norme ISO 15118 définit les caractéristiques de l'interface de communication entre le véhicule et le réseau électrique.

1.5 Le déséquilibre triphasé en tension

Certains paramètres de la qualité d'énergie en basse tension ne sont pas considérés comme des contraintes de conception pour les charges monophasées. C'est le cas du **déséquilibre en tension**. Pour cette raison, ce travail de recherche étudiera l'impact de l'intégration du VE dans le réseau résidentiel sur ces déséquilibres.

Dans un système équilibré en tension ou en courant dans un PCC donné, l'amplitude des grandeurs est la même pour chacune des phases, celles-ci étant décalées à 120 degrés entre elles. Dans la suite nous regarderons la définition du déséquilibre en tension selon certaines normes.

1.5.1 Normes sur le déséquilibre en tension

La qualité d'énergie en Europe est régulée par la norme EN 50160. Dans cette norme le déséquilibre en tension est décrit comme suit: le PCC qui connecte une installation électrique est équilibré en tension si les mesures du **taux de déséquilibre en tension** (VUF-Voltage unbalance factor), pendant une semaine, se trouvent en-dessous de 2%. Les mesures du taux de déséquilibre se font toutes les 10 minutes.

Le VUF en Europe est défini comme exprimé dans l'Equation 1. 1 où $V_{(-)}$ est la composante symétrique inverse et $V_{(+)}$ est la composante symétrique directe. Une étude approfondie sur cette définition sera faite dans le chapitre 2. Le Tableau 1. 1 contient les normes existantes (Chen, Yang et Yang 2013).

$$VUF = \frac{V_{(-)}}{V_{(+)}} \quad \text{Equation 1. 1}$$

	Norme	Formulation	
1.	IEEE Std. 936 1987	$\frac{\text{Max}(V_a, V_b, V_c) - \text{Min}(V_a, V_b, V_c)}{V_{avg}} * 100\%$	V_a, V_b, V_c , sont les tensions ligne-neutre des phases a, b et c. $V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$
2.	NEMA MG-1993	$\frac{\text{Max}(V_{ab} - V_{avg} , V_{bc} - V_{avg} , V_{ca} - V_{avg})}{V_{avg}} * 100\%$	V_{ab}, V_{bc} et V_{ca} sont les tensions ligne-ligne. $V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3}$
3.	IEEE Std. 141-1993	$\frac{\text{Max}(V_a - V_{avg} , V_b - V_{avg} , V_c - V_{avg})}{V_{avg}} * 100\%$	$V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$
4.	IEEE Std. 1159-2009	$VUF_{réel} = \left \frac{V_{(-)}}{V_{(+)}} \right \left \theta_v^{(-)} - \theta_v^{(+)} \right $	$V_2(\theta_v^2)$: phaseur (module et phase) de la séquence inverse

		$VUF_{r\acute{e}el}^0 = \left \frac{V_0}{V_{(+)}} \right \left \theta_v^0 - \theta_v^{(+)} \right $	$V_1 \langle \theta_v^1$: phaseur de la séquence directe $V_0 \langle \theta_v^0$: phaseur de la séquence homopolaire
--	--	--	--

Tableau 1. 1 Définitions du taux de déséquilibre en tension (Chen, Yang et Yang 2013)

Le VUF complexe (4^{ème} norme dans le tableau) est reconnu comme la valeur réelle du déséquilibre en tension, appelé encore « true unbalance » (Chen, Yang et Yang 2013) (Ferreira Filho, et al. 2010) (Faiz et Ebrahimpour, Precise derating of three phase induction motors with unbalanced voltages 2007). Dans les travaux de Chen, toutes ces définitions et la norme européenne sont comparées. Ces travaux concluent que la norme européenne est celle qui s'approche le plus au VUF complexe. Pour simplifier notre étude, nous avons choisi la **définition du taux de déséquilibre** de la norme Européenne, c'est-à-dire celle de l'Equation 1. 1.

Dans la littérature nous avons trouvé des applications alternatives au sujet du taux de déséquilibre. Ce sont par exemple, la définition du taux de déséquilibre en tension en fonction du flux de puissance au niveau du PCC (Seiphetlho et Rens 2010) ou le rapport entre les harmoniques et le déséquilibre en tension (Duarte et Kagan 2010). Dans la suite, ce sujet ne sera pas approfondi.

1.6 Le déséquilibre triphasé en courant

La définition du taux de déséquilibre en courant (CUF-Current unbalance factor) est la même que celle du taux de déséquilibre en tension mais en remplaçant les grandeurs de tension pour celles de courant (Equation 1. 2). Les VEs étant de nouvelles charges du réseau, ils modifient les courants des phases et, par conséquent, ses composantes symétriques.

Le point le plus important est que le CUF a une influence sur le déséquilibre en tension. Dans l'Equation 1. 3 qui est d'ailleurs approximative, le déséquilibre en tension dû aux charges est exprimé en fonction du déséquilibre en courant et du quotient entre la puissance consommée par une charge i et la puissance nominale au niveau du PCC (Jayatunga, Perera et Ciufo 2012) (Renner 2010).

$$CUF = \left| \frac{I_-}{I_+} \right| \quad \text{Equation 1. 2}$$

$$VUF_{charges} = \left| \frac{S_i}{S_{nom}} \right| CUF \quad \text{Equation 1. 3}$$

Le déséquilibre en tension est identifié dans l'équation avec l'indice « charges » car il peut être aussi causé par la disparité des impédances des lignes et par les sources de tension déséquilibrées (Jayatunga, Perera et Ciufo 2012). Ce rapport (cf. Equation 1. 3) nous donne des pistes sur la possibilité de corriger le déséquilibre en tension en jouant sur la puissance des charges et sur le déséquilibre en courant. D'autres auteurs montrent que le rapport entre le $VUF_{charges}$ et le CUF est presque proportionnel (Giridhar-Kini, Bansal et Aithal 2007).

1.6.1 Norme pour le déséquilibre en courant

Dans plusieurs codes industriels en électrotechnique (EMSD 2005) ainsi que dans les normes pour les machines électriques comme la norme NEMA MG 1-1998 (National Electrical Manufacturers Association) (NEMA 2002), il est établi que le taux de déséquilibre en courant (Equation 1. 2), ne doit pas dépasser 10%. La norme IEEE Std 739-1995 (IEEE Std. 1995) indique que le déséquilibre en

courant causé par les charges dans une installation industrielle ou commerciale doit être limité de façon à ce que le déséquilibre en tension ne soit supérieur à 5%, dans le pire des cas. La norme IEEE Std 1159 (IEEE Std 1159 2009) impose des valeurs typiques pour le déséquilibre en courant entre 1% et 30%.

1.7 Causes et Conséquences des déséquilibres

1.7.1 Causes et Conséquences du déséquilibre en courant

Le réseau électrique est normalement déséquilibré en courant, à cause de la différente consommation sur chaque phase. Ce déséquilibre en courant est encore plus grand dans le réseau BT où l'individualisation de la consommation est beaucoup plus marquée. Les conséquences principales du déséquilibre en courant sont (Tavakoli-Bina et Kashefi 2011) :

- les pertes fer dans le transformateur et les pertes dans les lignes.
- le déséquilibre en courant crée une surcharge des transformateurs.
- L'augmentation du courant du neutre pour des systèmes à quatre fils
- L'augmentation de la tension du neutre pour les installations ou pour les transformateurs dont le secondaire a une connectique résistive à la terre (Schipman et Delincé 2010).
- La composante symétrique inverse dans un système électrique entraîne un couple inverse dans les moteurs triphasés directement connectés.
- Le déséquilibre en courant influence de façon importante le déséquilibre en tension (Schipman et Delincé 2010) (OOIT 2000).

1.7.2 Causes et Conséquences du déséquilibre en tension

La connexion asymétrique des bornes monophasées aux trois phases comme une nouvelle charge de réseau est un exemple des causes de déséquilibre en tension. De plus, il y a d'autres facteurs qui génèrent du déséquilibre en tension dans un point de raccordement. Ce sont:

- l'augmentation du déséquilibre en courant
- L'asymétrie des impédances des lignes triphasées de distribution de l'énergie (Jayatunga, Perera et Ciufo 2012)
- Le rapport inégal entre les enroulements au secondaire des transformateurs HTA/BT (Kersting 2010) (OOIT 2000)
- Les transitoires provenant du réseau électrique du ferroviaire (Tsai-Hsiang 1994)
- Le déséquilibre en tension des sources de tension (Kersting 2010)

Nous allons ensuite lister quelques conséquences suite au déséquilibre en tension :

- Génération d'oscillations sur le bus continu des convertisseurs triphasés (Etxeberria, et al. 2007) (Vekhande, Pimple et Fernandes 2011)
- Génération de pertes de puissance dans les lignes de distribution (T.-H. Chen 1995).
- L'effet du déséquilibre en tension sur les machines électriques est amplement étudié dans la littérature. Ce phénomène fait même partie des codes techniques (OOIT 2000) (AMO 2012).

La Figure 1. 5 illustre l'augmentation des pertes dans une machine électrique en fonction de l'augmentation du déséquilibre en tension (OOIT 2000).

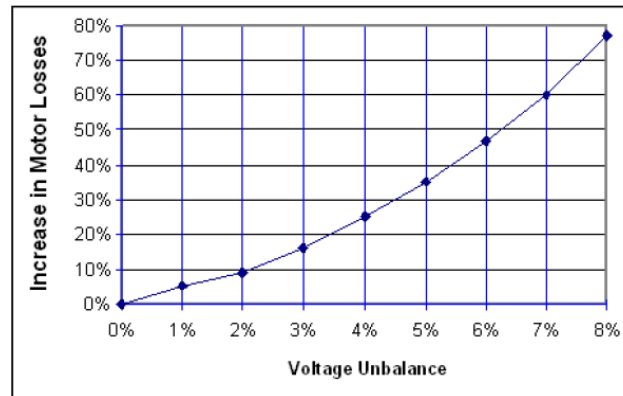


Figure 1. 5 Rapport entre le déséquilibre en tension et les pertes dans une machine synchrone (OOIT 2000)

La Figure 1. 6 illustre séparément le rapport entre le déséquilibre en tension et les pertes dans le stator, dans le rotor, dans le noyau et les pertes totales dans une machine électrique à cage d'écureuil (Faiz, Ebrahimpour et Pillay, Influence of unbalanced voltage supply on efficiency of three phase squirrel cage induction motor and economic analysis 2006) (Donolo, Bossio et De-Angelo 2011).

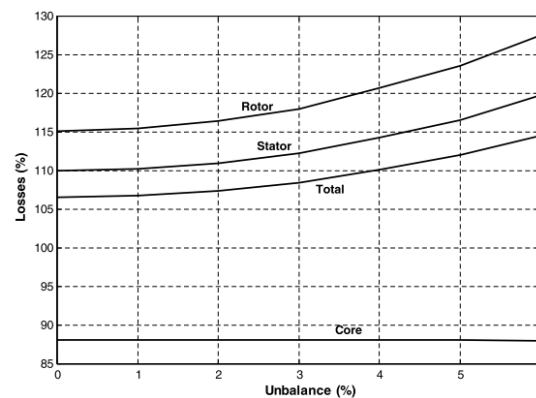


Figure 1. 6 Pertes dans le stator, le rotor et dans le noyau d'une machine électrique à cage d'écureuil (Faiz, Ebrahimpour et Pillay, Influence of unbalanced voltage supply on efficiency of three phase squirrel cage induction motor and economic analysis 2006)

Le déséquilibre en tension réduit le taux de charge nominal de la machine (Pillay, Hofmann et Manyage 2002) (Faiz et Ebrahimpour, Precise derating of three phase induction motors with unbalanced voltages 2007). La Figure 1. 7 montre un exemple pour le rapport entre le taux de charge (derating factor) et le déséquilibre en tension (Donner, Subler et Evon 2000).

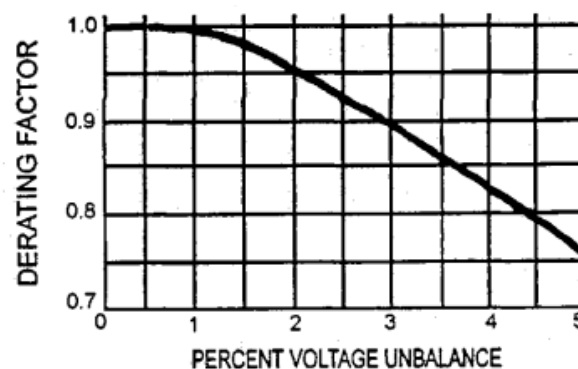


Figure 1. 7 Courbe de réduction du taux de charge d'une machine électrique en fonction du pourcentage de déséquilibre (Donner, Subler et Evon 2000)

Ces effets sur le fonctionnement des machines électriques, font ressortir l'intérêt de réduire le déséquilibre en tension. Notre travail consiste à montrer que les VEs à la recharge sont capables de réduire les déséquilibres en tension et en courant tout en respectant la recharge de la batterie.

1.8 Etat des lieux des techniques de réduction du déséquilibre en tension

Les techniques de réduction du déséquilibre en tension peuvent être passives ou actives (Fernandez, Bacha, et al. 2013). Dans le cas des techniques de réduction passive nous pouvons citer la distribution symétrique des charges avant de créer l'infrastructure des installations monophasées, la bonne conception des transformateurs triphasés et la correction des surcharges de la part du gestionnaire du réseau. Ces techniques sont appelées passives car elles comprennent une action non-automatisée. La technique passive la plus utilisée, est celle dont l'équilibrage des taux de charge entre les phases est fait en régulant la tension de chacune au niveau du poste source avec des transformateurs régulateurs en charge (ceci en moyenne tension).

Les méthodes actives ont pour but la réduction en temps réel du déséquilibre en tension. Pour cela des onduleurs de tension ou des commutateurs de courant sont utilisés. Ce genre de technique est utilisé soit pour augmenter l'immunité du système face aux déséquilibres en tension ou bien de réduire directement le déséquilibre.

Parmi les nombreux exemples de dispositifs robustes face au déséquilibre en tension, nous pouvons citer les dispositifs d'électronique de puissance ayant la capacité de supporter des creux de tension (Capacité de passage à travers défaut : Low voltage ride-through, LVRT) à partir d'un contrôle sur les composantes symétriques positive et négative (Alepu, et al. 2009).

Les techniques de réduction du déséquilibre en tension les plus souvent utilisées sont basées sur un équilibrage des charges sur chaque phase ; il faut dire ici que l'on ne réduit que le déséquilibre causé par ces charges. Quelques exemples de ces techniques sont présentés ci-dessous :

- L'annulation du déséquilibre en courant par l'annulation de la composante symétrique négative sans consommation de puissance active (Bhavaraju et Enjeti 1993).
- L'équilibrage de la charge par des compensateurs de type shunt (Ghosh et Joshi 2000).
- Des applications pour l'équilibrage de charges entre phases en régime non-sinusoïdal à quatre fils, en utilisant la théorie des puissances instantanées (Chen et Hsu 2000).

Compenser le déséquilibre triphasé en tension par l'équilibrage des charges revient donc à équilibrer les courants qui transitent à travers le PCC. Ceci représente le cœur de ce travail de thèse. L'approche que nous proposons dans ce travail de thèse consiste à faire un équilibrage des courants au niveau des charges (les VEs) de façon à réduire le déséquilibre en tension. Afin de mieux développer cette idée, nous allons positionner ce travail de recherche par rapport à ce qui a déjà été décrit dans la littérature.

1.9 Positionnement et apports de ce travail de thèse

1.9.1 Impact du VE sur le déséquilibre en tension et en courant

Etat des lieux

Dans (Shahnia, et al. 2011) les auteurs font une étude sur la sensibilité du déséquilibre en tension aux courants de recharge des VEs raccordés compte tenu de plusieurs taux d'insertion des VEs sur un réseau basse tension. Ils illustrent le rapport entre le taux de déséquilibre en tension (VUF ou VU) et la distance qui sépare le PCC (où le VUF est mesuré) et le transformateur HTA/BT. La Figure 1. 8

illustre ce rapport. Les paramètres de la fonction de densité varient en fonction de la localisation du PCC d'étude : Plus le PCC est loin, plus la probabilité d'avoir un VU plus grand que 2% augmente.

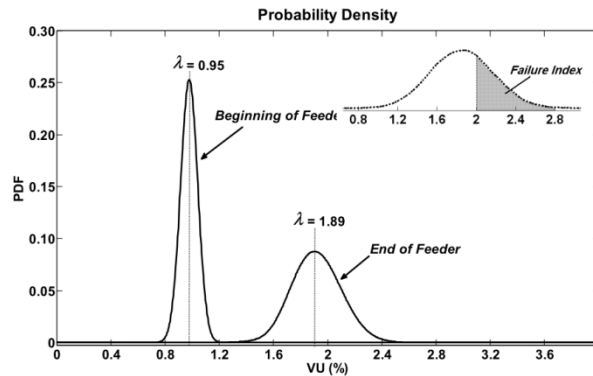


Figure 1. 8 Distribution de la probabilité du VUF pour deux PCC : l'un proche et l'autre éloigné du transformateur HTA/BT (Shahnia, et al. 2011)

Dans son rapport concernant le transport électrique, l'EPRI (Electric Power Research Institute) a inclut quelques observations sur l'impact du déséquilibre en tension résultant de l'insertion du VE (EPRI 2011). Dans cette étude, il a été démontré que même pour le scénario le plus défavorable, le VUF au niveau du secondaire d'un transformateur BT serait de 1.3%, donc ne dépasserait pas les 2% établis par la norme. Ce scénario est caractérisé par un taux d'insertion de 20% avec une recharge quasi-rapide (240V, 30 A).

D'après Peças-Lopes (Peças-Lopes, et al. 2010), le déséquilibre en tension est pris en compte comme une des conséquences les plus récurrentes dans le contexte des micro-réseaux. Dans cette étude l'influence du déséquilibre des charges entre les phases sur le déséquilibre en tension est décrite. Des stratégies pour le corriger sont également proposées en modifiant la consommation des charges et la consigne de la puissance de recharge d'un chargeur bidirectionnel de VE.

Apport de ce travail de thèse

Contrairement à Shahnia (Shahnia, et al. 2011) qui considère une loi normale pour décrire le VUF, nous avons estimé une loi statistique différente, qui se rapproche au plus de l'histogramme des données du VUF (cf. Figure 1.9). Ce choix a été fait suite à une comparaison de plusieurs lois que nous avons étudiées. A la différence de Shahnia, nous avons déterminé la sensibilité des taux d'insertion et de plus, nous avons calculé la sensibilité du taux de déséquilibre en courant.

La Figure 1.9 représente un exemple d'un histogramme construit par un ensemble de données du taux de déséquilibre en tension mesurées au niveau d'un PCC. Nous avons récupéré des données des simulations des scénarios hebdomadaires faites à partir des profils des puissances des habitations et des VEs en mode de recharge. Sur cette figure, nous illustrons aussi les paramètres moyenne et cumulé ; l'étude porte sur la sensibilité de ces paramètres aux taux d'insertion des VEs.

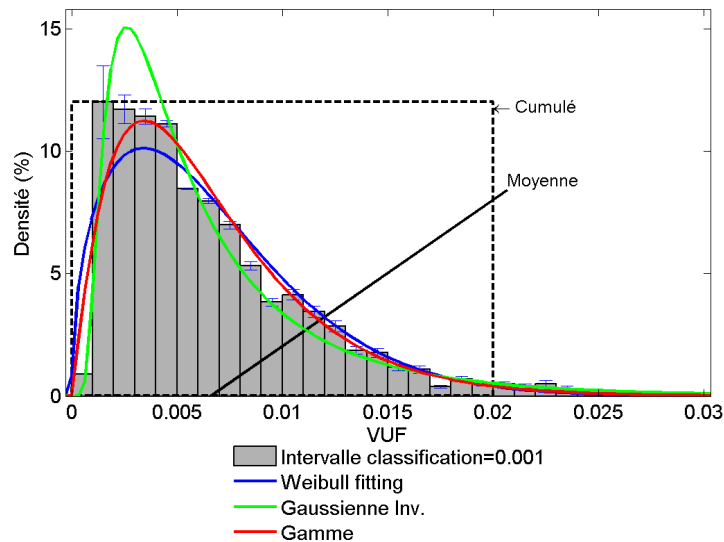


Figure 1.9 FDPs du VUF possibles pour modéliser l'histogramme des données pour un PCC et un taux d'insertion des VES spécifique

Les résultats sur l'étude du déséquilibre en tension présentés par l'EPRI (EPRI 2011) se limitent au secondaire du transformateur HTA/BT, ce qui ne constitue pas le scénario le plus défavorable dans la BT. Dans ces travaux de thèse, nous identifions le point de raccordement commun (PCC) le plus sensible aux VE. Nous montrons que sur ce PCC la connexion des VE peut amener à des conditions de déséquilibres hors la norme.

Inspirés par l'idée du déséquilibre causé par les charges (Peças-Lopes, et al. 2010), un autre apport de ce travail de thèse est l'analyse statistique du déséquilibre en courant, celui-ci étant un sujet sur lequel il y a peu de recherche. Cette étude sur l'impact du VE sur le déséquilibre en courant motive le deuxième objectif de ce travail de thèse : montrer le rôle actif du VE dans la minimisation du phénomène du déséquilibre en courant tendant à améliorer le déséquilibre en tension.

1.9.2 Le V2G dans le réseau résidentiel pour la minimisation du déséquilibre en courant

Selon la norme IEEE Std 1159 2009 (page 38), le VUF doit être conservée en-dessous de 2%. Pour cela elle suggère l'égalisation des charges entre les phases ou la correction de la cause du mauvais fonctionnement. Le concept du V2G sera adapté dans ce travail pour définir la participation du VE à l'égalisation des charges entre les phases qui n'est que la minimisation du taux de déséquilibre en courant (CUF).

Le V2G dans le réseau résidentiel

Dans le contexte V2G, au niveau local résidentiel, les puissances active et réactive peuvent être consommées ou produites dans les limites imposées par l'interface électronique de puissance et par l'installation de raccordement.

La Figure 1. 10 illustre le rapport entre les grandeurs électriques (courant I_{Rech} et tension V_{PCC}) et les possibles actions du VE, celui-ci étant connecté au réseau. Les possibles actions liées à la puissance active sont la recharge ou la décharge du VE vers le réseau. Vis-à-vis de la puissance réactive, le chargeur peut fonctionner en régime inductif ou capacitif. Sur cette figure le V_{PCC} représente la tension monophasée au niveau du PCC et I_{Rech} représente le courant de recharge du VE.

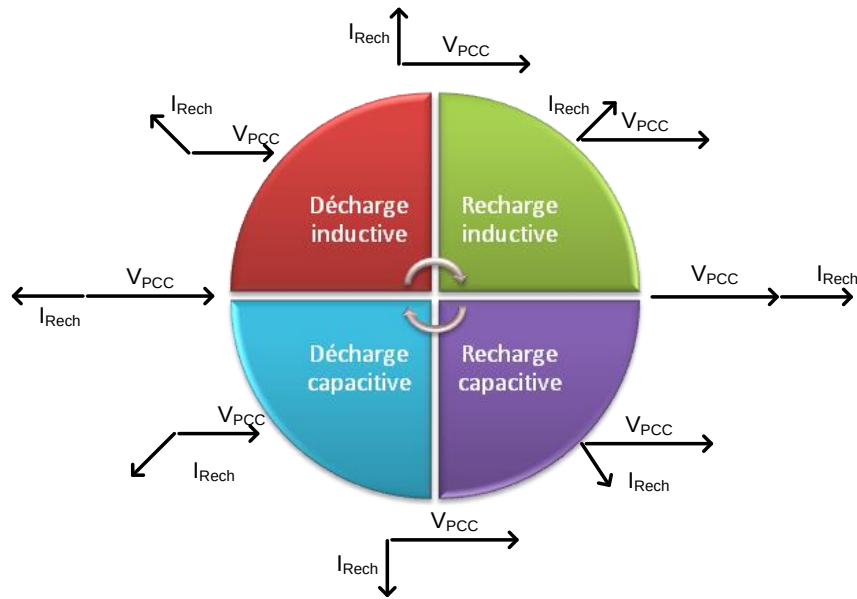


Figure 1. 10 Fonctionnement du VE dans le contexte du V2G (Kisacikoglu, Ozpineci et Tolbert 2010)

Des exemples d'application de ce concept sont le travail de Cvetkovic où le VE (en mode de recharge) est amené à participer au réglage de la tension dans le réseau résidentiel (Cvetkovic, et al. 2009) ou le travail de Carradore dans lequel l'interaction du VE avec le bâtiment auquel il est raccordé est modélisée en utilisant ce concept (Carradore et Turri 2010).

Concept du V2G adopté

Nous avons adopté ce concept pour délimiter les valeurs des puissances permises. Les plans des puissances complexes que nous utilisons à ce sujet sont illustrés sur la Figure 1. 11. La composante réelle est associée à la puissance réelle ou active « P » consommée ou produite par les VEs ou les habitations voisines. La composante imaginaire est associée à la puissance imaginaire ou réactive « Q » absorbée ou produite. La circonférence représente la valeur maximale de la puissance apparente permise selon le type de contrat de l'installation électrique des habitations (9 kVA) ou des VEs (3.7 kVA).

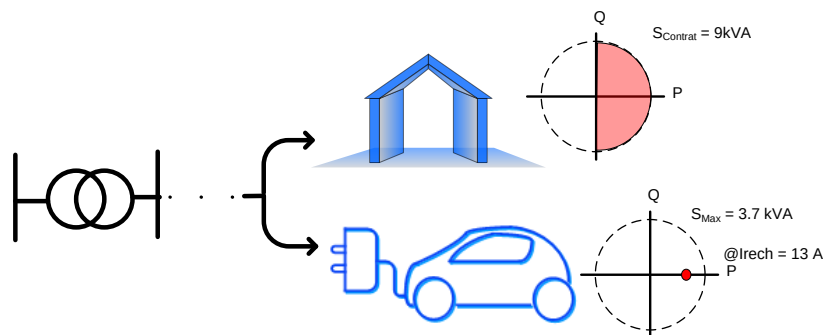


Figure 1. 11 Représentation du plan complexe de la puissance apparente

Sur la Figure 1. 11, la consommation du bâtiment en régime nominal est représentée par le demi-cercle en rouge. Ceci dit, la puissance active positive « +P » dans le plan complexe représente la puissance active consommée. La puissance de recharge nominale d'un VE par exemple pourrait être équivalente à 3 kW pour un facteur de puissance proche de 1. Celui-ci est le point rouge sur la figure.

En résumé, la puissance active positive « +P » dans le plan complexe représente la puissance active consommée et la puissance active négative « -P » représente la puissance active produite. De la même façon, la puissance réactive positive dans le plan complexe « +Q » représente la puissance réactive inductive et, la puissance réactive négative « -Q » représente la puissance réactive capacitive.

Application V2G innovante pour la minimisation du déséquilibre en courant

Dans ce travail de thèse, l'application V2G innovante est la coopération d'un ou plusieurs VEs à la minimisation du déséquilibre en courant au niveau du PCC. La Figure 1. 12 montre le schéma simplifié de ce système.

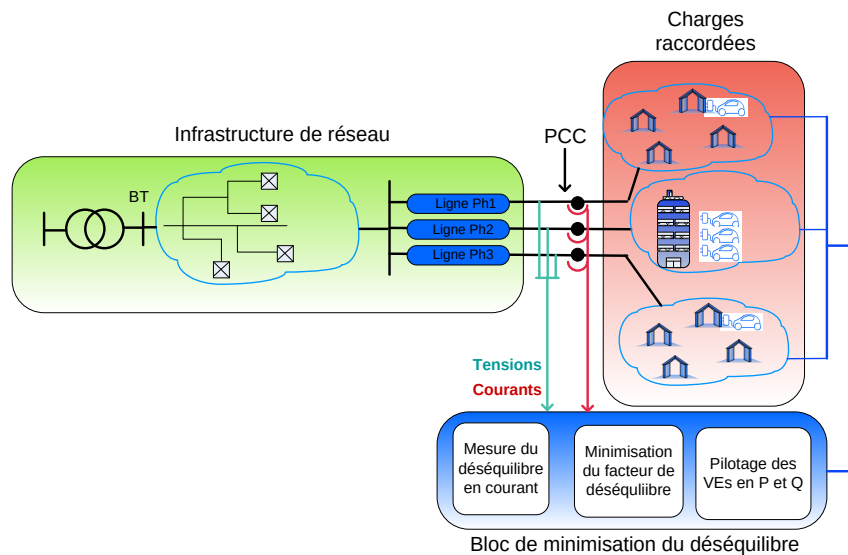


Figure 1. 12 Schéma simplifié du bloc de minimisation du déséquilibre en courant

Le scénario est composé d'une infrastructure du réseau, des charges et d'un bloc de minimisation du déséquilibre. L'infrastructure de réseau résidentiel est constituée des lignes et du transformateur. Le réseau en amont du transformateur n'est pas considéré dans cette étude. Les habitations sont des charges non contrôlables dont la consommation est limitée par un abonnement résidentiel de basse tension monophasée. La modélisation de ces éléments est présentée dans le chapitre 2.

Le bloc de minimisation du déséquilibre en courant est l'organe de contrôle de la recharge des VEs. Les éléments constitutifs de ce sous-système sont :

- Le calcul du déséquilibre initial à partir des mesures des courants des phases et des tensions phase-ligne.
- La minimisation du taux de déséquilibre en courant (CUF) en utilisant des outils d'optimisation des fonctions continues et discrètes (cf. chapitre 4, 5 et 6).
- Les consignes de puissances optimales P et Q sont déterminées en utilisant les résultats de la minimisation et ensuite elles sont envoyées aux VEs.

La Figure 1. 13 présente un exemple de ce qui serait le plan des puissances active et réactive dans le contexte V2G. Sur cette figure nous montrons la densité des consignes optimales envoyées aux VEs lors de la mise en simulation d'une des stratégies proposées dans ce travail de thèse.

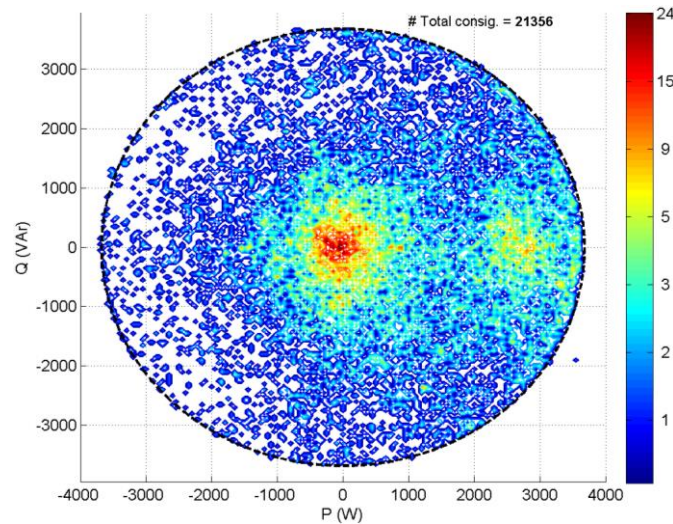


Figure 1. 13 Densité des consignes de puissance apparente dans le plan complexe de consommation

Pour donner une image de l'efficacité des stratégies de minimisation, nous montrons dans la Figure 1. 14 et la Figure 1. 15 des allures du CUF et du VUF de trois scenarios :

- lorsqu'il n'y a pas de VEs dans le réseau (ligne en bleu pointillée),
- lorsqu'il y a de VEs dans le réseau mais nous n'équilibrons pas le déséquilibre (ligne en bleu continue)
- lorsque nous mettons en place une des stratégies (ligne en rouge).

Nous rappelons que ces allures sont des mesures du CUF et VUF effectuées toutes les 10 mn au cours d'une journée dans un PCC donné. Ces exemples illustrent l'effet positif de la stratégie de minimisation sur les taux de déséquilibre en courant et en tension.

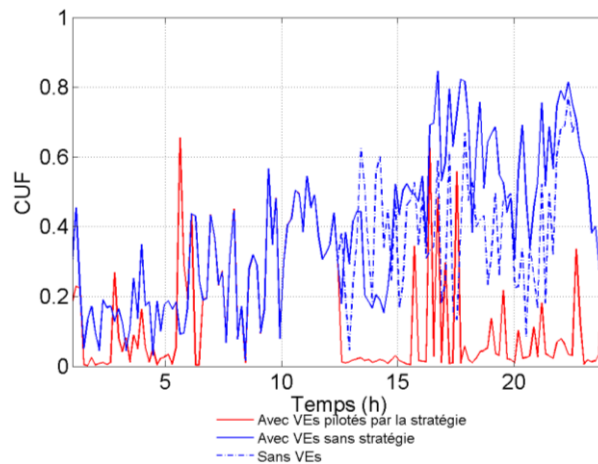


Figure 1. 14 Profils du taux de déséquilibre en courant avant et après l'application de la stratégie de minimisation

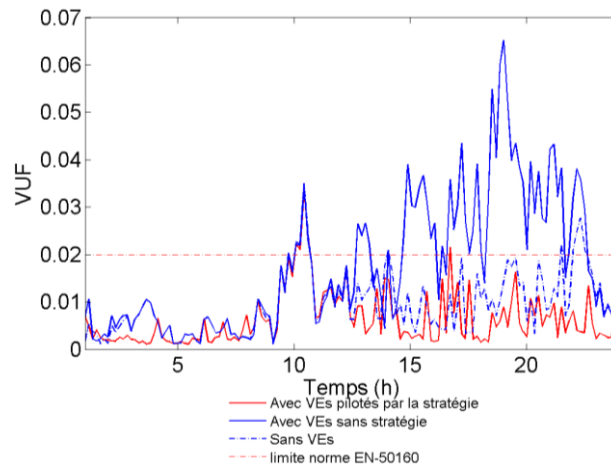


Figure 1. 15 Profils du taux de déséquilibre en tension avant et après l'application de la stratégie de minimisation

1.9.3 Contraintes dans le V2G

Le transfert bidirectionnel de puissance dépend des structures d'électronique de puissance ayant un fonctionnement dans les quatre quadrants.

Une contrainte majeure est la **préservation** de la **batterie** pour sa **fonction principale**, c'est-à-dire la mobilité. L'utilisation des VEs pour un objectif autre que la recharge affecte l'état de charge (SOC) de la batterie, ce qui réduit l'autonomie du véhicule (Kempton, Udo, et al. 2009). Pour préserver le confort des utilisateurs, de nombreux algorithmes ont été proposés dans la littérature. Nous pouvons les classer dans deux catégories :

- Algorithmes dans lesquelles l'état de charge complet de la batterie est l'objectif et les services de support du réseau sont des contraintes (Wen, et al. 2012) (Su et Mo-Yuen 2012).
- Algorithmes dans lesquelles la recharge complète fait partie des contraintes car l'objectif principal concerne les services de soutien du réseau, autrement dit il s'agit d'un objectif V2G. Quelques exemples de ses objectifs sont :
 - Production d'énergie pour répondre à la demande du bâtiment en anglais connue comme « Vehicle-to-Bulding » (Nguyen et Bin Song 2012).
 - Régulation de la tension au niveau du point de raccordement (Deilami, et al. 2011).

Positionnement de ce travail par rapport aux contraintes des VEs

En ce qui concerne le chargeur bidirectionnel, deux modèles sont proposés dans le chapitre 2. Dans le premier modèle nous exprimons le modèle moyen du chargeur commandé par des consignes en puissance active et réactive. Dans le deuxième modèle nous considérons le VE comme une charge bidirectionnelle du réseau contrôlée par des consignes en puissance active et réactive. Ce dernier est utilisé dans les simulations des scénarii du réseau résidentiel.

Au niveau des contraintes sur la minimisation, nous formulons une **fonction de priorité** pour chaque VE raccordé au réseau. Cette fonction définit quelle est la priorité d'un VE sur la recharge pour déterminer s'il participe à la minimisation du déséquilibre.

1.10 Planning chapitre par chapitre

Ce travail de thèse est structuré en 6 chapitres. Dans le chapitre 2, les blocs constitutifs des simulateurs sont modélisés. Ce sont notamment le taux de déséquilibre, les générateurs des profils de puissance pour les habitations ainsi que pour les VEs, la batterie et le chargeur.

Dans le chapitre 3, l'impact du VE sur le déséquilibre en courant et en tension est étudié. Dans un premier temps, les taux d'insertion des VEs caractérisant les scénarios de test sont définis. Ensuite, l'impact sur le taux de déséquilibre en courant est estimé à partir de certains paramètres statistiques. Enfin, l'impact sur le taux de déséquilibre en tension est étudié basé sur la norme EN 50160.

Dans le chapitre 4, les principes des stratégies d'optimisation sont établis. Ainsi, nous formulons les fonctions-objectifs caractérisant le taux de déséquilibre en courant. Ensuite deux types d'algorithmes utilisés pour la minimisation sont proposés : un algorithme d'optimisation pour des fonctions non-linéaires continues et, un algorithme d'optimisation pour des fonctions discrètes.

Les chapitres 5 et 6 regroupent les résultats des simulations des stratégies de minimisation du déséquilibre en courant. Leur performance est décrite à partir de l'étude des paramètres statistiques sur les données récupérées de la simulation. Les stratégies proposées dans le chapitre 5 modélisent le VE comme une charge ne pouvant pas injecter de la puissance active sur le réseau, ces véhicules seront enfin considérés bidirectionnels dans le chapitre 6.

Chapitre 2. Modélisation du système

2.1	INTRODUCTION	33
2.2	PRESENTATION DU SIMULATEUR DE RESEAU ELECTRIQUE AVEC VES	34
2.2.1	SIMULATEUR D'IMPACT DU VE SUR LE RESEAU ELECTRIQUE	34
2.2.2	SIMULATEUR DE TEST DES STRATEGIES DE MINIMISATION DU DESEQUILIBRE EN COURANT	35
2.3	MODELISATION DU DESEQUILIBRE	37
2.3.1	DEFINITION DU DESEQUILIBRE	38
2.3.2	COMPOSANTES EN PHASE ET EN QUADRATURE DES COURANTS DE LIGNE	39
2.3.3	INTERET D'UTILISER LES COURANTS ACTIFS ET REACTIFS POUR LE V2G	40
2.3.4	RELATION ENTRE LES COMPOSANTES SYMETRIQUES, LES COURANTS ACTIF ET REACTIF, LES COURANTS DES HABITATIONS ET CEUX DES VES	42
2.3.5	FORMULATION DU PROBLEME DE DESEQUILIBRE EN COURANT EN TERMES DES CHARGES	43
2.3.6	CONCLUSIONS PARTIELLES ET PERSPECTIVES DE LA MODELISATION DU DESEQUILIBRE EN COURANT	46
2.4	PRESENTATION DU RESEAU ELECTRIQUE RESIDENTIEL BASSE TENSION D'ETUDE	46
2.4.1	STRUCTURE GENERALE DES RESEAUX ELECTRIQUES	46
2.4.2	PRESENTATION DU RESEAU RESIDENTIEL D'ETUDE	47
2.5	PROFILS DE PUISSANCES DES CHARGES DE TYPE « BATIMENTS »	49
2.5.1	SELECTION DES PROFILS DE PUISSANCES DES MAISONS	49
2.6	PROFILS DES PUISSANCES DES CHARGES DE TYPE « VE »	50
2.6.1	DESCRIPTION DES CHARGES DE TYPE VE	51
2.6.2	NOMBRE DES VES PAR MAISON ET LE TAUX DE PENETRATION	56
2.6.3	PRESENTATION DU GENERATEUR DE PROFILS DE PUISSANCES DES UTILISATEURS-VES ET ASSIGNATION DES VES AUX MAISONS	58
2.7	PRESENTATION DU MODELE DES BATTERIES EMBARQUEES	60
2.7.1	SENSIBILITE DU CALCUL DE SOC AUX PARAMETRES DE LA BATTERIE	61
2.8	PRESENTATION DU CHARGEUR DE BATTERIE	61
2.8.1	ETUDE EXPLORATOIRE D'UN CHARGEUR BIDIRECTIONNEL	62
2.8.2	MODELE DE CHARGEUR UTILISE DANS LE SIMULATEUR	63
2.9	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	64

2.1 Introduction

Comme nous l'avons évoqué au chapitre 1, les objectifs de ce travail de thèse sont d'analyser l'impact des VEs sur le déséquilibre en courant et en tension d'un réseau électrique de distribution puis mettre en œuvre des solutions à ce problème à l'aide de ces mêmes VE dans le contexte du V2G.

Ce chapitre présente les différents modèles utilisés par la suite pour analyser les phénomènes de déséquilibres puis développer des simulations visant à valider nos travaux.

2.2 Présentation du simulateur de réseau électrique avec VEs

Chaque analyse étudiée dans cette thèse sera développée à l'aide de simulateurs spécifiques, compte-tenu des temps de calculs spécifiques à chaque étude:

- Analyse d'impact du véhicule électrique sur un réseau de distribution ;
- Mise en œuvre des stratégies d'optimisation du pilotage des VEs visant à réduire les taux de déséquilibre ;

Ces simulateurs ont été développés à l'aide du logiciel MatLab®, en faisant appel à un modèle de réseau électrique construit sous Simulink® dans le cadre de la thèse d'Harun Turker, avec des bases de données de consommation de bâtiments résidentiels (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012) (H. Turker 2012). Nous présentons ci-dessous la structure des différents simulateurs.

2.2.1 Simulateur d'impact du VE sur le réseau électrique

L'objectif de ce simulateur consiste à identifier les déséquilibres en courant et en tension du réseau électrique d'étude en fonction du taux d'insertion des VEs, et ce, en positionnant cette étude dans l'état de l'art. Le synoptique du simulateur est présenté sur la Figure 2. 1. Une description plus précise des différents blocs est reportée en Annexe A.0. Pour ce simulateur, seuls des modèles quasi-statiques ou statiques des composants du réseau sont étudiés. Les valeurs des puissances consommées par les charges et les VEs à chaque instant sont par ailleurs indépendantes de l'instant précédent (Kundur 1993) (UCR 2013) (Trybula 1990).

Le simulateur est constitué par trois boucles.

- La première boucle représente la simulation du modèle du réseau électrique et des charges sous Simulink. Les charges prennent les valeurs de leurs profils journaliers (consommations résidentielles et VEs).
 - Chaque profil journalier est défini par deux vecteurs, l'un représentant la puissance active et l'autre représentant la puissance réactive consommées.
 - La dimension des profils est de 145 car le pas de calcul du modèle est de 10 mn et $145 * 10$ mn fait une journée.
- La deuxième boucle représente le processus parcourant les profils journaliers. Ces profils sont générés aléatoirement, basés sur certains paramètres statistiques.
 - A chaque itération, cette boucle fait le choix d'un profil parmi ceux de la base des données exploitée.
 - Le nombre des itérations est de sept dans l'objectif de simuler sept jours.
- La troisième boucle, enfin, représente le procès itératif à travers lequel le taux de pénétration des VEs est modifié.

Le fonctionnement d'un cycle de ce simulateur est décrit sur la Figure 2. 1 :

- 1) A partir d'une base de données, un profil de puissance pour un bâtiment donné est généré aléatoirement. Cette sélection est faite itérativement pour toutes les maisons à chaque fois que la simulation journalière est lancée (cf. section 2.5).
- 2) Compte tenu du taux de pénétration des VE choisi, une fonction de génération de profils de puissance des VE est appelée. Cette fonction construit les profils en se basant sur un tirage aléatoire des caractéristiques des batteries et d'usages de chaque VE (cf. section 2.6). Il faut aussi préciser que la fonction de génération est faite itérativement pour toutes les maisons et pour chaque VE de chaque maison, à chaque fois que la simulation journalière est lancée.
- 3) Une base de données comprenant les profils de puissance journaliers de toutes les maisons présentes dans le réseau résidentiel est ensuite créée.
- 4) De même, une base de données comprenant les profils de puissance journaliers de tous les VEs présents est créée.
- 5) Suite à l'actualisation des profils de puissance, la boucle simulant le comportement journalier du réseau électrique d'étude est lancée. Le modèle sous Simulink effectue un calcul de répartition de charges (Load-Flow) du réseau pour un intervalle de 10 minutes. Ce processus est répété 145 fois pour représenter une journée.
- 6) Ce processus est répété autant de fois que l'utilisateur le formule (deuxième et troisième boucles). A la fin du processus, les calculs des courants et tensions, ainsi que les taux du déséquilibre en courant et en tension (CUF et VUF) sont récupérés.

Le traitement des sorties sera abordé dans le chapitre suivant.

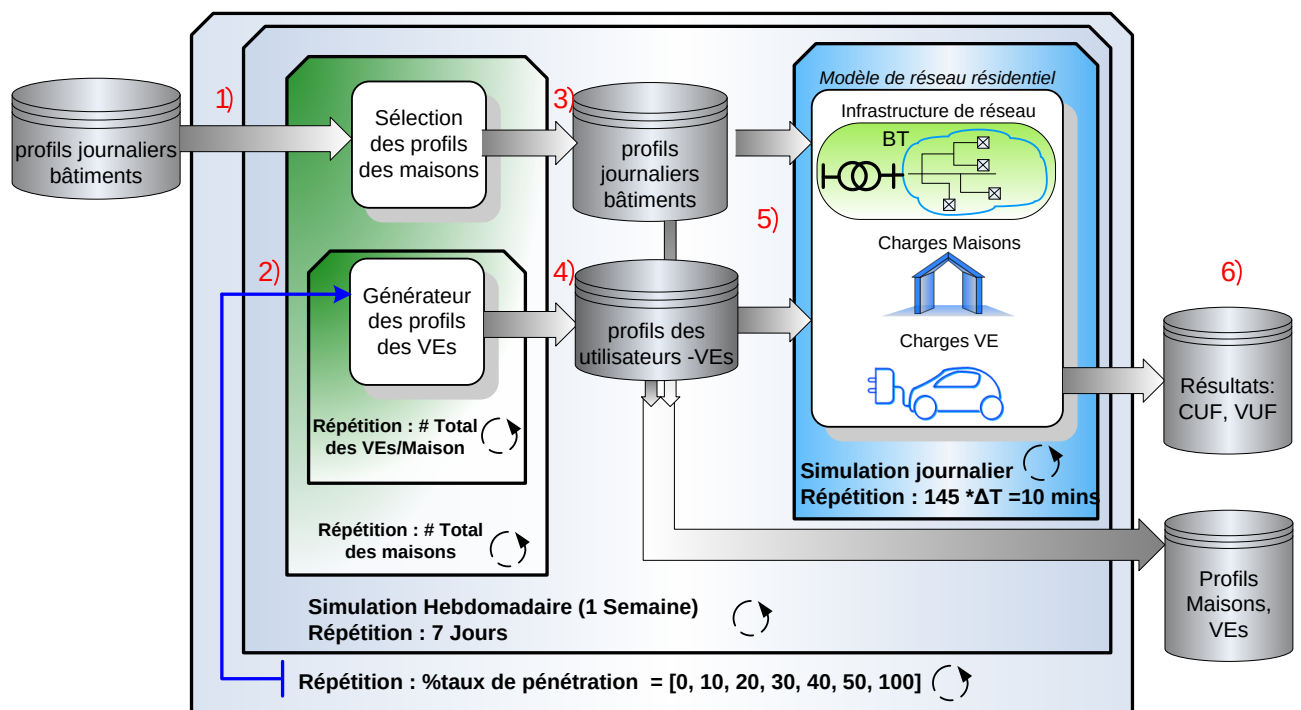


Figure 2. 1 Schéma du simulateur du déséquilibre pour étudier l'impact des VE sur le déséquilibre en courant et en tension

2.2.2 Simulateur de test des stratégies de minimisation du déséquilibre en courant

Comme il a été évoqué au chapitre 1, seul le taux de déséquilibre en courant (CUF) fera l'objet d'une minimisation dans cette étude. Le simulateur présenté ici consistera ainsi à tester des stratégies de minimisation du déséquilibre en courant avec la participation active des VEs.

Le schéma du simulateur est présenté sur la Figure 2. 2 Celui-ci est aussi un modèle de simulation en régime quasi-statique, les paramètres de composants constituant l'infrastructure du réseau étant invariants dans le temps. Cependant, les puissances de consommation ou de production des VEs évolueront de manière quasi-statique dans le temps, notamment en fonction de l'évolution de l'état de charge (*State of charge* ou SoC) du véhicule à chaque itération.

Le simulateur est constitué de deux boucles temporelles.

- La première boucle, interne, représente la simulation du modèle de réseau électrique sous Simulink à chaque pas de temps de 10 minutes. Les profils hebdomadaires des charges résidentielles sont préalablement sélectionnés. Les profils des VEs sont quant à eux construits à chaque pas de temps de 10 minutes, compte tenu du changement des consignes de recharge des VEs toutes les 10 minutes en fonction de la stratégie de gestion.
- Une deuxième boucle représente, quant à elle, le procès itératif à travers lequel les valeurs des profils de puissance journaliers sont sélectionnées sur une durée de 7 jours. Les profils de puissance des VEs sont réinitialisés à chaque itération de cette boucle.

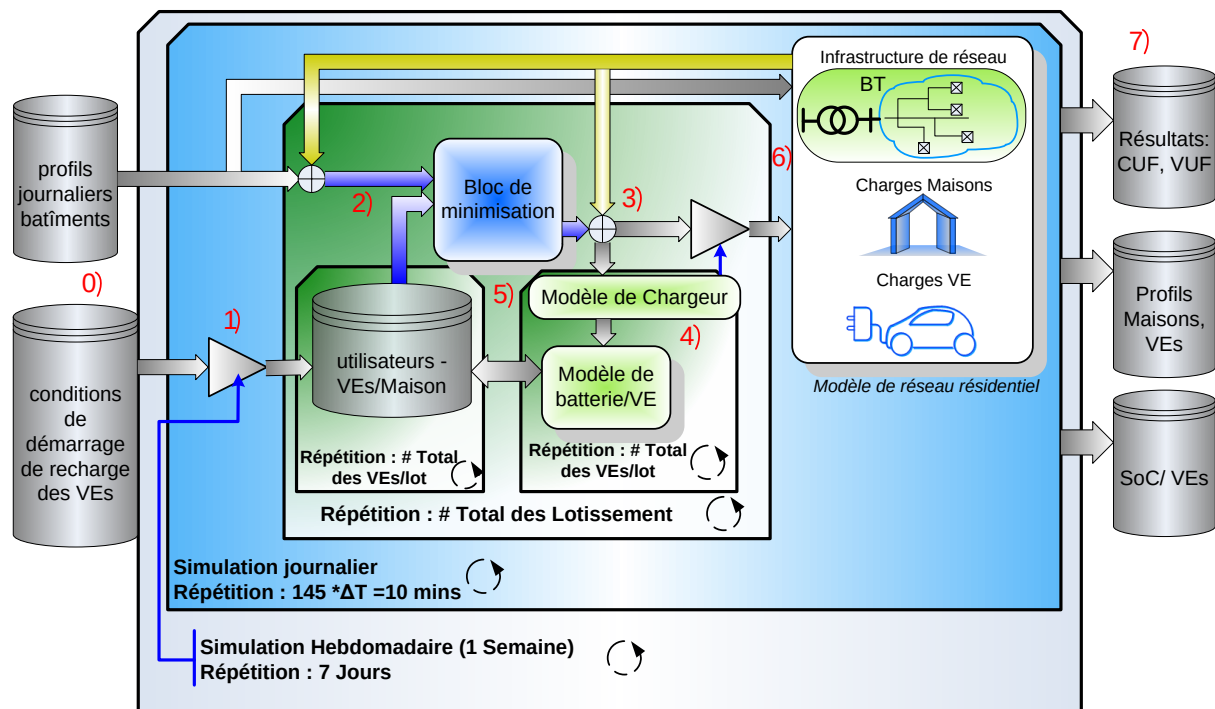


Figure 2. 2 Schéma du simulateur des stratégies de minimisation du CUF

Le processus d'un des cycles journaliers est décrit ci-dessous :

0. Les deux bases des données ont été créées au préalable, et définissent les profils de puissance journaliers de chaque maison ainsi que les données caractérisant les conditions initiales du parc de VEs pour chacun des jours simulés (cf. section 2.6.1 et 2.6.3).
1. Etant donné un intervalle de temps $\Delta T_i = 10 \text{ mn}$, des valeurs de consommation en puissances active et réactive pour chaque maison du quartier résidentiel sont assignées. Pour chaque VE déconnecté (utilisateur ayant quitté son domicile), la base de données de conditions initiales est autorisée à envoyer le profil des puissances lors de la prochaine reconnexion.

Trois boucles sont représentées en vert dans l'illustration. Ces boucles sont utilisées pour la construction du profil de puissances de chacun des VEs participant au réglage du déséquilibre. Deux d'entre elles étant contenues dans la troisième.

- Une première boucle interne mémorise les changements du profil de puissance de chaque VE.
 - La deuxième boucle interne simule le chargeur et la batterie de façon à modifier à chaque pas de temps le SoC étant données des limites permises d'état de charge minimal (SoC_{min}) et maximal (SoC_{max}).
 - La troisième boucle enfin, permet de déterminer les consignes des courants de recharge des VEs de façon à minimiser le CUF ; durant cette étape, les consignes sont aussi redistribuées.
2. Le CUF est calculé à partir des composantes en-phase et en-quadrature des courants consommés par les habitations et les VEs. Le calcul du CUF est présenté à la section 2.3.
 3. Les consignes en puissances (P, Q) sont ensuite déterminées pour chaque VE raccordé au réseau. Ensuite, le nouveau SoC de chaque batterie embarquée est calculé en fonction de la consigne en puissance active et la valeur du SoC de l'instant précédent. Les modèles de la batterie et du chargeur sont vus quant à eux, aux sections 2.7 et 2.8.
 4. Si la nouvelle consigne de puissance impliquait que la batterie soit chargée au-delà de son SoC_{max} ou en dessous du SoC_{min} , le VE serait alors déconnecté du réseau (consignes de puissances mises à zéro).
 5. Les données stockées pour chaque VE sont modifiées une fois le nouvel état de charge calculé.
 6. Lorsque les profils de puissances de toutes les maisons et tous les VEs sont définis, nous les intégrons au modèle de réseau électrique sous Simulink Turker (Turker, Bacha, et al., Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012).
 7. A chaque pas de temps, toutes les sorties sont stockées : CUF, VUF, SoC des VEs et consignes en puissances (P, Q) pour les maisons et les VEs.

Nous présenterons, dans les chapitres 4, 5 et 6, l'étude de ces données pour la comparaison des stratégies de minimisation du facteur de déséquilibre en courant du réseau sera présentée.

Désormais nous présentons les différents modèles introduits dans ces simulateurs.

2.3 Modélisation du déséquilibre

L'objectif est ici de faire le lien entre le courant consommé (ou produit) par les charges (I_{MAISON}) ou les VEs ($I_{CHARGE\ VE}$) et le déséquilibre en courant occasionné. La Figure 2. 3 montre les principales étapes permettant de calculer le taux de déséquilibre en courant (noté par la suite CUF).

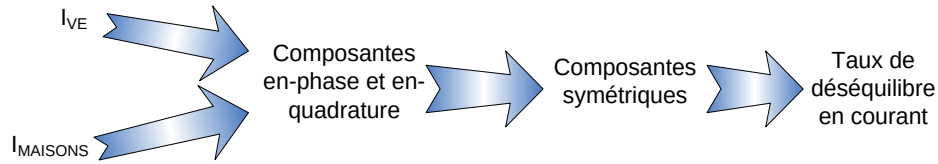


Figure 2. 3 Schéma proposé du calcul du taux de déséquilibre

2.3.1 Définition du déséquilibre

Etant donné le système présenté sur la Figure 2. 4, nous représentons sur la Figure 2. 5 la définition d'un système équilibré à partir des phaseurs en courant et en tension. D'après cette figure un système triphasé est équilibré dans un point de connexion commun « PCC » lorsque les grandeurs électriques ont la même magnitude et les phases entre elles sont décalées du 120 degrés ainsi que la séquence de phases suit l'ordre $a \rightarrow c \rightarrow b$ dans le sens de la flèche bleu, le sens direct. Les réseaux électriques résidentiels sont cependant rarement parfaitement équilibrés compte-tenu des disparités de raccordement entre les phases.

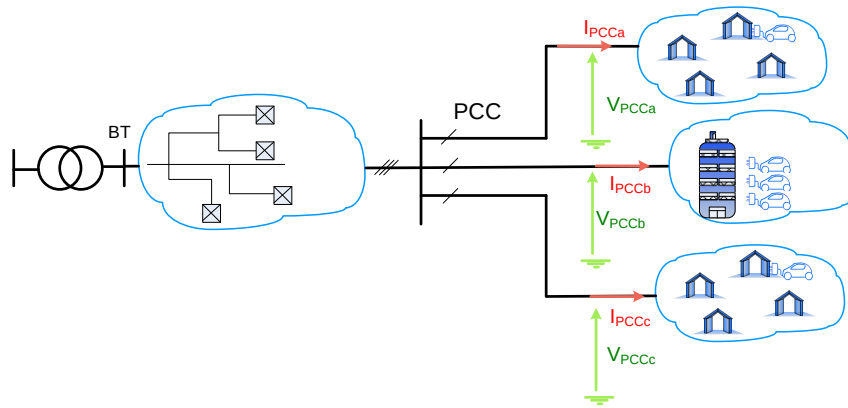


Figure 2. 4 Synoptique de l'infrastructure du réseau et des charges raccordées au niveau du Point de Connexion Commun (PCC)

Les définitions du taux de déséquilibre en tension « VUF » et du taux de déséquilibre en courant « CUF » sont rappelées ci-dessous.

$$VUF = \left| \frac{V_-}{V_+} \right|$$

$$CUF = \left| \frac{I_-}{I_+} \right|$$

Note : Les phaseurs seront notés en gras pour les différencier des quantités scalaires.

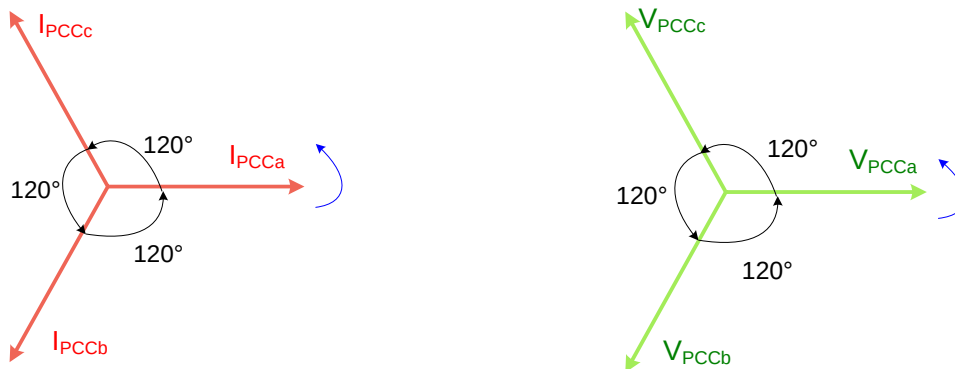


Figure 2. 5 Système équilibré de phaseurs de courant et de tension

Dans ces expressions l'indice (+) fait référence à la composante symétrique directe soit en tension, soit en courant, l'indice (-) l'indice – fait référence à la composante symétrique inverse. Les composantes symétriques sont abordées dans la section suivante.

Composantes Symétriques

Le concept général des composantes symétriques a été développé par L.C. Fortescue (Fortescue 1918). Un système de n phaseurs déséquilibrés peut ainsi être modélisé avec un système de n phaseurs équilibrés appelés composantes symétriques. Les systèmes électriques triphasés ont été caractérisés par un système de 3 phaseurs relatifs aux 3 composantes symétriques: les **composantes symétriques directes** constituent un système équilibré de trois vecteurs de même amplitude, de même fréquence, avec un ordre direct de succession des phases ; les **composantes symétriques inverses** constituent un système équilibré de vecteurs de même amplitude, même fréquence, mais avec un ordre de succession des phases inversé par rapport au système direct. Enfin, les **composantes symétriques homopolaires** constituent un système de vecteurs ayant la même amplitude, la même fréquence et la même phase. L'interprétation illustrée des composantes symétriques est jointe dans l'Annexe A.5.

Suivant la formulation bien connue des composantes symétriques (Annexe A.5), les composantes symétriques en fonction des courants des phases sont formulées dans l'Equation 2. 1.

$$\begin{bmatrix} I_{a+} \\ I_{a-} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = F^{-1} * \begin{bmatrix} I_{PCCa} \\ I_{PCCb} \\ I_{PCCc} \end{bmatrix} \quad \text{Equation 2. 1}$$

Avec $F = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}$ donc $F^{-1} = \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$ sachant que $a = e^{i120^\circ} = e^{i\frac{2\pi}{3}}$. F est la matrice complexe de Fortescue.

Le vecteur $[I_{a+} \ I_{a-} \ I_{a0}]$ correspond aux composantes symétriques du système en déséquilibre $[I_{PCCa} \ I_{PCCb} \ I_{PCCc}]$. Les composantes symétriques I_{a+} et I_{a-} sont celles utilisées pour définir le CUF. Ces mêmes équations appliquent pour définir les composantes symétriques en tension et par conséquent le VUF.

2.3.2 Composantes en phase et en quadrature des courants de ligne

Dans la suite, nous nommerons par « courant actif » et « courant réactif » les parties réelle et imaginaire du phaseur associé au courant de phase dans un référentiel porté par la tension simple du PCC (cf. Figure 2. 6.a). Un courant actif sera suivi de l'indice d , celui réactif de l'indice q .

Le cadre de référence des courants monophasés référencés à V_{PCCa} est montré sur la Figure 2. 6.b. Ce cadre de référence est caractérisé par les vecteurs unitaires u_{ad} et u_{aq} pour la phase a , que nous utiliserons pour la définition du courant I_{PCCa} . Cette combinaison linéaire est montrée dans l'Equation 2. 2.



Figure 2. 6 a) Courants actif et réactif sur la phase a dans le PCC ; b) Vecteurs unitaires de référence sur la phase a

$$I_{PCCa} = I_{PCCa}^{RMS} \cos(\varphi) * u_a^d + I_{PCCa}^{RMS} \sin(\varphi) * u_a^q \quad \text{Equation 2. 2}$$

I_{PCCa}^{RMS} : correspond à la valeur efficace du courant de phase a .

Avant de poursuivre la modélisation du déséquilibre, le paragraphe suivant montre l'intérêt d'utiliser les composantes en phase et en quadrature pour étudier la participation du VE pour le support au réseau.

2.3.3 Intérêt d'utiliser les courants actifs et réactifs pour le V2G

La définition des courants de ligne, et le CUF, doit pouvoir être relié aux calculs des puissances actives et réactives échangées par le véhicule avec le réseau.

La norme (IEEE 1459 2010) définit les puissances active et réactive en régime stationnaire sinusoïdal déséquilibré selon les Equations 2. 3 et Equations 2. 4.

$$\begin{aligned} P_{PCCa} &= \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v_{PCCa} * i_{PCCa} dt \\ &= V_{PCCa}^{rms} * I_{PCCa}^{rms} * \cos \varphi \\ P_{PCCb} &= \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v_{PCCb} * i_{PCCb} dt \\ &= V_{PCCb}^{rms} * I_{PCCb}^{rms} * \cos \beta \\ P_{PCCc} &= \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v_{PCCc} * i_{PCCc} dt \\ &= V_{PCCc}^{rms} * I_{PCCc}^{rms} * \cos \theta \end{aligned}$$

Equations 2. 3

$$\begin{aligned} Q_{PCCa} &= \frac{\omega}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i_{PCCa} \left[\int v_{PCCa} dt \right] dt \\ &= V_{PCCa}^{rms} * I_{PCCa}^{rms} * \sin \varphi \\ Q_{PCCb} &= \frac{\omega}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i_{PCCb} \left[\int v_{PCCb} dt \right] dt \\ &= V_{PCCb}^{rms} * I_{PCCb}^{rms} * \sin \beta \\ Q_{PCCc} &= \frac{\omega}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i_{PCCc} \left[\int v_{PCCc} dt \right] dt \\ &= V_{PCCc}^{rms} * I_{PCCc}^{rms} * \sin \theta \end{aligned}$$

Equations 2. 4

ω : Fréquence du réseau ($50 * 2 * \pi$ rads/s)	V_{PCCx}^{RMS} : valeur efficace de la tension entre la ligne x et le point de référence r calculé pendant la durée kT ;
$\tau + kT$: instant de la mesure	I_{PCCx}^{RMS} : valeur efficace du courant dans la ligne x calculé pendant la durée kT ;
kT : intervalle d'intégration (période du réseau lors de l'instant $\tau + kT$)	Définition des déphasages courant/tension :
v_{PCCx} : tension instantanée entre la ligne x et un point de référence r définie.	$\varphi := \arg(v_{PCCa}) - \arg(I_{PCCa})$
I_{PCCx} : courant instantané dans la ligne x .	$\beta := \arg(v_{PCCb}) - \arg(I_{PCCb})$
	$\theta := \arg(v_{PCCc}) - \arg(I_{PCCc})$

La puissance apparente complexe S_{PCCa} en état stationnaire sinusoïdal déséquilibré est quant à elle définie comme suit :

$$S_{PCCa} = P_{PCCa} + i * Q_{PCCa} \quad \text{Equation 2. 5}$$

En remplaçant les Equations 2. 3 et Equations 2. 4 dans l'Equation 2. 5, l'Equation 2. 6 est obtenu :

$$S_{PCCa} = V_{PCCa}^{rms} * I_{PCCa}^{rms} * \cos \varphi + i * V_{PCCa}^{rms} * I_{PCCa}^{rms} * \sin \varphi \quad \text{Equation 2. 6}$$

L'Equation 2. 7 définit les courants de la phase a come la somme des courants des habitations et des VEs connectés sur la phase a . Ces phaseurs peuvent également se réécrire en fonction des courants actifs et réactifs, comme illustré sur la Figure 2. 7 et formulé selon l'Equation 2. 8 et l'Equation 2. 9.

$$I_{PCCa} = I_{T_{Ha}} + I_{T_{VEa}} \quad \text{Equation 2. 7}$$

$I_{T_{Ha}}$: courant consommé par les maisons raccordées à la phase a .

$I_{T_{VEa}}$: courant consommé par les VEs raccordées à la phase a .

$$I_{T_{Ha}} = \sum_h I_h = \sum_h I_h^d * u_a^d + \sum_h I_h^q * u_a^q$$

$$= I_{T_{Ha}}^d * u_a^d + I_{T_{Ha}}^q * u_a^q$$

Equation 2. 8

$$I_{T_{VEa}} = \sum_{ve} I_{ve} = \sum_{ve} I_{ve}^d * u_a^d + \sum_h I_{ve}^q * u_a^q$$

$$= I_{T_{VEa}}^d * u_a^d + I_{T_{VEa}}^q * u_a^q$$

Equation 2. 9

$\sum_h I_h$: Somme des phaseurs de courant consommés par les habitations connectées sur la phase a .

$I_{T_{Ha}}^d$: Somme des courants actifs consommés par les habitations.

$I_{T_{Ha}}^q$: Somme des courants réactifs consommés par les habitations.

$\sum_{ve} I_{ve}$: Somme des phaseurs de courant consommés par les VEs présents sur la phase a .

$I_{T_{VEa}}^d$: Somme des courants actifs consommés par les VEs.

$I_{T_{VEa}}^q$: Somme des courants réactifs consommés par les VEs.

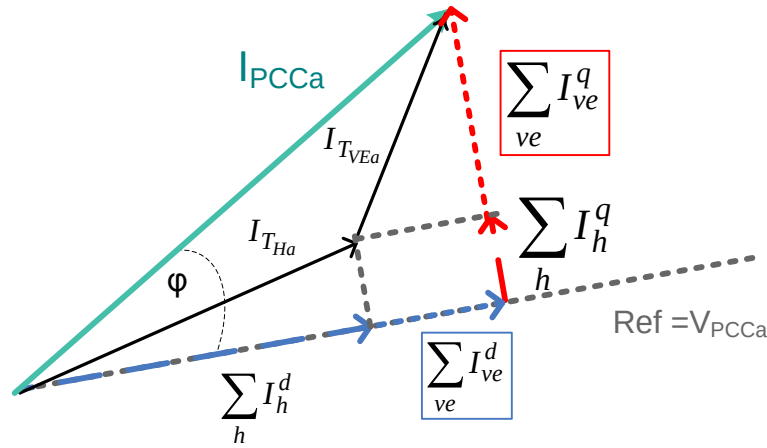


Figure 2. 7 Représentation du phaseur du courant I_{PCCa} en termes des sommes des composantes en phase et en quadrature

A partir de l'Equation 2. 8 et de l'Equation 2. 9, nous réécrivons l'Equation 2. 6 selon :

$$S_{PCCa} = V_{PCCa}^{rms} * I_{T_{Ha}}^d + V_{PCCa}^{rms} * I_{T_{VEa}}^d + i * V_{PCCa}^{rms} * I_{T_{Ha}}^q + i * V_{PCCa}^{rms} * I_{T_{VEa}}^q \quad \text{Equation 2. 10}$$

Dans l'Equation 2. 10 les termes en bleu correspondent aux courants actifs, les termes en rouge, aux courants réactifs de l'ensemble des VEs raccordés à la phase a . L'apport du VE dans le contexte V2G pour la minimisation du déséquilibre en courant et la réduction du déséquilibre en tension peut être traduit par des consignes en puissance active, P_{V2Ga} , et réactive, Q_{V2Ga} , comme celles des Equations 2. 11.

$$P_{V2Ga} = V_{PCCa}^{rms} * I_{T_{VEa}}^d$$

$$Q_{V2Ga} = V_{PCCa}^{rms} * I_{T_{VEa}}^q \quad \text{Equations 2. 11}$$

Les Equations 2. 11 montrent l'intérêt de modéliser le déséquilibre en termes des courants actif et réactif. Les consignes en puissance active et réactive pour les phases b et c s'écrivent suivant la même formulation.

2.3.4 Relation entre les composantes symétriques, les courants actif et réactif, les courants des habitations et ceux des VEs

Dans cette section, nous établissons le rapport entre les composantes symétriques et les courants actifs et réactifs. En reprenant la formulation du phaseur du courant de la phase a dans l'Equation 2. 2, les Equations 2. 12 définissent les phaseurs des courants des trois phases. Un exemple des phaseurs de courant est illustré sur la Figure 2. 8.a, où les phaseurs de tensions (en gris) sont équilibrés. Les vecteurs unitaires utilisés pour la combinaison linéaire des Equations 2. 12 sont illustrés sur la Figure 2. 8.b.

$$\begin{aligned} I_{PCCa} &= I_{PCCa}^{RMS} \cos(\varphi) * u_a^d + I_{PCCa}^{RMS} \sin(\varphi) * u_a^q \\ I_{PCCb} &= I_{PCCb}^{RMS} \cos(\beta) * u_b^d + I_{PCCb}^{RMS} \sin(\beta) * u_b^q \\ I_{PCCc} &= I_{PCCc}^{RMS} \cos(\theta) * u_c^d + I_{PCCc}^{RMS} \sin(\theta) * u_c^q \end{aligned} \quad \text{Equations 2. 12}$$

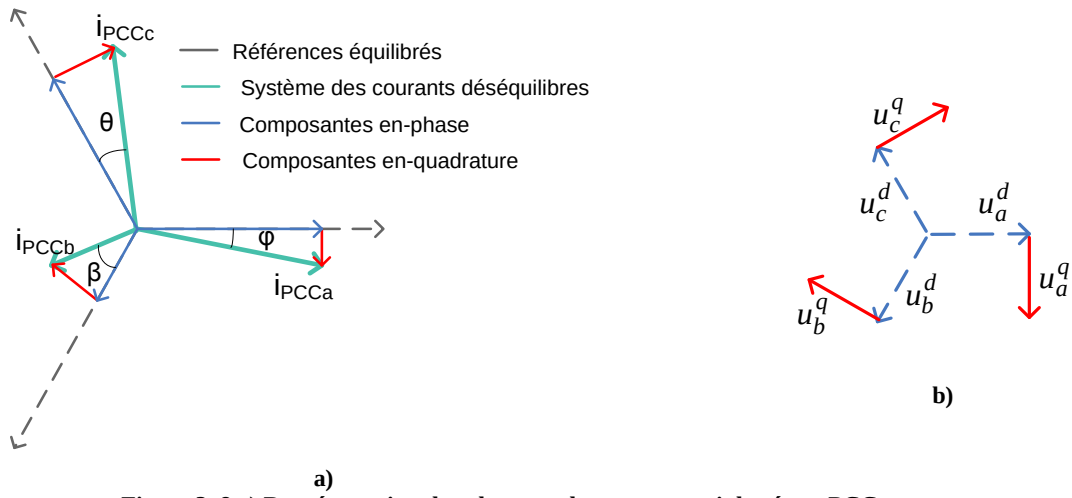


Figure 2. 8 a) Représentation des phaseurs des courants triphasés au PCC
b) vecteurs unitaires de tension en phase et en quadrature

En simplifiant la notation des Equations 2. 12, les courants de phase s'écrivent de façon générale :

$$\begin{aligned} I_{PCCa} &= I_{PCCa}^d * u_a^d + I_{PCCa}^q * u_a^q \\ I_{PCCb} &= I_{PCCb}^d * u_b^d + I_{PCCb}^q * u_b^q \\ I_{PCCc} &= I_{PCCc}^d * u_c^d + I_{PCCc}^q * u_c^q \end{aligned} \quad \text{Equations 2. 13}$$

I_{PCCx}^d : courant actif du courant de phase x

I_{PCCx}^q : courant réactif du courant de phase x .

Compte tenu du fait que $u_a^q = e^{-i\frac{\pi}{2}} * u_a^d$, les courants de phase deviennent :

$$\begin{bmatrix} I_{PCCa} \\ I_{PCCb} \\ I_{PCCc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_a^d & 0 & 0 \\ 0 & u_b^d & 0 \\ 0 & 0 & u_c^d \end{bmatrix} * \left(\begin{bmatrix} I_{PCCa}^d \\ I_{PCCb}^d \\ I_{PCCc}^d \end{bmatrix} + e^{-i\frac{\pi}{2}} * \begin{bmatrix} I_{PCCa}^q \\ I_{PCCb}^q \\ I_{PCCc}^q \end{bmatrix} \right) \quad \text{Equation 2. 14}$$

En utilisant l'Equation 2. 1 et l'Equation 2. 14, les composantes symétriques peuvent être définies suivant :

$$\begin{bmatrix} I_{a+} \\ I_{a-} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{3} \right) \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} u_a^d & 0 & 0 \\ 0 & u_b^d & 0 \\ 0 & 0 & u_c^d \end{bmatrix} * \left(\begin{bmatrix} I_{PCCa}^d \\ I_{PCCb}^d \\ I_{PCCc}^d \end{bmatrix} + e^{-i\frac{\pi}{2}} * \begin{bmatrix} I_{PCCa}^q \\ I_{PCCb}^q \\ I_{PCCc}^q \end{bmatrix} \right) \quad \text{Equation 2. 15}$$

Enfin, en combinant l'Equation 2. 15, Equation 2. 7, Equation 2. 8 et l'Equation 2. 9 la relation entre les composantes symétriques et les courants consommés par la totalité des habitations et des VEs raccordés aux phases a , b et c est obtenu selon :

$$\begin{bmatrix} I_{a+} \\ I_{a-} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \mathbf{u}_a^d & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{u}_b^d & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{u}_c^d \end{bmatrix} * \left(\begin{bmatrix} I_{THa}^d \\ I_{THb}^d \\ I_{THc}^d \end{bmatrix} + e^{-i\frac{\pi}{2}} * \begin{bmatrix} I_{THa}^q \\ I_{THb}^q \\ I_{THc}^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{TVEa}^d \\ I_{TVEb}^d \\ I_{TVEc}^d \end{bmatrix} + e^{-i\frac{\pi}{2}} * \begin{bmatrix} I_{TVEa}^q \\ I_{TVEb}^q \\ I_{TVEc}^q \end{bmatrix} \right)$$

Equation 2. 16

Désormais, l'expression du CUF est défini en termes des courants consommés ou injectés par les charges (y compris les VEs) à partir de l'utilisation des composantes symétriques $I_{a+} = I_{(+)}$ et $I_{a-} = I_{(-)}$.

2.3.5 Formulation du problème de déséquilibre en courant en terme des charges

Pour la formulation des composantes symétriques, nous ferons l'hypothèse suivante : le système au niveau du PCC est équilibré en tension. Dans ce cas, les vecteurs unitaires en tension seront définis comme :

$$\mathbf{u}_a^d = 1, \quad \mathbf{u}_a^q = e^{-i\frac{\pi}{2}}, \quad \mathbf{u}_b^d = e^{i\frac{4\pi}{3}}, \quad \mathbf{u}_b^q = e^{i\frac{5\pi}{6}}, \quad \mathbf{u}_c^d = e^{i\frac{2\pi}{3}}, \quad \mathbf{u}_c^q = e^{i\frac{\pi}{6}}, \quad \text{Equations 2. 17}$$

Les calculs permettant de trouver l'expression du CUF en fonction des courants de charge sont détaillés en Annexe A.1. Cette relation est montrée dans l'Equation 2. 18. Les courants réactif et actif sont distingués par les couleurs rouge et bleu, respectivement.

$$CUF = \frac{|I_{a-}|}{|I_{a+}|} = \sqrt{\frac{\left\{ I_{THa}^d - \frac{1}{2}(I_{THb}^d + I_{THc}^d) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{THb}^q - I_{THc}^q) + I_{TVEa}^d - \frac{1}{2}(I_{TVEb}^d + I_{TVEc}^d) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{TVEb}^q - I_{TVEc}^q) \right\}^2}{\left(I_{THa}^d + I_{THb}^d + I_{THc}^d + I_{TVEa}^d + I_{TVEb}^d + I_{TVEc}^d \right)^2 + \left(I_{THa}^q + I_{THb}^q + I_{THc}^q + I_{TVEa}^q + I_{TVEb}^q + I_{TVEc}^q \right)^2} + \frac{\left\{ -I_{THa}^q + \frac{1}{2}(I_{THb}^q + I_{THc}^q) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{THb}^d - I_{THc}^d) - I_{TVEa}^q + \frac{1}{2}(I_{TVEb}^q + I_{TVEc}^q) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{TVEb}^d - I_{TVEc}^d) \right\}^2}{\left(I_{THa}^d + I_{THb}^d + I_{THc}^d + I_{TVEa}^d + I_{TVEb}^d + I_{TVEc}^d \right)^2 + \left(I_{THa}^q + I_{THb}^q + I_{THc}^q + I_{TVEa}^q + I_{TVEb}^q + I_{TVEc}^q \right)^2}}$$

Equation 2. 18

La supposition faite sur le déséquilibre en tension nul est nécessaire pour avoir une expression qui ne dépend que des charges raccordées à un PCC spécifique. Pour prouver la validité de cette expression, deux exemples sont proposés par la suite.

Exemple 1: Déséquilibre en courant d'un groupe de charges. Cas d'un système équilibré en tension

Le système étudié est constitué de 6 charges raccordées en basse tension à un départ triphasé équilibré en tension (cf. Figure 2. 9). Ces charges ont des profils de puissances actives et réactives variant aléatoirement entre 0 et 9 kW et entre 0 et 4 kVar respectivement, avec un total de 507 tests. Les profils sont illustrés en **Annexe A.1** Ils correspondent aux consommations d'une maison ou d'un VE.

La Figure 2. 10 du haut montre les valeurs du CUF pour les différentes configurations de charges. Le CUF est calculé de deux façons : en utilisant la définition de la norme (Equation 1. 2) et en utilisant l'Equation 2. 18. La Figure 2. 10 en bas présente la différence entre ces deux méthodes de calcul du CUF. Nous concluons que ces deux méthodes donnent sensiblement les mêmes résultats.

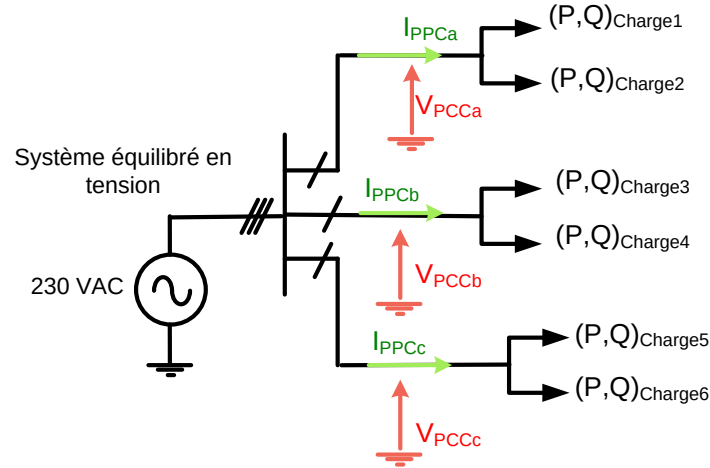


Figure 2. 9 Schéma de l'exemple 1

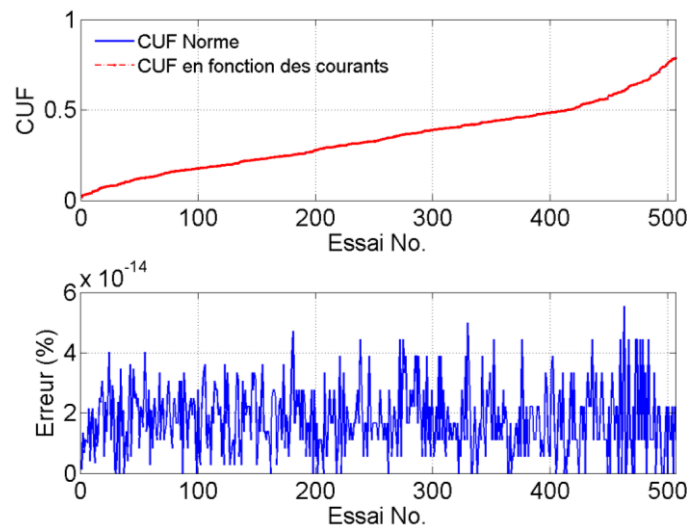


Figure 2. 10 En haut : CUF selon la norme et CUF selon l'équation Equation 2. 18
En bas : Erreur entre les CUFs par rapport au CUF = 100%

Exemple 2: Déséquilibre en courant d'un groupe de charges. Cas d'un système déséquilibré en tension

L'objectif de cet exemple est de comparer le CUF défini par rapport à l'Equation 2. 18 avec celui déterminé avec les composantes symétriques, lorsque les tensions au point de raccordement sont déséquilibrées. Le cas d'étude est le même groupe de 6 charges raccordées en basse tension à un départ triphasé, faisant partie d'un réseau résidentiel de 96 maisons. Comme nous le verrons au chapitre suivant, ce départ constitue le pire scénario de déséquilibre en tension par rapport aux taux de charge et aux déséquilibres en courant mis en jeu. Les charges connectées ont les mêmes spécifications que dans l'exemple 1. Le facteur de déséquilibre en tension « VUF » est calculé comme le rapport entre les composantes inverse et directe. Pour les différentes valeurs des puissances, le VUF peut être visualisé sur la Figure 2. 12.

La Figure 2. 13 en haut montre les valeurs du facteur du CUF pour les différentes configurations de puissances actives et réactives. Là encore, les méthodes donnent des résultats très proches : la Figure 2. 13 du bas présente l'erreur entre les deux calculs et reste inférieure à 4%.

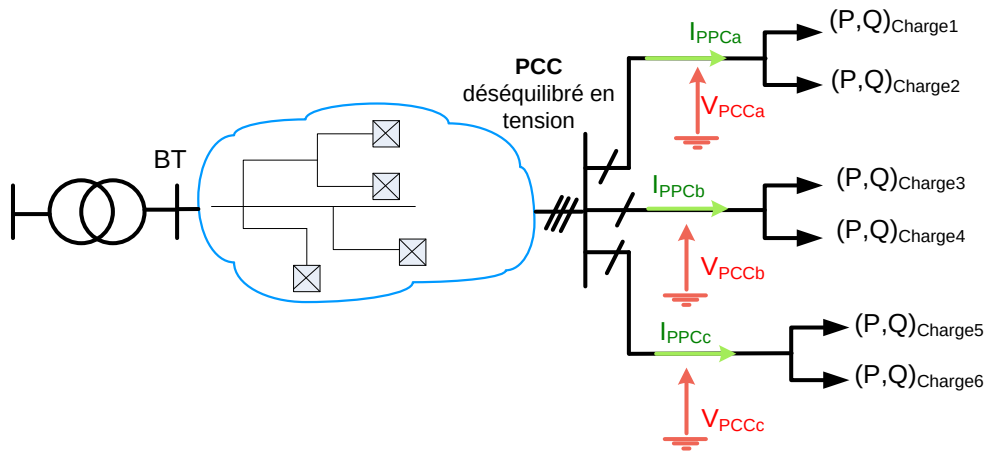


Figure 2. 11 Schéma de l'exemple 2

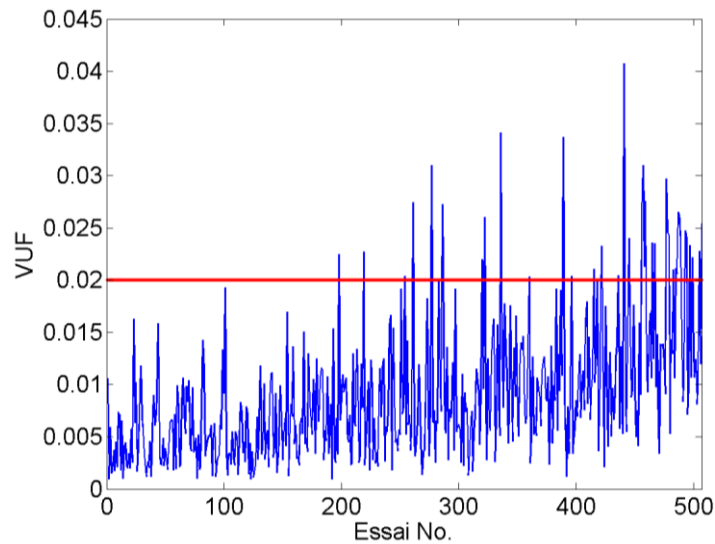


Figure 2. 12 VUF pour l'exemple 2

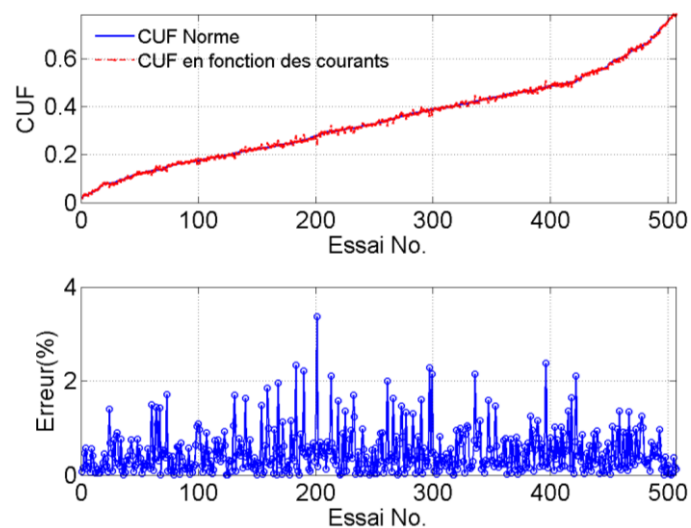


**Figure 2. 13 En haut : CUF selon la norme et CUF selon l'équation Equation 2. 18
En bas : Erreur entre les CUFs par rapport au CUF = 100%**

Ainsi, les calculs de CUF en fonction des courants des charges semblent assez indépendants de l'état amont des tensions d'alimentation.

2.3.6 Conclusions partielles et perspectives de la modélisation du déséquilibre en courant

- Le taux de déséquilibre en courant, CUF, semble indépendant de l'état d'équilibre des tensions d'alimentation au PCC. Par ailleurs, le rapport entre les composantes symétriques des courants et les phaseurs de tension a été formulé dans l'Equation 2. 16.
- Nous avons établi le rapport entre les courants actifs et réactifs des habitations et VEs et le taux de déséquilibre en courant en régime de déséquilibre en tension (Equation 2. 16). Ceci nous permettra de établir une fonction objectif à optimiser par le moyen des stratégies de recharge
- Le approximation du CUF qui ne dépend que des charges raccordées au PCC permet de simplifier le problème d'optimisation du déséquilibre en courant. Autrement dit, la condition de déséquilibre en courant reste découplée des autres PCCs et un service de support décentralisé pour la minimisation du déséquilibre en courants peut être envisagé.
- La composante homopolaire pourrait être incluse dans le calcul du déséquilibre et s'exprimer en fonction des composantes en phase et en quadrature. Cela nous permettrait dans le cas d'un système triphasé à quatre fils d'éliminer la composante homopolaire du déséquilibre. Le déséquilibre en courant serait défini comme dans (Tavakoli-Bina et Kashafi 2011) :

$$CUF = \sqrt{\frac{|I_-|^2 + |I_0|^2}{|I_+|^2}}$$

2.4 Présentation du réseau électrique résidentiel basse tension d'étude

Nous présentons dans ce paragraphe les caractéristiques du réseau d'étude.

2.4.1 Structure générale des réseaux électriques

Nous présentons sur la Figure 2. 14 la structure des réseaux électriques de transport et de distribution, hiérarchisés selon les niveaux de tensions et leur structure (maillée ou radiale). Ainsi, les réseaux HTB (ou réseaux de transport) sont chargés d'assurer la distribution régionale de la production d'énergie des grandes centrales et les connexions avec les réseaux nationaux frontaliers. Les niveaux de tension correspondants (de 63 kV à 400 kV) permettent d'assurer la transmission d'énergie sur des grandes distances avec un minimum des pertes. Les réseaux de distribution HTA assurent quant à eux la distribution de l'énergie électrique vers les utilisateurs. Ceux-ci peuvent se connecter directement au réseau HTA, ou même HTB, ou peuvent être regroupés dans des réseaux commerciaux ou résidentiels à basse tension (BT). Les niveaux de puissance de livraison pour chaque niveau de tension sont montrés sur la Figure 2. 14. Notre étude portera essentiellement sur le réseau BT résidentiel pour les raisons exposées au chapitre 1.

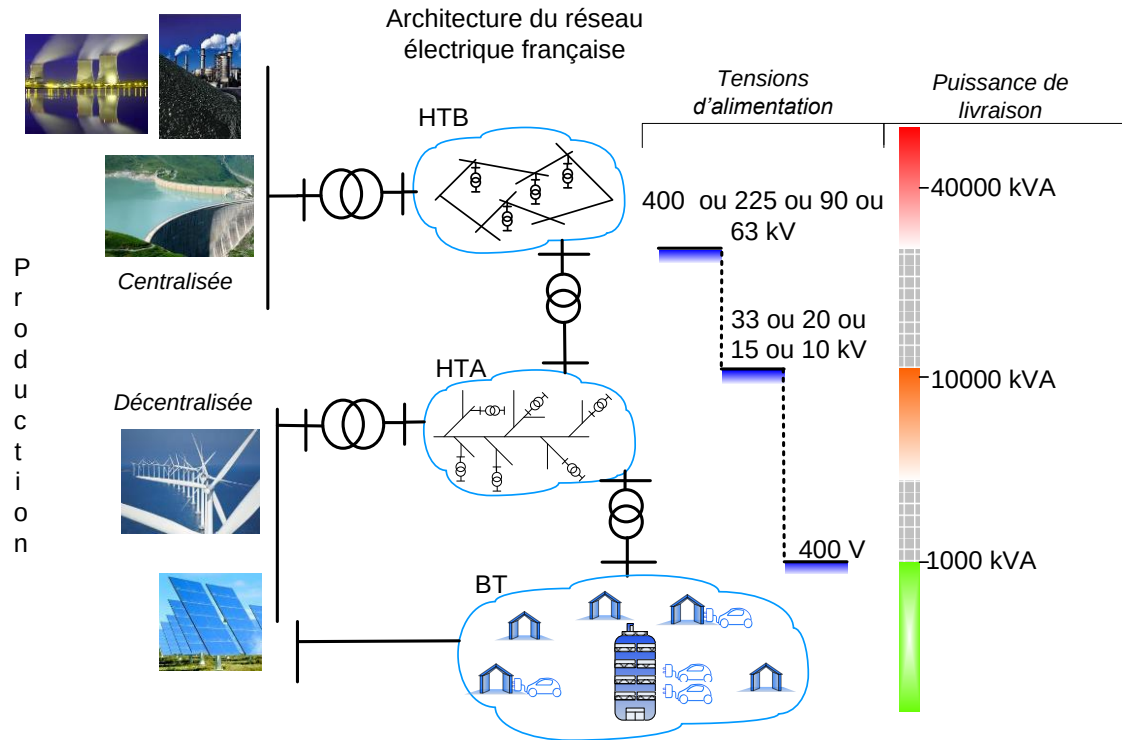


Figure 2. 14 Structure du réseau électrique. Hiérarchisation par niveaux de tension

2.4.2 Présentation du réseau résidentiel d'étude

Ce réseau résidentiel est une représentation du réseau résidentiel français BT de type urbain raccordé en souterrain avec un neutre distribué. Ce modèle a été construit dans le cadre de la thèse de Harun Turker (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012). Ce réseau contient 96 maisons regroupées en 18 lotissements et reliés à travers 22 lignes à un transformateur HTA/BT. Les caractéristiques des lignes et du transformateur sont listées dans l'Annexe A.2, Tableau A. 1 et Tableau A. 2. La Figure 2. 15 illustre le réseau BT utilisé dans le cadre de cette thèse.

Les lotissements sont connectés à différents PCCs comme le montre la Figure 2. 15 ; Ils sont classifiés selon le numéro du PCC auquel ils sont connectés. Le Tableau 2. 1 liste les lotissements par rapport au nombre de maisons qu'ils agrègent. Il y a donc deux définitions à prendre en considération par la suite : celle associée à un *lotissement*, qui correspond à un groupe de maisons raccordées à un point de connexion commun, dénommé *PCC*; ce *PCC* raccorde au réseau des lotissements et/ou des lignes qui connectent d'autres lotissements. Cette différence est illustrée sur la Figure 2. 15.

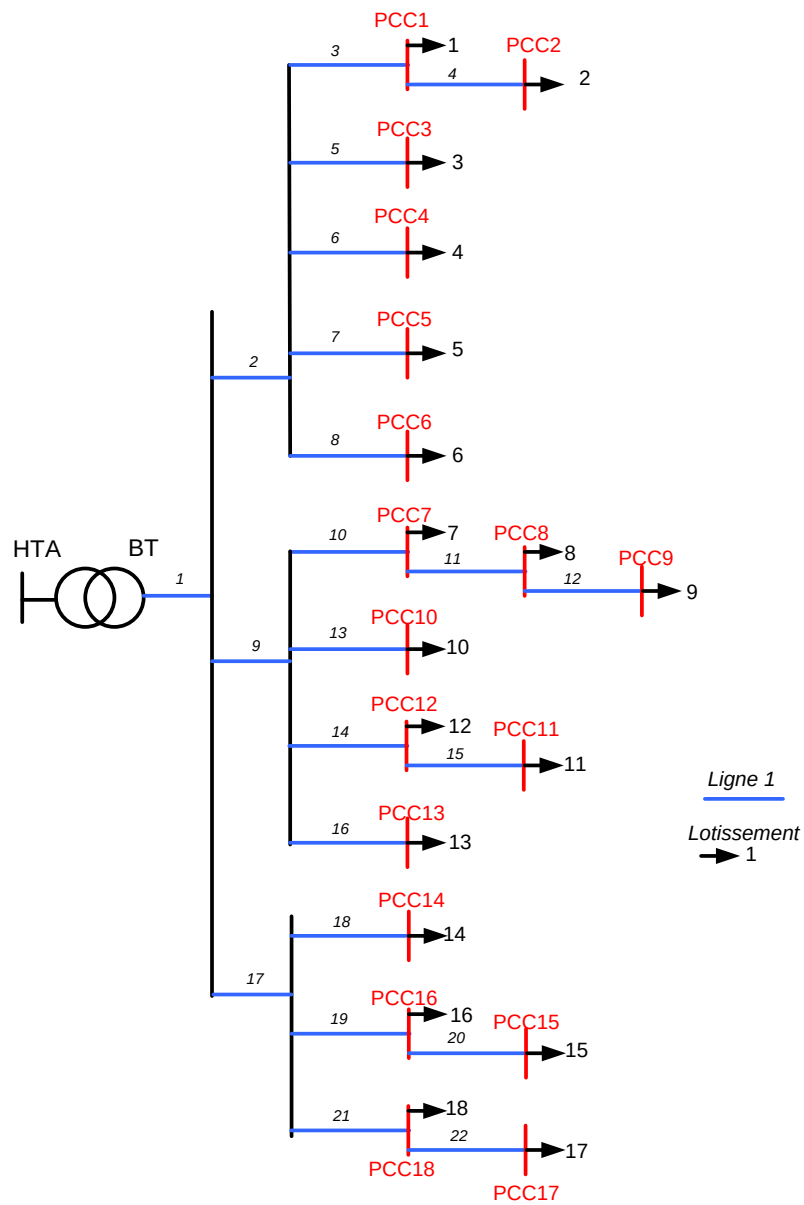


Figure 2. 15 Schéma du réseau BT étudié

Lotissement No. = PCC No.	Nombre des maisons
1	6
2	3
3	6
4	3
5	6
6	6
7	9
8	3
9	6
10	6
11	3
12	12
13	3
14	6
15	6

16	3
17	3
18	6
Total = 96 maisons	

Tableau 2. 1 Répartition des maisons entre les 18 lotissements

Nous remarquons que les maisons par lotissement sont distribuées de façon équilibrée par phases du réseau électrique. Ainsi, pour un lotissement avec 3 maisons, chaque phase n'alimente qu'une maison. Dans les lotissements avec 6 maisons, deux maisons sont alimentées par phase, ... Cette distribution assure ainsi un faible déséquilibre en courant dans les PCCs avant toute connexion de VEs.

2.5 Profils de puissances des charges de type « Bâtiments »

Nous avons repris les profils de consommation résidentielle de Turker (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012) . Ils ont été construits à partir de combinaisons de profils de consommation typiques d'appareils domestiques.

La base de données des profils des maisons prend en compte la consommation pendant l'été de 4 types de bâtiments. Ceux-ci peuvent avoir 3, 4, 5 ou 6 chambres. La base de données est constituée de 2000 profils journaliers par type de bâtiment : cela constitue ainsi 8000 profils journaliers pour les maisons, discrétisés toutes les 10 minutes. Chaque profil journalier donc est représenté par un vecteur de dimension 1 X 145. Les valeurs maximales des profils de puissance journaliers en ordre croissant sont données sur la Figure 2. 16. Chacune des lignes tracées correspond à l'un des quatre types de bâtiments ; pour chaque profil nous associons la valeur maximale de puissance apparente.

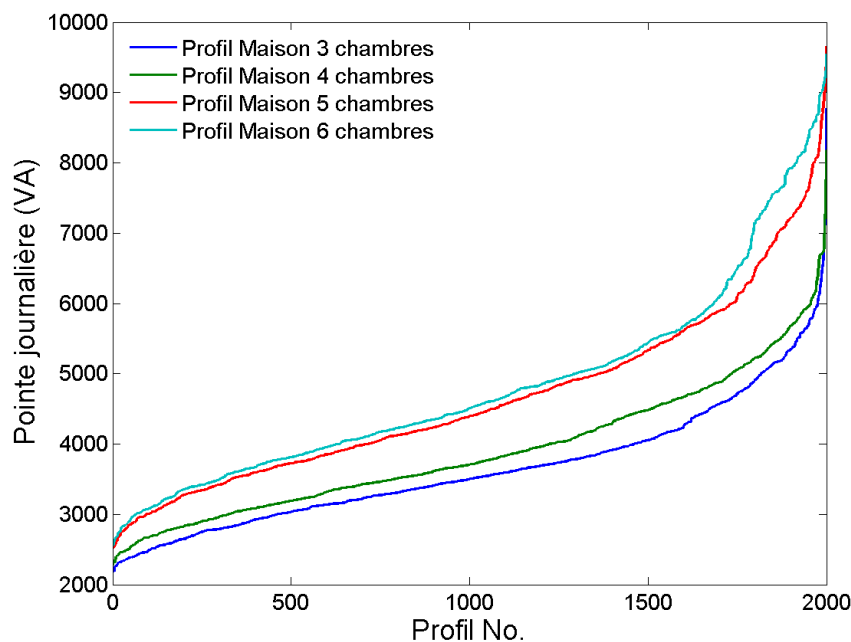


Figure 2. 16 Monotone en ordre croissant de pointes des profils journaliers par type de bâtiment

2.5.1 Sélection des profils de puissance des maisons

Le sélection des profils de puissances des maisons est le sous-système (un des blocs des diagrammes des simulateurs de la section 2.2) faisant le choix du profil de puissance active et réactive pour

chacune des 96 maisons raccordées au réseau résidentiel. Cette sélection est faite à partir d'un pourcentage caractéristique du nombre de pièces dans chaque type de maisons en France (INSEE 1999). La Figure 2. 17 montre ces pourcentages pour chaque type de maisons.

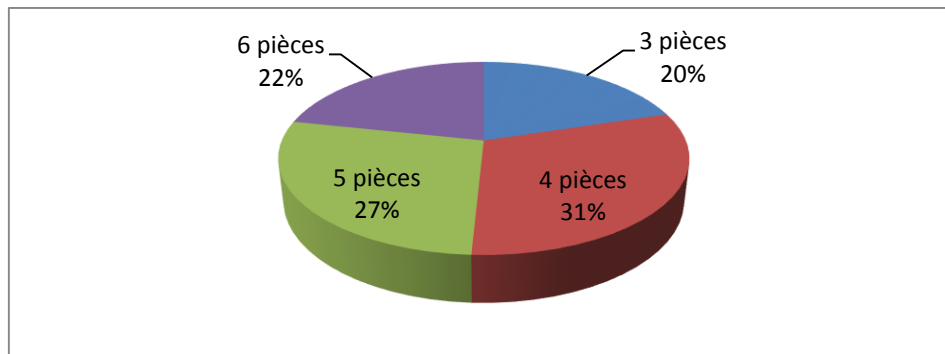


Figure 2. 17 Répartition des logements par nombre de pièces

Le diagramme décrivant le sous-système chargé de la sélection des profils de puissances active et réactive est montré sur la Figure 2. 18. Dans un premier temps, nous faisons une sélection aléatoire du type de bâtiment, sélection basée sur la statistique présentée sur la Figure 2. 17. Cette sélection est représentée par une roulette de casino dont le fonctionnement est décrit en Annexe A.3. Avec le type de bâtiment sélectionné, une deuxième sélection aléatoire choisit l'un des profils journaliers parmi les 2000 possibilités disponibles par type de bâtiment. Vu que la base de données n'intègre que des valeurs de puissances apparentes, un troisième tirage fait le choix de facteur de puissance entre -0,5 et 0,5 ($\tan\phi$) pour créer le phaseur de puissance apparente. En appliquant une opération trigonométrique, les profils en puissance active et réactive sont générés pour une maison i donnée.

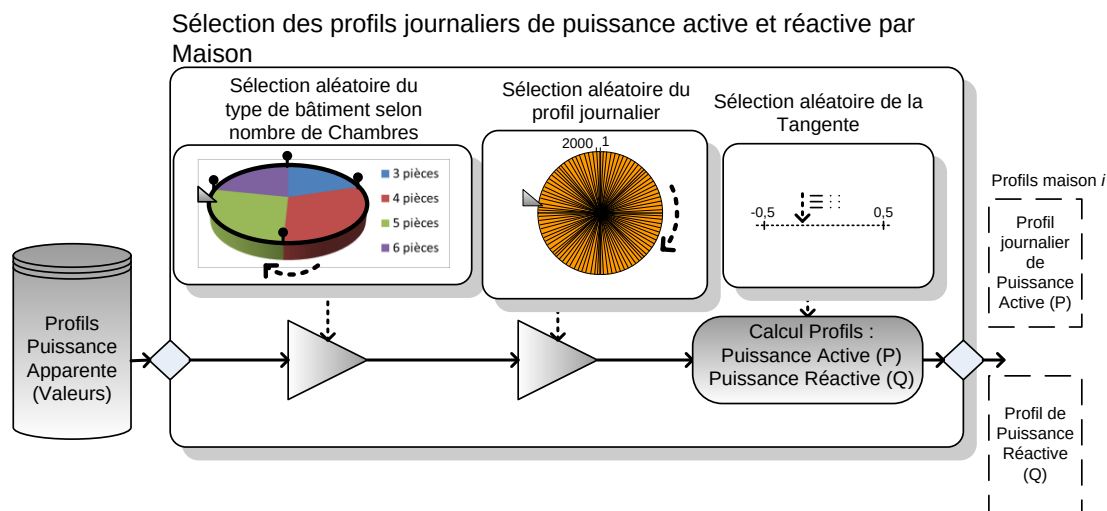


Figure 2. 18 Diagramme du Sélecteur des profils de puissance active et réactive pour une maison

2.6 Profils des puissances des charges de type « VE »

Les profils de puissance des VEs connectés sont également des vecteurs de puissances active et réactive. Analyser le plus finement possible le comportement des VEs sur le réseau exige de traiter une quantité importante d'informations, divisées en deux catégories : les données sur un VE en particulier et les données sur la répartition des VEs sur le réseau.

2.6.1 Description des charges de type VE

Les profils de consommation en puissances active (P) et réactive (Q) sont illustrés sur la Figure 2. 19. Nous supposons que le profil de puissance active dépend de :

- la puissance de recharge (P_{Recharge}),
- la durée de la recharge ($\Delta t_{\text{Recharge}}$),
- l'heure d'arrivée et de départ à la borne de recharge ($t_{\text{Arrivée}}$ et $t_{\text{Départ}}$),

Les valeurs de puissance réactive sont normalement négligeables en phase de recharge normale, sans pour autant travailler à facteur de puissance unitaire.

Ces paramètres sont liés aux caractéristiques suivantes liées au contexte des VEs (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012) (EPRI 2011) :

- la capacité de la batterie selon le type de VE,
- le mode de fonctionnement des bornes de recharge connectant le réseau et le VE,
- la répartition statistique d'usage du VE (temps d'arrivée, temps de départ et état de charge initial),
- le modèle de la batterie embarquée et le chargeur de batterie lui-même.

Le Tableau 2. 2 résume liens d'interdépendance entre les paramètres des profils et le contexte d'utilisation des VEs.

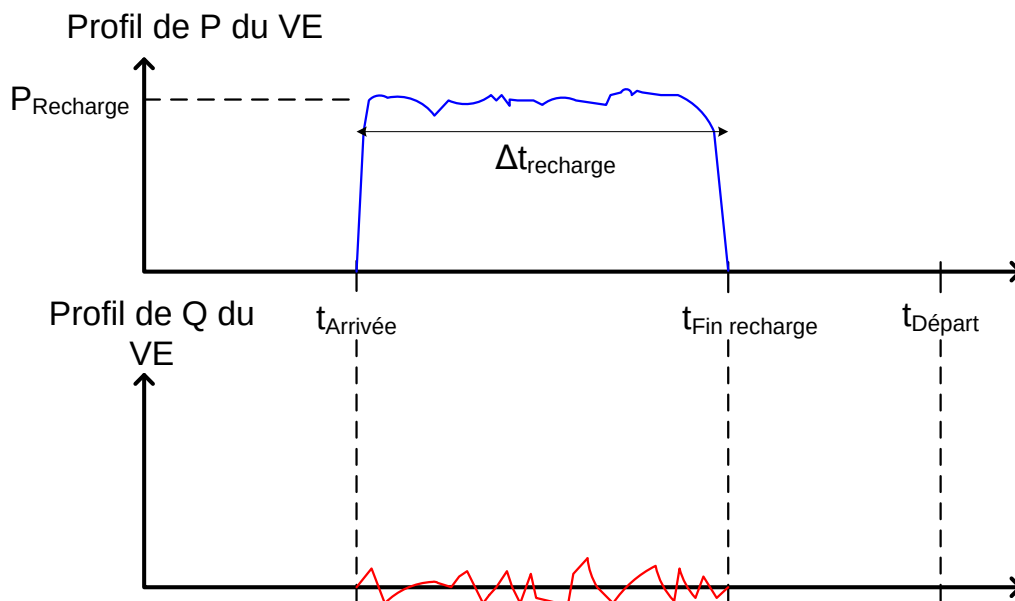


Figure 2. 19 Caractéristiques des profils de consommation en puissances active (P) et réactive (Q) d'un VE

Ces caractéristiques permettront la construction du générateur de profils de puissances d'utilisateur-VE qui sera présenté dans la section 2.6.3.

Paramètre	Lien de dépendance (dépend ...)
P_{Recharge}	Du mode de recharge
$\Delta t_{\text{Recharge}}$	Du modèle de la batterie, du mode de recharge, de la taille de la batterie, de l'état initial de charge
$t_{\text{Arrivée}}$	De la statistique d'usage du VE
$t_{\text{Départ}}$	De la statistique d'usage du VE
Valeurs de puissances réactives	De l'installation électrique. Ces valeurs sont choisies nulles en opération normale du chargeur.

Tableau 2. 2 Dépendance entre les paramètres des profils et le contexte du VE

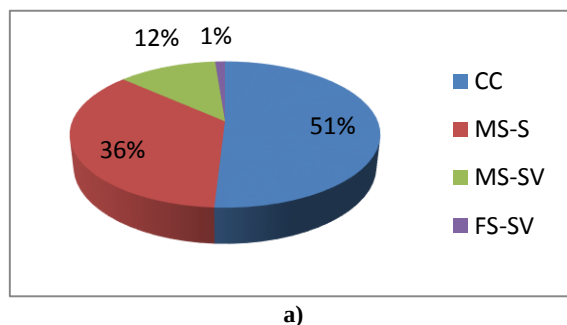
Caractéristiques du VE en fonction de la capacité de la batterie

Les données disponibles sont extraites également de (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012) (Turker, Florescu, et al. 2011) ; la taille des batteries correspond à différents types de véhicules électriques hybrides rechargeables ou PHEV. Rappelons que le choix de cette technologie a été fait en fonction de son potentiel très important sur le marché de la mobilité électrique.

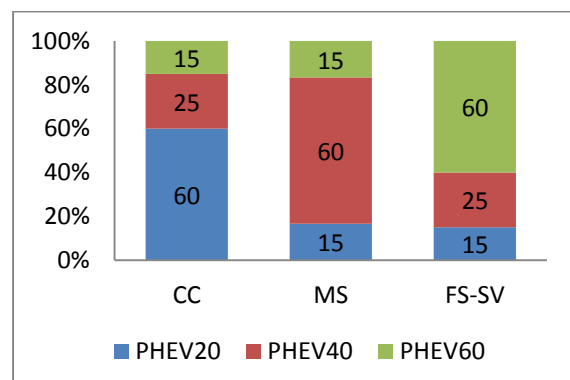
Le Tableau 2. 3 montre les capacités des batteries par rapport à la puissance du véhicule et aux besoins d'autonomie en fonctionnement tout électrique (décrite par le nombre de kilomètres que le PHEV peut parcourir en n'utilisant que la batterie). Ce PHEV est donc décrit comme une variable PHEV_{xx} où xx représente le nombre kilomètres en tout électrique. La puissance des PHEVs est bien sûr liée fortement à la taille de la batterie, du « compact car » (CC), le moins lourd, au « Full size SUV » (FSSUV), le plus lourd. Le Figure 2. 20.a et b. représentent respectivement la répartition du parc automobile par taille en France et celle de l'autonomie par taille de VE (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012). Dans la Figure 2. 20.b, les deux tailles Medium ont été regroupées sous le sigle « MS ». La taille du véhicule est associée à la puissance de la chaîne de motorisation.

kWh	PHEV32,18	PHEV64,4	PHEV96,5
Compact Car (CC)	5.1	10.3	15.5
Mid-Size Sedan (MS-S)	6	12	18
Mid-Size SUV (MS-SV)	7.9	15.5	23.3
Full-Size SUV (FS-SV)	9.3	18.5	27.8

Tableau 2. 3 Capacités des batteries par rapport à la puissance du PHEV et à l'autonomie en mode tout électrique (Turker, Bacha et Chatroux, Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French electric grid 2010)



a)



b)

Figure 2. 20 a) Répartition statistique du parc automobile français par rapport à la taille des véhicules particuliers et b) répartition de l'autonomie en mode tout électrique en fonction de la taille des véhicules (Turker, Bacha, et al., Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012)

En se basant sur les Figure 2. 20, la répartition combinée des tailles des PHEVs et de leur autonomie est montrée sur la Figure 2. 21 (Turker, Bacha, et al., Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) 2012).

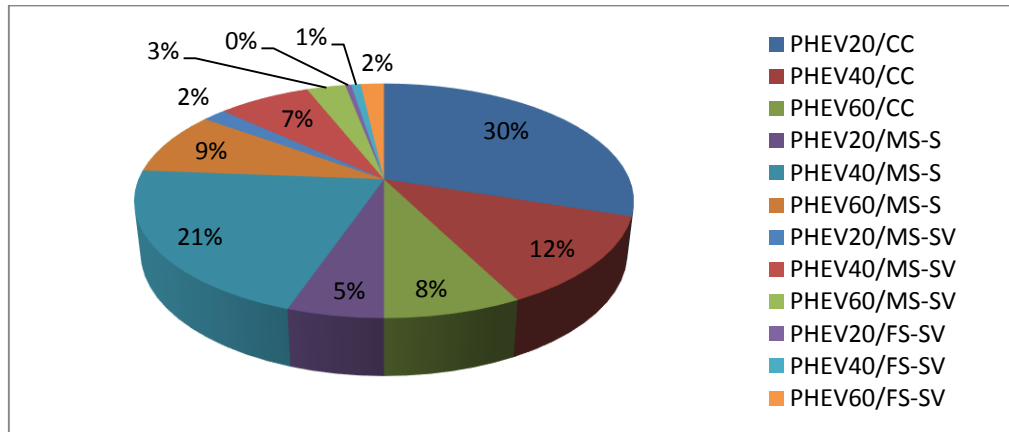


Figure 2. 21 Répartition combinée des tailles des PHEV et de leur autonomie en mode tout électrique

En faisant le rapport entre la Figure 2. 21 et le Tableau 2. 3, nous montrons sur la Figure 2. 22 la répartition des capacités des batteries adaptées au parc automobile français en fonction du type de PHEV et de l'autonomie en mode tout électrique. Cette figure pourrait être vue comme une représentation de la variété des tailles des batteries pour les PHEVs dans le contexte français. Par la suite nous nous référerons aux PHEV en utilisant l'acronyme VE.

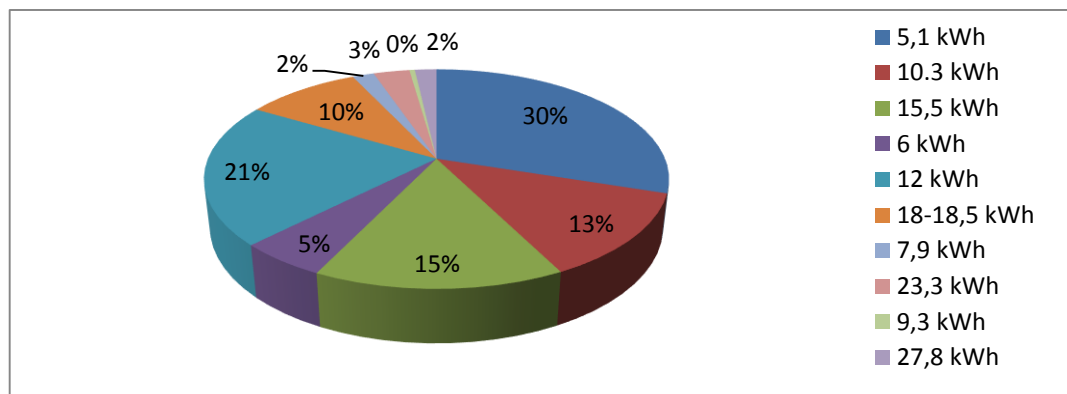


Figure 2. 22 Répartition des capacités de batteries basée sur la répartition des tailles des véhicules du parc français et le type de PHEV selon son autonomie en mode tout électrique

Caractéristiques du VE en fonction du mode de recharge

Les modes de recharge sont décrits dans (Nemry, Leduc et Muñoz 2009) et (Fernandez, et al. 2012) selon la norme européenne ou américaine. Le Tableau 2. 4 résume les caractéristiques des modes ou niveaux de recharge, du plus lent au plus rapide.

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Tension/courant de charge	USA : 120 VAC / 15 A UE : 230VAC / 8 A	USA : 240 VAC / 15 A UE : 230VAC / 16 A	480 VAC
Puissance de recharge	EEUU : 1,44 kW UE : 1,8 kW	3,3 kW (15 A)	60-150 kW
Temps de recharge pour une batterie de 10 kWh	~5-8 heures	~1-2 heures	< 10 minutes
Localisation de l'infrastructure de recharge	Localisation résidentielle	Localisations résidentielle et commerciale	Localisations commerciale et collective
Infrastructure nécessaire	Câble avec prise au VE. Circuit dédié	Borne de recharge. Câble avec prise au VE. Circuit dédié	Borne de recharge. Installation triphasée dédiée

Tableau 2. 4 Résumé des caractéristiques des installations de recharge (Nemry, Leduc et Muñoz 2009)

Comme le contexte d'étude de ce travail de thèse concerne les réseaux résidentiels pour la recharge standard des VE, nous avons considéré uniquement le mode 2 de recharge monophasée. Les stratégies V2G pour la minimisation du déséquilibre en courant seront cependant limitées à une consommation maximale de 3,7 kVA.

La Figure 2. 23 illustre le fonctionnement d'un véhicule de type VE dans le plan des puissances active et réactive échangées avec le réseau. Le fonctionnement normal, i.e. à puissance active constante, est représenté par le point rouge (3 kW). L'espace des consignes possibles dans le contexte V2G est identifié par le quadrillage rouge délimité par un cercle de rayon égal à la puissance apparente maximale S_{MAX} .

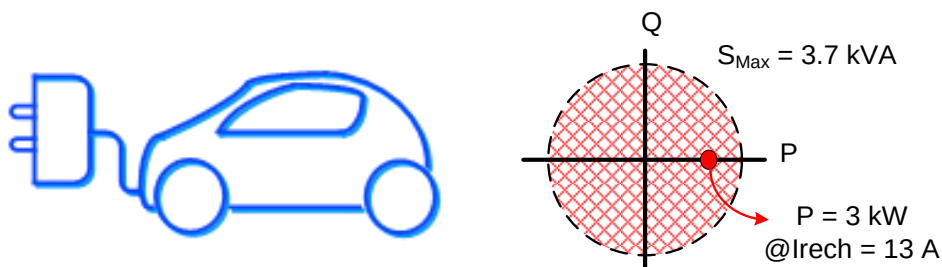


Figure 2. 23 Quadrillage rouge : espace de recharge dans le contexte V2G.
Point rouge : mode ou niveau 2 de recharge

Caractéristiques du VE en fonction de son usage: temps d'arrivée et temps de départ

Nous supposons que la recharge du VE démarre tout de suite après son arrivée. Ainsi, il est impératif de modéliser le temps d'arrivée des VEs. Pour cela, nous présentons, sous la forme d'histogramme sur la Figure 2. 24.a, une étude comportementale concernant les heures d'arrivée des individus dans une zone résidentielle (EPRI 2011).

Dans cet histogramme, la fréquence d'arrivée est montrée avec un pas de calcul d'une heure, cette étude se voulant représentative des journées ouvrables, avec des heures d'arrivée des individus proches des retours du travail. La Figure 2. 24.b présente la répartition cumulée des heures d'arrivée

qui donne une idée du pourcentage des VEs qui arrivent pendant la journée (87%) et ceux qui n'arrivent pas la même journée et seront rechargés plus probablement le lendemain (13%).

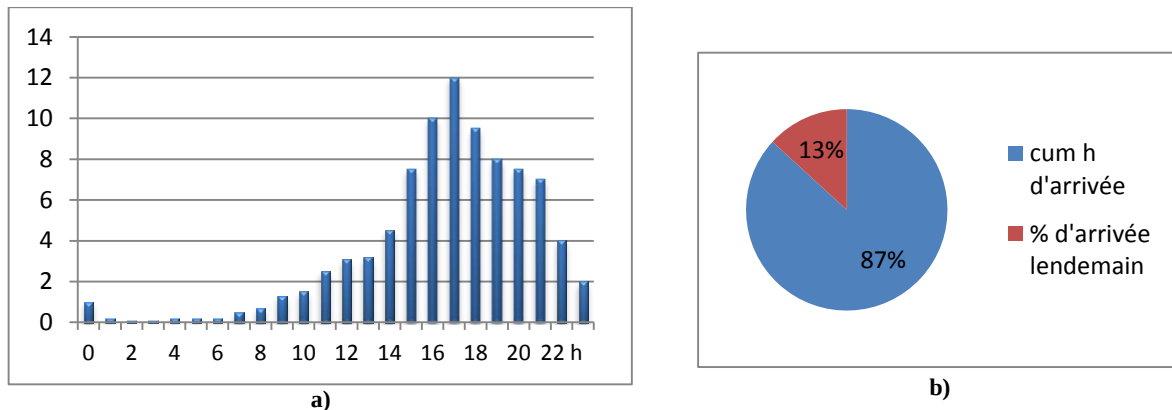


Figure 2. 24 a) Fréquence des temps d'arrivée par heure, pendant la journée ; b) Répartition cumulée d'historgramme des fréquences du temps d'arrivée

Un ré-échantillonnage¹ de l'historgramme est ensuite fait pour un pas de temps de 10 minutes (cf. Figure 2. 25).

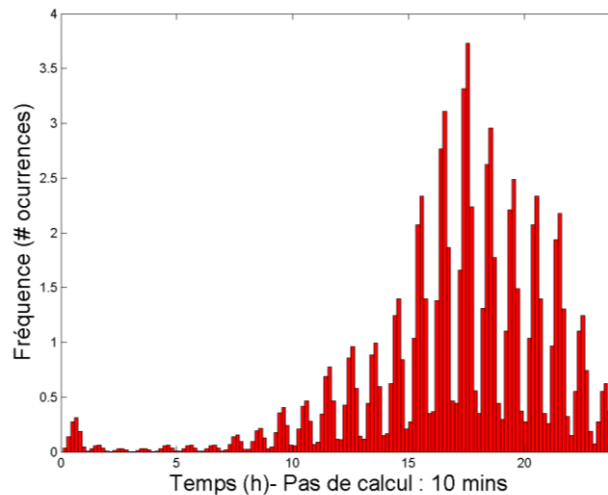


Figure 2. 25 Histogramme du temps d'arrivée par heure ré-échantillonné toutes les 10mins

La Figure 2. 26 montre de même l'historgramme des fréquences de temps de départ, avec une discrétisation toutes les 10 minutes. Cet histogramme a été construit en supposant que pour le travailleur moyen, l'heure de départ plus probable le matin se situe vers 7h et l'heure de départ plus probable le soir se situe vers 19h (sorties sporadiques ou de travail de nuit) (Turker, Florescu, et al. 2011). En partant de cette hypothèse, nous avons construit l'historgramme avec deux distributions normales, l'une avec la moyenne plus fréquente, localisée à 7h et une autre, moins fréquente, vers 19h. L'écart type de la distribution le matin est de 2h et celle de la distribution du soir est de 3h.

¹ Ce ré-échantillonnage a été fait en appliquant une permutation binomiale que pour chaque heure, qui renvoie un vecteur de 5 valeurs (représentant les 5 pas de 10 mins par heure) aléatoires que sommées donnent la fréquence de l'heure correspondante.

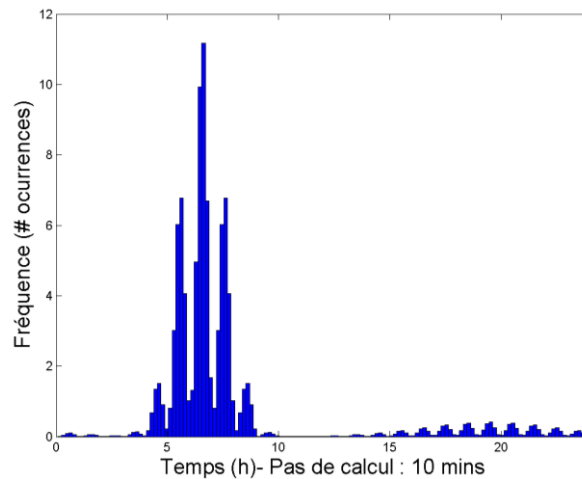


Figure 2. 26 Histogramme du temps de départ par heure échantillonnée à pas de calcul de 10mins

Caractéristiques du VE en fonction de son usage: état de charge initial

L'état de charge initial (noté SoC_0) est considéré dans ce travail comme l'état de charge du VE lors du démarrage de la recharge. Intuitivement, les valeurs du SoC après une journée d'utilisation du VE doivent probablement être plus proches du niveau minimal de l'état de charge, SoC_{min} . N'ayant pas trouvé de travaux permettant d'établir une distribution statistique d'états de charge initiaux nous proposerons une répartition des SoC_0 ; elle est illustrée par la Figure 2. 27.

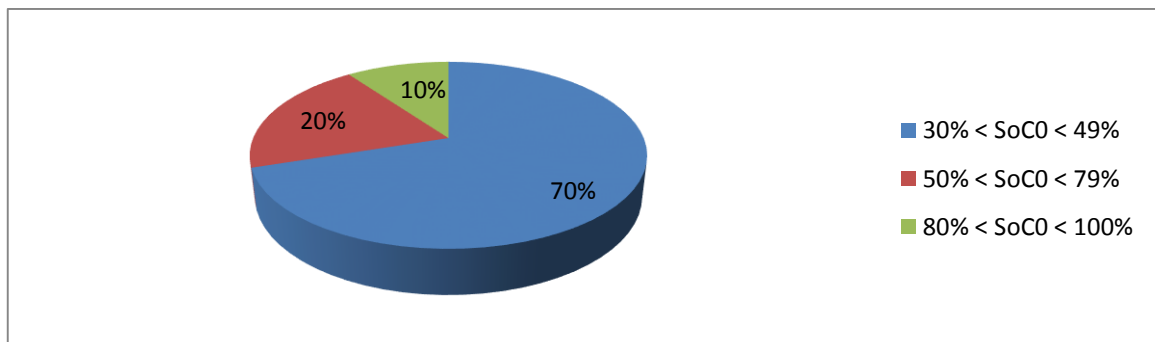


Figure 2. 27 Répartition des probabilités des états de charge initiaux (SoC_0)

Ainsi, les VEs arrivant à la borne de recharge ont une probabilité de 70 % d'avoir un SoC_0 entre 30% et 49%, une probabilité de 20 % d'avoir un SoC_0 entre 50% et 79% et, enfin, une probabilité de 10 % d'avoir un SoC_0 entre 80% et 100%. Ces données seront utilisées pour le développement du générateur des profils de puissances des utilisateurs-VEs.

2.6.2 Nombre des VEs par maison et le taux de pénétration

Comme décrit dans (EPRI 2011), le nombre de VEs par maison est la caractéristique d'un simulateur qui permet de décrire le taux de pénétration ou taux d'insertion des VEs. Il est donc indispensable de déterminer le nombre attendu de véhicules (électriques ou pas) dans une maison pour ensuite définir le pourcentage de VEs en se basant sur un taux de pénétration donné.

Nombre de véhicules (tout type) par maison

Sur la Figure 2. 28 nous représentons la répartition du nombre des véhicules par maison en France (Turker, Florescu, et al. 2011).

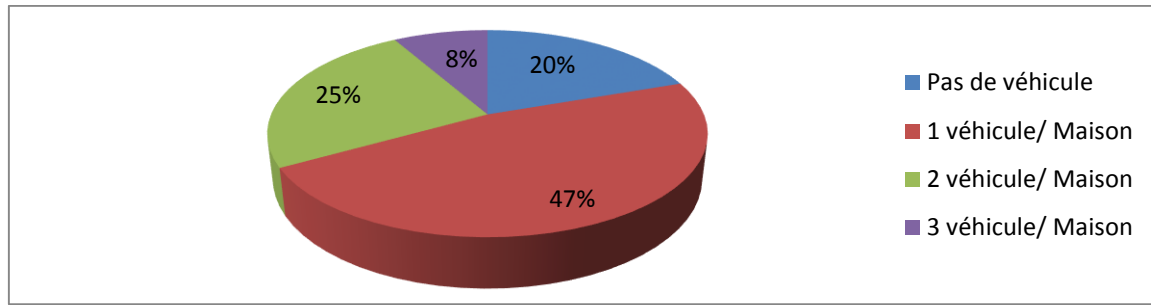


Figure 2. 28 Répartition probabiliste du nombre de véhicules par maison

Nombre de VEs par groupe de véhicules

Le taux de pénétration ou d'insertion des VEs est la probabilité qu'un véhicule dans un groupe soit un VE. En suivant la définition de (EPRI 2011), le taux de pénétration des VEs peut être modélisé par une loi binomiale dont les expériences peuvent être considérées indépendantes les unes des autres (Saporta 2006). En supposant que le taux de pénétration du VE dans le marché est égal à m , combien des véhicules parmi une population de n (véhicules), devrait être à traction électrique ? Cette probabilité $b(\dots)$ (cf. Equation 2. 19) représente la probabilité d'avoir x nombre des VEs parmi une population de n véhicules :

$$b(x; n, m) = \begin{cases} \binom{n}{x} m^x (1 - m)^{n-x}, & x = 0, \dots, n \\ 0, & \text{autrement} \end{cases} \quad \text{Equation 2. 19}$$

Etant donné que le nombre maximum de véhicules par maison dans le résidentiel, d'après la dernière section, est n égal à 3, la distribution de probabilité du nombre des VEs parmi une population maximale de 3 véhicules est montrée sur la Figure 2. 29 pour trois taux de pénétration distincts.

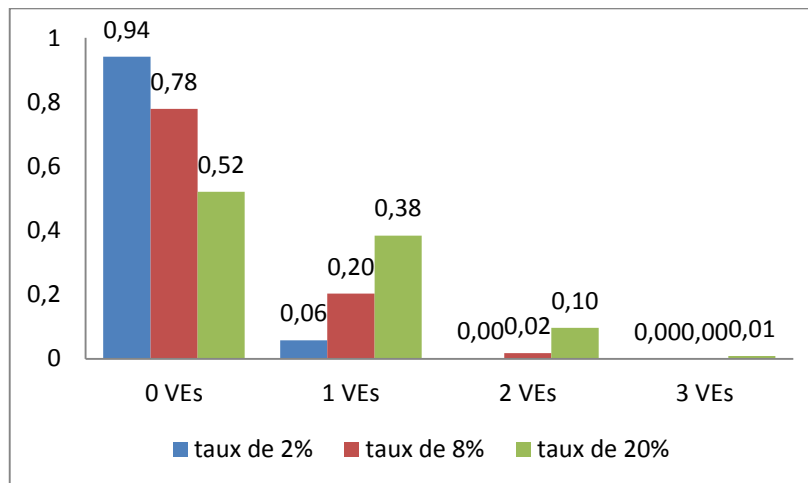


Figure 2. 29 Distribution de probabilité du nombre des VEs parmi une population de 3 véhicules au maximum

Nombre des VEs par maison

Supposons que $P(Y=k)$ représente la probabilité d'avoir k véhicules (thermiques et/ou électriques) par maison ; d'après la Figure 2. 28 et la distribution de probabilité des VEs parmi une population de 3 véhicules maximum, nous pouvons écrire l'Equation 2. 20 (EPRI 2011) décrivant la distribution de probabilité du nombre de VEs dans une maison française. Dans cette équation, z représente le nombre

de VEs par maison, m le taux de pénétration et n , le nombre maximal possible de véhicules (étant n égal à 3).

$$NVEs(z, m) = \sum_{i=z}^n P(Y = i) * b(z; i, m) \quad \text{Equation 2. 20}$$

Trois exemples de calculs de cette distribution de probabilités pour plusieurs taux d'insertion sont montrés dans le Tableau 2. 5.

Taux de pénétration	Nombre de VEs par habitation			
	0	1	2	3
2%	97,59 %	2,39 %	0,02 %	0.000%
8%	90,58 %	9,11 %	0,31 %	0.000%
20%	77,58 %	20,56 %	1,79 %	0,07 %

Tableau 2. 5 Exemples des probabilités sur le nombre des VEs par maison étant donnés 3 différents taux de pénétration

La définition du *taux de pénétration* sera reprise lors de l'étude de l'impact du nombre de VEs sur le déséquilibre du réseau dans le chapitre 3.

2.6.3 Présentation du générateur de profils de puissances des utilisateurs-VEs et assignation des VEs aux maisons

Nous remarquons les deux fonctionnalités du générateur des profils de puissances des utilisateurs-VEs sur la Figure 2. 30 (simulateur 1, section 2.2.1) et sur la Figure 2. 31 (simulateur 2 section 2.2.2).

La première fonctionnalité de ce générateur utilise les caractéristiques de consommation décrites dans les sections précédentes pour définir le profil de puissance correspondant à chaque VE. Ce profil contient deux vecteurs de 145 éléments, représentant le comportement journalier en puissance active et réactive. Les profils de puissance pour chaque VE (dans la Figure 2. 30 l' i -ème VE) sont stockés dans une base de données.

La deuxième fonctionnalité (Figure 2. 31) alimente la base de données des conditions de démarrage de la recharge de tous les VEs dans le réseau. L'information pour le démarrage de la recharge des VEs connectés à la maison i est montrée dans la Figure 2. 31. L'information gérant le démarrage de la recharge de tous les VEs est renouvelée chaque journée.

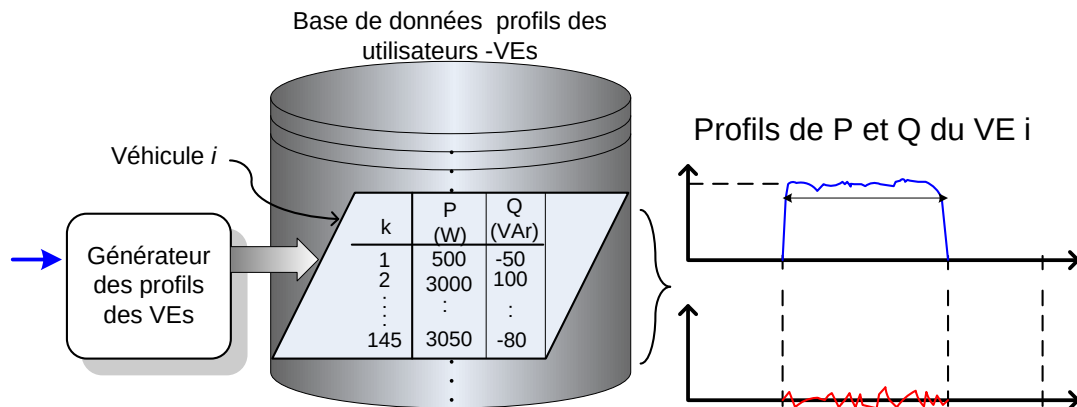


Figure 2. 30 Générateur des profils du VE (section 2.2.1)

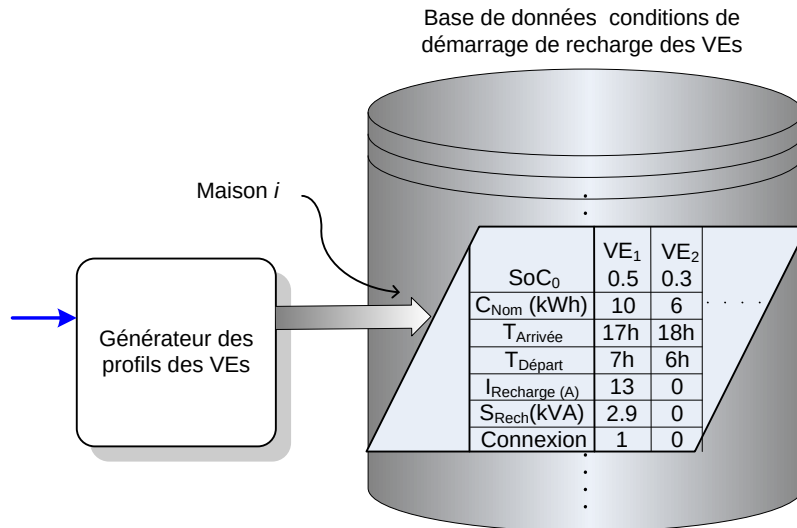


Figure 2. 31 Générateur d'info pour le démarrage de la recharge des VE de chaque maison (section 2.2.2)

Le générateur de profils des VEs combine les informations concernant au VE pour reproduire les deux fonctionnalités énoncées auparavant. Nous présentons sur la Figure 2. 32 le schéma explicatif du générateur des profils (deuxième fonctionnalité). Ayant le modèle statistique de chacune des caractéristiques, les sélecteurs aléatoires sont implémentés en utilisant le principe de la « roulette de casino » explicité dans l'Annexe A.3. Le générateur reproduit les profils pour chaque VE dans une maison, ainsi que pour toutes les maisons. Enfin, dans une boucle extérieure, nous faisons la sélection aléatoire du nombre de VEs par maison basé sur l'Equation 2. 20 et le taux d'insertion correspondant.

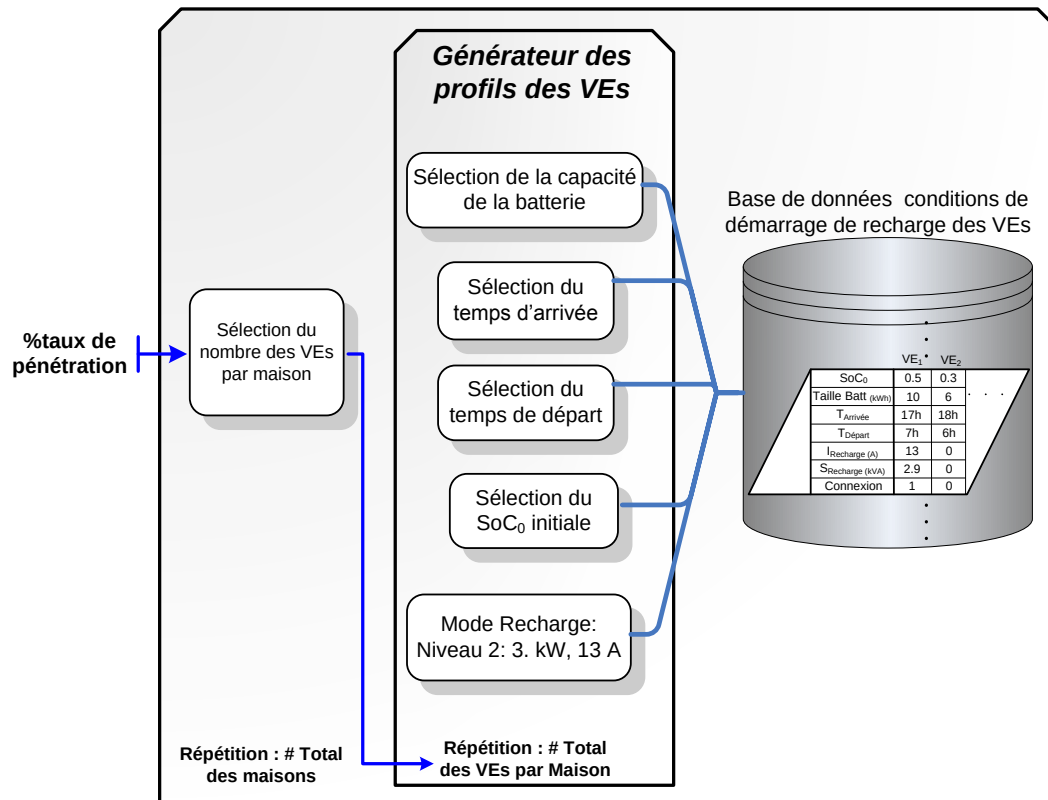


Figure 2. 32 Schéma du fonctionnement du générateur des profils

2.7 Présentation du modèle des batteries embarquées

L'état de charge « SoC » de la batterie d'un VE est un paramètre essentiel lors du calcul des profils de recharge de VEs. Le paramètre SoC est une variable de contrôle de la recharge de la batterie ; ainsi, suivant des états limites (haut (SoC_{Haut}) ou bas (SoC_{Bas})), le pilotage de la batterie devrait décider de connecter ou déconnecter le chargeur. Nous présentons ce modèle de batterie sur la Figure 2. 33. Dans le schéma de la figure, nous illustrons le rapport du SoC actuel avec le SoC initial (SoC_0), les caractéristiques de la batterie et mode de recharge, ce deux derniers représentées par la pente m .

Deux options sont possibles pour décrire l'évolution de l'état de charge, soit en utilisant un modèle électrique simplifié de la batterie (Tritschler 2010) (Turker, Florescu, et al. 2011), soit en définissant le SoC comme une fonction de la capacité de la batterie (en kWh) et de la puissance de recharge (Ebbesen, Elbert et Guzzella 2012) (Agarwal, et al. 2010). Les deux approches sont formulées dans les Equations 2. 21.

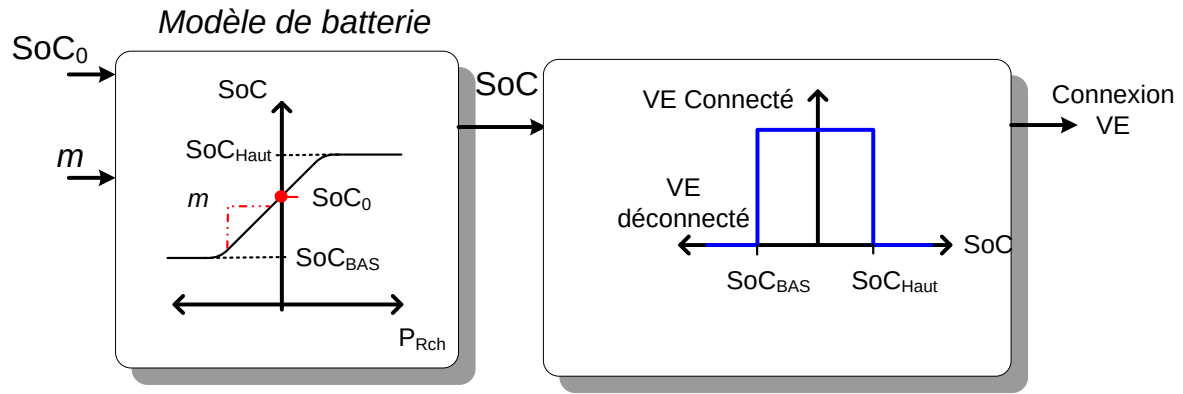


Figure 2. 33 Etat de Connexion-Déconnexion du VE en fonction du SoC de la batterie

SoC selon modèle électrique simplifié	SoC en fonction de la capacité de la batterie et de la puissance de recharge
$\checkmark \quad V_{BAT}(t) = E_0 - R_{int} * i_{BAT}(t) - K * \left(\frac{Q}{Q - Q_{ACT}(t)} \right) + A * \left(\frac{Q - Q_{ACT}(t)}{Q} \right);$ $\checkmark \quad i_{BAT}(t) = \frac{P_{Rch}(t)}{V_{BAT}(t)}$ $\checkmark \quad Q_{ACT}(t) = \frac{1 \text{ heure}}{\rho * \Delta T} \sum_{\tau=0}^{\tau=t-\Delta T} i_{BAT}(\tau) * \Delta T ;$ $SoC(t) = SoC(t - \Delta T) + \frac{Q_{ACT}(t)}{Q}$ $SoC(0) = SoC_0$ a)	$SoC(t) = SoC(t - \Delta T) + \frac{1}{W_n} \sum_{\tau=0}^{\tau=t-\Delta T} P_{Rch}(\tau) * \Delta T$ $SoC(0) = SoC_0$ b)
E_0 : Tension à vide [V] ; R_{int} : Résistance interne [Ohm] K : Constante d'ajustement ; A : Constante d'ajustement Q : Capacité nominale [Ah] ; Q_{ACT} : Capacité actuelle [Ah] V_{BAT} : Tension entre les bornes de la batterie i_{BAT} : Courant consommé/produit par la batterie ΔT : Pas de temps de calcul ; $\rho * \Delta T = 3600$: Constante de transformation de ΔT à heures	W_n : Capacité de la batterie en [Wh] $P_{Rch}(\tau)$: Puissance de recharge en fonction du temps

Equations 2. 21

Nous retiendrons ici l'estimation du SoC par le calcul de l'Equations 2. 21.b. Deux raisons justifient ce choix : ce calcul de SoC réduit la dépendance à la technologie de la batterie et à ses caractéristiques, ce qui permet une réduction de la complexité du problème, notamment en présence de VEs de différents constructeurs, avec différentes technologies et caractéristiques de batteries. En outre, la simplicité du modèle de SoC permet également de réduire les temps de calculs de la simulation.

2.7.1 Sensibilité du calcul de SoC aux paramètres de la batterie

Pour prouver la fiabilité de l'approximation consistant à utiliser le modèle de l'Equations 2. 21.b, une comparaison entre les deux approches est présentée dans l'Annexe A.4 pour une cellule de batterie LiFePO₄, dont les paramètres étaient connus ; l'erreur entre les deux approches de modélisation d'indicateurs de l'état de charge reste inférieure à 1%.

Les temps de calcul du SoC ont été aussi comparés dans l'Annexe A.4. Évidemment, le modèle réduit a un temps de calcul plus faible (facteur trois environ) que celui du modèle électrique simplifié.

2.8 Présentation du chargeur de batterie

Les chargeurs de VE sont des dispositifs d'électronique de puissance dont la fonction est de transmettre, en fonctionnement normal, la puissance venant du réseau à la batterie, en adaptant les grandeurs électriques de façon à conserver les performances de la batterie et une vitesse de recharge spécifiques. Dans (Yilmaz et Krein 2013), une synthèse des principales caractéristiques de ces chargeurs est présentée. Ils sont censés avoir un rendement élevé et une haute densité de puissance avec un coût, un volume et un poids maîtrisés.

Nous listons dans le Tableau 2. 6 plusieurs classifications des chargeurs. Remarquons que le chargeur le plus pertinent pour l'étude proposée dans ce travail de thèse doit être monophasé et bidirectionnel. Les autres caractéristiques sont moins importantes par rapport aux objectifs de l'étude.

<i>Classification</i>	<i>Types</i>	<i>Caractéristique affectée</i>
<i>Selon le mode de recharge</i>	Triphasé ou monophasé	Puissance et par conséquent temps de recharge
<i>Selon leur localisation</i>	Embarqué ou hors du VE	Volume et densité de puissance
<i>Selon le degré d'intégration</i>	Intégré ou pas	Volume et densité de puissance
<i>Selon le degré d'isolation</i>	Raccordement galvanique ou magnétique	Automaticité et sécurité du raccordement
<i>Selon le flux de puissance</i>	Unidirectionnel ou bidirectionnel	Injection de puissance et capacité à se positionner pour le V2G

Tableau 2. 6 Diverses classifications du chargeur de VE

Le schéma général du système d'asservissement des puissances P et Q est montré sur la Figure 2. 34. Pour un chargeur strictement dédié à la recharge, la consigne de P est constante; en accord au mode de recharge, cette puissance peut varier de 2 kW jusqu'à plus de 80 kW. Un chargeur monophasé basse tension serait appelé à travailler à une puissance ne dépassant pas 4 kW. La consigne en Q est normalement nulle pour assurer un facteur de puissance proche de l'unité.

Le chargeur fonctionne, dans un premier temps à puissance de recharge constante durant une étape de charge à courant constant pour passer ensuite à une étape de fonctionnement à tension constante jusqu'à charge complète de la batterie, où la puissance est basse en comparaison à celle de la première étape (Garcia-Valle et Peças-Lopes 2012).

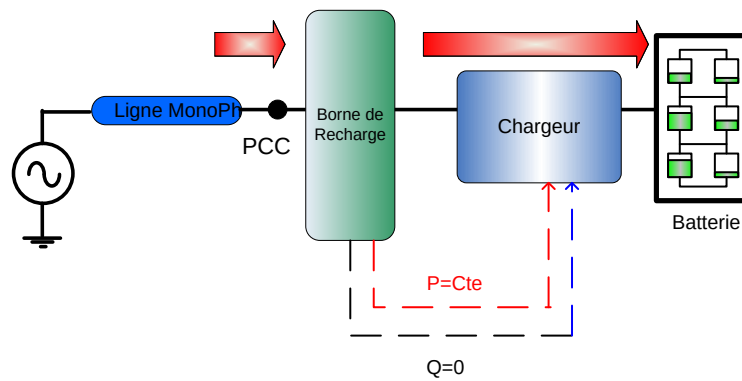


Figure 2. 34 Schéma général du chargeur du VE dédié à la recharge

Le chargeur bidirectionnel (Yilmaz et Krein 2013) est envisageable grâce à la faisabilité des interrupteurs bidirectionnels en tension et en courant (quatre quadrants), au développement progressif des compteurs électriques intelligents, aux liens de communication de plus en plus perfectionnés entre la borne et le chargeur et à l'évolution des normes de raccordement à l'échelle européenne.

2.8.1 Etude exploratoire d'un chargeur bidirectionnel

Une étude exploratoire sur la faisabilité des consignes en puissance active P d'une part, et réactive d'autre part, dans le contexte du V2G a été faite durant ces travaux de recherche, dont les publications (Fernandez, et al. 2012) (J. Fernandez, Contrôle/commande d'un chargeur de véhicule électrique. Mise en évidence des liens entre limites structurelles et services rendus au réseau électrique 2011) font partie. De la même façon que les chargeurs conventionnels, le chargeur bidirectionnel (Figure 2. 35) serait composé d'un filtre CEM, pour le filtrage des harmoniques hautes fréquences provenant des commutations du convertisseur, deux convertisseurs AC/DC et DC/DC pour l'adaptation des grandeurs électriques au mode de recharge de la batterie. Un bloc de pilotage prendrait les consignes souhaitées de puissance active et réactive pour recalculer les consignes des courants du côté réseau et nécessaire à la recharge de la batterie (Kempton, Udo, et al. 2009).

Dans ce publications, le chargeur a été modélisé de façon à tester des limites structurelles liées à la commande. Le modèle grand signal, les simplifications, les formulations, la commande linéaire par correcteur de type PI (Proportionnel Intégral), la commande non linéaire par modes glissants, les allures des grandeurs et les limitations de la commande par rapport aux consignes en puissance active et réactive sont présentés dans les articles cités mais ne seront pas détaillés dans ce mémoire.

Cependant, ce modèle de chargeur n'a pas été inclus dans le simulateur des stratégies de minimisation du déséquilibre (section 2.2.2) car la différence entre les échelles de pas de calcul augmentent de façon importante le temps de simulation globale. Ainsi, le temps de calcul de la simulation du déséquilibre est de 10 minutes alors que le temps de calcul maximal pour simuler le modèle de chargeur est de 0,01 seconde, en accord avec le principe de Nyquist-Shannon par rapport à la fréquence du réseau². Donc une simulation du chargeur pendant une durée de 10 minutes, répétée durant une semaine entière, représente une augmentation considérable des temps de calcul ce qui est non justifiable, et ceci est d'autant plus vrai que le nombre de VEs est important dans le réseau.

² Le modèle de chargeur a été implémenté avec une PLL pour la synchronisation avec la fréquence de réseau. Cela empêche d'avoir une fréquence d'échantillonnage plus haute que le double de la fréquence du réseau selon le principe de Nyquist-Shannon

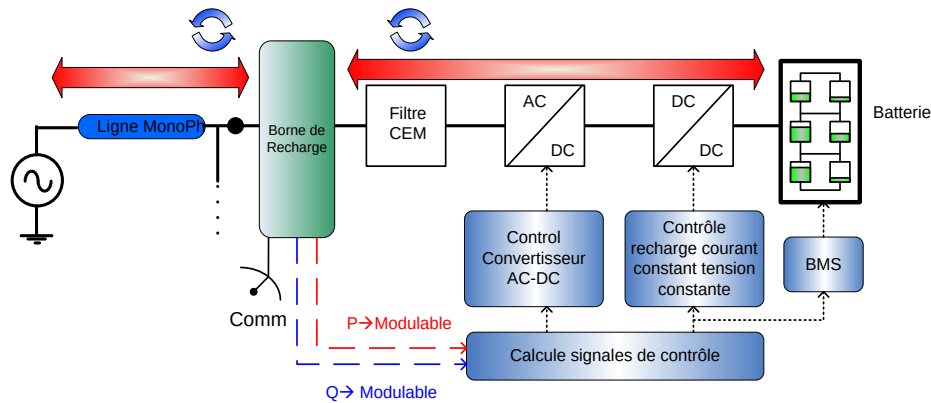


Figure 2.35 Schéma fonctionnel du chargeur bidirectionnel

2.8.2 Modèle de Chargeur utilisé dans le simulateur

Le modèle de chargeur adopté dans ce travail de thèse est illustré dans la Figure 2.36. Le chargeur est représenté avec un modèle statique de charge du réseau électrique basse tension, contrôlable par des consignes en puissance active (P) et réactive (Q). Cette charge est capable d'injecter de la puissance active et réactive (consommateur/producteur) et sa connexion et déconnexion au réseau électrique est contrôlée par le SoC de la batterie. La consigne de puissance de recharge (la consigne en puissance active) de la batterie est envoyée à la charge contrôlable, étant celui-ci le côté AC du chargeur.

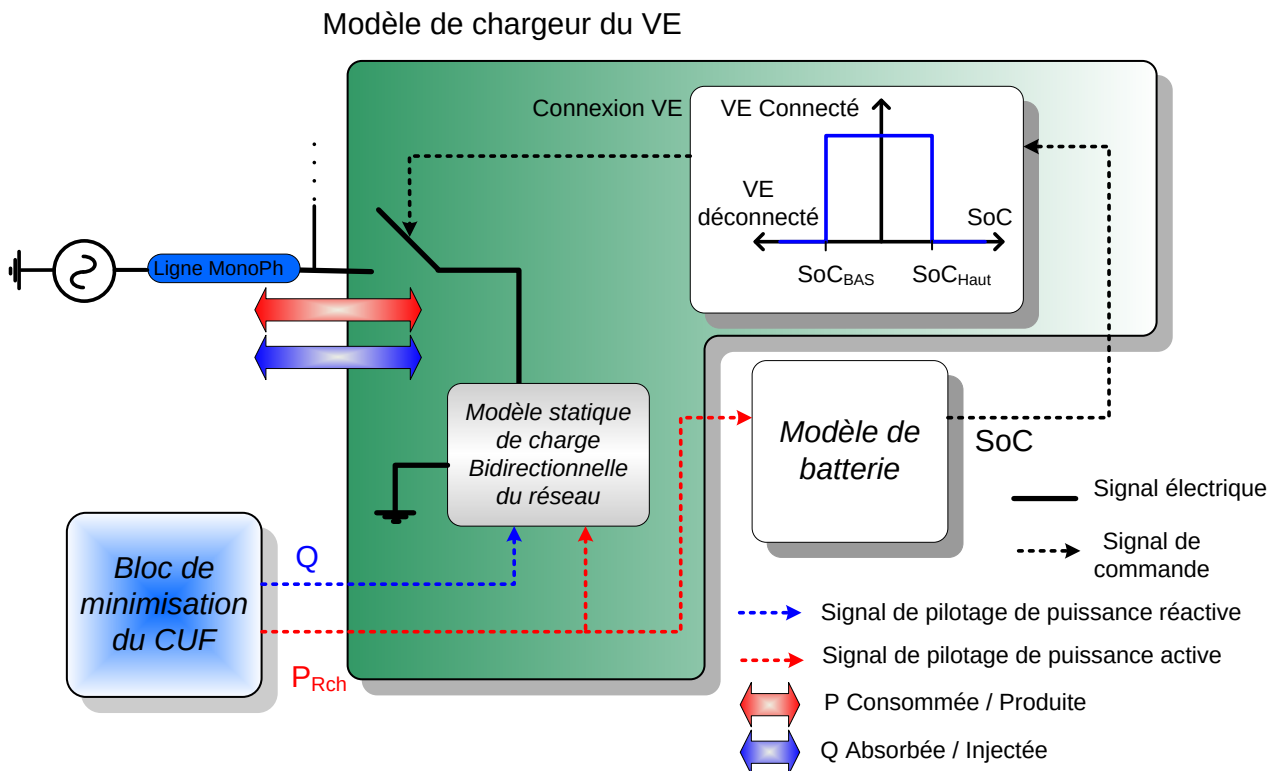


Figure 2.36 Modèle de chargeur de VE utilisé dans le simulateur des stratégies de minimisation du CUF

2.9 Conclusions du chapitre

La modélisation du déséquilibre triphasé a été définie visant à créer un rapport entre les VEs comme charges monophasés et le taux de déséquilibre triphasé (CUF), pour la postérieure application au V2G. Les simulateurs simulant l'environnement dans lequel les deux hypothèses seront testées ont été définis. Les sous-systèmes composant ces simulateurs ont été expliquées en mettant l'accent sur les limitations des modèles.

Dans le chapitre suivant, l'analyse des résultats de la simulation de l'impact du VE sur le déséquilibre en courant et en tension sera développée. Des observations sur la classification des données et des rapports entre les différentes grandeurs seront étudiées.

Chapitre 3. Impact de l'intégration du VE sur le déséquilibre d'un réseau électrique BT

3.1	INTRODUCTION	66
3.2	DEFINITION DU TAUX DE PENETRATION DU VE DANS UN RESEAU ELECTRIQUE	66
3.3	CARACTERISTIQUES DES LOTISSEMENTS.....	68
3.3.1	NOMBRE DE MAISONS REGROUPEES PAR LOTISSEMENT	68
3.3.2	NOMBRE DE MAISONS REGROUPEES PAR PCC	68
3.3.3	DISTANCES SEPARANT LES PCCS DU TRANSFO HTA/BT.....	69
3.4	GENERATION DES PROFILS DE CUF ET VUF.....	69
3.5	IMPACT DE L'INSERTION DU VE SUR LE DESEQUILIBRE EN COURANT	69
3.5.1	DONNEES PRISES EN COMPTE POUR L'ELABORATION D'UNE LOI STATISTIQUE DU CUF.....	70
3.5.2	INTRODUCTION DE PARAMETRES DESCRIPTIFS DU CUF	70
3.5.3	EFFET DE L'INSERTION DES VES SUR LES PARAMETRES STATISTIQUES DU CUF.....	71
3.5.4	CHOIX D'UNE LOI STATISTIQUE ADAPTEE AU DESEQUILIBRE EN COURANT ET ESTIMATION DU RAPPORT AVEC LES CARACTERISTIQUES DU RESEAU ET LE TAUX D'INSERTION DE VE	76
3.5.5	VARIATION DE LA LOI STATISTIQUE ESTIMEE EN FONCTION DU TAUX D'INSERTION ET DU NOMBRE DE MAISONS PAR LOTISSEMENT	79
3.6	IMPACT DE L'INSERTION DU VE SUR LE DESEQUILIBRE EN TENSION	80
3.6.1	DONNEES.....	80
3.6.2	PARAMETRE STATISTIQUE D'INTERET : CUMULE DANS L'INTERVALLE $0 < VUF < 0.02$	81
3.6.3	L'EFFET DE L'INSERTION DES VES SUR LE CUMULE DU VUF DANS L'INTERVALLE $0 < VUF < 0.02$	82
3.6.4	CHOIX D'UNE LOI STATISTIQUE ADAPTEE AU DESEQUILIBRE EN TENSION	88
3.6.5	VARIATION DE LA LOI STATISTIQUE ESTIMEE DU VUF PAR RAPPORT AU TAUX D'INSERTION.....	89
3.7	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	91

3.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre consiste à analyser l'impact du VE sur le déséquilibre en courant et en tension d'un réseau électrique résidentiel en basse tension (BT). Cette étude est basée sur le simulateur présenté à la section 2.2.1 du chapitre précédent.

Dans un premier temps, nous allons définir ce qu'est un taux d'insertion de VEs caractérisant chaque scénario de simulation. Ensuite, quelques caractéristiques des lotissements seront listées permettant de différencier les scénarii d'étude. Les caractéristiques des données collectées suite à chaque simulation sont aussi données. La suite du chapitre propose une analyse de l'impact des VEs sur le réseau électrique auquel ils sont raccordés, d'abord sur le déséquilibre en courant puis, dans un deuxième temps, en tension.

3.2 Définition du taux de pénétration du VE dans un réseau électrique

Pour l'étude de ce chapitre, les taux de pénétration des VEs pris en compte sont : 0%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50% et 100%. Ensuite nous allons décrire la signification de chacun de ces pourcentages en termes du nombre des VEs par maison (NVEsMaison).

Définition du taux d'insertion par rapport au nombre des VEs par maison

Le taux d'insertion détermine le nombre des VEs parmi une population de véhicules dans un scénario de simulation.

Etant donné que nous proposons choisir le nombre de VEs par maison (NVEsMaison) de façon aléatoire, nous devons définir pour chaque taux d'insertion de VEs (TauxVEs),

- le nombre moyen de VEs par maison ($NVEsMaison_{Moyen}$),
- le nombre minimal de VEs ($NVEsMaison_{Min}$) et
- le nombre maximal de VEs ($NVEsMaison_{Max}$).

Pour définir ces intervalles, nous allons mettre sous test statistique l'Equation 2. 20 sur le scénario des 96 maisons. Cette expression est la fonction de densité de probabilité (fdp) du NVEsMaison en fonction du taux d'insertion. Le test statistique suit la procédure suivante :

1. Nous choisissons le taux d'insertion,
 - a. Nous calculons la fdp du NVEsMaison. Les paramètres de cette fonction sont :
 - i. Le taux de pénétration,
 - ii. Les possibles nombres de véhicules par maison sont 0, 1, 2 ou 3
 - b. Nous répétons 10000 fois :
 - i. Le tirage aléatoire du NVEsMaison pour chacune des 96 maisons à partir de sa fdp.
 - c. Nous classons les données puis nous déduisons la loi statistique s'adaptant le plus aux données ainsi que les paramètres statistiques nous permettant définir les intervalles du NVEsMaison au-dessus listés.
2. Nous répétons cette procédure pour chaque taux d'insertion (revenir sur le pas 1).

Nous illustrons dans l'Annexe D.0 la classification des données pour chaque taux d'insertion. La loi statistique qui s'adapte le plus aux données des tests est une loi normale, dont les paramètres de caractérisation sont l'espérance, notée μ , et l'écart-type, noté σ . L'estimation des lois normales pour

chaque test sont aussi illustrées dans l'annexe. Ainsi, les valeurs $NVEsMaison_{Min}$, $NVEsMaison_{Moyen}$ et $NVEsMaison_{Max}$ sont définies en fonction de σ et μ suivant Equations 3. 1. La valeur 3.09 a été choisie pour assurer un intervalle de confiance de 99.998% (Saporta 2006), c'est-à-dire que les 99.998 % des données rentrent dans les intervalles donnés.

$$\begin{aligned} NVEsMaison_{Min} &= \mu - 3.09\sigma, \\ NVEsMaison_{Max} &= \mu + 3.09\sigma, \\ NVEsMaison_{Moyen} &= \mu \end{aligned} \quad \text{Equations 3. 1}$$

Pour exemplifier, nous définirons les intervalles du $NVEsMaison$ correspondants au TauxVEs de 100%. La classification des données (l'étape c de la procédure précédente) est illustré sur la Figure 3. 1. La loi normale estimée est aussi représentée (en rouge) sur cette figure.

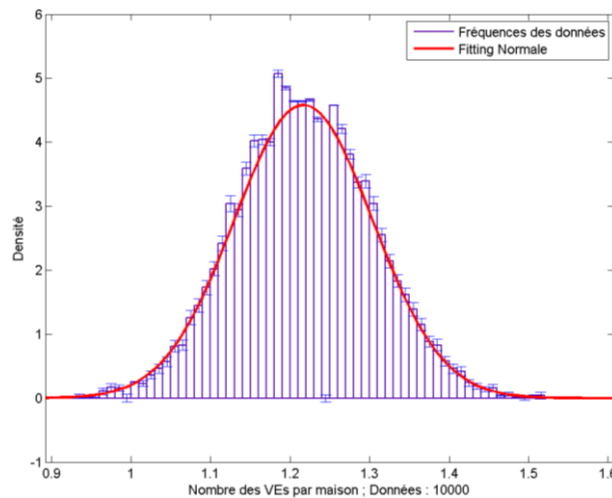


Figure 3. 1 Densité des fréquences du nombre des VEs par maison pour un taux d'insertion de 100%

D'après cette distribution normale et en ayant une population de 100 maisons, un TauxVEs de 100% implique :

- Un $NVEsMaison_{Moyen}$ égal à 122 VEs
- Un $NVEsMaison_{Min}$ égale à 91 VEs et
- Un $NVEsMaison_{Max}$ égal à 150 VEs

Compte tenu des tests, les TauxVEs sont définis dans le Tableau 3. 1, où les paramètres σ et μ de la loi normale, ainsi que $NVEsMaison_{Min}$, $NVEsMaison_{Moyen}$ et $NVEsMaison_{Max}$ sont illustrés. Nous ajoutons un exemple d'application montrant le nombre minimal, moyen et maximal de VEs pour une population de 100 maisons. Cela permet de lier la plage de variation du nombre de VEs pour un taux d'insertion donné.

TauxVEs	μ	σ	$NVEsMaison_{Min}$	$NVEsMaison_{Moyen}$	$NVEsMaison_{Max}$	Exemple : dans un groupe de 100 maisons			
						$NMaisons$	$NVEsMin$	$NVEsMoy$	$NVEsMax$
0%	0	0	0	0	0	100	0	0	0
10% (0.1)	0.12	0.035	0	0.12	0.24	100	0	12	24
20% (0.2)	0.24	0.048	0.07	0.24	0.41	100	7	24	41
30% (0.3)	0.37	0.058	0.16	0.37	0.57	100	16	37	57
40% (0.4)	0.49	0.065	0.26	0.49	0.71	100	26	49	71
50% (0.5)	0.61	0.071	0.36	0.61	0.86	100	36	61	86
100% (1)	1.22	0.087	0.91	1.22	1.52	100	91	122	150

Tableau 3. 1 définition du taux de pénétration des VEs dans le réseau résidentiel

3.3 Caractéristiques des lotissements

Nous avons présenté le réseau résidentiel d'étude dans la section 2.4.2. Chacun des lotissements est connecté à l'un des point de connexion commun noté « PCC ». Les 18 PCCs sont caractérisés par rapport à la distance séparant le transformateur HTA/BT au nombre de maisons raccordées et aux puissances nominales consommées.

3.3.1 Nombre de maisons regroupées par lotissement

Etant donné la structure du réseau, les lotissements respectifs raccordés ont une distribution de maisons illustrée dans le Tableau 2. 1. Les numéros des lotissements sont repris de la section 2.4.2 en classifiant les lotissements selon le nombre de maisons regroupées

Nombre des Maisons Par lotissement	Classification des Lotissements
3	2, 4, 8, 11, 13, 16, 17
6	1, 3, 5, 6, 9, 10, 14, 15, 18
9	7
12	12

Tableau 3. 2 Classification des lotissements par rapport au nombre des maisons raccordées

3.3.2 Nombre de maisons regroupées par PCC

Le nombre de maisons raccordées à chacun des PCCs est donné par le nombre de lotissements que chaque PCC doit alimenter. Ces données ainsi que les puissances nominales de chaque PCC sont listées dans le Tableau 3. 3.

PCC	Lotissements raccordés	No. Maisons connectées	S _{nominal_PCC} (kVA)
1	1, 2	9	81
2	2	3	27
3	3	6	54
4	4	3	27
5	5	6	54
6	6	6	54
7	7, 8, 9	18	162
8	8, 9	9	81
9	9	6	54
10	10	6	54
11	11	3	27
12	12, 11	15	135
13	13	3	27
14	14	6	54
15	15	6	54
16	16, 15	9	81
17	17	3	27
18	18, 17	9	81

Tableau 3. 3 Caractéristiques des PCCs

3.3.3 Distances séparant les PCCs du transformateur HTA/BT

En suivant la numérotation des PCCs de la section 2.4.2, les distances séparant chaque PCC du transformateur HTA/BT sont illustrées sur la Figure 3. 2. Le nombre de maisons par lotissement est aussi spécifié sur la figure.

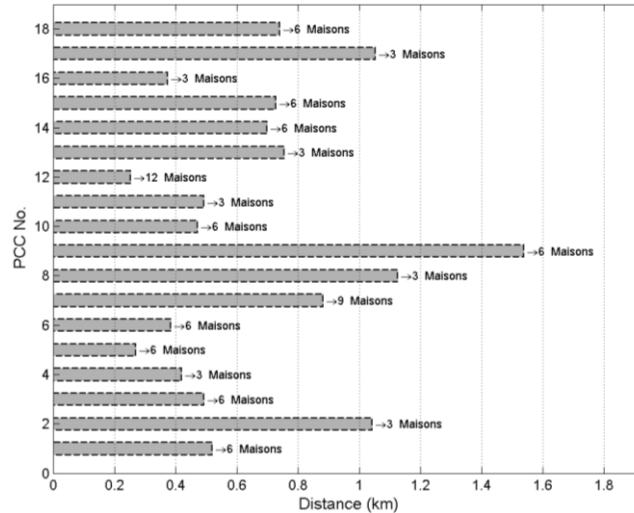


Figure 3. 2 Distances séparant chaque PCC du transformateur HTA/BT.
Le nombre des maisons par PCC est spécifié.

3.4 Génération des profils de CUF et VUF

Nous avons présenté dans la section 2.2.1 le simulateur pour le test de l'impact du VE sur le déséquilibre en courant et en tension. La procédure pour la génération des profils des indicateurs de déséquilibres (CUF et VUF) est résumée ci-dessous:

1. Des profils hebdomadaires de puissances active et réactive par pas de temps de 10 minutes ont été intégrés à un modèle de réseau résidentiel pour générer des profils hebdomadaires de tensions nodales et courant de ligne.
2. A partir de ces grandeurs électriques, l'évolution des taux de déséquilibre en courant (CUF) et en tension (VUF) a été calculée selon les critères normatifs présentés en section 2.3.1. Ces profils comportent 1015 mesures, correspondant à une semaine d'analyse par pas de 10 minutes.
3. Compte tenu des 18 lotissements, nous avons collecté un total de 18270 données de CUF et du VUF par taux d'insertion.
4. Au total, nous avons considéré huit taux de pénétration des VEs : 0, 10, 20, 30, 40, 50 et 100%. Ces pourcentages d'insertion ont été définis dans la section 3.2 en fonction du nombre de VEs par maison dans le réseau.

Les données de CUF et VUF seront analysées ensuite de façon à calculer l'impact du VE sur le déséquilibre en courant et en tension.

3.5 Impact de l'insertion du VE sur le déséquilibre en courant

Nous développons dans cette section l'analyse de l'impact de l'insertion des VEs sur le déséquilibre en courant. Cette étude comprend la caractérisation de l'effet de l'introduction des VEs sur le taux de déséquilibre en courant (CUF) par rapport à certains paramètres du réseau, ainsi que l'identification

d'une loi statistique pouvant représenter le comportement général du CUF. Mais avant cela, nous présentons les données et les paramètres statistiques à considérer.

3.5.1 Données prises en compte pour l'élaboration d'une loi statistique du CUF

A titre d'exemple, les données d'évolution statistique du CUF correspondant au taux de 10% d'intégration du VE dans le réseau sont illustrées sur la Figure 3. 3, chaque lotissement étant représenté par une couleur. L'analyse de cette information semble ainsi particulièrement complexe. Cependant la définition de deux paramètres statistiques nous permettrons poursuivre l'étude.

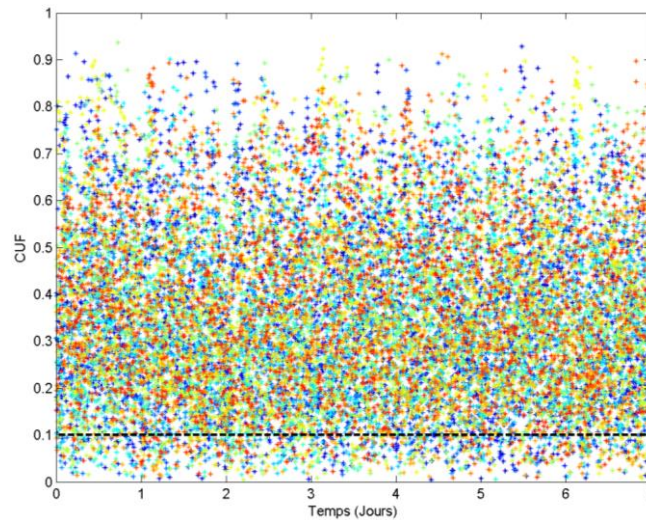


Figure 3. 3 Données hebdomadaires du CUF (à pas de temps de 10 mn)
@ taux d'insertion de 10%. Chaque couleur représente un lotissement.
En total, les 18 lotissements sont illustrés

3.5.2 Introduction de paramètres descriptifs du CUF

Pour introduire ces paramètres statistiques, la Figure 3. 4 représente les densités de fréquences du CUF pour les lotissements 4 et 12 pour le même scénario avec 10 % de taux d'insertion des VEs. La densité de fréquences est faite sur la base d'une classification des données par des intervalles de classification montrés sur les figures. Les intervalles de classification, ΔCUF , ont été créés par la fonction « ecdf » sur Matlab® (Cox et Oakes 1984).

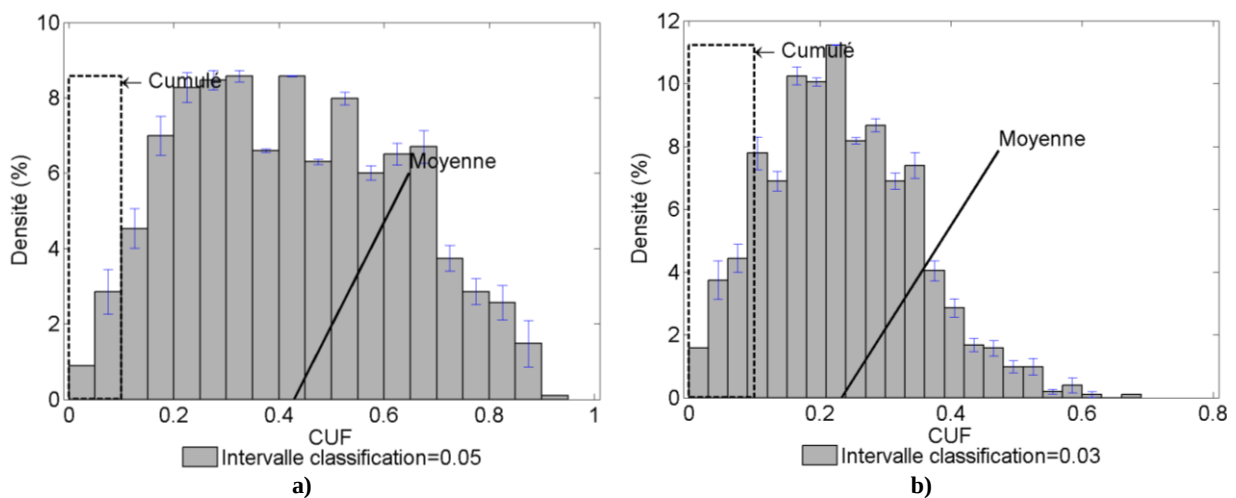


Figure 3. 4 Densité de fréquences du CUF
@ taux d'insertion de 10% pour les lotissements a) 4 et b) 12

Les pourcentages des classes de la Figure 3. 4.a ou b, se définissent comme le pourcentage du total des mesures du CUF dont la valeur se trouve entre les limites de la classe correspondante. Chaque pourcentage a par ailleurs une barre d'erreur représentant l'erreur statistique due au nombre d'échantillons dans chaque barre.

Sur cette Figure, deux paramètres sont illustrés : la moyenne des données et le cumulé de données entre 0 et 0.1 ($CUF < 0,1$). Nous décrirons plus complètement ces paramètres ci-dessous.

Cumulé dans l'intervalle $0 < CUF < 0,1$

Comme le nom l'indique, ce paramètre correspond au cumulé des mesures du CUF, autrement dit, le pourcentage de mesures par rapport au total de la semaine dont la valeur du CUF est au-dessous de 0,1, et ceci pour un lotissement donné. La limite de 0,1 a été choisie par rapport à la norme (IEEE Std 1159 2009) qui établit que le CUF doit être compris entre 0,01 et 0,3, mais aussi par rapport aux bonnes pratiques recommandées (EMSD 2005) qui admettent 0,1 comme CUF maximale.

Moyenne

Ce paramètre est la moyenne arithmétique des données du CUF prises pour un lotissement. Deux exemples graphiques de moyennes des données sont présentés sur la Figure 3. 4.

3.5.3 Effet de l'insertion des VEs sur les paramètres statistiques du CUF

Effet de l'insertion des VEs sur la moyenne du CUF

Nous présentons sur la Figure 3. 5 le CUF moyen de chaque lotissement selon le taux d'insertion qui caractérise chaque scénario de simulation. Sur cette figure, chaque lotissement est classifié selon la distance séparant son PCC du transformateur HTA/BT. Cette distance est représentée par la couleur des points : plus le PCC est proche du transformateur plus la couleur des points s'approche du bleu ; au contraire, plus le PCC est loin du transformateur plus la couleur des points s'approche du rouge (cf. barre de couleurs sur la droite du graphique).

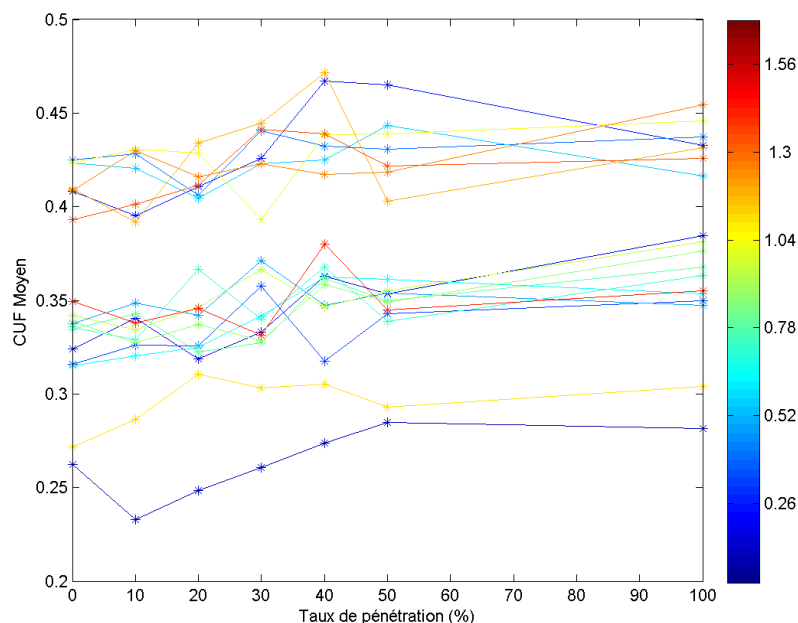


Figure 3. 5 CUF Moyen de chaque lotissement par rapport au taux d'insertion des VEs ; la barre de couleur représente la distance entre le PCC et le transformateur HTA/BT

A partir de cette figure, un regroupement des données apparaît clairement. Ce regroupement est illustré sur la Figure 3. 6. Cette dernière reprend la Figure 3. 5 en soulignant quatre groupes spécifiques : en bleu, les moyennes des lotissements avec 3 maisons ; en rouge, les moyennes des lotissements avec 6 maisons ; en magenta, la moyenne du lotissement avec 9 maisons ; en vert, la moyenne du lotissement avec 12 maisons. Les lignes en noir indiquent la tendance de chaque groupe étant donné le taux de pénétration de chaque scenario.

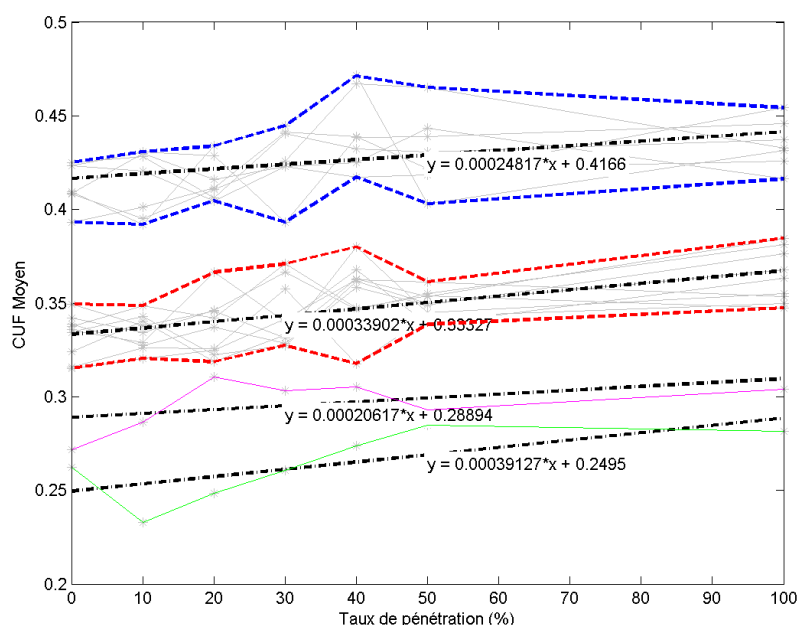


Figure 3. 6 Regroupement des valeurs de CUF Moyen de chaque lotissement en fonction du nombre de maisons le constituant.

Le Tableau 3. 4 résume les valeurs caractérisant les groupes définis selon les courbes de tendance de la Figure 3. 6. Ces caractéristiques sont :

- La pente de la courbe de tendance. Cette pente représente la sensibilité au TauxVEs (par pas de 10%) du CUF_{Moyen} . Nous appelons cette pente $CUF_{Moyen} / 10\%_{Taux}$.
- La valeur du CUF_{Moyen} lorsque le TauxVEs est égal à 0%. Nous appelons cette valeur $CUF_{Moyen}@Taux_0\%$.
- Le coefficient « MaxEMQ » est la valeur maximale de l'erreur moyenne quadratique, EMQ, entre les valeurs extrêmes de la moyenne du CUF et la droite représentant la tendance des points. La définition de MaxEMQ est formulée dans l'Annexe D.1.

Groupe	Courbes de Tendance		
	Pente ($CUF_{Moyen} / 10\%_{Taux}$)	$CUF_{Moyen}@Taux_0\%$	MaxEMQ : Droite – CUF_{Moyen}
Lot_3_Maisons groupe en bleu	0,00248	0,4166	0,0248
Lot_6_Maisons groupe en rouge	0,00334	0,3333	0,0220
Lot_9_Maisons groupe en magenta	0,00206	0,2889	0,0109
Lot_12_Maisons groupe en vert	0,00391	0,2495	0,0121

Tableau 3. 4 caractéristiques des groupes des maisons Ainsi que des courbes de tendance du CUF_{Moyen}

Ainsi, nous concluons que:

- Par rapport à la sensibilité au TauxVEs du CUF_{Moyen} :
 - Dans le pire des scenarios (i.e. pour le Lot. avec 12 maisons), 10% du TauxVEs augmente le CUF_{Moyen} de 1,5%.
- Par rapport au $CUF_{Moyen}@Taux_0\%$:
 - Il y a plutôt une évolution linéaire décroissante dans l'évolution de la valeur de ce paramètre $CUF@Taux_0\%$ par rapport au nombre de maisons par lotissement. Plus il y a de maisons, plus le foisonnement a tendance à équilibrer le réseau (cf. Figure 3. 7).

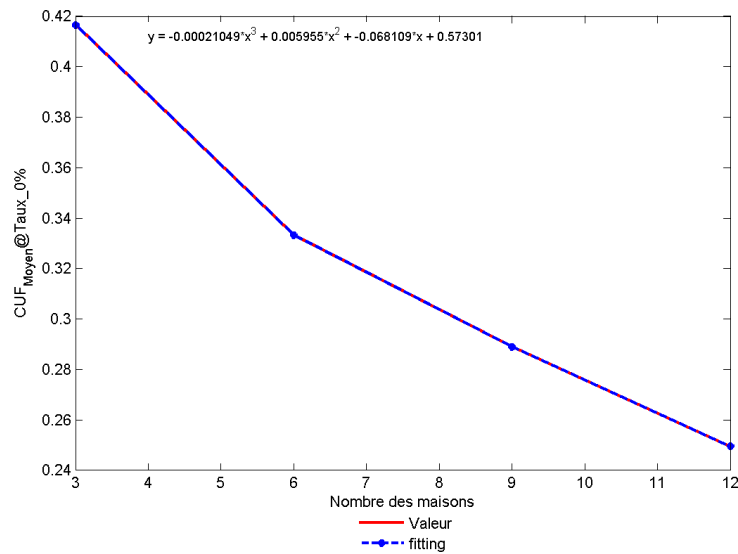


Figure 3. 7 Tendence décroissante de la valeur $CUF_{Moyen}@Taux_0\%$ par rapport au nombre des maisons par lotissement

- L'erreur moyenne quadratique maximale de la ligne de tendance est 0,0248 (scenario Lot. 3 maisons), soit 6 % par rapport aux données du CUF_{Moyen} . Ceci diminue la précision de la valeur de sensibilité. Néanmoins, le rapport du CUF_{Moyen} et le nombre des maisons reste valide.

Il est intéressant de noter que ce rapport entre les paramètres statistiques et le nombre de maisons par lotissement se retrouve non seulement dans la moyenne des données du CUF mais aussi dans leur variance et dans le cumulé dans l'intervalle $0 < CUF < 0.1$. L'illustration de ce phénomène sur la variance est montrée dans l'Annexe D.2. La dépendance du cumulé est décrite dans le paragraphe suivant.

L'effet de l'insertion des VEs sur le cumulé dans l'intervalle $0 < CUF < 0.1$

Le cumulé dans l'intervalle $0 < CUF < 0.1$ de chaque lotissement selon le taux d'insertion qui caractérise chaque scenario de simulation est présenté sur la Figure 3. 8.

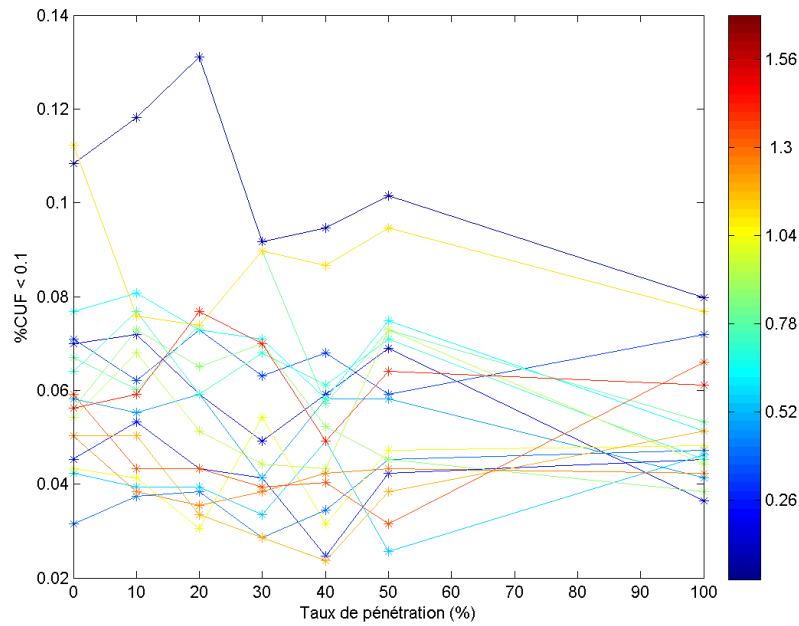


Figure 3. 8 Cumulé dans l'intervalle $0 < CUF < 0.1$ de chaque lotissement par rapport au taux de pénétration des VEs ; la barre de couleur représente la distance entre le PCC et le transformateur HTA/BT : les PCCs proches du transfo se retrouvent proches du bleu ; les PCCs éloignés se trouvent plus proches du rouge.

Sur cette Figure, chaque lotissement est classifié comme au paragraphe précédent selon la distance séparant son PCC du transformateur HTA/BT.

Les groupes identifiés dans l'étude de la moyenne sont illustrés dans l'évolution du cumulé sur la Figure 3. 9. Cette dernière reprend la Figure 3. 8 en soulignant quatre groupes spécifiques : en bleu, les cumulés des lotissements avec 3 maisons ; en rouge, les cumulés des lotissements avec 6 maisons ; en magenta, le cumulé du lotissement avec 9 maisons ; en vert, le cumulé du lotissement avec 12 maisons. Les courbes en noir indiquent la tendance de chaque groupe étant donné le TauxVEs de chaque scenario.

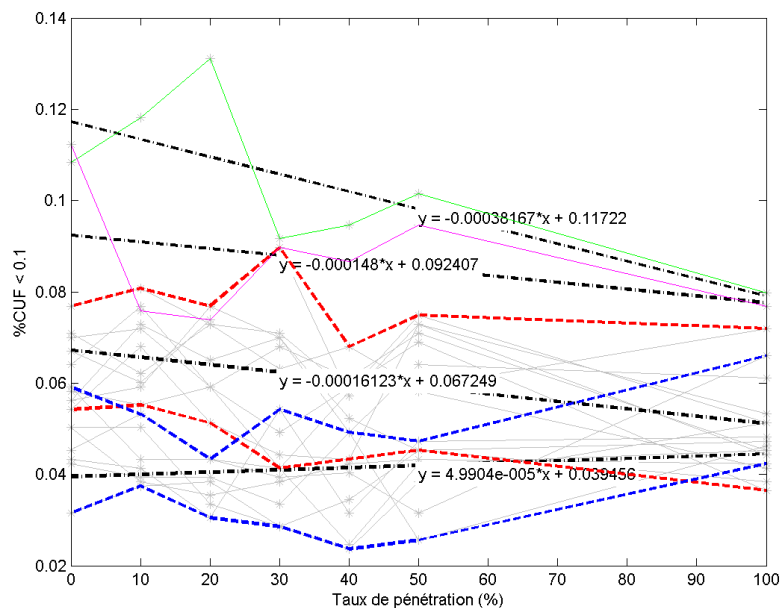


Figure 3. 9 Regroupement du cumulé dans l'intervalle $0 < CUF < 0.1$ de chaque lotissement en fonction du nombre de maisons le constituant.

Le Tableau 3. 5 résume les valeurs caractérisant les groupes définis selon ses les courbes de tendance de la de la Figure 3. 9. Nous appellerons CUF_{Cum} le cumulé du CUF entre 0 et 0,1. Ces caractéristiques sont :

- La pente de la courbe de tendance représente la sensibilité au TauxVEs (par pas de 10%) du CUF_{Cum} . Nous appelons cette pente $CUF_{Cum} / 10\%_{Taux}$.
- La valeur du CUF_{Cum} lorsque le TauxVEs est égal à 0%. Nous appelons cette valeur $CUF_{Cum}@Taux_0\%$.
- Le coefficient « MaxEMQ » est la valeur maximale de l'erreur moyenne quadratique, EMQ, entre les valeurs extrêmes du cumulé du CUF et la droite représentant la tendance des points. La définition de MaxEMQ est formulée dans l'Annexe D.1.

Groupe	# Maisons	Courbe de tendance		
		Pente ($CUF_{Cum} / 10\%_{Taux}$)	$CUF_{Cum}@Taux_0\%$	MaxEMQ : Droite – CUF_{Cum}
Lot_3_Maisons groupe en bleu	3	$5 * 10^{-4}$	0.0394	0.0136
Lot_6_Maisons groupe en rouge	6	-0.00161	0.0672	0.0167
Lot_9_Maisons groupe en magenta	9	-0.00148	0.0924	0.0117
Lot_12_Maisons groupe en vert	12	-0.00382	0.1172	0.0109

Tableau 3. 5 caractéristiques des groupes de maisons
ainsi que les courbes de tendance du cumulé dans l'intervalle $CUF < 0.1$

Tout d'abord il faut noter que les courbes de tendance présentent une erreur MaxEMQ considérable par rapport aux cumulés de chaque taux d'insertion. Cela est confirmé par les valeurs consignées dans le Tableau 3. 5. Dans le pire de cas (Lot. avec 6 maisons) cette erreur est de 24% par rapport au $CUF_{Cum}@Taux_0\%$.

Malgré cette erreur nous observons que la sensibilité au TauxVEs du CUF_{Cum} varie en fonction du nombre de maisons (cf. Figure 3. 10).

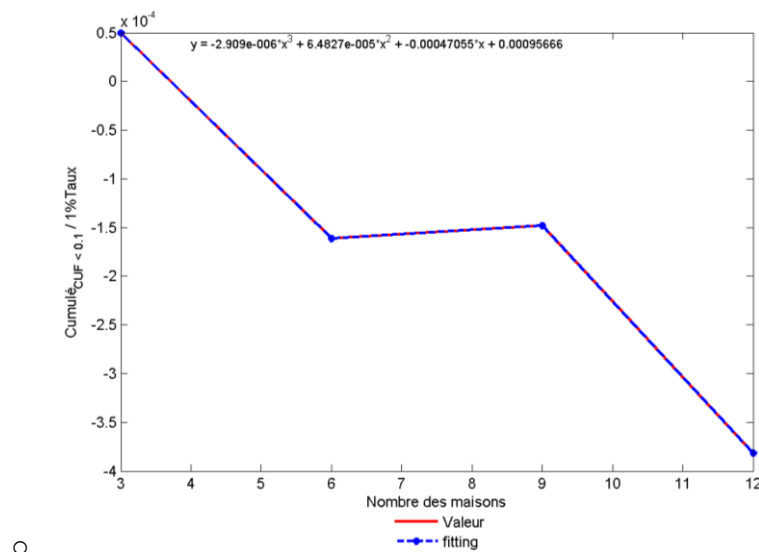


Figure 3. 10 Tendance décroissante de la valeur $CUF_{Cum} / 1\%Taux$ par rapport au nombre des maisons par lotissement

Nous concluons que :

- Plus un lotissement a des maisons (lot. avec 12), plus le CUF_{Cum} diminue par rapport au TauxVEs.
- Dans les lotissements ayant le nombre le plus bas de maisons, le CUF_{Cum} est presque indifférente au TauxVEs.

3.5.4 Choix d'une loi statistique adaptée au déséquilibre en courant et estimation du rapport avec les caractéristiques du réseau et le taux d'insertion de VE

Nous présentons en trois parties le choix et l'analyse d'une loi statistique qui s'adapte au phénomène de déséquilibre en courant.

- ✓ Tout d'abord, ce choix est fait par comparaison des paramètres statistiques de la loi avec ceux des données collectées.
- ✓ Dans un deuxième temps, le rapport entre les paramètres caractérisant la loi statistique et l'augmentation du taux d'insertion est mis en évidence.
- ✓ Enfin, une illustration de la variation de la loi statistique avec le taux d'insertion est faite compte-tenu des classes de lotissements définies dans le paragraphe précédent.

Choix d'une loi statistique

La loi statistique qui s'adapte le mieux au taux de déséquilibre en courant (CUF) est présentée dans cette section dans deux étapes. Des lois candidates ont d'abord été choisies par observation. Ensuite, parmi les candidates, nous avons adopté la plus appropriée en termes de paramètres statistiques des données. Ces paramètres statistiques ont été définis dans la section précédente.

La fonction utilisée pour définir les paramètres de plusieurs lois statistiques à partir des données du CUF est « dfitool » sur MatLab®. Elle utilise une interface graphique permettant de visualiser la densité des fréquences des données, ainsi que l'allure résultante d'une loi spécifique ajustée aux données à travers des fonctions d'estimation des paramètres sur « Statistic Toolbox MatLab® ».

Parmi ces lois statistiques, citons par exemple: lois exponentielle, Gamma, généralisée de Pareto, Inverse gaussienne, log-logistic, logistic, log normale, normale, de Rayleigh, de Nakagami, de Weibull, etc.

Compte-tenu de la distribution des valeurs du CUF , les *lois statistiques candidates* choisies par observation sont la loi normale, celle de Rayleigh et celle de Weibull. Sur la Figure 3. 11 nous illustrons ces lois ajustées à la densité de fréquences du CUF du lotissement 12 avec un taux d'insertion de VEs de 10%.

Pour choisir la loi la plus pertinente, trois critères sont pris en compte (dans l'ordre de priorité suivant):

- l'erreur moyenne quadratique entre le cumulé dans l'intervalle $CUF < 0.1$ calculé à partir des lois et celui calculé à partir des données,
- la simplicité ; par simplicité nous considérons le nombre de paramètres qui doivent être estimés de manière à analyser plus finement, a posteriori, le lien entre ces paramètres et les caractéristiques du réseau.
- l'erreur moyenne quadratique entre le CUF_{Moyen} calculé à partir des lois et celui calculé à partir des données.

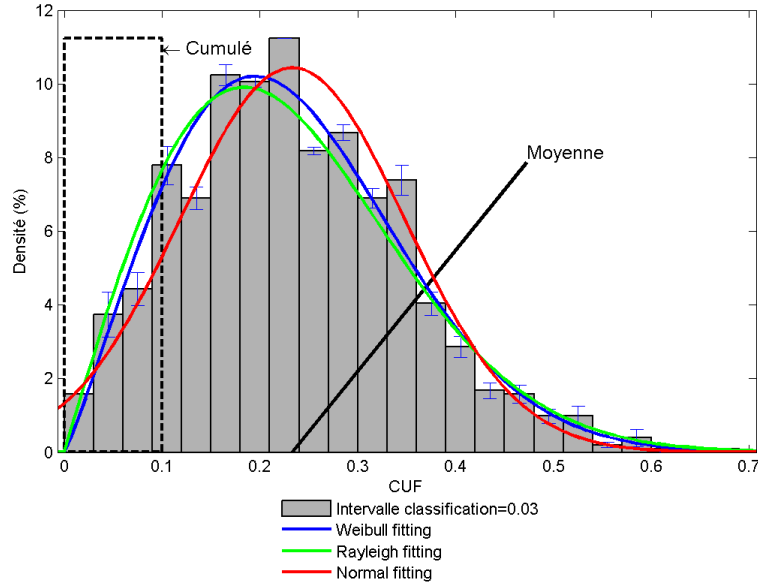


Figure 3. 11 Trois lois statistiques candidates pour décrire le CUF.
(Données correspondant au lotissement 12, tauxVEs =10%)

Nous formulons dans l'Equation 3. 2 l'erreur moyenne quadratique (EMQ) pour comparer les paramètres statistiques ($Pmtr$) estimés par les lois et ceux calculés à partir des données collectées. Dans cette équation, $Pmtr$ désigne soit le cumulé (CUF_{Cum}), soit le CUF_{Moyen} ; i est l'index correspondant à chaque lotissement variant entre 1 et 18. Le terme $Pmtr_i^{lois}(taux)$ est le paramètre statistique calculé pour le lotissement i selon l'une des lois statistiques pour un taux d'insertion. Le terme $Pmtr_i^{Données}(taux)$ est le paramètre statistique calculé pour le lotissement i selon les données collectées à un taux d'insertion donné. Les paramètres $EMQ_{Cumulé}$ et $EMQ_{CUF_{Moyen}}$ sont illustrés sur les Figure 3. 12.a et Figure 3. 12.b respectivement.

$$EMQ_{Pmtr}(taux) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(Pmtr_i^{lois}(taux) - Pmtr_i^{Données}(taux) \right)^2}$$

Equation 3. 2

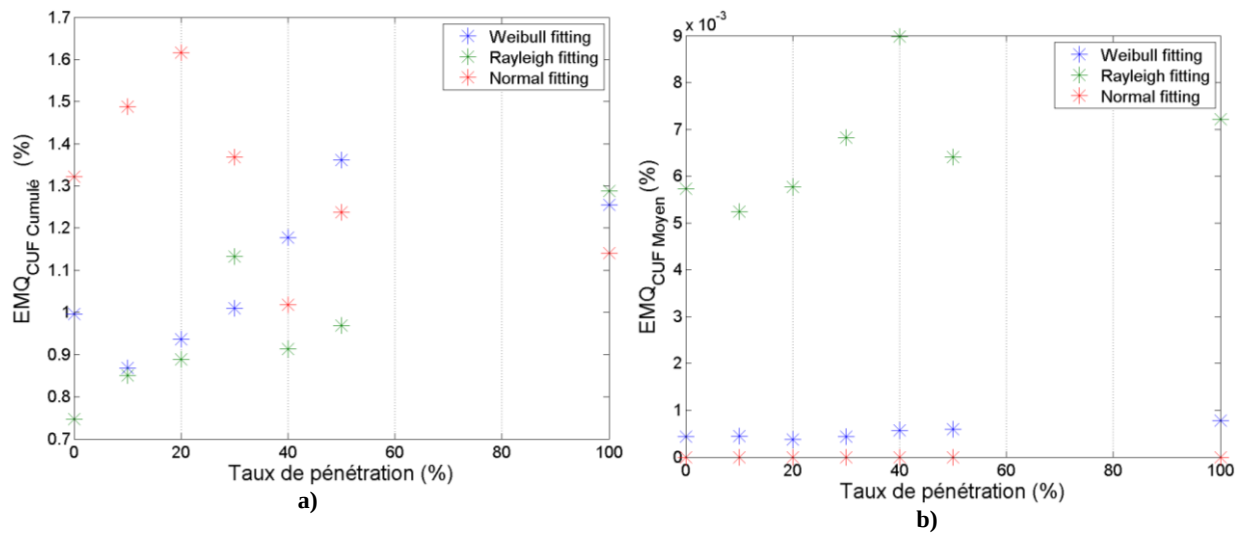


Figure 3. 12 Erreur moyenne quadratique des paramètres statistiques par rapport aux taux d'insertion ; a) EMQ du CUF_{Cum} intervalle $CUF < 0.1$; b) EMQ du CUF_{Moyen} .

Ainsi, pour approximer la distribution des déséquilibres en courant, la loi de Rayleigh a été choisie car :

- L'EMQ_{Cumulé} est minimal pour la plupart des taux d'insertion. Le cumulé aura une grande importance dans les chapitres à venir.
- L'EMQ_{CUF_{Moyen}}, même s'il est plus élevé que pour les autres lois, n'est pas assez significatif.

Par rapport à la simplicité des paramètres d'ajustement (fitting) des lois, la loi de Weibull a deux paramètres (a , b), la loi normal a deux paramètres (μ , σ) et la loi de Rayleigh a seulement un paramètre (B). Evidemment la loi de Rayleigh est la loi choisie aussi par rapport à la simplicité des paramètres.

Rapport entre le paramètre B de la loi de Rayleigh, les caractéristiques du réseau et le taux d'insertion des VEs

La loi de Rayleigh est définie dans l'Equation 3. 3. La variable x est donc le CUF et f est sa fonction de densité de probabilité de paramètre B . Dans l'Annexe D.3, le paramètre B a été identifié de la même façon que les paramètres statistiques auparavant. Ainsi nous avons établi le rapport entre ce paramètre, les caractéristiques de réseau et le taux d'insertion.

$$f(x|B) = \frac{x}{B^2} e^{\left(\frac{-x^2}{2 \cdot B^2}\right)} \quad \text{Equation 3. 3}$$

Dans l'Annexe D.3, une étude de l'effet du taux d'insertion de VEs sur le paramètre B a été décrite. Nous avons ainsi étudié le paramètre B de tous les lotissements pour chaque taux d'insertion qui caractérise chaque scénario de simulation. La fonction permettant d'estimer la valeur de B est présentée dans l'Equation 3. 4.

$$B_{\text{estimé}}(x_{N\text{maisons}}, \text{taux}) = m(x_{N\text{maisons}}) \cdot \text{taux} + k(x_{N\text{maisons}}) \quad \text{Equation 3. 4}$$

L'Equation 3. 4 est une fonction affine dont la pente $m(x_{N\text{maisons}})$ et l'ordonnée à l'origine $k(x_{N\text{maisons}})$ sont des polynômes du 3^{ème} degré en fonction du nombre de maisons dans chaque lotissement (cf. Equations 3. 5).

$$\begin{aligned} m(x) &= 2.26 * 10^{-6} * x^3 - 4.82 * 10^{-5} * x^2 + 3.07 * 10^{-4} * x - 3.54 * 10^{-4} \\ k(x) &= -1.61 * 10^{-4} * x^3 + 4.5 * 10^{-3} * x^2 - 5.1 * 10^{-2} * x + 0.44 \end{aligned} \quad \text{Equations 3. 5}$$

Erreur moyenne quadratique (EMQ) entre les paramètres statistiques des données et ceux calculées avec la loi statistique estimé

Dans cette section, nous comparons la loi statistique calculée avec $B_{\text{estimé}}$ (loi statistique estimée) avec les données collectées. Cette comparaison est réalisée via le calcul de l'erreur moyenne quadratique (EMQ) entre les paramètres CUF_{Moyen} et CUF_{Cum} calculés avec la loi statistique estimée et ceux calculés à partir des données collectées.

A partir de cette comparaison, nous établirons un intervalle de validité de la loi statistique estimé. L'EMQ_{CUF_{Moyen}} en fonction du taux de pénétration est présenté sur la Figure 3. 13.a; l'EMQ_{CUF_{Cum}} en fonction du taux d'insertion est présenté sur la Figure 3. 13.b.

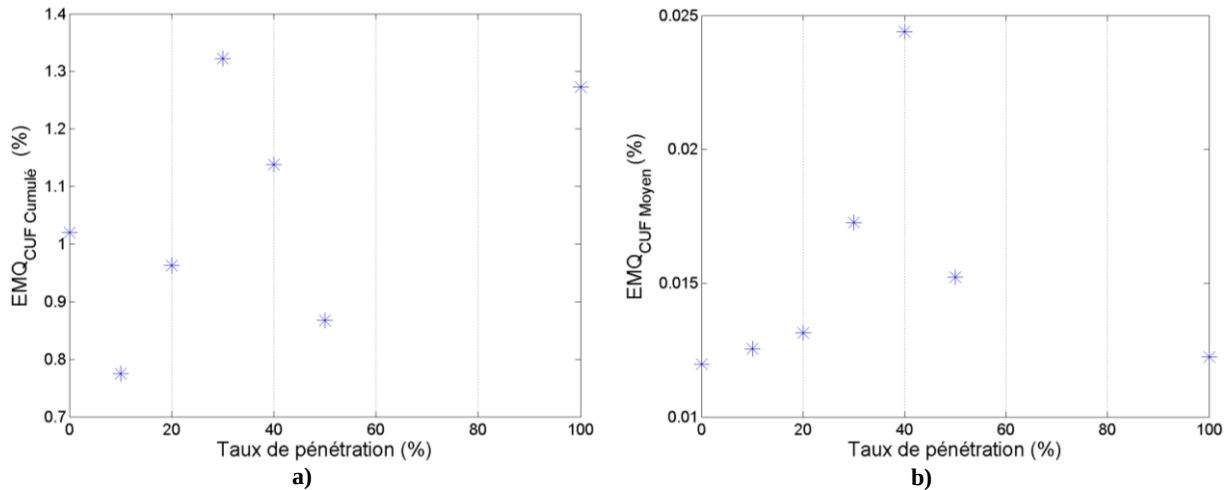
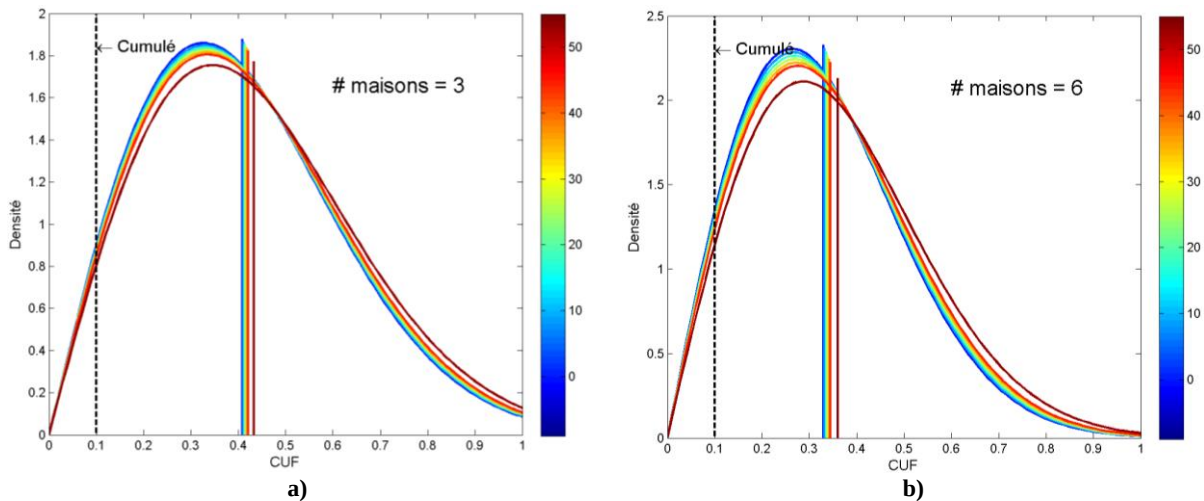


Figure 3. 13 Erreur moyenne quadratique des paramètres statistiques par rapport aux taux d'insertion ; a) EMQ du CUF_{Cum} intervalle $CUF < 0.1$; b) EMQ du CUF_{Moyen} .

Nous pouvons ainsi conclure que cette loi de distribution statistique permet de représenter de manière très satisfaisante les taux de déséquilibre, même avec des taux d'insertion de VEs élevés.

3.5.5 Variation de la loi statistique estimée en fonction du taux d'insertion et du nombre de maisons par lotissement

La Figure 3. 14 résume la tendance de la loi statistique décrivant la densité de probabilité du taux de déséquilibre en courant « CUF ». La barre de couleur représente le taux d'insertion des VEs : plus la couleur est proche du bleu, plus le taux est faible et, inversement, plus la couleur est proche du rouge, plus ce taux est fort; la loi statistique est estimée pour tous les lotissements avec a) 3 maisons, b) 6 maisons, c) 9 maisons et d) 12 maisons. Sur la figure, le cumulé et la moyenne (ligne verticale) sont illustrés.



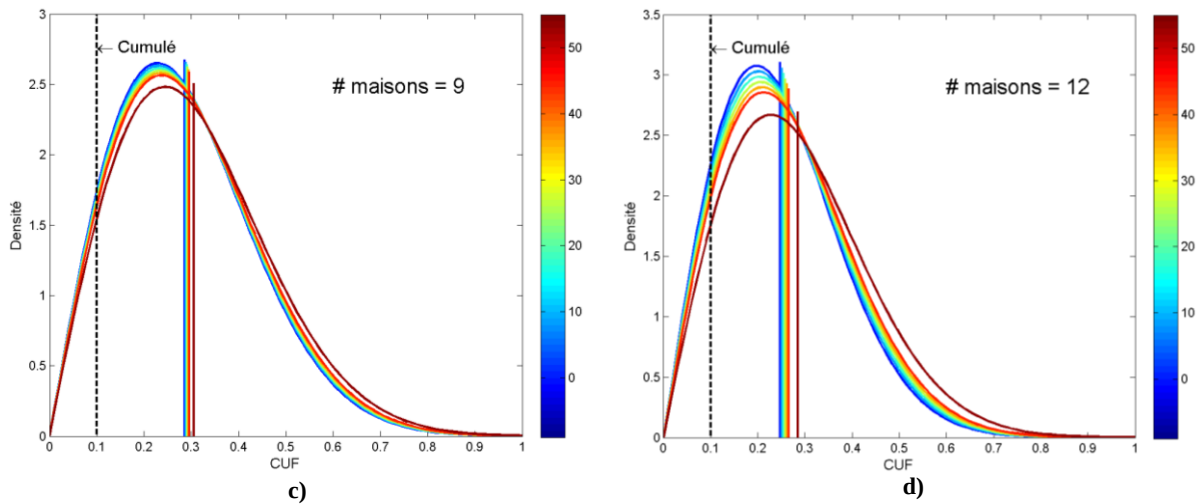


Figure 3. 14 Variation de la loi statistique estimée du CUF en fonction du nombre de maisons et du taux d'insertion des VEs. La barre de couleur représente le degré d'insertion de VEs : 0% proche du bleu et 100% proche du rouge

La moyenne et le cumulé du CUF augmentent ainsi faiblement avec le taux d'insertion en partant de conditions initiales différentes. Cela est strictement lié aux caractéristiques des lotissements regroupant les maisons et les VEs.

Cette faible affectation des paramètres statistiques est liée au fait que nous avons pris en compte toutes les mesures du CUF, en particulier celles dans lesquelles aucun VE est connecté. Ainsi, même en absence de VEs, des mesures ont été considérées pour le calcul de la moyenne et le cumulé. Une étude plus détaillée, considérant seulement les espaces de temps pour lesquels les VEs sont connectés, confirmerait l'effet prononcé des VEs sur le déséquilibre en courant.

3.6 Impact de l'insertion du VE sur le déséquilibre en tension

Dans ce paragraphe, nous analysons l'impact de l'insertion des VEs sur le déséquilibre en tension. Cette étude comprend la caractérisation de l'effet de l'introduction des VEs sur le taux de déséquilibre en tension (VUF) par rapport à certains paramètres de réseau, ainsi que l'identification d'une loi statistique pouvant représenter le comportement statistique en général du VUF. Avant cela les données et les paramètres statistiques à considérer sont présentés.

3.6.1 Données

Les données hebdomadaires du VUF venant de la simulation ont été collectées pour chaque taux d'insertion. A titre d'exemple, les données correspondant au taux de 10% des VEs dans le réseau électrique sont illustrées sur la Figure 3. 15. Chaque lotissement est représenté par une couleur (18 lotissements sont représentés).

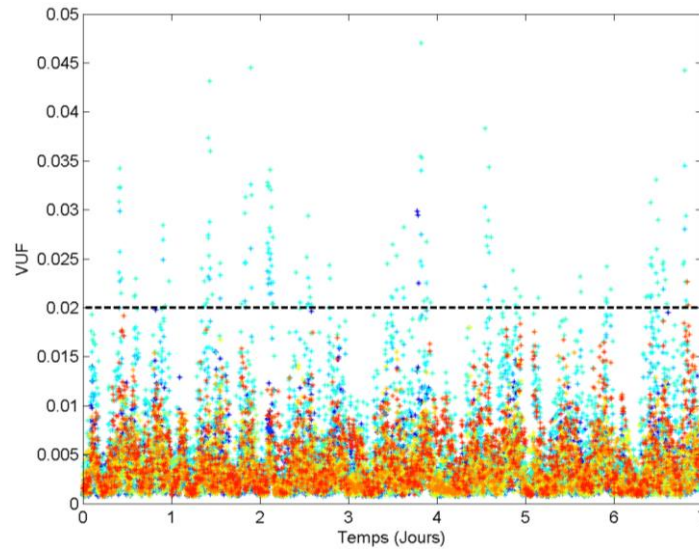


Figure 3. 15 Données hebdomadaires du VUF (avec un pas de temps de 10 mn) @ taux de pénétration de 10%.

3.6.2 Paramètre statistique d'intérêt : Cumulé dans l'intervalle $0 < VUF < 0.02$

Ce paramètre a été choisi car il est lié au concept du déséquilibre selon la norme européenne. La définition du déséquilibre en tension selon la norme EN50160 a été présentée dans le premier chapitre. Dans cette définition, un PCC est considéré équilibré si plus de 95% les mesures du taux de déséquilibre en tension (VUF) faites pendant une semaine toutes les 10 mn se trouvent au-dessous de 0,02. Ainsi, le cumulé des mesures dans l'intervalle $0 < VUF < 0.02$ (que nous appellerons $Cum_{VUF < 0.02}$) est une mesure de l'équilibre du PCC et « $1 - Cum_{VUF < 0.02}$ » est une mesure du déséquilibre. Ces deux mesures seront utilisées tout au long de cette section et dans les chapitres à venir.

Pour donner des exemples du $Cum_{VUF < 0.02}$, nous présentons sur la Figure 3. 16 deux densités des fréquences du VUF. Ces densités correspondent aux lotissements 9 et 7 pour un scénario avec 10 % de taux d'insertion des VEs. La densité de fréquences est calculée sur la base d'une classification des données par des intervalles de classification montrés sur les figures.

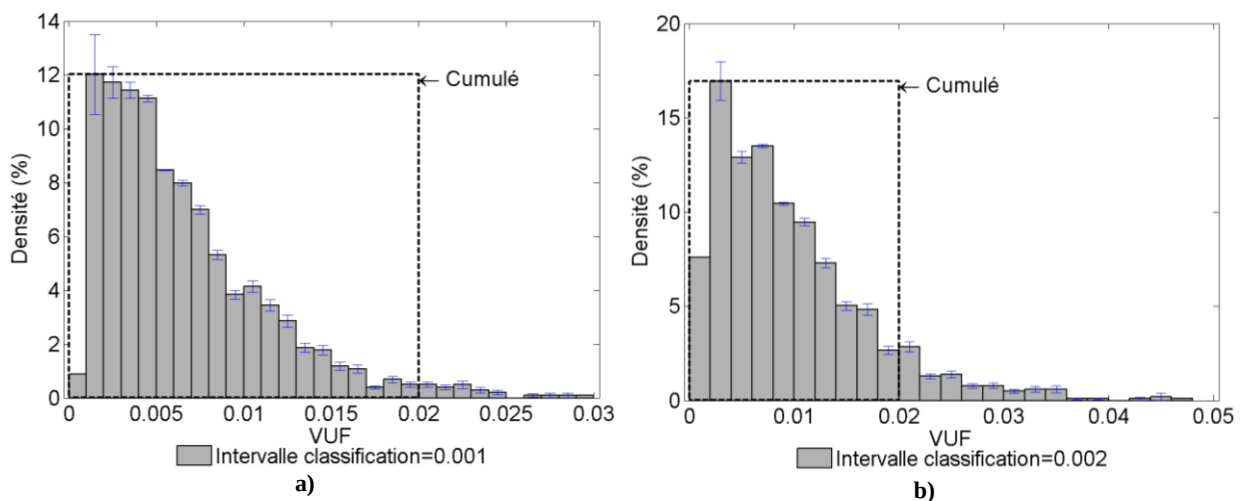


Figure 3. 16 Densité de fréquences du VUF @ taux de pénétration de 10% pour les lotissements a) 7 et b) 9

3.6.3 L'effet de l'insertion des VEs sur le cumulé du VUF dans l'intervalle $0 < VUF < 0.02$

Le $Cum_{VUF < 0.02}$ en fonction du taux d'insertion des VEs pour chacun des PCCs est présenté sur la Figure 3. 17. Les courbes de tendance des données sont aussi illustrées.

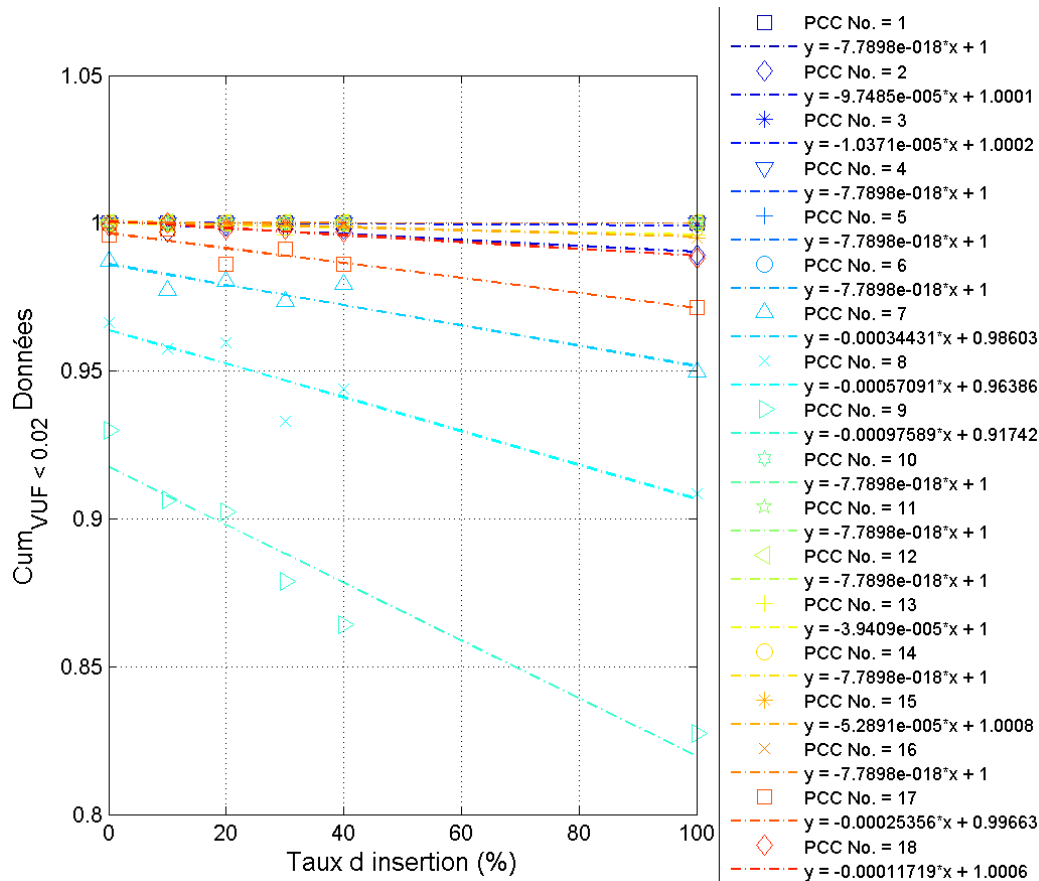


Figure 3. 17 Cumulé du VUF dans l'intervalle $VUF < 0.02$ en fonction du taux d'insertion pour chaque PCC

Nous pouvons ainsi constater que :

- en général, l'augmentation du taux d'insertion a tendance à détériorer le paramètre $Cum_{VUF < 0.02}$. Néanmoins, cette tendance est différente pour chaque lotissement.
- Ainsi, le PCC No. 9 a un taux de détérioration de 1% du $Cum_{VUF < 0.02}$ pour 10% du Taux d'insertion, contrairement au PCC No. 4 dont le taux de détérioration est pratiquement nul quel que soit le taux d'insertion.
- Les PCCs peuvent être classifiés en deux groupes : ceux dont le $Cum_{VUF < 0.02}$ est insensible au taux d'insertion des VEs (TauxVEs) et ceux très sensibles à une augmentation de ce taux. Un diagramme de sensibilité du cumulé par rapport au taux est présenté sur la Figure 3. 18. Cette sensibilité est la pente des courbes de tendance présentées sur la dernière figure. Nous retrouvons les deux groupes de PCCs selon leur sensibilité au taux d'insertion :
 - Groupe 1 : PCCs 1, 4, 5, 6, 11, 12, 14 et 16
 - Groupe 2 : PCCs 3, 13, 15, 2, 18, 17, 7, 8, et 9.

- Nous remarquons que les lotissements No. 7 et No. 9 se trouvent au dehors de la norme : le lotissement No. 9 étant déséquilibré dès le scénario sans VEs et le lot. No. 7 qui est devenu déséquilibré pour un taux de déséquilibre de 13%.

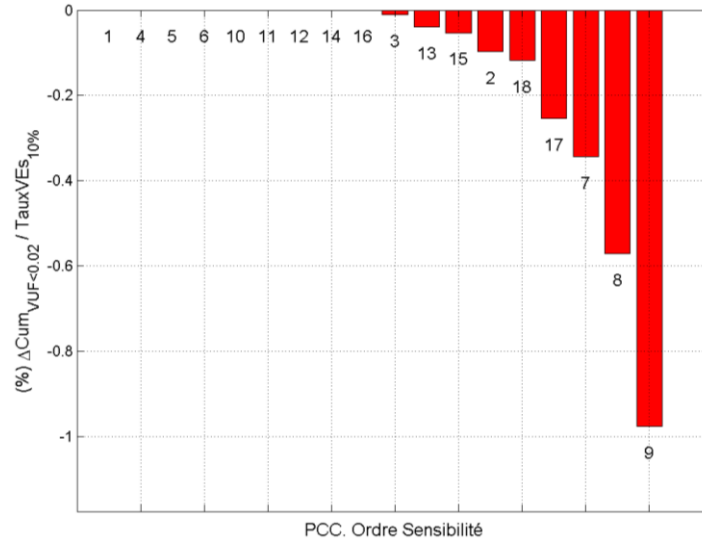


Figure 3. 18 Pourcentage de sensibilité au Taux VEs du paramètre $Cum_{VUF<0.02}$; les PCCs sont classés selon leur sensibilité

Sensibilité du $Cum_{VUF<0.02}$ par rapport au taux d'insertion des VEs

De façon à définir les caractéristiques du système (réseau électrique avec des VEs connectés) qui affectent le paramètre $Cum_{VUF<0.02}$, nous analyserons le VUF selon l'Equation 3. 6 (Jayatunga, Perera et Ciufo 2012). Pour des réseaux radiaux, le VUF au PCC p , à un instant donné, dépend de trois facteurs : les sources d'énergie, les lignes et les charges. Dans l'Equation 3. 6, nous représentons ces trois facteurs respectivement par VUF_{source} , VUF_{lignes} et $VUF_{charges}$, τ étant le taux d'insertion.

$$VUF_{PCCp}^{\tau}(t) = VUF_{source}^{\tau}(t) + VUF_{lignes}^{\tau}(t) + VUF_{charges}^{\tau}(t) \quad \text{Equation 3. 6}$$

Le paramètre $Cum_{VUF<0.02}$ selon la norme est formulé dans l'Equation 3. 7. Dans cette équation, le cumulé s'exprime comme la somme des valeurs du VUF dont la valeur est en-dessous de 0.02, étant donné un taux d'insertion τ . Les mesures du VUF sont prises tous les 10 minutes pendant une semaine.

$$Cum_{VUF<0.02}^{\tau} = \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{VUF_{PCCp}^{\tau}(t) \mid VUF_{PCCp}^{\tau}(t) < 0.02\} \quad \text{Equation 3. 7}$$

Nous formulons dans l'Equation 3. 8 la tendance linéaire (observée sur la Figure 3. 17) du $Cum_{VUF<0.02}$ dans chaque PCC. La constante m est la pente de la courbe de tendance et elle représente l'évolution du cumulé avec l'augmentation du taux d'insertion.

$$\begin{aligned} Cum_{VUF_{Est}<0.02}^{\tau} &= m * \tau + \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{VUF_{PCCp}^0(t) \mid VUF_{PCCp}^0(t) < 0.02\} \\ &\cong Cum_{VUF<0.02}^{\tau} \end{aligned} \quad \text{Equation 3. 8}$$

Un changement dans le cumulé devrait être conséquence d'un changement des trois facteurs : VUF_{source} , VUF_{lignes} et $VUF_{charges}$, comme le postule l'Equation 3. 9.

Nous pouvons supposer que les termes VUF_{source} et le VUF_{lignes} ne varient pas avec le taux d'insertion. Ceci, car la source de tension ainsi que les impédances des lignes ont été supposées équilibrées depuis le départ.

$$\begin{aligned}
 Cum_{VUF < 0.02}^{\tau} \cong & \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} [\{\Delta VUF_{Charges^p}^{\tau}(t) \mid VUF_{PCCp}^{\tau}(t) < 0.02\} \\
 & + \{\Delta VUF_{source^p}^{\tau}(t) \mid VUF_{PCCp}^{\tau}(t) < 0.02\} \\
 & + \{\Delta VUF_{lignes^p}^{\tau}(t) \mid VUF_{PCCp}^{\tau}(t) < 0.02\}] \\
 & + \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{VUF_{PCCp}^0(t) \mid VUF_{PCCp}^0(t) < 0.02\}
 \end{aligned} \tag{Equation 3. 9}$$

C'est pourquoi la variation du $Cum_{VUF < 0.02}$ ne dépendrait que de la variation du $VUF_{Charges}$. Par suite, en reprenant la estimation du cumulé (cf. Equation 3. 8), nous pouvons approximer le changement de l'estimé du cumulé comme dans l'Equation 3. 10.

$$\Delta Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^{\tau} = m * \tau \cong \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{\Delta VUF_{Charges^p}^{\tau}(t) \mid VUF_{PCCp}^{\tau}(t) < 0.02\} \tag{Equation 3. 10}$$

Estimation du cumulé en terme de taux d'insertion des VEs

Pour montrer le rapport entre le changement du cumulé et les caractéristiques des charges, la définition de $VUF_{Charges^p}^{\tau}$ est analysée.

Parmi les deux définitions du $VUF_{Charges}$, présentées dans (Jayatunga, Perera et Ciufo 2012), celle-ci adoptée est repris dans l'Equation 3. 11. Dans cette expression, $S_{Charges^p}(t)$ est la puissance apparente consommée par les charges connectées au PCC p à l'instant t et S_{PCCp}^{Nom} , la puissance nominale au niveau du PCC. Le paramètre $CUF_{Charges^p}(t)$ est le taux de déséquilibre en courant causé par le groupe de charges connectées à ce PCC.

$$VUF_{Charges^p}(t) = \frac{S_{Charges^p}(t)}{S_{PCCp}^{Nom}} CUF_{Charges^p}(t) \tag{Equation 3. 11}$$

Sachant que les maisons (H) comme les VEs, sont les charges dans le réseau résidentiel proposé, le VUF du aux charges H et VE est défini comme dans l'Equation 3. 12.

$$VUF_{VE,H^p}^{\tau}(t) = \frac{S_{VE,H^p}^{\tau}(t)}{S_{PCCp}^{Nom}} CUF_{VE,H^p}^{\tau}(t) \tag{Equation 3. 12}$$

Cette expression peut être reformulée dans l'Equation 3. 13. Dans cette expression, l'apport du CUF au $VUF_{Charges}$ a deux acteurs principaux : les VEs et les maisons. Comme expliqué dans la section 2.1, les profils des puissances des maisons restent les mêmes pour tous les taux d'insertion. Pourtant le nombre de VEs connectés varie d'un scenario à l'autre. Le CUF généré par les maisons est indépendant de τ et représenté dans l'équation par $CUF_{H^p}(t)$. Dans le cas du CUF généré par les VEs, $CUF_{VE^p}^{\tau}(t)$ celui-ci dépend du τ , aussi bien que la puissance des VEs $S_{VE^p}^{\tau}(t)$. Cette expression est démontrée dans l'Annexe D.4.

$$\begin{aligned} VUF_{charges^p}^\tau(t) &= VUF_{VE,H^p}^\tau(t) = \frac{S_{VE,H^p}^\tau(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} CUF_{VE,H^p}^\tau(t) \\ &= \frac{S_{VE^p}^\tau(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} CUF_{VE^p}^\tau(t) + \frac{S_{H^p}(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} CUF_{H^p}(t) \end{aligned} \quad \text{Equation 3. 13}$$

Les données du $CUF_{VE^p}^\tau(t)$ n'ont pas été collectées séparément de ceux des habitations. Ce terme est défini par la différence entre le CUF dû au taux d'insertion et celui du scénario sans VEs. En appliquant cette définition dans la dernière équation, le $VUF_{VE,H}$ est redéfini comme dans l'Equation 3. 14.

$$VUF_{VE,H^p}^\tau(t) = \frac{S_{VE^p}^\tau(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} (CUF_{VE,H^p}^\tau(t) - CUF_{H^p}(t)) + \frac{S_{H^p}(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} CUF_{H^p}(t) \quad \text{Equation 3. 14}$$

Reprenant le changement du $VUF_{VE,H}$, vue que la consommation des maisons est la même indépendamment des scénarios, le changement du $VUF_{VE,H}$ est dû seulement à l'insertion des VEs. Cette affirmation est formulée dans l'Equation 3. 15.

$$\Delta VUF_{VE,H^p}^\tau(t) = \frac{S_{VE^p}^\tau(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} (CUF_{VE,H^p}^\tau(t) - CUF_{H^p}(t)) \quad \text{Equation 3. 15}$$

Dans ce contexte, $\Delta Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^\tau$ est reformulé dans l'Equation 3. 16. Ce changement est lié à la puissance consommée par les VEs en rapport avec la puissance nominale normalement dimensionnée pour tous les lotissements connectés au PCC p , ainsi qu'au déséquilibre en courant dû aux VEs, représenté par le changement du CUF par rapport au scénario sans VEs.

$$\begin{aligned} \Delta Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^\tau &= m * \tau = \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{ \Delta VUF_{VE,H^p}^\tau(t) \mid VUF_{PCC_p}^\tau(t) < 0.02 \} \\ &= \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \left\{ \frac{S_{VE^p}^\tau(t)}{S_{PCC_p}^{Nom}} (CUF_{VE,H^p}^\tau(t) - CUF_{H^p}(t)) \mid VUF_{PCC_p}^\tau(t) < 0.02 \right\} \end{aligned} \quad \text{Equation 3. 16}$$

En utilisant l'Equation 3. 16, nous avons reformulé le cumulé du VUF estimé (cf. Equation 3. 8) comme dans l'Equation 3. 17.

$$\begin{aligned} Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^\tau &= \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{ VUF_{EstPCC_p}^\tau(t) \mid VUF_{EstPCC_p}^\tau(t) < 0.02 \} \\ &= \Delta Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^\tau + \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{ VUF_{PCC_p}^0(t) \mid VUF_{PCC_p}^0(t) < 0.02 \} \end{aligned} \quad \text{Equation 3. 17}$$

Nous illustrons cette estimation sur la Figure 3. 19. En comparant l'estimation du cumulé avec le même calculé à partir des données (cf. Figure 3. 17), nous concluons que :

- Il y a des différences claires sur l'évolution du cumulé suivant qu'il soit calculé ou estimé (cf. Figure 3. 17 et Figure 3. 19).
- L'ordonnée à l'origine estimée reste à peu près identique à celle calculé à partir des données.

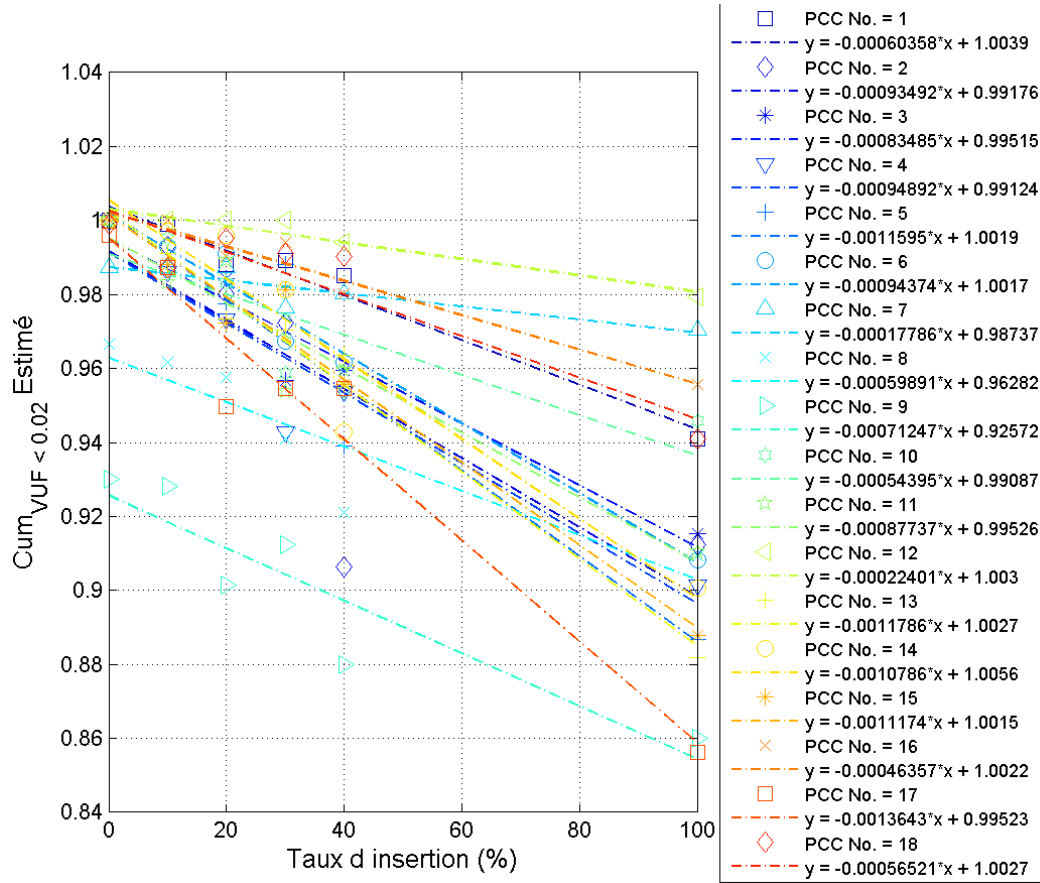


Figure 3. 19 Cumulé estimé du VUF dans l'intervalle VUF < 0.02 en fonction du taux d'insertion. Chacun des PCCs et les courbes de tendance de données sont illustrés

Ces deux observations nous permettent de proposer le calcul d'une constante d'ajustement sur la pente des estimations. Cette proposition est développée ci-dessous.

Ajustement de la pente des estimés du $Cum_{VUF_{Est} < 0.02}$

De façon à ajuster les pentes des $Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^{\tau}$, nous ajoutons une constante k à l'Equation 3. 17 tel que montré sur l'Equation 3. 18. L'objectif de cette constante est d'ajuster la courbe de tendance du cumulé estimé, avec une constante indépendante du CUF ainsi que du rapport $\frac{S_{VE}^{\tau}(t)}{S_{PCCp}^{Nom}}$. Cela est justifié par rapport au fait que la courbe de tendance de chacun des lotissements présente une différence compensable par amplification ou atténuation de la pente.

$$Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^{\tau} = k * \Delta Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^{\tau} + \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \{VUF_{PCCp}^0(t) \mid VUF_{PCCp}^0(t) < 0.02\} \quad \text{Equation 3. 18}$$

Plus spécifiquement, la variation du cumulé (estimé et ajusté) est reformulée :

$$\begin{aligned} k * \Delta Cum_{VUF_{Est} < 0.02}^{\tau} &= k * m * \tau \\ &= k * \sum_{t=10mins}^{1 \text{ semaine}} \left\{ \frac{S_{VE}^{\tau}(t)}{S_{PCCp}^{Nom}} (CUF_{VE,H^p}^{\tau}(t) - CUF_{H^p}(t)) \mid VUF_{PCCp}^{\tau}(t) < 0.02 \right\} \end{aligned} \quad \text{Equation 3. 19}$$

Nous illustrons sur la Figure 3. 20 le cumulé estimé et ajusté (cf. Equation 3. 18) en fonction du taux d'insertion, τ , pour chacun des PCCs. La valeur de k pour chacun des PCCs est présentée sur la Figure 3. 21, puis le pourcentage d'erreur entre les pentes est présenté sur la Figure 3. 22.

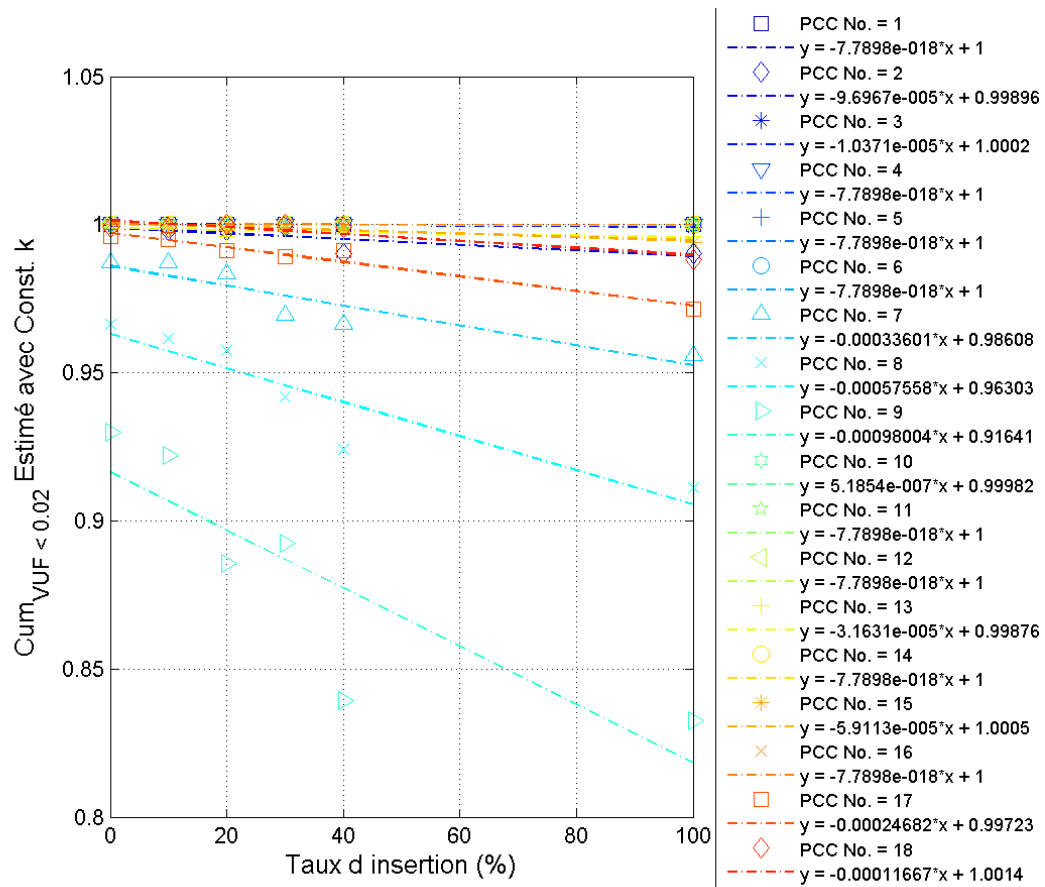


Figure 3. 20 Cumulé du VUF ajusté avec la constante k dans l'intervalle VUF < 0.02 en fonction du taux d'insertion. Chacun des PCCs et les courbes de tendance de données sont illustrés

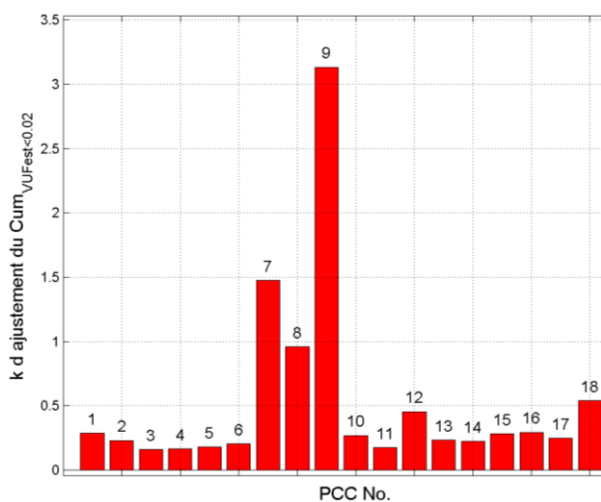


Figure 3. 21 Constante k d'ajustement de l'estimation du cumulé du VUF

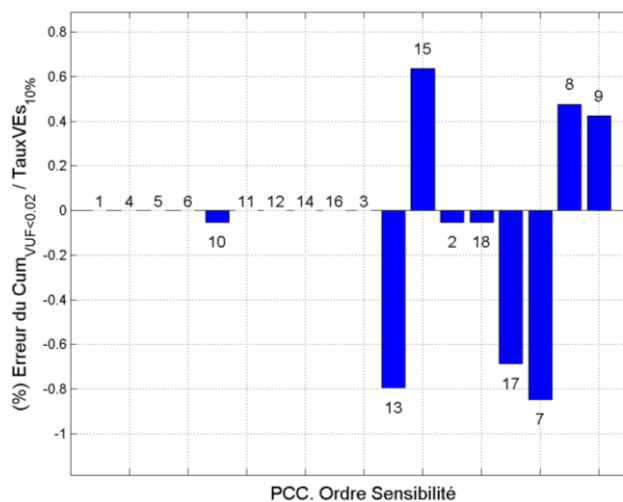


Figure 3. 22 Erreur entre le cumulé calculé à partir des données et celui estimé et ajusté pour chacun des PCCs

Nous concluons sur ces résultats que :

- La constante k pour chacun des PCCs (Figure 3. 21) est indépendante du temps, du taux d'insertion, du CUF des VEs ainsi que du CUF des maisons. Cela peut suggérer que cette valeur est associée à l'infrastructure du réseau. Jayatunga (Jayatunga, Perera et Ciufo 2012) fait une analogie à la dépendance du VUF par rapport à la tension au niveau du PCC et de la chute de tension depuis le transfo. Cette caractéristique mériterait une analyse plus approfondie que nous n'avons pas eu le temps d'aborder.
- Sur la Figure 3. 22, nous illustrons l'erreur entre le cumulé du VUF calculé à partir des données et celui calculé à partir de l'estimation ajustée. L'erreur maximale est de moins de 1% et est donc tout à fait acceptable.

3.6.4 Choix d'une loi statistique adaptée au déséquilibre en tension

Nous allons adopter une démarche parfaitement identique à celle nous ayant permis de déterminer la loi de statistique approchant au mieux la distribution du déséquilibre en courant (CUF), mais cette fois-ci sur le VUF.

Choix d'une loi statistique

L'erreur quadratique moyenne (EMQ) sera également le critère d'évaluation des différentes lois statistiques pour choisir la plus pertinente.

Les lois statistiques candidates choisies par observation sont les lois de Weibull, Gaussienne Inverse et Gamma. Sur la Figure 3. 23, la représentation de ces lois ajustées à la densité de fréquences du VUF correspondant au lotissement #7 avec un taux d'insertion de VEs de 10%, sert comme illustration du choix des candidates.

Pour choisir l'option la plus pertinente, deux critères sont pris en compte :

- l'EMQ entre le $\text{Cum}_{\text{VUF} < 0.02}$ calculé à partir des lois candidates et celui calculé à partir des données et
- l'EMQ entre la moyenne du VUF calculée à partir des lois candidates et celle calculée à partir des données.

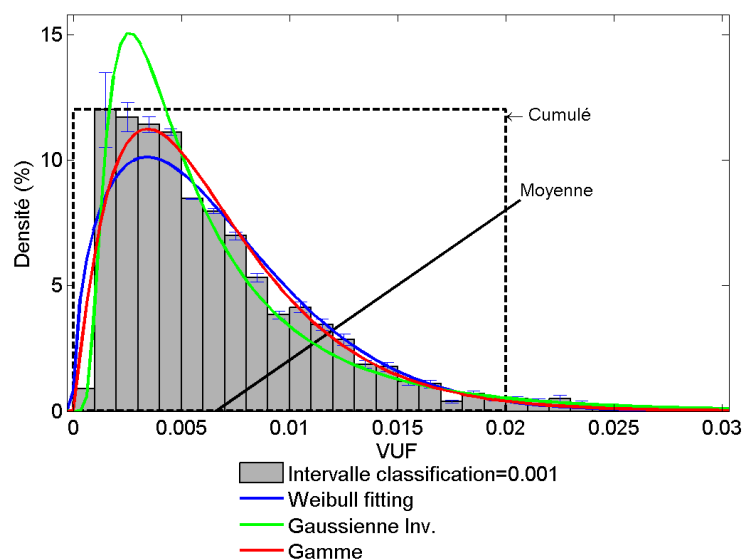


Figure 3. 23 Trois lois statistiques candidates pour la représentation des données du VUF.
Données correspondantes au lotissement 7, taux VEs = 10%

L'EMQ (erreur moyen quadratique) pour comparer les paramètres statistiques ($EMQ_{Pmtr}(taux)$) a été formulée dans la section 3.5.5, par l'Equation 3. 2. Nous rappelons la définition de l'EMQ :

$$EMQ_{Pmtr}(taux) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(Pmtr_i^{lois}(taux) - Pmtr_i^{Données}(taux) \right)^2}$$

Etant donné le paramètre $Pmtr$, un $taux$ d'insertion spécifique et N lotissements. L'EMQ du $Cum_{VUF < 0.02}$ ($EMQ_{VUFcumulé}$) ainsi que l'EMQ du VUF moyen ($EMQ_{VUFMoyen}$) sont illustrés sur la Figure 3. 24.a et Figure 3. 24.b.

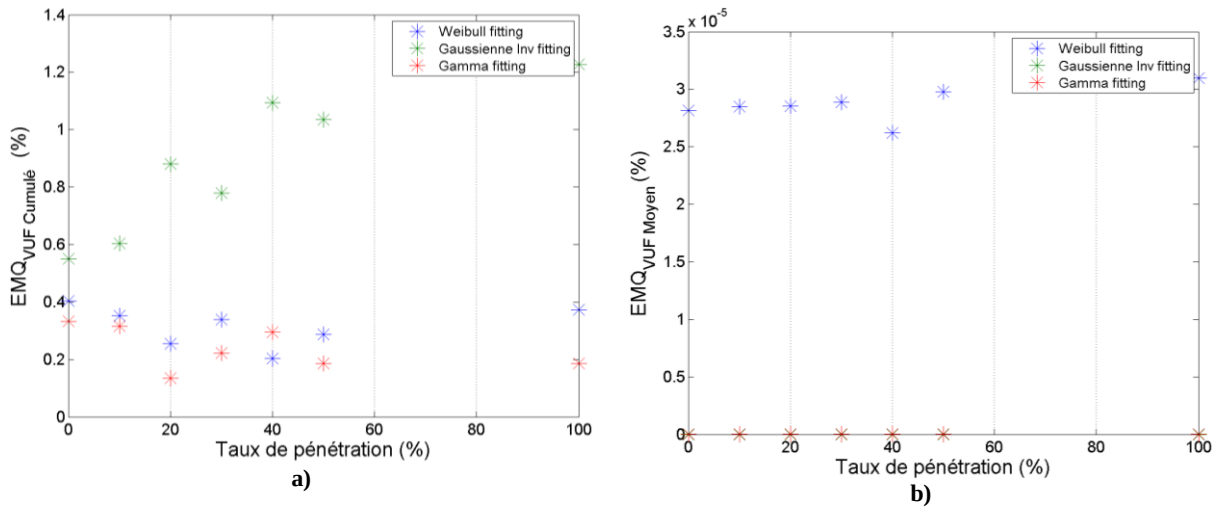


Figure 3. 24 Erreur moyenne quadratique des paramètres statistiques par rapport aux taux d'insertion ; a) EMQ du cumulé dans l'intervalle VUF < 0.02 ; b) EMQ du VUF_{Moyen}.

Le choix de la loi de Gamma a été fait car :

- L' $EMQ_{VUFcumulé}$ est minimal pour la plupart des taux d'insertion. Le choix du cumulé a été de grande importance dans cette section.
- L' $EMQ_{VUFMoyen}$ est pratiquement nulle.

La loi statistique Gamma

La loi statistique Gamma est présentée dans l'Equation 3. 20 (Saporta 2006). Dans cette équation, la variable aléatoire X est le VUF ; les paramètres a et b sont estimés à partir des données en utilisant l'outil « gamfit » de MatLab®. Dans l'Annexe D.5, l'évolution des paramètres par rapport au taux d'insertion tenant chacun des PCCs est illustrée.

$$f(x|a, b) = \frac{1}{b^a * \Gamma(a)} x^{a-1} e^{-\frac{x}{b}} \quad \text{Equation 3. 20}$$

3.6.5 Variation de la loi statistique estimée du VUF par rapport au taux d'insertion

La loi Gamma estimée pour le VUF sera utilisée de façon à illustrer l'évolution de la distribution statistique avec l'augmentation du taux d'insertion pour certains PCCs considérés comme critiques et pour un cas où un PCC serait équilibré en tension et insensible à l'insertion des VEs. Les fonctions de probabilités du VUF des PCCs 9, 7 et 17 sont illustrées sur la Figure 3. 25.a, b et c. Ces PCCs sont un échantillon de PCCs dont le VUF est fortement affecté par l'insertion des VEs. La fonction de

probabilités du VUF du PCCs 5 est illustrée sur la Figure 3. 25.d. Celui-ci est un exemple du PCC nullement affecté par l'insertion des VEs.

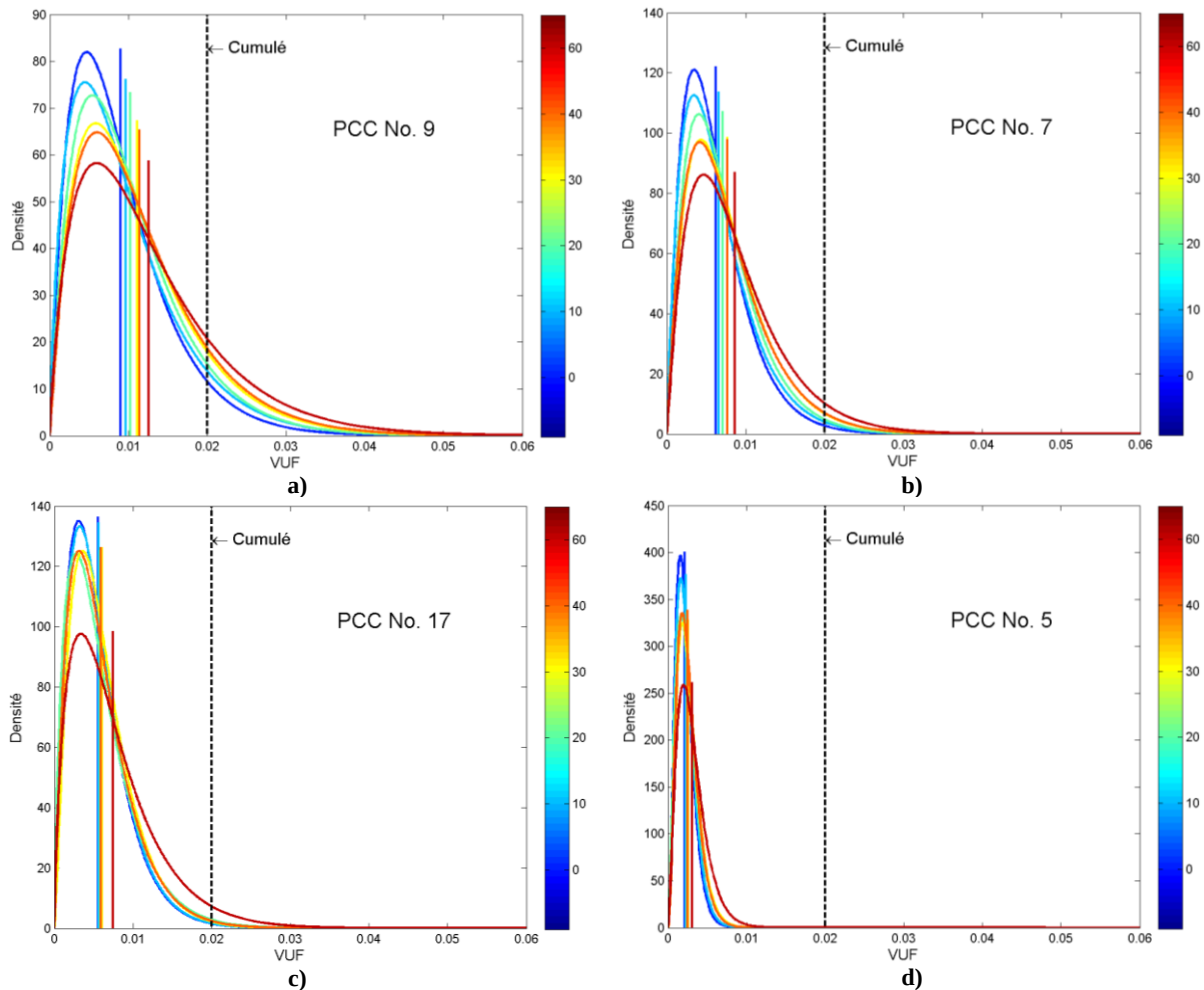


Figure 3. 25 Variation de la loi statistique Gamma estimée du VUF en fonction du taux d'insertion des VEs. La barre de couleur représente le degré d'insertion des VEs étant : proche du bleu 0% du taux d'insertion et proche du rouge 100% ; la loi est estimée pour les PCCs considérés a) b) et c) fortement affectés par l'insertion des VEs et d) insensibles à l'insertion des VEs

Sur la Figure 3. 25, La barre de couleur représente le taux d'insertion des VEs. La moyenne est représentée par une ligne verticale de même couleur que la distribution de probabilités correspondante.

Nous concluons que :

- Par rapport au paramètre $Cum_{VUF < 0.02}$ les figures permettent de confirmer la tendance déjà démontrée dans la section 3.6.4 : il existe des PCCs insensibles au taux d'insertion des VEs (PCC 5). Contrairement à cela, pour les PCCs fortement affectées par l'insertion des VEs, nous notons la diminution du cumulé du côté gauche de la ligne noire pointillée sur la Figure 3. 25.
- Une augmentation de la moyenne en fonction du taux de pénétration est évidemment attendue. Néanmoins, l'amplitude de cette augmentation est différente pour chaque lotissement La moyenne n'a pas été étudiée plus en profondeur car le cumulé suffit selon la norme pour décrire le déséquilibre en tension.

3.7 Conclusions du chapitre

L'impact de l'insertion des VEs sur le déséquilibre en courant et en tension a été décrit dans ce chapitre. Ces caractéristiques du réseau ont été évaluées par des paramètres statistiques, puis des lois statistiques adéquates à chaque type de déséquilibre. Par ailleurs, nous avons identifié des pires cas d'insertion des VEs. La tendance des caractéristiques avec le taux d'insertion a été formulée. Enfin des rapports entre les acteurs du réseau résidentiel et les déséquilibre en courant et en tension ont été établis.

Nous pouvons retenir que l'impact d'un taux d'insertion de VEs de 10% impliquerait :

- Une augmentation de 1,6 % de la moyenne du taux de déséquilibre en courant (dans le pire des cas),
- Une diminution de 1% de l'équilibre en tension (dans le pire des cas). L'équilibre en tension est défini comme le nombre des mesures (par pas des 10 mn pendant une semaine) en dessous de 0,02.

Comme perspective, nous considérons que la méthodologie suivie pourrait être appliquée pour évaluer l'impact de la croissante consommation des charges (autres que les VEs) sur l'équilibre du réseau.

Au-delà de la nature des charges, le déséquilibre en courant est lié fortement au nombre des charges raccordées aux trois phases. Ainsi nous avons noté que le taux moyen du déséquilibre en courant est plus bas pour les PCC avec le plus de charges raccordées et vice-versa.

Dans le chapitre suivant le paradigme du VE est changé. Le VE est pensé comme une charge active du réseau. En ce qui concerne à ce travail de thèse, les VEs regroupés dans ses lotissements constituent des agents collaboratifs avec l'objectif d'améliorer les conditions de déséquilibre en courant et tension. Cela partant de la théorie de base d'optimisation sans laisser de côté l'aspect de confort de l'utilisateur.

Chapitre 4. Fondements des Stratégies V2G pour la minimisation du taux de déséquilibre en courant CUF

4.1	INTRODUCTION	94
4.2	OBJECTIFS DES STRATEGIES DE MINIMISATION DU FACTEUR DE DESEQUILIBRE EN COURANT (CUF)	94
4.3	CONCEPT DES STRATEGIES DE MINIMISATION.....	94
4.3.1	SCHEMA DE PRINCIPE DE L'OPTIMISEUR	94
4.3.2	STRATEGIES DE MINIMISATION.....	95
4.3.3	CRITERES D'EVALUATION DES DIFFERENTES STRATEGIES	98
4.3.4	COMPARAISON DES STRATEGIES : CRITERE DE PARETO.....	102
4.4	FONCTION-OBJECTIF CARACTERISANT LE CUF ET CONTRAINTES SPECIFIQUES.....	106
4.4.1	FONCTION-OBJECTIF DE NATURE CONTINUE	106
4.4.2	FONCTION-OBJECTIF DE NATURE DISCRETE	108
4.4.3	RESTRICTIONS OU CONTRAINTES SUR LES VARIABLES D'ENTREE DES FONCTIONS OBJECTIF	109
4.4.4	PILOTAGE DES CONTRAINTES POUR L'APPLICATION DES ALGORITHMES D'OPTIMISATION	112
4.5	PROBLEMES D'OPTIMISATION	113
4.5.1	PROBLEME CONTINU ASSOCIE A LA MINIMISATION DU CUF	113
4.5.2	PROBLEME DISCRET ASSOCIE A LA MINIMISATION DU CUF	114
4.6	CHOIX DES ALGORITHMES D'OPTIMISATION UTILISES.....	115
4.6.1	RAPPELS SUR LA CLASSIFICATION DES ALGORITHMES D'OPTIMISATION	115
4.6.2	CHOIX DE L'ALGORITHME POUR LA MINIMISATION DE LA FONCTION DE NATURE CONTINUE	116
4.6.3	CHOIX DE L'ALGORITHME POUR LA MINIMISATION DE LA FONCTION DE NATURE DISCRETE.....	117
4.7	CONCLUSION	120

4.1 Introduction

Les problématiques du déséquilibre en courant et en tension ont été dans un premier temps présentées dans le chapitre 1. Le chapitre 2 a permis quant à lui de définir plus précisément l'environnement dans lequel se positionne le V2G. Enfin, les rapports entre les principaux paramètres du réseau et les facteurs de déséquilibre en tension et courant ont été analysés dans le chapitre 3.

Nous présentons ici les fondements des stratégies de minimisation des déséquilibres en courant en considérant que le VE est capable d'exploiter des interactions de type V2G. Rappelons que cette minimisation aura un impact positif sur le déséquilibre en tension du réseau au point de raccordement (PCC). Nous appliquerons ces stratégies sur un scénario du réseau résidentiel BT dans le chapitre 5 et 6.

Ce chapitre présente tout d'abord les objectifs des stratégies de minimisation. Cela nous permettra d'introduire ces stratégies et des critères de comparaison et d'évaluation. Les problèmes d'optimisation seront présentés sous une forme fonctionnelle d'ensemble avec les contraintes inhérentes. Enfin, à partir de la nature des problèmes d'optimisation, nous choisissons deux algorithmes d'optimisation.

4.2 Objectifs des stratégies de minimisation du facteur de déséquilibre en courant (CUF)

L'objectif principal des stratégies est la minimisation du CUF. Et ceci, à chaque pas du temps, sur un intervalle de 10 minutes sur un horizon d'une semaine, en suivant la norme EN 50160.

Le deuxième objectif est de réduire l'impact de la minimisation du CUF sur le confort de l'utilisateur du véhicule électrique. Ce confort sera représenté par un état de charge au-dessus de 90% à l'heure de départ. Nous avons formulé cet objectif sous la forme d'une contrainte.

4.3 Concept des Stratégies de minimisation

Cette section explique la façon selon laquelle les stratégies de minimisation du CUF sont conçues en partant du schéma explicatif du gestionnaire.

4.3.1 Schéma de principe de l'optimiseur

Le système conçu pour implémenter les stratégies de minimisation du CUF est schématisé sur la Figure 4. 1. Ce schéma illustre comment les grandeurs électriques dans un lotissement sont mesurées puis transmises au bloc de minimisation pour le calcul des consignes de puissance minimisant le CUF. Le fonctionnement de ce bloc de minimisation est décrit ci-dessous en fonction de la numérotation de la Figure 4. 1:

1. Les phases et amplitudes des courants et des tensions sont mesurées ou estimées.
2. Nous calculons les composantes en phase (actives) et en quadrature (réactives) des courants sur chaque phase suivant la définition définie au chapitre 2 (section 2.3).
3. Les composantes en phase et en quadrature des courants de VEs (courants actifs et réactifs des VEs) sont ensuite calculées. Rappelons ici que le courant actif est lié à la puissance de recharge, P_{Rech} , alors que le courant réactif est lié à la puissance réactive, Q_{ve} , injectée ou absorbée par le VE connecté.

4. Les courants actifs et réactifs sont des entrées du bloc de minimisation. La fonction utilisée pour calculer le déséquilibre a été décrite dans la section 2.3 du chapitre 2. Les différentes stratégies de minimisation seront présentées dans les chapitres suivants.
5. Les consignes de courant de recharge sont transmises aux chargeurs de VE pour la recharge de la batterie. Les puissances active et réactive sont calculées en multipliant les courants actifs et réactifs par la tension de la phase correspondante (cf. Equations 4. 1).

$$P_{Rch_{ve}} = I_{ve_i}^d * V_{PCCi}$$

$$Q_{ve} = I_{ve_i}^q * V_{PCCi}$$

Equations 4. 1

$P_{Rch_{ve}}$: puissance de recharge d'un VE.

Q_{ve} : puissance réactive injectée ou absorbée par un VE.

$I_{ve_i}^d$: courant en-phase de recharge du VE, connecté à la phase i .

$I_{ve_i}^q$: courant en-quadrature de recharge du VE, connecté à la phase i .

V_{PCCi} : Tension phase-neutre dans le PCC de la phase i .

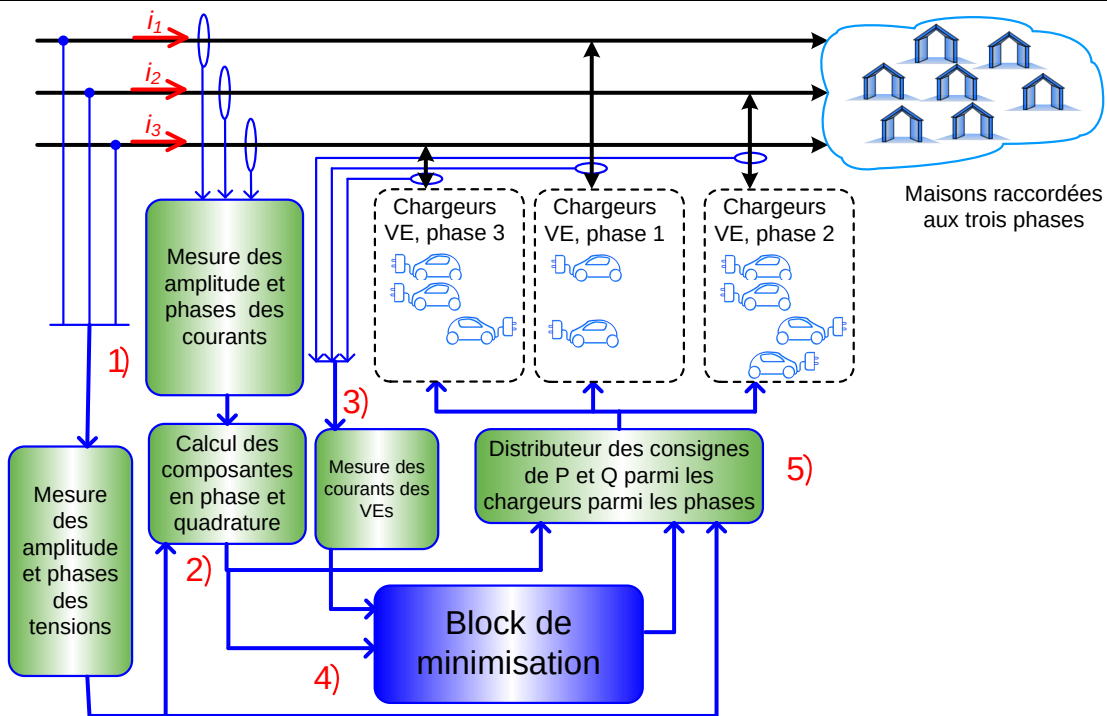


Figure 4. 1 Schéma de principe du système de gestion du CUF

Nous remarquons que cette procédure est répétée tous les 10 mn.

4.3.2 Stratégies de minimisation

Le bloc de minimisation suit l'implémentation d'une stratégie de minimisation. Une **stratégie**, en général, peut être définie comme le plan d'action à suivre de façon à obtenir un objectif spécifique dans des conditions d'incertitude. Nous adopterons la définition de stratégie de minimisation comme une stratégie dont une des étapes dans le plan d'action fait appel à un algorithme d'optimisation. Un balayage des principaux algorithmes d'optimisation est donné à la section 4.5.

Définitions

Rappelons pour commencer quelques définitions liant l'objectif de ce travail de thèse et le langage mathématique de l'optimisation (Dréo, Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues: Application en génie biomédical 2004). Formuler un **problème**

consiste à exprimer une caractéristique entre des entrées et des sorties. Cette caractéristique est formulée sous la forme d'une fonction, souvent dénommée **fonction objectif**. Les n **entrées** au bloc bleu de la Figure 4. 1 (bloc de minimisation), réunies dans un vecteur, sont appelées une **solution**. Une valeur de la fonction-objectif (par exemple k) à partir d'une solution spécifique, s , est appelée image de la solution, $f(s)$, qui vérifie $f(s) = k$.

Minimiser est un mode d'optimisation dont l'objectif consiste à trouver la valeur de la caractéristique (problème ou fonction-objectif) la plus petite possible, parmi l'ensemble des valeurs possibles, en supposant que les valeurs des caractéristiques sont mesurables. Ce **minimum** a été trouvé par la fonction grâce à une **solution optimale**. Cette recherche du minimum est limitée à une région dont la délimitation est définie par des **contraintes** sur les entrées et/ou sur les valeurs de la fonction-objectif (ensemble en rouge quadrillé).

Mécanisme d'optimisation

Une illustration de la recherche d'un optimum est schématisée sur la Figure 4. 2. Le problème est représenté par une fonction $f(\cdot)$ ayant des entrées, x , et des sorties ou images de x , notées $f(x)$. L'objectif consiste à trouver la solution optimale parmi l'ensemble des solutions acceptables. Partant d'une condition initiale, $x(0)$, dont son image est $f(x(0))$, l'algorithme mesure la convergence de chaque image vers une valeur minimale et un mouvement est fait dans l'ensemble des solutions dont l'image serait plus proche de l'image minimale. Cette procédure se répète itérativement jusqu'à ce que la valeur de la caractéristique soit minimale ($f(x_{FINAL})$) dont la solution optimale est x_{FINAL} .

Il faut noter que l'ensemble des solutions a une dimension R^n car le nombre d'entrées au problème est égal à n et ses valeurs sont censées être réelles. La caractéristique, formulée par f , est scalaire donc l'ensemble appartient aux réels, R .

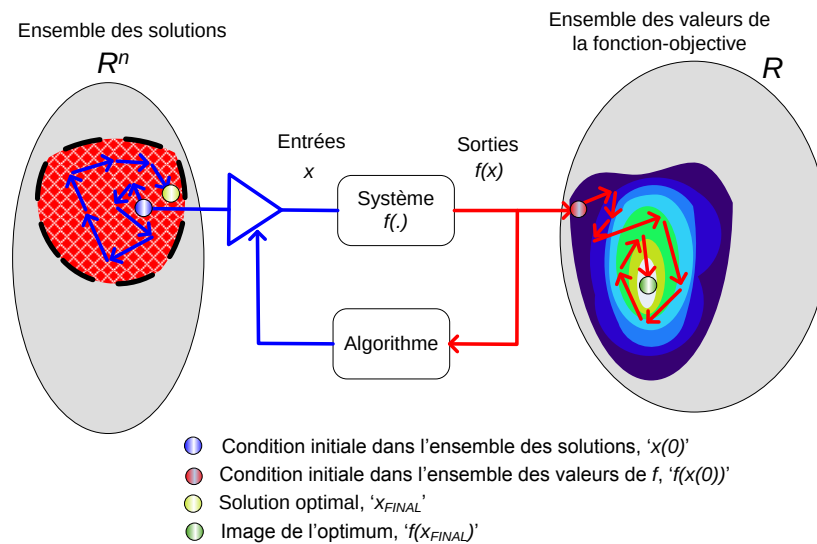


Figure 4. 2 Schéma de recherche de solution faite par un algorithme d'optimisation (cas général)

Dans ce travail de thèse la stratégie de minimisation est le plan d'action à suivre pour minimiser le facteur de déséquilibre en courant (CUF) (**problème**) en ayant connaissance de la fonction (**fonction objectif** ou **caractéristique**) qui relie les courants en-phase et en-quadrature des chargeurs raccordés au PCC (**entrées**) et le CUF, en utilisant des algorithmes d'optimisation pour calculer les consignes de ces chargeurs qui minimisent cette fonction (**solution optimale**) en prenant en compte les **contraintes** auxquelles les chargeurs ou le réseau sont soumis.

Schéma des stratégies de minimisation

Une stratégie sera dite de minimisation lorsqu'elle utilisera des algorithmes d'optimisation pour minimiser une fonction-objectif. Chaque stratégie proposée est caractérisée :

- Par des **contraintes** spécifiques sur l'ensemble des solutions et
- Par **le choix de la fonction objectif**.

Les algorithmes d'optimisation restent chargés de la recherche de l'optimum. Le bloc de minimisation exécute une stratégie donnée suivant la procédure décrite ensuite dont les étapes sont énumérées dans la Figure 4. 3 :

1. Choix de la fonction objectif. Les deux types de fonction-objectif sont décrits dans la section 4.4. Nous rappelons que les fonctions objectifs décrivent le rapport entre le facteur de déséquilibre en courant (CUF) dans un point de connexion commun (PCC) et les VEs connectés au même.
2. Calcul de la condition initiale. Les courants actifs et réactifs des habitations sont des paramètres de la fonction objectif. Les courants actifs et réactifs des VEs, connectés au début de la procédure, constituent la condition initiale $x(0)$.
3. Calcul de la dimension de la fonction objectif, f . Cette dimension est liée strictement au nombre de VEs. Les entrées de la fonction-objectif sont les courants actifs et réactifs des VEs.
4. Définition des contraintes. L'ensemble des solutions est réduit à un sous ensemble respectant les contraintes. Une explication détaillée est donnée dans la section 4.4. La définition des contraintes constitue le cœur de la minimisation.
5. Minimisation. L'algorithme est mis en route partant de la condition initiale spécifiée et dans les sous ensemble défini. Cet algorithme est choisi à priori en fonction des caractéristiques de la fonction objectif (section 4.4). Les critères de sélection des algorithmes d'optimisation sont présentés dans la section 4.5. Si l'algorithme a été bien choisi, le minimum de la fonction sera trouvé.

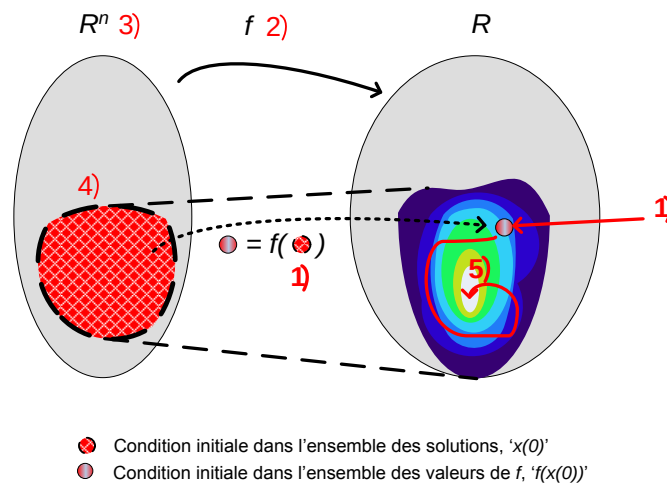


Figure 4. 3 Schéma fonctionnel et pas par pas des stratégies

Il est important de noter que la modulation des contraintes, spécifiées à l'étape 4, peut varier entretemps tandis que le choix de la fonction-objectif est unique pour chaque stratégie.

Nous rappelons que le bloc de minimisation agit toutes les 10 mn

Diversité des stratégies de minimisation

Nous remarquons qu'il existe une diversité des stratégies. Celle-ci en fonction :

- des contraintes sur les courants actifs et réactifs des VEs
- de la nature de la fonction objectif étant elle discrète ou continue. L'algorithme d'optimisation dépendra de cet aspect.

Ces deux mécanismes sont les outils de pilotage des stratégies et ils sont explorés dans la section 4.4.

Nous présentons ensuite les critères d'évaluation des stratégies. Ces paramètres d'évaluation doivent être comparés afin de trouver la meilleure stratégie. Pour cela, nous proposons le critère de Pareto à ce propos.

4.3.3 Critères d'évaluation des différentes stratégies

Compte tenu des objectifs présentés auparavant, le niveau de minimisation doit être estimé afin de pouvoir discriminer et comparer les différentes stratégies. A ce propos, cinq critères sont proposés et définis ci-dessous.

Taux de réussite hebdomadaire

Ce critère mesure le pourcentage de CUF minimisé sur une semaine. Le principe du taux de réussite est illustré sur la Figure 4. 4. Le taux de réussite est le pourcentage de mesures du CUF (sur un totale des mesures faites sur une semaine comme dans la Figure 4. 4.a) qui se trouvent en dessous d'une valeur définie. En dessous de cette limite (appelée Valeur maximale de réussite sur la figure) le CUF est considéré comme satisfaisant.

Compte-tenu de la densité des fréquences des valeurs du CUF sur une semaine (Figure 4. 4.b), le taux de réussite est le cumulé des valeurs en dessous de la valeur maximale de réussite. Lors de l'application des stratégies, cette valeur est 0.1. Cet intervalle a été proposé dans plusieurs rapports des pratiques recommandées en électrotechnique (EMSD, 2005).

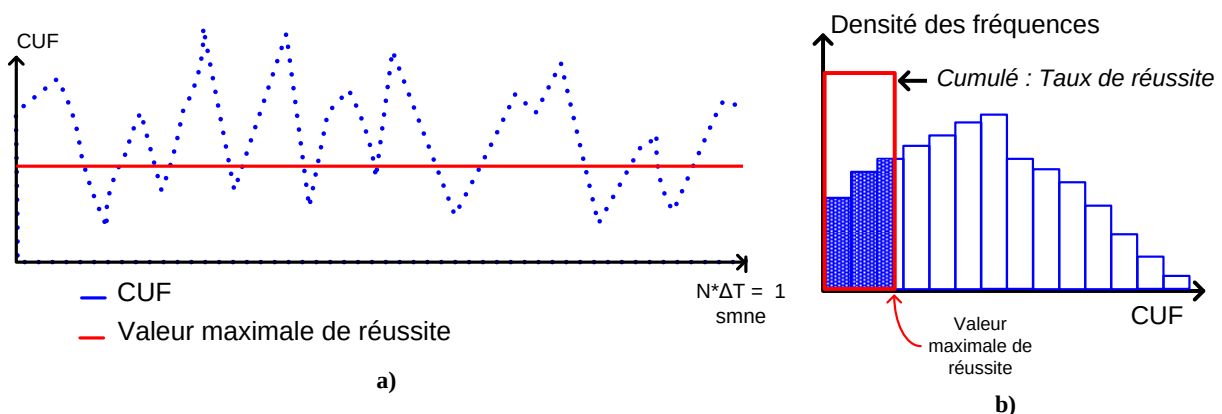


Figure 4. 4 Illustration du taux de réussite du CUF : a) Allure hebdomadaire du CUF et le taux de réussite ; b) illustration de la densité des fréquences avec le taux de réussite (dans le rectangle en rouge)

Cumulé hebdomadaire du CUF (CHCUF)

Etant donné que la minimisation du déséquilibre est effectuée toutes les 10 minutes pendant une semaine (période d'évaluation du déséquilibre selon la norme), la somme ou le cumulé des valeurs du CUF, durant cette période, donne une idée de l'apport de chaque stratégie.

Nous illustrons ce cumulé sur la Figure 4. 5. Les lignes en bleu et en rouge illustrent deux exemples d'allures de CUF (CUF1 et CUF2) correspondants à deux stratégies différentes, notées pour l'instant 1 et 2. En supposant un pas du temps discret $\Delta T = 10 \text{ minutes}$, les surfaces en-dessous des courbes constituent la *valeur cumulée* du CUF pendant une semaine.

La valeur normalisée de la surface du CUF correspondant à la stratégie 1, est par exemple donnée dans l'Equation 4. 2 où N représente le nombre d'échantillons de minimisation du CUF pendant une semaine.

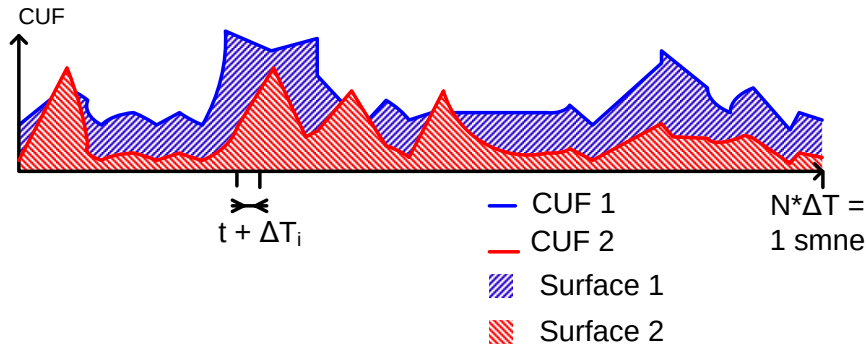


Figure 4. 5 Illustration des surfaces sous deux exemples d'allures de CUF

$$Surface_{Norm}1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N-1} CUF_1(i + \Delta T_{10 \text{ mins}}) \quad \text{Equation 4. 2}$$

Le CHCUF tient compte des surfaces moyennées des CUFs calculés à tous les PCCs. Si une surface est calculée par lotissement, le CHCUF1 correspondant à la stratégie 1 est formulée comme dans l'Equation 4. 3. Le nombre 18 est le nombre de lotissements. Les paramètres CHCUF1 et CHCUF2 donnent ainsi une mesure de l'effet des stratégies sur le CUF, permettant une comparaison simple des stratégies 1 et 2. En divisant par 18, le CHCUF peut être défini comme la *moyenne* du CUF compte tenu de tous les PCCs et du nombre total des mesures (N).

$$CHCUF1 = \frac{1}{18} \sum_{j=1}^{18} Surface_{Norm}1_j \quad \text{Equation 4. 3}$$

Equilibre en tension selon la Norme (VUN)

Le paramètre pour mesurer l'effet des stratégies sur le déséquilibre en tension (Voltage Unbalance ou VU) utilise, comme nous l'avons vu, la norme EN 50160. D'après cette norme, un PCC est **équilibré en tension** quand il y a plus de 95% des mesures du facteur de déséquilibre en tension (VUF) en-dessous de 2%, avec des mesures faites toutes les 10 minutes pendant une semaine.

Le critère d'équilibre en tension, dénommé VUN, est le pourcentage des mesures du VUF qui ne dépassent pas le 2% sur un horizon d'une semaine pour un PCC donné. Un exemple de VUF est illustré sur la Figure 4. 6.a. Le VUN est le cumulé des mesures en dessous de 0.02 sur un total de N mesures. Nous l'illustrons sur la Figure 4. 6.b. N est le nombre de pas de 10 minutes dans un intervalle d'une semaine.

L'effet des stratégies d'optimisation sur le déséquilibre en tension dépendra essentiellement du CUF, de la topologie du réseau, et plus spécifiquement des caractéristiques du PCC. Ces dépendances ont

été abordées dans le chapitre 3. Pour cette raison, pour la mesure du VUN, le PCC avec le pire cas de déséquilibre en tension a été choisi. Celui-ci correspond au lotissement 9.

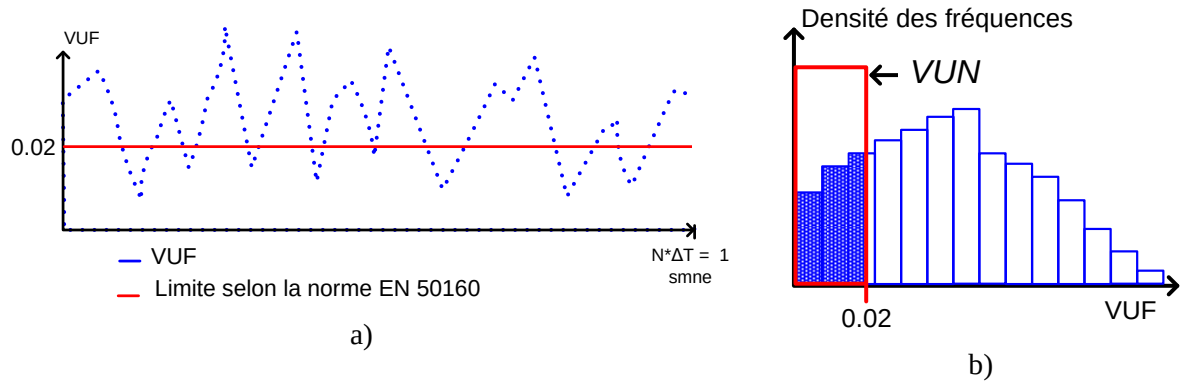


Figure 4. 6 a) Illustration d'une allure de VUF au long d'une semaine.
b) Distribution des fréquences du VUF

Critère de confort de l'utilisateur : recharge complète au moment du départ le lendemain (R_CPLT)

Mesurer le confort de l'utilisateur de chaque VE impliquerait la combinaison de nombreux critères tant techniques, économiques que sociaux. Pour simplifier cette approche, seule la recharge quasi complète à l'instant du départ de la maison au matin (R_CPLT) sera considérée comme le paramètre de confort.

Le paramètre R_CPLT est donc la somme des instants de départ (pendant une semaine) où le SoC final (SoC_{FINAL}) des batteries des VEs est plus grand que 90%. La totalité des VEs connectés est évaluée. Nous illustrons ce critère sur la Figure 4. 7.

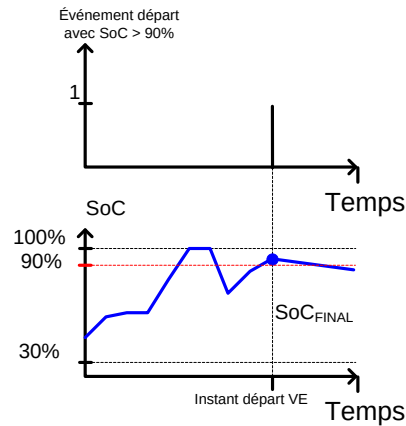
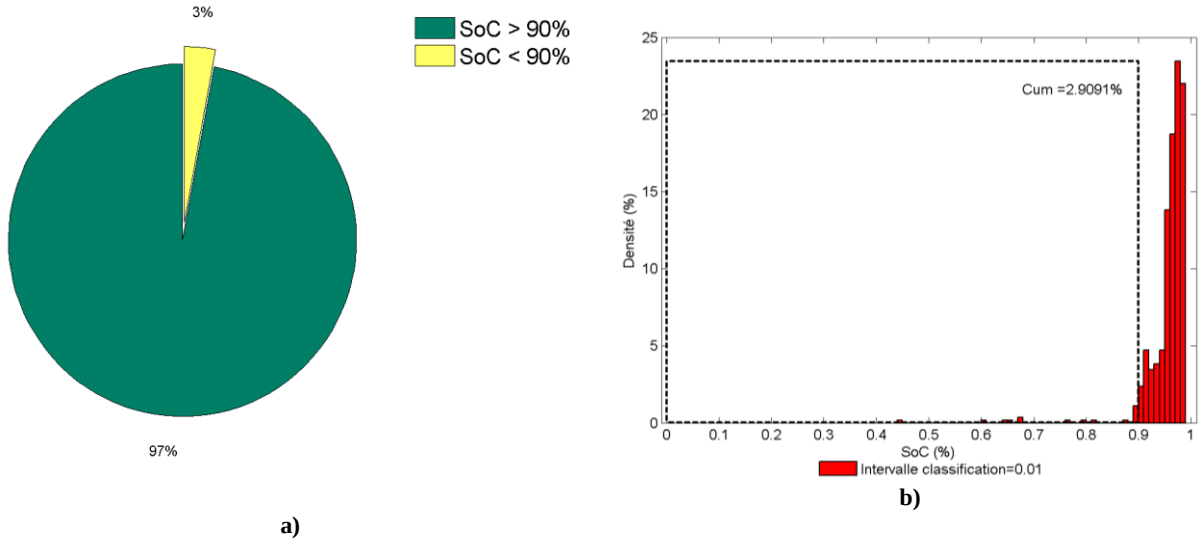


Figure 4. 7 Illustration des événements de départ du VE

Dans la Figure 4. 7, avant le départ de l'utilisateur, l'évolution du SoC est liée à une stratégie de minimisation mise en jeu.



Figures 4. 8 Représentation graphique du paramètre R_CPLT : a) Répartition des événements de départ avec recharge complète (SoC_{FINAL} supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_{FINAL} juste avant le départ des VEs

A titre d'exemple, une représentation graphique du paramètre R_CPLT, dans le cas où aucune stratégie n'est appliquée, est présentée sur la Figures 4. 8. Nous représentons par la portion en vert le pourcentage de VEs qui sont partis avec un SoC_{FINAL} au-delà de 90 %. La distribution des fréquences de SoC_{FINAL} est montrée sur la Figures 4. 8.b. Pour rappel, le SoC minimal, SoC_{Bas}, permis avec le modèle de batterie est de 30%.

Distribution des Fréquences des consignes de puissance active (P) et réactive(Q) : (DFCPQ)

La recharge du VE et l'implémentation des stratégies de minimisation à chaque pas de 10 minutes représentent un nombre important de consignes en puissance active et réactive. Pour cela, il nous semblé intéressant de déterminer la distribution fréquentielle des consignes en puissance active et réactive (DFCPQ) pour montrer quelles consignes sont le plus souvent utilisées.

L'objectif de cet représentation sera ainsi de comparer les sollicitations demandées aux VEs pour chaque stratégie, et éventuellement de revenir sur le dimensionnement du chargeur. Le rayon du cercle correspondant à la puissance apparente maximale permis par la borne de recharge. Dans ce cercle, la DFCPQ illustre la densité des consignes en P et Q caractérisant chaque stratégie.

Les fréquences sont comptabilisées à partir d'une classification des consignes de puissance basée sur le quadrillage montré sur la Figure 4. 9. Etant donnée une consigne en puissance active, P_x , et une consigne en puissance réactive, Q_y , la couple (P_x, Q_y) sera additionnée à la catégorie (P_i, Q_j) si elle rentre dans l'intervalle exprimé dans l'Equation 4. 4. Les valeurs ΔP et ΔQ segmentent le plan de puissances.

$$(P_x, Q_y) \in (P_i, Q_j) \quad \text{si} \quad P_i < P_x < P_i + \Delta P, \quad Q_j < Q_y < Q_j + \Delta Q \quad \text{Equation 4. 4}$$

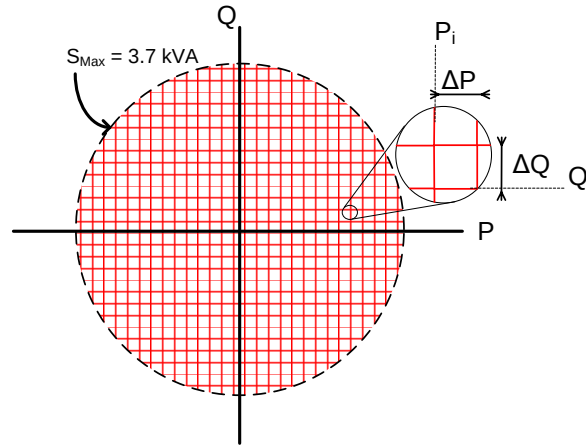


Figure 4. 9 Quadrillage représentant les catégories de classification des consignes pour la représentation du DFCPQ

Dans notre cas, la largeur et la longueur des intervalles (ΔP et ΔQ) de puissance active et réactive sont respectivement de 50 W et 50 VAr. Le rayon du cercle de puissance apparente initial est de 3680 VA. Cela correspond à la puissance maximal du mode de recharge 2 résidentiel. En Europe ce mode équivaut à une recharge de 16A à une tension monophasée de 230VAC (voir section 2.6.1).

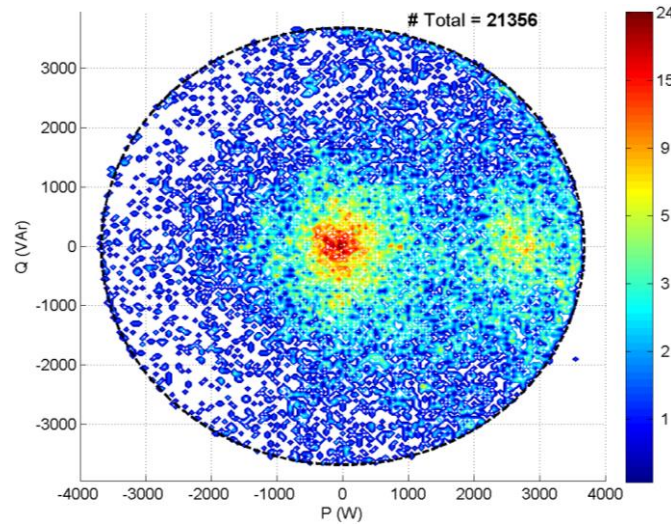


Figure 4. 10 Illustration de DFCPQ

Le nombre total de consignes dans chaque catégorie est comptabilisé et le résultat est illustré comme dans la Figure 4. 10 Une haute densité des consignes (P, Q) a une couleur proche du rouge tandis qu'une basse densité a une couleur tendant vers le bleu. Le blanc correspond à un nombre de consignes nul.

4.3.4 Comparaison des stratégies : critère de Pareto

Le fait de proposer plusieurs stratégies nécessite de disposer d'un outil de comparaison, de façon à choisir la stratégie la plus convenable, étant donnés les deux objectifs fixés depuis le départ. Cette comparaison sera faite à l'aide du critère de Pareto dont une brève synthèse est faite par la suite.

Critère de Pareto et discrimination des solutions

Lorsqu'un problème d'optimisation comprend deux ou plus d'objectifs (problème multi-objectifs), l'univers des solutions doit être discriminé de façon à trouver le meilleur compromis entre ces objectifs. Dans la plupart des cas, cette solution globale ne correspond pas à la solution optimale de chaque objectif pris individuellement mais elle constitue un compromis entre ces solutions (Kasprzak et Lewis 2001). Deux approches sont envisageables pour ces problèmes d'après la littérature : l'optimisation multi objectifs et l'autre venant de la théorie de décisions basée sur le critère de Pareto.

Les décisions basées sur l'espace de Pareto sont prises à partir du sous-groupe de meilleures solutions possibles. Ces meilleures solutions sont les solutions les plus proches d'une solution utopique ou idéale (irréalisable) dont tous les objectifs seraient satisfaits. Ce groupe est défini comme le *front de Pareto*.

Plusieurs interprétations graphiques de la définition de l'espace de Pareto ont été faites préalablement dans (Sean 2009). Une illustration de l'espace de solutions de Pareto pour deux objectifs est montrée sur la Figure 4. 11. Les axes de la figure représentent les objectifs et les points représentent la localisation des solutions selon son effet sur chaque objectif. Si la solution idéale (Utopique) se trouve lorsque les objectifs sont tous minimisés, celle-ci serait représentée par le point noir. Les points en rouge représentent les solutions réalisables les plus proches de l'utopie ; elles forment ainsi le *front de Pareto*. Le reste des solutions réalisables constituent des solutions moins satisfaisantes. Le front de Pareto est un indicateur du comportement des solutions par rapport aux objectifs (Dréo, Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues: Application en génie biomédical 2004).

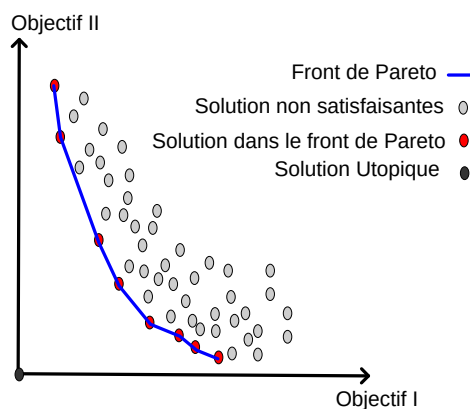


**Figure 4. 11 Exemple d'espace de Pareto pour deux objectifs:
localisation des solutions par leur effet sur chaque objectif pris individuellement**

La procédure de prise de décisions basée sur l'espace de Pareto comprend alors deux étapes (Kasprzak et Lewis 2001) :

1. Création de l'espace de solutions de Pareto
2. Sélection de la meilleure solution
 - a. Localisation de la solution utopique
 - b. Définition du front du Pareto
 - c. Critère de qualité pour sélectionner la meilleure solution parmi toutes celles définissant ce front.

La sélection de la meilleure solution dépend essentiellement de la localisation de la solution utopique. La Figure 4. 12 illustre deux possibles utopies pour un plan de Pareto de deux objectifs. Une des utopies représente le but de maximiser les deux objectifs (suivant la trajectoire bleu). D'un autre côté, l'utopie de minimisation est la solution aboutissant au minimum des deux objectifs (suivant la trajectoire rouge).

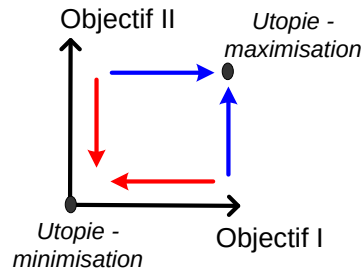


Figure 4. 12 Deux possibles localisations de la solution utopique

Les critères de qualité permettent de sélectionner la meilleure solution parmi celles du front. Nous avons relevé plusieurs méthodes dans la littérature (Sean 2009) (Kasprzak et Lewis 2001). Parmi ceux-là nous avons décidé d'utiliser deux méthodes :

- la méthode basée sur les valeurs préférées,
- la méthode de la solution la plus proche à l'utopie et enfin.

Dans le paragraphe suivant nous expliquerons ce choix.

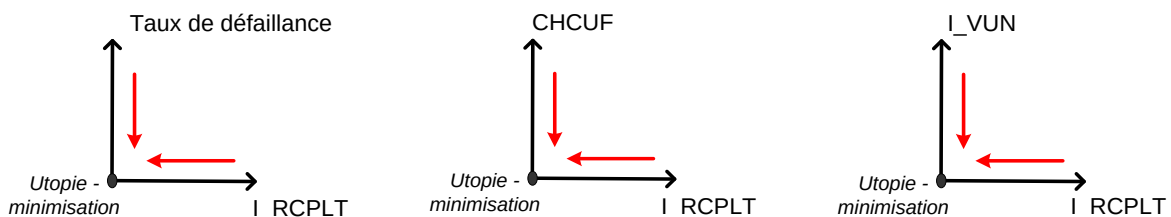
Critère de Pareto appliqué aux stratégies de minimisation du CUF

Dans ce travail de thèse, la prise de décision en utilisant le critère de Pareto a été adopté car elle permet une visualisation claire de la meilleure solution parmi toutes les solutions candidates. Sachant que chaque stratégie de minimisation aura une qualification selon chaque critère, nous proposons quatre objectifs pour la comparaison des stratégies. Ceux-ci sont:

- Augmenter le taux de réussite du CUF.
- Minimiser le cumulé de déséquilibre en courant ou le CHCUF.
- Réduire le déséquilibre en tension qui équivaut à améliorer le VUN.
- Maximiser le niveau de confort, donc le nombre de VEs avec un SoC_{FINAL} supérieur à 90% lors du départ. Ceci équivaut à augmenter le R_{CPLT} .

Ensuite nous énumérons l'étapes pour le choix de la meilleure solution du plan de Pareto:

1. *Création de l'espace de Pareto.* Nous proposons les trois espaces de Pareto illustrés sur la Figures 4. 13 :



Figures 4. 13 Trois espaces de Pareto pour le test des stratégies

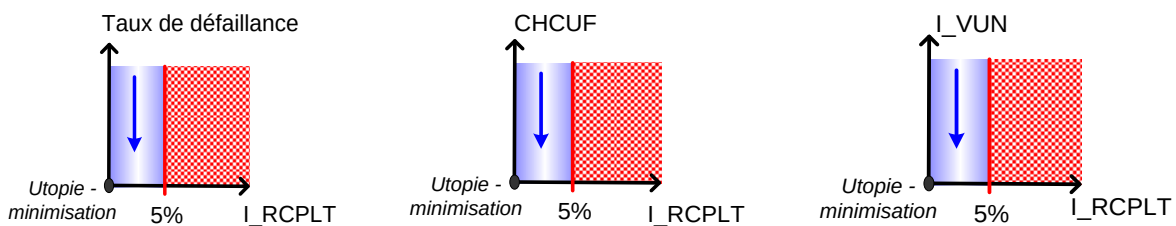
- Le critère « I_{RCPLT} » est le complémentaire du R_{CPLT} ($1 - R_{CPLT}$). Il exprime le pourcentage d'instant (le long de la semaine partout dans le réseau test) dans lesquels les VEs partent avec un SoC_{FINAL} inférieur à 90%.
- Le « taux de défaillance » est le complémentaire du taux de réussite ($1 - \text{taux de réussite}$). Il exprime le pourcentage de mesures du CUF en d'hors de l'intervalle de réussite.
- Le CHCUF a été introduit auparavant.
- Le critère « I_{VUN} » est le complémentaire du critère VUN ($1 - VUN$). Il exprime le pourcentage des mesures du VUF en dessous de 2%.

Nous utilisons les critères complémentaires pour localiser l'utopie à l'origine. Cela permet de fixer la minimisation comme le but commun.

2. *Sélection de la meilleure stratégie.* Comme nous l'avons déjà dit, nous utiliserons deux méthodes pour cette sélection de la stratégie optimale de Pareto : la méthode des valeurs préférées et la méthode de la stratégie la plus proche à l'utopie.

- *La méthode des valeurs préférées.* Cette méthode confine, basée sur une contrainte, l'ensemble des solutions à une région réduite du plan de Pareto. Dans le cas de notre travail cette contrainte est le confort des utilisateurs des VEs. Donc, sur le plan de Pareto nous imposons aux stratégies un maximum de 5% des départs avec un SoC inférieur à 0.9. C'est-à-dire que les stratégies dites préférées auront un I_{RCPLT} inférieur à 5%.

Les régions divisées par cette contrainte sont illustrées sur les Figures 4. 14. Dans les zones préférées (en bleu), la stratégie la plus convenable est celle minimisant (direction de la flèche bleue) le plus l'objectif des ordonnées, soit celui le CHCUF, l' I_{VUN} ou le taux de défaillance. Les stratégies se trouvant dans la zone rouge quadrillée des Figures 4. 14 ne sont pas satisfaisantes.



Figures 4. 14 Zones de sélection et de restriction des stratégies.
En bleu, la zone de sélection des stratégies ; en rouge, la zone de restriction (zone interdite)

Nous avons choisi cette méthode car elle permet de respecter la forte contrainte sur le critère R_{CPLT} . Par conséquent, nous pouvons faire peu des sacrifices au confort des utilisateurs.

- *La méthode de la stratégie la plus proche à l'utopie.* Dans cette méthode la stratégie choisie est celle que se rapproche le plus de l'objectif utopique. La distance de l'utopie à cette stratégie est le rayon minimal du cercle tangent au front de Pareto (cf. Figure 4. 15).

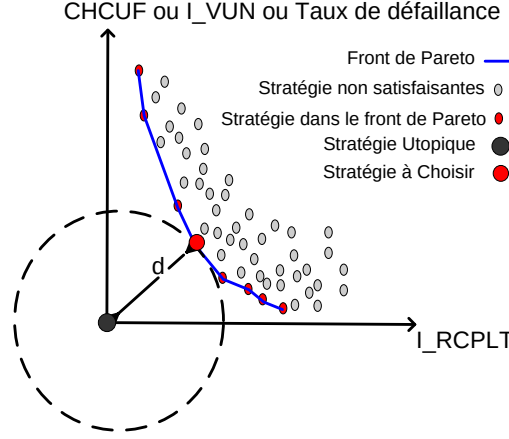


Figure 4. 15 Stratégie choisi d'après le critère de la stratégie la plus proche à l'utopie

Nous avons choisi cette autre méthode pour illustrer quelle serait la stratégie la plus proche à l'utopie si la contrainte sur la recharge (sur R_CPLT) n'est pas prise en compte.

Dans les deux paragraphes suivants, nous allons aborder plus précisément les fonctions objectifs et les algorithmes d'optimisation à utiliser pour répondre à notre problème de minimisation du taux de déséquilibre (entre autres).

4.4 Fonction-objectif caractérisant le CUF et contraintes spécifiques

L'objectif de ce travail de thèse n'est pas de concevoir un nouvel algorithme d'optimisation mais d'utiliser ceux qui existent déjà dans la littérature en fonction de la stratégie de minimisation retenue. L'identification de l'algorithme qui s'adapte le mieux au problème posé s'effectue en décrivant la fonction-objectif du problème. La fonction objectif permettant de minimiser le CUF est présentée en tenant compte de sa nature continue et discrète, ou selon le domaine de l'ensemble de solutions, qu'il soit continu ou combinatoire.

4.4.1 Fonction-objectif de nature continue

Le CUF est la fonction-objectif guidant les stratégies de minimisation. Nous reprenons ensuite l'expression décrite dans le chapitre 2, la section 2.3 (Equation 4. 5). Les définitions présentées au-dessous l'Equation 4. 5, s'appliquent aussi pour les phases *b* et *c*.

$$CUF = \frac{|I_{a-}|}{|I_{a+}|} = \sqrt{\frac{\left\{ I_{THa}^d - \frac{1}{2}(I_{THb}^d + I_{THc}^d) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{THb}^q - I_{THc}^q) + I_{TVEa}^d - \frac{1}{2}(I_{TVEb}^d + I_{TVEc}^d) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{TVEb}^q - I_{TVEc}^q) \right\}^2 + \left(I_{THa}^d + I_{THb}^d + I_{THc}^d + I_{TVEa}^d + I_{TVEb}^d + I_{TVEc}^d \right)^2 + \left(I_{THa}^q + I_{THb}^q + I_{THc}^q + I_{TVEa}^q + I_{TVEb}^q + I_{TVEc}^q \right)^2}{\left\{ -I_{THa}^q + \frac{1}{2}(I_{THb}^q + I_{THc}^q) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{THb}^d - I_{THc}^d) - I_{TVEa}^q + \frac{1}{2}(I_{TVEb}^q + I_{TVEc}^q) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{TVEb}^d - I_{TVEc}^d) \right\}^2 + \left(I_{THa}^d + I_{THb}^d + I_{THc}^d + I_{TVEa}^d + I_{TVEb}^d + I_{TVEc}^d \right)^2 + \left(I_{THa}^q + I_{THb}^q + I_{THc}^q + I_{TVEa}^q + I_{TVEb}^q + I_{TVEc}^q \right)^2}}$$

Equation 4. 5

$$I_{THa}^d = \sum_{h_a} I_{ha}^d$$

$$I_{TVEa}^d = \sum_{ve_a} I_{vea}^d$$

I_{THa}^d : Somme des composantes en phase (actives) des I_{TVEa}^d : Somme des courants actifs des VEs connectés à la

courants consommés par les habitations connectées sur la phase a .
 $I_{h_a}^d$: Composante active du courant consommé par la maison h_a connecté sur la phase a .

$$I_{T_{H_a}}^q = \sum_h I_{h_a}^q$$

$I_{T_{H_a}}^q$: Somme des composantes en quadrature (réactive) des courants consommés par les maisons connectées sur la phase a .
 $I_{h_a}^q$: Composante réactive du courant consommé par la maison h_a connecté sur la phase a .

phase a .

$I_{ve_a}^d$: Courant actif du VE ve_a connecté à la phase a .

$$I_{T_{VE_a}}^q = \sum_{ve_a} I_{ve_a}^q$$

$I_{T_{VE_a}}^q$: Somme des courants réactifs VEs connectés à la phase a .

$I_{ve_a}^q$: Courant réactif du VE ve_a connecté à la phase a .

L'Equation 4. 5 peut être réécrite sous forme générale continue suivant l'Equation 4. 6.

$$y = f(x_{d1}, x_{d2}, \dots, x_{dN}, x_{q1}, x_{q2}, \dots, x_{qN}) =$$

$$\sqrt{\frac{\left\{ K_1 + \sum_{j \in C_a} x_{dj} - \frac{1}{2} (\sum_{j \in C_b} x_{dj} + \sum_{j \in C_c} x_{dj}) + \frac{\sqrt{3}}{2} (\sum_{j \in C_b} x_{qj} - \sum_{j \in C_c} x_{qj}) \right\}^2}{(K_3 + \sum_{j \in C_a} x_{dj} + \sum_{j \in C_b} x_{dj} + \sum_{j \in C_c} x_{dj})^2 + (K_4 + \sum_{j \in C_a} x_{qj} + \sum_{j \in C_b} x_{qj} + \sum_{j \in C_c} x_{qj})^2} + \frac{\left\{ K_2 - \sum_{j \in C_a} x_{qj} + \frac{1}{2} (\sum_{j \in C_b} x_{qj} + \sum_{j \in C_c} x_{qj}) + \frac{\sqrt{3}}{2} (\sum_{j \in C_b} x_{dj} - \sum_{j \in C_c} x_{dj}) \right\}^2}{(K_3 + \sum_{j \in C_a} x_{dj} + \sum_{j \in C_b} x_{dj} + \sum_{j \in C_c} x_{dj})^2 + (K_4 + \sum_{j \in C_a} x_{qj} + \sum_{j \in C_b} x_{qj} + \sum_{j \in C_c} x_{qj})^2}}$$

Equation 4. 6

$$K_1 = I_{T_{H_a}}^d - \frac{1}{2} (I_{T_{H_b}}^d + I_{T_{H_c}}^d) + \frac{\sqrt{3}}{2} (I_{T_{H_b}}^q - I_{T_{H_c}}^q)$$

$$K_2 = -I_{T_{H_a}}^q + \frac{1}{2} (I_{T_{H_b}}^q + I_{T_{H_c}}^q) + \frac{\sqrt{3}}{2} (I_{T_{H_b}}^d - I_{T_{H_c}}^d)$$

$$K_3 = I_{T_{H_a}}^d + I_{T_{H_b}}^d + I_{T_{H_c}}^d$$

$$K_4 = I_{T_{H_a}}^q + I_{T_{H_b}}^q + I_{T_{H_c}}^q$$

Où K_1 , K_2 , K_3 et K_4 sont des données déterminées par les courants des maisons raccordées au trois phases.

Sachant que : $j = 1, 2, \dots, N$, où N est le nombre total des VEs connectés au PCC, les groupes suivants sont définis:

$$C_a = \{j | ve_j \in \text{phase } a\}$$

$$C_b = \{j | ve_j \in \text{phase } b\}$$

$$C_c = \{j | ve_j \in \text{phase } c\}$$

$$x_{dj} = I_{ve_m}^d, \quad x_{qj} = I_{ve_m}^q$$

$I_{ve_m}^d$: Courant actif du VE (ve_m) où m est une des trois phases a , b ou c .

$I_{ve_m}^q$: Courant réactif du VE ve_m .

$x_{dj} \in R$: Courant actif du ve_j , étant $j \in C_m$ et m est une des trois phases a , b ou c .

$x_{qj} \in R$: Courant réactif du ve_j , étant $j \in C_m$ et m est une des trois phases a , b ou c .

Une solution à f se exprime comme ensuite :

$$[x_{d1}, x_{d2}, \dots, x_{dN}, x_{q1}, x_{q2}, \dots, x_{qN}] \in R^{2N}$$

L'image de la solution est $f(\cdot) = y \in R$.

Caractéristiques de la fonction f

Quelques caractéristiques de la fonction-objectifs sont énumérées ci-dessous.

- f est une fonction non linéaire.
- f est continue ; le gradient (∇f) et le Hessian ($\nabla^2 f$) existent donc et sont également continus s'il y a toujours au-moins une charge consommant de l'énergie. Cette affirmation est basée sur une analyse de la fonction relativement longue et sans grand intérêt pour la suite des travaux. Néanmoins, nous avons caractérisé les solutions de cette fonction à l'aide de l'outil d'optimisation qui sera introduit dans la section 4.6.
- L'ensemble des solutions de la fonction f n'a pas une dimension constante sur toute la durée de la simulation, du fait du changement de topologie du système à chaque échantillon. Ainsi,

cette dimension dépend du nombre de VEs connectés au PCC (ensemble de dimension $dim = R^{2N}$, où N est le nombre de VEs connectés au PCC). Cet aspect complexifie considérablement la démonstration de continuité de f , ∇f et $\nabla^2 f$.

Nous présenterons dans la section 4.6 l'algorithme d'optimisation qui s'adapte le mieux pour minimiser cette fonction.

4.4.2 Fonction-objectif de nature discrète

La dépendance du déséquilibre à la connexion ou à la déconnexion des VEs peut offrir des possibilités de pilotabilité pour minimiser ce déséquilibre. L'ensemble combinatoire $[0,1]$, est ainsi utile pour représenter la dépendance du déséquilibre par rapport à la connexion ou non de chaque VE. Ceci constitue le contrôle dénommé « tout ou rien » des VEs.

La définition de la fonction-objectif discrète pour minimiser le CUF présuppose que tous les VEs connectés au réseau électrique d'étude chargent leur batterie avec la même valeur de courant. Le CUF prend donc des valeurs discrètes en fonction de la combinaison des VEs présentés. La dimension de cette fonction, comme dans le cas continue, dépend du nombre de VEs qui sont en phase de recharge. Cette fonction-objectif discrète, notée f_d , est obtenue à partir de l'Equation 4. 6 avec un domaine de départ combinatoire, $[0,1]$ et s'exprime suivant :

$$y_d = f_d(\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_N) = \sqrt{\frac{\left\{ K_1 + I_{Rech} * \sum_{j \in C_a} \beta_j - \frac{I_{Rech}}{2} (\sum_{j \in C_b} \beta_j + \sum_{j \in C_c} \beta_j) \right\}^2 + \left\{ K_2 + \frac{\sqrt{3} * I_{Rech}}{2} (\sum_{j \in C_b} \beta_j - \sum_{j \in C_c} \beta_j) \right\}^2}{(K_3 + I_{Rech} * (\sum_{j \in C_a} \beta_j + \sum_{j \in C_b} \beta_j + \sum_{j \in C_c} \beta_j))^2 + (K_4)^2}}$$

Equation 4. 7

$K_1 = I_{T_{Ha}}^d - \frac{1}{2} (I_{T_{Hb}}^d + I_{T_{Hc}}^d) + \frac{\sqrt{3}}{2} (I_{T_{Hb}}^q - I_{T_{Hc}}^q)$ $K_2 = -I_{T_{Ha}}^q + \frac{1}{2} (I_{T_{Hb}}^q + I_{T_{Hc}}^q) + \frac{\sqrt{3}}{2} (I_{T_{Hb}}^d - I_{T_{Hc}}^d)$ $K_3 = I_{T_{Ha}}^d + I_{T_{Hb}}^d + I_{T_{Hc}}^d$ $K_4 = I_{T_{Ha}}^q + I_{T_{Hb}}^q + I_{T_{Hc}}^q$	$C_a = \{j ve_j \in phase a\}$ $C_b = \{j ve_j \in phase b\}$ $C_c = \{j ve_j \in phase c\}$ $\beta_j \in [1,0]$: Etat connecté (1) ou déconnecté (0) du VE ve_j , dont $j \in C_m$ et m est une des trois phases a, b ou c . $I_{Rech} = 13 Amps$: Courant de recharge considéré égal pour tous les VEs connectés au réseau Domaine combinatoire : $[\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_j, \dots, \beta_N] \rightarrow dim 2^N$, Image dans le domaine réel discret $y_d \in R$.
---	---

Caractéristiques de la fonction f_d

Pour la définition de la fonction f_d , plusieurs suppositions ont été faites. Ainsi, les échanges de puissances avec le réseau se font uniquement avec de la puissance active. Cela permet ainsi de simplifier l'expression de la fonction.

Le caractère « complexe » de l'optimisation d'une fonction discrète est plutôt associé au temps de calcul de la solution optimale qu'à son existence en elle-même (Dréo, Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues: Application en génie biomédical 2004).

Cela vient du fait qu'étant donné que le domaine des entrées est fini, le nombre de solutions est fini et donc, en parcourant l'ensemble des solutions, la solution optimale peut être trouvée de façon plus facile.

Dans la section 4.6, le choix de l'algorithme d'optimisation sera justifié.

4.4.3 Restrictions ou contraintes sur les variables d'entrée des fonctions objectif

Les contraintes sur les variables d'entrée des fonctions est l'outil de pilotage des stratégies. Deux types de restrictions sont proposés. D'un côté, les restrictions dues au courant maximal selon le mode de recharge. D'autre côté des restrictions imposées pour contrôler le SoC des batteries de chaque VE. Ces contraintes sont détaillées ci-dessous.

Restrictions liées au mode de recharge

Le mode 2 de recharge (ou niveau 2) a été décrit au chapitre 2 : le courant maximal est de 16 A sous une tension de 230 V. Plaçons-nous dans le contexte du V2G : le flux bidirectionnel de puissances nécessite de pouvoir travailler avec des courants bidirectionnels et décalés en phase par rapport à la tension du point de raccordement.

Les courants consommés par le VE j correspondent aux entrées de la fonction objectif désignées dans l'Equation 4. 6 par x_{dj} et x_{qj} . L'entrée x_{dj} est en lien avec la consigne du VE j en puissance active, ainsi que l'entrée x_{qj} est lié à la consigne du VE j en puissance réactive. Ces liens courants/puissances sont justifiés par le fait que la composante en quadrature des tensions est négligeable. Nous rappelons que nous prenons comme origine des phases, les tensions de la composante symétrique directe.

La contrainte en puissance apparente maximale tirée par le VE est de 3,7 kVA, ce qui correspond à une contrainte en courant de 16 A ($|I_{VEmax}|$). Par conséquence, les domaines des consignes en puissances (ou des courants) pour le VE j , minimisant le CUF, se trouvent à l'intérieur des cercles des rayons spécifiés sur la Figure 4. 16. Nous rappelons que l'axe des courants réactifs est $-x_{qj}$ correspond à la convention du plan P, Q adopté. Ceci car le calcul de la puissance apparente est fait avec le conjugué du courant.

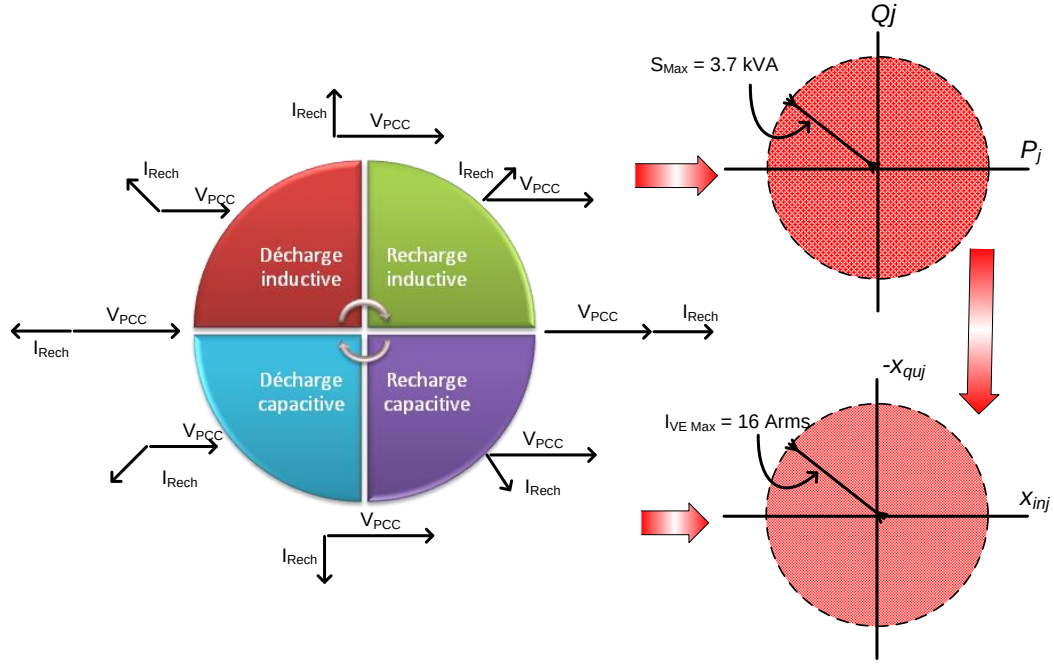


Figure 4. 16 Domaine des consignes possibles en puissance apparente et en courant réseau pour le VE j

Le vecteur des variables d'entrée, montré dans l'Equation 4. 8, peut être réécrit sous la forme de vecteurs de valeurs complexes comme dans l'Equation 4. 9.

$$\vec{x} = [x_{d1}, x_{d2}, \dots, x_{dN}, x_{q1}, x_{q2}, \dots, x_{qN}] \in R^{2N} \quad \text{Equation 4. 8}$$

$$\vec{x} = [x_{d1} + i * x_{q1}, x_{d2} + i * x_{q2}, \dots, x_{dj} + i * x_{qj}, \dots, x_{dN} + i * x_{qN}] \in C^N \quad \text{Equation 4. 9}$$

Le vecteur d'entrée $\vec{x}$ est soumis aux contraintes du courant maximal de recharge, comme le montrera la Figure 4. 16. La formulation de ces restrictions est présentée dans les Equations 4. 10 ci-dessous.

$$\begin{aligned} \vec{X}_{max} &= [X_{max_{d1}} + iX_{max_{q1}}, X_{max_{d2}} + iX_{max_{q2}}, \dots, X_{max_{dj}} + iX_{max_{qj}}, \dots, X_{max_{dN}} + iX_{max_{qN}}] \in C^N \\ \vec{X}_{min} &= [X_{min_{d1}} + iX_{min_{q1}}, X_{min_{d2}} + iX_{min_{q2}}, \dots, X_{min_{dj}} + iX_{min_{qj}}, \dots, X_{min_{dN}} + iX_{min_{qN}}] \in C^N \end{aligned} \quad \text{Equations 4. 10}$$

Dans les Equations 4. 10, étant donné un VE numéroté j, $[X_{min_{qj}}, X_{max_{qj}}]$ sont les valeurs minimales et maximales que le courant réactif, x_{qj} , peut adopter. De la même façon, $[X_{min_{dj}}, X_{max_{dj}}]$ sont les valeurs minimales et maximales que le courant actif, x_{dj} , peut prendre.

Il faut préciser que les restrictions sur le courant réactif dépendent du courant actif et de l'amplitude du courant maximal $|I_{VE_{max}}|$. C'est-à-dire que $[X_{min_{qj}}, X_{max_{qj}}]$ sont une fonction de x_{dj} , tandis que $[X_{min_{dj}}, X_{max_{dj}}]$ dépendent seulement de la stratégie ayant pour valeurs extrêmes $-|I_{VE_{max}}|$ et $|I_{VE_{max}}|$.

Ce lien est illustré sur la Figure 4. 17 où les valeurs permises à x_{qj} sont représentées par le segment en rouge. Pour généraliser, nous formulons cette contrainte comme le montre l'Equation 4. 11.

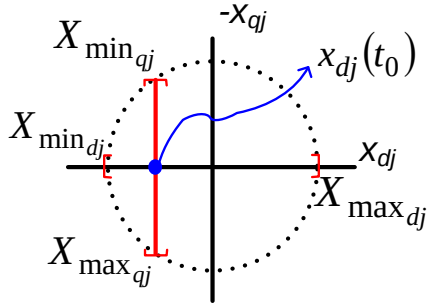


Figure 4. 17 Dépendance des restrictions du domaine réactif (q) par rapport à la valeur correspondante dans l'axe actif (d)

$$x_{qj} \leq \sqrt{|I_{VE_{max}}|^2 - x_{dj}^2(t_0)}$$

ou

$$x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq |I_{VE_{max}}|^2 \text{ at } t_0$$

Equation 4. 11

Ainsi, les contraintes sur x_{dj} et sur x_{qj} se traduisent finalement selon :

$$\begin{aligned} x_{dj}^2 + x_{qj}^2 &\leq |I_{VE_{max}}|^2 \\ X_{min_{dj}} &< x_{dj} < X_{max_{dj}} \end{aligned}$$

Equation 4. 12

Contraintes sur le SoC

Les contraintes sur la batterie sont l'un des critères pour le pilotage des stratégies de minimisation. Ces contraintes assurent le fonctionnement de la batterie dans ces limites opérationnelles et permettent de piloter l'ensemble de solutions en fonction du « confort » des utilisateurs des VEs.

Les limites opérationnelles sont les contraintes pour le bon fonctionnement des batteries. Lorsque le VE se connecte au réseau, sa batterie embarquée est censée se recharger jusqu'à atteindre un SoC de 100% ainsi que, dans le contexte de V2G, le VE n'est autorisé à envoyer de l'énergie au réseau que si **le SoC de sa batterie est supérieur ou égal à 30%** (hypothèse de travail). Ces contraintes sont donc définies à chaque instant par :

$$SoC \geq 30\% \text{ et } SoC \leq 100\%$$

Equations 4. 13

Le *pilotage de l'ensemble des solutions* est un concept fondamental des stratégies de minimisation du CUF. Nous avons supposé que la puissance de recharge de la batterie dépend exclusivement du courant actif (x_{dj}) du VE j . Par conséquent, les valeurs de x_{dj} peuvent être restreint par les restrictions $[X_{min_{dj}}, X_{max_{dj}}]$ celles-ci variant en fonction des contraintes de la batterie.

Un exemple de ce pilotage est montré sur la Figure 4. 18. Dans cet exemple, à l'instant t_0 , le domaine des consignes possibles du courant du VE j comprennent toute la surface ne dépassant pas $|I_{VE_{max}}|$. L'instant d'après, noté $t_0 + \Delta T$, nous avons trois possibilités :

- soit le SoC dépasse 100% à cause d'une consigne du courant actif positive chargeant la batterie ; dans ce cas, l'ensemble des solutions se limite à la décharge.
- soit le SoC diminue en-dessous de 30% à cause d'une consigne du courant actif négative déchargeant la batterie ; dans ce cas, seule une consigne de charge sera autorisée.
- soit, enfin, le SoC se trouve dans les limites admissibles (entre 30 et 100%) et l'ensemble des solutions reste la surface circulaire complète.

Donc les contraintes dues au SoC agissent pour préserver l'état de charge des batteries, de façon à maintenir la minimisation du CUF dans des domaines qui n'affectent pas le confort de l'utilisateur du VE.

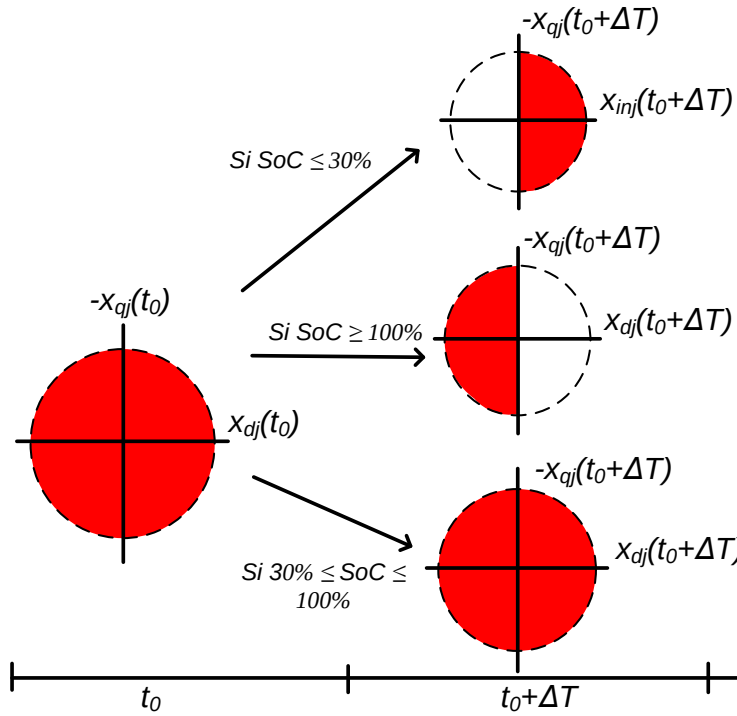


Figure 4. 18 Exemple de modification dynamique des domaines d'évolution des consignes de courants en fonction du SoC de la batterie pour deux instants de temps successifs

Ainsi les algorithmes chercheront une solution seulement dans les domaines des (x_{dj}, x_{qj}) qui assurent que les Equations 4. 13 soient validées l'instant d'après.

4.4.4 Pilotage des contraintes pour l'application des algorithmes d'optimisation

Les algorithmes d'optimisation sont limités à la recherche de la solution optimale en respectant les contraintes sur chaque couple (x_{dj}, x_{qj}) . Nous décrivons la procédure permettant la définition des contraintes ainsi :

- Définir, d'abord, la dimension (N) de l'ensemble de solutions. Cette dimension est donnée par le nombre de VEs connectés au PCC à un instant donné et par la nature de la fonction objectif.
- Définir les conditions initiales à l'instant t_0 des courants des VEs comme ensuite :

$$\vec{x}(t_0) = [x_{d1}(t_0) + ix_{q1}(t_0), x_{d2}(t_0) + ix_{q2}(t_0), x_{d3}(t_0) + ix_{q3}(t_0), \dots, x_{dj}(t_0) + ix_{qj}(t_0), \dots, x_{dN}(t_0) + ix_{qN}(t_0)] \in C^N$$

- Le plan des possibles consignes prend une topologie donnée par les contraintes sur chaque VE. La Figure 4. 19 illustre un exemple de possibles plans des consignes. Nous rappelons que le choix des contraintes dépend des stratégies ; cela explique la diversité des plans.

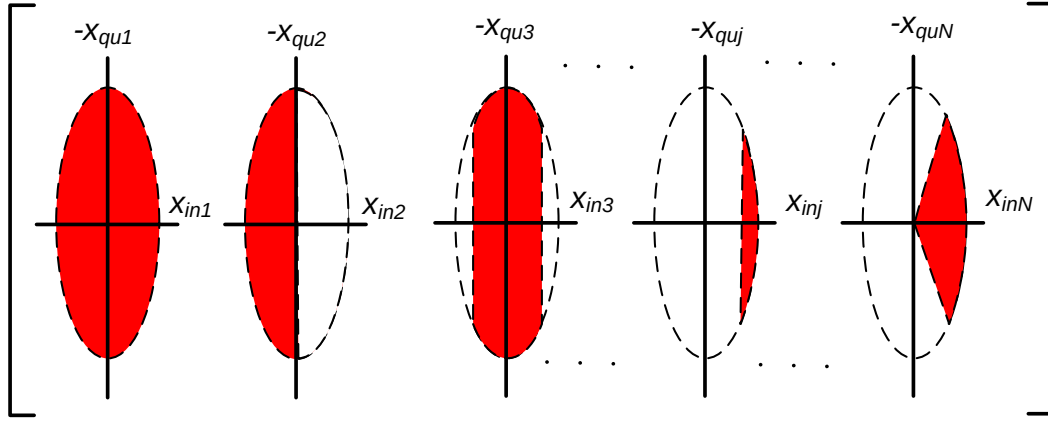


Figure 4. 19 Exemple de domaines possibles des variables d'entrée, définies par les restrictions sur les variables

Les restrictions sont définies par les expressions suivantes :

$$\vec{X}_{max} = [X_{max_{d1}} + iX_{max_{q1}}, X_{max_{d2}} + iX_{max_{q2}}, \dots, X_{max_{dj}} + iX_{max_{qj}}, \dots, X_{max_{dN}} + iX_{max_{qN}}] \in \mathbb{C}^N$$

$$\vec{X}_{min} = [X_{min_{d1}} + iX_{min_{q1}}, X_{min_{d2}} + iX_{min_{q2}}, \dots, X_{min_{dj}} + iX_{min_{qj}}, \dots, X_{min_{dN}} + iX_{min_{qN}}] \in \mathbb{C}^N$$

- Nous déterminons la fonction objectif.
- Enfin, nous mettons en route l'algorithme dans l'ensemble de solutions spécifié et celui-ci est censé à trouver une solution $\vec{x}^*$ minimisant la fonction objectif et tenant compte des contraintes. Nous allons détailler ces algorithmes dans la section 4.5.

Ensuite nous formulerons les problèmes d'optimisation.

4.5 Problèmes d'optimisation

Nous allons ensuite formuler plus explicitement les problèmes d'optimisation que nous avons exposé précédemment.

4.5.1 Problème continu associé à la minimisation du CUF

L'Equation 4. 14 illustre le problème de minimisation de la fonction continue définissant le CUF pour l'instant de simulation t_k .

$$\begin{aligned} & \min_{\substack{x \in \mathbb{R}^{2N} \\ t=t_k}} f(x) \\ & \text{s. t} \\ & x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq |I_{VEmax}|^2 \\ & X_{min_{dj}}(t_k) \leq x_{dj} \leq |I_{VEmax}| \\ & \forall j = 1, \dots, N \end{aligned} \quad \text{Equation 4. 14}$$

Nous rappelons que :

- $x := [x_{d1}, x_{d2}, \dots, x_{dN}, x_{q1}, x_{q2}, \dots, x_{qN}] \in R^{2N}$ où N est le nombre total des VEs connectés à un PCC donné.
- $x_{dj} \in R$: Courant actif du VE j connecté à une des trois phases, $\forall j = 1, \dots, N$.
- $x_{qj} \in R$: Courant réactif du VE j connecté à une des trois phases, $\forall j = 1, \dots, N$.
- $X_{min_{dj}}(t_k)$: Contrainte sur la valeur minimale de x_{dj} , $\forall j = 1, \dots, N$.
- $|I_{VEmax}|$: Amplitude maximale du courant de la borne de recharge. Normalement cette valeur est égale à 16A.

Les paramètres cachés de la fonction $f(.)$ sont les valeurs des courants actifs et réactifs des habitations raccordées au PCC pour l'instant t_k (cf. 4.4.1).

La solution optimale

Etant donnée la valeur minimale $f(x^*)$, la solution optimale est x^* . Cette solution regroupe les consignes de courants actif et réactif qui sont délivrées aux VEs pour minimiser le déséquilibre à l'instant $t_k + \Delta T$. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned} I_{dj} &= x_{dj}^* \\ I_{qj} &= x_{qj}^* \end{aligned} \quad \text{Equation 4. 15}$$

Contraintes

Les deux contraintes de l'équation 4.14 sont liées au mode de recharge. La borne inférieure sur la deuxième contrainte, $X_{min_{dj}}(t_k)$, variera en fonction du temps si le VE j est soumis ou pas à une contrainte de recharge. Nous approfondirons ce point dans les deux chapitres suivants.

4.5.2 Problème discret associé à la minimisation du CUF

L'Equation 4. 16 illustre le problème de minimisation de la fonction discrète du CUF pour l'instant de simulation t_k .

$$\begin{aligned} &\min_{\substack{\beta \in 2^N \\ t=t_k}} f_d(\beta) \\ &s. t. \\ &Contr_SoC(\beta_j) \\ &\forall j = 1, \dots, N. \end{aligned} \quad \text{Equation 4. 16}$$

Nous rappelons que :

- $\beta = [\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_N] \in 2^N$ où N est le nombre total des VEs connectés à un PCC donné.
- β_j : Etat connecté (1) ou déconnecté (0) du VE j connecté à une des trois phases

Les paramètres de la fonction $f_d(.)$ sont les valeurs des courants actifs et réactifs des habitations raccordées au PCC concerné à l'instant t_k (cf. 4.4.2).

Etant donnée la valeur minimale $f_d(\beta^*)$, β^* est la solution optimale. Cette solution regroupe les consignes de connexion ou déconnexion qui seront délivrées aux VEs pour minimiser le déséquilibre à l'instant $t_k + \Delta T$. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$I_{dj} = 13 * \beta_j^* \quad \text{Equation 4. 17}$$

$$I_{qj} = A$$

Contrainte

La seule contrainte, portant sur l'évolution de l'état de charge du VE en fonction de la durée de connexion, $Contr_SoC(\beta_j)$, dépend de l'autorisation donnée ou non au VE j de participer à la minimisation du CUF. Nous approfondirons ce point dans les deux chapitres suivants.

4.6 Choix des algorithmes d'optimisation utilisés

Jusqu'à présent, le problème d'optimisation a été formulé sous la forme d'une fonction-objectif, et les contraintes sur l'ensemble des solutions ont été définies. La stratégie de minimisation doit faire appel à une procédure qui trouve la meilleure solution au problème et le plus efficacement possible. Cette procédure est l'algorithme d'optimisation. Nous avons fait le choix des algorithmes en choisissant ceux (parmi les plusieurs types) s'adaptent le plus aux caractéristiques du problème, dans notre cas, représente par la fonction objectif.

4.6.1 Rappels sur la classification des algorithmes d'optimisation

La littérature sur les algorithmes d'optimisation est très abondante et la tâche la plus difficile consiste à choisir celui qui est le plus approprié à un problème donné. Néanmoins, ces algorithmes peuvent être classifiés suivant :

- *La méthode d'opération* (Weise 2009) . Les algorithmes sont déterministes ou probabilistes. Pour les algorithmes déterministes, le rapport entre les entrées et les sorties est formulable, par exemple, sous la forme d'une fonction f ; ainsi, la procédure nécessaire pour trouver l'optimum est constituée d'un nombre connu d'opérations dont le temps de calcul est connu.

Les algorithmes probabilistes quant à eux sont utilisés dans le cas de problèmes où le rapport entre les entrées et les sorties est quasiment ou complètement inconnu et/ou le temps de calcul des solutions, pouvant donner une idée de la localisation de l'optimum, augmente exponentiellement. Ce type d'algorithmes est dédié aux problèmes dits « complexes » ou « NP complexes ». Un schéma montrant plusieurs algorithmes d'optimisation selon cette classification est montré dans l'Annexe B.0.

- *Les paramètres de précision et de vitesse de calcul* (Weise 2009). Les algorithmes sont dits « en ligne » ou « hors ligne ». Les premiers s'adressent aux problèmes qui doivent être résolus dans une courte durée de temps. Donc, dans ces algorithmes il est prioritaire de minimiser les temps de calcul, en sacrifiant, dans une certaine mesure, la qualité du calcul de l'optimum. Les algorithmes « hors ligne » quant à eux, ne sont pas pénalisés par le temps de calcul ; en partant des données collectées, le but de ces algorithmes est de trouver la solution optimale ou la plus proche, et privilégie donc la qualité.

Dans (Brownlee 2011), les algorithmes dont la vitesse est la priorité consistent à effectuer « une optimisation de l'approche » et ceux dont la précision est la priorité, « une optimisation de fonction ».

- *L'ensemble des solutions* (Dréo, Pérowski, et al. 2005) Les algorithmes agissent sur des systèmes dont les variables d'entrées ont une nature continue ou combinatoire.
- *L'objectif de l'optimisation* (Dréo, Pérowski, et al. 2005). Les algorithmes sont destinés soit à la minimisation, soit à l'identification ou encore à la résolution de problèmes inverses...

Une classification des méthodes regroupant les deux dernières catégories a été schématisée dans (Dréo, Pérowski, et al. 2005).

4.6.2 Choix de l'algorithme pour la minimisation de la fonction de nature continue

Nous avons choisi l'algorithme d'optimisation « active set » basé sur la théorie de la programmation quadratique séquentielle, ou « sequential quadratic programming » (SQP). C'est un algorithme d'optimisation non-linéaire sous contraintes qui minimise l'approximation de deuxième ordre de la fonction objectif en suivant l'évolution avec le gradient, tout en respectant les contraintes. Nous avons reporté une description plus détaillée dans l'annexe B.1. Cette méthode est abordée en profondeur sur (E.-Gill, Murray et H.-Wright 1995). Cet algorithme est notamment sur MatLab® dans le solver « *fmincon* ».

Test de l'optimisation par SQP sur le problème continu

Nous avons soumis cet algorithme à trois tests différents aléatoires par rapport aux conditions initiales de façon à prouver la stationnarité de la solution de ce problème (cf. section 4.5.1).

Dans ces expériences, nous avons représenté les paramètres de la fonction objectif continue comme des variables aléatoires, avec, pour chacune, une distribution uniforme sur les intervalles définis dans le Tableau B. 1. Ces paramètres sont :

- le courant consommé par les maisons,
- le nombre maximal de maisons,
- le nombre maximal de VEs par phase
- les courants actif et réactif des VEs

Paramètre	Intervalle de variation
<i>Nombre de maisons par phase</i>	de 0 à 6 maisons
<i>Nombre de VEs par phase</i>	de 0 à 5 VEs
<i>Courant actif consommé par une maison</i>	$0 \leq x_{qj} \leq 20 \text{ A}$
<i>Courant réactif consommé par une maison</i>	$-2 \leq x_{qj} \leq 2 \text{ A}$
<i>Courant actif consommé ou produit par un VE</i>	$-16 \leq x_{dj} \leq 16 \text{ A}$
<i>Courant réactif consommé ou produit par un VE</i>	Etant $x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq 16 ^2$ $x_{qj} \leq \sqrt{ 16 ^2 - x_{dj}^2}$

Tableau 4. 1 Contraintes sur les paramètres

Nous avons ainsi observé la stationnarité des solutions obtenues en réalisant 10000 tirages aléatoires sur les conditions initiales, tout en respectant les contraintes. Nous reprenons ci-dessous les résultats de l'un des trois tests. Les autres tests sont présentés dans l'annexe B.2.

Les conditions initiales pour ce premier test sont illustrées sur la Figure 4. 20.a en traçant le CUF pour chaque tirage. Sur la Figure 4. 20.b nous montrons la densité de probabilité du CUF initial. Le pas de classification des données, ΔCUF , est de 0.01.

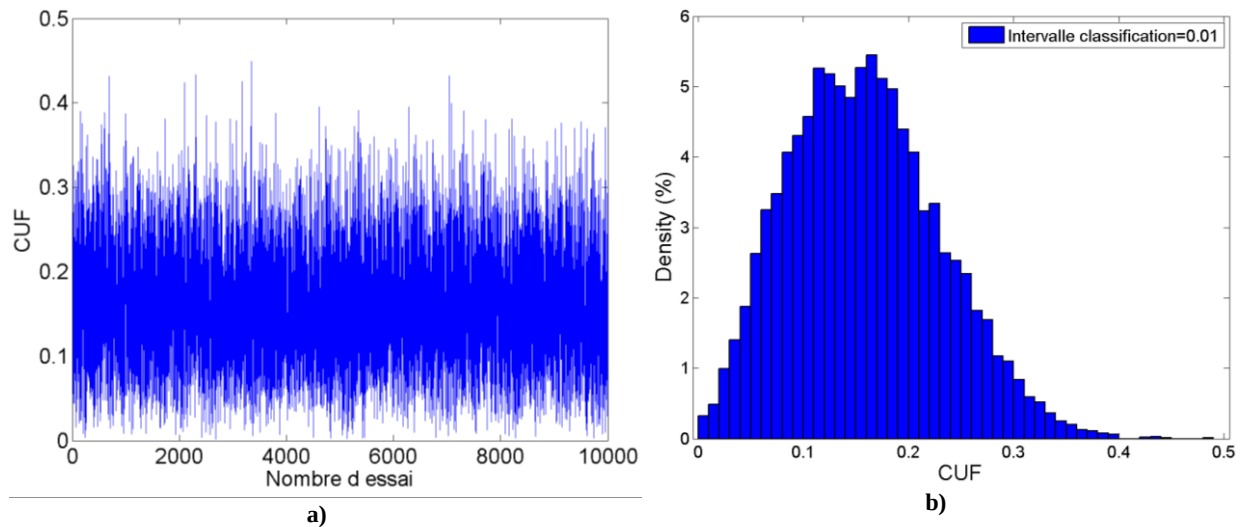


Figure 4. 20 a) Conditions de CUF initiales par nombre d'essai ;
b) densité de de probabilité ; pas de classification de 0.5

Lors de l'application de l'algorithme SQP à chaque condition initiale, nous avons obtenu les valeurs de CUF optimisé, CUF_{Finale} , montrées sur la Figure 4. 21.a. La densité de probabilité de ces données est illustrée sur la Figure 4. 21.b. Le pas de classification, ΔCUF , est de 0.001.

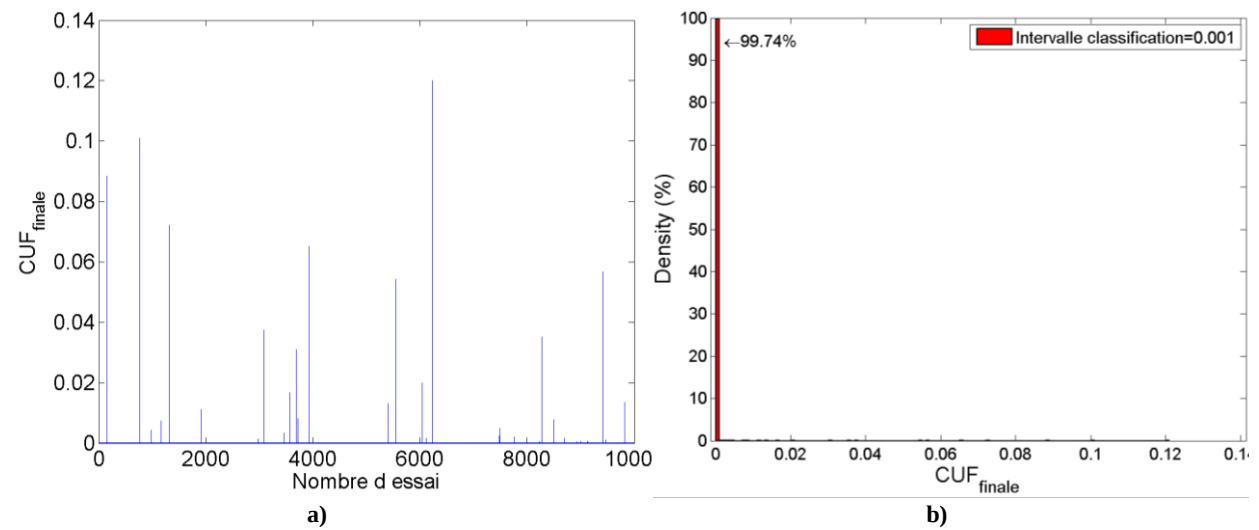


Figure 4. 21 a) Valeurs de CUF finales par nombre d'essai ;
b) densité de probabilité ; pas de classification de 0.001

Sur ce test nous concluons que dans plus de 99% des essais, la méthode SQP trouve une solution, à la condition initiale, pour laquelle le CUF final est compris entre 0 et 0,001. Cela permet de chiffrer le taux de réussite de notre algorithme à 99% sur un intervalle compris entre 0 et 0.001 du CUF.

4.6.3 Choix de l'algorithme pour la minimisation de la fonction de nature discrète

Pour la fonction discrète nous avons choisi l'algorithme de recherche exhaustive. Cet algorithme appartient à la théorie de l'optimisation combinatoire. En synthèse, il compare toutes les solutions de l'ensemble (étant celui-ci fini) à l'aide de la fonction objective. Nous approfondirons plus sur la description de cet algorithme dans l'annexe B.1.

L'algorithme de recherche exhaustive donne la priorité à la qualité. Cela car la solution optimale est toujours trouvée par comparaison de toutes les possibles solutions. Cet l'algorithme cherche des solutions dans l'ensemble combinatoire de dimension de 2^N , avec N le nombre des VEs connectés à un instant donné.

Pourtant, cet algorithme risque de sacrifier la vitesse de calcul à cause du temps qui prenne connaître tout l'ensemble de solutions. Ensuite nous montrerons la comparaison des temps de calcul de l'algorithme de RE et celui d'une autre méthode d'optimisation dans lequel nous n'avons pas besoin de connaître toutes les solutions.

Test de l'optimisation par recherche exhaustive (RE) sur la fonction objectif discrète

Comme dans le cas continu, nous avons montré que la RE est la méthode la plus pertinente, étant donné les caractéristiques du problème discret associé au CUF. Ceci dit, nous l'avons comparée avec une méthode différente supposée plus performante en termes de vitesse de calcul. Cette méthode est l'algorithme métaheuristique associé au Système des Fourmis (SF). L'adaptation du problème du CUF à la méthode des fourmis est détaillée plus amplement dans l'annexe B.4.

Comme dans le cas continu, nous avons fait varier aléatoirement les paramètres sous test du Tableau B. 2 de la fonction discrète avec une distribution uniforme respectant les intervalles spécifiés. Au final, chaque méthode a été testée sur 15000 conditions initiales aléatoires.

Paramètre sous test	Paramètre	Intervalle de variation
Oui	<i>Nombre de VEs connectés par phase</i>	de 0 à 400 VEs
Oui	<i>Nombre de maisons par phase</i>	Aléatoire en fonction du Nb. VEs
Oui	<i>Courant actif consommé par une maison</i>	Entre 0 et 20 A
Oui	<i>Courant réactif consommé par une maison</i>	Entre -2 et 2 A
Non	<i>Courant actif consommé par un VE</i>	13 A
Non	<i>Courant réactif consommé ou produit par un VE</i>	0 A

Tableau 4. 2 Intervalles de variation des paramètres

Sur la Figure 4. 22, nous montrons les données du CUF initial (bleu) et du CUF final (rouge), après l'optimisation. La Figure 4. 22.a correspond à l'expérience avec la méthode RE alors que la Figure 4. 22.b présente les résultats du test de la méthode SF.

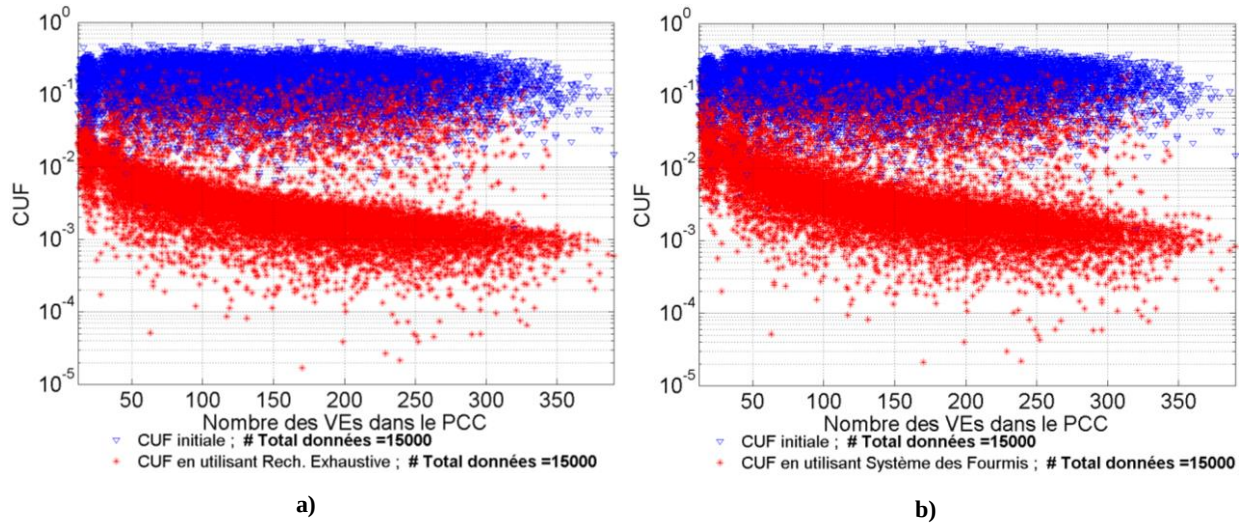


Figure 4. 22 Données des tests en fonction du nombre des VEs dans le PCC. En bleu, les conditions initiales du CUF. En rouge, a) CUF minimal en utilisant l'algorithme de RE; b) CUF minimal en utilisant l'algorithme de SF

Nous avons ensuite comparé l'évolution du temps de calcul de la solution par rapport à l'augmentation du nombre des VEs connectés, et ceci pour les deux méthodes d'optimisation. Cette évolution est illustrée sur la Figure 4. 23, où nous pouvons noter que le temps de calcul du RE est plus faible lors que le nombre des VEs se trouve bien en-dessous de 60. Néanmoins, la vitesse de calcul de la méthode SF est plus importante pour les essais avec plus de 100 VEs.

Nous concluons donc que l'algorithme RE est plus performant (en termes de temps de calcul) que le SF tant que le nombre des VEs connectés au PCC reste en-dessous de 100.

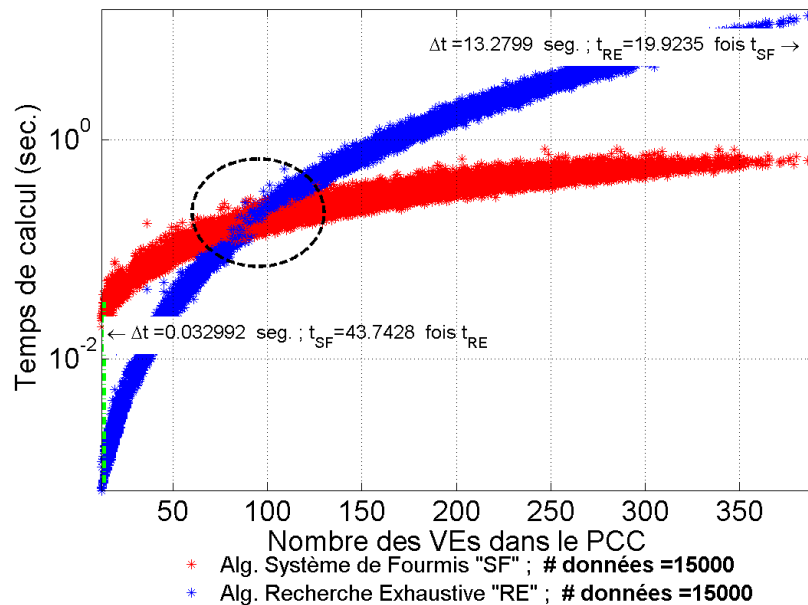


Figure 4. 23 Evolution du temps de calcul avec les nombre des VEs présents dans le PCC. En bleu, le temps de calcul de l'algorithme RE ; en rouge, le temps de calcul de l'algorithme SF ; Serveur de Calcul : 24 CPUs à 3.5 Ghz, 96 Go de memoire

Nous avons étudié plus en détail le taux de réussite en fonction du nombre des VEs dans l'annexe B.3. Nous rappelons que la méthode RE trouve toujours la solution optimale car toutes les solutions sont énumérées et comparées.

4.7 Conclusion

Nous avons établi les fondements des stratégies de minimisation du CUF dans ce chapitre. L'objectif principal des stratégies est la minimisation du facteur du déséquilibre en courant (CUF) garantissant le confort de l'utilisateur, caractérisé par un état de charge de plus de 90% lors du départ.

Nous avons défini ensuite les stratégies de minimisation des taux de déséquilibre. Dans un premier temps, nous avons exprimé le problème du CUF en fonction des courants des VEs et des habitations. Ensuite, nous avons mis en équations les contraintes sur ces paramètres.

Puis, nous avons choisi les méthodes d'optimisation dans les domaines combinatoire (pour le pilotage tout-ou-rien des VEs) ou continu (pour la modulation de la puissance active et réactive de recharge). Nous avons proposé un certain nombre de tests statistiques afin de valider la stationnarité des solutions optimales.

Enfin, nous avons défini des critères d'évaluation de la performance des stratégies d'optimisation ainsi que des critères permettant d'évaluer leur effet sur le déséquilibre en tension et leur impact sur le confort des utilisateurs des VEs.

Dans le chapitre suivant, nous utiliserons ses stratégies pour minimiser le facteur de déséquilibre en courant dans un modèle de réseau résidentiel BT.

Chapitre 5. Stratégies de minimisation du CUF portant sur la charge des véhicules.

5.1	INTRODUCTION	122
5.2	ENVIRONNEMENT DE TEST	123
5.3	SCENARIO DE DEPART : VES A LA RECHARGE SANS STRATEGIE DE MINIMISATION DU CUF	125
5.4	STRATEGIE DE RECHERCHE EXHAUSTIVE TOUT-OU-RIEN POUR L'EQUILIBRAGE SANS CONTRAINTE DE RECHARGE.....	131
5.5	STRATEGIE TOUT-OU-RIEN AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE	136
5.6	STRATEGIE DE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE 0 ET 16 A SANS CONTRAINTE DE RECHARGE.....	142
5.7	STRATEGIE DE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE 0 ET 16 A AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE.....	147
5.8	COMPARAISON DES STRATEGIES PAR CRITERES D'EVALUATION	152
5.9	COMPARAISON DES STRATEGIES : CRITERES DE PARETO	156
5.10	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	158

5.1 Introduction

Dans le chapitre 4, les stratégies d'optimisation ont été présentées. Les éléments constitutifs de ces stratégies ainsi que le problème du CUF dans les domaines continus et discrets ont été illustrés. Ce chapitre est dédié à l'application des méthodes présentées sur un cas de réseau résidentiel.

Le réseau test est soumis à un scenario portant sur 100% de VEs, c'est-à-dire que tous les véhicules sont considérés électriques.

Deux techniques basées l'une sur la modulation de la puissance absorbée, l'autre sur le tout ou rien seront mises à contribution pour minimiser les taux de déséquilibre dans un premier temps sans se préoccuper du SOC final et dans un second temps en assurant un SOC final de 90% au minimum.

5.2 Environnement de test

L'environnement de test est constitué du gestionnaire du CUF, du point de connexion commun (PCC) souhaité pour la simulation des stratégies et de la durée du temps pendant laquelle la stratégie et les acteurs connectés au PCC interagissent.

5.2.1 Le réseau électrique pour le test des stratégies

Les stratégies de minimisation du déséquilibre ont été appliquées dans tous les lotissements composant le réseau résidentiel. L'impact sur le confort des utilisateurs des VEs sera aussi évalué. L'impact sur le déséquilibre en tension ne sera évalué que dans le lotissement représentant le pire cas. Comme montré dans le chapitre 3, il s'agit du lotissement 9.

5.2.2 Distribution des véhicules

Le taux d'insertion choisi pour le test de stratégies est de 100%. Ce qui veut dire qu'il y a 107 VEs distribués aléatoirement parmi les 18 lotissements. A cet effet, le lotissement 9 regroupe 8 VEs parmi les 6 maisons qui y sont connectées.

Les détails de la distribution des véhicules dans le réseau sont explicités plus haut dans le chapitre 3 (§3.2)

5.2.3 Durée de temps du test des stratégies

En se basant sur la norme EN 50160, la fenêtre de mesure est d'une semaine avec un échantillonnage des mesures du déséquilibre de 10 minutes. Cela constitue 1015 mesures temporelles pour chaque élément composant le réseau.

5.2.4 Schéma du lotissement 9

Le lotissement 9, qui rappelons le, correspond au pire des cas, est montré sur la Figure 5. 1. Il est composé de 6 maisons et 8 VEs. Le Tableau 5. 1 résume les spécifications des VEs connectés.

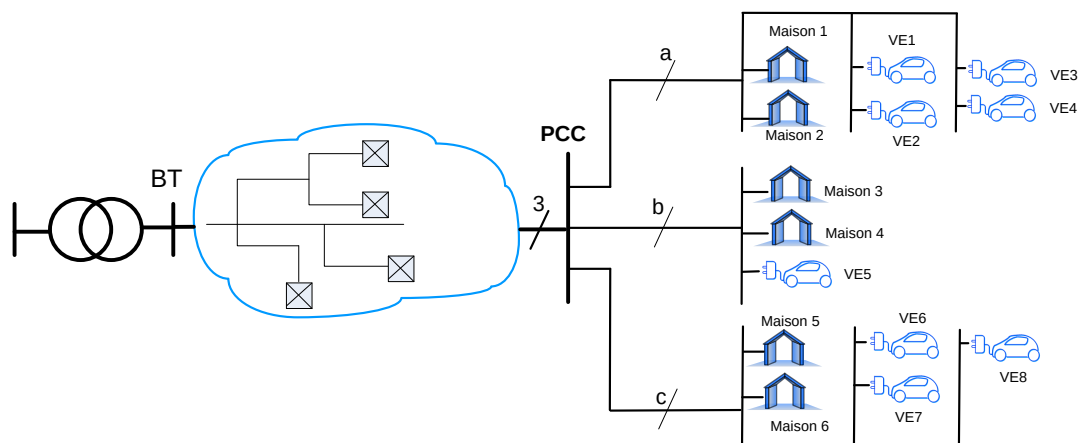


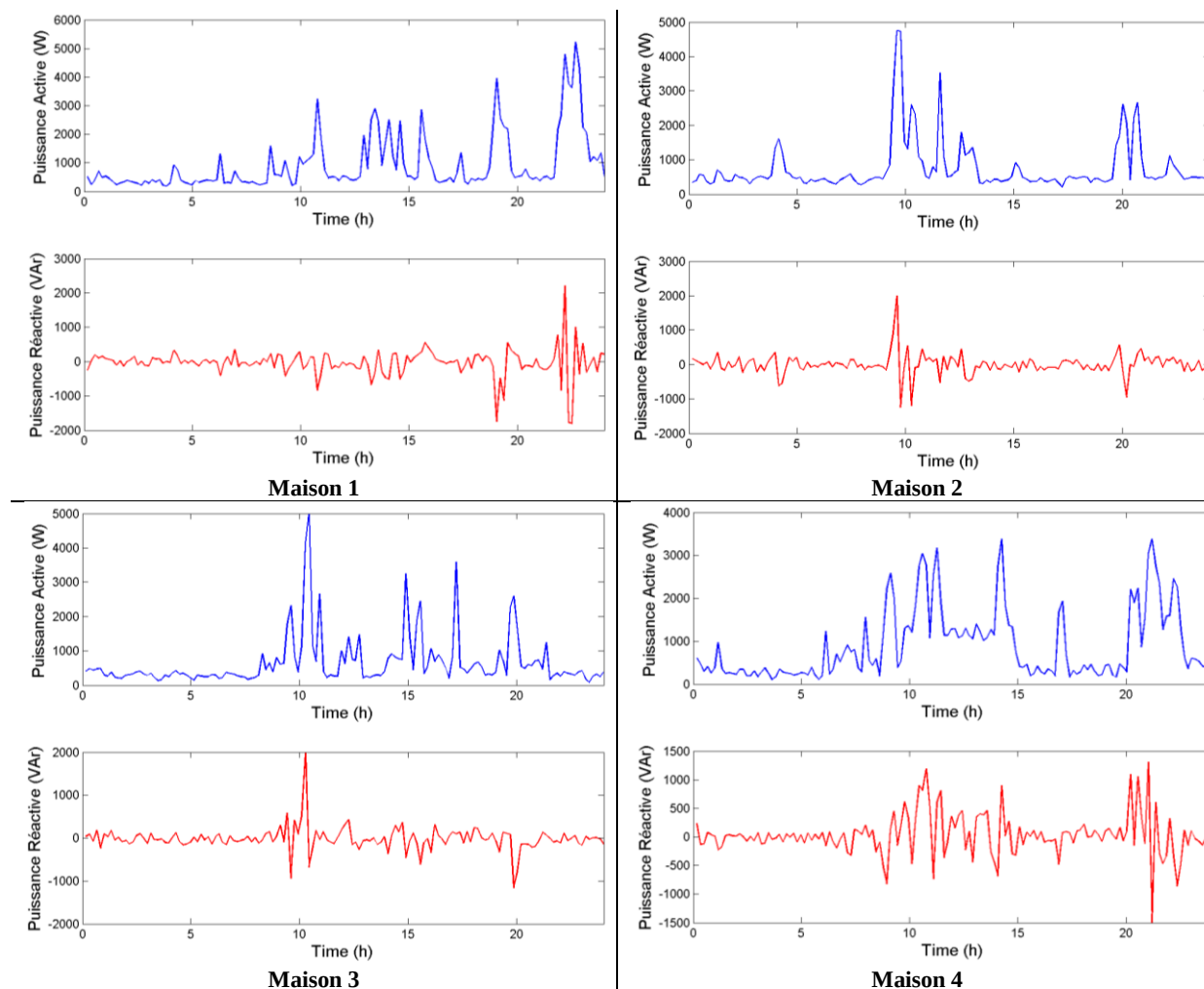
Figure 5. 1 Lotissement N° 9 dans le réseau résidentiel test

Véhicule	Capacité nominale de la batterie (kWh)
V1	5.1
V2	18

V3	15.5
V4	15.5
V5	10.3
V6	18
V7	15.5
V8	15.5

Tableau 5. 1 Spécification des tailles des batteries dans le lotissement échantillon

Comme exemple de profils des habitations, des profils journaliers de puissance active et réactive de chaque maison raccordée du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 5. 2.



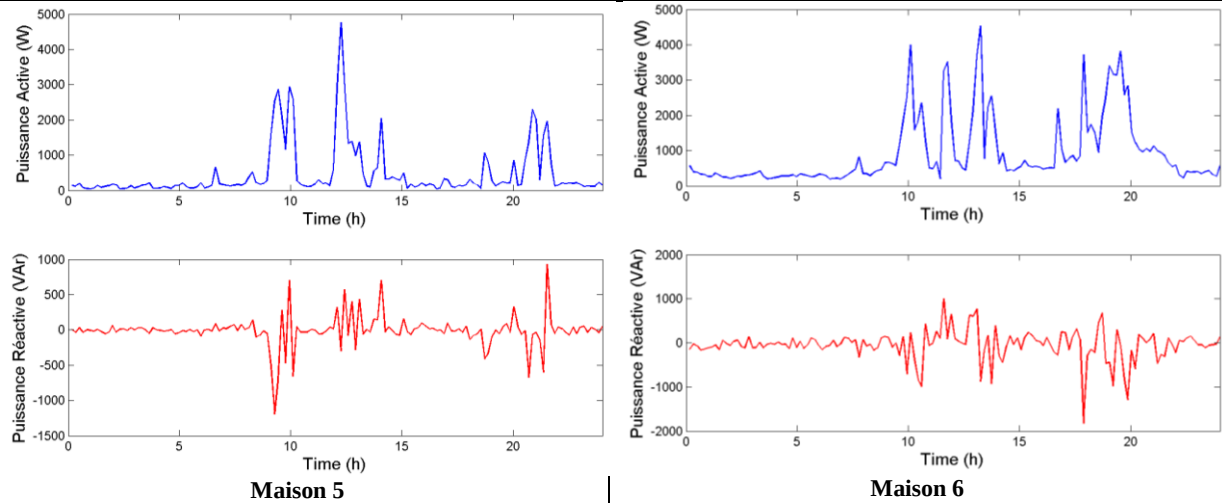


Figure 5. 2 Profils de puissance active et réactive des maisons du lotissement 9 correspondant au lotissement 2

5.3 Scenario de départ : VEs à la recharge sans stratégie de minimisation du CUF

5.3.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 5. 3. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 5. 4. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine.

Les profils du SoC permettent de suivre l'évolution du SoC dès l'arrivée des véhicules. Les profils de courant de recharge permettent de visualiser les temps d'arrivée et de fin de recharge. Nous rappelons que l'amplitude des courants de recharge a été supposée la même pour tous les VEs ; nous considérons à cet effet que les chargeurs délivrent le même courant et ne sont pas affectés par les variations de tension des batteries.

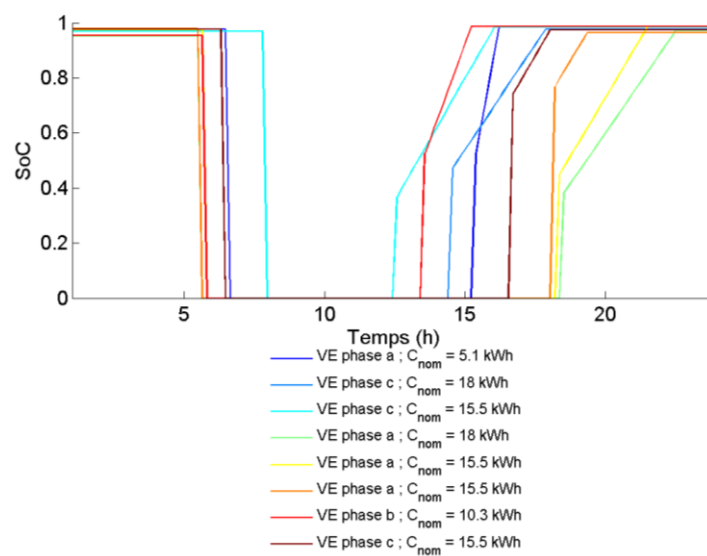


Figure 5. 3 Allures du SoC des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9

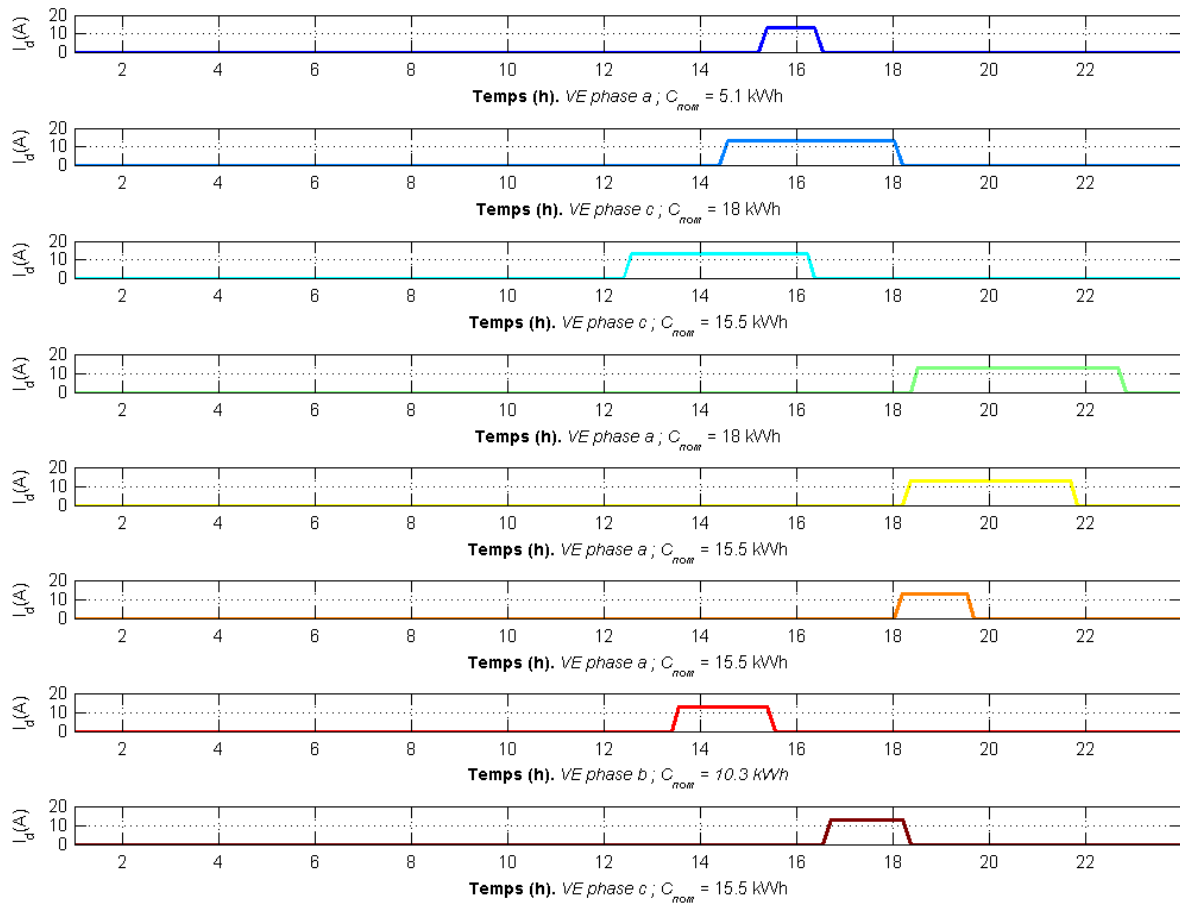


Figure 5. 4 Allures des courants de recharge des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9

5.3.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 5. 5 et la Figure 5. 6. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement sur une journée de la semaine. Nous avons utilisé les profils journaliers des maisons alimentées par le nœud N°9 ainsi que la distribution des véhicules dont un échantillon est donné dans la Figure 5. 4. On remarque, comme prévu, une aggravation des déséquilibres dus aux VEs.

Notons ici qu'il ne s'agit que d'un échantillon sur une journée, les résultats portant sur toute une semaine, plus complets, nous serviront de base de comparaison et d'évaluation de nos stratégies d'optimisation.

L'analyse des données se centrera également sur les cinq critères décrits dans le chapitre 4 (§4.3.3) : Ces critères sont : le Taux de réussite, le CHCUF, le VUN, le R_CPLT et le DFCPR., qui on le rappelle sont :

- Le Taux de réussite est le pourcentage des valeurs du CUF se trouvant à l'intérieur d'un intervalle de réussite. Cet intervalle est défini comme suit $[0, 0.1]$. La limite maximale est proposée par plusieurs documents des pratiques recommandées en électrotechnique (EMSD

2005). Cette valeur maximale est aussi comprise dans les limites de la norme IEEE Std 739-1995 (IEEE Std. 1995).

- Le CHCUF (Cumulé hebdomadaire du CUF) décrit en pourcentage, le cumulé toutes les mesures du CUF pendant la semaine test divisé par le nombre de mesures et le nombre de lotissements.
- Le VUN (Equilibre en tension selon la norme) est le résultat du calcul du nombre de fois que le VUF se trouve en dessous de 0.02 pendant la semaine divisé par le nombre total des mesures.
- Le R_CPLT (Recharge complète) est le résultat, en pourcentage, du calcul du nombre départs des VEs dans lesquels le SoC est en dessous de 90% par rapport au total de départs des VEs enregistrés pendant la semaine test.
- Le DFCPR (Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)) décrit la distribution des fréquences des consignes actives et réactives dans les quatre quadrants du plan de puissances.

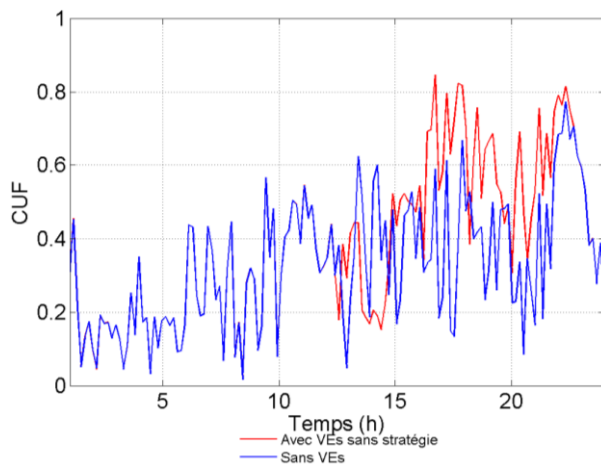


Figure 5. 5 Allure de CUF journalier au niveau du PCC9

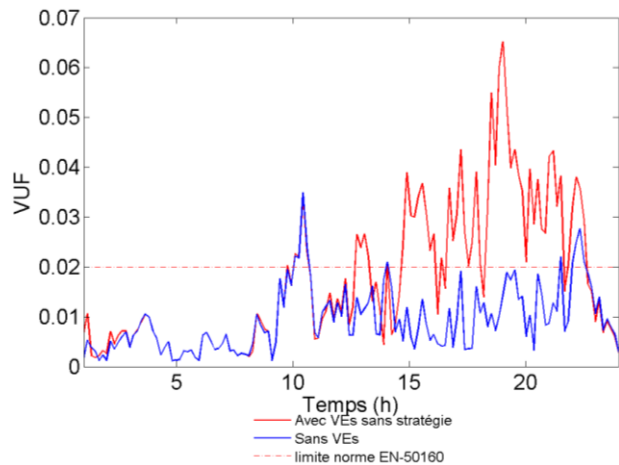


Figure 5. 6 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9

5.3.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Nous rappelons que le taux de réussite est le pourcentage de valeurs minimisées du CUF qui se trouvent dans l'intervalle $[0, 0.1]$ ($\text{CUF}_{\min} < 0.1$).

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 5. 7.a. Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements, dans le scénario où il n'y a pas des VEs. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5. 7.b. Les barres d'erreur (très étroites) illustrent la précision due à la classification des données brutes (Figure 5. 7.b).

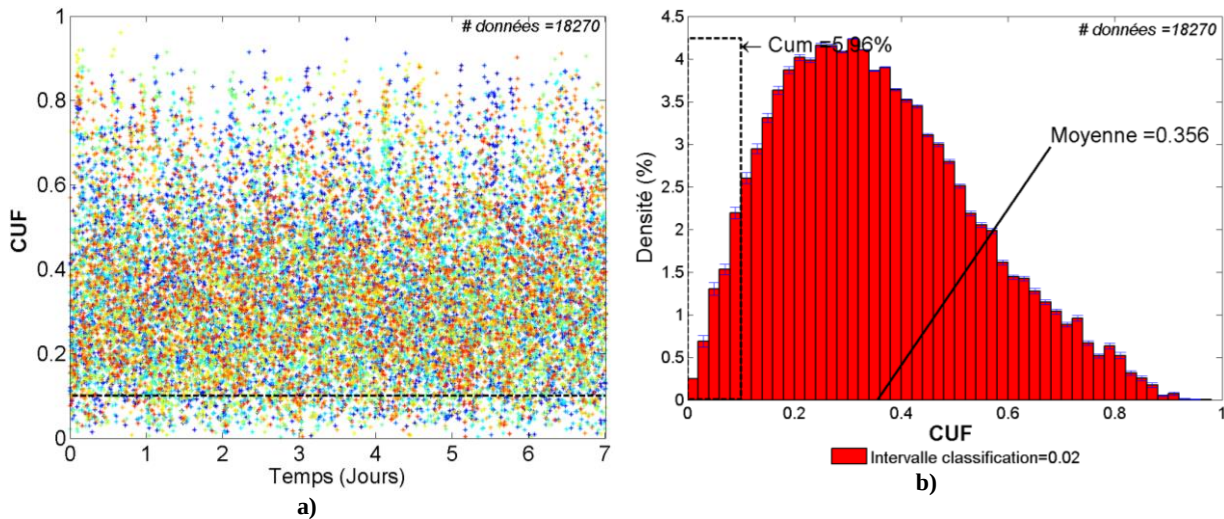


Figure 5.7 Scenario du réseau sans VEs : a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Les valeurs du CUF après l'insertion des VEs sans stratégie de minimisation sont montrées sur la Figure 5.8.a. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5.8.b.

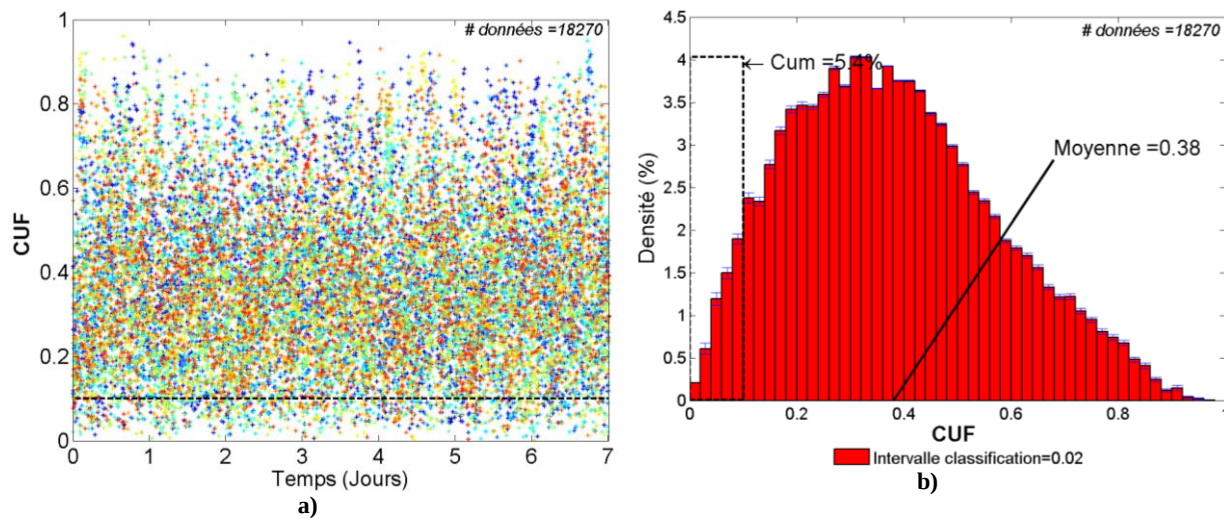


Figure 5.8 Scenario du réseau avec VEs et sans stratégie : a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le pourcentage des valeurs du CUF en dessous de 0.1 dans le scénario sans VEs est 5.96%.
- Le pourcentage des valeurs du CUF en dessous de 0.1 dans le scénario avec VEs sans aucune stratégie de minimisation est de 5.39%. Cela permet de conclure que l'insertion des VEs a dégradé le CUF minimal ($\text{CUF} < 0.1$) de 0.57%, ce qui donne un écart relatif de 9.6%.

Le critère CHCUF

Les valeurs du CHUF correspondent aux moyennes dans les figures ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF dans le Scenario du réseau sans VEs est de 0.356.
- Dans le cas du réseau résidentiel avec les VEs sans stratégie le CHCUF est 0.380, ce qui donne un écart relatif de plus de 6% par rapport au scénario sans VEs.

5.3.4 Analyse du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Le VUF du scénario sans VEs, est illustré par la Figure 5. 9.a. La densité de probabilité de ces données est présentée sur la Figure 5. 9.b. La mesure de l'équilibre selon la norme est représentée par le critère VUN (Taux normalisé de déséquilibre en tension, § 4.3.3). Ce critère peut être déduit de la densité de probabilité du VUF. Nous rappelons que le VUN est l'accumulation de la probabilité de toutes les mesures en dessous de 0.02.

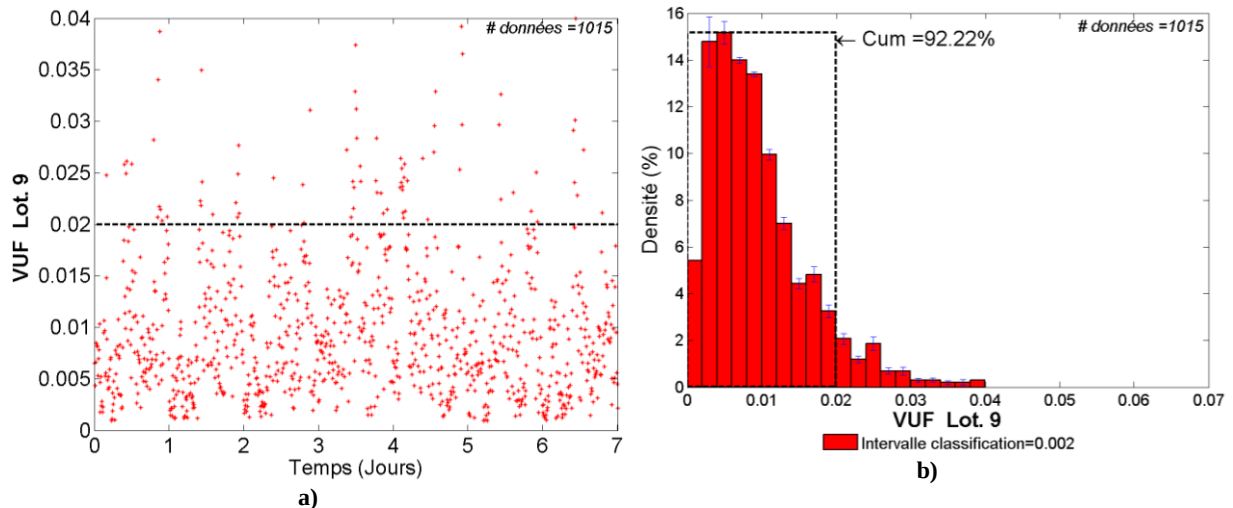


Figure 5. 9 Scenario sans VEs : a) Données du VUF de tous les lotissements ; b) Densité de probabilité correspondante

Les valeurs du VUF après l'insertion des VEs sans stratégie de minimisation sont montrées sur la Figure 5. 10.a. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5. 10.b.

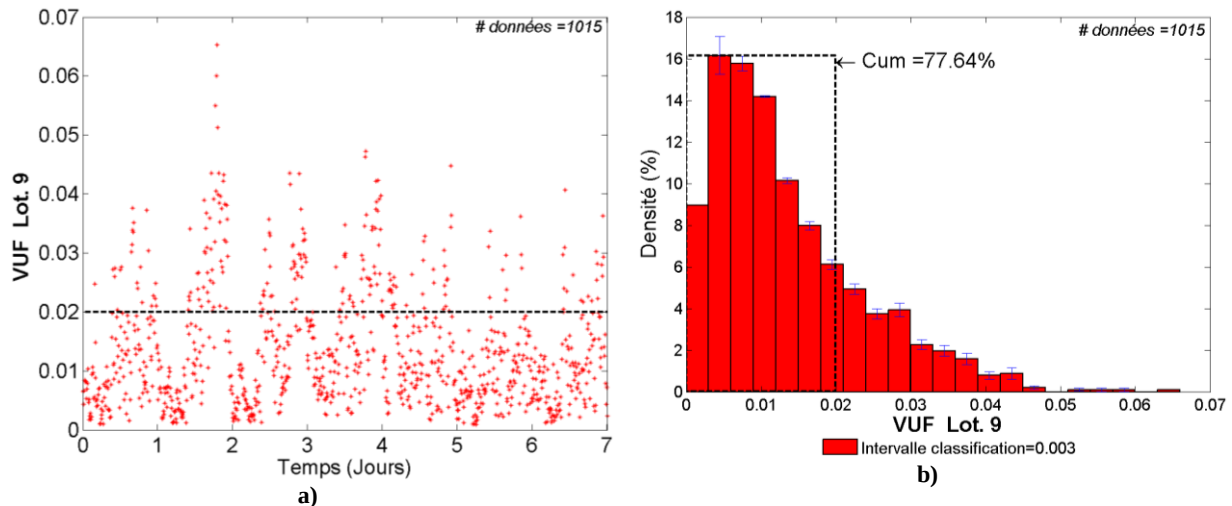


Figure 5. 10 Scenario avec VEs et sans stratégie : a) Données du VUF de tous les lotissements; b) Densité de probabilité correspondante

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN lorsque il n'y a pas des VEs connectés est de 92.22%.
- La valeur du VUN lorsque il y a des VEs connectés est de 77.63%.
- La détérioration de l'équilibre normalisé est de plus de 15 % en écart absolu.

5.3.5 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 5. 11.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT. Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 97% des cas (soit 534 instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Seulement 3% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 5. 11.b. Il est observé que les SoC les plus probables lors du départ s'approchent de 100%.

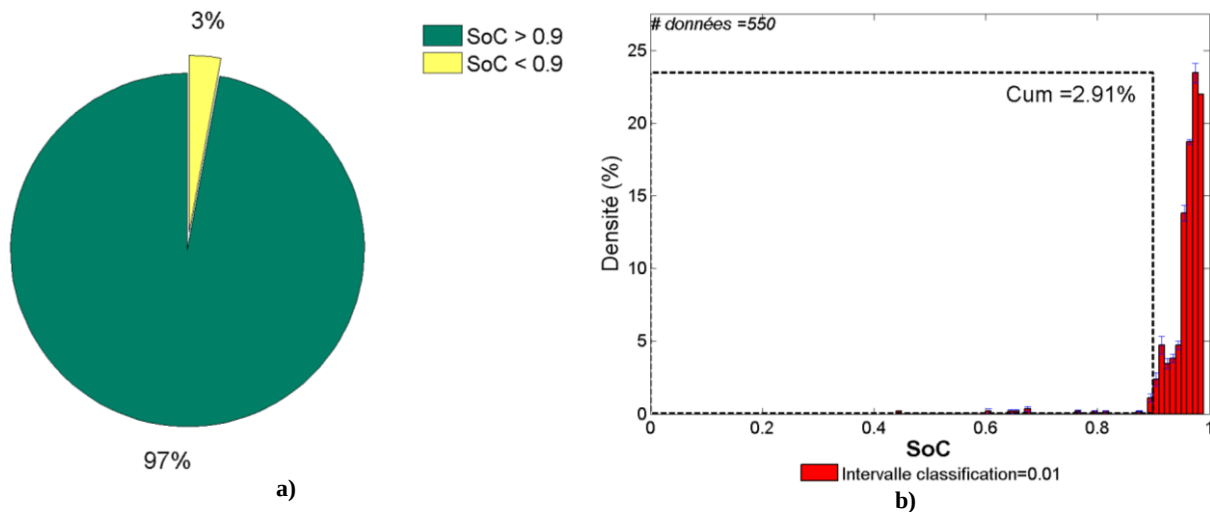


Figure 5. 11 a) Répartition des événements de départ avec recharge complétée (SoC_{FINAL} supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_{FINAL} à l'instant du départ des VEs

5.3.6 Critère DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

Il est évident que lorsqu'il n'y a pas de stratégie, la charge s'effectue en tout ou rien et ce, sans contrôle ; le courant de charge est supposé égal à 13 A, ce qui correspond à un chargeur de 3 kW. Par abus de langage, le DFCPR désignera ici la puissance de charge et non sa consigne.

La Figure 5. 12 montre le critère DFCPQ. La plupart des charges se concentrent comme prévu autour de 2.9 kW. . Les déviations observées sur la puissance active sont dues aux variations de tension au point de raccordement, du fait que l'on a modélisé les chargeurs comme des sources de courant et non de puissance. En plus de cela, les déviations observées sur la puissance réactive sont dues au pas de d'échantillonnage des consignes de puissances active et réactive de 50 unités (W ou Var).

Les résultats montrés dans la Figure 5. 12 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 6714 connexions.

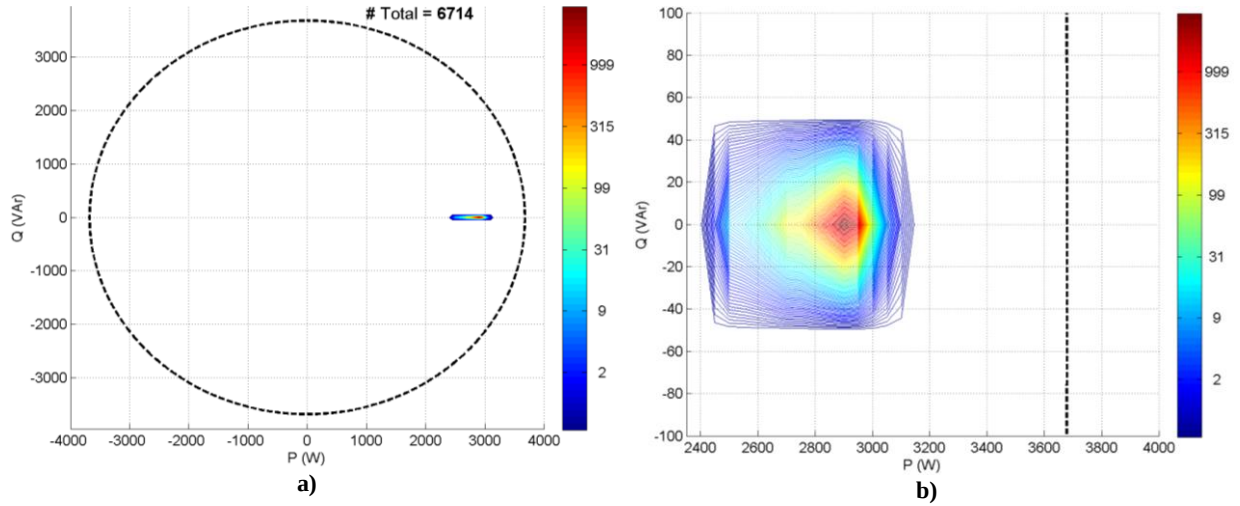


Figure 5.12 a) Distribution des fréquences des consignes en P et Q, critère DFCPR ; b) Zoom sur la figure (a)

5.3.7 Conclusions partielles

- Sur notre exemple, l'introduction des VEs à un taux d'insertion de 100% n'affecte pas de manière sensible le cumulé de mesures du CUF dans l'intervalle $[0, 0.1]$, toutefois l'écart relatif reste non négligeable (9.6%).
- Les VEs causent une augmentation relative du CUF moyen (CHCUF) de 6.77%.
- Les VEs détériorent l'équilibre en tension. La détérioration de l'équilibre normalisé est de plus de 15 % en écart absolu.
- 97% des possibilités de départ assurent un taux de charge de 90% minimum.
- Les consignes de puissance consommée par les VEs se concentrent autour de la puissance nominale, comme prévu puisque la « consigne » de charge est le courant de charge nominal du chargeur de 3kW.

5.4 Stratégie de recherche exhaustive tout-ou-rien pour l'équilibrage sans contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur une stratégie tout-ou-rien. On cherche ici à minimiser la fonction objectif discrète décrivant le CUF comme expliqué dans la section §4.4.2. Cette stratégie est dite tout-ou-rien car elle n'utilise que les ordres de connexion et de déconnexion des VEs. La contrainte sur l'état des charge des batteries à l'instant de départ n'est pas prise en compte.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème discret du CUF (section §4.5.2) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned} \min_{\substack{\beta \in 2^N \\ t=t_k \\ Lot=L}} f_d(\beta) \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation recherche exhaustive proposé dans le chapitre 4. Aucune contrainte de recharge n'est prise en compte. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$I_{dj} = 13 * \beta_j^* \quad \forall j = 1, \dots, N$$

$$I_{qj} = 0,$$

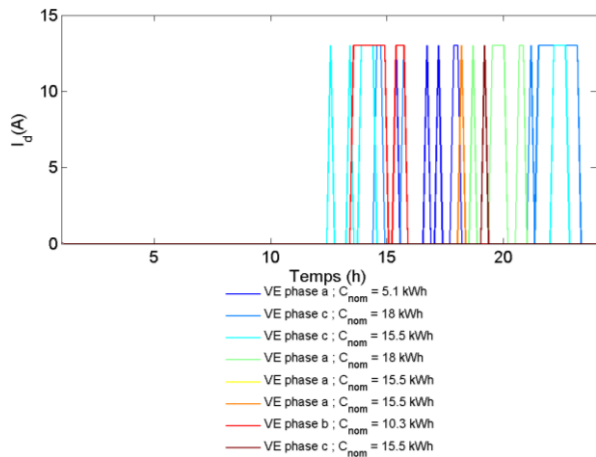
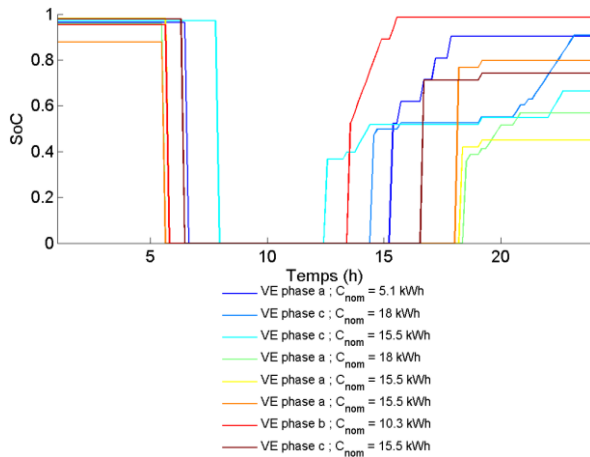
Restrictions liées au mode de recharge

Pour cette stratégie la seule restriction est que le VE soit chargé (à tension nominale). à une puissance constante de 3 kW (13A@230V) ou déconnecté avec une consigne de 0 kW. Les seules consignes permises sont donc 13 A et 0 A.

5.4.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 5. 13. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 5. 14. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine.

Les profils du SoC permettent de suivre l'évolution du SoC dès l'arrivée des véhicules. Les profils de courant de recharge permettent de visualiser les temps d'arrivée et de fin de recharge.



5.4.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 5. 15 et la Figure 5. 16. Ces allures correspondent au comportement des VEs illustré par les SoCs et les courants présentés dans la section précédente. On remarque une amélioration des déséquilibres due à la stratégie proposée dans cette section.

Notons ici qu'il ne s'agit que d'un échantillon sur une journée, les résultats portant sur toute une semaine, plus complets nous serviront de base de comparaison et d'évaluation de nos stratégies d'optimisation.

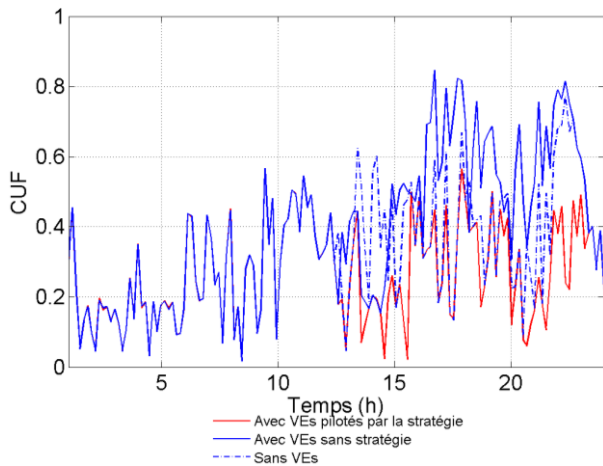


Figure 5. 15 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; Stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge

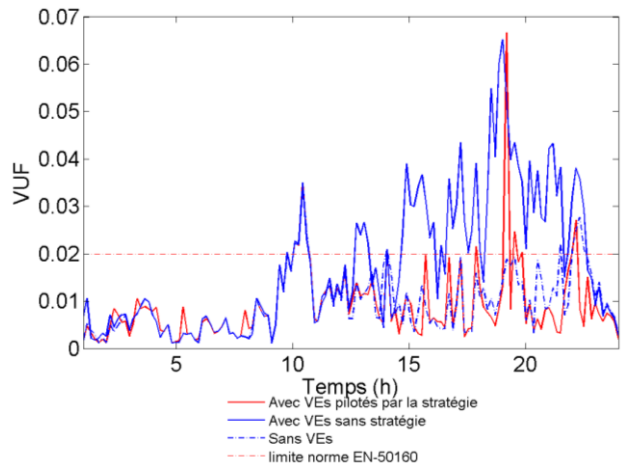


Figure 5. 16 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; Stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge

5.4.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Nous rappelons que le taux de réussite est le pourcentage de valeurs minimisées du CUF qui se trouvent dans l'intervalle $[0, 0.1]$ ($CUF_{min} < 0.1$).

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 5. 17.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements, dans le scénario de la stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5. 17.b. Les barres d'erreur illustrent la précision due à la classification des données brutes (Figure 5. 17.b).

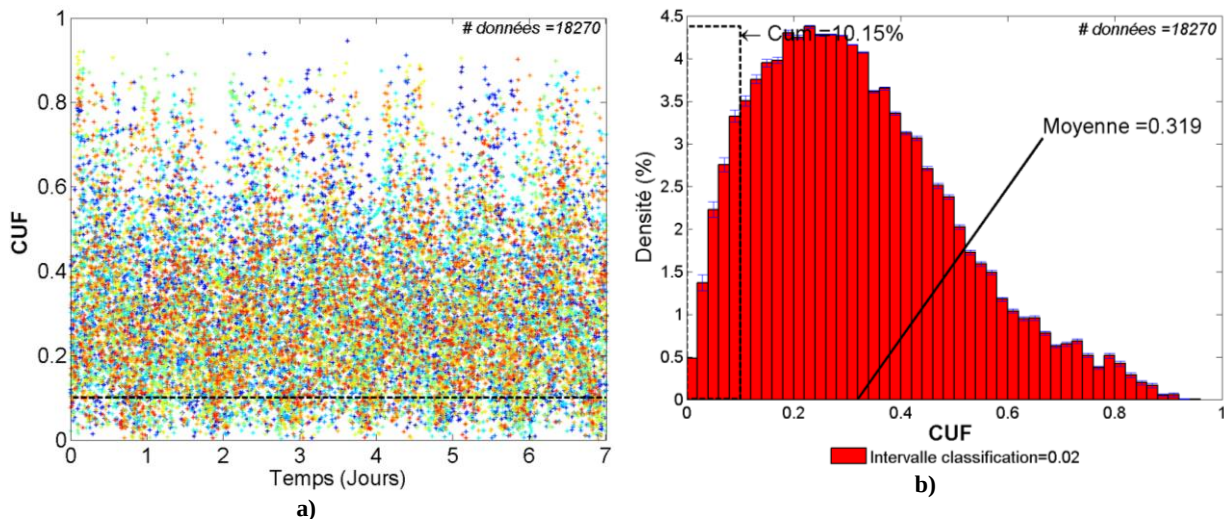


Figure 5. 17 Scénario du réseau avec VEs et avec Stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 10.15 %. Soit plus de 10 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.
- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 88 % par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.319. Cela donne une amélioration relative de plus de 16% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

5.4.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Le VUF du scénario de la stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge est illustré par la Figure 5. 18.a. La densité de probabilité de ces données est présentée sur la Figure 5. 18.b. La mesure de l'équilibre selon la norme est représentée par le critère VUN (Taux normalisé de déséquilibre en tension, § 4.3.3). Nous rappelons que le VUN est l'accumulation de la probabilité de toutes les mesures en dessous de 0.02.

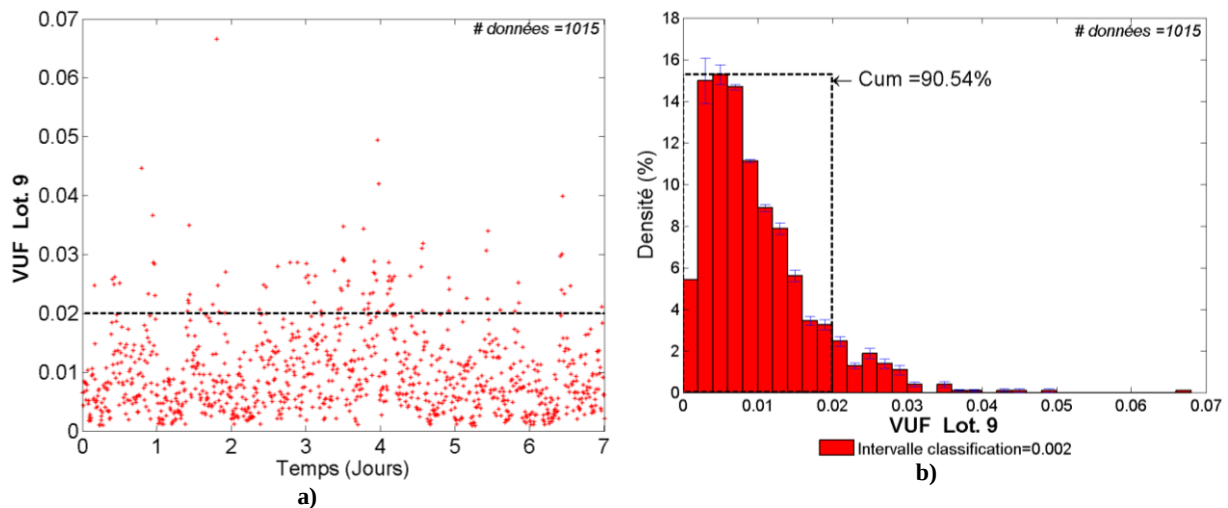


Figure 5. 18 Scénario du réseau avec VEs et avec Stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge: a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 90.54%. L'amélioration est de plus de 12 % en écart absolu par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).

5.4.5 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 5. 19.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT. Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans plus de 76% des cas (soit 423 instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Au moins plus de 23% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 5. 19.b.

Cela permet de conclure que dans plus 23% de départs de leurs maisons, les utilisateurs des VEs n'ont pas un état de charge satisfaisant.

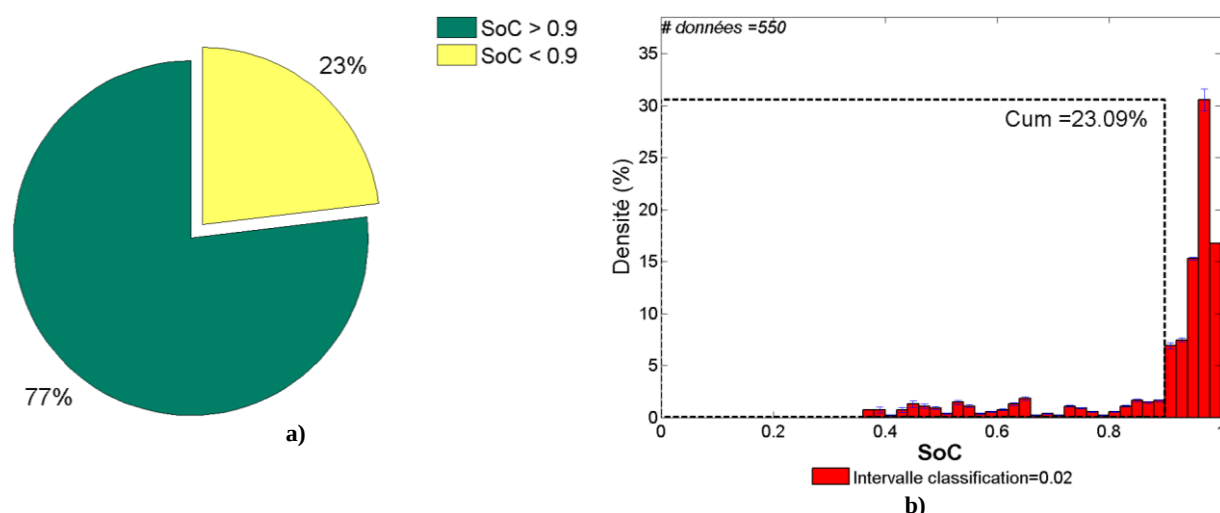


Figure 5.19 a) Répartition des événements de départ avec recharge complété (SoC_FINAL supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_FINAL juste avant le départ des VEs ; Stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge

5.4.6 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 5. 20 montre le critère DFCPQ lors du scenario de la stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge. Comme prévu, la plupart des consignes se concentrent autour de 0 kW et de 2.9 kW correspondant au courant de 13 A sous 230V.

Les résultats montrés dans la Figure 5. 20 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 22548 connexions.

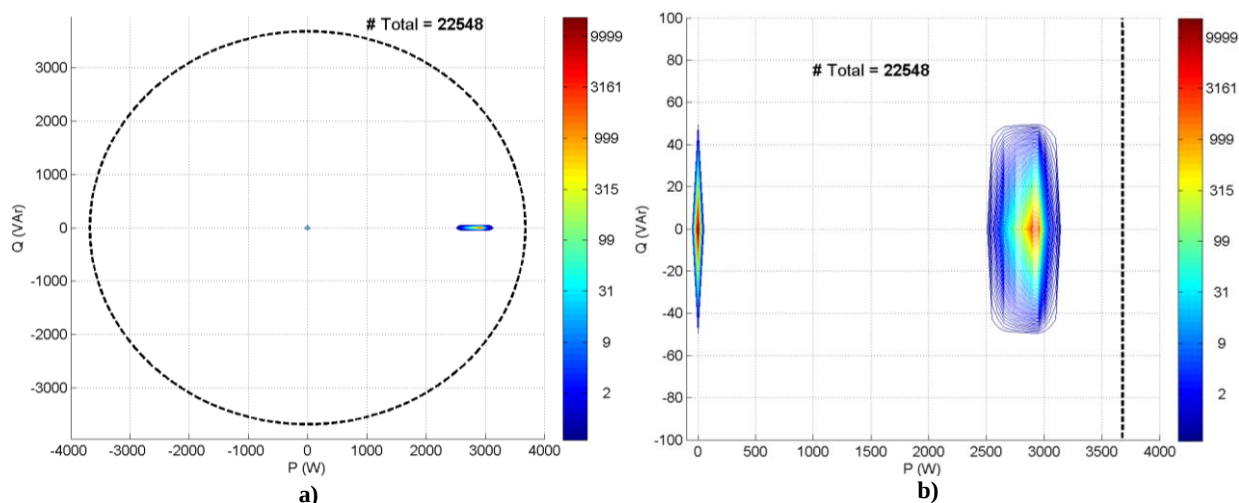


Figure 5.20 a) Distribution des fréquences des consignes en P et Q, critère DFCPR ; Stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge ; b) Zoom de la distribution des fréquences

5.4.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 5. 2. Nous concluons évidemment que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scenario sans stratégie. Néanmoins, l'indice R_CPLT illustre l'impact important de cette stratégie sur le confort des utilisateurs des VEs.

Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
------------------	-------	-----	--------

Avec Stratégie	10.15 %	0.319	90.54%	77%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 88% d'amélioration relative	Plus de 16 % de réduction en écart relatif	Plus de 12% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	En-dessous du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 5. 2 Scores pour la stratégie tout-ou-rien sans contrainte de recharge

5.5 Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la stratégie tout-ou-rien, étudiée dans la dernière section, en ajoutant la contrainte de recharge.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème discret du CUF (section §4.5.2) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{\beta \in 2^N \\ t=t_k \\ Lot=L}} f_d(\beta) \\
 & \text{s. t.} \\
 & Contr_{soc}(\beta_j) \forall j = 1, \dots, N.
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation recherche exhaustive proposé dans le chapitre 4. La fonction $Contr_{soc}$ est la *contrainte sur la recharge*. Nous détaillerons ensuite cette contrainte. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= 13A * \beta_j^* & \forall j = 1, \dots, N \\
 I_{qj} &= 0A,
 \end{aligned}$$

Restrictions liées au mode de recharge

Pour cette stratégie la seule restriction est que le VE soit chargé à une puissance constante de 3 kW (13A@230V) ou déconnecté avec une consigne de 0 kW (à tension nominale). Les seules consignes permises sont donc 13 A et 0 A.

Contrainte de recharge

La contrainte de recharge restreint la participation des VEs dans l'algorithme de minimisation. Cette restriction se base sur la priorité de charger le véhicule de façon à avoir un état de charge suffisant lors du départ le lendemain. Cette priorité a donc été formulée et utilisée dans l'algorithme implémentant la contrainte de recharge (logigramme de la Figure 5. 21). L'évaluation de cette contrainte est faite à chaque pas de temps pendant le temps que le VE reste connecté à la maison.

Ce logigramme est décrit comme suit :

1. Etant donné l'instant $t_k = k + \Delta T$ dont $\Delta T = 10 \text{ mins}$:
 - a. Etant donné le lotissement i ,
 - i. Déterminer le nombre de VEs connectés au PCC à cet instant
 - ii. Tous les VEs connectés au PCC i ont été évalués ?
 - Si oui, les consignes de recharge ou de déconnexion sont distribuées parmi les VEs du PCC i . FIN de l'algorithme
 - Si non, calculer la priorité de recharge du VE j
 - iii. Est-ce que le VE X a la priorité de charger ?
 - Si oui, le courant de recharge doit être fixée à 13 A
 - Si non, le VE j est autorisé à participer à la stratégie tout-ou-rien de minimisation du CUF
 - iv. Le VE suivant est évalué, revenir sur le pas ii
 - b. Répéter pour tous les lotissements, revenir sur le pas a .
2. Répéter cette procédure à chaque instant, revenir sur le pas 1.

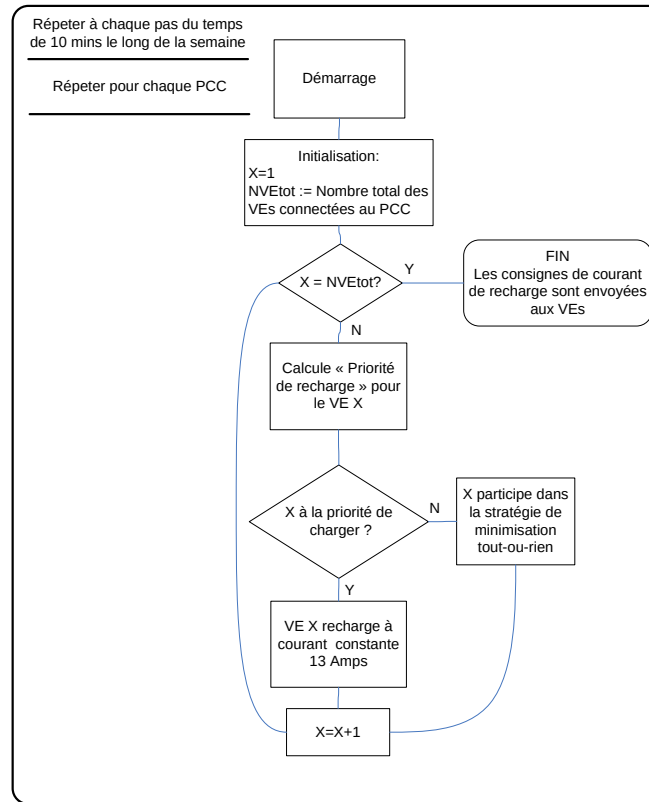


Figure 5. 21 Logigramme de l'algorithme de restriction temporelle

Il faut donc définir la fonction de priorité de charge d'un VE. Etant donnée le VE X ayant une batterie avec capacité nominale $C_{NomBat,j}$, à un instant donné t_k , T_{Rchj} représente le temps nécessaire pour charger le VE j à puissance P_{Rch} (Equation 5. 1) jusqu'à un SoC final de 100%.

$$T_{Rchj} = (SoC_{FINAL} - SoC(t_k)) \frac{C_{NomBat,j} [kWh]}{P_{Rch} [kW]} \quad \text{Equation 5. 1}$$

Etant donnée un instant de départ du lendemain T_{dept} , le coefficient w_X est défini selon l'Equation 5. 2. T_{rest} est le temps qui reste avant le départ.

$$w_j = \frac{T_{Rchj}}{T_{deptj} - t_k} = \frac{T_{Rchj}}{T_{restj}} \quad \text{Equation 5. 2}$$

La priorité de charger le VE X , $Prte_x$, est définie comme ensuite :

$$Prte_j = \begin{cases} Vrai, & si\ w_j \geq 0.95 \\ Faux, & si\ w_j < 0.95 \end{cases} \quad \text{Equation 5. 3}$$

5.5.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 5. 22. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 5. 23.

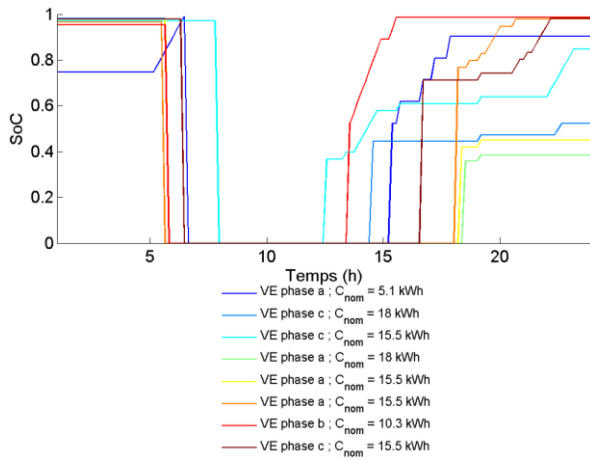


Figure 5. 22 Allures du SoC des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

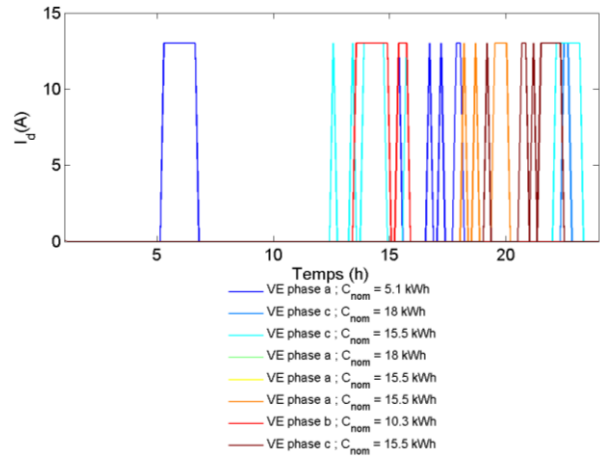


Figure 5. 23 Allures des courants de recharge des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

5.5.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 5. 24 et la Figure 5. 25. Ces allures correspondent au comportement des SoCs et des courants présentés dans la section précédente. Dans ces figures on constate qu'à un instant donné (à peu près vers 5h du matin) la contrainte sur la recharge (en courant et en tension) affecte le déséquilibre du lotissement plus que dans le scénario sans stratégie.

Les résultats portant sur toute une semaine, plus complets nous serviront de base de comparaison et d'évaluation de nos stratégies d'optimisation.

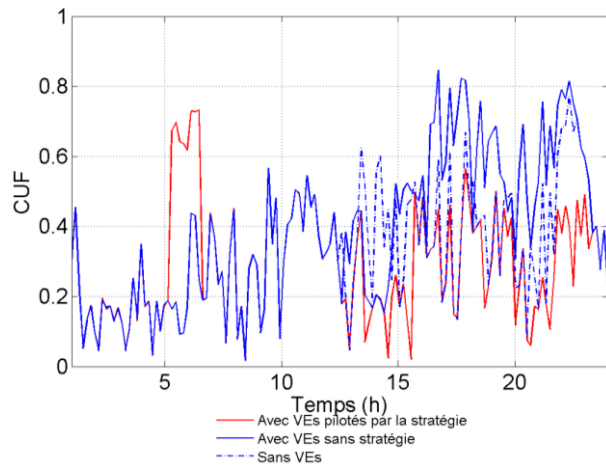


Figure 5. 24 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

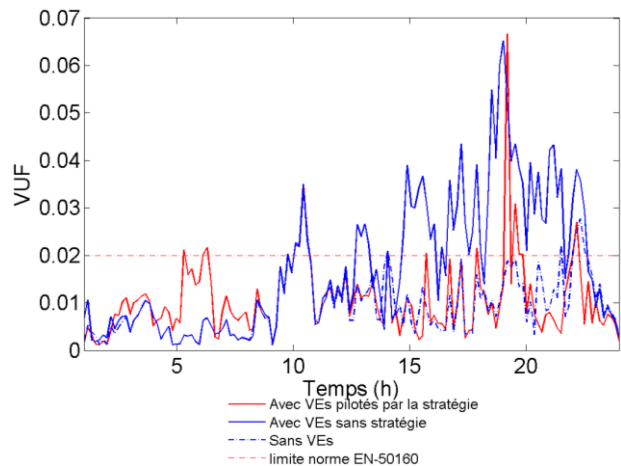


Figure 5. 25 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 5. 24 et la Figure 5. 25. Ces allures correspondent au comportement des SoCs et des courants présentés dans la section précédente. Dans ces figures on constate qu'à un instant donné (à peu près vers 5h du matin) la contrainte sur la recharge (en courant et en tension) affecte le déséquilibre du lotissement plus que dans le scénario sans stratégie.

5.5.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 5. 26.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements, dans le scénario de la stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5. 26.b.

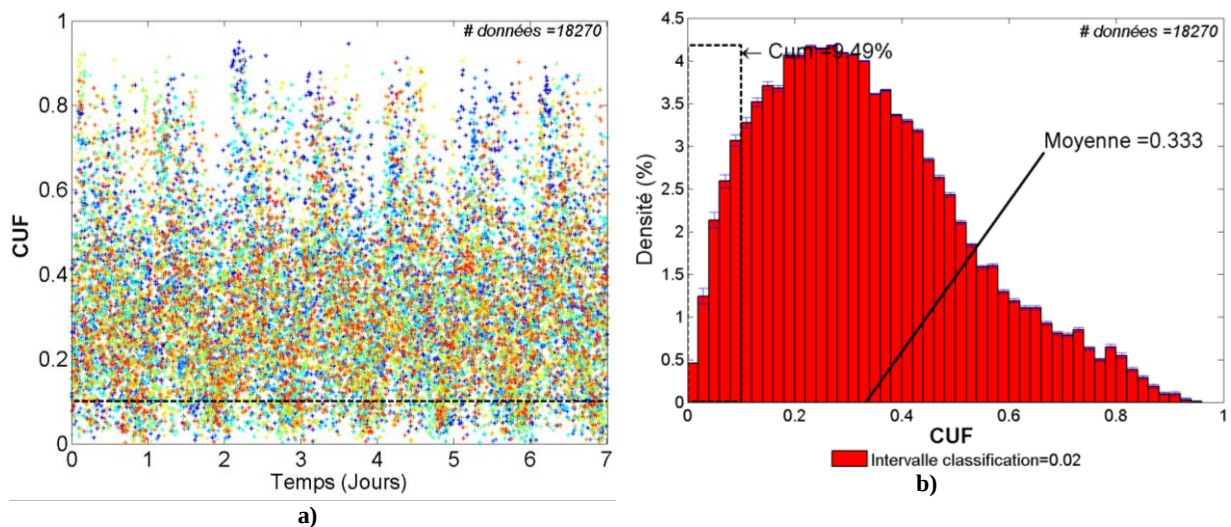


Figure 5. 26 Scénario du réseau avec VEs et avec Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous présentons ensuite quelques observations sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 9.48 %. Soit plus de 9 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.

- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 75 % par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.333. Cela donne une amélioration relative de plus de 12% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

5.5.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Le VUF dans le scénario stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge est illustré par la Figure 5. 27.a. La densité de probabilité du VUF correspondante est présentée sur la Figure 5. 27.b. La mesure de l'équilibre selon la norme est représentée par le critère VUN (Taux normalisé de déséquilibre en tension, § 4.3.3).

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 87.68%. L'amélioration en écart absolu est de plus de 10 % par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).

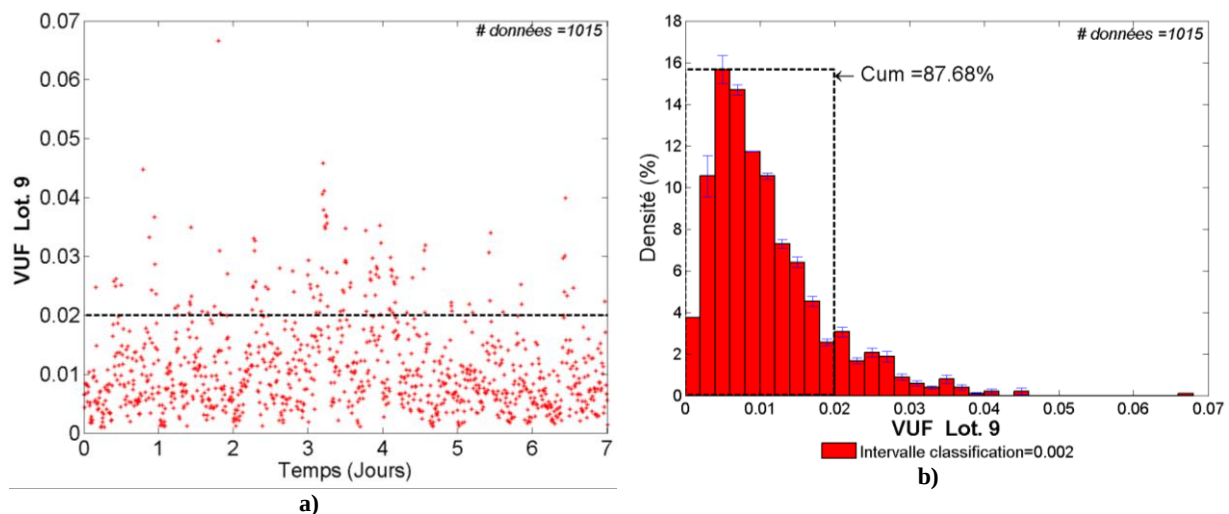


Figure 5. 27 Scénario du réseau avec VEs et avec Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge: a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

5.5.5 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 5. 28.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT. Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans plus de 96% des cas (soit 531 instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Moins de 4% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 5. 28.b. Il est observé que les SoC les plus probables lors du départ s'approchent de 100%. Cela confirme l'amélioration due à la contrainte sur la recharge.

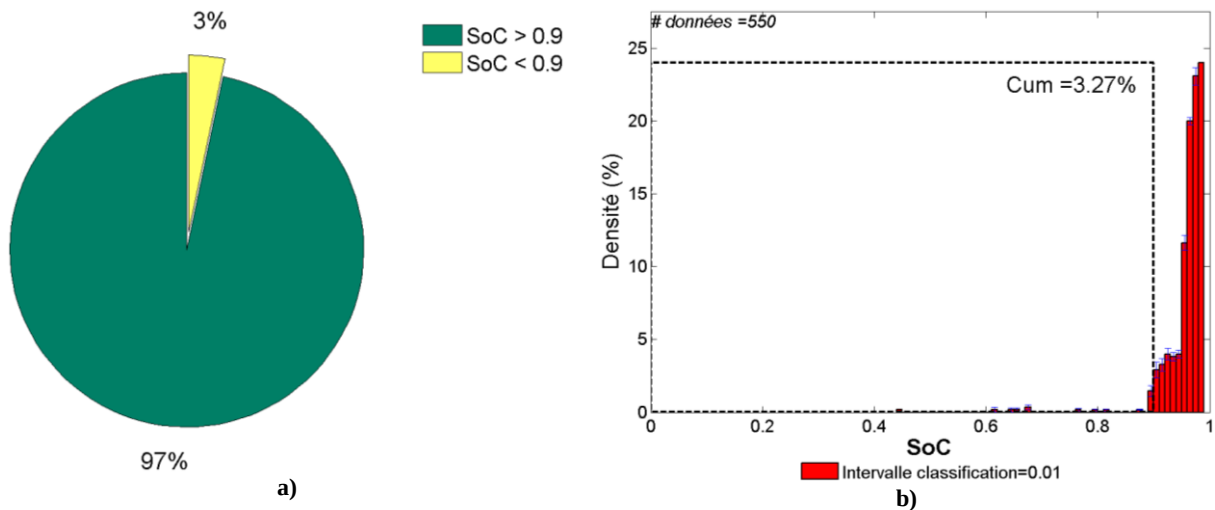


Figure 5.28 a) Répartition des événements de départ avec recharge complété (SoC_FINAL supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_FINAL juste avant le départ des VEs ; Stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

5.5.6 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 5.29 montre le critère DFCPQ lors du scénario de la stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge. Comme prévu, la plupart des consignes se concentrent autour de 0 kW et de 2.9 kW correspondant au courant de 13 A sous 230V.

Les résultats montrés dans la Figure 5.29 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 21731 connexions.

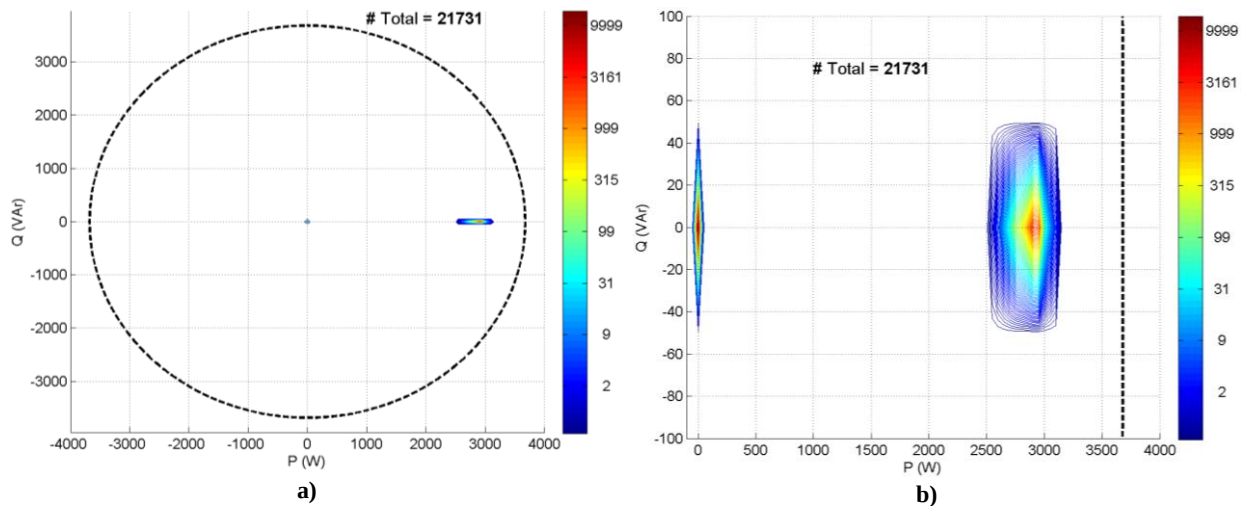


Figure 5.29 a) Distribution des fréquences des consignes en P et Q, critère DFCPR ; b) Zoom de la distribution des fréquences

5.5.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 5.3. Nous concluons que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scénario sans stratégie. Par ailleurs, l'indice R_CPLT montre la réduction de l'impact de la stratégie précédente sur le confort des utilisateurs des VEs.

Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
------------------	-------	-----	--------

Avec Stratégie	9.48 %	0.333	87.68%	96%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 530% d'amélioration relative	Plus de 12 % de réduction en écart relatif	Plus de 10% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	Au-dessus du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 5. 3 Scores pour la stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge

5.6 Stratégie de modulation du courant de recharge entre 0 et 16 A sans contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la modulation du courant de recharge, I_d . La modulation du courant de recharge amènera à la modulation de la puissance portant sur la recharge, autrement dit, le flux de puissance n'est pas considéré comme bidirectionnel.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in R^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \text{s.t.} \\
 & x_{qj} = 0 \\
 & 0A \leq x_{dj} \leq |I_{VEmax}| \\
 & \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Aucune contrainte de recharge n'est prise en compte. Nous rappelons que la valeur maximale de courant de VE ($|I_{VEmax}|$) elle est 16A. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* & \forall j = 1, \dots, N \\
 I_{qj} &= 0A
 \end{aligned}$$

Restrictions liées au mode de recharge

Dans cette stratégie, l'algorithme d'optimisation peut attribuer à chaque VE un courant de recharge ou actif compris entre 0 et 16 A, comme montré sur la Figure 5. 30. La consigne de courant réactif en conservée nulle. En termes de puissance, les VEs seront chargés avec des consignes comprises entre 0 et 3.7 kW. Dans cette Figure, I_{qj} et I_{dj} représentent les courants réactif et actif du VE j . La ligne en rouge représente les valeurs permises aux consignes de courant actif.

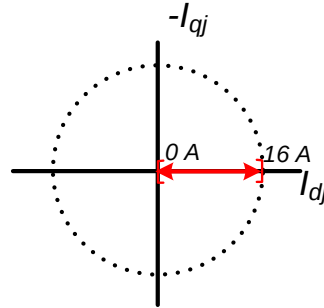


Figure 5.30 Contraintes sur les consignes de courant pour la stratégie de modulation de puissance de recharge

5.6.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 5.31. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 5.32. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine.

Les profils du SoC permettent de suivre l'évolution du SoC dès l'arrivée des véhicules. Les profils de courant de recharge permettent de visualiser les temps d'arrivée et de fin de recharge.

Nous notons, d'ailleurs en regardant la Figure 5.31, que le VE de batterie de capacité nominale 5.1 kWh a un SoC insuffisant (en dessous de 90 %) lors du départ. Nous approfondirons sur cet aspect plus tard.

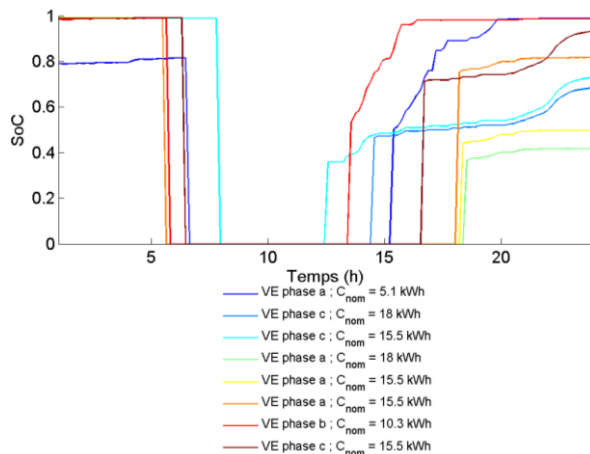


Figure 5.31 Allures du SoC des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A

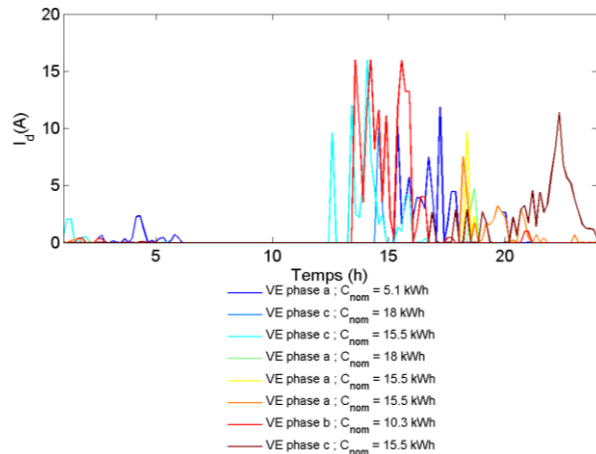


Figure 5.32 Allures des courants de recharge des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A

5.6.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 5.33 et la Figure 5.34. Ces allures correspondent au comportement des SoCs et des courants présentés dans la section précédente. On remarque, une amélioration des déséquilibres due à la stratégie proposée dans cette section.

Les résultats portant sur toute la semaine sont analysés ensuite.

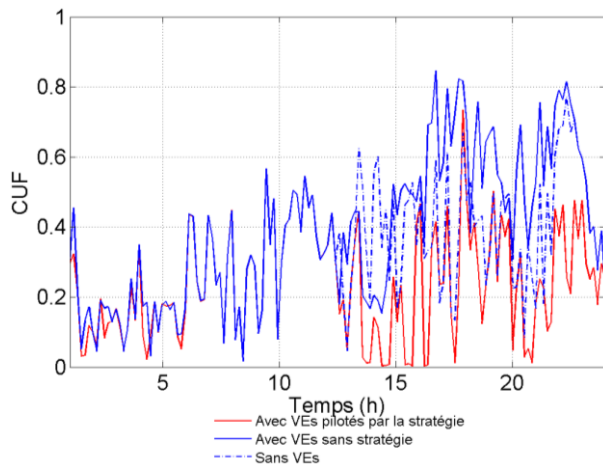


Figure 5. 33 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d'Ia entre 0 et 16A

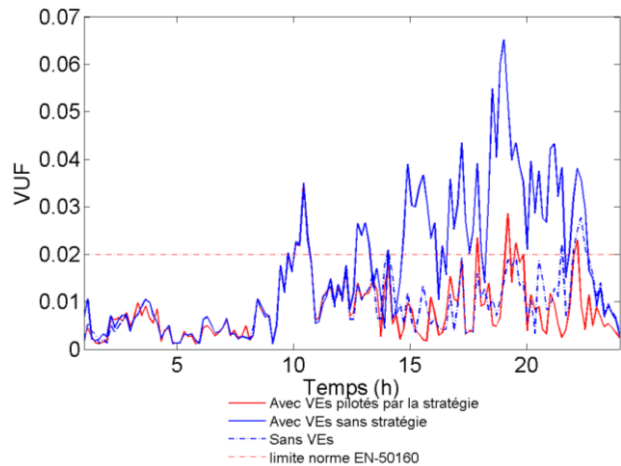


Figure 5. 34 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d'Ia entre 0 et 16A

5.6.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 5. 35.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5. 35.b.

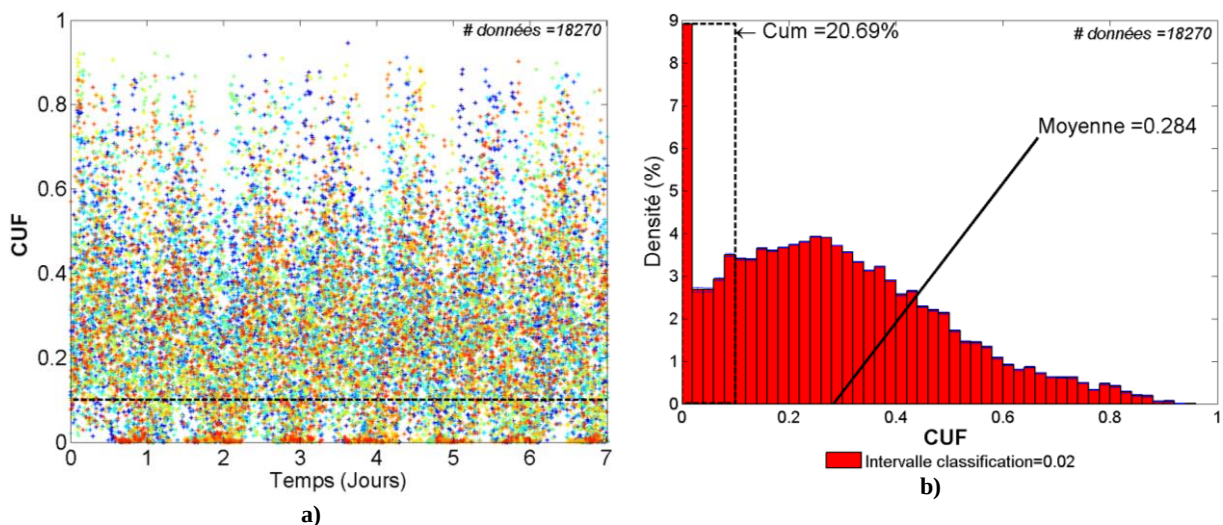


Figure 5. 35 Scenario du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d'Ia entre 0 et 16A: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 20.68 %. Soit plus de 20 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.
- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 280 % par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.284. Cela donne une amélioration de plus de 25% en écart relatif par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

5.6.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

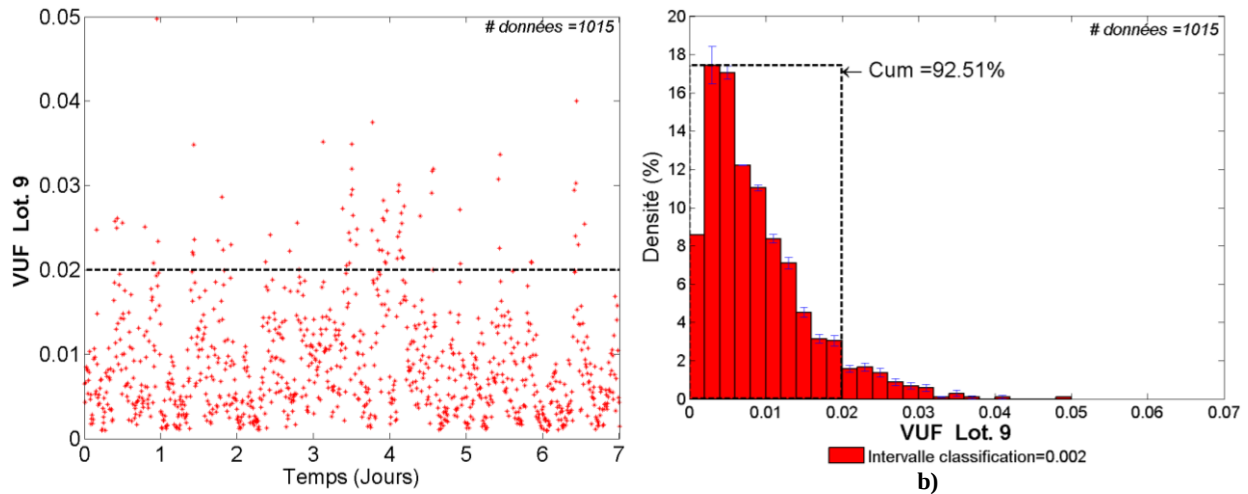


Figure 5. 36 Scénario du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A: a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

Le VUF dans le scénario stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A sans contrainte de recharge est illustré par la Figure 5. 36.a. La densité de probabilité du VUF correspondante est présentée sur la Figure 5. 36.b. La mesure de l'équilibre selon la norme est représentée par le critère VUN (Taux normalisé de déséquilibre en tension, § 4.3.3).

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 92.51 %. L'amélioration absolue est de plus de 14 % par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).

5.6.5 Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 5. 37.a représente le comportement statistique du critère R_{CPLT} . Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 74% des cas (soit 407 instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Au moins 26% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 5. 37.b.

Cela permet de conclure que dans plus de 26% de départs de leurs maisons, les utilisateurs des VEs n'ont pas un état de charge satisfaisant.

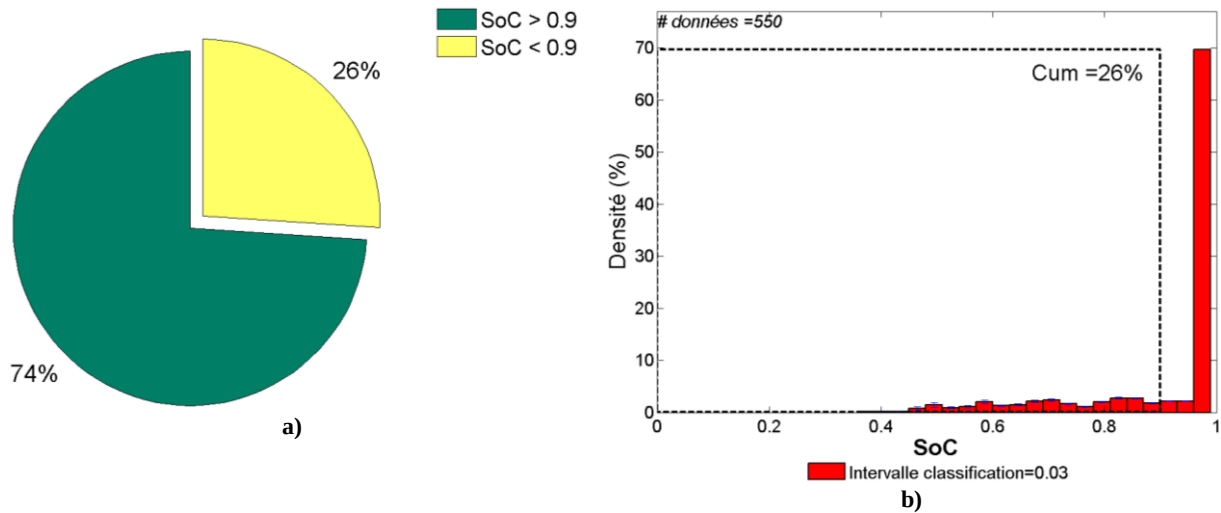


Figure 5.37 a) Répartition des événements de départ avec recharge complété (SoC_FINAL supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_FINAL juste avant le départ des VEs ; stratégie de modulation d'I_d entre 0 et 16A

5.6.6 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 5.38 montre le critère DFCPQ lors du scénario de la stratégie de modulation d'I_d entre 0 et 16A sans contrainte de recharge. La plupart des consignes se concentrent entre 0 kW et 1 kW ainsi que sur la puissance maximal de recharge étant elle 3.7 kW. Ce comportement amène à l'idée que les consignes optimales les plus souvent trouvées par l'algorithme correspondent aux cas dans lesquels les VEs sont déconnectés.

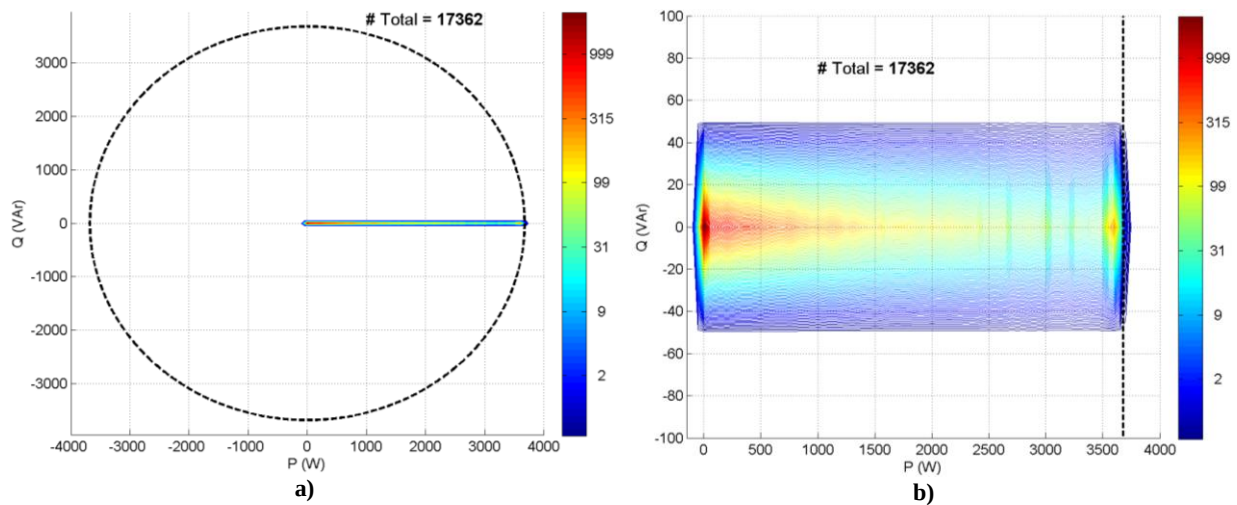


Figure 5.38 a) Distribution des fréquences des consignes en P et Q, critère DFCPR ; stratégie de modulation d'I_d entre 0 et 16A ; b) Zoom de la distribution des fréquences

Les résultats montrés dans la Figure 5.38 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 17362 valeurs de puissances.

5.6.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 5.4. Nous concluons que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scénario sans stratégie. Néanmoins, l'indice R_CPLT illustre l'impact important de cette stratégie sur le confort des utilisateurs des VEs.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	20.68 %	0.284	92.51%	74%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 280% d'amélioration relative	Plus de 25 % de réduction en écart relatif	Plus de 14% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	En-dessous du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 5. 4 Scores pour la stratégie de modulation d'I_d entre 0 et 16A

5.7 Stratégie de modulation du courant de recharge entre 0 et 16 A avec contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la stratégie de modulation d'I_d entre 0 et 16A, étudiée dans la dernière section, en ajoutant ici la contrainte de recharge.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in \mathbb{R}^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \text{s. t} \\
 & x_{qj} = 0 \\
 & I_{d_Minj} \leq x_{dj} \leq 16A \quad I_{d_Minj} = \begin{cases} 0A, & Prte_j = \text{Faux} \\ 13A, & Prte_j = \text{Vrai} \end{cases} \\
 & \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* \\
 I_{qj} &= 0A \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Contrainte de recharge

La contrainte de recharge restreint la participation des VE dans l'algorithme de minimisation. Cette restriction se base sur la priorité de charger le véhicule de façon à avoir un état de charge suffisant lors du départ le lendemain. Cette priorité a été formulée auparavant (cf. section 5.5) et elle est utilisée dans l'algorithme implémentant la contrainte de recharge. Cet algorithme est illustré sur la Figure 5.39.

Cette contrainte ressemble à celle décrite auparavant pour la stratégie tout-ou-rien. Par contre la décision à prendre, étant donnée la priorité de chaque VE, est différente. Si un VE a la priorité de se

recharger, l'intervalle des consignes se réduit et se repositionne dans une zone assurant la recharge. L'algorithme est illustré sur la Figure 5. 39 et il est décrit ensuite.

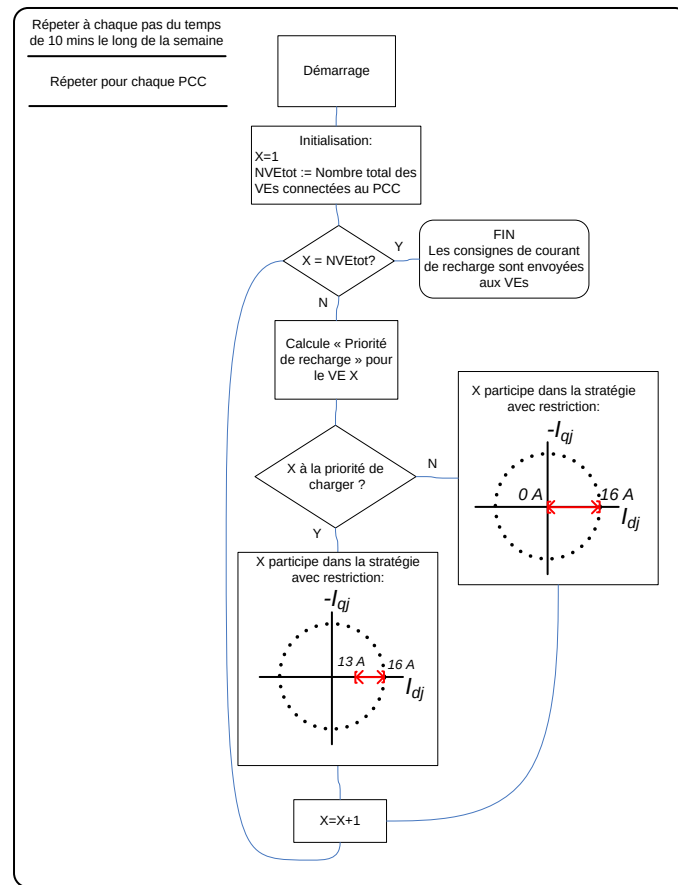


Figure 5. 39 Logigramme de l'algorithme de restriction temporelle

1. Etant donné l'instant $t_j = k + \Delta T$ dont $\Delta T = 10 \text{ mins}$:
 - a. Etant donné le lotissement i ,
 - i. Déterminer le nombre de VEs connectés au PCC à cet instant
 - ii. Tous les VEs connectés au PCC i ont été évalués ?
 - Si oui, les consignes de recharge ou de déconnexion sont distribuées parmi les VEs du PCC i . FIN de l'algorithme
 - Si non, calculer la priorité de recharge du VE X
 - iii. Est-ce que le VE X a la priorité de charger ?
 - Si oui, l'intervalle $[13 \text{ A}, 16 \text{ A}]$ devient la contrainte de l'algorithme
 - Si non, l'intervalle $[0 \text{ A}, 16 \text{ A}]$ devient la contrainte de l'algorithme
 - iv. Le VE suivant est évalué, revenir sur le pas ii
 - b. Répéter pour tous les lotissements, revenir sur le pas a .
2. Répéter cette procédure à chaque instant, revenir sur le pas 1.

La priorité de charger est définie pour l'Equation 5. 3, décrite auparavant dans la section 5.6.

5.7.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

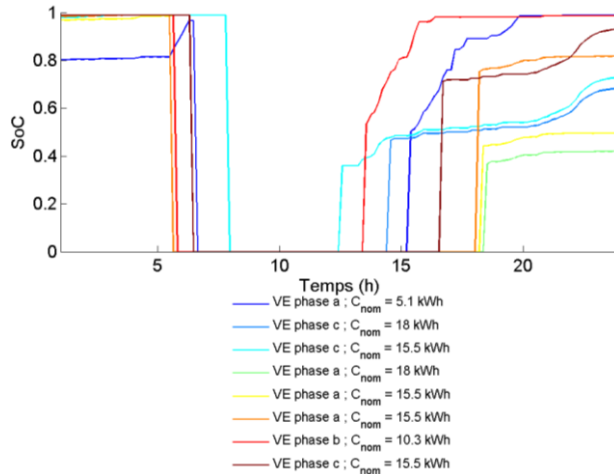


Figure 5. 40 Allures du SoC des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec gestion de recharge

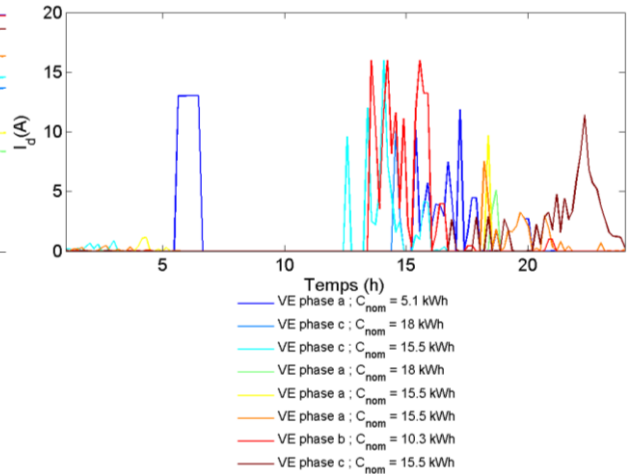


Figure 5. 41 Allures des courants de recharge des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec gestion de recharge

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 5. 40. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 5. 41. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine.

Les profils du SoC permettent de suivre l'évolution du SoC dès l'arrivée des véhicules. Les profils de courant de recharge permettent de visualiser les temps d'arrivée et de fin de recharge.

5.7.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

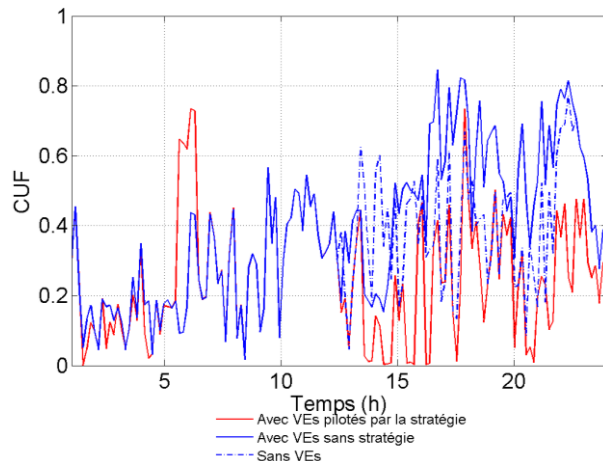


Figure 5. 42 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec gestion de recharge

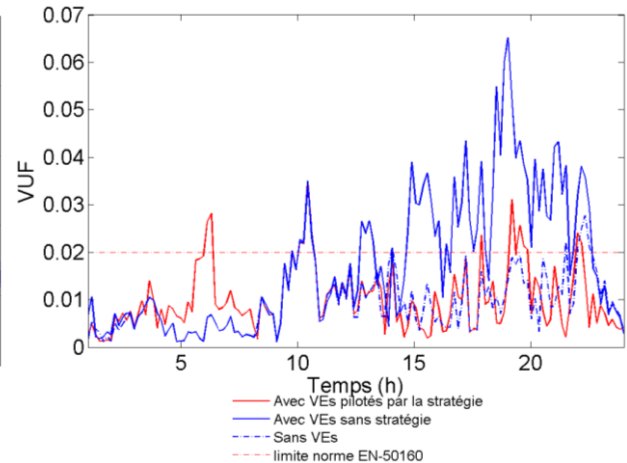


Figure 5. 43 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec gestion de recharge

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 5. 42 et la Figure 5. 43. Ces allures correspondent au comportement des SoCs et des courants présentés dans la section précédente. Dans ces figures on constate qu'à un instant donné (à peu près vers 5h du matin) la contrainte sur la recharge déséquilibre le lotissement plus que dans le scénario sans stratégie.

5.7.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 5. 44.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements, dans le scénario de la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec contrainte de recharge. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 5. 44.b.

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 18.8 %. Soit plus de 18 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.
- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 240 % par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

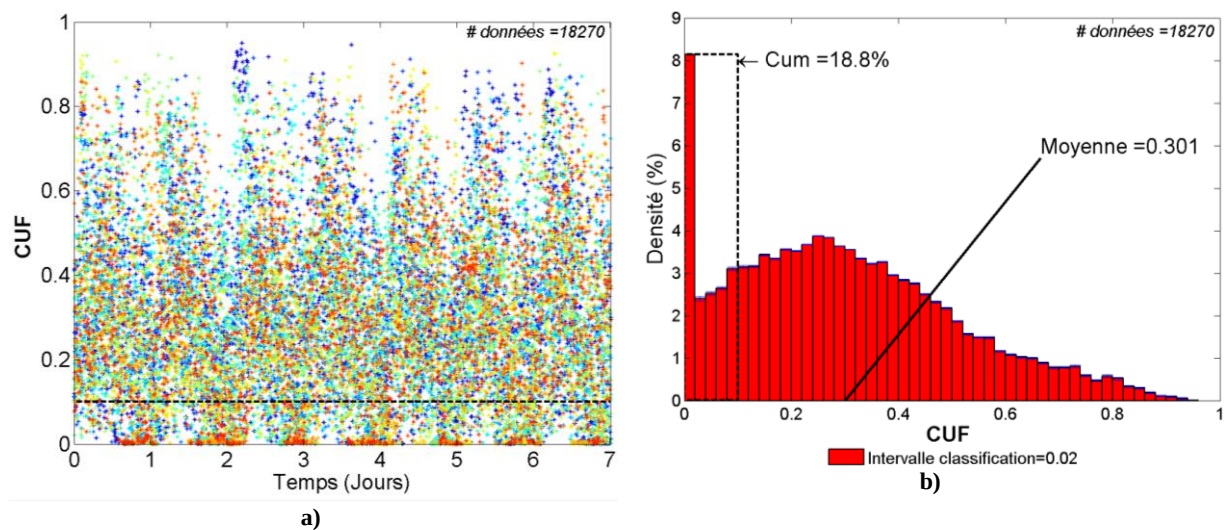


Figure 5. 44 Scénario du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec gestion de recharge: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.301. Cela donne une amélioration relative de plus de 15% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

5.7.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Le VUF dans le scénario stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec contrainte de recharge est illustré par la Figure 5. 45.a. La densité de probabilité du VUF correspondante est présentée sur la Figure 5. 45.b.

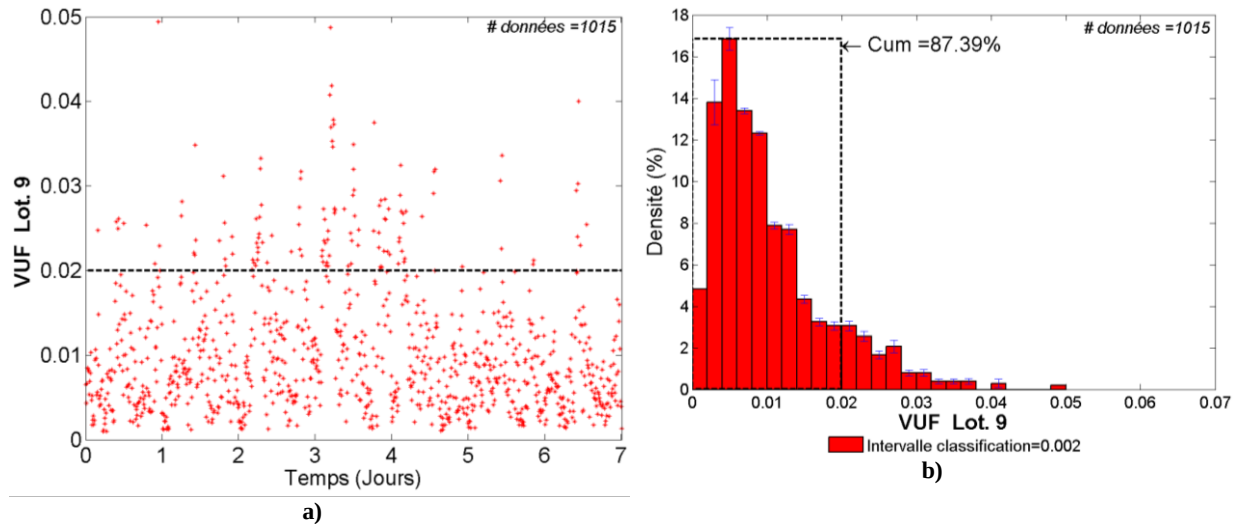


Figure 5.45 Scenario du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec contrainte de recharge: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 87.38 %. L'amélioration est de plus de 9 % en écart absolu par rapport au scenario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).

5.7.5 Critère R_{CPLT} : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 5.46.a représente le comportement statistique du critère R_{CPLT} .

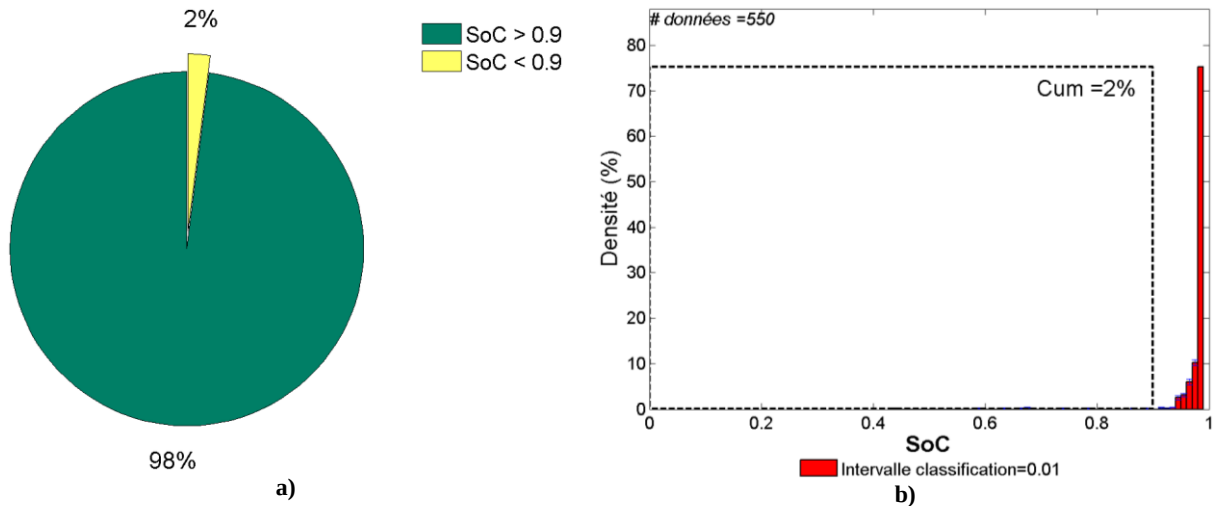


Figure 5.46 a) Répartition des événements de départ avec recharge complété (SoC_{FINAL} supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_{FINAL} juste avant le départ des VEs ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec gestion de recharge

Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 98% des cas (soit 539 des instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Moins de 2% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 5.46.b.

Il est observé que les SoC les plus probables lors du départ s'approchent de 100%. Cela confirme l'amélioration due à la contrainte de la recharge.

5.7.6 Critère DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 5. 47 montre le critère DFCPQ lors du scénario de la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec contrainte de recharge. La haute densité des consignes dans l'intervalle [0, 1kW] ressemble aux résultats de la stratégie sans contrainte de recharge. Par ailleurs, la haute densité des consignes dans l'intervalle [2.7 kW, 3.7 kW] est due à la contrainte de recharge.

Les résultats montrés dans la Figure 5. 47 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 17134 valeurs de puissances.

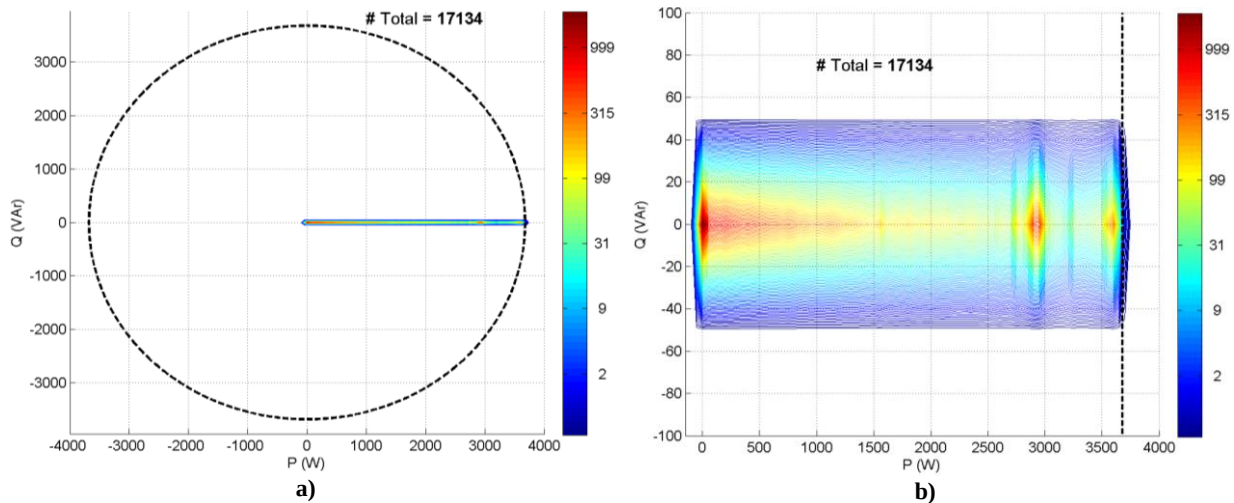


Figure 5. 47 Distribution des fréquences des consignes en P et Q, critère DFCPR ; stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec contrainte de recharge

5.7.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 5. 5. Nous concluons que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scénario sans stratégie. Par ailleurs, l'indice R_CPLT montre la réduction de l'impact de la stratégie précédente sur le confort des utilisateurs des VEs.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	18.8 %	0.301	87.38%	98%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 240% d'amélioration relative	Plus de 15 % de réduction en écart relatif	Plus de 10% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	Au-dessus du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 5. 5 Scores pour la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16A avec contrainte de recharge

5.8 Comparaison des stratégies par critères d'évaluation

Les données qui ont été étudiées correspondent aux scénarios suivants:

1. Scénario du réseau résidentiel sans VEs,
2. Scénario du réseau résidentiel avec des VEs non pilotés (aucune stratégie),
3. Scénario des VEs connectés et pilotés par la stratégie tout-ou-rien *sans* contrainte de recharge,
4. Scénario des VEs connectés et pilotés par la stratégie tout-ou-rien *avec* contrainte de recharge,

5. Scenario des VEs connectés et pilotés par la stratégie de modulation du courant de recharge entre 0 et 16 A *sans* contrainte de recharge,
6. Scenario des VEs connectés et pilotés par la stratégie de modulation du courant de recharge entre 0 et 16 A *avec* contrainte de recharge,

5.8.1 Critère taux de réussite

Nous rappelons que le taux de réussite est le pourcentage des mesures du CUF (prises tous les 10 mn pendant une semaine compte tenu de tous les lotissements) en dessous de 0.1. Sur la Figure 5. 48 nous présentons le taux de réussite de chaque scenario.

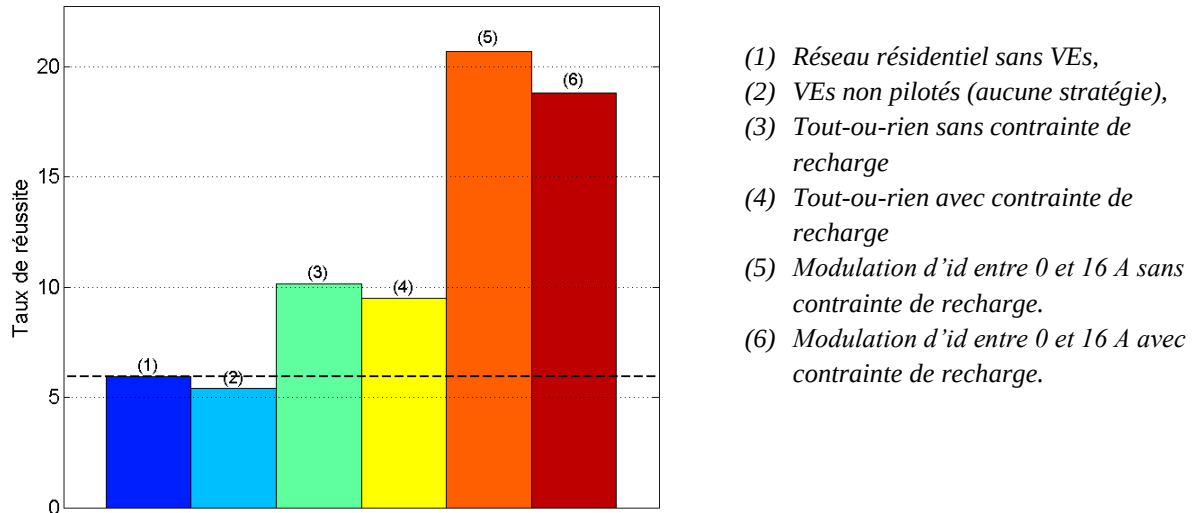


Figure 5. 48 Taux de réussite de chacune des scenarios présentés dans ce chapitre

Sur ce critère nous remarquons que :

- On s'attendait à une réduction du pourcentage de mesures de CUF en dessous 0.1 à cause de la connexion des VEs. Le 10% de réduction correspond à la sensibilité calculée dans le chapitre 3.
- Les stratégies en général améliorent le taux de réussite.
- Les deux stratégies qui améliorent le plus le taux de réussites sont :
 - la stratégie de modulation d' i_d entre 0 et 16 A sans contrainte de recharge (5) (plus de 280 % d'amélioration en écart relatif par rapport au scenario sans stratégie)
 - la stratégie de modulation d' i_d entre 0 et 16 A avec contrainte de recharge (6) (plus de 240 % d'amélioration en écart relatif par rapport au scenario sans stratégie).
- La contrainte de recharge détériore le taux de réussite (4 et 6). Les taux de réussite des stratégies avec contrainte est d'environ 0.9 fois celui des stratégies sans contrainte.

5.8.2 Critère CUF moyen : CHCUF

Nous rappelons que le paramètre CHCUF est la moyenne des valeurs du CUF pris tous les 10 minutes pendant une semaine tenant compte de tous les lotissements. Sur la Figure 5. 49, nous présentons les valeurs du CHCUF de chaque scenario. Nous avons normalisé ces valeurs par rapport au scenario du réseau électrique sans VEs.

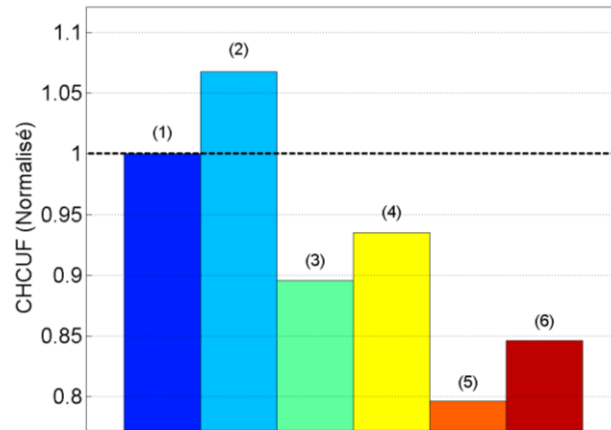


Figure 5. 49 CHCUF de chacune des scenarios présentés dans ce chapitre

Sur ce critère nous remarquons que :

- La recharge des VEs sans stratégie cause une augmentation du CHCUF de 6%.
- Les stratégies en général réduisent le CHCUF.
- Les deux stratégies qui réduisent le plus le CHCUF sont :
 - la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A sans contrainte de recharge (5) (plus de 25% de réduction en écart relatif par rapport au scenario sans stratégie)
 - la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A avec contrainte de recharge (6) (plus de 15 % de réduction en écart relatif par rapport au scenario sans stratégie).
- La contrainte de recharge cause une augmentation considérable mais acceptable du CHCUF (4 et 6). Les CHCUF des stratégies avec contrainte est environ d'4% à 6% plus grand que celui des stratégies sans contrainte.

5.8.3 Critère VUN

Nous rappelons que le critère VUN est le pourcentage de mesures du VUF prises tous les 10 minutes pendant une semaine dont la valeur est en dessous de 0.02 (Norme EN 50160). Sur la Figure 5. 50, nous présentons les valeurs du CHCUF de chaque scenario.

Sur ce critère nous remarquons que :

- La recharge des VEs a un impact significatif sur le VUN. La recharge des VEs sans stratégie détériore de plus de 14% le VUN.
- Les stratégies en général améliorent le VUN.
- Les deux stratégies sans contrainte qui améliorent le plus le VUN sont :
 - la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A (5) (plus de 14 % d'amélioration en écart absolu par rapport au scenario sans stratégie)
 - la stratégie tout-ou-rien (3) (plus de 12 % d'amélioration en écart absolu par rapport au scenario sans stratégie).
- La contrainte de recharge détériore les VUN obtenus par les stratégies (4 et 6). Les VUN des stratégies avec contrainte est entre 3% et 6% plus bas que celui des stratégies sans contrainte.

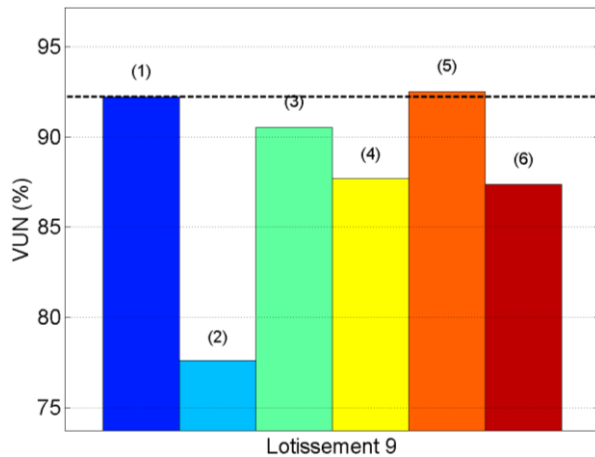


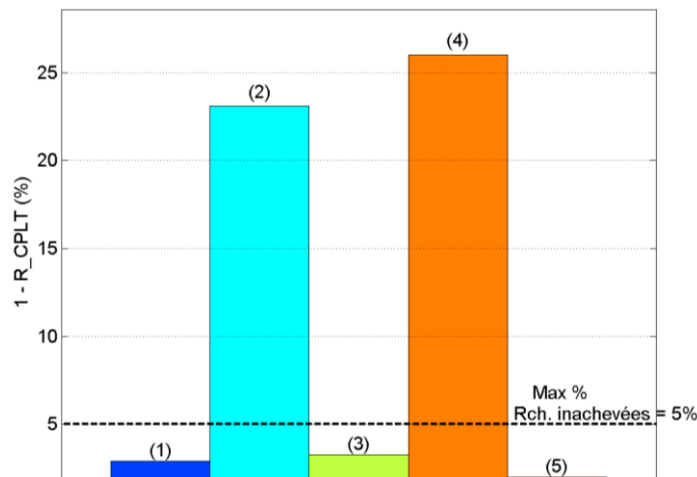
Figure 5. 50 Critère VUN de chacune des stratégies présentées dans ce chapitre

5.8.4 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

Nous évaluerons dans cette section le complémentaire de ce critère, c'est-à-dire, $1-R_CPLT$ (cf. section 4.3.4), aussi appelé auparavant I_RCPLT . Ce critère complémentaire est le pourcentage d'instant (le long de la semaine partout dans le réseau test) dans lesquels les VEs partent de leurs maisons avec un SoC en dessous de 0.9.

Sur la Figure 5. 51, nous présentons le critère I_RCPLT des stratégies abordées dans ce chapitre. Le but de ce changement obéit à l'évaluation du critère de Pareto (cf. section 4.3.4) présenté dans la section suivante.

Nous rappelons que le pourcentage maximal accepté d'instant de départ de VEs avec recharge incomplète est de 5%. C'est une relaxation sur la contrainte qui diminue de peu le confort.

Figure 5. 51 Critère I_RCPLT de chacune des stratégies présentées dans ce chapitre

Sur ce critère nous remarquons que :

- Les stratégies d'optimisation impactent considérablement le confort des utilisateurs des VEs. Dans les scénarios sans contrainte de recharge (2 et 4), les VEs ont un SoC en dessous de 0.9 entre 23% et 27% des instants de départ. Ces pourcentages dépassent, de loin, le pourcentage critique permis de 5%.

Cela justifie l'inclusion obligatoire de la contrainte de recharge.

5.9 Comparaison des stratégies : Critères de Pareto

Les critères de Pareto permettent de comparer les stratégies compte tenu de la contrainte de recharge. Cela dit, les critères de taux de réussite, CHCUF et VUN, seront comparés dans le plan de Pareto avec le critère R_CPLT pour toutes les stratégies.

Nous avons présenté les trois plans de Pareto pour ces comparaisons dans le chapitre 4 (§ section 4.3.4), ainsi que les méthodes pour trouver la meilleure des solutions du plan. Pour rappel, ces méthodes sont

- le critère des valeurs préférées
- le critère de la distance la plus courte à la solution utopique.

La ligne pointillée noir indiquant le rayon du cercle, elle illustre le critère de la distance la plus courte, tandis que la ligne pointillée en bleu indique la solution préférée étant donnée la région des valeurs préférées. Cette région comprend toutes les solutions dans lesquelles le critère I_RCPLT est en dessous de 0.05. Cette région est délimitée par la ligne rouge.

5.9.1 Critère de Pareto 1: Taux de défaillance vs. I_RCPLT

Comme rappel (§ section 4.3.4), nous utilisons les complémentaires du taux de réussite et du critère de recharge R_CPLT pour localiser la solution utopique à l'origine du plan de Pareto. De cette façon l'objectif commun est celui de minimiser les critères complémentaires : le minimum du taux de défaillance (maximum du taux de réussite) et le minimum de l'I_RCPLT (maximum du R_CPLT).

Sur la Figure 5. 52, nous montrons le plan de Pareto correspondante. Sur cette Figure, la ligne horizontale indiquant 0.94, elle correspond au taux de défaillance lorsqu'aucun VE n'est connecté.

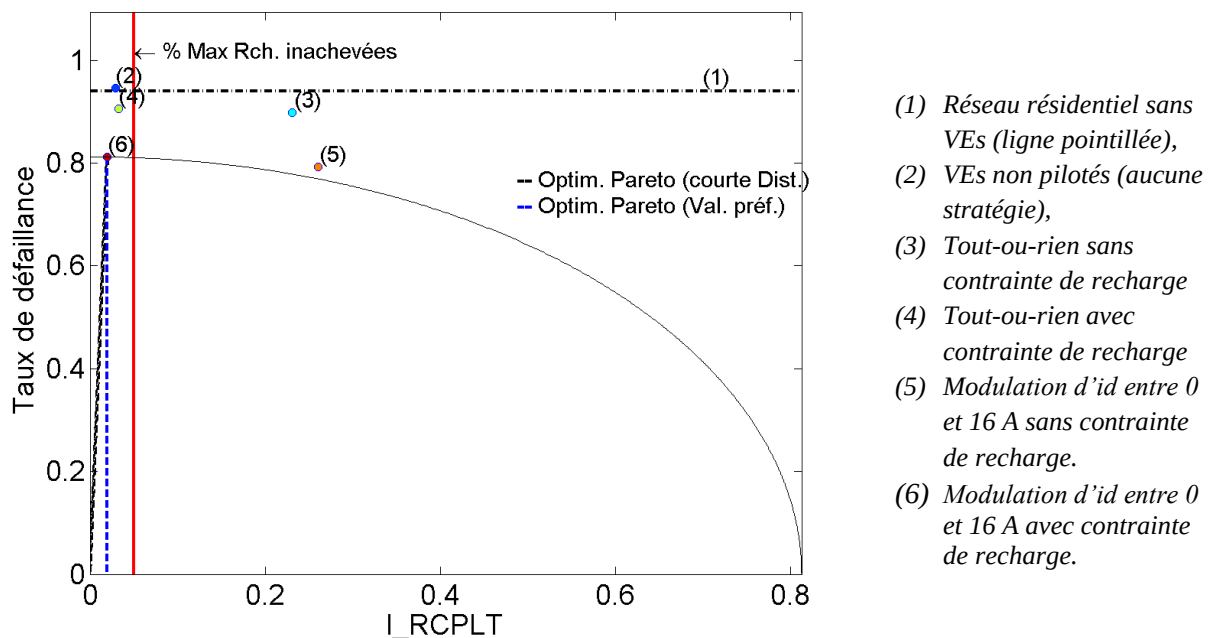


Figure 5. 52 Plan de Pareto des critères Taux de défaillance vs. I_RCPLT

Sur ce critère nous remarquons que :

- La stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A avec contrainte de recharge (6) est la stratégie optimale selon Pareto. Cela car elle se trouve dans la région des valeurs préférées en maximisant le taux de réussite (minimise le taux de défaillance).
- Cette stratégie aussi est la plus proche de la solution utopique.

5.9.2 Critère de Pareto 2 : CHCUF vs. I_{RCPLT}

L'illustration de ce critère de Pareto est présentée sur la Figure 5. 54. Ce critère compare l'amélioration du CUF moyen (CHCUF) par rapport à critère I_{RCPLT} pour chacune des stratégies étudiées dans ce chapitre. L'objectif commun est celui de minimiser le CHCUF et celui de minimiser l' I_{RCPLT} (maximiser du R_{CPLT}).

Sur ce critère nous remarquons que :

- La stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A avec contrainte de recharge (6) est la stratégie optimale selon Pareto. Cela car elle se trouve dans la région des valeurs préférées en minimisant le CHCUF.
- La stratégie la plus proche à la solution idéale est la stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A sans contrainte de recharge (5).
- La stratégie avec contrainte de recharge est aussi très proche à la solution idéale. Cela est confirmé par sa proximité à la limite du cercle.

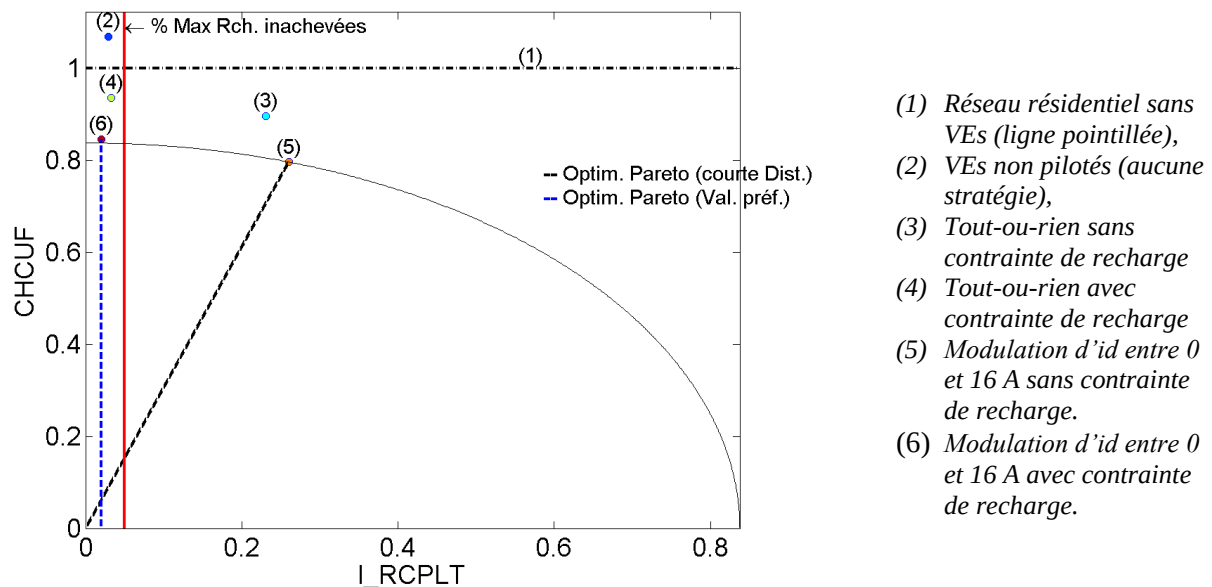


Figure 5. 53 Plan de Pareto des critères CHCUF vs. I_{RCPLT}

5.9.3 Figure 5. 54 Plan de Pareto des critères CHCUF vs. I_{RCPLT} Critère de Pareto 3 : I_{VUN} vs. I_{RCPLT}

Ce critère est illustré sur la Figure 5. 55. De la même façon que pour le taux de réussite, le nous comparons le complémentaire du critère VUN, c'est-à-dire I_{VUN} avec le critère I_{RCPLT} (cf. section 4.3.4). L'objectif commun est celui de maximiser le VUN (minimiser I_{VUN}) et celui de minimiser l' I_{RCPLT} (maximiser du R_{CPLT}).

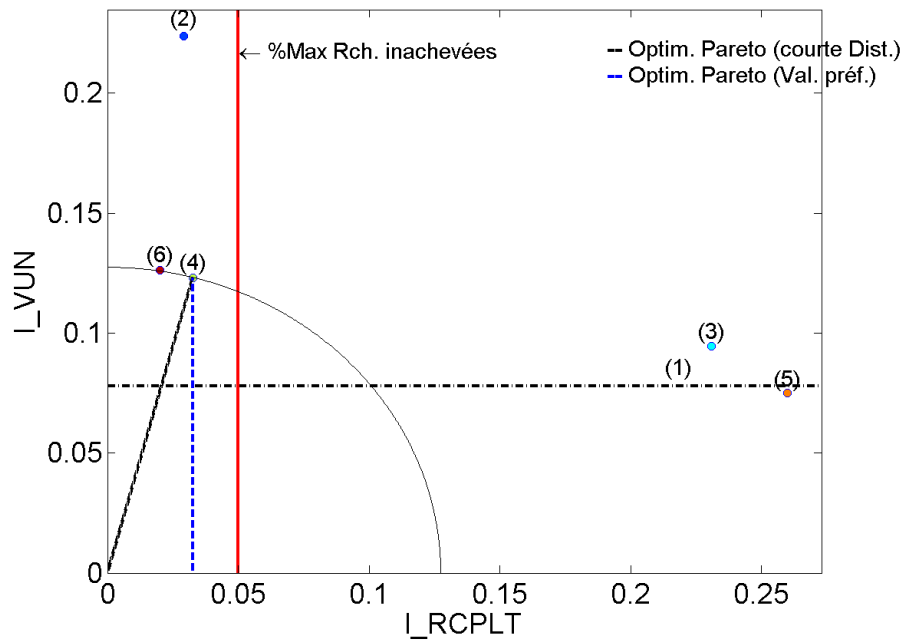


Figure 5. 55 Plan de Pareto des critères I_{VUN} vs. I_{RCPLT}

Sur ce critère nous remarquons que :

- La stratégie tout-ou-rien avec contrainte de recharge (4) est la stratégie optimale selon Pareto. Cela car elle se trouve dans la région des valeurs préférées en maximisant le VUN (minimise I_{VUN}).
- Cette stratégie aussi est la plus proche de la solution idéale.
- La stratégie de modulation d' I_d entre 0 et 16 A avec contrainte de recharge (6) est aussi très proche à la solution idéale. Cela est confirmé par sa proximité à la limite du cercle.

5.10 Conclusions du chapitre

Nous avons proposé des stratégies pour la minimisation du CUF utilisant les VEs comme charges dont la puissance consommée est contrôlée. A la base nous avons obtenu 4 stratégies combinant les options suivantes :

- La fonction de CUF à optimiser est discrète donc la stratégie se base sur un algorithme tout-ou-rien
- La fonction de CUF à optimiser est continue donc la stratégie se base sur un algorithme de modulation du courant de recharge
- La contrainte de recharge n'est pas prise en compte
- La contrainte de recharge est prise en compte.

Nous avons caractérisé les stratégies proposées en déterminant les valeurs des critères décrits dans le chapitre 4. Ces valeurs ont été établies à partir des données des simulations exhaustives sur le réseau test. Dans les sections 5.8 et 5.9 nous résumons les résultats en comparant les stratégies par rapport aux critères.

Nous concluons que le réglage optimal de la puissance consommée par les VEs permet de minimiser le déséquilibre en courant, ainsi que de réduire le déséquilibre en tension. La stratégie de modulation aboutit à de meilleurs scores que ceux de la stratégie tout-ou-rien.

Nous concluons aussi que l'impact sur le confort des utilisateurs des VEs n'est pas négligeable. Ce pour cela que l'on a proposé une contrainte sur la recharge. Cette contrainte nous a permis d'avoir un meilleur pourcentage de confort pour les utilisateurs des VEs ce qui néanmoins affecte le taux de réussite.

Dans le chapitre suivant nous présentons des stratégies de minimisation du CUF pilotant les courants des VEs. On supposera également que les chargeurs sont bidirectionnels en puissance.

Chapitre 6. Stratégies de minimisation du CUF dans le contexte V2G

6.1	INTRODUCTION	161
6.2	STRATEGIE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE -16 ET 16 A SANS CONTRAINTE DE RECHARGE.....	162
6.3	STRATEGIE DE MODULATION DU COURANT DE RECHARGE ENTRE -16 ET 16 A AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE.....	167
6.4	STRATEGIE MODULATION D'I _d ET D'I _q DANS TOUT LE PLAN COMPLEXE DES CONSIGNES SANS CONTRAINTE DE RECHARGE	172
6.5	STRATEGIE MODULATION D'I _d ET D'I _q DANS TOUT LE PLAN COMPLEXE DES CONSIGNES AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE	177
6.6	RESULTAT DE LA STRATEGIE DE MODULATION D'I _d ET D'I _q EN VARIANT LA VALEUR INFERIEURE SUR LA CONTRAINTE D'I _d	181
6.7	STRATEGIE DE MODULATION D'I _q APRES LA FIN DE LA RECHARGE	188
6.8	STRATEGIE MODULATION D'I _d ET D'I _q DANS TOUT LE PLAN COMPLEXE DES CONSIGNES AVEC CONTRAINTE DE RECHARGE A 4 A	190
6.9	COMPARAISON DES STRATEGIES PAR CRITERES D'EVALUATION	192
6.10	COMPARAISON DES STRATEGIES : CRITERES DE PARETO	196
6.11	CONCLUSIONS DU CHAPITRE	198

6.1 Introduction

Dans le chapitre 5, nous avons présenté des stratégies de minimisation du CUF (Current unbalance factor – taux de déséquilibre en courant) basées sur le réglage de la puissance consommée par les VEs : soit en modulant la puissance de recharge (actif) ou bien en contrôlant la connexion et déconnexion des VEs.

Dans ce chapitre, nous allons présenter des stratégies de minimisation du CUF basées sur les quatre quadrants du plan des puissances. Cela veut dire que les chargeurs des VEs seront considérés comme capables de consommer et produire de la puissance active et réactive. Comme dans le chapitre 5, nous testerons les stratégies sur le même modèle de réseau électrique résidentiel avec 100% de pénétration des VEs.

Les stratégies seront également testées avec et sans contrainte de recharge ; c'est-à-dire, dans un premier temps sans se préoccuper du SOC final et dans un second temps en assurant un SOC final de 90%. Enfin, nous proposerons une étude sur l'amélioration des stratégies en jouant sur la contrainte de recharge.

6.2 Stratégie modulation du courant de recharge entre -16 et 16 A sans contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la modulation du courant de charge et décharge des VEs. Dans cet ordre d'idées, le courant des VEs peut prendre des valeurs dans l'ensemble continu entre -16A et 16A.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned} & \min_{\substack{x \in \mathbb{R}^{2N} \\ t = t_k \\ Lot = L}} f(x) \\ & \text{s. t} \\ & x_{qj} = 0 \\ & 16A \leq x_{dj} \leq 16A \\ & \forall j = 1, \dots, N \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Aucune contrainte de recharge n'est prise en compte. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned} I_{dj} &= x_{dj}^* & \forall j = 1, \dots, N \\ I_{qj} &= 0A \end{aligned}$$

Restrictions liées au mode de recharge

Dans cette stratégie, l'algorithme d'optimisation peut attribuer à chaque VE un courant de recharge/décharge ou actif compris entre -16A et 16 A, comme montré sur la Figure 6. 1. Dans cette Figure, I_{qj} et I_{dj} représentent respectivement les courants réactif et actif du VE j . La ligne en rouge représente les valeurs permises aux consignes du courant actif.

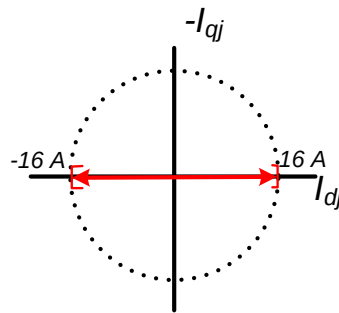


Figure 6. 1 Contraintes aux consignes de courant pour la stratégie de modulation bidirectionnel de recharge

6.2.1 Allures journalières des SoC et des courants des VE

Les profils des SoCs des VE de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 6. 2. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 6. 3. Ces allures correspondent aux VE du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine. Les profils du SoC permettent de suivre l'évolution du SoC dès l'arrivée des véhicules. Les profils de courant de recharge permettent de visualiser les temps d'arrivée et de fin de recharge.

Nous notons, d'ailleurs en regardant la Figure 6. 2, que plusieurs VE ont un SoC insuffisant (en dessous de 90 %) lors du départ (à peu près vers 5h du matin). Nous approfondirons sur cet aspect plus tard.

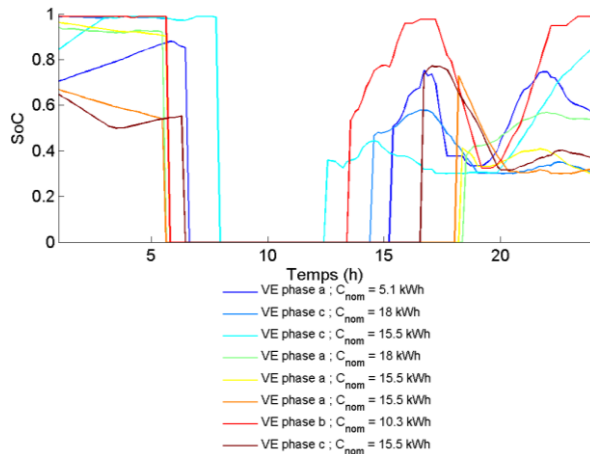


Figure 6. 2 Allures du SoC des VE pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A

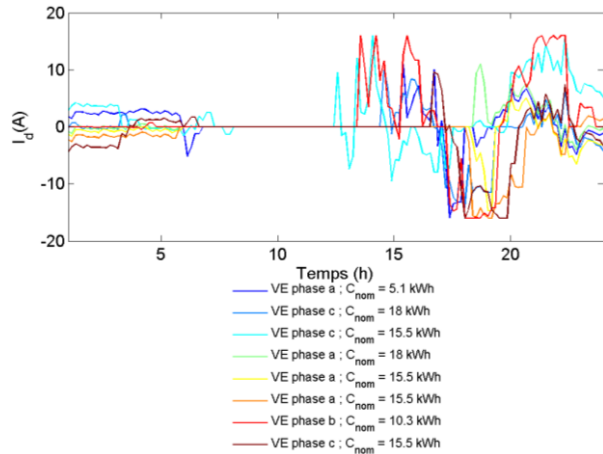


Figure 6. 3 Allures des courants de recharge des VE pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A

6.2.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 6. 4 et la Figure 6. 5. Ces allures correspondent au comportement des SoCs et des courants présentés dans la section précédente. On remarque une amélioration des déséquilibres due à la stratégie proposée dans cette section.

On constate que dans des instants précis (cf. Figure 6. 4) la minimisation du CUF amène à des valeurs qui dépassent le scénario sans stratégie. Ces dépassements se produisent lorsque des consignes optimales sont envoyées juste après la déconnexion d'un VE. Les VE peuvent se déconnecter à cause du départ ou lorsqu'ils atteignent un SoC égal à 100% en charge ou égal à 30% en décharge.

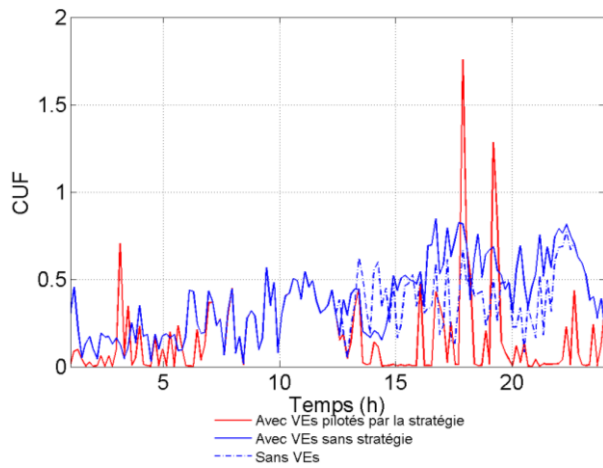


Figure 6. 4 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A

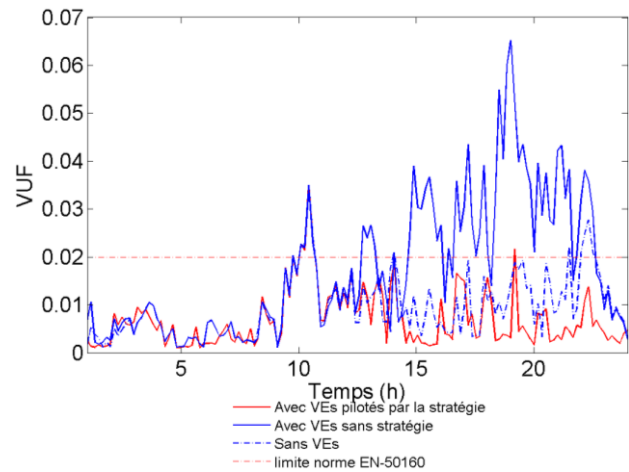


Figure 6. 5 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A

6.2.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Nous rappelons que le taux de réussite est le pourcentage de valeurs minimisées du CUF qui se trouvent dans l'intervalle $[0, 0.1]$ ($CUF_{\min} < 0.1$).

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 6. 6.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 6. 6.b.

Dans cette figure, les données dépassant de CUF dépassant l'unité ont été éliminées de façon à mieux localiser la fonction de densité de probabilité sur les critères du taux de réussite et CUF moyen (CHCUF). Le pourcentage des données éliminées est d'environ 1.57% sur un total de 18270 valeurs. Ces données ignorées correspondent, la plupart, aux dépassements décrits dans la section précédente (cf. section 6.2.2).

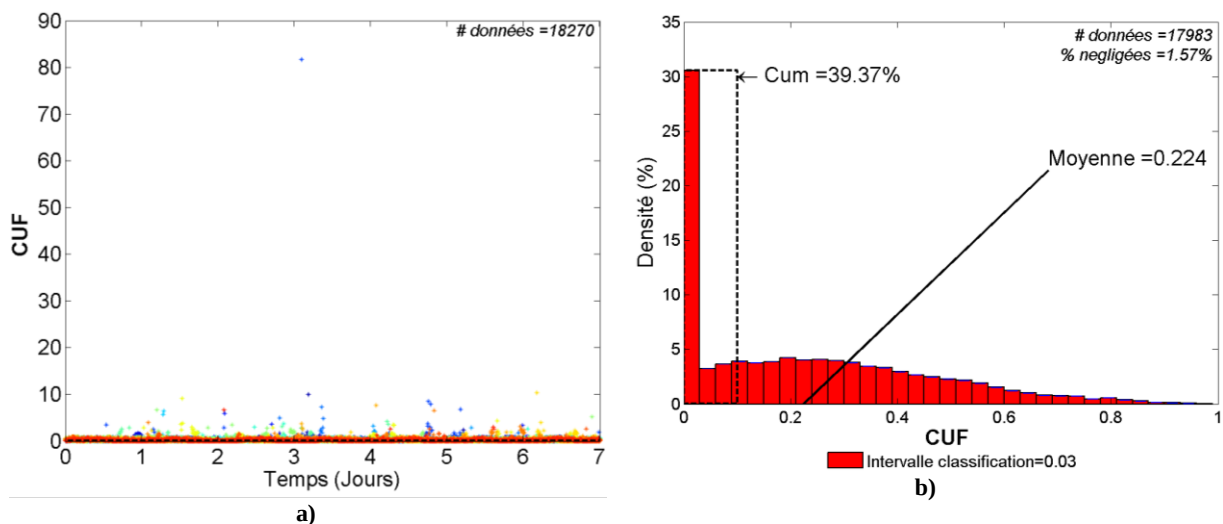


Figure 6. 6 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 39,37 %. Soit plus de 39 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.
- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 630% par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos, le CHCUF est de 0.224. Cela donne une amélioration relative de plus de 41% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

6.2.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Sur la Figure 6. 7.a, nous illustrons le VUF du scénario de la stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A sans contrainte de recharge. La densité de probabilité de ces données est présentée sur la Figure 6. 7.b. La mesure de l'équilibre selon la norme est représentée par le critère VUN (Taux normalisé de déséquilibre en tension, § 4.3.3). Nous rappelons que le VUN est l'accumulation de la probabilité de toutes les mesures en-dessous de 0.02.

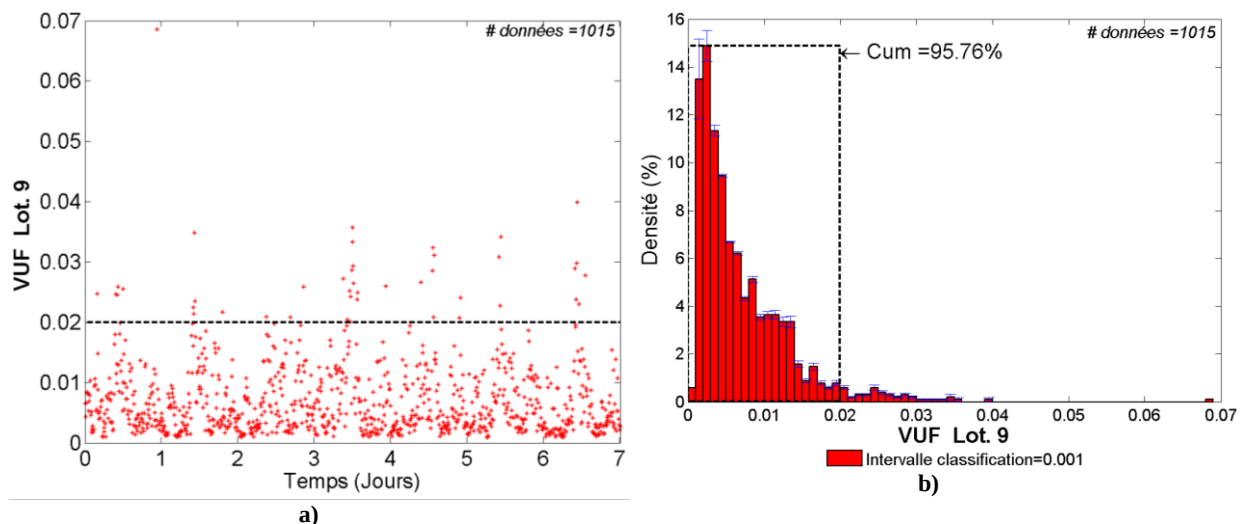


Figure 6. 7 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A: a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

Sur le critère VUN :

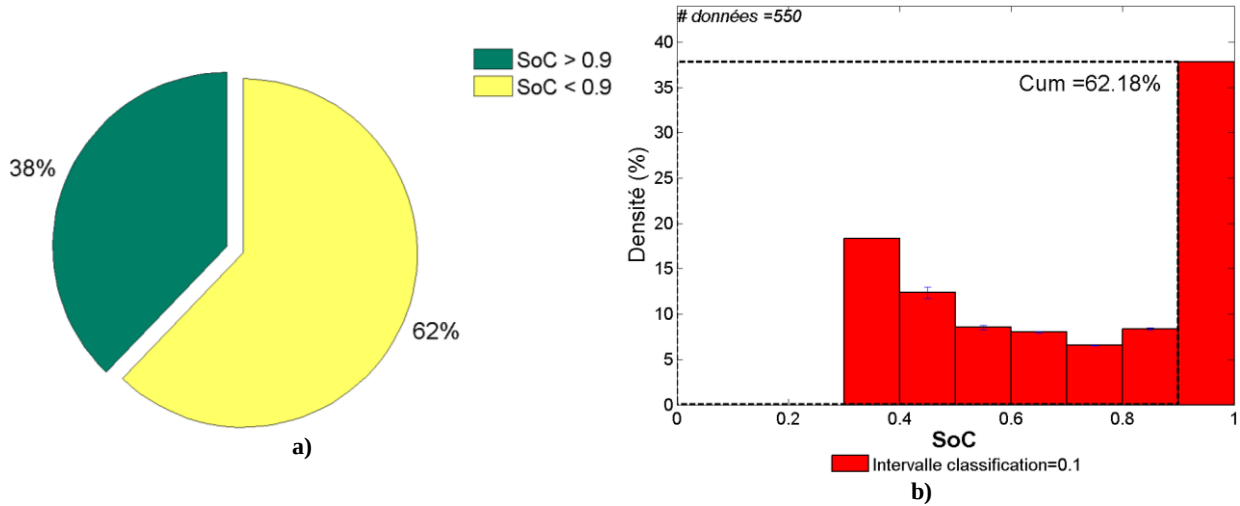
- La valeur du VUN est de 95.76 %. L'amélioration relative est de plus de 18 % en écart absolu par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).
- La valeur du VUN est au-dessus de la limite de la norme (VUN de 95 %).

6.2.5 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 6. 8.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT. Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 38 % des cas (soit 209 instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que

0.9. Plus de 62% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 6. 8.b.

Cela permet de conclure que dans plus de 62% de départs de leurs maisons, les utilisateurs des VEs n'ont pas un état de charge satisfaisant.



6.2.6 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 6. 9 montre le critère DFCPQ pour la stratégie de modulation d'I_d entre -16A et 16A sans contrainte de recharge. La plupart des consignes se concentrent entre -1 kW et 2 kW ainsi qu'autour des puissances -3.7 kW et 3.7 kW.

Les déviations observées sur la puissance active sont dues aux variations de tension au point de raccordement, du fait que l'on a modélisé les chargeurs comme des sources de courant et non de puissance. En plus de cela, les déviations observées sur la puissance réactive sont dues au pas d'échantillonnage des consignes de puissances active et réactive de 50 unités (W ou Var).

Les résultats montrés dans la Figure 6. 9 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 29353 valeurs de puissances.

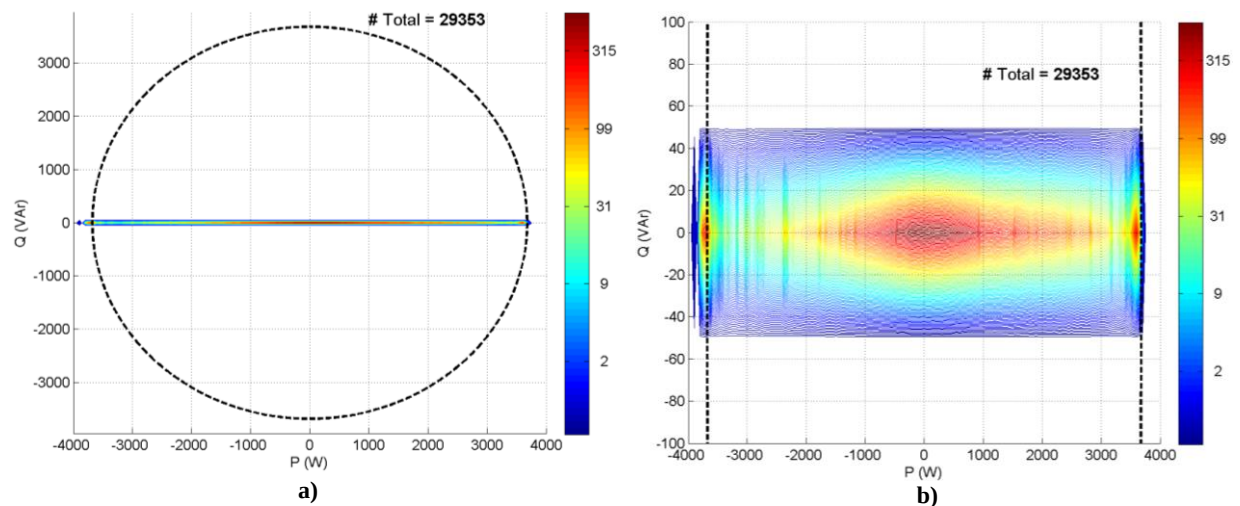


Figure 6. 9 a) DFCPQ ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A ;
b) Zoom de la distribution des fréquences

6.2.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 6. 1. Nous concluons que cette stratégie a une performance très compétitive d'après ses critères et indices. Néanmoins, l'indice R_CPLT illustre l'impact important de cette stratégie sur le confort des utilisateurs des VE.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	39 %	0.224	95.76%	38%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 630% d'amélioration relative	Plus de 41 % de réduction en écart relatif	Plus de 18% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	En-dessous du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 6. 1 Scores pour la stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A

6.3 Stratégie de modulation du courant de recharge entre -16 et 16 A avec contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la stratégie de modulation d' I_d entre -16A et 16A, étudiée dans la dernière section, en ajoutant ici la contrainte de recharge.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in R^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \text{s. t} \\
 & x_{qj} = 0 \\
 & I_{d_Minj} \leq x_{dj} \leq 16A \quad I_{d_Minj} = \begin{cases} -16A, & Prte_j = \text{Faux} \\ 13A, & Prte_j = \text{Vrai} \end{cases} \\
 & \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* & \forall j &= 1, \dots, N \\
 I_{qj} &= 0A
 \end{aligned}$$

Contrainte de recharge

La contrainte de recharge restreint la participation des VE dans l'algorithme de minimisation. Cette restriction se base sur la priorité de charger le véhicule de façon à avoir un état de charge suffisant lors du départ le lendemain. Cette priorité a été formulée auparavant (cf. section 5.5).

Pour implémenter la contrainte de recharge, nous reprenons l'algorithme présenté dans la section 5.7 en modifiant la décision sur l'ensemble des solutions. Ainsi, si un VE n'a pas la priorité de charger

l'ensemble de solutions est l'intervalle $[-16A, 16A]$. Au contraire si un VE a la priorité, cet intervalle se réduit et se repositionne dans une zone assurant la recharge. La Figure 6. 10 illustre le choix d'intervalles selon la priorité.

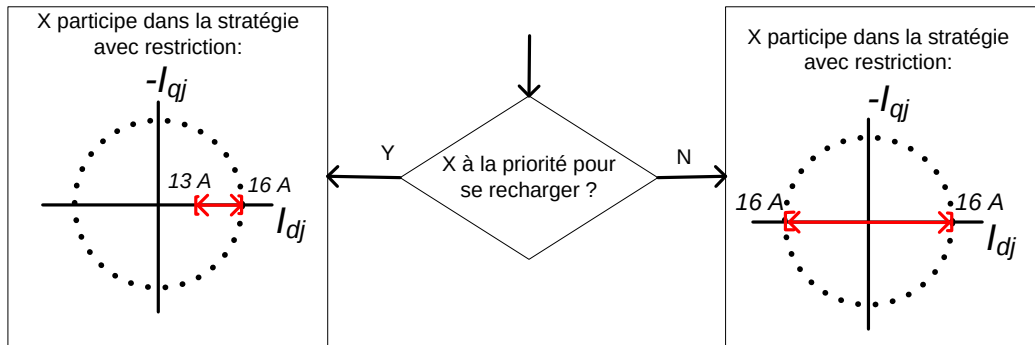


Figure 6. 10 Contrainte de recharge basée sur la priorité de charger pour la contrainte de recharge de la stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16

6.3.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 6. 11. Les allures des courants de recharge consommés par chaque VE sont montrées sur la Figure 6. 12. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine.

Nous notons, en regardant la Figure 6. 11, que la plupart des VEs ont un SoC au-dessus de 0.9 lors du départ (à peu près vers 5h du matin) contrairement à la stratégie précédente. Ces SoC ont été assurés par la contrainte de recharge. Nous approfondirons sur cet aspect plus tard.

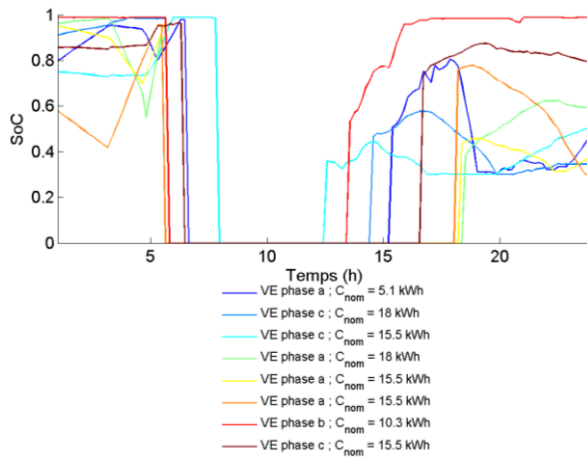


Figure 6. 11 Allures du SoC des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge

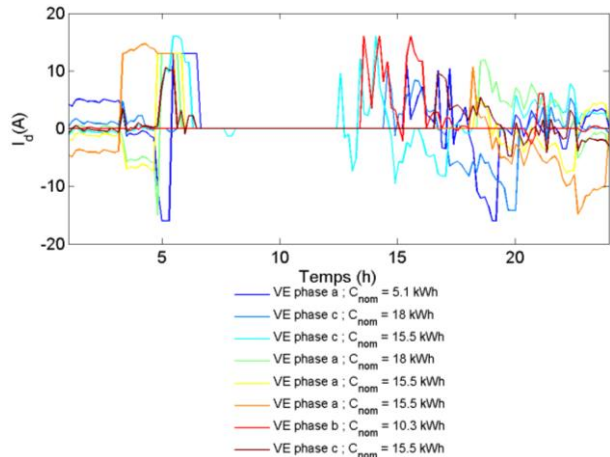


Figure 6. 12 Allures des courants de recharge des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge

6.3.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 6. 13 et la Figure 6. 14. Ces allures correspondent au comportement des VEs illustré par les SoCs et les courants présentés dans la section précédente. Dans ces figures on constate qu'à un instant donné (à peu près vers 5h du matin) la contrainte sur la recharge donne un déséquilibre (en courant et en tension) plus grand que dans le scénario sans stratégie. Les

résultats portant sur toute une semaine, plus complets nous serviront de base de comparaison et d'évaluation des effets de la contrainte.

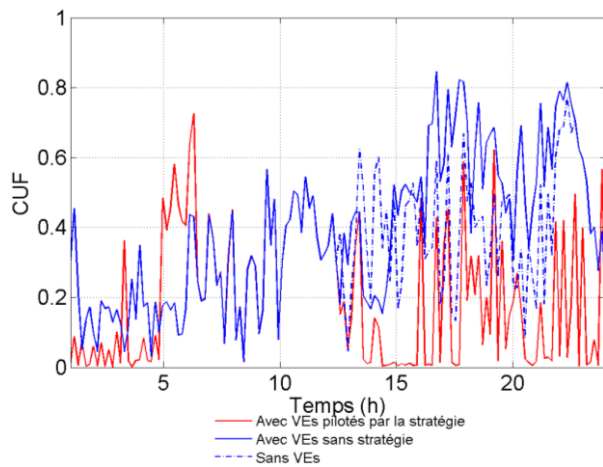


Figure 6. 13 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge

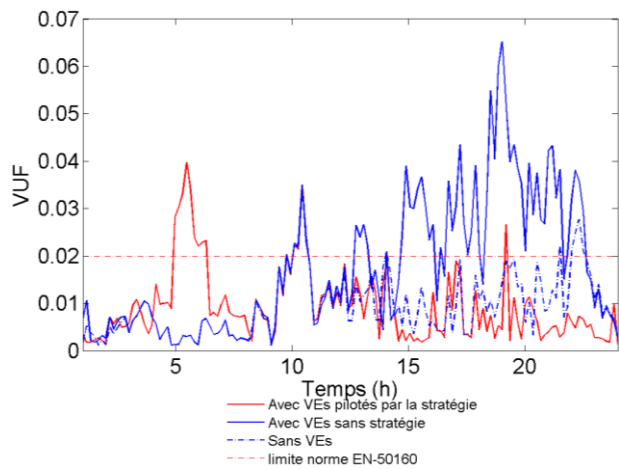


Figure 6. 14 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge

6.3.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 6. 15.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 6. 15.b.

Nous avons éliminé environ 1.53% des données dépassant l'unité, celles-ci sur un total de 18270 valeurs. Ces données ignorées ne perturbent pas les critères (cf. section 6.2.2).

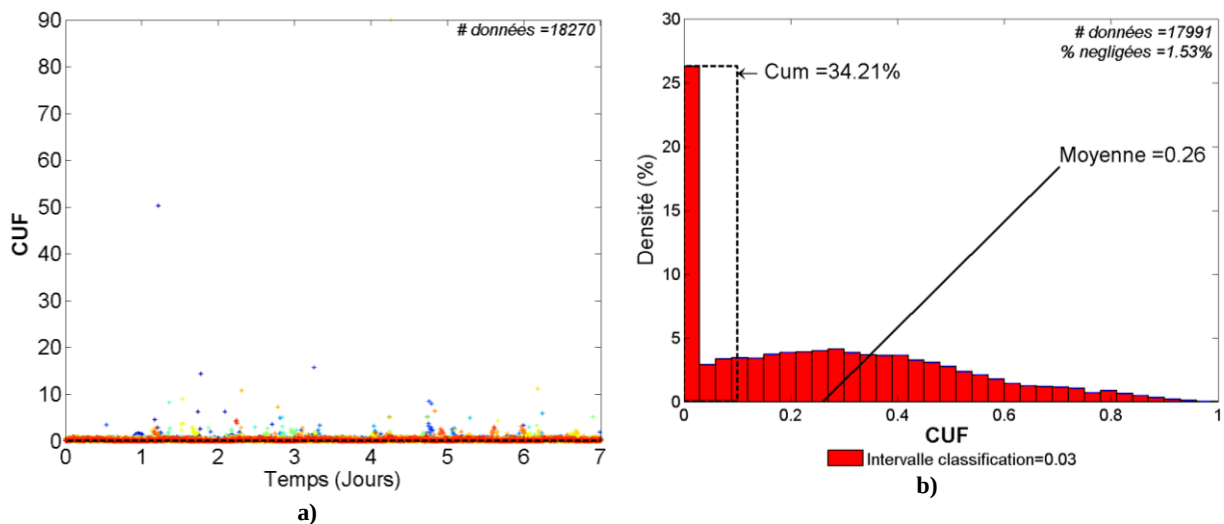


Figure 6. 15 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 34,21 %. Soit plus de 34 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.

- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 530% par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.26. Cela donne une amélioration relative de plus de 31% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

6.3.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Sur la Figure 6. 16.a, nous illustrons le VUF du scénario de la stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge. La densité de probabilité de ces données est présentée sur la Figure 6. 16.b.

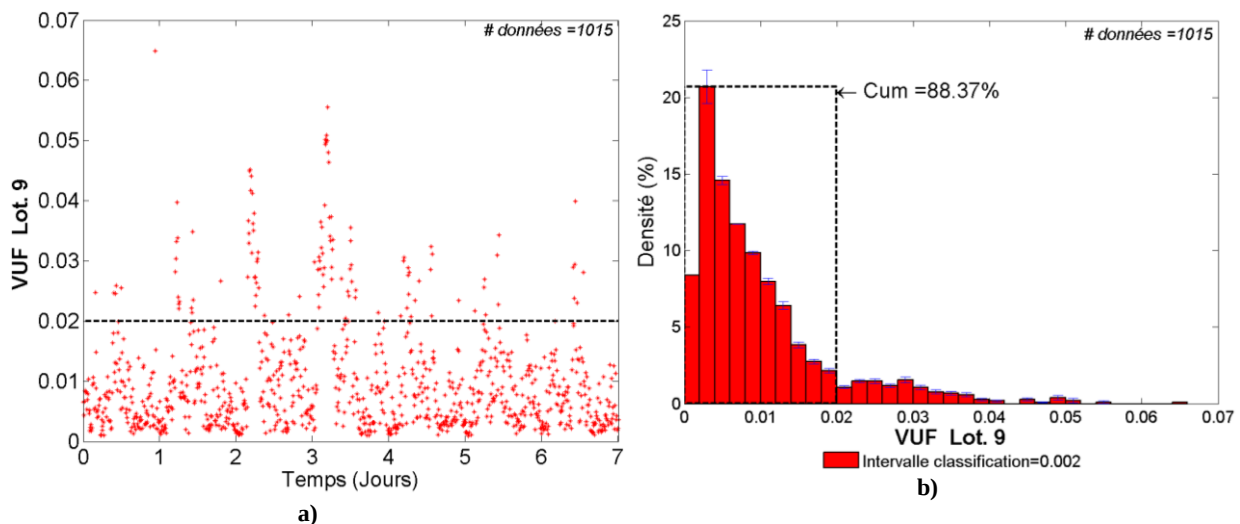


Figure 6. 16 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge : a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

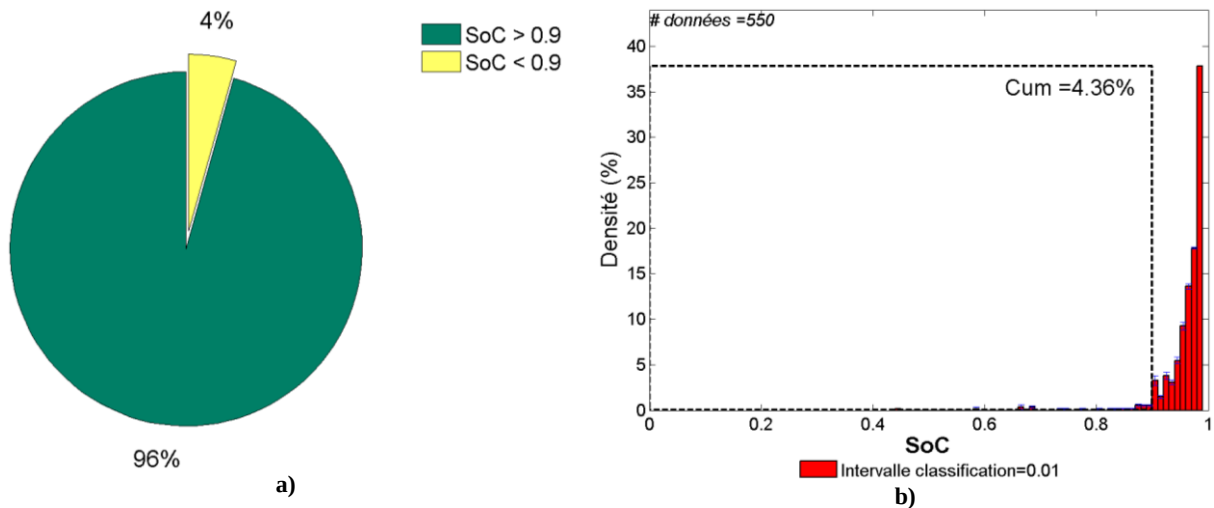
Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 88.37%. L'amélioration relative est de plus de 10 % par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).

6.3.5 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 6. 17.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT . Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 96% des cas (soit 528 des instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Moins de 4% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 6. 17.b.

Il est observé que les SoC les plus probables lors du départ s'approchent de 100%. Cela confirme l'amélioration due à la contrainte de la recharge.



6.3.6 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 6.18 montre le critère DFCPQ de la stratégie de modulation d'I_d entre -16A et 16A avec contrainte de recharge. La haute densité des consignes dans l'intervalle [-1 kW, 2 kW] ressemble aux résultats de la stratégie sans contrainte de recharge. Par ailleurs, la haute densité des consignes dans l'intervalle [2.7 kW, 3.7 kW] est due à la contrainte de recharge.

Les résultats montrés dans la Figure 6.18 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 29582 valeurs de puissances.

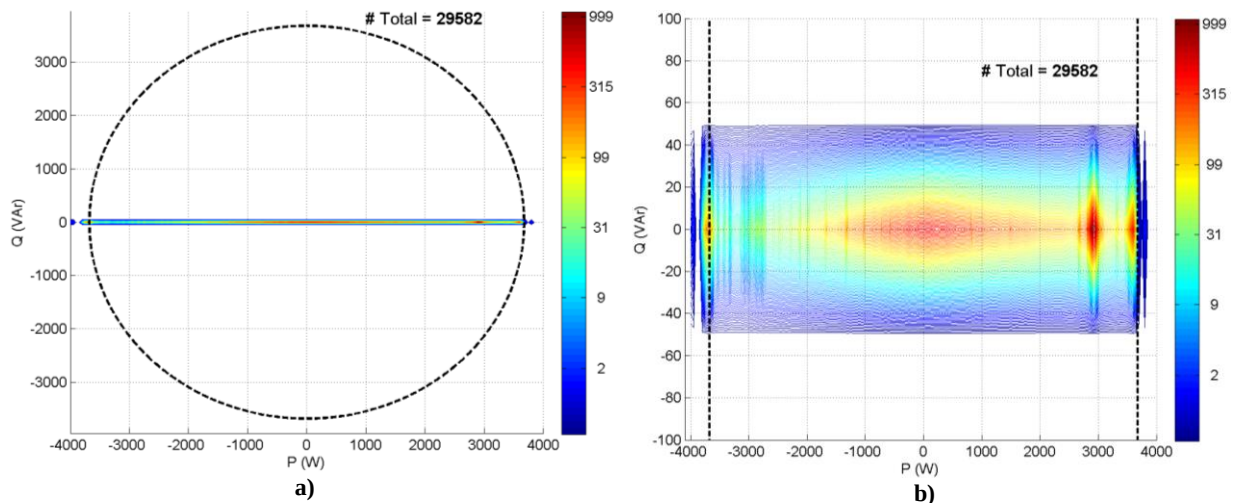


Figure 6.18 a) DFCPQ ;
stratégie de modulation d'I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge;
b) Zoom de la distribution des fréquences

6.3.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 5.3. Nous concluons que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scénario sans stratégie. Par ailleurs, l'indice R_CPLT montre la réduction de l'impact de la stratégie précédente sur le confort des utilisateurs des VEs.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	34 %	0.26	87.38%	96%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 530% d'amélioration relative	Plus de 31 % de réduction en écart relatif	Plus de 10% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	Au-dessus du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 6. 2 Scores pour la stratégie de modulation d' I_d entre -16 et 16A avec contrainte de recharge

6.4 Stratégie modulation d' I_d et d' I_q dans tout le plan complexe des consignes sans contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la modulation du courant de charge et décharge des VEs, I_d , ainsi que de la modulation du courant en quadrature, I_q . Le courant des VEs donc peut prendre des valeurs comprises à l'intérieur du cercle dont le rayon maximal est l'amplitude du courant 16A.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in \mathbb{R}^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \text{s. t} \\
 & x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq 16^2 \\
 & 16A \leq x_{dj} \leq 16A \\
 & \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Aucune contrainte de recharge n'est prise en compte. Nous rappelons que la valeur maximale de courant de VE ($|I_{VEmax}|$) elle est 16A. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* \\
 I_{qj} &= x_{qj}^* \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Restrictions liées au mode de recharge

Dans cette stratégie, l'algorithme d'optimisation attribue, à chaque VE, un courant complexe : le couple du courant de recharge (actif) et du courant réactif. Nous restreignons ce couple à l'intérieur du cercle de rayon 16 A (courant maximale de la borne de recharge), comme l'illustre la Figure 6. 19. La surface en rouge représente la région des valeurs permises aux consignes de courant. Nous rappelons qu' I_{qj} et I_{dj} représentent les courants réactif et actif du VE j .

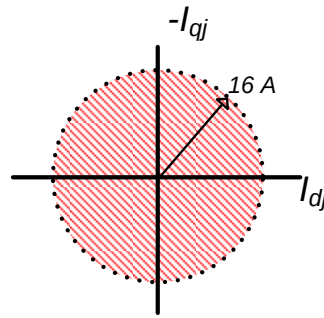


Figure 6. 19 Contraintes aux consignes de courant pour la stratégie de modulation bidirectionnel d' I_d et d' I_q dans le plan des courants complexes possibles

6.4.1 Allures journalières des SoC et des courants des VEs

Les profils des SoCs des VEs de chacun des utilisateurs du lotissement 9 sont montrés sur la Figure 6. 20. Les allures d' I_d (actif) et réactif, I_q , consommées ou produites par chaque VE sont montrées sur la Figure 6. 21 et la Figure 6. 22. Ces allures correspondent aux VEs du lotissement 9 et représentent le comportement d'une journée de la semaine.

Nous notons, d'ailleurs en regardant la Figure 6. 20, que la plupart des VEs ont un SoC insuffisant (en dessous de 0.9) lors du départ. Nous approfondirons sur cet aspect plus tard.

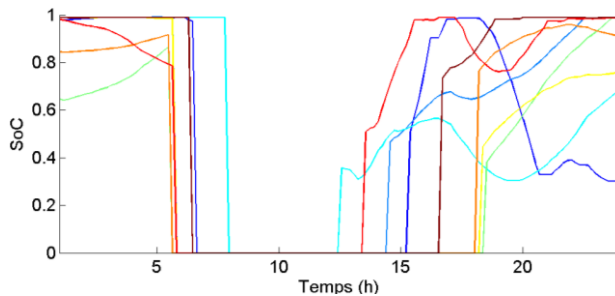


Figure 6. 20 Allures du SoC des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A

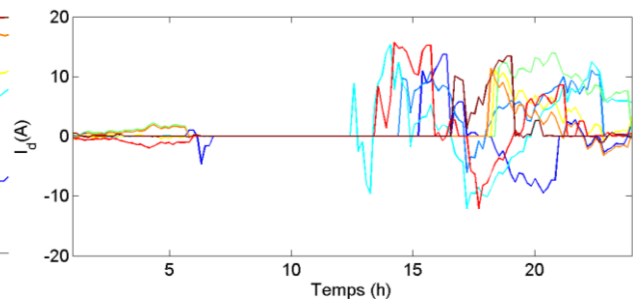


Figure 6. 21 Allures des courants de recharge des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A

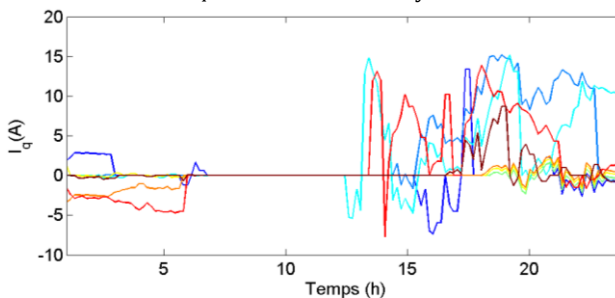


Figure 6. 22 Allures des courants réactifs des VEs pendant une journée au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A

- VE phase a ; $C_{nom} = 5.1 \text{ kWh}$
- VE phase c ; $C_{nom} = 18 \text{ kWh}$
- VE phase c ; $C_{nom} = 15.5 \text{ kWh}$
- VE phase a ; $C_{nom} = 18 \text{ kWh}$
- VE phase a ; $C_{nom} = 15.5 \text{ kWh}$
- VE phase a ; $C_{nom} = 15.5 \text{ kWh}$
- VE phase b ; $C_{nom} = 10.3 \text{ kWh}$
- VE phase c ; $C_{nom} = 15.5 \text{ kWh}$

6.4.2 Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

Le CUF et le VUF sont montrés sur la Figure 6. 23 et la Figure 6. 24. Ces allures correspondent au comportement des SoCs et des courants présentés dans la section précédente. On remarque une amélioration des déséquilibres due à la stratégie proposée dans cette section.

On constate que dans des instants précis (cf. Figure 6. 23) la minimisation du CUF amène à des valeurs qui dépassent le scénario sans stratégie. Ces dépassements se produisent lorsque des consignes optimales sont envoyées juste après la déconnexion d'un VE. Les VEs peuvent se déconnecter à cause du départ ou lorsqu'ils atteignent un SoC égal à 100% en charge ou égal à 30% en décharge.

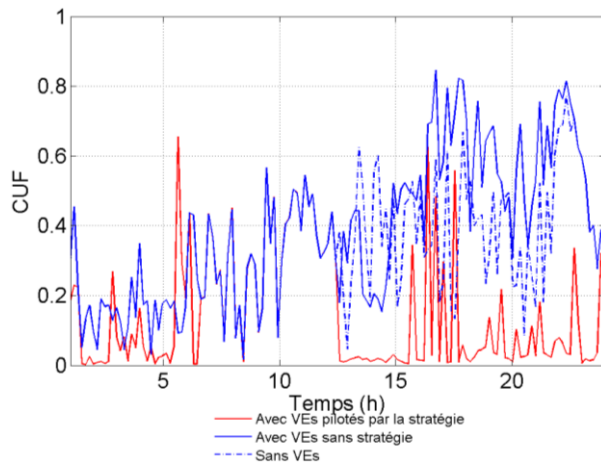


Figure 6. 23 Allure de CUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_a et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A

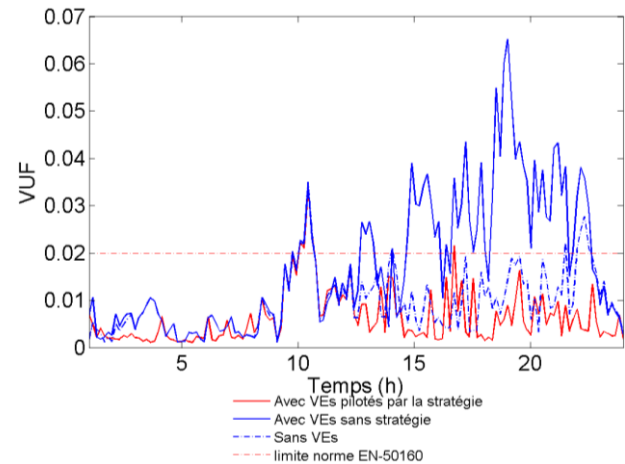


Figure 6. 24 Allure de VUF journalier au niveau du PCC 9 ; stratégie de modulation d' I_a et d' I_q dans le cercle de Rayon 16

6.4.3 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 6. 25.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes pour tous les lotissements. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 6. 25.b.

Nous avons éliminé environ 0.42% des données dépassant l'unité, celles-ci sur un total de 18270 valeurs. Ces données ignorées ne perturbent pas les critères (cf. section 6.4.2).

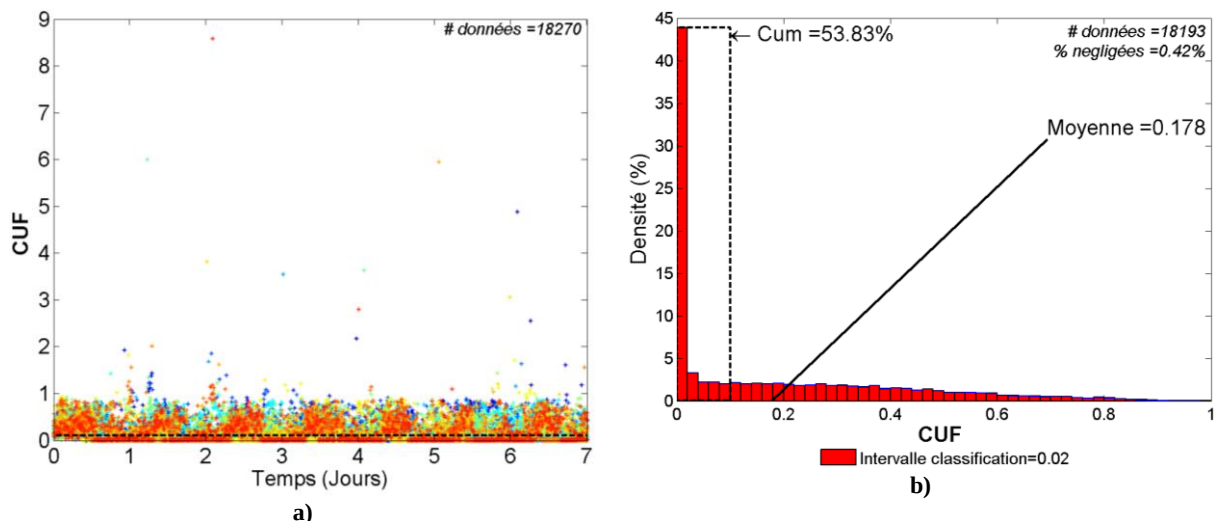


Figure 6. 25 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_a et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 53.82 %. Soit plus de 53 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.
- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 880% par rapport au scénario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.178. Cela donne une amélioration relative de plus de 53% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

6.4.4 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Sur la Figure 6. 26.a, nous illustrons le VUF du scénario de la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A sans contrainte de recharge. La densité de probabilité de ces données est présentée sur la Figure 6. 26.b.

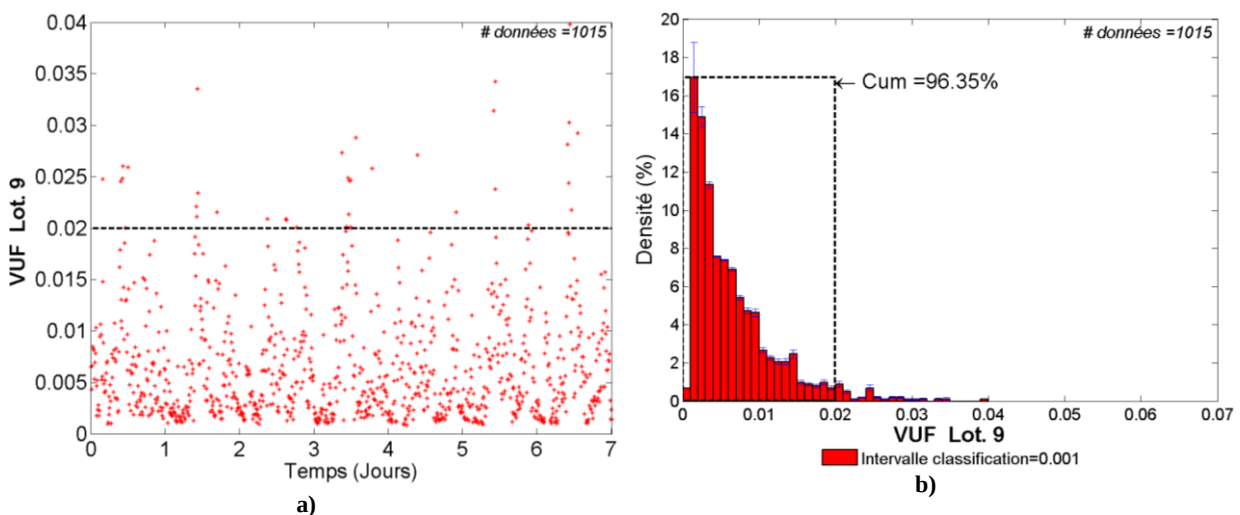


Figure 6. 26 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A: a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 96.35 %. L'amélioration relative est de plus de 18 % par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).
- La valeur du VUN est au-dessus de la limite de la norme (VUN de 95 %).

6.4.5 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 6. 27.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT. Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 73 % des cas (soit 401 instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Plus de 27% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 6. 27.b.

Cela permet de conclure que dans plus de 27% de départs, les utilisateurs des VEs n'ont pas un état de charge satisfaisant.

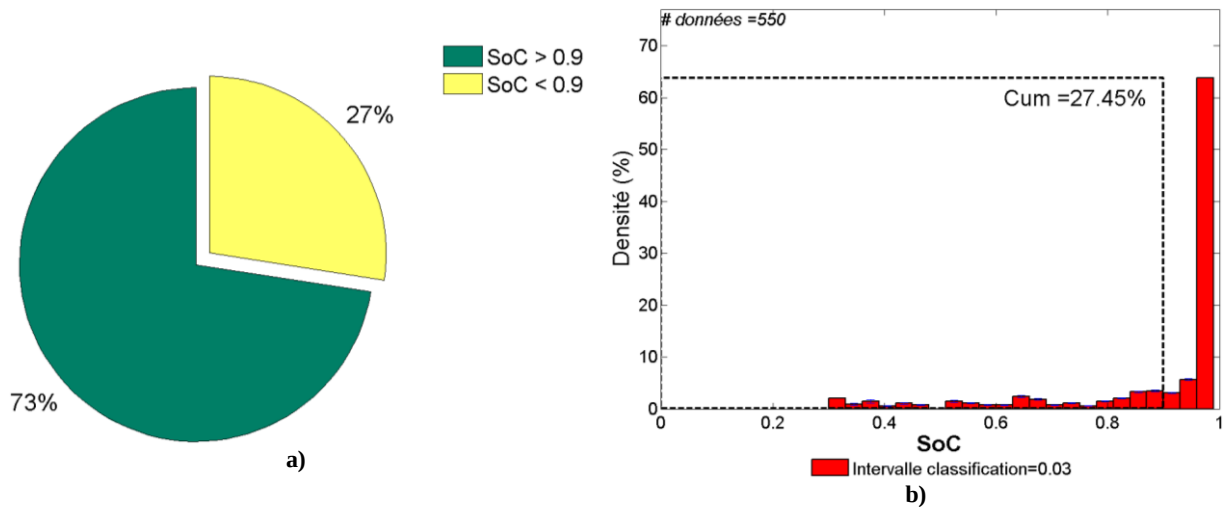


Figure 6. 27 a) Répartition des événements de départ avec recharge complétée (SoC_{FINAL} supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_{FINAL} juste avant le départ des VEs ; stratégie de modulation d'I_d et d'I_q dans le cercle de Rayon 16 A

6.4.6 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 6. 28 montre le critère DFCPQ pour la stratégie abordée dans cette section. La plus haute densité des consignes se concentrent autour de 0 kW.

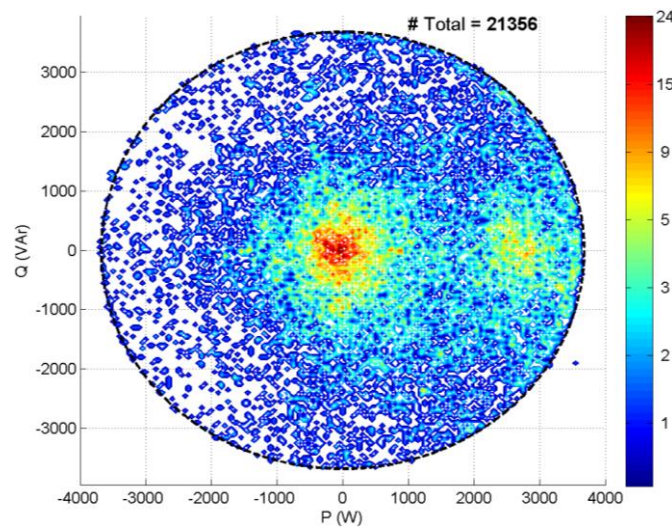


**Figure 6. 28 DFCPQ ;
stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A**

Nous observons que la densité de consignes, sauf autour du centre, est assez uniforme dans la région des puissances actives consommées (P positive). Dans la région des puissances actives négatives, la densité des consignes est plus réduite surtout à la frontière ce qui est moins évident du fait que l'on n'impose pas de contrainte de recharge.

Les résultats montrés dans la Figure 6. 28 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 29353 valeurs de puissances.

6.4.7 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 5. 2. Nous concluons que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scénario sans stratégie. Néanmoins, l'indice R_CPLT illustre l'impact important de cette stratégie sur le confort des utilisateurs des VEs.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	53 %	0.178	96.37%	73%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 880% d'amélioration relative	Plus de 50 % de réduction en écart relatif	Plus de 18% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	En-dessous du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 6. 3 Scores pour la stratégie de modulation d'I_d et d'I_q dans le cercle de Rayon 16 A sans contrainte de recharge

6.5 Stratégie modulation d'I_d et d'I_q dans tout le plan complexe des consignes avec contrainte de recharge

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la stratégie de modulation d'I_d et d'I_q dans le cercle de Rayon 16 A, étudiée dans la dernière section, en ajoutant ici la contrainte de recharge.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in \mathbb{R}^{2N} \\ t = t_k \\ Lot = L}} f(x) \\
 & \text{s. t.} \\
 & x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq 16^2 \\
 & I_{d_Minj} \leq x_{dj} \leq 16A \quad I_{d_Minj} = \begin{cases} -16A, & Prte_j = \text{Faux} \\ 13A, & Prte_j = \text{Vrai} \end{cases} \\
 & \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* \\
 I_{qj} &= x_{qj}^* \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Contrainte de recharge

Pour implémenter la contrainte de recharge, nous reprenons l'algorithme présenté dans la section 5.7 en modifiant la décision sur l'ensemble des solutions. Nous illustrons cette décision sur la Figure 6. 29. Ainsi, si un VE X a la priorité de charger, cet algorithme confine le courant de recharge (I_d) et le courant réactif (I_q) à une région assurant la recharge complète. Cette région est caractérisée par la valeur minimale permise au courant de recharge, étant elle 13A.

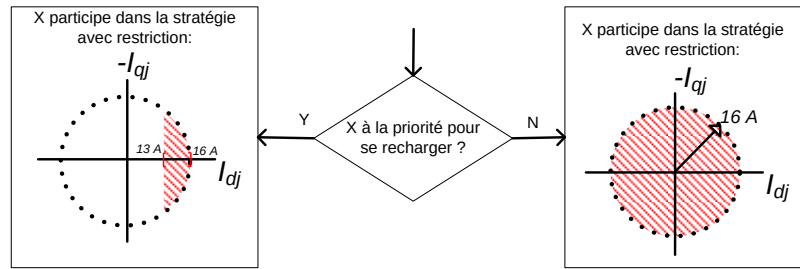


Figure 6. 29 Contrainte de recharge basée sur la priorité de charger dans le scenario de la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A

Les allures des SoC, courants, CUF et VUF correspondantes à l'échantillon journalier sur le lotissement 9 sont montrées dans l'Annexe C.0.

6.5.1 Analyse des données du CUF

Le taux de réussite

Les valeurs du CUF le long de la semaine sont montrées sur la Figure 6. 15.a . Ces valeurs sont prises toutes les 10 minutes, pour tous les lotissements. La densité de probabilité de ces données est montrée sur la Figure 6. 30.b.

Nous avons éliminé environ 0.52% des données dépassant l'unité, celles-ci sur un total de 18270 valeurs. Ces données ignorées ne perturbent pas les critères (cf. section 6.4.2).

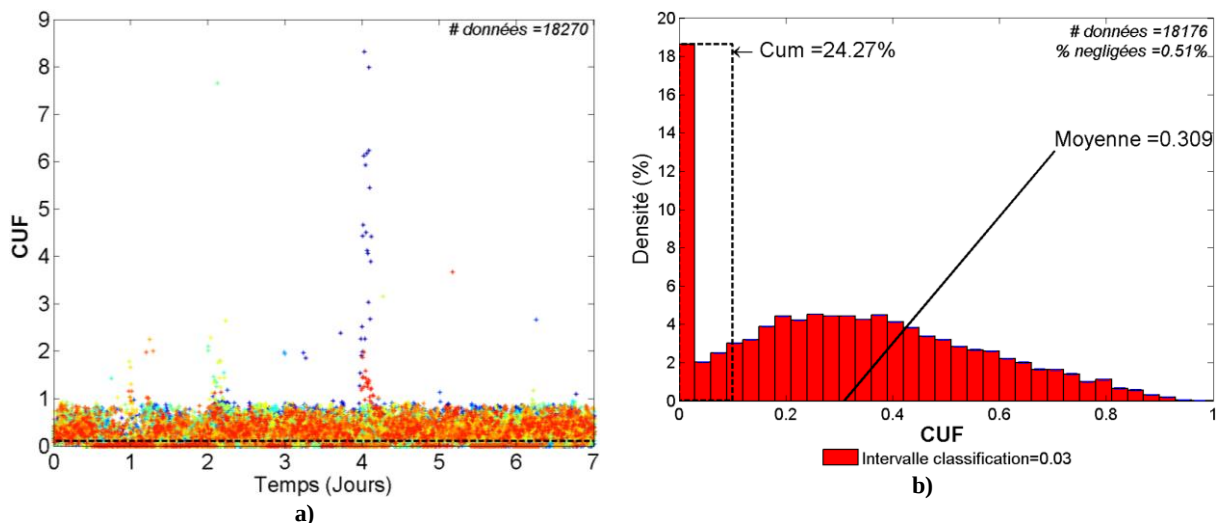


Figure 6. 30 Dans du réseau avec VEs et stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A avec contrainte de recharge: a) Données du CUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de CUF selon des intervalles de classifications

Nous faisons ressortir les observations suivantes sur le taux de réussite :

- Le taux de réussite est de 24.27 %. Soit plus de 24 % des valeurs du CUF se trouvent en dessous de 0.1.
- Cette stratégie améliore en écart relatif le taux de réussite de 350% par rapport au scenario sans stratégie (le taux de réussite était de 5.39 %).

Le critère CHCUF

La valeur du CHCUF est la moyenne sur la figure ci-dessus. A ce propos :

- Le CHCUF est de 0.309. Cela donne une amélioration relative de plus de 18% par rapport au scénario sans stratégie (le CHCUF était de 0.38).

6.5.2 Analyse des données du VUF

Le critère VUN

Les valeurs du VUF ont été collectées toutes les 10 minutes le long de la semaine, au niveau du lotissement 9. Sur la Figure 6. 31.a, nous illustrons le VUF du scénario de la stratégie présentée dans cette section. La densité de probabilité correspondante est illustrée sur la Figure 6. 31.b.

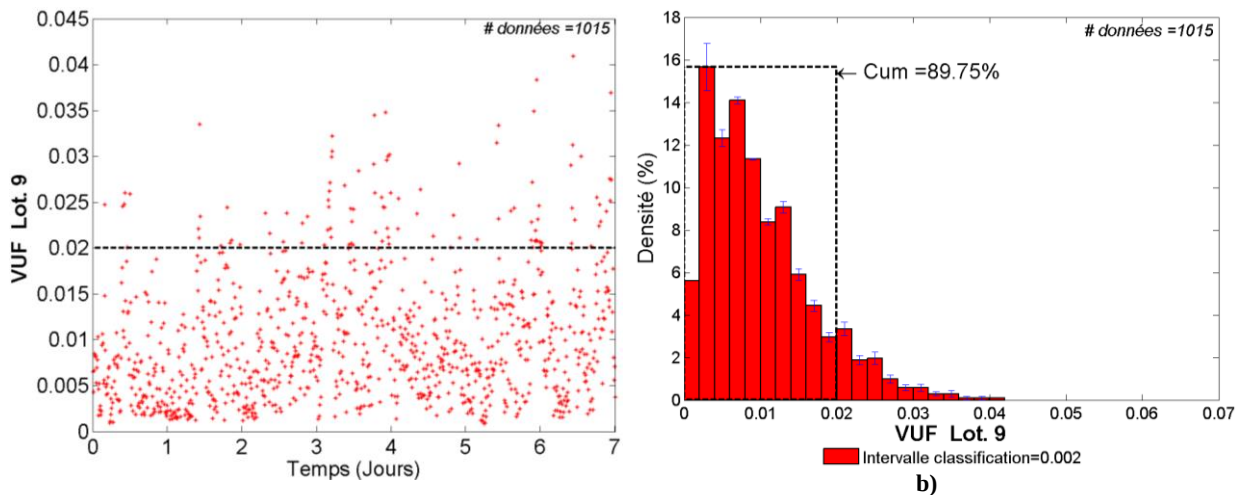


Figure 6. 31 Dans du réseau avec VEs et avec stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A avec contrainte de recharge : a) Données du VUF de tous les lotissements pris tous les 10 mn pendant une semaine ; b) Densité de probabilité des données de VUF selon des intervalles de classifications

Sur le critère VUN :

- La valeur du VUN est de 89.75 %. L'amélioration relative est de plus de 12 % par rapport au scénario sans stratégie (le VUN était de 77.63%).

6.5.3 R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

La Figure 6. 32.a représente le comportement statistique du critère R_CPLT. Selon cette figure correspondante à un total de 550 différents instants de départ des VEs (le long de la semaine partout dans le réseau test), dans 97% des cas (soit 535 des instants) les VEs partent avec un SoC plus grand que 0.9. Moins de 3% des possibilités de départ donnent un SoC inférieur à 0.9. La densité de probabilité des SoC lors du départ est montrée sur la Figure 6. 32.b.

Il est observé que les SoC les plus probables lors du départ s'approchent de 100%. Cela confirme l'amélioration due à la contrainte de la recharge.

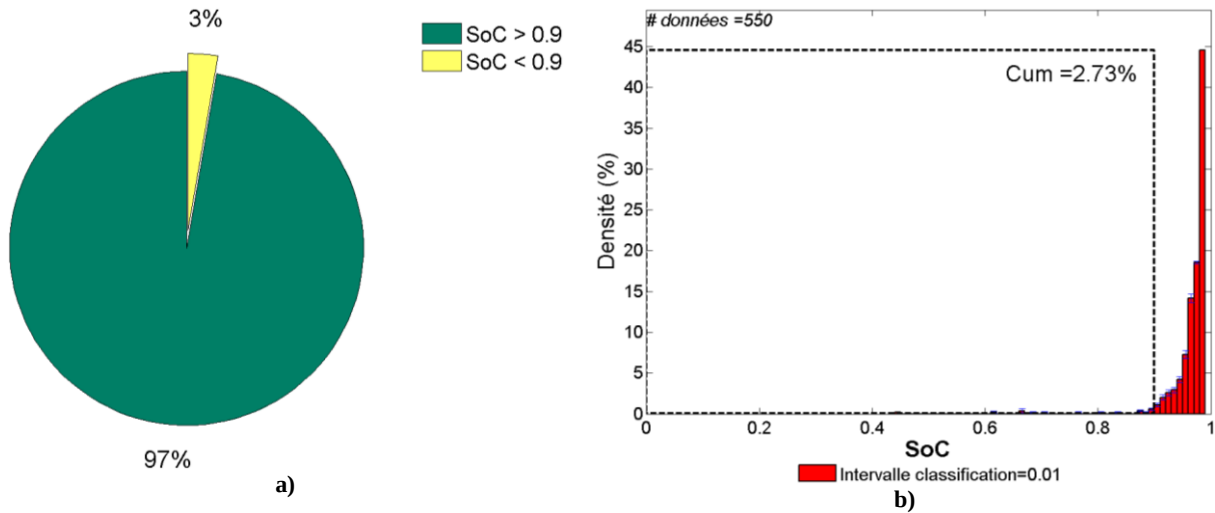


Figure 6.32 a) Répartition des événements de départ avec recharge complété (SoC_FINAL supérieur à 90%) ; b) Distribution des fréquences du SoC_FINAL juste avant le départ des VEs ; stratégie de modulation d'I_d et d'I_q dans le cercle de Rayon 16 A avec contrainte de recharge

6.5.4 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 6.18 montre le critère DFCPQ lors du scénario de la stratégie présentée dans cette section. Nous observons que la densité des consignes autour de 0 kW est plus basse que celle de la stratégie sans contrainte de recharge. Nous remarquons aussi qu'une haute densité des consignes se localise au long de la droite des puissances réactives centrée autour de la puissance active imposée par la contrainte de recharge. D'ailleurs, la plus haute densité des consignes se trouve sur les extrêmes de cette droite.

Les résultats montrés dans la Figure 6.28 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 13000 consignes.

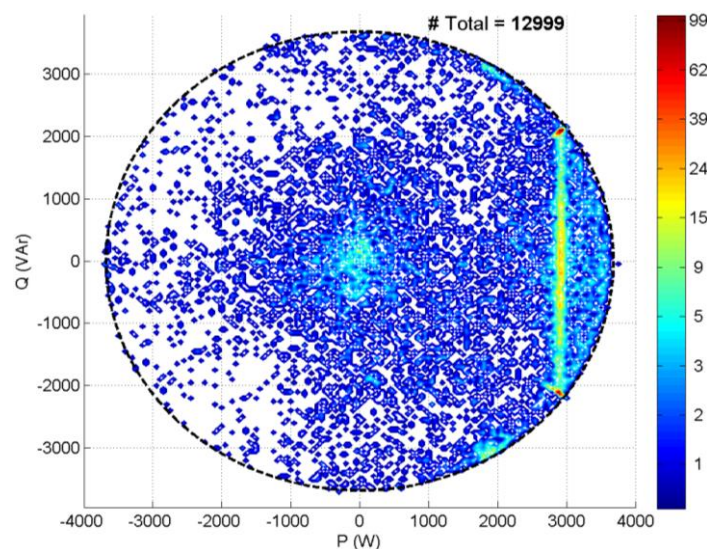


Figure 6.33 Critère DFCPQ ; stratégie de modulation d'I_d et d'I_q dans le cercle de Rayon 16 A avec contrainte de recharge

6.5.5 Conclusions partielles

Les scores de la stratégie abordée sont listés dans le Tableau 6. 4. Nous concluons que cette stratégie a une meilleure performance que celle du scénario sans stratégie. Par ailleurs, l'indice R_CPLT montre la réduction de l'impact de la stratégie précédente sur le confort des utilisateurs des VEs.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	24 %	0.309	89.75%	97%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 350% d'amélioration relative	Plus de 18 % de réduction en écart relatif	Plus de 12% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	En-dessous du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 6. 4 Scores pour la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A avec contrainte de recharge

6.6 Résultat de la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q en variant la valeur inférieure sur la contrainte d' I_d

Nous avons remarqué que l'application de la contrainte de recharge affecte considérablement la performance par rapport aux critères. La contrainte de recharge est caractérisée par le pilotage de la cote inférieure des courants de recharge permis. Dans les stratégies présentées jusqu'à maintenant, cette cote a été fixée à 13 A lorsque le VE avait la priorité de se recharger plutôt que de participer à la minimisation du CUF.

Dans cette section nous décrivons le rapport entre les critères d'évaluation des stratégies et la contrainte de recharge. A cet effet, nous proposons d'évaluer la tendance de chaque critère lorsque la cote inférieure prenne les valeurs 0A, 3A, 4A et 10A. Par ailleurs, nous appliquons les critères de Pareto, introduits dans le chapitre 4, pour confronter la performance des stratégies au confort des utilisateurs des VEs.

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in R^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \text{s. t} \\
 & x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq 16^2 \\
 & I_{d_Minj} \leq x_{dj} \leq 16A \\
 & \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Dans cette section nous évaluerons le rapport entre les critères et I_{d_Minj} . Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* \\
 I_{qj} &= x_{qj}^*
 \end{aligned}
 \quad \forall j = 1, \dots, N$$

Contraintes de recharge

Le Tableau 6. 5 résume les caractéristiques des contraintes à comparer.

Stratégie	Contraintes	Zone des consignes permises
Zone 0 A – 16 A	$0 A < I_d < 16 A$ $I_{d_Minj} = 0A$	
Zone 3 A – 16 A	$3 A < I_d < 16 A$ $I_{d_Minj} = 3A$	
Zone 4 A – 16 A	$4 A < I_d < 16 A$ $I_{d_Minj} = 4A$	
Zone 10 A – 16 A	$10 A < I_d < 16 A$ $I_{d_Minj} = 10A$	

Tableau 6. 5 Restrictions pour les stratégies avec des sections du plan complexe des consignes en courant pour les VEs

6.6.1 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

Les critères DFCPQ pour les contraintes proposées sont illustrés sur la Figure 6. 34. Nous remarquons que la densité des consignes est moyennement uniforme sauf à proximité de la frontière droite démarquée par la cote inférieure du courant de recharge. Nous appellerons cette cote inférieure « I_{d_Min} ». La densité sur cette frontière tend à se répandre le long de la droite.

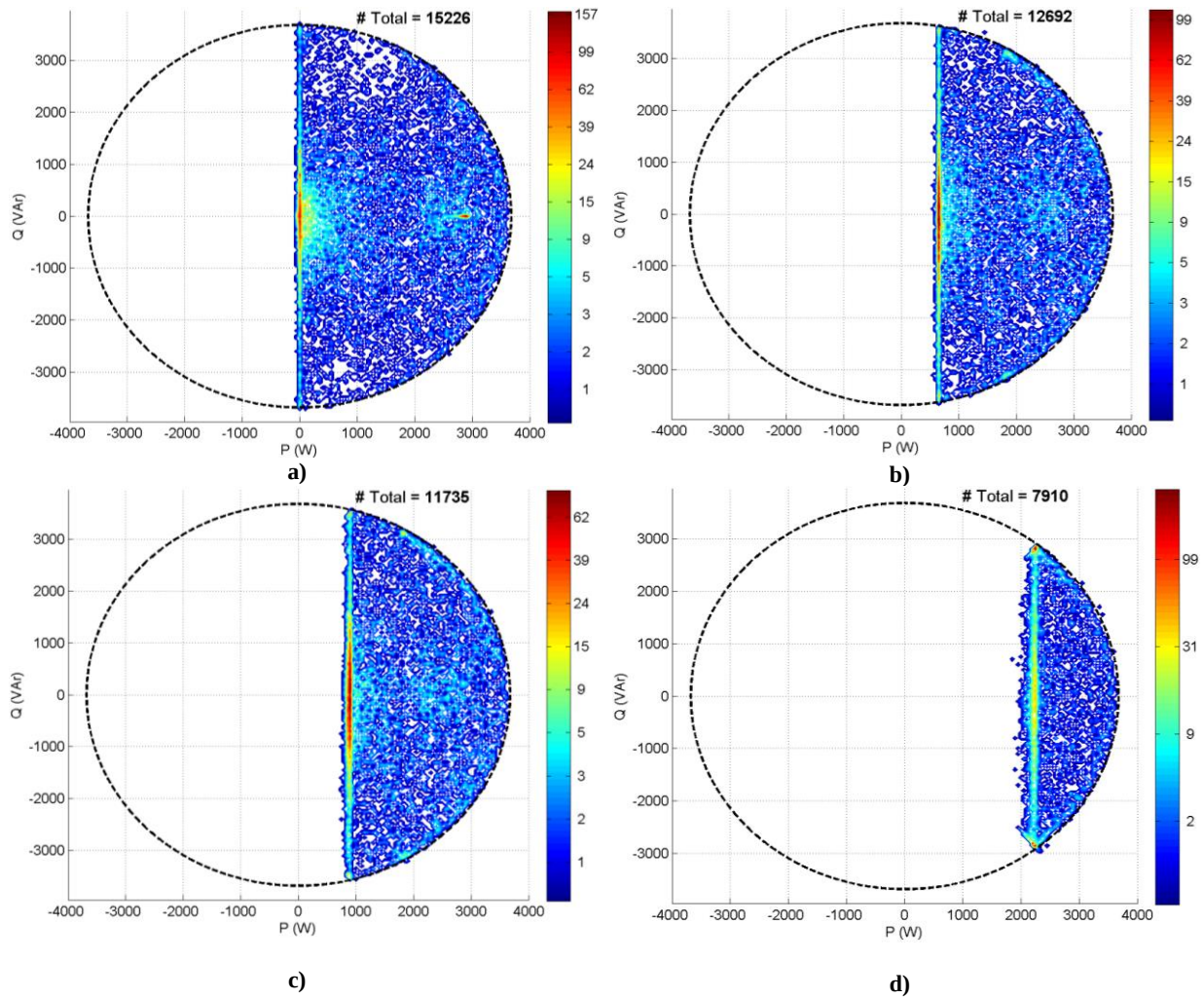


Figure 6. 34 Critère DFPCQ ; Comportement de la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q , en variant la contrainte inférieur d' I_d ; a) $I_{d_Min}=0$ A, b) $I_{d_Min}=3$ A, c) $I_{d_Min}=4$ A, d) $I_{d_Min}=10$ A

6.6.2 Analyse des données

Nous avons analysé les données du CUF et du VUF pour I_{d_Min} égal à 0A, à 3A, à 4A et 10 A. Nous avons calculé les critères du taux de réussite, du CHCUF, du VUN et du R_CPLT. Ces résultats ont été consignés dans l'Annexe C. Pour I_{d_Min} égal à -16 A, l'analyse a été présentée dans la section 6.4. Ces critères seront comparés dans les sections suivantes.

6.6.3 Critère I_{RCPLT} : Recharge insuffisante au moment du départ le lendemain

Nous rappelons qu' I_{RCPLT} est le complémentaire du critère R_CPLT. L' I_{RCPLT} est le pourcentage d'instant (le long de la semaine partout dans le réseau test) dans lesquels les VEs partent de leurs maisons avec un SoC en dessous de 0.9.

Les valeurs de l' I_{RCPLT} des stratégies avec I_{d_Min} égal à 0, 3, 4 et 10 A sont présentées ensemble sur la Figure 6. 35.a. Sur ce critère :

- Lorsque I_{d_Min} augmente, l' I_{RCPLT} diminue ; c'est-à-dire que la probabilité du départ avec un SoC au-dessus de 90% augmentent.
- A partir d' I_{d_Min} égale à 4A, le pourcentage critique d' I_{RCPLT} est respecté. Nous rappelons que le pourcentage critique d' I_{RCPLT} est le nombre maximal permis des instants de départ des VEs avec un SoC inférieur à 90%. Ce pourcentage est égal à 5%.

- Nous concluons qu' I_{d_Min} égale à 13 A, proposée dans la section 6.5, est très conservatrice pour préserver le confort des VEs par rapport au scénario sans contrainte. Il suffirait d'avoir I_{d_Min} égale à 4 A pour conserver le confort.
- Nous avons estimé sur la Figure 6. 35.b la valeur du I_{RCPLT} pour $I_{d_Min}= 16A$ en utilisant la ligne de tendance.

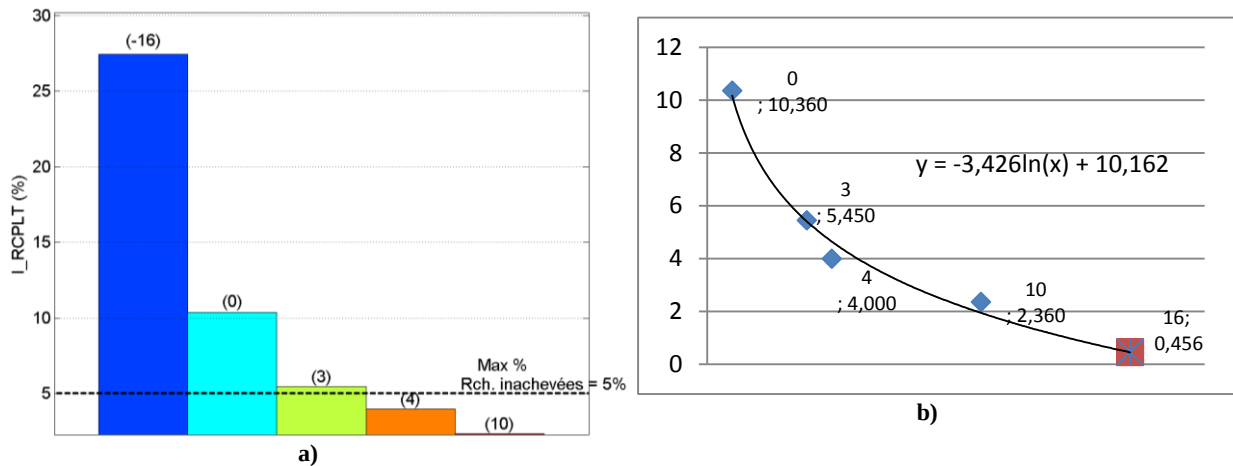


Figure 6. 35 Critère I_{RCPLT} des stratégies de modulation d' I_d et d' I_q , en variant la contrainte inférieur d' I_d ; a) I_{d_Min} = Sans VEs, -16, 0, 3, 4, 10 A ; b) Ligne de tendance avec $I_{d_Min}= 0, 3, 4, 10$ A ; $I_{d_Min}= 16A$ a été estimé

6.6.4 Critère taux de réussite

Les valeurs du taux de réussite de chaque stratégie sont présentées ensemble sur la Figure 6. 36.a.

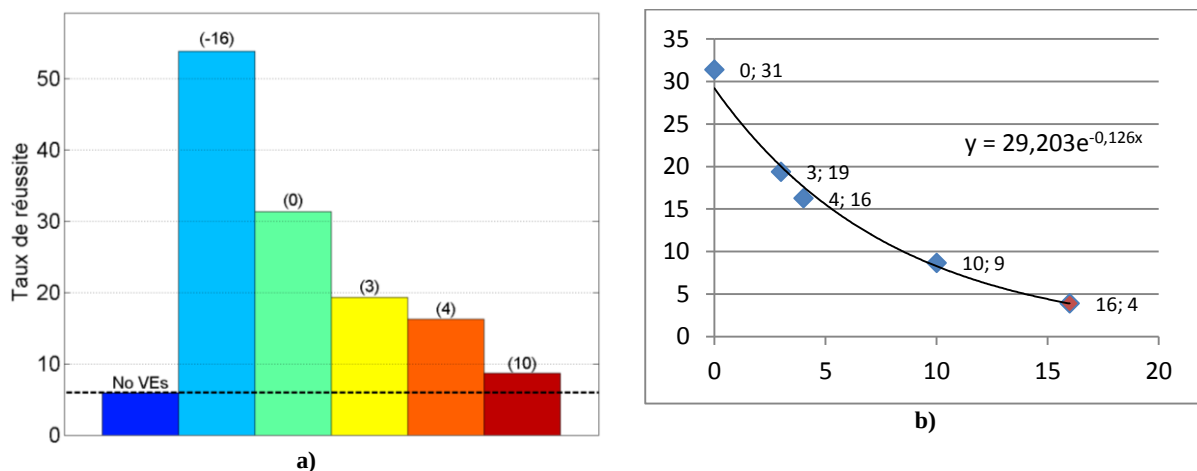


Figure 6. 36 Taux de réussite des stratégies de modulation d' I_d et d' I_q , en variant la contrainte inférieur d' I_d ; a) I_{d_Min} = Sans VEs, -16, 0, 3, 4, 10 A ; b) Ligne de tendance avec $I_{d_Min}= 0, 3, 4, 10$ A ; $I_{d_Min}= 16A$ a été estimé

Sur ce critère :

- Lorsqu' I_{d_Min} augmente, le taux de réussite diminue exponentiellement comme illustré sur la Figure 6. 36.b.
- Cette tendance confirme que la contrainte avec I_{d_Min} égale à 13 A, proposée dans la section 6.5, sacrifie trop le taux de réussite par rapport au scénario sans VEs.
- Nous avons estimé sur la Figure 6. 36.b la valeur du taux de réussite pour $I_{d_Min}= 16A$ en utilisant le modèle associé.

6.6.5 Critère CUF moyenne : CHCUF

Les valeurs du CHCUF de chaque stratégie sont présentées ensemble sur la Figure 6. 37.a. Sur ce critère :

- Lorsqu' I_{d_Min} augmente, le CHCUF augmente ; c'est-à-dire que le CUF moyen augmente suivant une tendance logarithmique comme l'illustre la Figure 6. 37.b.
- Cette tendance confirme que la contrainte avec I_{d_Min} égale à 13 A, proposée dans la section 6.5, augmente trop le CHCUF par rapport au scénario sans VEs.
- Nous avons estimé sur la Figure 6. 37.b la valeur du CHCUF pour $I_{d_Min}= 16A$ en utilisant le modèle associé.

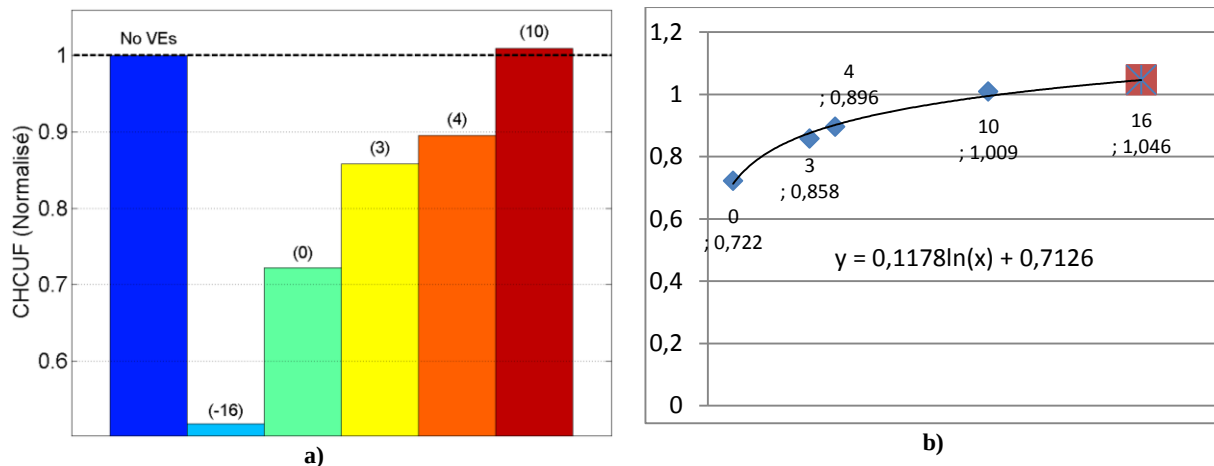


Figure 6. 37 CHCUF des stratégies de modulation d' I_d et d' I_q , en variant la contrainte inférieure d' I_d ; a) I_{d_Min} = Sans VEs, -16, 0, 3, 4, 10 A ; b) Ligne de tendance avec $I_{d_Min}= 0, 3, 4, 10$ A ; $I_{d_Min}= 16A$ a été estimé

6.6.6 Critère VUN

Les valeurs du VUN de chaque stratégie sont présentées ensemble sur la Figure 6. 38.a. Sur ce critère :

- Lorsqu' I_{d_Min} augmente, le VUN diminue suivant une tendance polynômiale comme l'illustre la Figure 6. 38.b.
- Nous avons estimé sur la Figure 6. 38.b la valeur du CHCUF pour $I_{d_Min}= 16A$ en utilisant le modèle polynômial associé.
- Cette tendance confirme que la contrainte avec I_{d_Min} égale à 13 A, proposée dans la section 6.5, diminue trop le VUN par rapport au scénario sans VEs.

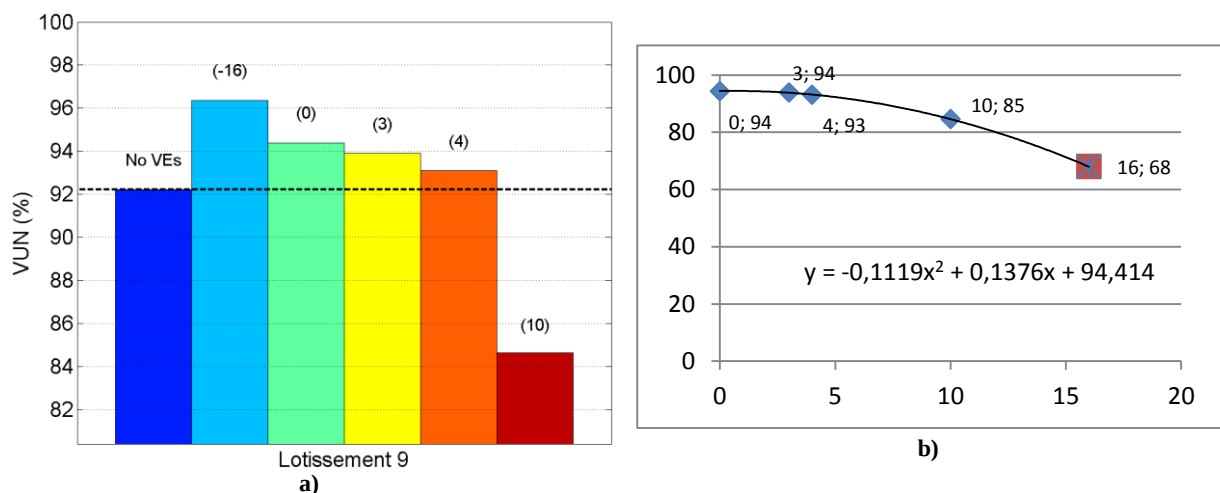
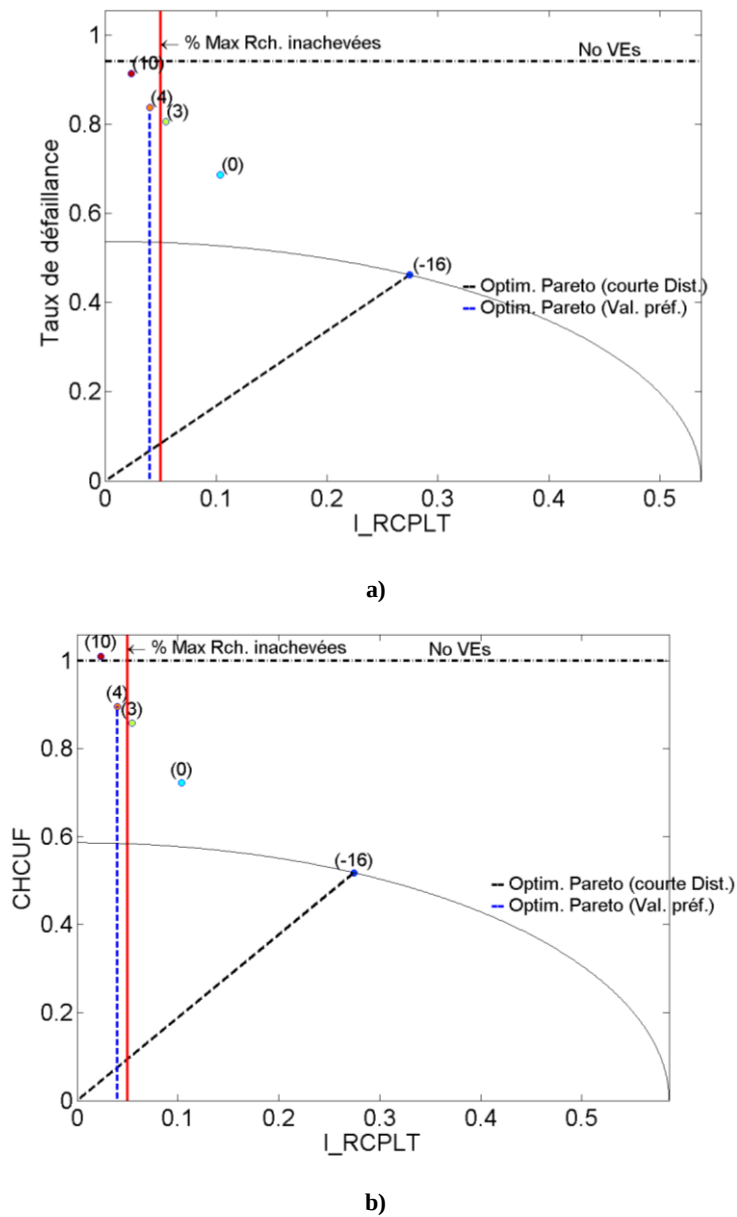


Figure 6. 38 VUN des stratégies de modulation d' I_d et d' I_q , en variant la contrainte inférieure d' I_d ;
a) I_{d_Min} = Sans VEs, -16, 0, 3, 4, 10 A ; b) Ligne de tendance avec I_{d_Min} = 0, 3, 4, 10 A ; I_{d_Min} = 16A a été estimé

6.6.7 Comparaison des stratégies : critères de Pareto

Nous avons repris les plans de Pareto présentés dans le chapitre 4, de façon à discriminer la valeur d' I_{d_Min} constituant le meilleur compromis entre la minimisation du CUF et le confort des utilisateurs des VEs. La Figure 6. 39 illustre les trois plans de Pareto obtenus.

Nous rappelons que la ligne pointillée noir indiquant le rayon des cercles, elle illustre le critère de la distance la plus courte, tandis que la ligne pointillée en bleu indique la solution préférée étant donnée la région des valeurs préférées. Cette région comprend toutes les solutions dans lesquelles le critère I_{RCPLT} (complémentaire du R_{CPLT}) est en dessous de 0.05. Cette région est délimitée par la ligne rouge.



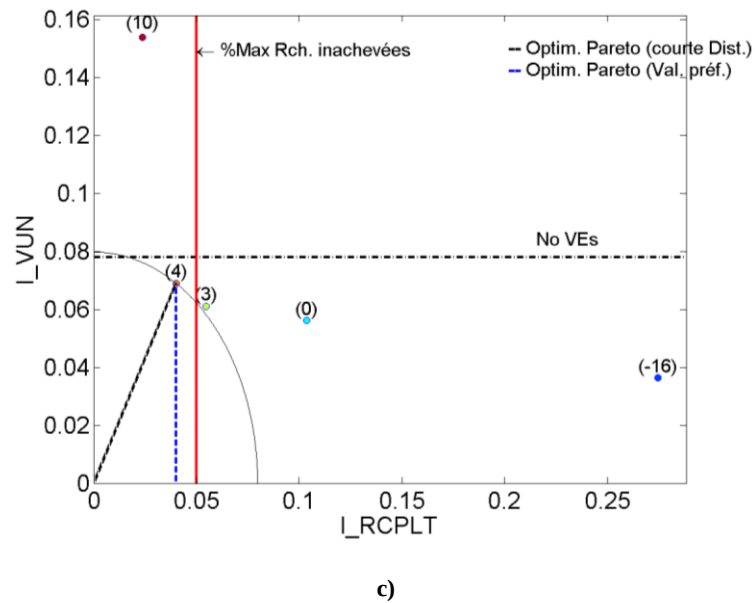


**Figure 6. 39 Plan de Pareto des critères : a) 1-Taux de défaillance vs. I_{RCPLT} ;
b) CHCUF vs. I_{RCPLT} ; c) I_{VUN} vs. I_{RCPLT}**

La Figure 6. 39.a présente le plan de Pareto comparant le taux de réussite (ou son complémentaire c'est-à-dire le taux de défaillance) et le critère R_{CPLT} (ou son complémentaire, I_{RCPLT}). Sur ce plan :

- La valeur I_{d_Min} égale à 4A est la contrainte qui permet le taux de réussite le plus haut tout en préservant le confort au-dessus du rapport critique.
- La valeur I_{d_Min} égale à -16A constitue la stratégie la plus proche de la solution idéale. Malgré cela, le confort est fortement sacrifié.

La Figure 6. 39.b présente le plan de Pareto comparant le CHCUF et le critère R_{CPLT} . Sur ce plan :

- La valeur I_{d_Min} égale à 4A est la contrainte qui permet le CHCUF le plus bas tout en préservant le confort au-dessus du rapport critique.
- La valeur I_{d_Min} égale à -16A constitue la stratégie la plus proche de la solution idéale. Malgré cela, le confort est également fortement sacrifié.

La Figure 6. 39.c présente le plan de Pareto comparant le VUN (dans la figure son complémentaire, I_{VUN}) et le critère R_{CPLT} . Sur ce plan :

- La valeur I_{d_Min} égale à 4A est la contrainte qui permet le VUN le plus haut tout en préservant le confort au-dessus du rapport critique. La stratégie avec cette contrainte de recharge constitue celle la plus proche à la solution idéale.

6.6.8 Conclusions partielles

Nous concluons que la stratégie avec I_{d_Min} égale à 4A offre le meilleur compromis entre la minimisation du CUF et le confort des utilisateurs des VEs. Cela a été démontré à l'aide des plans de Pareto obtenus.

Nous proposons deux stratégies basées sur cette dernière étude.

D'un côté, nous proposons un réglage de la puissance réactive (modulation d' I_q) avec une puissance faible de recharge. Cela est basé sur le fait que dans la plupart des scénarii la densité des consignes est plus haute autour de 0 kW. En plus de cela, la puissance réactive préserve un ensemble de solutions suffisamment large.

D'un autre côté, nous proposons de réessayer la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A avec une contrainte de recharge dont la cote inférieure (I_{d_Min}) est égale à 4A.

6.7 Stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge

Cette stratégie permet la possibilité d'exploiter les capacités d'algorithme d'optimisation non linéaire lorsque l'ensemble de solutions se localise dans une région de basse puissance active.

Dans cette stratégie nous minimisons le CUF lorsque les VEs ont fini de charger la batterie. Cette minimisation est donc restreinte à agir sur le courant réactif I_q .

Nous proposons de fixer le courant actif à 0.8 A après la fin de la recharge. Ceci pour tenir compte des pertes actives à compenser.

Fonction objectif et algorithme d'optimisation

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in R^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \quad \quad \quad s. t \\
 & x_{dj} = \begin{cases} 13A, & SoC_j < 100\% \\ 0,8A, & SoC_j = 100\% \end{cases} \\
 & x_{qj} = \begin{cases} 0A, & SoC_j < 100\% \\ x_{qj} \in R \mid x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq |16|^2, & SoC_j = 100\% \end{cases} \\
 & \quad \quad \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* \\
 I_{qj} &= x_{qj}^* \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Restrictions liées au mode de recharge

Dans cette stratégie, le VE se charge à courant de recharge, I_d , égale à 13 A. Après qu'il ait atteint un SoC égal à 100%, I_d est fixé à 0.8 A et la minimisation du CUF se fait sur le courant réactif à l'intérieur du cercle de rayon 16 A. Cette décision est illustrée sur la Figure 6. 40.

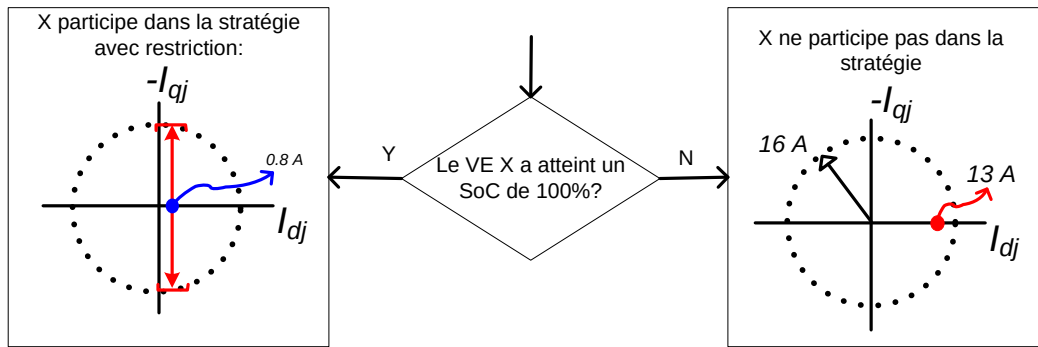


Figure 6. 40 Restrictions liées au mode de recharge pour la stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge

6.7.1 Allures et données

Nous avons analysé les données du CUF et du VUF ainsi que nous avons calculé les critères du taux de réussite, du CHCUF, du VUN et du R_CPLT. Ces résultats ont été consignés dans l'Annexe C.4.

6.7.2 Synthèse des critères

Les scores pour cette stratégie sont listés dans le Tableau 6. 6. Nous concluons que cette stratégie a une performance très compétitive d'après ses critères.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	43.83%	0.22	90.54%	96.7%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 700% d'amélioration relative	Plus de 42 % de réduction en écart relatif	Plus de 12% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	Au-dessus du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 6. 6 Scores pour la stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge

Ces valeurs sont comparées dans les sections suivantes avec celles issues des autres stratégies pour synthétiser et conclure.

6.7.3 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 6. 41 montre le critère DFCPQ lors du scénario de la stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge. Nous observons que les consignes se regroupent autour de la puissance nominale de recharge (3 kW) ainsi que sur l'intervalle prévu pour l'ensemble de solutions ($[-3.7 \text{ kVAr}, 3.7 \text{ kVAr}]$ @ 150 W).

Les résultats montrés dans la Figure 6. 41 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 21448 consignes.

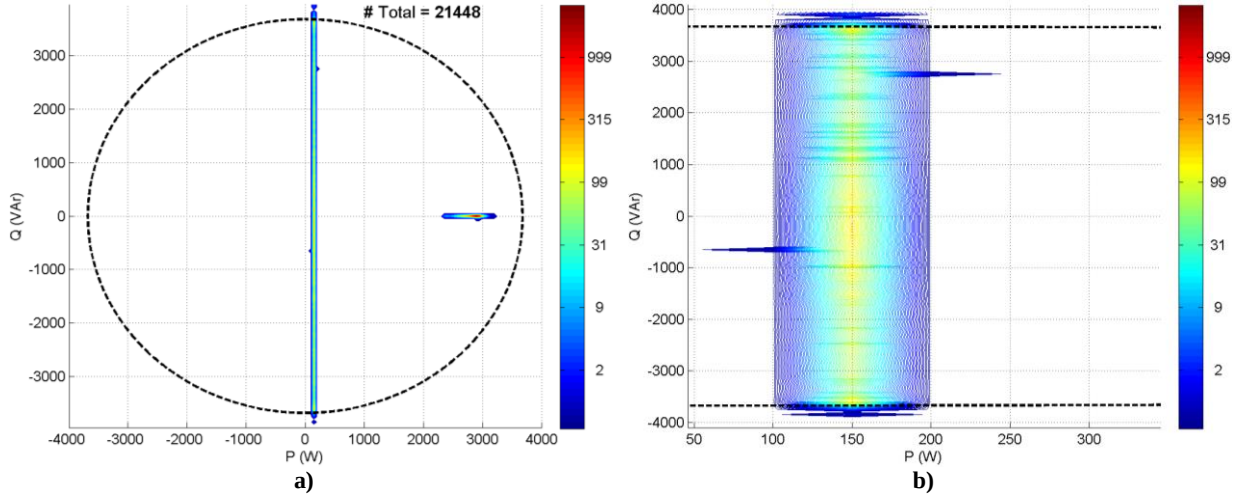


Figure 6.41 a) critère DFCPQ ; stratégie de modulation d'I_q après la fin de la recharge;
b) Zoom de la distribution des fréquences

6.8 Stratégie modulation d'I_d et d'I_q dans tout le plan complexe des consignes avec contrainte de recharge à 4 A

Cette stratégie de minimisation du déséquilibre se base sur la stratégie de modulation d'I_d et d'I_q dans le cercle de Rayon 16 A, étudiée dans la dernière section, en ajoutant ici la contrainte de recharge avec la cote inférieure (I_{d_Min}) égale à 4A (à la place de 13 A comme dans la section 6.5).

Problème d'optimisation

Nous avons optimisé le problème continu du CUF (section §4.5.1) pour N VEs regroupés dans un lotissement « L » à l'instant t_k :

$$\begin{aligned}
 & \min_{\substack{x \in \mathbb{R}^{2N} \\ t=t_k \\ Lot=L}} f(x) \\
 & \quad s. t \\
 & \quad x_{dj}^2 + x_{qj}^2 \leq 16^2 \\
 & \quad I_{d_Minj} \leq x_{dj} \leq 16A \quad I_{d_Minj} = \begin{cases} -16A, & Prte_j = \text{Faux} \\ 4A, & Prte_j = \text{Vrai} \end{cases} \\
 & \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Nous avons donc utilisé l'algorithme d'optimisation SQP proposé dans le chapitre 4. Les courants correspondants aux solutions optimales seront notés :

$$\begin{aligned}
 I_{dj} &= x_{dj}^* \\
 I_{qj} &= x_{qj}^* \quad \forall j = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

Contrainte de recharge

La contrainte de recharge restreint la participation des VE dans l'algorithme de minimisation. Cette restriction se base sur la priorité de recharger le véhicule de façon à avoir un état de charge suffisant lors du départ. Cette priorité a été formulée auparavant (cf. section 5.5).

Pour implémenter la contrainte de recharge, nous reprenons l'algorithme présenté dans la section 5.7 en modifiant la décision sur l'ensemble des solutions. Nous illustrons cette décision sur la Figure 6. . Ainsi, si un VE X a la priorité de se recharger, cet algorithme confine le courant de recharge (I_d) et le courant réactif (I_q) à une région assurant la recharge complète. Cette région est caractérisée par la valeur minimale permise au courant de recharge, c'est à dire 4A.

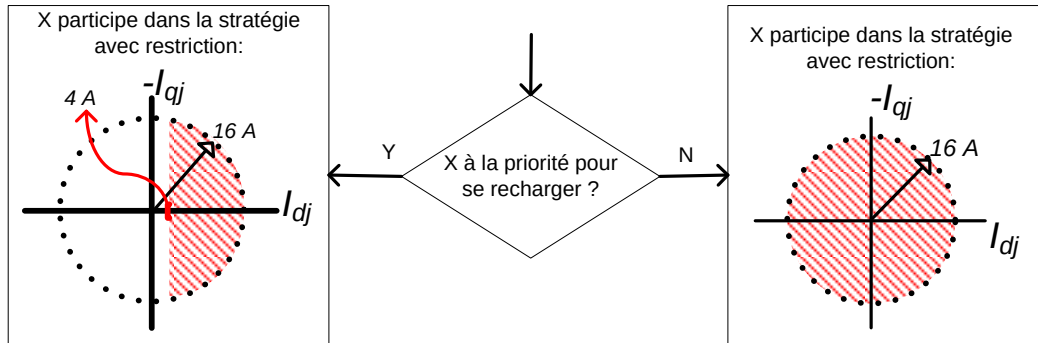


Figure 6. Contrainte de recharge avec à I_{d_Min} égale à 4 A

6.8.1 Allures et données

Nous avons analysé les données du CUF et du VUF ainsi que nous avons calculé les critères du taux de réussite, du CHCUF, du VUN et du R_CPLT. Ces résultats ont été consignés dans l'Annexe C.5.

6.8.2 Synthèse des critères

Les scores pour cette stratégie sont listés dans le Tableau 6. 7. Nous concluons que cette stratégie a une performance très compétitive d'après ses critères.

	Taux de réussite	CHCUF	VUN	R_CPLT
Avec Stratégie	26.65 %	0.278	95.07%	96.3%
Sans Stratégie	5.39%	0.38	77.63%	98%
Ecart par rapport au scénario sans stratégie	Plus de 390% d'amélioration relative	Plus de 26 % de réduction en écart relatif	Plus de 17% d'amélioration en écart absolu. En conformité avec la norme (>95%)	Au-dessus du pourcentage critique de confort (95%)

Tableau 6. 7 Scores pour la stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge

Ces valeurs sont comparées dans les sections suivantes avec celles issues des autres stratégies pour synthétiser et conclure.

6.8.3 DFCPQ : Distribution des Fréquences des Consignes de puissance active (P) et réactive (Q)

La Figure 6. 42 montre le critère DFCPQ lors du scénario de la stratégie présentée dans cette section. Nous observons que la densité des consignes autour de 0 kW est plus basse que celle de la stratégie sans contrainte de recharge. Nous remarquons aussi qu'une haute densité des consignes se localise le long de la droite des puissances réactives centrée autour de la puissance active imposée par la contrainte de recharge.

Les résultats montrés dans la Figure 6. 42 ont été collectés sur un horizon d'une semaine totalisant 15205 consignes.

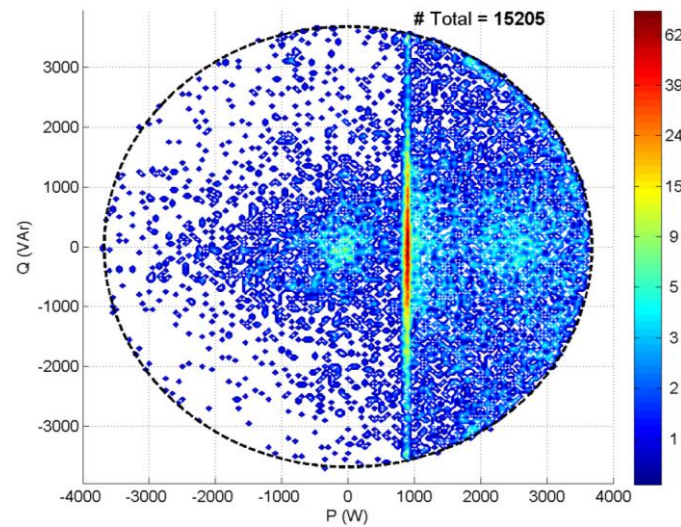


Figure 6. 42 Critère DFCPQ ; stratégie modulation d' I_d et d' I_q dans tout le plan complexe des consignes avec contrainte de recharge à 4 A

6.9 Comparaison des stratégies par critères d'évaluation

Nous comparerons les scenarios suivants:

1. Scenario du réseau résidentiel sans VEs,
2. Scenario du réseau résidentiel avec des VEs non pilotés (aucune stratégie),
3. Du chapitre 5, le scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation du courant de recharge entre 0 et 16 A *sans* contrainte de recharge. Nous remarquons que cette stratégie est la plus performante du chapitre 5.
4. Du chapitre 5, le scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation du courant de recharge entre 0 et 16 A *avec* contrainte de recharge.
5. Scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation du courant de recharge entre -16 A et 16 A *sans* contrainte de recharge,
6. Scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation du courant de recharge entre -16 et 16 A *avec* contrainte de recharge,
7. Scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A *sans* contrainte de recharge,
8. Scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A *avec* contrainte de recharge avec I_{d_Min} égale à 13A,
9. Scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge,
10. Scenario des VEs pilotés par la stratégie de modulation d' I_d et d' I_q dans le cercle de Rayon 16 A *avec* contrainte de recharge avec I_{d_Min} égale à 4A.

6.9.1 Critère taux de réussite

Nous rappelons que le taux de réussite est le pourcentage des mesures du CUF (prises tous les 10 mn pendant une semaine compte tenu de tous les lotissements) en dessous de 0.1. Sur la Figure 6. 43 nous présentons le taux de réussite de chaque scenario.

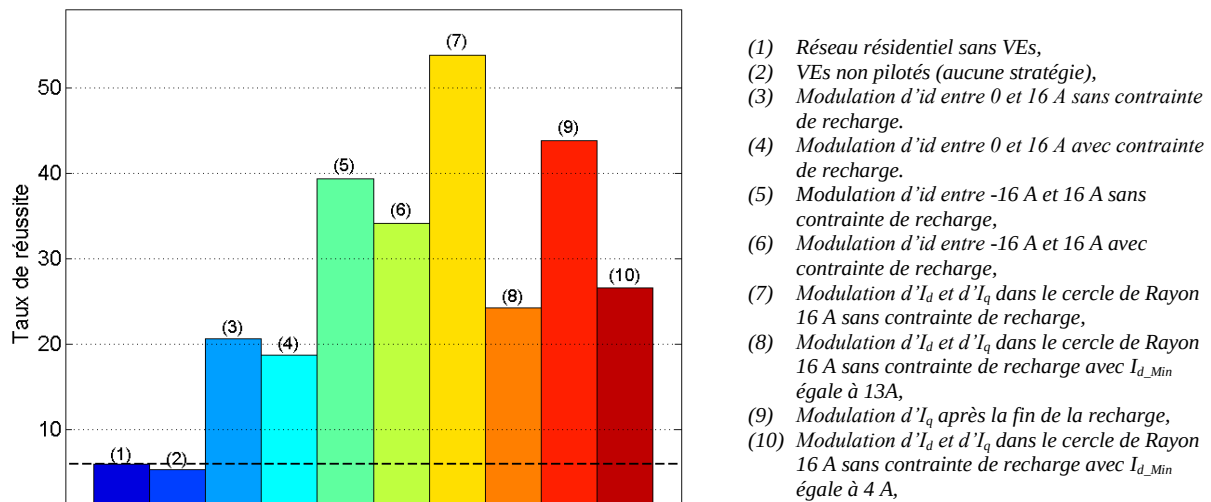


Figure 6. 43 Taux de réussite de chacune des stratégies présentées dans ce chapitre plus la meilleure stratégie du chapitre précédent

Sur ce critère nous remarquons que :

- Les stratégies en général améliorent le taux de réussite.
- La production de puissances active et l'introduction de la puissance réactive impliquent une amélioration significative du taux de réussite. Nous arrivons à ce constat en comparant les stratégies du chapitre 5 à toutes celles du chapitre 6.
- Les deux stratégies qui améliorent le plus le taux de réussites sont :
 - la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes sans contrainte de recharge (7) (plus de 880 % d'amélioration en écart relatif par rapport au scénario sans stratégie)
 - la stratégie de modulation d'I_q après la fin de la recharge (9) (plus de 700 % d'amélioration en écart relatif par rapport au scénario sans stratégie).
- La contrainte de recharge cause une détérioration considérable du le taux de réussite
 - Pour la modulation entre -16A et 16A (6) on remarque une diminution de 12% en écart absolu.
 - Pour la modulation dans tout le plan (8), on remarque une diminution de plus de 40% en écart absolu (50% pour I_{d_Min} égale à 13A).
 - Le changement d'I_{d_Min} (10) réduit l'effet de la contrainte de la recharge sur la stratégie (7).

6.9.2 Critère CUF moyenne : CHCUF

Nous rappelons que le paramètre CHCUF est la moyenne des valeurs du CUF pris tous les 10 minutes pendant une semaine tenant compte de tous les lotissements. Sur la Figure 6. 44, nous présentons les valeurs du CHCUF de chaque scénario. Nous avons normalisé ces valeurs par rapport au scénario du réseau électrique sans VEs.

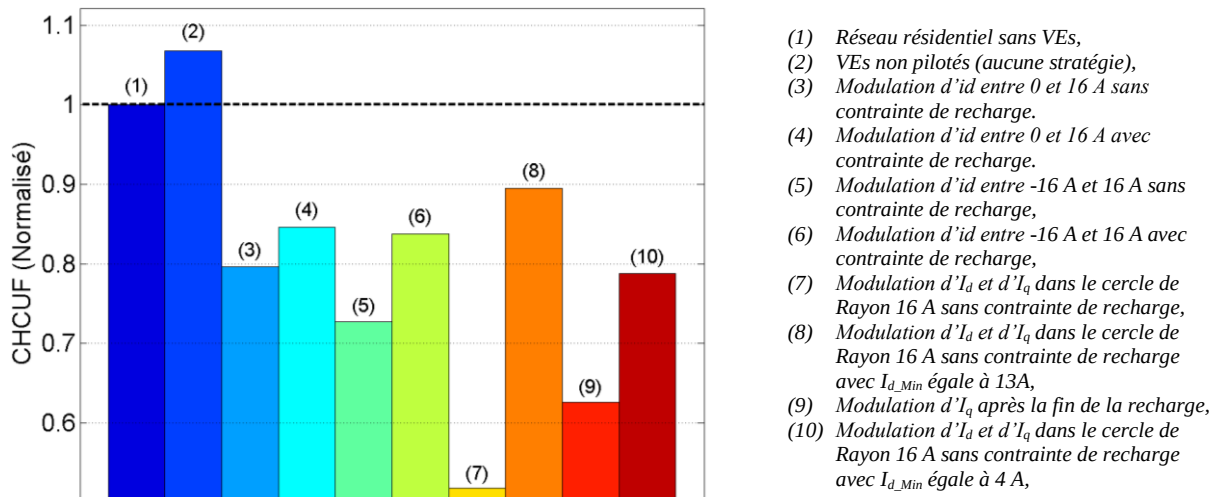


Figure 6. 44 Critère CHCUF de chacune des stratégies présentées dans ce chapitre plus la meilleure stratégie du chapitre précédent

Sur ce critère nous remarquons que :

- Les stratégies en général réduisent le CHCUF.
- La production de puissances active et l'introduction de la puissance réactive impliquent une réduction significative du CHCUF. Nous arrivons à ce constat en comparant les stratégies du chapitre 5 celles du chapitre 6.
- Les deux stratégies qui réduisent le plus le CHCUF sont :
 - la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes sans contrainte de recharge (7) (plus de 50 % de réduction en écart relatif par rapport au scénario sans stratégie)
 - la stratégie de modulation d' i_q après la fin de la recharge (9) (plus de 41 % de réduction en écart relatif par rapport au scénario sans stratégie).
- La contrainte de recharge cause une augmentation considérable du CHCUF.
 - Pour la modulation entre -16A et 16A (6) on remarque une augmentation de 11% (en écart absolu).
 - Pour la modulation dans tout le plan (8), on remarque une augmentation de plus de 30% en écart absolu (35% pour I_{d_Min} égale à 13A).
 - Le changement d' I_{d_Min} (10) réduit l'effet de la contrainte de la recharge sur la stratégie (7).

6.9.3 Critère VUN

Nous rappelons que le critère VUN est le pourcentage de mesures du VUF prises tous les 10 minutes pendant une semaine dont la valeur est en-dessous de 0.02 (Norme EN 50160). La norme établie que n système est équilibre en tension si ce pourcentage est au-dessus de 95%. Sur la Figure 6. 45, nous présentons les valeurs du CHCUF de chaque scénario. Sur ce critère nous remarquons que :

- Les stratégies en général améliorent le VUN.
- La production de puissances active et l'introduction de la puissance réactive impliquent une amélioration significative du VUN. Nous arrivons à ce constat en comparant les stratégies du chapitre 5 celles du chapitre 6.
- Les deux stratégies sans contrainte qui améliorent le plus le VUN sont :
 - la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes sans contrainte de recharge (plus de 18 % d'amélioration absolue par rapport au scénario sans stratégie)

- la stratégie de modulation d' I_d entre -16A et 16A (plus de 18 % d'amélioration absolue par rapport au scénario sans stratégie).
- Les deux stratégies avec contrainte qui améliorent le plus le VUN sont :
 - la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes avec contrainte I_{d_Min} égale à 4A (plus de 17 % d'amélioration absolue par rapport au scénario sans stratégie).
 - la stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge (plus de 12 % d'amélioration absolue par rapport au scénario sans stratégie)
- La contrainte de recharge avec I_{d_Min} égale à 13A cause une détérioration considérable du VUN.

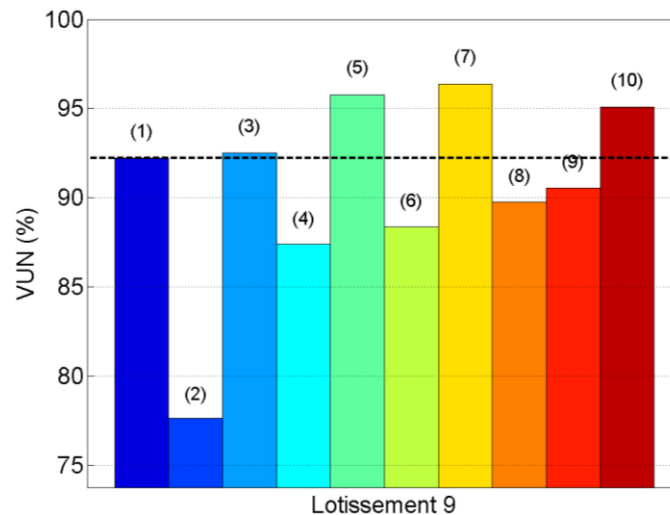


Figure 6. 45 Critère VUN de chacune des stratégies présentées dans ce chapitre plus la meilleure stratégie du chapitre précédent

6.9.4 Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

Nous évaluerons dans cette section le complémentaire de ce critère I_RCPLT , c'est-à-dire, $1 - R_CPLT$ (cf. section 4.3.4). Ce critère complémentaire est le pourcentage d'instant (le long de la semaine partout dans le réseau test) dans lesquels les VEs repartent avec un SoC en dessous de 0.9.

Sur la Figure 6. 46, nous présentons le critère I_RCPLT des stratégies abordées dans ce chapitre. Le but de ce changement obéit à l'évaluation du critère de Pareto (cf. section 4.3.4) présenté dans la section suivante.

Nous rappelons que le pourcentage maximal accepté d'instant de départ de VEs avec recharge incomplète est de 5%. C'est une relaxation sur la contrainte qui diminue de peu le confort.

Sur ce critère nous remarquons que :

- Les stratégies d'optimisation impactent considérablement le confort. Dans les scénarios sans contrainte de recharge :
 - Dans le scénario de la stratégie de modulation d' I_d entre -16A et 16A (4), plus de 60% des départs les VEs ont un SoC en dessous de 0.9,
 - Dans le scénario de la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes (7), plus de 23% des départs les VEs ont un SoC en dessous de 0.9,
- Ceci dit, ces pourcentages dépassent, de loin, le pourcentage critique permis de 5%.
- Tout cela justifie l'introduction de la contrainte de recharge.

- Nous remarquons que l'introduction du réactif diminue énormément les effets néfastes sur le confort (de 60% (4) à 27% (6) des cas sans contrainte de recharge).

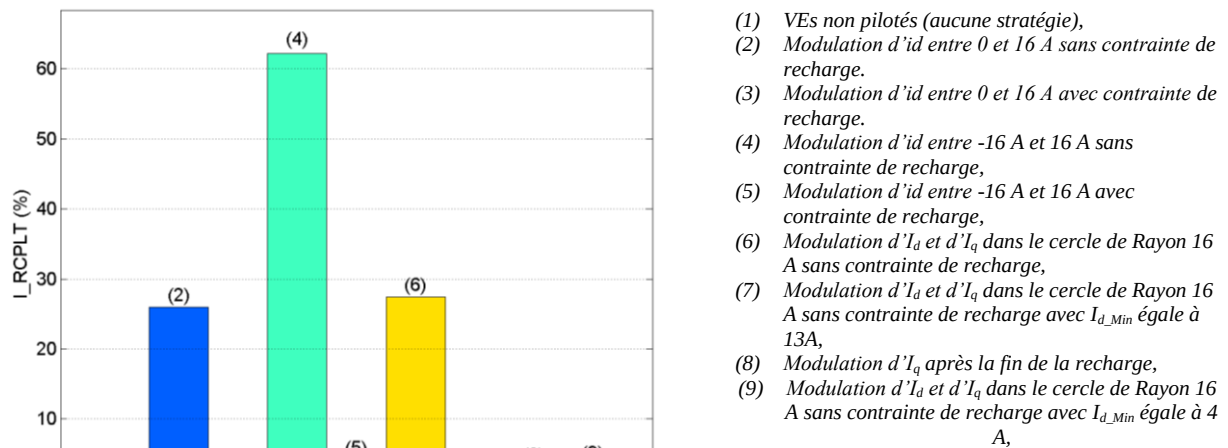


Figure 6. 46 Critère R_CPLT de chacune des stratégies présentées dans ce chapitre plus la meilleure stratégie du chapitre précédent

6.10 Comparaison des stratégies : critères de Pareto

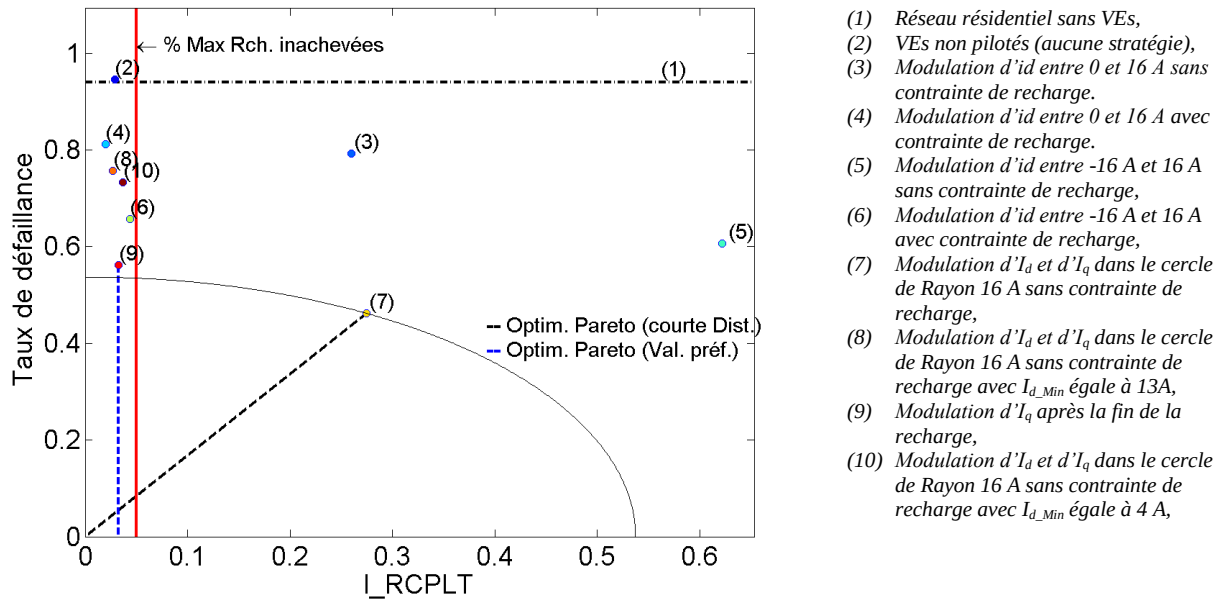
6.10.1 Critère de Pareto 1: Taux de défaillance vs. I_RCPLT

Comme rappel (§ section 4.3.4), nous utilisons les complémentaires du taux de réussite et du critère de recharge R_CPLT pour localiser la solution utopique à l'origine du plan de Pareto. De cette façon l'objectif commun est celui de minimiser les critères complémentaires : le minimum du taux de défaillance (maximum du taux de réussite) et le minimum de l'indice I_RCPLT (maximum du R_CPLT).

Sur la Figure 6. 47, nous montrons le plan de Pareto correspondante. Sur cette Figure, la ligne horizontale indiquant 0.94, elle correspond au taux de défaillance lorsqu'aucun VE n'est connecté.

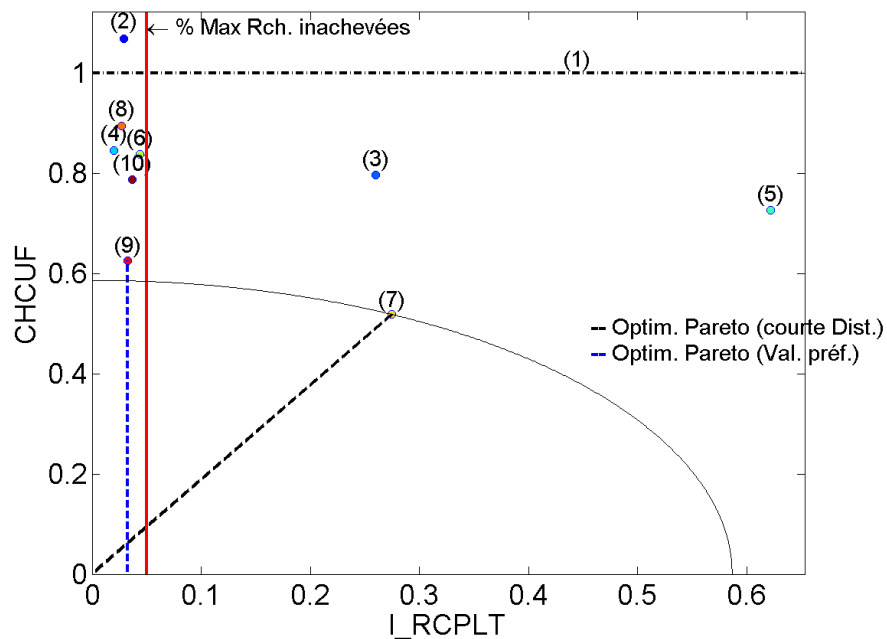
Sur ce critère nous remarquons que :

- La stratégie de modulation d'I_q après la fin de la recharge (9) est la stratégie optimale selon Pareto. Cela car elle se trouve dans la région des valeurs préférées en maximisant le taux de réussite (en minimisant le taux de défaillance).
- La stratégie la plus proche à la solution idéale est la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes sans contrainte de recharge (7). Malgré cela, cette stratégie sacrifie de trop le confort des utilisateurs.
- La stratégie de modulation d'I_q après la fin de la recharge est aussi très proche à la solution idéale. Cela est confirmé par sa proximité à la limite du cercle.

Figure 6. 47 Plan de Pareto des critères Taux de défaillance vs. I_{RCPLT}

6.10.2 Critère de Pareto 2 : $CHCUF$ vs. I_{RCPLT}

L'illustration de ce critère de Pareto est présentée sur la Figure 6. 48. Ce critère compare l'amélioration du CUF moyen ($CHCUF$) par rapport à critère I_{RCPLT} pour chacune des stratégies étudiées dans ce chapitre. L'objectif commun est celui de minimiser le $CHCUF$ et celui de minimiser l' I_{RCPLT} (maximiser du R_{CPLT}).



• Figure 6. 48 Plan de Pareto des critères $CHCUF$ vs. I_{RCPLT}

Sur ce critère nous remarquons que :

- La stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge (9) est la stratégie optimale selon Pareto. Cela car elle se trouve dans la région des valeurs préférées en réduisant le $CHCUF$.

- La stratégie la plus proche à la solution idéale est la stratégie de modulation dans tout le plan des consignes sans contrainte de recharge (7). Malgré cela, cette stratégie sacrifie de trop le confort des utilisateurs.
- La stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge est aussi très proche à la solution idéale. Cela est confirmé par sa proximité à la limite du cercle.

6.10.3 Critère de Pareto 3 : I_{VUN} vs. I_{RCPLT}

Ce critère est illustré sur la Figure 6. 49. De la même façon que pour le taux de réussite, le nous comparons le complémentaire du critère VUN, c'est-à-dire I_{VUN} avec le critère I_{R_CPLT} (cf. section 4.3.4). L'objectif commun est celui de maximiser le VUN (minimiser I_{VUN}) et celui de minimiser l' I_{RCPLT} (maximiser du R_{CPLT}).

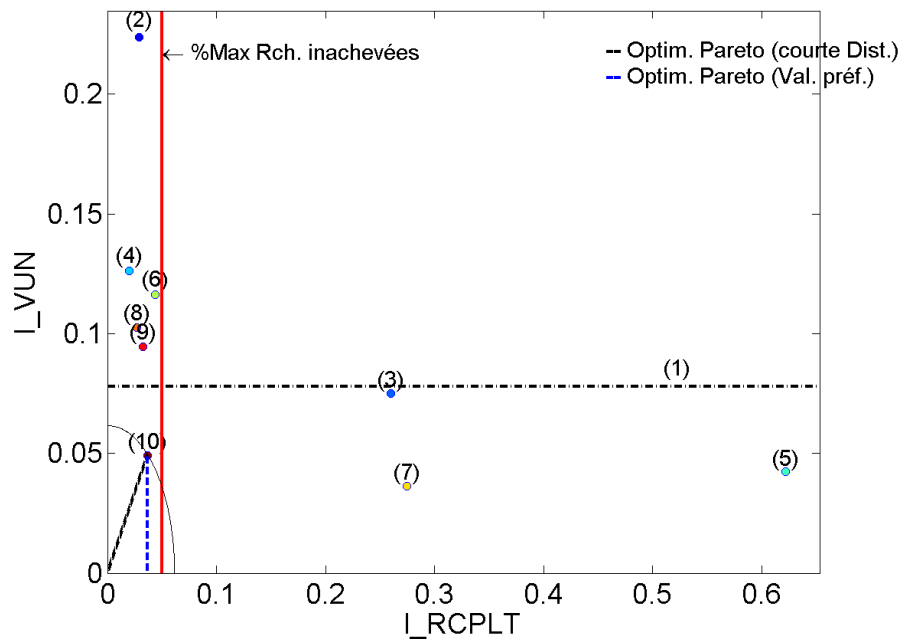


Figure 6. 49 Plan de Pareto des critères I_{VUN} vs. I_{RCPLT}

Sur ce critère nous remarquons que :

- La stratégie de modulation dans tout le plan des consignes avec contrainte I_{d_Min} égale à 4A (10) est la stratégie optimale selon Pareto. Cela car elle se trouve dans la région des valeurs préférées en maximisant le VUN (minimise I_{VUN}).
- Cette stratégie aussi est la plus proche de la solution idéale.
- La stratégie de modulation d' I_q après la fin de la recharge (9) est aussi très proche à la solution idéale. Cela est confirmé par sa proximité à la limite du cercle.

6.11 Conclusions du chapitre

Nous avons proposé des stratégies pour la minimisation du CUF utilisant les VEs. Nous avons supposé que les chargeurs des VEs sont capables de renvoyer de la puissance active et réactive sur le réseau. A la base nous avons proposé 4 stratégies utilisant un algorithme de minimisation sur différentes régions de l'ensemble de solutions, avec sous sans une contrainte de SoC final.

Nous avons étudié aussi la diminution de la performance à cause de la contrainte SoC final, ce qui nous amène à une contrainte optimale.

Nous avons, de la même façon, abouti à une stratégie dite la plus performante : la modulation du courant réactif après totale recharge du véhicule considéré.

Nous concluons ainsi que la production de puissance active et l'introduction de la puissance réactive impliquent une amélioration significative de la performance des stratégies. Nous arrivons à ce constat en comparant les stratégies du chapitre 5 à toutes celles du chapitre 6.

Conclusion générale et perspectives

Les objectifs de ce travail de thèse étaient de quantifier l'impact du véhicule électrique (VE) sur le déséquilibre en courant et en tension d'un réseau électrique résidentiel basse tension, puis de proposer des stratégies de minimisation de ces déséquilibres, et notamment celui en courant, via la modulation des puissances active et réactive consommées ou produites par les VEs, et ce, dans un contexte plus général de Vehicle-to-Grid.

Nous avons ainsi mis en évidence l'impact du véhicule électrique sur les déséquilibres en courant et en tension, en analysant notamment la dépendance des paramètres de lois statistiques décrivant ces déséquilibres par rapport au taux de pénétration des véhicules. Nous avons ainsi montré que le déséquilibre en courant n'était que légèrement affecté par l'insertion de VEs pour différents taux d'insertion raisonnables. Cependant, le déséquilibre en courant est fortement dépendant des charges conventionnelles raccordées au réseau. Le pire scénario pour le déséquilibre en courant correspond ainsi à un réseau où le nombre d'habitations serait égal ou inférieur à celui des véhicules électriques. Pour le taux de déséquilibre en tension, nous avons montré qu'il dépendait, lui, fortement du taux de pénétration mais aussi d'autres caractéristiques du réseau au niveau des points de raccordement (puissances souscrites, puissances de recharge des VEs, déséquilibre en courant).

Le point d'orgue de la thèse correspond cependant aux stratégies de minimisation du déséquilibre en courant d'un réseau intégrant de nombreux véhicules électriques, avec des chargeurs unidirectionnels ou bidirectionnels. Nous avons ainsi formalisé les problèmes de minimisation du déséquilibre en courant en explicitant les variables d'action, les contraintes propres au VE et les algorithmes d'optimisation les plus adéquats pour répondre à cette problématique. Nous avons notamment intégré les contraintes propres aux caractéristiques du chargeur tout en maximisant le confort de l'utilisateur du VE. Les stratégies ont ainsi été appliquées avec succès dans différents scénarii de déploiement d'un parc de VEs sur un réseau résidentiel. Par exemple, les stratégies proposées nous ont montré que la coopération des charges monophasées (comme les VEs) peut amener à une diminution très significative des déséquilibres hebdomadaires en courant et en tension, en préservant l'intérêt individuel de chaque utilisateur.

De nombreuses perspectives s'ouvrent finalement suite aux travaux présentés dans ce mémoire.

A court terme, nous pourrions envisager d'introduire la composante homopolaire dans le calcul du déséquilibre en courant afin de pouvoir également éliminer la composante homopolaire associée au déséquilibre.

De plus, il serait intéressant d'améliorer le modèle statistique décrivant le déséquilibre en tension. En effet, après avoir établi un rapport entre le taux de pénétration des VEs et la détérioration de l'équilibre en courant et en tension du réseau, nous avons montré qu'il était nécessaire d'ajuster ce modèle avec une constante, indépendante du CUF et des puissances des VEs et des charges. Une étude plus approfondie de cette constante permettrait sans doute de la relier aux caractéristiques de l'infrastructure du réseau (lignes et transformateurs) et donc, d'analyser plus finement l'impact de ces caractéristiques sur le déséquilibre.

Enfin, des travaux sur la plate-forme de simulation temps réel du laboratoire mériteraient bien entendu d'être poursuivis afin de mettre en évidence les limitations liées à l'implémentation pratiques de ces algorithmes, et notamment celles liées aux temps de calcul ou à la synchronisation des mesures et de transmission des consignes (Ocnasu, et al. 2008). (Gaztanaga, et al. 2006).

A plus long terme, le traitement de la problématique du déséquilibre en courant ou en tension présenté dans ce mémoire, pourrait être adaptée assez facilement et utilisée dans le cadre d'une analyse d'impact équivalente liée à l'insertion des générateurs d'énergie distribués ou « GED ». Nous pouvons ainsi imaginer et intégrer la participation des charges ou mêmes des GEDs aux stratégies de minimisation des déséquilibres afin de les minimiser encore plus.

Enfin, il serait intéressant d'appliquer le formalisme définissant les contraintes en puissances des VEs et le confort des utilisateurs proposés dans cette thèse, dans l'environnement particulier des micro-réseaux (Microgrids) afin d'analyser leur qualité d'énergie. Il serait ainsi intéressant d'intégrer aux algorithmes de gestion de la recharge sur des parcs des VEs des fonctionnalités de support du réseau.

.

Annexe A

A.0 Explicatif des blocs constitutif des Simulateurs

Ensuite les blocs constitutifs des schémas des simulateurs sont expliqués.

Bloc	Signification
	Base de données (peut inclure la commande de sortie et entrée des données pour simplifier le schéma)
	Bloc d'opérations : représente un bloc de traitement de données.
	Bus de données combinées : de puissance active et réactive : $P + iQ$, du SoC, courants, temps...
	Bus de données de tension
	Bus de données de courant
	Signal ou bus de signaux de commande
	Buffer contrôlable
	Bloc représentant une boucle itérative dont le nombre de répétitions est spécifié.
	Nœud de multiplication des données

A.1. Formulation du taux de déséquilibre en courant en termes des charges

Etant donné que

$$\begin{bmatrix} I_{a+} \\ I_{a-} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{3} \right) \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} u_a^{in} & 0 & 0 \\ 0 & u_b^{in} & 0 \\ 0 & 0 & u_c^{in} \end{bmatrix} * \left(\begin{bmatrix} I_{THa}^{in} \\ I_{THb}^{in} \\ I_{THc}^{in} \end{bmatrix} + e^{-i\frac{\pi}{2}} * \begin{bmatrix} I_{THa}^{qu} \\ I_{THb}^{qu} \\ I_{THc}^{qu} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{TVEa}^{in} \\ I_{TVEb}^{in} \\ I_{TVEc}^{in} \end{bmatrix} + e^{-i\frac{\pi}{2}} * \begin{bmatrix} I_{TVEa}^{qu} \\ I_{TVEb}^{qu} \\ I_{TVEc}^{qu} \end{bmatrix} \right)$$

Où :

$$I_{a+} = \frac{1}{3} \left\{ u_a^{in} (I_{THa}^{in} + I_{TVEa}^{in}) + u_b^{in} a (I_{THb}^{in} + I_{TVEb}^{in}) + u_c^{in} a^2 (I_{THc}^{in} + I_{TVEc}^{in}) \right. \\ \left. + e^{-i\frac{\pi}{2}} u_a^{in} (I_{THa}^{qu} + I_{TVEa}^{qu}) + e^{-i\frac{\pi}{2}} u_b^{in} a (I_{THb}^{qu} + I_{TVEb}^{qu}) + e^{-i\frac{\pi}{2}} u_c^{in} a^2 (I_{THc}^{qu} + I_{TVEc}^{qu}) \right\}$$

$$\begin{aligned}
I_{a-} &= \frac{1}{3} \left\{ \mathbf{u}_a^{in} \left(I_{T_{Ha}}^{in} + I_{T_{VEa}}^{in} \right) + \mathbf{u}_b^{in} \mathbf{a}^2 \left(I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} \right) + \mathbf{u}_c^{in} \mathbf{a} \left(I_{T_{Hc}}^{in} + I_{T_{VEc}}^{in} \right) \right. \\
&\quad \left. + e^{-i\frac{\pi}{2}} \mathbf{u}_a^{qu} \left(I_{T_{Ha}}^{qu} + I_{T_{VEa}}^{qu} \right) + e^{-i\frac{\pi}{2}} \mathbf{u}_b^{qu} \mathbf{a}^2 \left(I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} \right) + e^{-i\frac{\pi}{2}} \mathbf{u}_c^{qu} \mathbf{a} \left(I_{T_{Hc}}^{qu} + I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right\} \\
I_{a0} &= \frac{1}{3} \left\{ \mathbf{u}_a^{in} \left(I_{T_{Ha}}^{in} + I_{T_{VEa}}^{in} \right) + \mathbf{u}_b^{in} \left(I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} \right) + \mathbf{u}_c^{in} \left(I_{T_{Hc}}^{in} + I_{T_{VEc}}^{in} \right) + e^{-i\frac{\pi}{2}} \mathbf{u}_a^{qu} \left(I_{T_{Ha}}^{qu} + I_{T_{VEa}}^{qu} \right) \right. \\
&\quad \left. + e^{-i\frac{\pi}{2}} \mathbf{u}_b^{qu} \left(I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} \right) + e^{-i\frac{\pi}{2}} \mathbf{u}_c^{qu} \left(I_{T_{Hc}}^{qu} + I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right\}
\end{aligned}$$

Si le système est équilibré en tension, alors les phaseurs unitaires des composantes en-phase deviennent :

$$\mathbf{u}_a^{in} = 1, \quad \mathbf{u}_a^{qu} = e^{-i\frac{\pi}{2}}, \quad \mathbf{u}_b^{in} = e^{i\frac{4\pi}{3}}, \quad \mathbf{u}_b^{qu} = e^{i\frac{5\pi}{6}}, \quad \mathbf{u}_c^{in} = e^{i\frac{2\pi}{3}}, \quad \mathbf{u}_c^{qu} = e^{i\frac{\pi}{6}}$$

Etant donné aussi la définition du phaseur $\mathbf{a}$, les équations des composantes symétriques deviennent :

$$\begin{aligned}
I_{a+} &= \frac{1}{3} \left\{ \left(I_{T_{Ha}}^{in} + I_{T_{VEa}}^{in} + I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} + I_{T_{Hc}}^{in} + I_{T_{VEc}}^{in} \right) \right. \\
&\quad \left. + i \left(I_{T_{Ha}}^{qu} + I_{T_{VEa}}^{qu} + I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} + I_{T_{Hc}}^{qu} + I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right\} \\
I_{a-} &= \frac{1}{3} \left\{ \left(I_{T_{Ha}}^{in} + I_{T_{VEa}}^{in} - \frac{1}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} + I_{T_{Hc}}^{in} + I_{T_{VEc}}^{in} \right) + \frac{\sqrt{3}}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} - I_{T_{Hc}}^{qu} - I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right) \right. \\
&\quad \left. + i \left(-I_{T_{Ha}}^{qu} - I_{T_{VEa}}^{qu} + \frac{1}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} + I_{T_{Hc}}^{qu} + I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + \frac{\sqrt{3}}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} - I_{T_{Hc}}^{in} - I_{T_{VEc}}^{in} \right) \right) \right\} \\
I_{a0} &= \frac{1}{3} \left\{ \left(I_{T_{Ha}}^{in} + I_{T_{VEa}}^{in} - \frac{1}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} + I_{T_{Hc}}^{in} + I_{T_{VEc}}^{in} \right) - \frac{\sqrt{3}}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} - I_{T_{Hc}}^{qu} - I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right) \right. \\
&\quad \left. + i \left(-I_{T_{Ha}}^{qu} - I_{T_{VEa}}^{qu} + \frac{1}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{qu} + I_{T_{VEb}}^{qu} + I_{T_{Hc}}^{qu} + I_{T_{VEc}}^{qu} \right) \right. \right. \\
&\quad \left. \left. - \frac{\sqrt{3}}{2} \left(I_{T_{Hb}}^{in} + I_{T_{VEb}}^{in} - I_{T_{Hc}}^{in} - I_{T_{VEc}}^{in} \right) \right) \right\}
\end{aligned}$$

Il faut noter que les composantes symétriques inverse et homopolaire se ressemblent et ce travail de formulation pourrait être généralisé à la composante homopolaire de façon relativement facile. Cela pour inclure le déséquilibre dans le cas des réseaux 4 fils.

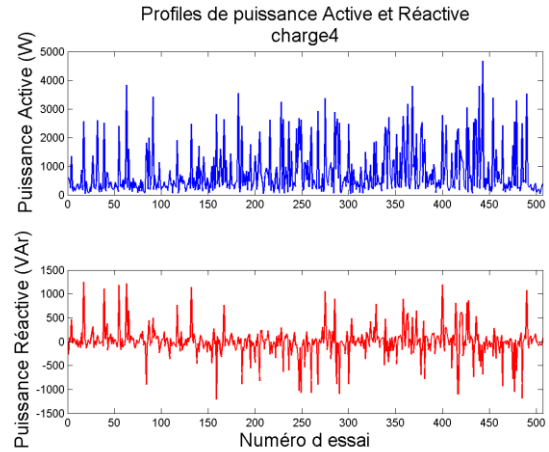
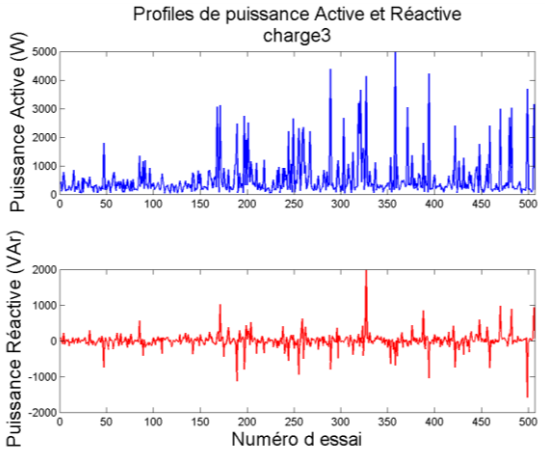
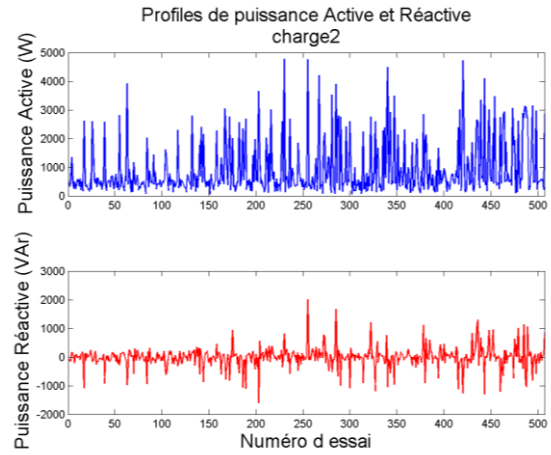
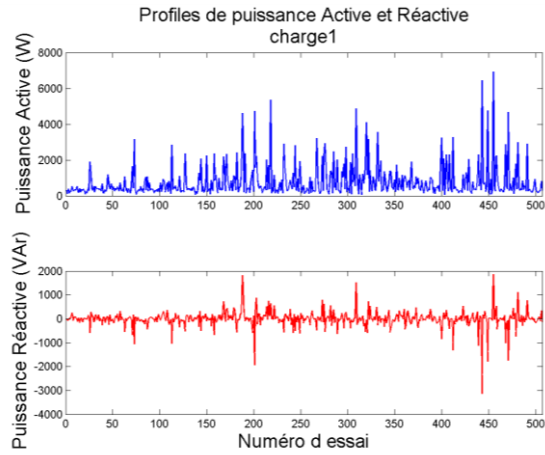
Les composantes symétriques donc ont une partie réelle et imaginaire définie. En se souvenant de la définition de l'amplitude des nombres complexes :

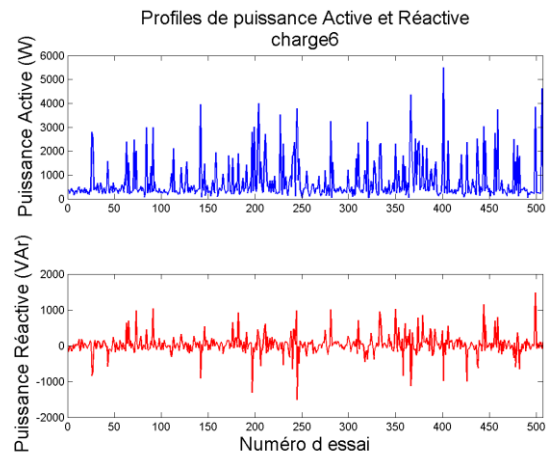
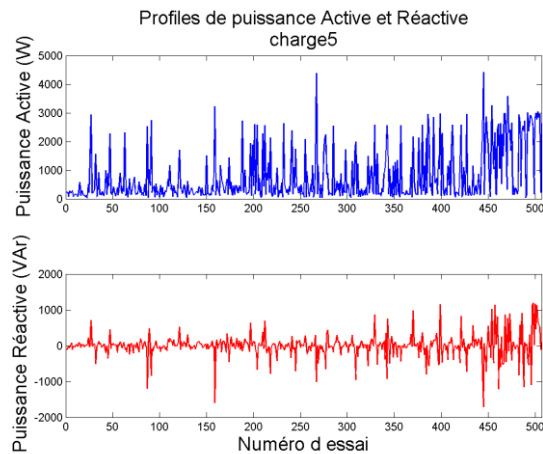
$$CUF = \frac{|I_{a-}|}{|I_{a+}|} = \frac{|I_{a-}|}{|I_{a+}|} = \sqrt{\frac{(Re(I_{a-}))^2 + (Im(I_{a-}))^2}{(Re(I_{a+}))^2 + (Im(I_{a+}))^2}}$$

En remplaçant les parties réelles et imaginaires des composantes symétriques, le CUF devient :

$$CUF = \sqrt{\frac{\left\{ I_{THa}^{in} - \frac{1}{2}(I_{THb}^{in} + I_{THc}^{in}) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{THb}^{qu} - I_{THc}^{qu}) + I_{TVEa}^{in} - \frac{1}{2}(I_{TVEb}^{in} + I_{TVEc}^{in}) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{TVEb}^{qu} - I_{TVEc}^{qu}) \right\}^2 + \left\{ -I_{THa}^{qu} + \frac{1}{2}(I_{THb}^{qu} + I_{THc}^{qu}) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{THb}^{in} - I_{THc}^{in}) - I_{TVEa}^{qu} + \frac{1}{2}(I_{TVEb}^{qu} + I_{TVEc}^{qu}) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_{TVEb}^{in} - I_{TVEc}^{in}) \right\}^2}{\left(I_{THa}^{in} + I_{THb}^{in} + I_{THc}^{in} + I_{TVEa}^{in} + I_{TVEb}^{in} + I_{TVEc}^{in} \right)^2 + \left(I_{THa}^{qu} + I_{THb}^{qu} + I_{THc}^{qu} + I_{TVEa}^{qu} + I_{TVEb}^{qu} + I_{TVEc}^{qu} \right)^2}}$$

Profils des maisons exemples 1 et 2 (Chapitre 2)





A.2 Paramètres du réseau électrique basse tension résidentielle

Ensuite les paramètres des lignes et du transformateur HTA/BT sont listés. Le modèle du réseau résidentiel a été basé sur le travail de thèse de Harun Turker (H. Turker 2012).

Les lignes

Ligne	Section (mm ²)*	Longueur (m)	Capacité (μF/m)	Impédance (Ω/km)
1	3*240+95	78	0.27	0.125+i*0.75
2	3*240+95	33	0.27	0.125+i*0.75
3	3*150+70	408	0.225	0.206+i*0.76
4	3*70+50	523	0.186	0.443+i*0.78
5	3*95+50	382	0.19	0.32+i*0.77
6	3*70+50	309	0.186	0.443+i*0.78
7	3*150+70	158	0.225	0.206+i*0.76
8	3*95+50	274	0.19	0.32+i*0.77
9	3*240+95	52	0.27	0.125+i*0.75
10	3*150+70	751	0.225	0.206+i*0.76
11	3*95+50	244	0.19	0.32+i*0.77
12	3*70+50	414	0.186	0.443+i*0.78
13	3*95+50	342	0.19	0.32+i*0.77
14	3*95+50	124	0.19	0.32+i*0.77
15	3*95+50	238	0.19	0.32+i*0.77
16	3*70+50	625	0.186	0.443+i*0.78
17	3*240+95	68	0.27	0.125+i*0.75
18	3*150+70	552	0.225	0.206+i*0.76
19	3*150+70	228	0.225	0.206+i*0.76
20	3*95+50	354	0.19	0.32+i*0.77
21	3*95+50	595	0.19	0.32+i*0.77
22	3*70+50	312	0.186	0.443+i*0.78

Tableau A. 1 Spécifications des lignes du réseau résidentiel étudié

* $\underbrace{3}_{\text{Cable souterrain en Aluminium 3}} \underbrace{240}_{\text{section en mm}^2} + \underbrace{95}_{\text{section du neutre en mm}^2}$

Le transformateur HTA/BT

Le Tableau A. 2 suivant présent les caractéristiques du transformateur de type résidentiel.

<i>Puissance Apparente</i>	400 kVA
<i>Tension primaire</i>	20 kW
<i>Tension secondaire</i>	400 V
<i>Pertes à vide</i>	930 W
<i>Pertes en charge</i>	4600 kW
<i>Tension de court-circuit</i>	4%
<i>Courant à vide</i>	1.9%
<i>Chute de tension à $\cos(\varphi) = 1$</i>	1.22%
<i>Chute de tension à $\cos(\varphi) = 0.8$</i>	3.25%
<i>Rendement à $\cos(\varphi) = 1$</i>	98.64%
<i>Rendement à $\cos(\varphi) = 0.8$</i>	98.3%
<i>Résistance ramenée au secondaire</i>	4.88 mΩ
<i>Réactance ramenée au secondaire</i>	15.53 mΩ
<i>Résistance équiv. Aux pertes fer</i>	143.37 kΩ
<i>Inductance cyclique primaire</i>	167.53 H
<i>Courant primaire nominal</i>	11.55 A
<i>Courant secondaire nominal</i>	577.35 A

Tableau A. 2 Caractéristiques du transformateur HTA/BT résidentiel utilisé

A.3 Sélecteur Aléatoire : émulation de la roulette de casino

Le sélecteur est une application programmée pour faire des sélections aléatoires basées sur une statistique connue des variables qui doivent être modélisés. La procédure part de la supposition que la statistique de la variable est connue. Le principe de sélection est basé sur celui de la « roulette d'un casino », Figure A. 1.

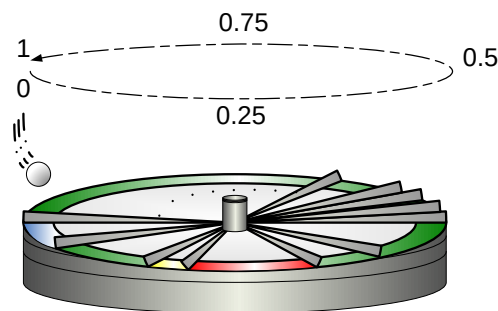


Figure A. 1 Allusion à la roulette de casino

Le sélecteur réplique le comportement de la roulette de casino en associant les tailles de cages d'après le cumulé des fréquences de la variable aléatoire à modéliser. Pour montrer le fonctionnement de ce principe un exemple de distribution des fréquences d'une variable X est montré sur la Figure A. 2.a. La valeur ayant la fréquence la plus haute est rempli en rouge. La sélection des valeurs du modèle statistique de X , $\hat{X}$, se font sur le cumulé de fréquences montrée sur la Figure A. 2.b en suivant la procédure suivante :

1. Un numéro aléatoire réel entre 0 et 1 est choisi.
2. Ensuite ce numéro est classifié parmi les cages des cumulé des fréquences correspondantes à chaque intervalle de la variable X .

3. Les valeurs des intervalles de la variable X , dans l'exemple i , j ou k sont déterminées auparavant par le comportement stochastique de la variable X
4. Donc la variable $\hat{X}$ prend la valeur de l'intervalle correspondante à la cage aléatoirement choisie.

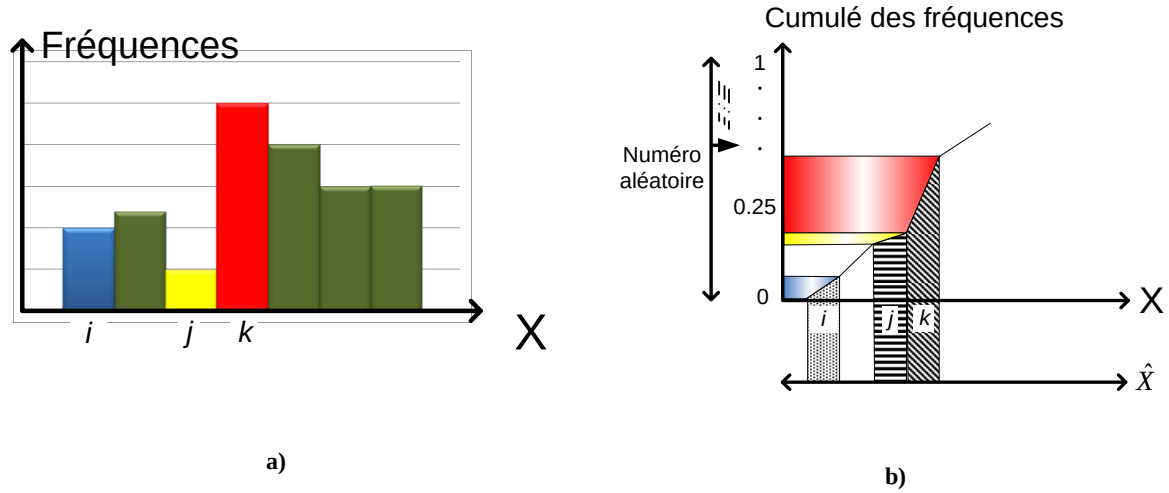


Figure A. 2 a) Distribution des fréquences d'une variable X
b) Cumulé des fréquences de la variable X et tirage aléatoire simulant le tirage de la bille

A.4 Etude comparative entre les calculs de la durée de la recharge en utilisant le modèle de SoC par pas de puissance et le modèle électrique simplifié

Erreur entre le modèle et sensibilité aux variations des paramètres

Dans la section 2.7 deux modèles de batteries pour le calcul du SoC sont présentés. Cette étude consiste à simuler la sensibilité de l'erreur entre la durée de recharge calculée avec modèle électrique simplifié (modèle a) et calculée avec modèle énergie – puissance (modèle b). Les paramètres de la cellule LiFePO4 sont donnés dans le Tableau A. 3.

Paramètre	Commentaire	Valeur
E_{0nom}	Tension à Vide (nominale)	3.3 V
R_{int_nom}	Résistance interne (nominale)	12 mΩ
K_{nom}	Constante d'ajustement (nominale)	0.008
A_{nom}	Constante d'ajustement (nominale)	0.01
Q_{nom}	Capacité (nominale)	2.3 Ah
SoC_{0_nom}	SoC initial (nominale)	0.5
P_{Rch_nom}	Puissance de recharge (nominale)	6.6 W
$T_{Rch_modèlea}$	Durée de la recharge calculée selon le modèle a (depuis le SoC_0)	2500 [s]
$\epsilon T_{Rch}/T_{Rch_modèlea}$	Erreur entre le T_{Rch} calculée selon le modèle a et selon le T_{Rch} calculé selon le modèle b , par rapport T_{Rch} du modèle a .	[0, 1]
$\delta E_0/E_{0nom}$	Variation normalisée du paramètre E_{0nom} .	[-0.5, 0.5]
$\delta R_{int}/R_{int_nom}$	Variation normalisée du paramètre R_{int_nom} .	[-0.5, 0.5]
$\delta K/K_{nom}$	Variation normalisée du paramètre K_{nom} .	[-0.5, 0.5]
$\delta A/A_{nom}$	Variation normalisée du paramètre A_{nom} .	[-0.5, 0.5]
$\delta Q/Q_{nom}$	Variation normalisée du paramètre Q_{nom} .	[-0.5, 0.5]
$\delta SoC_0/SoC_{0_nom}$	Variation normalisée du paramètre SoC_{0_nom} .	[-0.5, 0.5]

$\delta P_{Rch}/P_{Rch_nom}$	Variation normalisée du paramètre P_{Rch_nom} .	$[-0.5, 0.5]$
-------------------------------	--	---------------

Tableau A. 3 Paramètres d'une cellule de batterie Lithium-Ion-Phosphate

L'évolution des SoC calculée en utilisant le modèle *a* et le modèle *b* est montrée sur la Figure A. 3.a. L'erreur εT_{Rch} entre les durées de recharge T_{Rch} est, plus détaillée sur la Figure A. 3.b. l'erreur est plus grande lorsque les SoC atteignent 100%. Cette erreur est plus probablement due au fait que le modèle *b* ne tient pas compte des paramètres du modèle électrique simplifié de la batterie. Il est nécessaire, donc d'effectuer une étude de sensibilité de cette erreur par rapport aux paramètres du modèle *a*.

L'erreur nominale est calculée en utilisant les paramètres de la cellule montrés auparavant. Cette erreur est montrée sur la Figure A. 3.b. En normalisant cette erreur par rapport à la durée de la recharge nominale du modèle *a*, l'erreur normalisée devient :

$$\left(\frac{\varepsilon T_{Rch}}{T_{Rch}} \right)_{Nominal} = \frac{12 s}{2083 s} \cong 10^{-2.24}$$

L'étude de sensibilité consiste à montrer la variation de l'erreur εT_{Rch} lorsque les paramètres du modèle *a* varient entre 50% au dessous et 50 % au dessus de la valeur nominale. Les résultats sont montrés dans les Figures A. 4. Grâce au fait que l'erreur et les variations sont normalisées, il est possible de comparer les amplitudes des variations entre les paramètres.

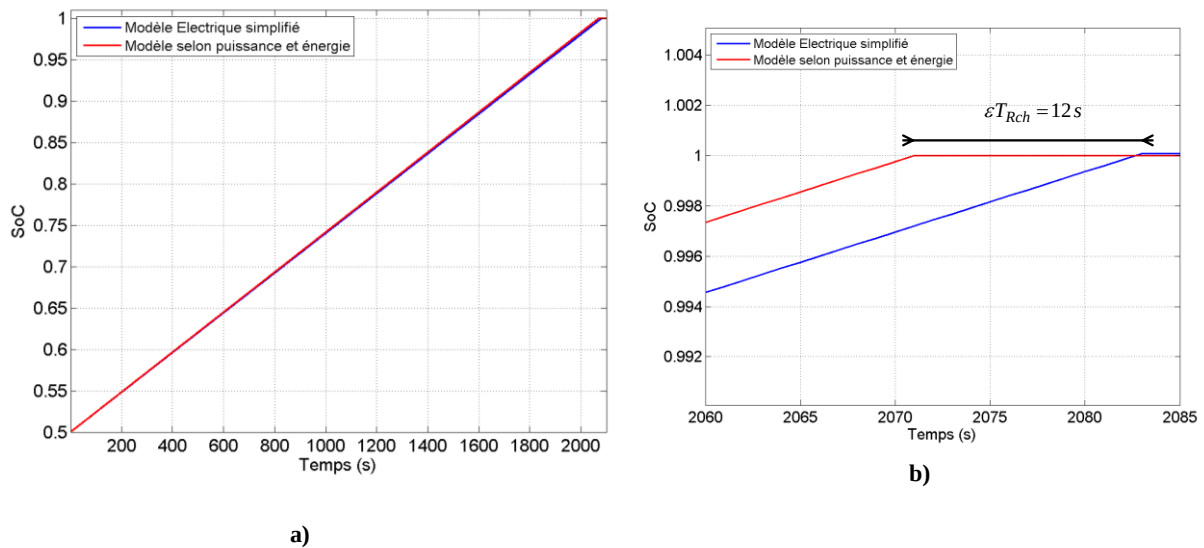
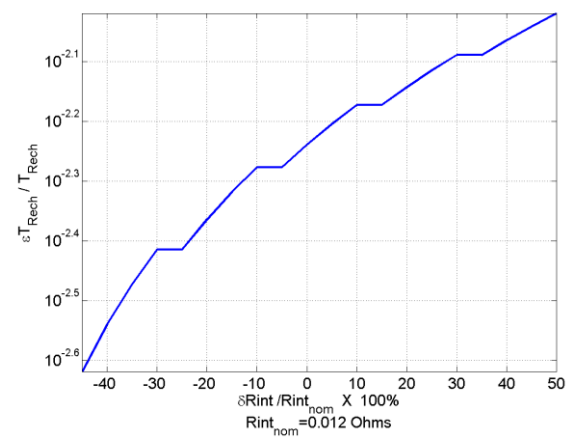
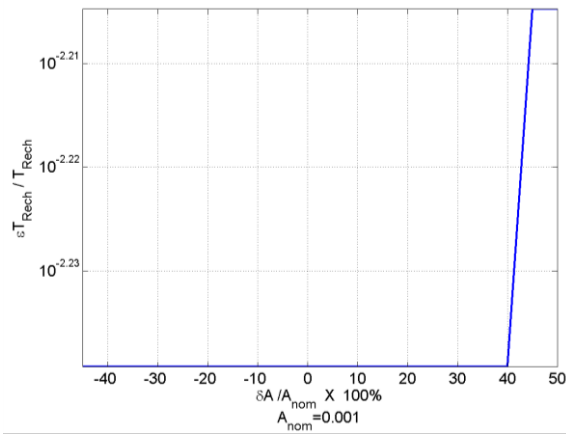
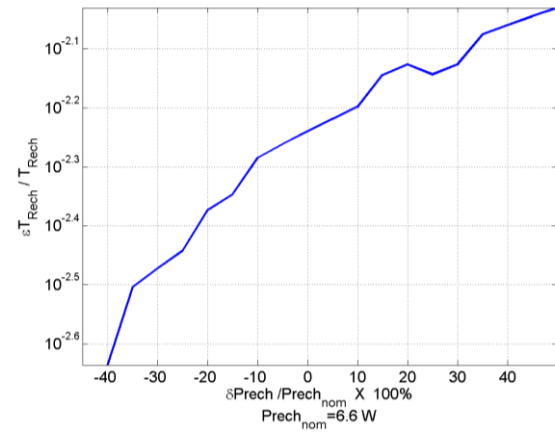
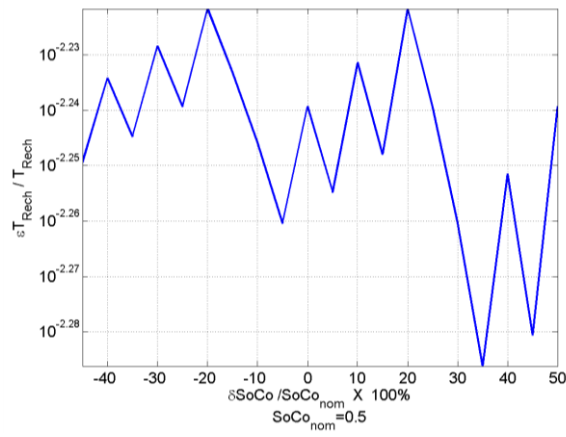
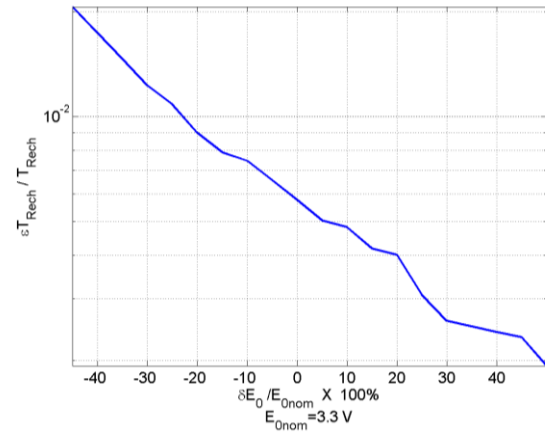
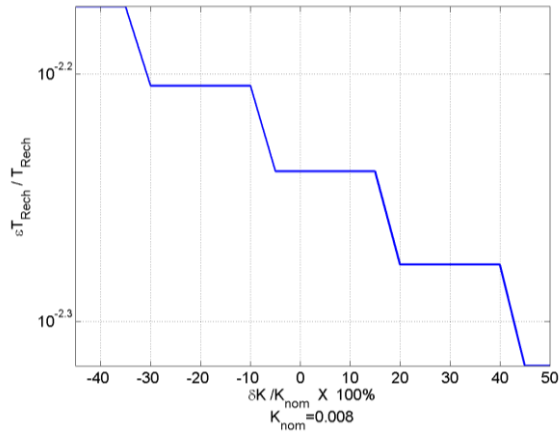
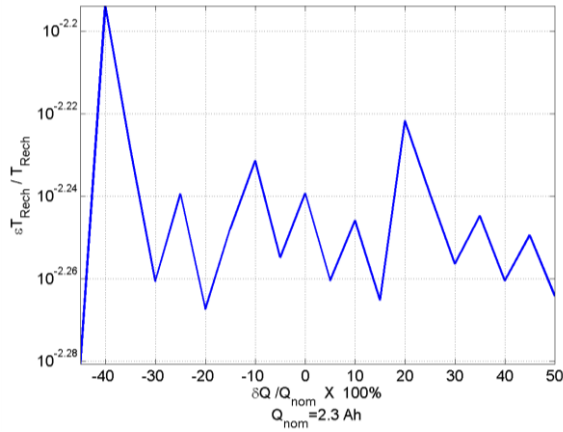


Figure A. 3 a) Evolution de le SoC calculés avec le modèle *a* et le modèle *b*. b) Zoom sur l'évolution des SoCs. εT_{Rch} est l'erreur entre les courbes de SoC lorsqu'elles atteignent la valeur maximal





Figures A. 4 Sensibilité de l'erreur entre la durée de la recharge (en utilisant un intervalle de temps selon le modèle a) et la durée de la recharge en utilisant un intervalle de temps (selon le modèle b.)

Quelques conclusions sont listées ci-après :

- ✓ L'erreur maximale est due à la variation sur la tension à vide, E_0 , l'erreur entre la durée de temps de chaque modèle est à peu près $\approx 1\%$ ($10^{-1.9}$). Cette erreur arrive lorsqu' E_0 est à sa valeur minimale ($\delta E_0 = 0.5 * E_{0_nom}$).
- ✓ Les variations de E_0 et K permettent de conclure, en regardant leur évolution, que l'erreur peut devenir plus grande avec des variations au-delà de 50% dessous les valeurs nominales.
- ✓ Les variations de R_{int} et P_{Rch} permettent de conclure, en regardant leur évolution, que l'erreur peut devenir plus grande avec des variations au-delà de 50% dessus les valeurs nominales.
- ✓ L'erreur est significativement insensible aux variations des paramètres SoC_0 et Q .
- ✓ L'erreur est significativement insensible aux variations du paramètre A , sauf au-delà de 40% dessus de la valeur nominale.

Etude comparative du temps de calcul du SoC en utilisant le modèle de batterie par puissance / énergie et le modèle électrique simplifié de la batterie

La comparaison entre les temps de calcul du SoC de chacun des modèles a été fait sur la base d'un nombre approximé de calculs du SoC dans une simulation faite dans le cadre de ce travail de thèse. Pour l'évaluation des stratégies de minimisation du déséquilibre, le scénario a une durée de temps d'une semaine à pas de temps de 10 mn. Il y a 100 VEs présents dans une simulation. Cette information permet de calculer le nombre maximal de calculs du SoC comme suit :

$$\frac{\frac{145 * 7}{\text{Jour}} * \frac{\text{Jour}}{\text{Semaine}}}{\frac{\Delta T_{10mins}}{\text{Jour}}} * \frac{100}{\text{\# des VEs}} = \frac{10^5}{\text{\# des calculs du SoC}}$$

Celui-ci est le nombre moyen des calculs du SoC par simulation. Ce nombre est plus grand dans les simulations de l'impact du VE sur le déséquilibre de réseau dont le nombre des calculs du SoC pourrait être autour de 10^6 .

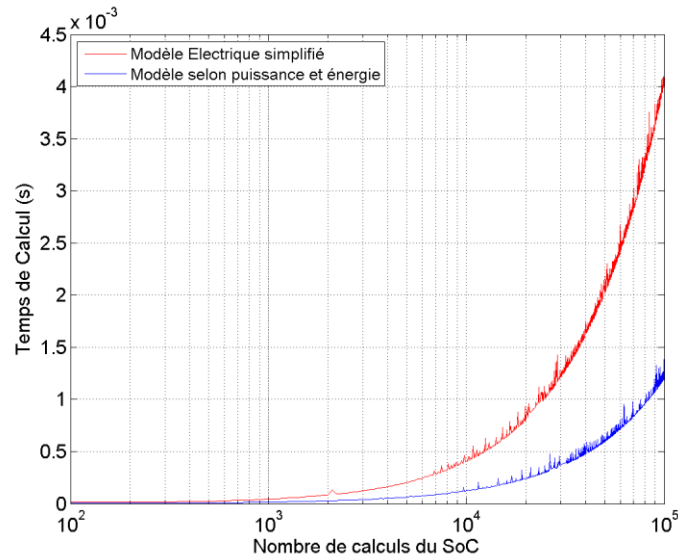


Figure A. 5 Evolution du temps de calculs du SoC par rapport au nombre des calculs

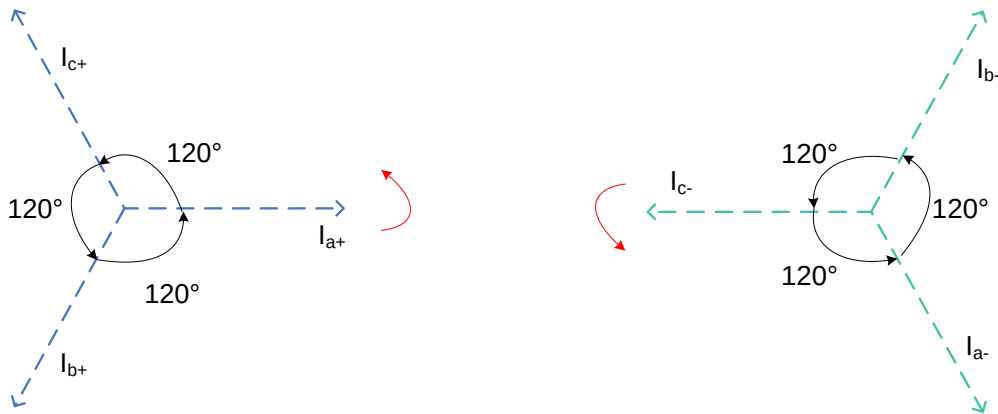
La Figure A. 5 montre l'évolution du temps de calcul par rapport au nombre de calculs du SoC en utilisant le modèle *a* et le modèle *b* du SoC de batterie pour la cellule décrite dans le Tableau A. 3. Les deux évolutions sont linéaires, donc la différence n'est pas significative après 10^5 calculs.

A.5 Rappel sur les Composantes Symétriques

Les *composantes symétriques directes* (Figure A. 6.a), les *composantes symétriques inverses* (Figure A. 6.b) et les *composantes symétriques homopolaires* (Figure A. 6.c).

$$a = e^{i120^\circ} = e^{i\frac{2\pi}{3}}$$

Equation A. 1



$$I_{b+} = a^2 I_{a+}$$

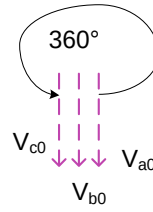
$$I_{c+} = a I_{a+}$$

a)

$$I_{b-} = a I_{a-}$$

$$I_{c-} = a^2 I_{a-}$$

b)



$$I_{b0} = I_{a0} = I_{c0}$$

c)

Figure A. 6 Systèmes symétriques balancés: a) direct, b) inverse et c) homopolaire

Ainsi : $\alpha^2 = e^{i240^\circ} = e^{i\frac{4\pi}{3}}$; $\alpha^3 = e^{i360^\circ} = e^{i2\pi} = 1$; $\alpha^4 = e^{i120^\circ} = e^{i\frac{2\pi}{3}} \dots$

Un exemple graphique d'un système déséquilibré des courants est montré sur la Figure A. 7. Dans ce système les phaseurs de courant peuvent être exprimés en termes des composantes symétriques comme sur la figure et dans le système d'Equation A. 2.

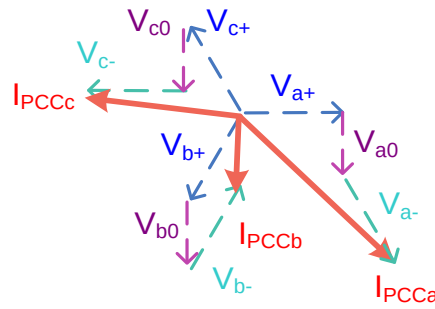


Figure A. 7 Système déséquilibré de phaseurs et représentation avec des composantes symétriques

$$I_{PCCa} = I_{a+} + I_{a-} + I_{a0}$$

Equation A. 2

$$I_{PCCb} = I_{b+} + I_{b-} + I_{b0}$$

$$I_{PCCc} = I_{c+} + I_{c-} + I_{c0}$$

Compte tenu du rapport entre les composantes symétriques dans un même système grâce à l'opérateur α , les Equation A. 2 peuvent être réécrites comme dans le system d'Equation A. 3.

$$I_{PCCa} = I_{a+} + I_{a-} + I_{a0}$$

Equation A. 3

$$I_{PCCb} = \alpha^2 I_{a+} + \alpha I_{a-} + I_{a0}$$

$$I_{PCCc} = \alpha I_{a+} + \alpha^2 I_{a-} + I_{a0}$$

Ou de façon matricielle comme dans Equation A. 4. La matrice F est connu comme la matricede Fortescue.

$$\begin{bmatrix} I_{PCCa} \\ I_{PCCb} \\ I_{PCCc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a+} \\ I_{a-} \\ I_{a0} \end{bmatrix} \quad \text{Equation A. 4}$$

$$F = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad F^{-1} = \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Le vecteur $[I_{a+} \ I_{a-} \ I_{a0}]$ contient les composantes symétriques qui représentent le système en déséquilibre $[I_{PCCa} \ I_{PCCb} \ I_{PCCc}]$. De l'Equation A. 4 les composantes symétriques I_{a+} et I_{a-} s'utilisent dans la définition du CUF définie auparavant. Ces mêmes équations appliquent pour définir les composantes symétriques en tension et le VUF du quelle fait appelle la norme EN 50160.

Annexe B

B.0 Classification des algorithmes d'optimisation

Par méthode d'opération (Weise 2009)

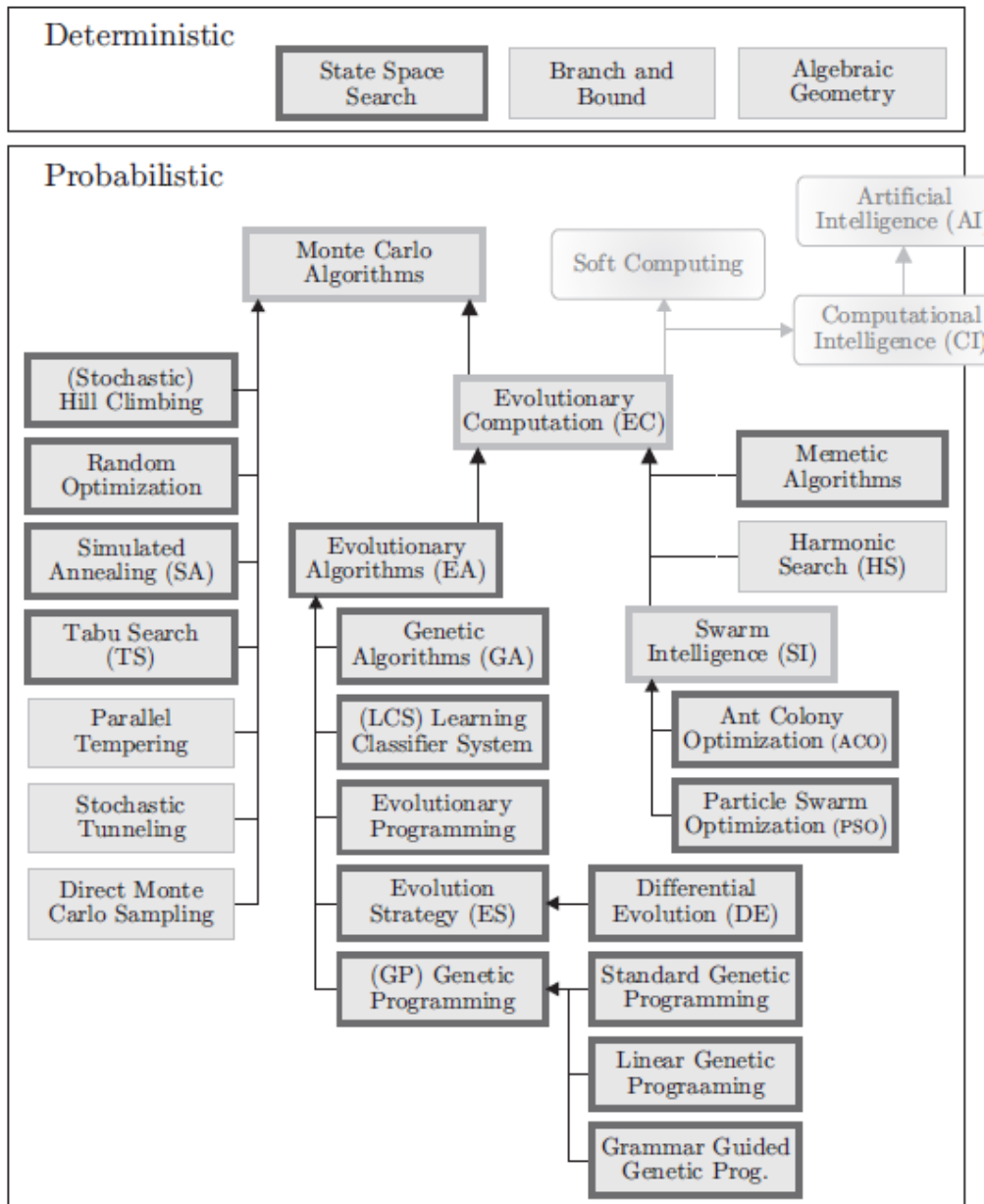


Figure B. 1 Classification des méthodes d'optimisation par méthode d'opération (Weise 2009)

B.1 Algorithmes d'optimisation utilisées

Optimisation par programmation quadratique séquentielle

L'outil « fmincon » du « Optimisation toolbox » de Matlab® permet l'utilisation des divers outils d'optimisation pour des problèmes non-linéaires sous contraintes. Ces outils utilisent des opérations basées sur le gradient sur des fonctions doublement différentiables et continues. Quatre solvers sont

disponibles dans cet outil. Parmi ces quatre solvers, celui nommé « Active-set » a été choisie à partir de la comparaison des caractéristiques des solvers (MatLab 1984-2013).

Les fondements théoriques généraux de l'optimisation non-linéaire sous contraintes et en plus, la structure de l'algorithme d'optimisation peuvent être corroborés dans (E.-Gill, Murray et H.-Wright 1995). Ensuite une interprétation de l'algorithme SQP utilisé par les solveur « active-set » à partir de la description faite sur l'aide de (MatLab 1984-2013) est exposée.

SQP : Sequential Quadratic Programming

Cet algorithme s'approche itérativement au minimum d'une fonction-objectif f , en utilisant la formulation quadratique de f ou de son Lagrangien de façon à prendre en compte les contraintes.

SQP : Implémentation

Une synthèse de l'implémentation de l'algorithme SQP est présentée et interprétée ensuite. 1. Voir (MatLab, 1984-2013) pour la description détaillé de l'algorithme.

1. Une condition initial x_0 , doit être spécifiée.

Lors du démarrage de l'itération k :

2. *L'Hessian est recalculé.* L'Hessian est calculé par la méthode quasi-newton. Avec cette méthode, l'inversion des matrices de haut rang est évitée.
3. *L'optimum est calculé selon la formulation de la QP.* Une fois initié la nouvelle itération le point x_k est un vecteur constante, donc l'Hessian et le gradient sont de matrices constantes. Une solution x_{k+1} au problème quadratique dans la direction p est formulée et projetée sur l'espace conformé par les contraintes d'égalité. D'après certaines conditions :
 - a. si x_{k+1} est l'optimum l'agorithme a fini avec succès.
 - b. si x_{k+1} n'est pas l'optimum mais p amène à l'optimum on revient sur 3.
 - c. si aucun des deux, on revient sur 2.

Optimisation par recherche exhaustive

Dans des problèmes discrets comme celui qui est pose par f_d , (chapitre 4, section 4.3.2) l'ensemble de solutions est fini et non-ordonné. Cela-veut dire que les éléments forment un espace fini et ils ne suivent pas un ordre, par conséquence, les combinaisons n'ont pas un rapport d'ordre. Dans ce type de problèmes, l'ensemble d'images des solutions est aussi fini Par conséquence une comparaison entre toutes les images pourrait conduire au minimum global plus « facilement » qu'en suivant les caractéristiques de la fonction qui reproduit les images. Autrement dit, la recherche de la valeur minimale n'est plus le problème, mais plutôt le chemin, ou la « comparaison », qui amène à ce minimum.

L'optimisation par recherche exhaustive permet de trouver la solution optimale en les comparant à l'aide de la fonction objectif qui qualifie les solutions. Cette méthode n'est souhaitable que quand l'espace de solutions est fini en ne dépassant un nombre de VEs qui demandent un temps de calcule excessif.

Ensuite, les pas suivis par cette méthode sont énumérés :

1. Calculer toutes les éléments de l'espace de solutions en utilisant pour cela la fonction-objectif.
2. Utiliser la fonction de Matlab « min » pour trouver la solution optimale. La solution optimale x_{FINAL} dont l'image $f(x_{FINAL})$ est le minimum, constituera la consigne à envoyer aux VEs.

Une méthode alternative de recherche de la solution optimale est proposée de façon à donner une idée des limitations du temps de calcul cet algorithme. L'optimisation combinatoire « SYSTEME DE FOURMIS » est la méthode méta-heuristique choisi. Dans l'annexe B.3 cette étude est montrée.

B.2 Test du taux de réussite de l'algorithme SQP au problème du CUF

Nous avons soumis cet algorithme à trois tests exhaustifs sur des conditions initiales aléatoires de façon à prouver la stationnarité du CUF minimale et la pertinence de cette méthode d'optimisation.

Dans ces expériences nous avons représenté les paramètres de la fonction objectif continue comme des variables aléatoires, toutes avec une distribution uniforme dans les intervalles définies par le Tableau B. 1. Ces paramètres sont :

- le courant consommé par les maisons,
- le nombre maximal de maisons,
- le nombre maximal de VEs par phase (fixés)
- le courant de recharge des VEs

Paramètre	Intervalle de variation
<i>Nombre de maisons par phase</i>	de 0 à 6 maisons
<i>Nombre de VEs par phase</i>	de 0 à 5 VEs
<i>Courant actif consommé par une maison</i>	Entre 0 et 20 A
<i>Courant réactif consommé par une maison</i>	Entre -2 et 2 A
<i>Courant actif consommé ou produit par un VE</i>	Entre -16 et 16 A
<i>Courant réactif consommé ou produit par un VE</i>	Entre $\pm \sqrt{16^2 - x_{dj}^2}$, où x_{dj} est le courant actif du VE j .

Tableau B. 1 Intervalles de variation des paramètres

Chaque test vérifie la méthode sur 10000 conditions aléatoires différentes tout en respectant les valeurs limites.

Les tests ont été effectués pour un lotissement qui regroupe des maisons et des VEs connectés sur les trois phases. Nous avons varié sur chaque test le degré d'incertitude sur les paramètres de la fonction. Ainsi :

- Test 1 :
 - le courant consommé par les maisons, le nombre maximal de maisons, le nombre maximal de VEs par phase sont fixés ;
 - le courant de recharge des VEs varie aléatoirement entre les limites définies pour le mode de recharge (cf. le Tableau B. 1).
- Test 2 :
 - le nombre maximal de VEs par phase est fixé ;
 - le courant consommé par les maisons, le nombre maximal de maisons et le courant de recharge des VEs varie aléatoirement, toujours dans les bornes définies précédemment.
- Test 3 :
 - tous les paramètres cités ci-dessous varient aléatoirement dans les limites imposées.
- L'ordre de la fonction-objectif est au maximum égal à 10 (correspondant à $2 \times NVE_{MAX}$) mais fera l'objet d'un test.

- Dans les deux premiers tests, l'ordre de la fonction sera fixé;
- pour le troisième test, la fonction aura un ordre potentiellement différent à chaque essai. Dans le Tableau B. 1, les spécifications des paramètres sous test sont données.

Ensuite nous présentons les résultats des tests 2 et 3. Les résultats du test 1 ont été présentés dans la section 4.5.

Test 2

Les conditions de CUF initiales pour ce test sont illustrées sur la Figure B. 2.a. Sur la Figure B. 2.b nous montrons la densité de probabilité du CUF initial. Le pas de classification des données, ΔCUF , est de 0.3. La distribution de densité de probabilités a été réalisée à l'aide de la fonction « dfittool » de la toolbox de Statistiques de Matlab (Cox et Oakes 1984).

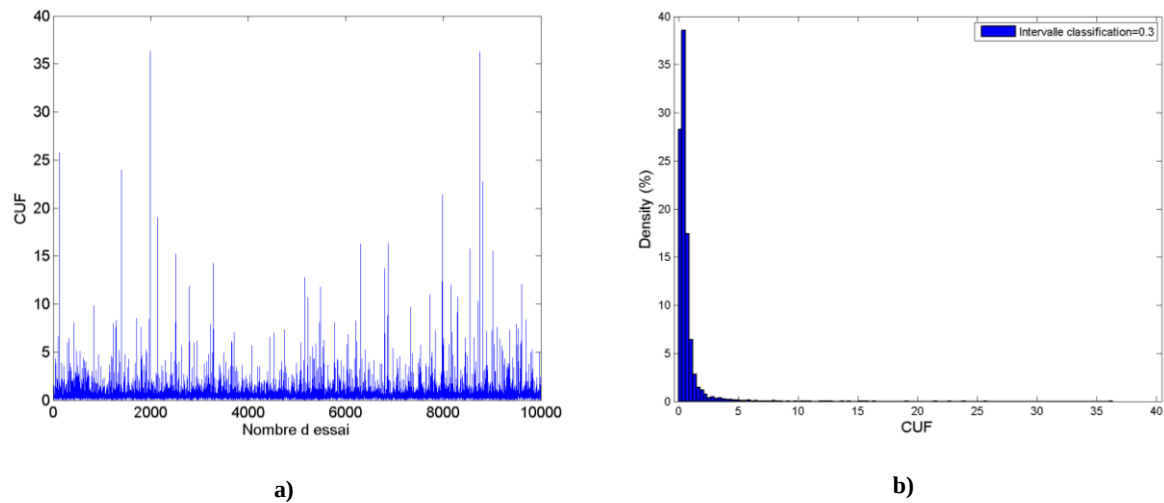


**Figure B. 2 a) Valeurs initiales CUF par nombre d'essai ;
b) densité de probabilité selon une classification des valeurs initiales du CUF**

Lors de l'application de l'algorithme SQP à chaque condition initiale, nous avons obtenu les valeurs CUF final optimisé, $\text{CUF}_{\text{finale}}$, montrés sur la Figure B. 3.a. La densité de probabilité de ces données est illustrée sur la Figure 4. 21.b. Le pas de classification, ΔCUF , est de 0.002.

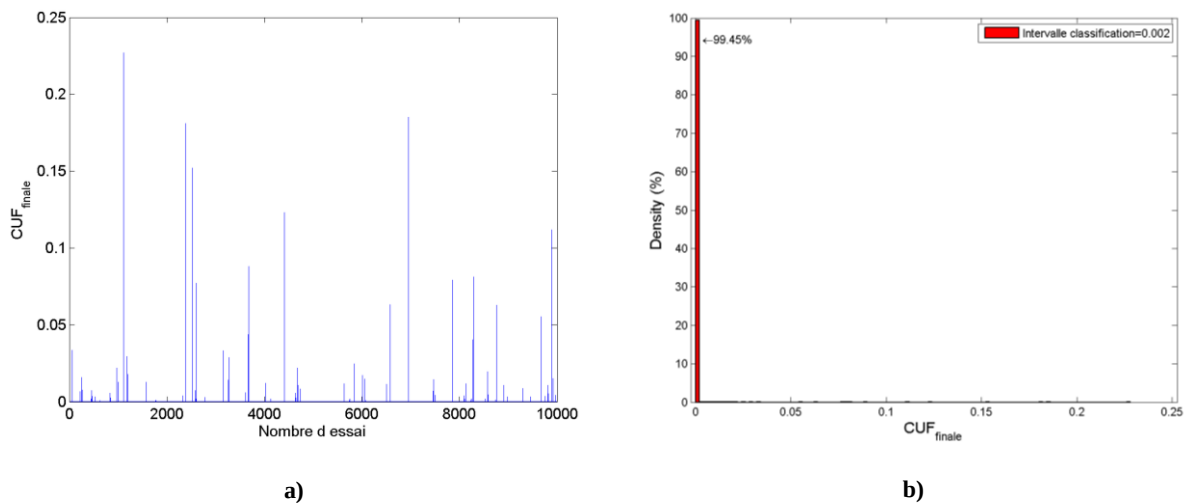


Figure B. 3 a) Valeurs finales du taux de déséquilibre en courant (CUF) par nombre d'essai ; b) densité de probabilité selon une classification des valeurs finales du CUF

Sur ce test nous concluons que dans plus de 99% des essais, la méthode SQP trouve une solution, à la condition initiale, pour laquelle le CUF finale est de moins de 0.002. Cela nous permet de chiffrer le taux de réussite de l'algorithme à 99% sur un intervalle entre 0 et 0.002 du CUF.

Test 3

Les conditions de CUF initiales pour ce test sont illustrées sur la Figure B. 4.a. Sur la Figure B. 4.b nous montrons la densité de probabilité du CUF initial. Le pas de classification des données, ΔCUF , est de 0.5.

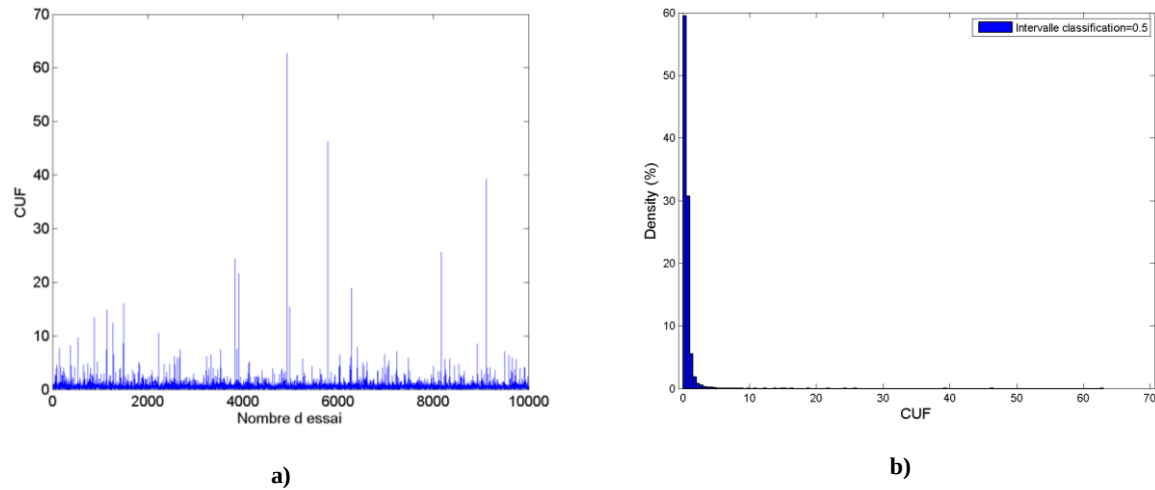


**Figure B. 4 a) Valeurs initiales CUF par nombre d'essai ;
b) densité de probabilité selon une classification des valeurs initiales du CUF**

Lors de l'application de l'algorithme SQP à chaque condition initiale, nous avons obtenu les valeurs CUF final optimisé, $\text{CUF}_{\text{finale}}$, montrés sur la Figure B. 5.a. La densité de probabilité de ces données est illustrée sur la Figure 4. 21.b. Le pas de classification, ΔCUF , est de 0.003.

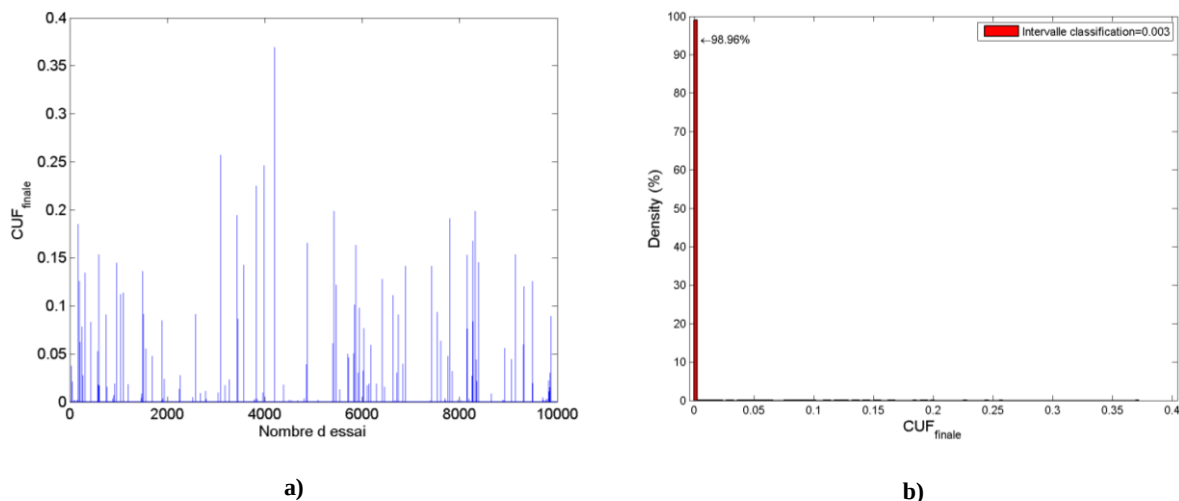


Figure B. 5 a) Valeurs finales du taux de déséquilibre en courant (CUF) par nombre d'essais ; b) densité de probabilité selon une classification des valeurs finales du CUF

Sur ce test nous concluons que dans plus de 98% des essais, la méthode SQP trouve une solution, à la condition initiale, pour laquelle le CUF finale est de moins de 0.003. Cela nous permet de chiffrer le taux de réussite de l'algorithme à 98% sur un intervalle entre 0 et 0.003 du CUF.

Conclusion

Nous concluons que l'algorithme SQP est très pertinent pour résoudre la fonction CUF continue. Cela car dans plus de 98% des essais, avec de l'incertitude sur tous les paramètres, la solution trouvée donne une valeur de CUF en dessous de 0.003.

B.3 Etude comparative entre deux méthodes d'optimisation combinatoire : recherche exhaustive et algorithme de système de fourmis

La comparaison des algorithmes a été faite sur deux aspects : le temps de calcul et le taux de réussite de la minimisation du CUF. L'environnement de test est décrit ensuite.

Comme dans le cas continu, nous avons varié aléatoirement les paramètres sous test du Tableau B. 2 de la fonction discrète avec une distribution uniforme respectant les intervalles y spécifiés. En total chaque méthode a été testée sur 15000 conditions initiales aléatoires.

Paramètre sous test	Paramètre	Intervalle de variation
Oui	<i>Nombre de VEs connectés par phase</i>	de 0 à 400 VEs
Oui	<i>Nombre de maisons par phase</i>	Aléatoire en fonction du No. VEs
Oui	<i>Courant actif consommé par une maison</i>	Entre 0 et 20 A
Oui	<i>Courant réactif consommé par une maison</i>	Entre -2 et 2 A
No	<i>Courant actif consommé par un VE</i>	13 A
No	<i>Courant réactif consommé ou produit par un VE</i>	0 A

Tableau B. 2 Intervalles de variation des paramètres

Nous avons montré dans la section 4.6.3 les résultats sur la comparaison des temps de calcul des deux méthodes. Ensuite nous comparons les taux de réussite des deux méthodes en fonction du nombre de VEs.

Pour regarder cet aspect, les données de CUF ont été séparées en quatre groupes : les données dont le nombre des VEs (NVEs) se trouve entre 1 et 25 VEs ; les données dont le nombre des VEs se trouve entre 26 et 50 VEs ; les données dont le nombre des VEs se trouve entre 51 et 100 VEs et les données dont le nombre des VEs se trouve entre 101 et 1000 VEs. Celui en dernier, en sachant que le nombre maximal des VEs est 390. Le Tableau B. 3 résume les statistiques de la classification selon le nombre des VEs par sous-groupe.

Numéro de scenario	Sous-groupe selon le nombre des VEs	Nombre des données	Pourcentage par rapport au total
1	$1 < NVEs \leq 25$	977	6.5133 %
2	$26 < NVEs \leq 50$	1254	8.36 %
3	$51 < NVEs \leq 100$	2793	18.62 %
4	$101 < NVEs \leq 1000$	9846	65.64 %

Tableau B. 3 Dimensions des sous-groupes des données classifiés par nombre des VEs

Nous avons aussi supposé que les valeurs du CUF_{finale} en dessous de 0.03 sont optimales. Nous nous basons sur la norme du déséquilibre EN 50160. Cette norme établit que le facteur de déséquilibre en tension doit être en dessous de 0.03 pour les charges monophasée.

Scenario 1

Trois densités de probabilité d'occurrences des valeurs du CUF pour le scenario 1, sont présentées dans la Figure B. 6. En bleu, la classification des valeurs initiales du CUF ; en vert, la classification des minimaux globaux du CUF trouvés par l'algorithme RE ; en rouge, la classification des minimaux du CUF trouvés par l'algorithme SF. Le carré désigné en ligne pointillée entoure le taux de réussite ($\text{CUF}_{\text{finale}} \leq 0.03$).

Sur ce scenario nous concluons que :

- Le taux de réussite initial est de 5.014 %.
- Le taux de réussite de l'algorithme RE est de 86.89%. Celui-ci est le taux de réussite maximale possible, car l'algorithme RE trouve toujours les solutions optimales globales.
- Le taux de réussite de l'algorithme SF est de 61.62%.

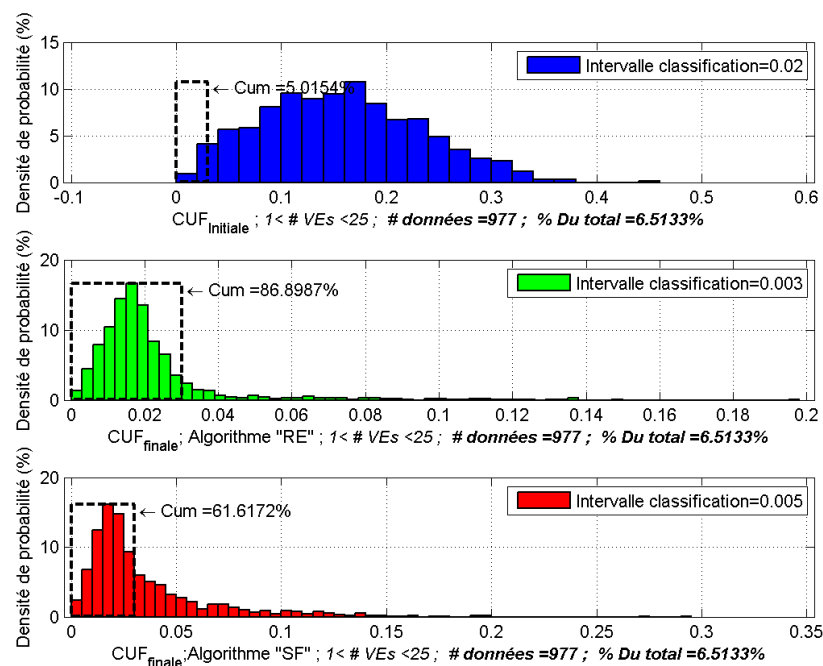


Figure B. 6 Densité des probabilités du $\text{CUF}_{\text{final}}$ pour le scenario 1. En bleu, le CUF initiale; en vert, le $\text{CUF}_{\text{finale}}$ de l'algorithme RE ; en rouge, le $\text{CUF}_{\text{finale}}$ de l'algorithme SF

Scenario 2

Trois densités de probabilité d'occurrences des valeurs du CUF pour le scenario 2, sont présentées dans la Figure B. 7.

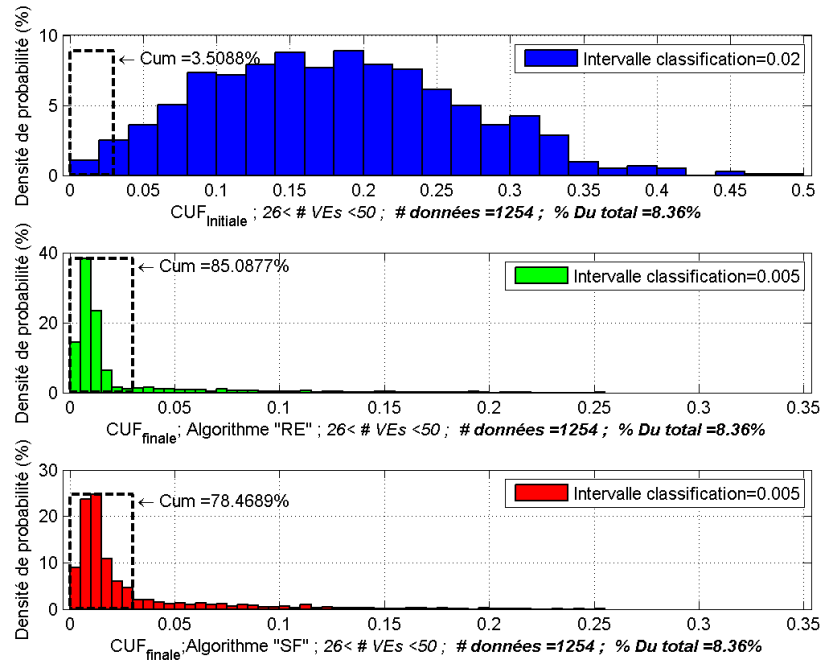


Figure B. 7 Densité des probabilités du CUF_{final} pour le scénario 2. En bleu, le CUF initiale; en vert, le CUF_{finale} de l'algorithme RE ; en rouge, le CUF_{finale} de l'algorithme SF

En bleu, la classification des valeurs initiales du CUF ; en vert, la classification des minimaux globaux du CUF trouvés par l'algorithme RE ; en rouge, la classification des minimaux du CUF trouvés par l'algorithme SF. Le rectangle en pointillés entoure le taux de réussite ($\text{CUF}_{\text{finale}} \leq 0.03$).

Sur ce scénario nous concluons que :

- Le taux de réussite initial est de 3.5 %.
- Le taux de réussite de l'algorithme RE est de 85 %. Celui-ci est le taux de réussite maximale possible, car l'algorithme RE trouve toujours les solutions optimales globales.
- Le taux de réussite de l'algorithme SF est de 78%.

Scénario 3

Trois densités de probabilité d'occurrences des valeurs du CUF pour le scénario 3, sont présentées dans la Figure B. 8.

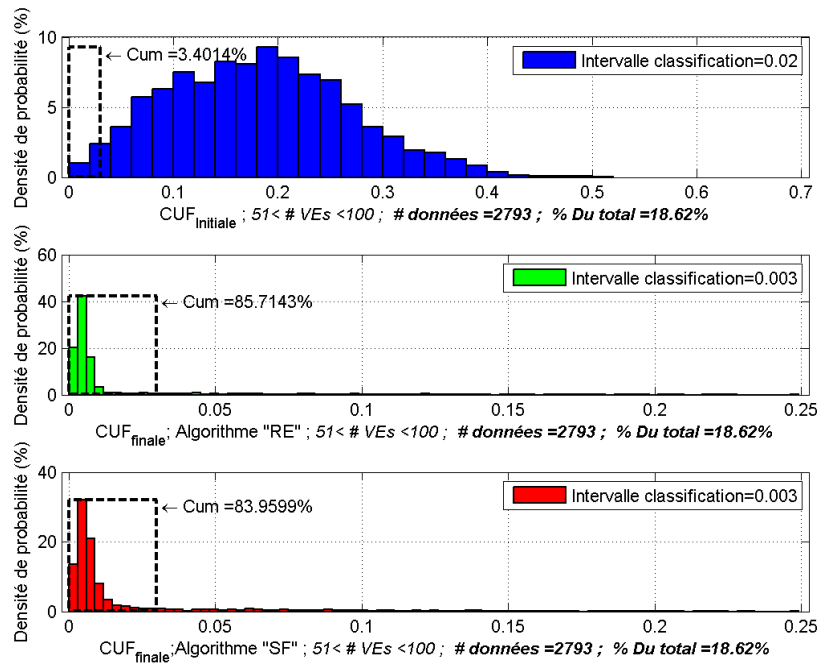


Figure B. 8 Densité des probabilités du CUF_{final} pour le scénario 3. En bleu, le CUF initial; en vert, le CUF_{finale} de l'algorithme RE ; en rouge, le CUF_{finale} de l'algorithme SF

Sur ce scénario nous concluons que :

- Le taux de réussite initial est de 3.4 %.
- Le taux de réussite de l'algorithme RE est de 85 %. Celui-ci est le taux de réussite maximal possible, car l'algorithme RE trouve toujours les solutions optimales globales.
- Le taux de réussite de l'algorithme SF est de 84%.

Scénario 4

Trois densités de probabilité d'occurrences des valeurs du CUF pour le scénario 4, sont présentées dans la Figure B. 9.

Sur ce scénario nous concluons que :

- Le taux de réussite initial est de 1.9 %.
- Le taux de réussite de l'algorithme RE est de 85 %. Celui-ci est le taux de réussite maximale possible, car l'algorithme RE trouve toujours les solutions optimales globales.
- Le taux de réussite de l'algorithme SF est de 85%.

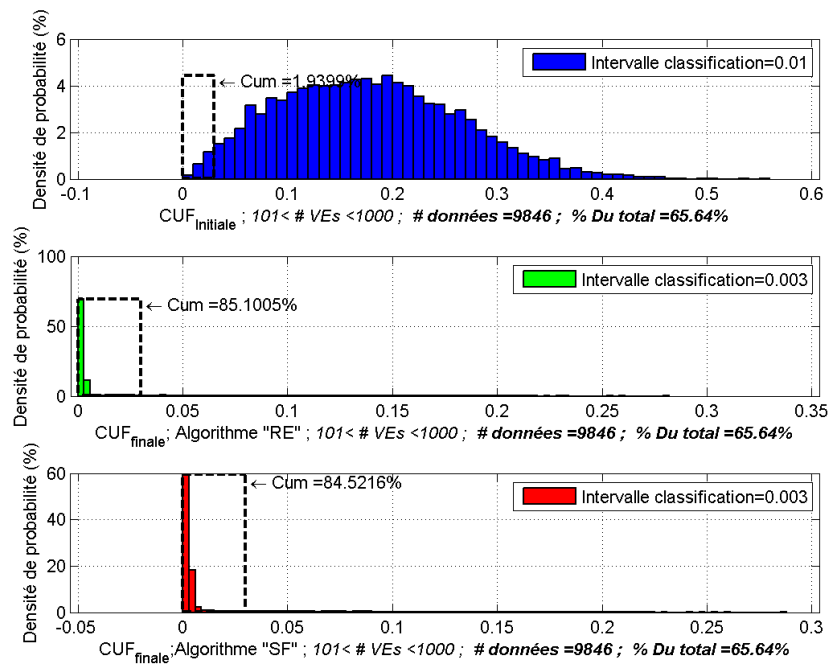


Figure B. 9 Densité des probabilités du CUF_{final} pour le scénario 4. En bleu, le CUF initial; en vert, le CUF_{finale} de l'algorithme RE ; en rouge, le CUF_{finale} de l'algorithme SF

Conclusion

Le Tableau B. 4 résume les observations faites sur chaque scénario.

Scénario	% du totale des données	Taux de réussite CUF initial. %	Taux de réussite CUF minimal algo. RE. %	Taux de réussite CUF minimal algo. SF. %	# fois Taux de réussite Augmente avec RE	# fois Taux de réussite Augmente avec SF
Scénario 1	6.5133	5.014	86.89	61.62	16	12
Scénario 2	8.36	3.5	85.09	78.5	24	22
Scénario 3	18.62	3.4	85.71	83.95	25	24
Scénario 4	65.64	1.94	85.1	84.52	43	43

Tableau B. 4 Résumé des résultats des tests des scénarios

Nous concluons que la méthode de recherche exhaustive (RE), est plus performante en termes de temps de calcul et du taux de réussite que la méthode du système de fourmis (SF) tant que le nombre des VEs est en dessous de 100. Au-delà de 100 VEs, l'algorithme SF offre un temps de calcul plus petit pour la même qualité de solution.

B.4 Adaptation de l'algorithme de système des fourmis au problème du CUF

Optimisation méta-heuristique

L'algorithme basé sur le système de Fourmis est un algorithme méta-heuristique. Les algorithmes méta-heuristiques sont des algorithmes dont l'efficacité dans la recherche de l'optimum est la priorité plus que celle de trouver l'optimum (Brownlee 2011). Le but est de se rapprocher de l'optimum (ou au voisinage de celui) sans avoir besoin de connaître l'ensemble de solutions en se guidant à chaque itération la recherche, avec l'heuristique ou avec statistiques générés par la recherche. De cette façon, il n'est parfois pas nécessaire de connaître le système ou fonction-objectif ou rapport qui caractérise le problème.

Le système de fourmis

La caractéristique de l'algorithme des fourmis est qu'il se base dans le comportement collectif des fourmis, allant d'une fourmilière et une nourriture à chercher. Cette famille d'algorithmes est étendu : la premier version de cette algorithme est le « système des fourmis » (SF) (Dorigo, Maniezzo et Coloni, The Ant System: Optimization by a colony of operating agents 1996), la deuxième version, plus stable (la solution est toujours proche de l'optimum) c'est l'algorithme de « Colonie des fourmis » (Dorigo et Gambardella, Ant Colony System: A Cooperative Learning Approach to the Traveling Salesman Problem 1997) (Dorigo, Birattari et Stutzle, Ant Colony Optimisation. Artificial Ants as a Computational Intelligence Technique 2006) et l'algorithme des « colonies des fourmis » appliqué aux problèmes continus (Dréo, Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues: Application en génie biomédical 2004).

Comme décrit dans (Dorigo, Maniezzo et Coloni, The Ant System: Optimization by a colony of operating agents 1996) l'algorithme des colonies des fourmis est une nouvelle approche à l'optimisation combinatoire stochastique. Trois aspects caractérisent l'algorithme SF : La réalimentation positive, le calcul distribué et des décisions basées sur l'heuristique du problème (connaissance spécifique au problème). La réalimentation positive permet une vitesse de calcul significative ; Le calcul distribué évite les convergences prématurées ; les décisions basées sur l'heuristique aident à trouver des bonnes solutions dans l'étape initiale de l'algorithme.

Algorithme de fourmis appliqué au problème du CUF

Pour adapter le problème du CUF à l'algorithme des fourmis, une caractéristique de la fonction f_d a été exploitée. Dans l'Equation 4. 7, l'apport des VEs est défini par :

$$I_{Rch} * \sum_{j \in C_m} \beta_j \quad \text{Equation 4. 18}$$

$$C_m = \{j | ve_j \in \text{phase } m\} \forall m = a, b, c$$

$\beta_j \in [1,0]$: Etat connecté (1) ou déconnecté (0) du VE ve_j , dont $j \in C_m$.

$I_{Rch} = 13 \text{ Amps}$: Courant de recharge considéré le même pour tous les VEs dans le réseau.

La somme prend des valeurs discrètes qui dépendent du nombre de VEs connectés. Une dénomination, basée sur cette somme est proposée dans le Tableau 4. 3. Dans cet exemple le nombre des VEs est 3. La nouvelle dénomination est le nom Ch_{mk} . Elle dépend du nombre maximal de VEs pouvant se connecter à la phase « m ». Dans cet exemple, le nombre maximal des VEs dans la phase « m » est $NVEs_m_{MAX} = 3$.

β_1	β_2	β_3	$k = \sum_{j \in C_m} \beta_j$	Ch_{mk}
0	0	0	0	Ch_{m0}
0	0	1	1	Ch_{m1}
0	1	0	1	Ch_{m1}
0	1	1	2	Ch_{m2}
1	0	0	1	Ch_{m1}
1	0	1	2	Ch_{m2}
1	1	0	2	Ch_{m2}
1	1	1	3	$Ch_{m3} =$

$Ch_{mNVEs_m_MAX}$

**Tableau 4. 3 Valeurs discrètes de la somme par ligne des
connexions des VEs et définition du nom des chemins**

Le système de fourmis adapté au problème du CUF est illustré sur la Figure B. 10. Les nœuds entre lesquels les fourmis bougent, ils symbolisent les possibles origines ou destinations. Les 3 phases sont représentées par 3 nœuds. Le nombre des chemins entre les nœuds dépend du nombre maximal de VEs « étant présents » dans les maisons correspondantes à chaque phase. La méthode pour nommer les chemins « Ch_{mk} » a été montrée dans le Tableau 4. 3. La longueur des chemins entre nœuds est la même ; par contre la longueur totale après un parcours des trois nœuds sans traverser plus de deux fois le même nœud est différente. Cette longueur totale est la mesure du CUF avec le nombre de VEs indiqué par les chemins pris dans les parcours des trois nœuds. L'**objectif** des fourmis donc n'est pas trouver la nourriture mais de parcourir le plus court chemin entre tous les nœuds.

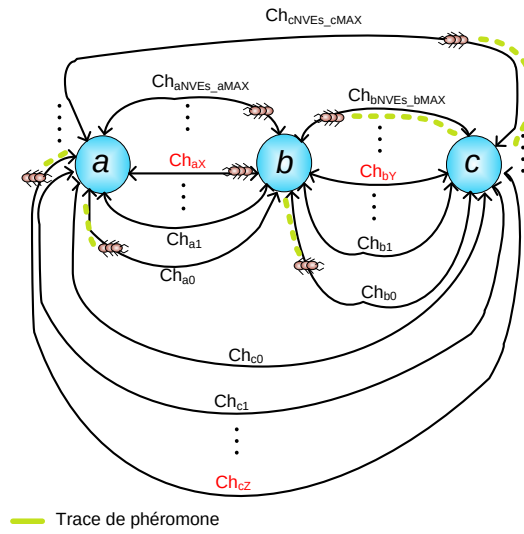


**Figure B. 10 Illustration de l'adaptation du système
des fourmis au problème du CUF**

La distance totale qu'une fourmi a parcouru, passant par tous les nœuds sans passer deux fois par le même nœud est nommée $|Ch_{TOTAL}|$. Dans l'Equation 4. 19, f_d est la fonction de CUF discrète et X, Y et Z représentent le nombre des VEs connectés dans les phases a, b et c respectivement.

$$|Ch_{TOTAL}| = f_d(\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_N) = f_d(X, Y, Z) = \quad \text{Equation 4. 19}$$

$$\sqrt{\frac{\left\{K_1 + I_{Rech} * X - \frac{I_{Rech}}{2} (Y + Z)\right\}^2 + \left\{K_2 + \frac{\sqrt{3} * I_{Rech}}{2} (Y - Z)\right\}^2}{(K_3 + I_{Rech} * (X + Y + Z))^2 + (K_4)^2}}$$

Entre les nœuds (phases) 1 et 2, le chemin Ch_{aX} a été pris. $X = \sum_{j \in C_a} \beta_j$ nombre des VEs de la phase a sont supposés connectés.

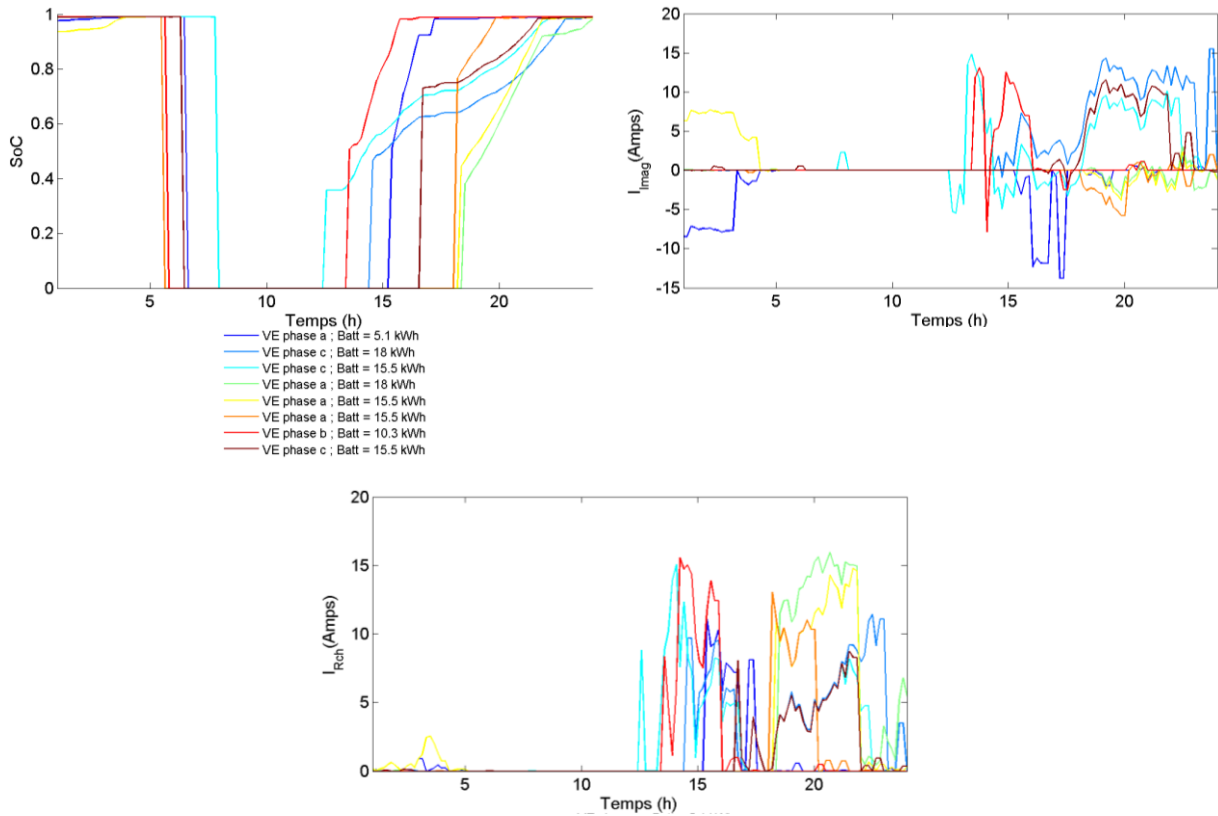
Entre les nœuds (phases) 2 et 3, le chemin Ch_{bY} a été pris. $Y = \sum_{j \in C_b} \beta_j$ nombre des VEs de la phase b sont supposés connectés.

Entre les nœuds (phases) 3 et 1, le chemin Ch_{cZ} a été pris. $Z = \sum_{j \in C_c} \beta_j$ nombre des VEs de la phase c sont supposés connectés.

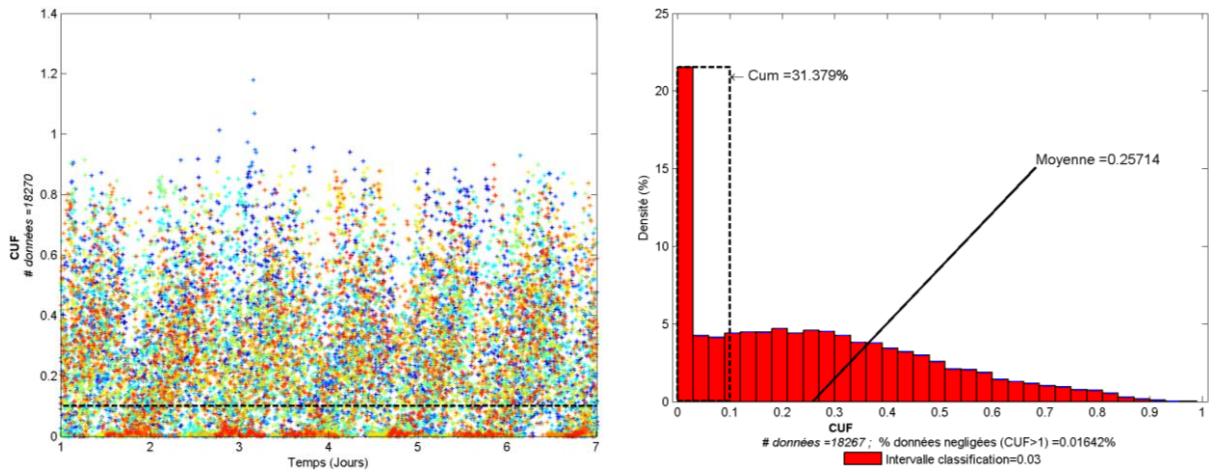
Annexe C

C.0 Stratégie modulation d' I_{Rech} et I_{qu} dans tout le plan complexe des limité par $0 < I_{Rech} < 16$ sans gestion de recharge

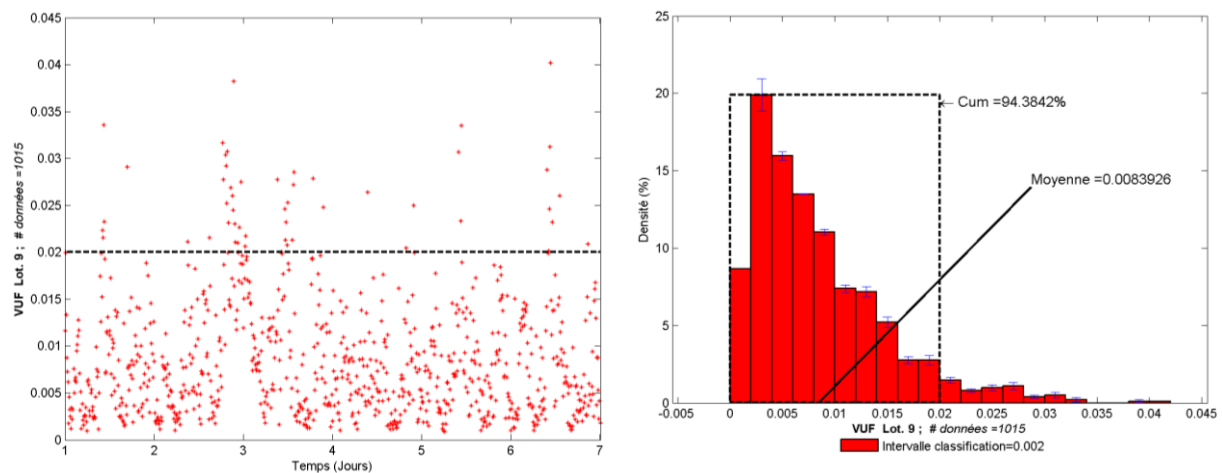
Echantillons des allures journaliers des courants des VEs et des SoC



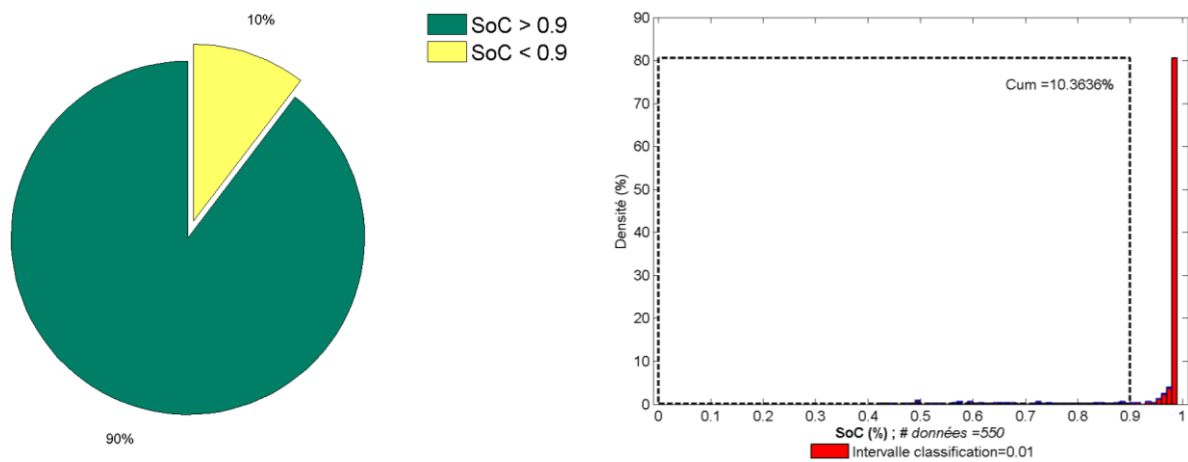
Taux de réussite et CHCUF



Le paramètre VUN

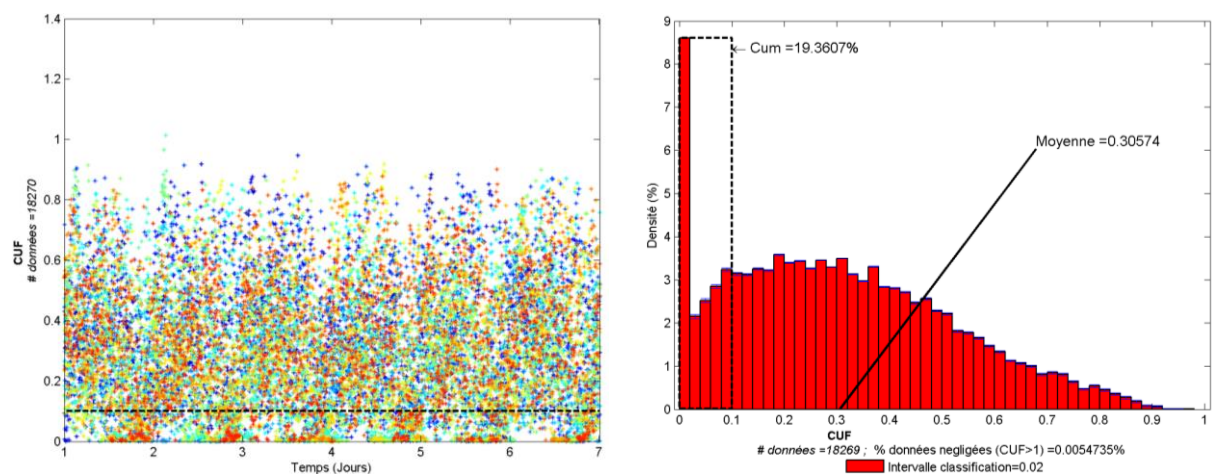


Paramètre R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

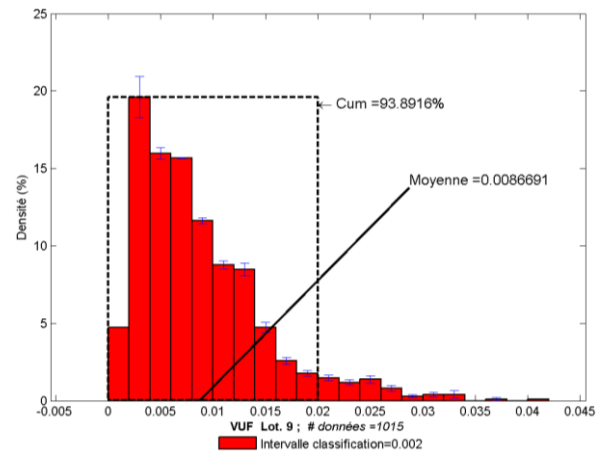
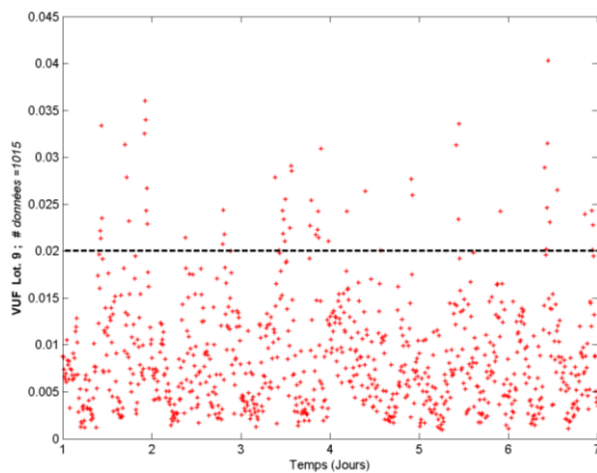


C.1 Stratégie modulation d' I_{Rech} et I_{qu} dans tout le plan complexe des limité par $3 < I_{Rech} < 16$ sans gestion de recharge

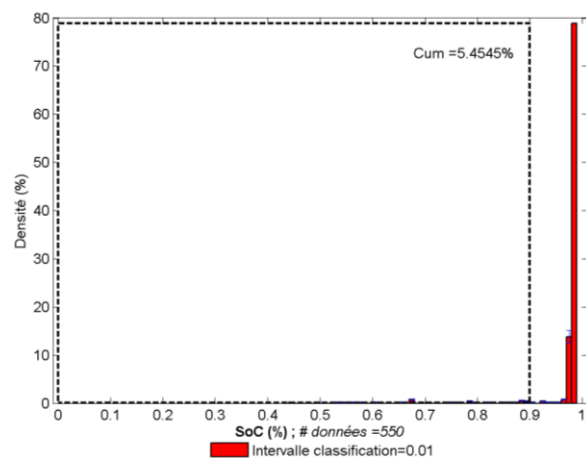
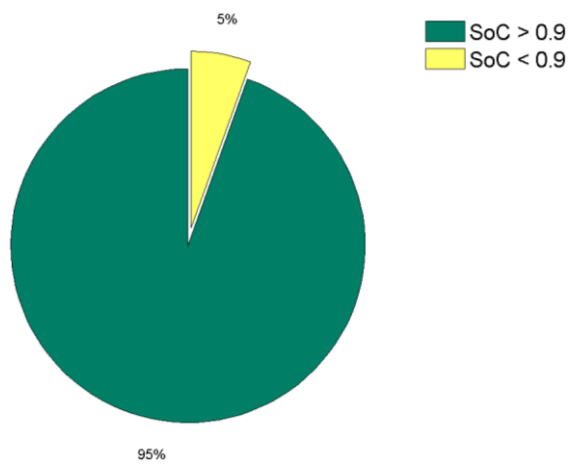
Taux de réussite et CHCUF



Le paramètre VUN

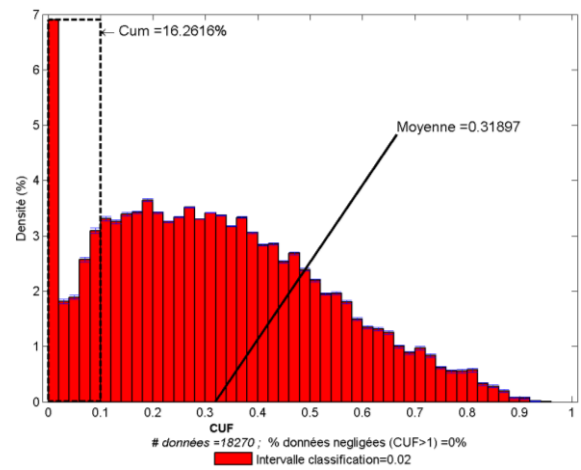
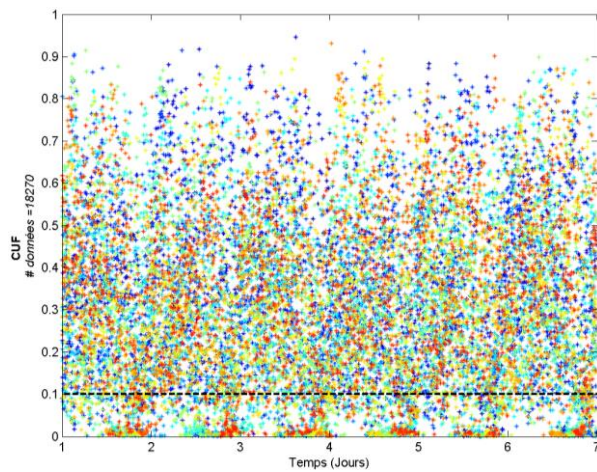


Paramètre R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

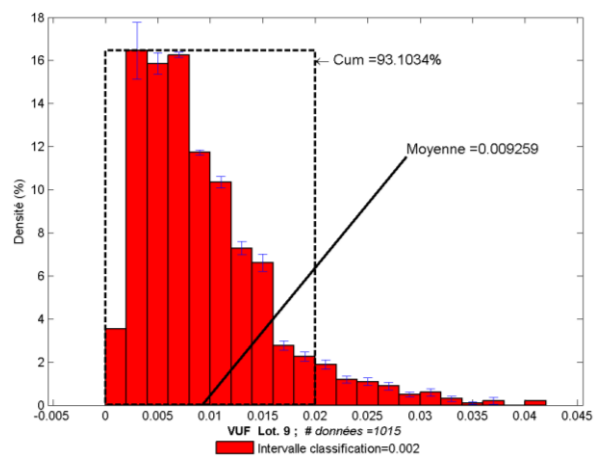
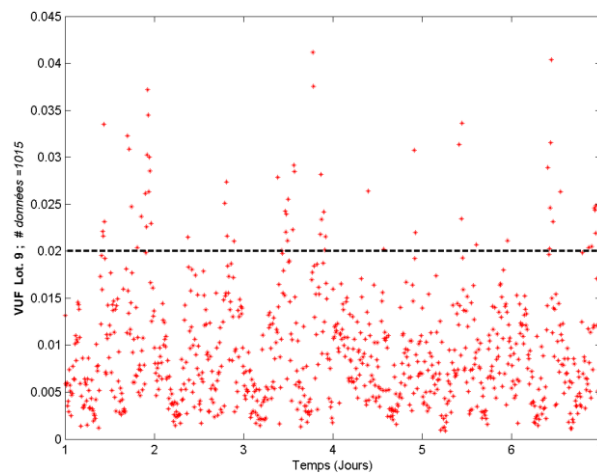


C.2 Stratégie modulation d' I_{Rech} et I_{qu} dans tout le plan complexe des limité par $4 < I_{\text{Rech}} < 16$ sans gestion de recharge

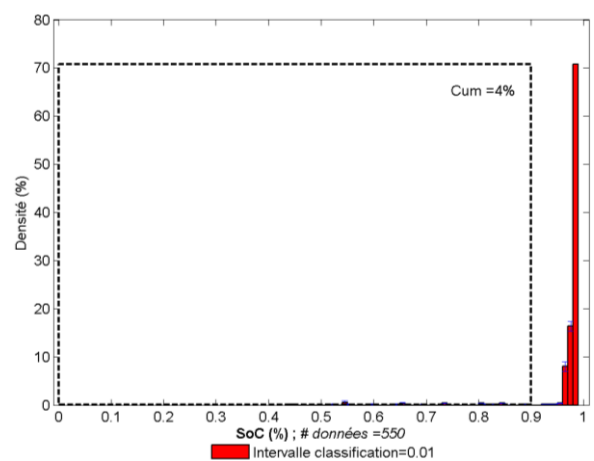
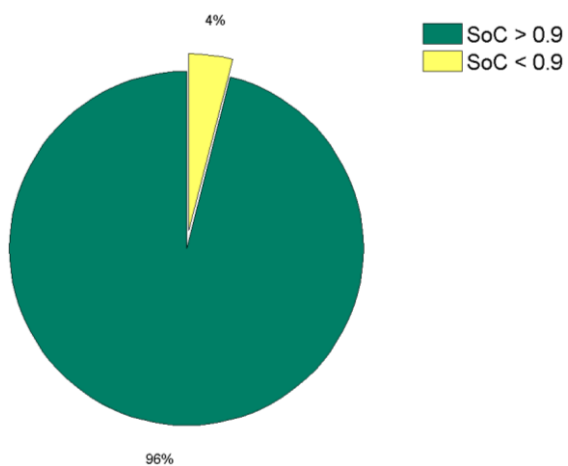
Taux de réussite et CHCUF



Le paramètre VUN

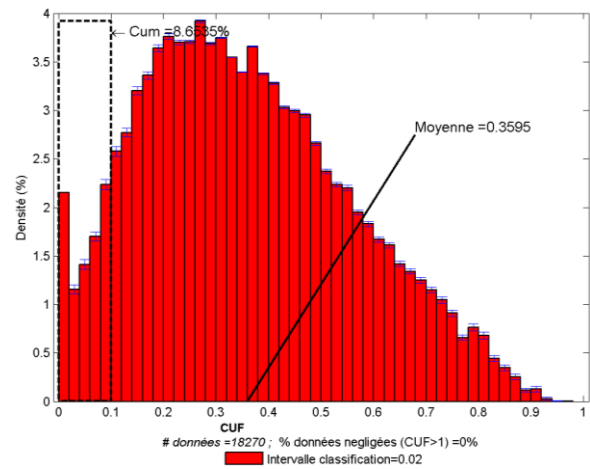
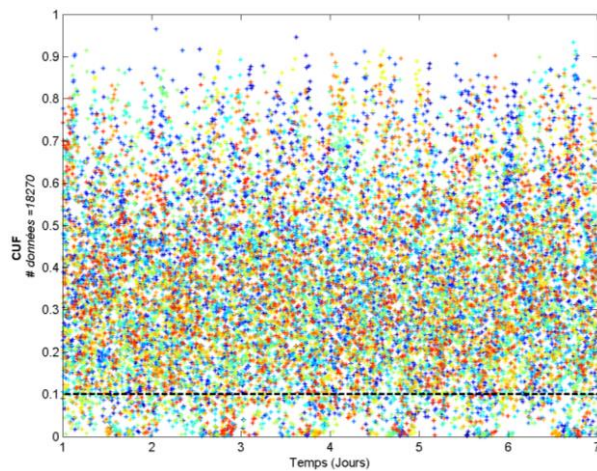


Paramètre R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

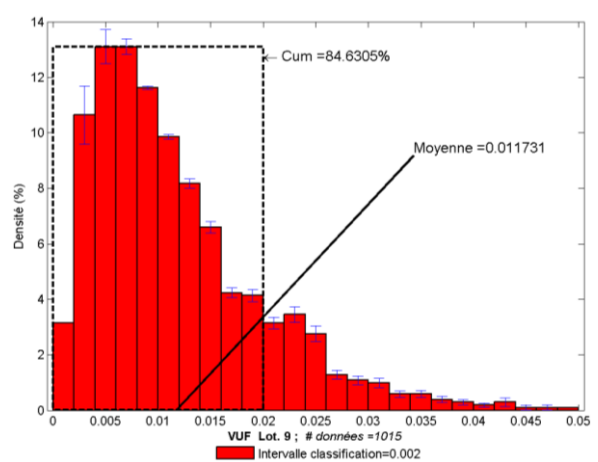
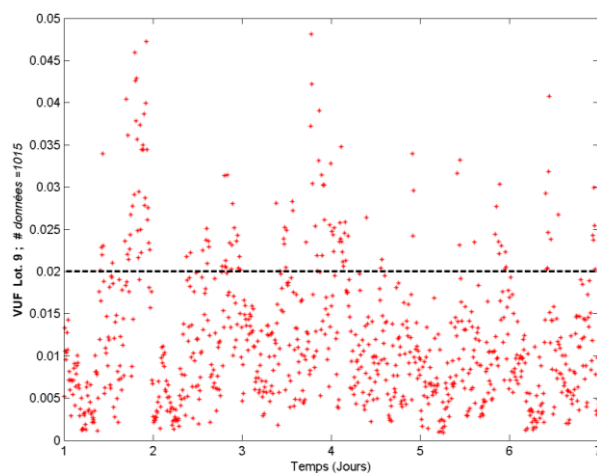


C.3 Stratégie modulation d' I_{Rech} et I_{qu} dans tout le plan complexe des limité par $10 < I_{\text{Rech}} < 16$ sans gestion de recharge

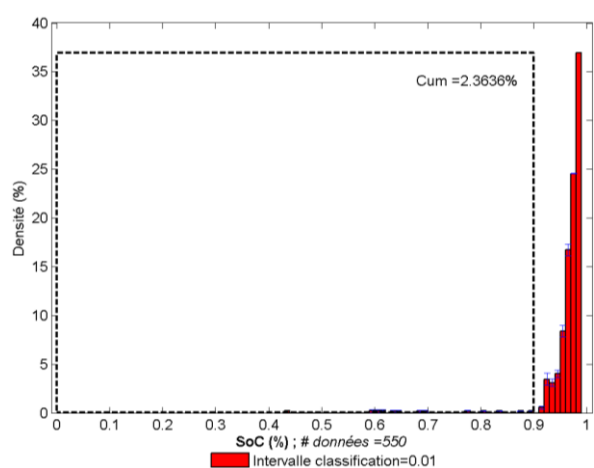
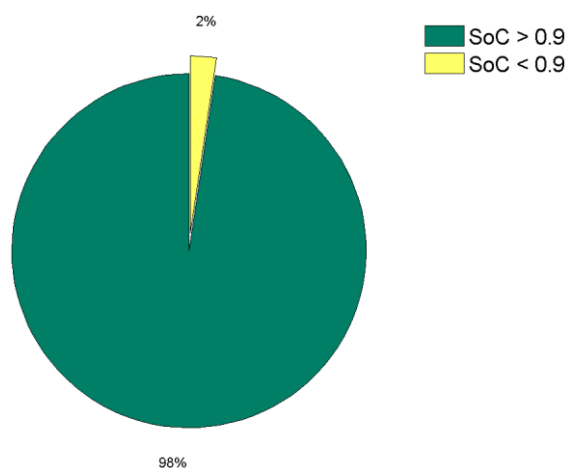
Taux de réussite et CHCUF



Le paramètre VUN

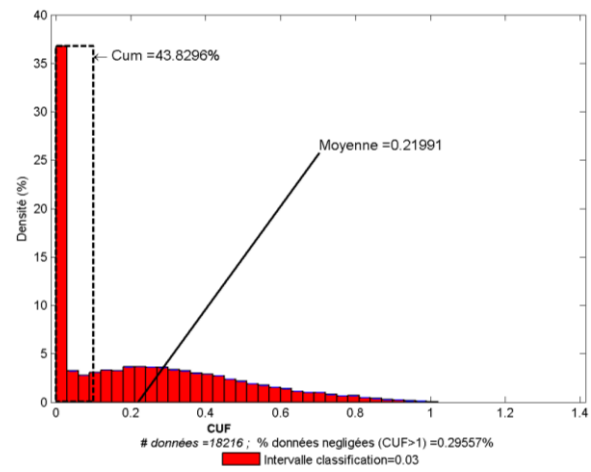
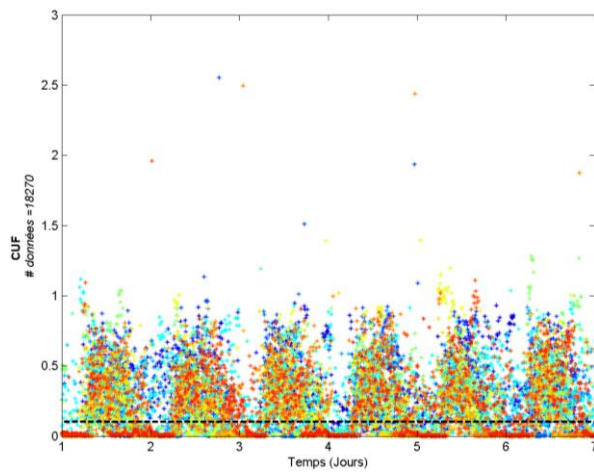


Paramètre R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

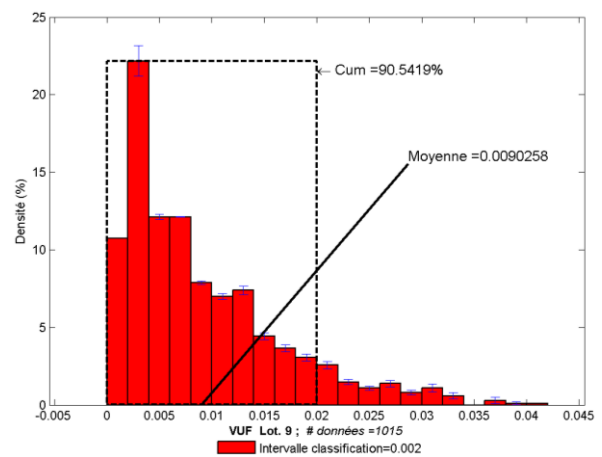
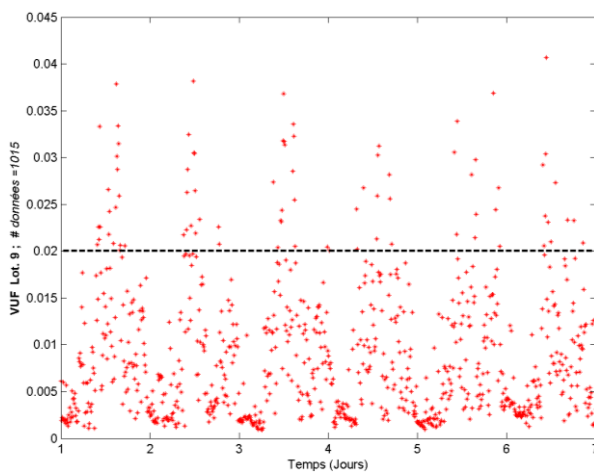


C.4 Stratégie de modulation d' I_{qu} après la fin de la recharge

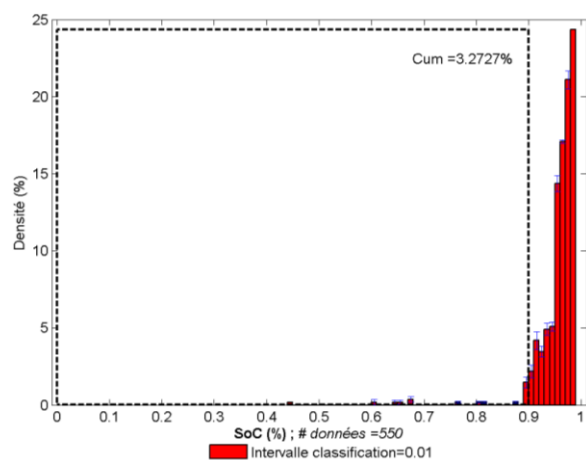
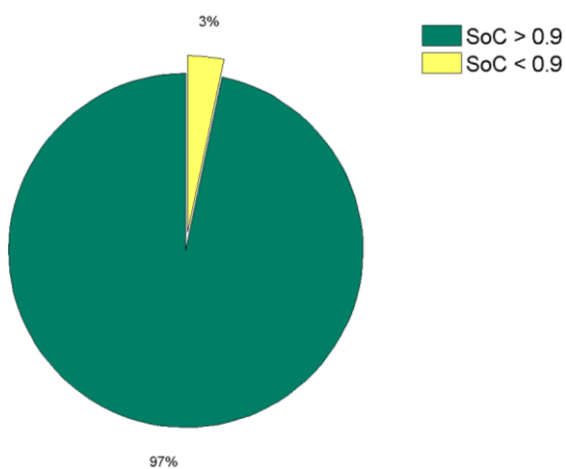
Taux de réussite et CHCUF



Le paramètre VUN

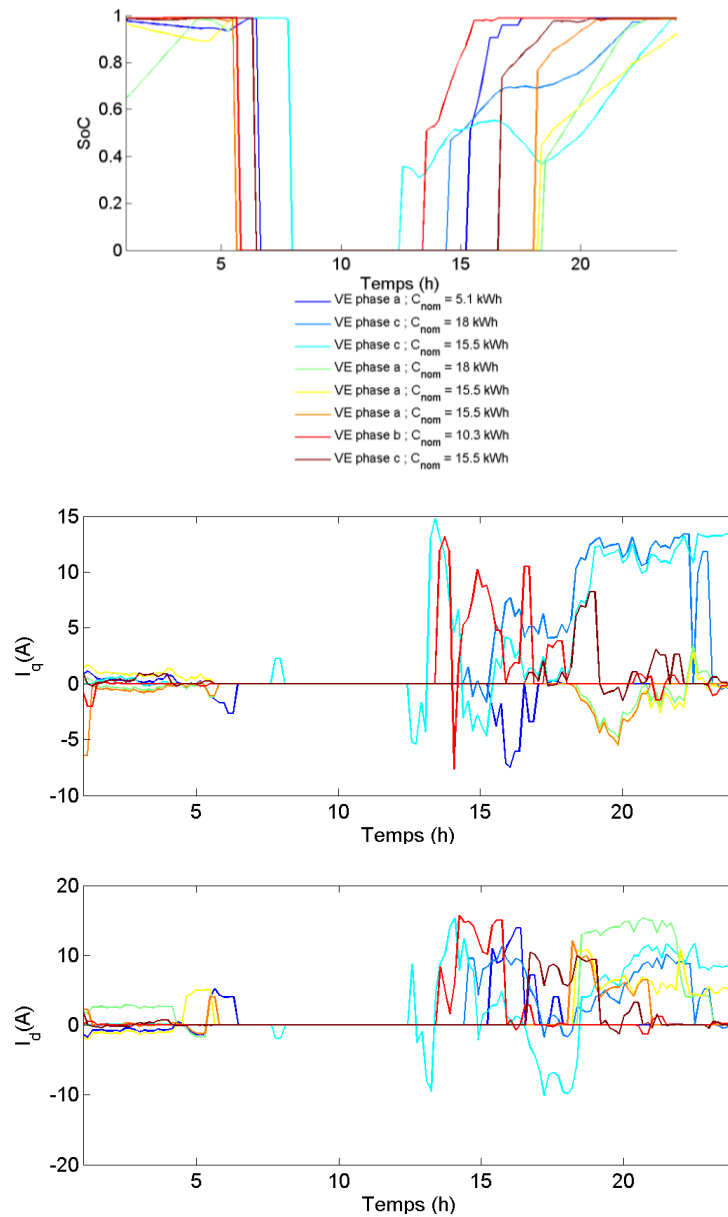


Paramètre R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

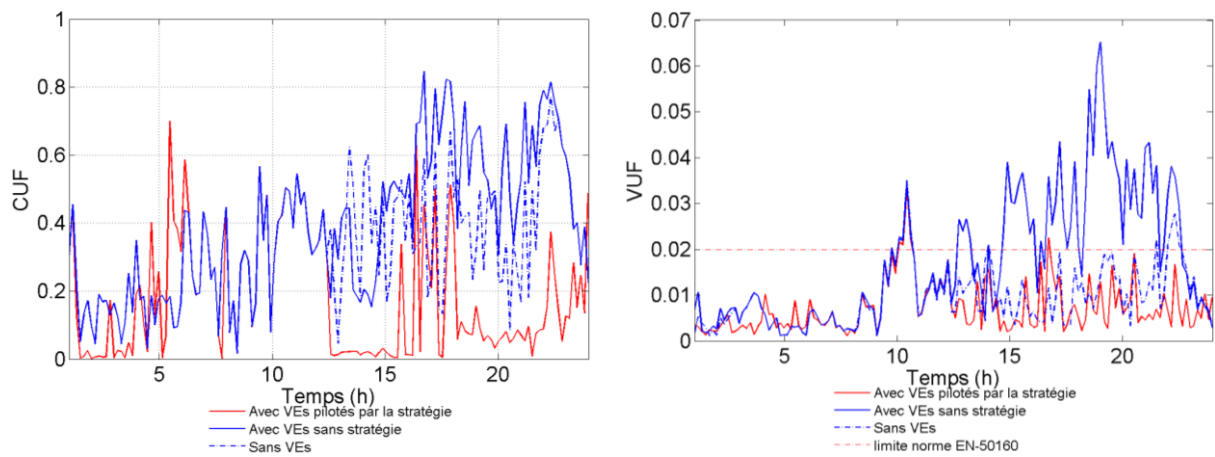


C.5 Stratégie modulation d' I_d et d' I_q dans tout le plan complexe des consignes avec contrainte de recharge à 4 A

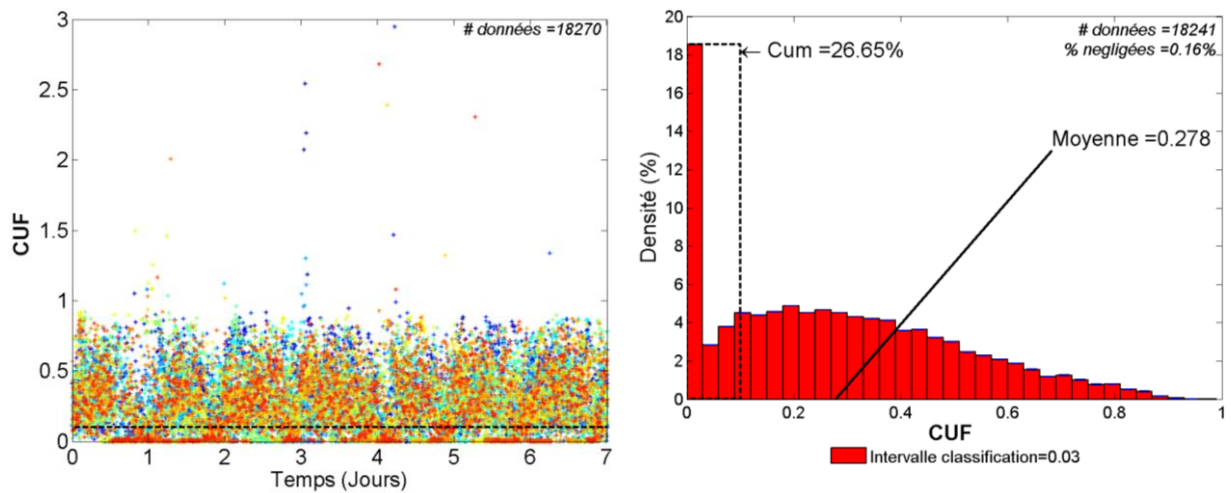
Allures journalières des SoC et des courants des VE



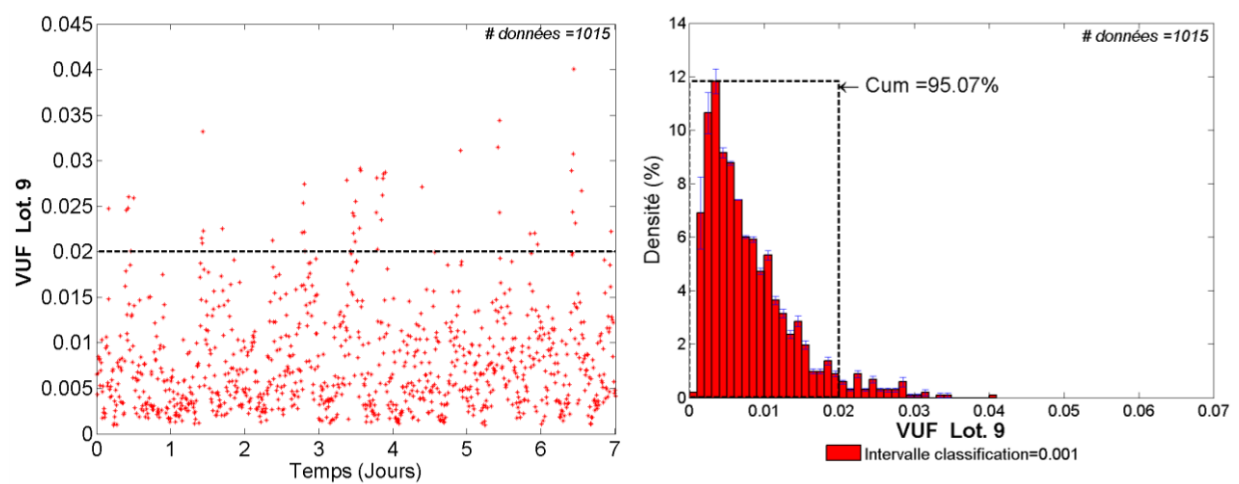
Quelques profils journaliers du CUF et du VUF

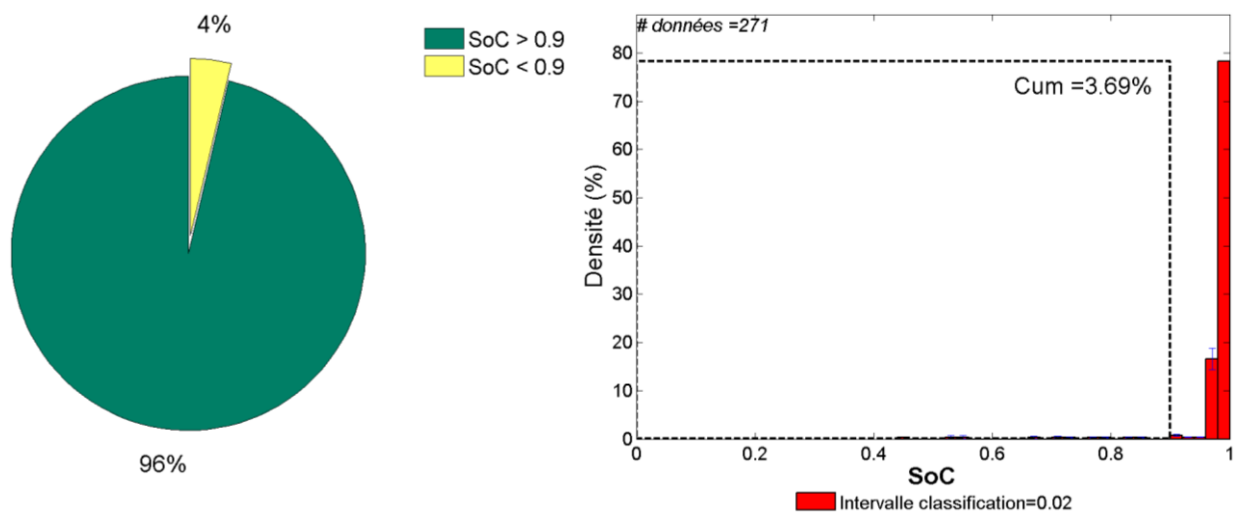


Le taux de réussite et le CHCUF



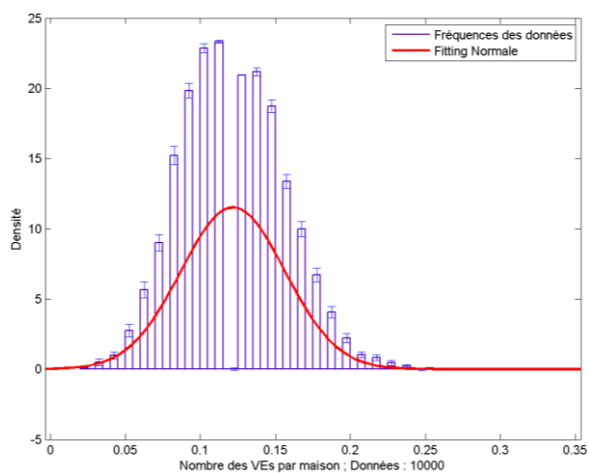
Le critère VUN



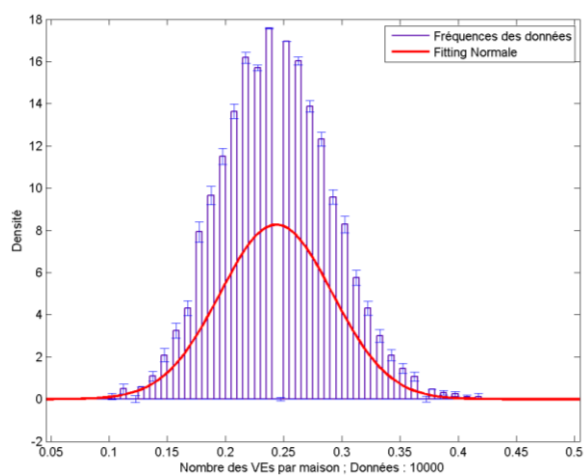
Critère R_CPLT : Recharge complète au moment du départ le lendemain

Annexe D

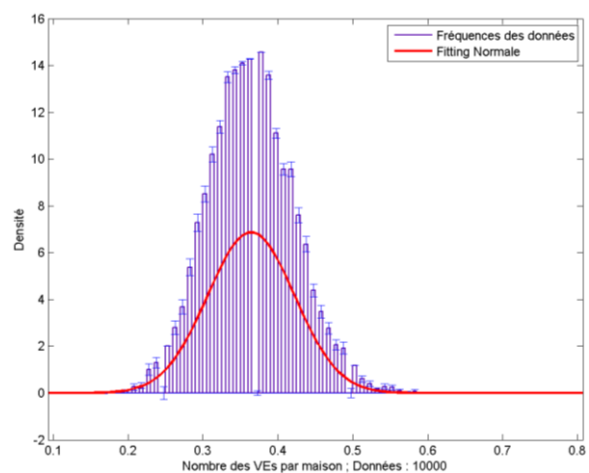
D.0 Densités des fréquences du nombre des VEs par maison pour plusieurs taux d'insertion des VEs



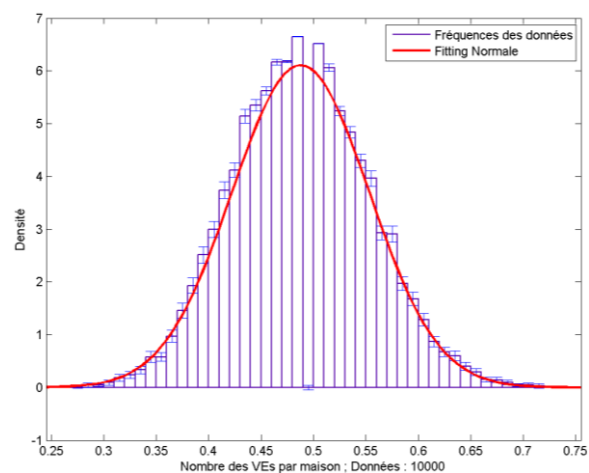
Taux d'insertion des VEs 10%



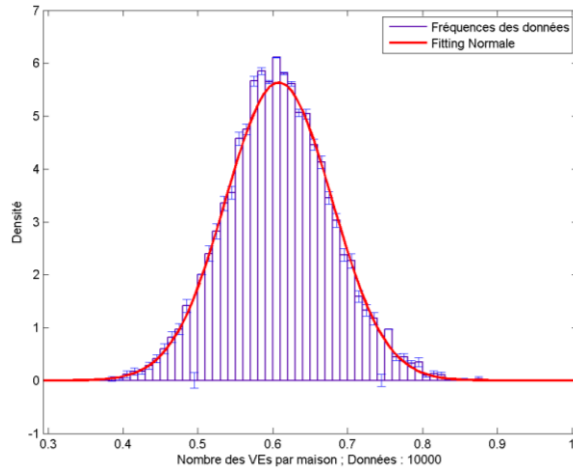
Taux d'insertion des VEs 20%



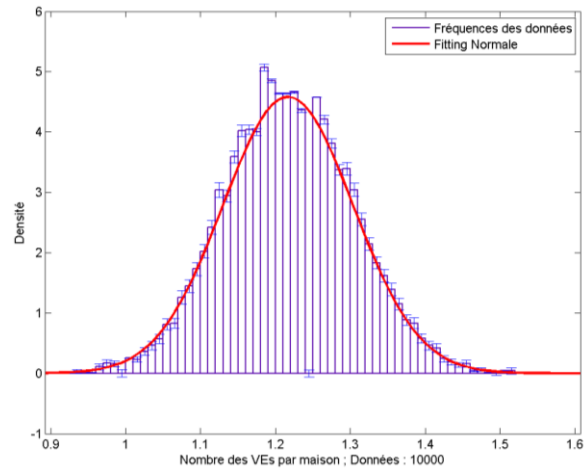
Taux d'insertion des VEs 30%



Taux d'insertion des VEs 40%



Taux d'insertion des VEs 50%



Taux d'insertion des VEs 100%

D.1 La valeur maximale de l'erreur moyennne quadratique « MaxEMQ »

Un groupe des points dans un système cartésien représentant la moyenne Y d'un phenomene dépendant de la caractéristique X est illustré dans la Figure E. 1. La ligne en rouge relie toutes les valeurs maximales dans l'ensemble d'Y. La ligne en bleu relie toutes les valeurs minimales dans l'ensemble d'Y. La ligne en vert relie les valeurs moyennes des points en fonction de X. Soit $f(\cdot)$ une fonction affine exprimant la tendance linéaire de la moyenne des points en fonction de X. Soient aussi L_{Sup} et L_{Inf} deux vecteurs contenant les valeurs maximales et minimales des points en fonction de X, respectivement.

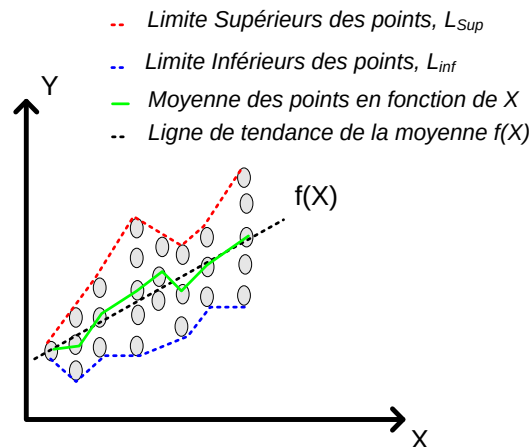


Figure E. 1 Illustration de nuages des points pour l'explication du maximum de l'erreur quadratique

L'erreur moyenne quadratique (EMQ) entre deux vecteurs A et B, en général est définie par l'équation suivante :

$$EMQ = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (A_i - B_i)^2}$$

L'EMQ entre la ligne de tendance et la limite inférieur, EMQ_{inf} , est définie par :

$$EMQ_{inf} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (f(X_i) - L_{inf}(X_i))^2}$$

L'EMQ entre la ligne de tendance et la limite supérieur, EMQ_{sup} , est définie par :

$$EMQ_{sup} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (f(X_i) - L_{sup}(X_i))^2}$$

La valeur maximale de l'erreur moyenne quadratique « MaxEMQ » est définie donc comme ensuite :

$$\text{MaxEMQ} = \max(EMQ_{sup}, EMQ_{inf})$$

D.2 Regroupement des valeurs de la variance des données de CUF par rapport au nombre des maisons dans le PCC

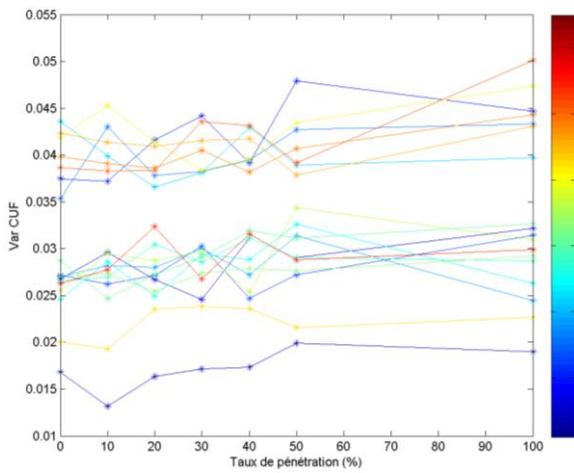


Figure E. 2 Variance des données de chaque PCC par rapport au taux d'insertion des VEs ; la barre de couleur représente la distance entre le PCC et le transformateur HTA/BT : les PCCs proches du transformateur se retrouvent proches du bleu ; les PCCs éloignés se trouvent plus proches du rouge.

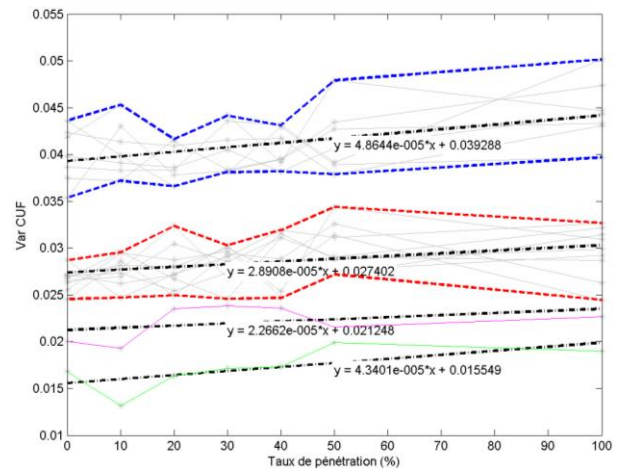


Figure E. 3 Regroupement des variances des données du CUF de chaque PCC. Quatre groupes identifiables : En bleu, les variances des PCCs avec 3 maisons. En rouge, les variances des PCCs avec 6 maisons. En magenta, la variance du PCC avec 9 maisons. En vert, la variance du PCC avec 12 maisons. En noir les lignes de tendance de chaque groupe.

D.3 Rapport entre le paramètre B de la loi de Rayleigh, les caractéristiques du réseau et le taux d'insertion des VEs

La loi de Rayleigh est définie dans l'Equation E. 1. La variable x est donc le CUF et f est sa distribution de densité de probabilité avec paramètre B. Dans cette section le paramètre B est caractérisé de la même façon que les paramètres statistiques auparavant. Ainsi le rapport entre ce paramètre, les caractéristiques de réseau et le taux d'insertion est établi.

$$f(x|B) = \frac{x}{B^2} e^{\left(\frac{-x^2}{2 \cdot B^2}\right)}$$

Equation E. 1

Le paramètre B de tous les lotissements selon le taux d'insertion qui caractérise chaque scénario de simulation est présenté dans la Figure E. 4. Dans cette Figure, chaque lotissement est classifié selon la distance séparant son PCC du transformateur HTA/BT. Cette distance est représentée pour la couleur des points correspondants à chaque PCC : plus le PCC est proche du transformateur plus la couleur des points s'approche du bleu ; au contraire, plus le PCC est loin du transformateur plus la couleur des points s'approche au rouge.

Les groupes identifiés dans l'étude de la moyenne et du cumulé du CUF sont soulignés dans l'évolution du paramètre B dans la Figure E. 5. Cette dernière Figure reprend la Figure E. 4 en soulignant quatre groupes spécifiques : En bleu, les cumulés des lotissements avec 3 maisons ; en rouge, les cumulés des lotissements avec 6 maisons ; en magenta, le cumulé du lotissement avec 9 maisons ; en vert, le cumulé du lotissement avec 12 maisons. Les lignes en noire indiquent la tendance de chaque groupe étant donné le taux d'insertion de chaque scénario.

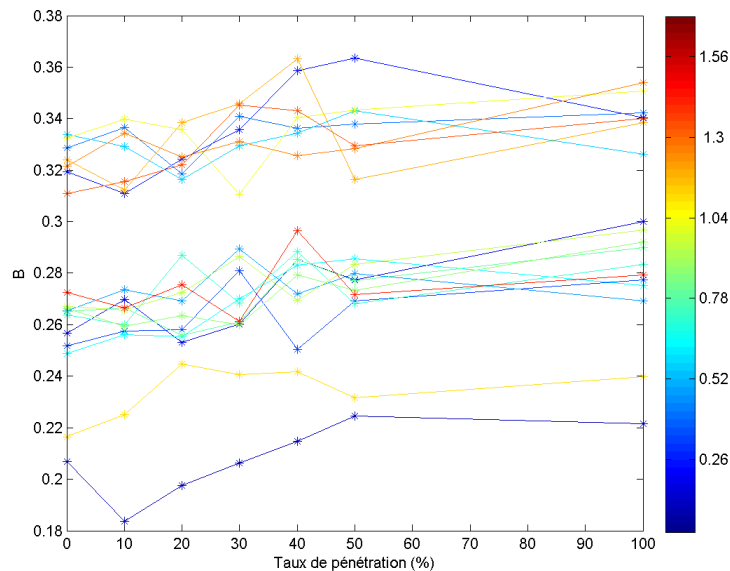


Figure E. 4

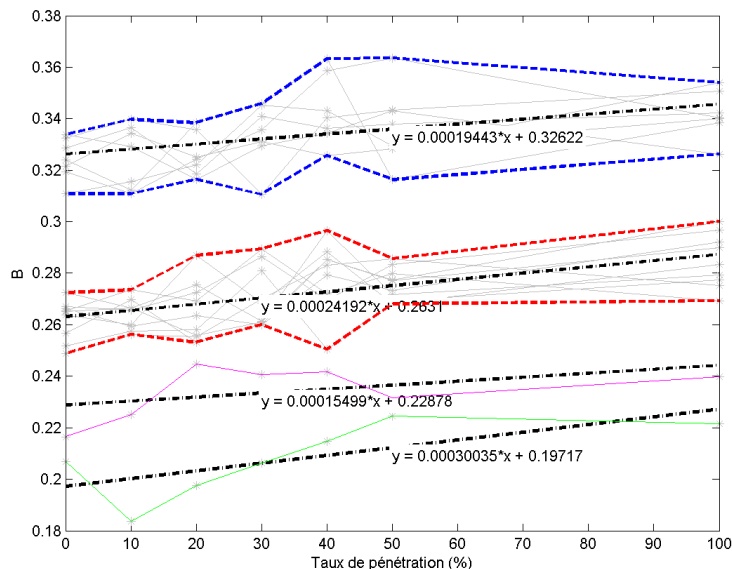


Figure E. 5

Le Tableau résume les valeurs caractérisant les groupes définies et les lignes de tendance de la Figure E. 5.

Groupe	# Maisons	Ligne de tendance		
		Pente (B / 1%_Taux)	B @Taux_0%	MaxEMQ : Droite – B
Lot_3_Maisons groupe en bleu	3	0.000194	0.3262	0.0175
Lot_6_Maisons groupe en rouge	6	0.000242	0.2631	0.0157
Lot_9_Maisons groupe en magenta	9	0.000155	0.2288	0.0083
Lot_12_Maisons groupe en vert	12	0.00030	0.1971	0.0094

Tableau 3. 6 caracteristiques des groupes des maisons
Ainsi que des lignes de tendance du paramètre B

Ensuite quelques observations sur l'effet de l'insertion des VEs sur B:

- Par rapport à la pente (B/ 1% Taux) de la ligne de tendance:
 - Dans le pire des scenarios (Lot. 12 maisons), 10% du taux d'insertion des VEs représente une augmentation de 0.003 dans B, autrement 1.52% du B@Taux0%.
 - Dans le meilleur des scenarios (Lot. 9 maisons), 10% du taux d'insertion des VEs représente une augmentation de 0.0015 dans B, autrement 0.65% du B@Taux0%.
- Par rapport à B@Taux_0% de la ligne de tendance:
 - Il y a plutôt une prédisposition décroissant linéaire dans l'évolution de la valeur B@Taux_0% par rapport au nombre des maisons par lotissement.

Les quantités B/ 1% Taux et B@Taux_0% ont été ajustées par des approches polynimiales en fonction du nombre des maisons. Ses rapports sont illustrés par la Figure E. 6 et la Figure E. 7. Ces rapports seront utilisés pour estimer B comme fonction du taux d'insertion et du nombre des maisons dans les lotissements.

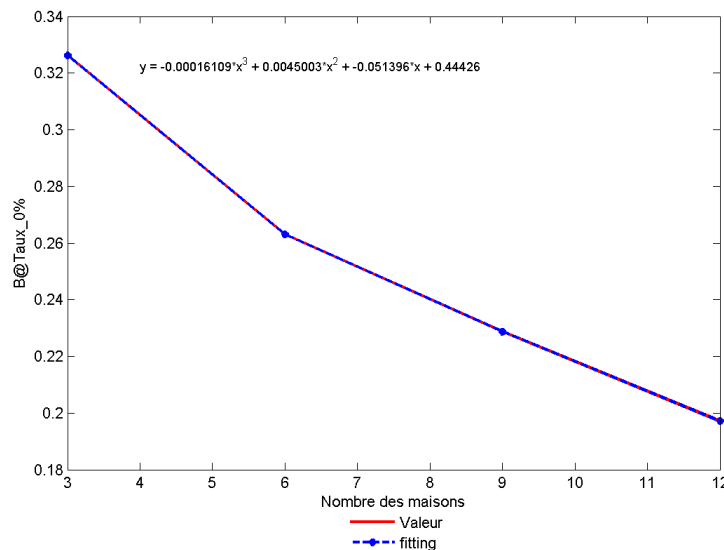


Figure E. 6 Tendance décroissante de la valeur B@Taux_0%
par rapport au nombre des maisons par lotissement

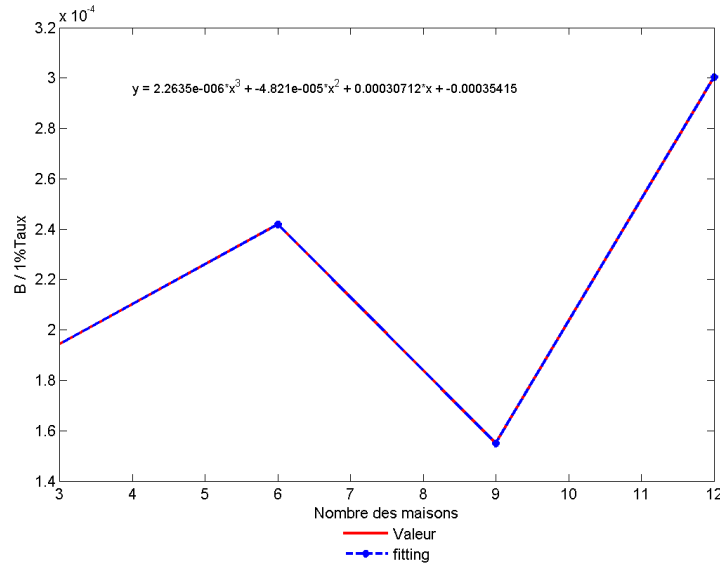


Figure E. 7 Tendence décroissante de la valeur B / 1%Taux par rapport au nombre des maisons par lotissement

D.4 Rapport entre le CUF de deux charges et le CUF de chacune.

Soient deux types de charges : des maisons et des VEs, distribués dans les trois phases. Supposons que les VEs dans les trois phases apportent une composante symétrique inverse I_{VE2} ainsi que les maisons avec une composante symétrique inverse I_{H2} . De la même façon, les VEs dans les trois phases apportent une composante symétrique directe I_{VE1} et les maisons une composante symétrique directe I_{H1} .

Le CUF du système complet est définie selon l'Equation E. 2.

$$CUF_{VE,H} = \frac{I_{VE2} + I_{H2}}{I_{VE1} + I_{H1}} \quad \text{Equation E. 2}$$

La procedure de simplification de cette expression est listée ensuite :

- $CUF_{VE,H} = \frac{I_{VE2} + I_{H2}}{I_{VE1} + I_{H1}} = \frac{\left(\frac{I_{VE2} + I_{H2}}{I_{VE1}}\right)}{\left(\frac{I_{VE1} + I_{H1}}{I_{VE1}}\right)} = \frac{\left(CUF_{VE} + \frac{I_{H2}}{I_{VE1}}\right)}{\left(1 + \frac{I_{H1}}{I_{VE1}}\right)}$
- $CUF_{VE,H} + CUF_{VE,H} * \frac{I_{H1}}{I_{VE1}} = CUF_{VE} + \frac{I_{H2}}{I_{VE1}}$
- $\left(CUF_{VE,H} * \frac{I_{VE1}}{I_{H1}} + CUF_{VE,H}\right) * \frac{I_{H1}}{I_{VE1}} = CUF_{VE} + \frac{I_{H2}}{I_{VE1}}$
- $CUF_{VE,H} * \frac{I_{VE1}}{I_{H1}} + CUF_{VE,H} = \frac{I_{VE1}}{I_{H1}} * CUF_{VE} + \frac{I_{H2}}{I_{H1}} = \frac{I_{VE1}}{I_{H1}} * CUF_{VE} + CUF_H$
- $CUF_{VE,H} * \frac{I_{VE1}}{I_{H1}} + CUF_{VE,H} = \frac{I_{VE1}}{I_{H1}} * CUF_{VE} + CUF_H$
- $CUF_{VE,H} * I_{VE1} + CUF_{VE,H} * I_{H1} = CUF_{VE} * I_{VE1} + CUF_H * I_{H1}$
- $CUF_{VE,H} * (I_{VE1} + I_{H1}) = CUF_{VE} * I_{VE1} + CUF_H * I_{H1}$

En multipliant à chaque côté pour la composante symétrique directe en tension :

$$CUF_{VE,H} * (I_{VE1} + I_{H1}) * V_1 = CUF_{VE} * I_{VE1} * V_1 + CUF_H * I_{H1} * V_1 \quad \text{Equation E. 3}$$

Une supposition est faite : la puissance apparente consommée par les VEs et les maisons depend exclusivement de la composante directe en courant et en tension ; l'apport des autres composantes est negligé. C'est-à-dire :

$$(I_{VE1} + I_{H1}) * V_1 = S_{VE,H} ; I_{VE1} * V_1 = S_{VE} ; I_H * V_1 = S_H$$

En incluant cette supposition dans l'Equation E. 3, le rapport entre le CUF de maisons et VEs et le CUF de chacun est définie par :

$$CUF_{VE,H} * S_{VE,H} = CUF_{VE} * S_{VE} + CUF_H * S_H \quad \text{Equation E. 4}$$

D.5 Paramètres a et b de la loi statistique Gamma estimée pour le VUF

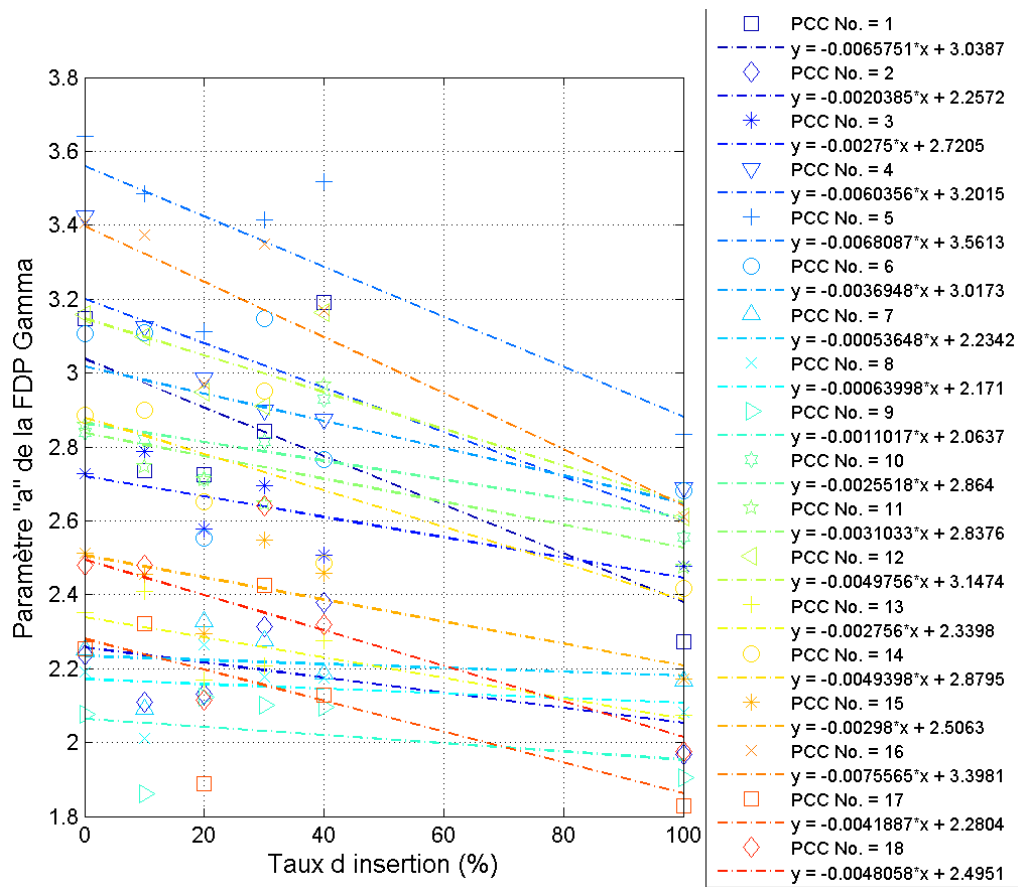


Figure E. 8 Paramètre « a » de la loi gamma du VUF en fonction du taux d'insertion.
Chacun des PCCs et les lignes de tendance de données sont illustrés

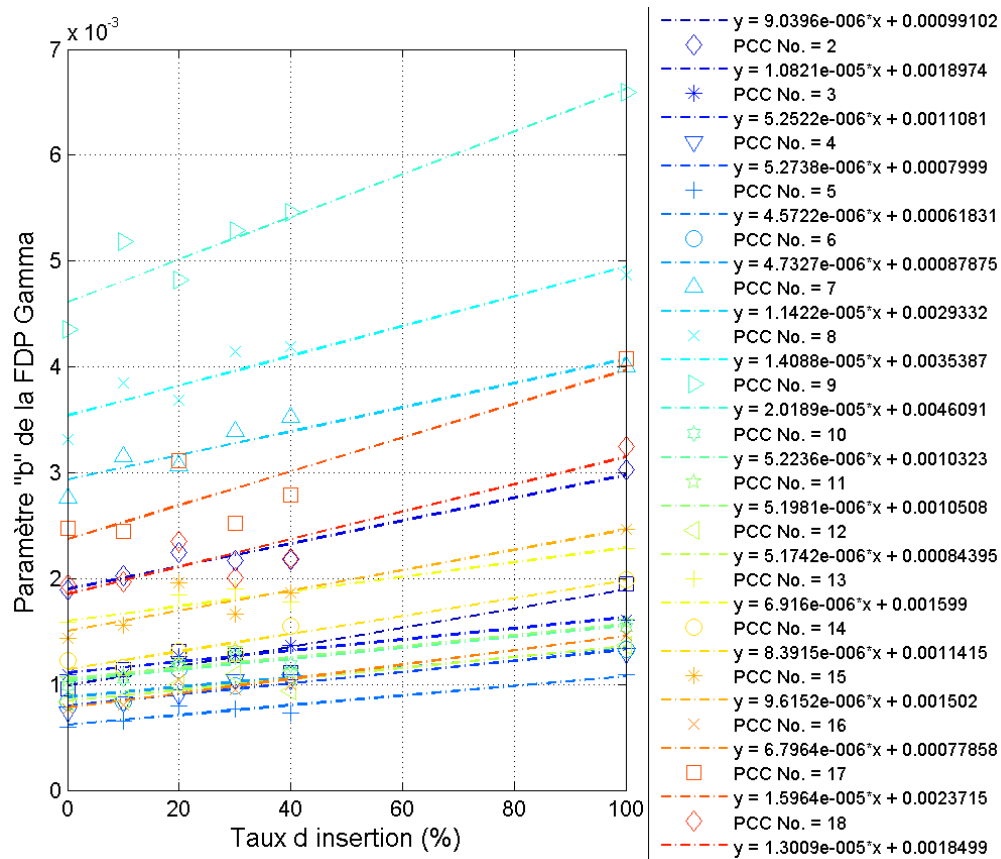


Figure E. 9 Paramètre « b » de la loi gamma du VUF en fonction du taux d'insertion.
Chacun des PCCs et les lignes de tendance de données sont illustrés

Bibliographie

- EPRI. *Transportation Electrification : A Technology Overview*. EPRI Electric Power Research Institute, 2011.
- 4icom. "Standards for Electrical Vehicle, International Communication Union, The Fully Networked Car Workshop." Mars 2-3, 2011. http://www.itu.int/dms_pub/itu-t/oth/06/41/T06410000500004PDFE.pdf (accessed 2013).
- Agarwal, Vivek, Kasemsak Uthaichana, Raymond A. DeCarlo, and Lefteri H. Tsoukalas. "Development and Validation of a Battery Model Useful for Discharging and Charging Power Control and Lifetime Estimation." (IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION) 25, no. 3 (2010).
- Alepuz, S., et al. "Control Strategies Based on Symmetrical Components for Grid-Connected Converters Under Voltage Dips." (IEEE Transactions on Industrial Electronics) 56, no. 6, pp. 2162-2173 (2009).
- AMO. *Eliminate Voltage Unbalance*. Washington: US Department of Energy (DOE). ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- Bass, R., R.G. Harley, F. Lambert, V. Rajasekaran, and J. Pierce. "Residential harmonic loads and EV charging." *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, 2001: 803-808.
- Bhavaraju, V.B., and P.N. Enjeti. "Analysis and design of an active power filter for balancing unbalanced loads vol.8, no.4, pp.640-647, Oct 1993." (IEEE Transactions on Power Electronics) 8, no. 4, pp 640-647 (1993).
- Briones, A., J. Francfort, P. Heitmann, M. Schey, S. Schey, and J. Smart. *V2G Power flow regulations and building codes review by the AVTA*. Idaho: Idaho National Laboratory - INL, 2012.
- Brownlee, Jason. *Clever algorithms. Nature-Inspired Programming Recipes* . LuLu, 2011.
- Carradore, L., and R. Turri. "Electric Vehicles participation in distribution network voltage regulation." *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, Sept 2010: 1-6.
- Chen, Cheng-Che, and Yuan-Yih Hsu. "A novel approach to the design of a shunt active filter for an unbalanced three-phase four-wire system under nonsinusoidal conditions ." (IEEE Transactions on Power Delivery) 15, no. 4, pp.1258-1264 (2000).
- Chen, T-H. "Evaluation of line loss under load unbalance using the complex unbalance factor." *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings* 142, no. 2 (1995): 173-178 .
- Chen, Tsai-Hsiang, Cheng-Han Yang, and Nien-Che Yang. "Examination of the definitions of voltage unbalance." *Electrical Power and Energy Systems* 49 (2013): 380-385.
- Cox, D. R., and D. Oakes. *Analysis of Survival Data*. London: Chapman and Hall, 1984.

- CRE. *Définition des Smart grids*. Commission de Régulation de l'Energie CRE. 2013. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=definition-smart-grids> (accessed Juin 2013).
- Cvetkovic, I., et al. "Future home uninterruptible renewable energy system with vehicle-to-grid technology ." *Energy Conversion Congress and Exposition*, Sept 2009: 2675-2681.
- De Breucker, S., P. Jacqmaer, K. De Brabandere, J. Driesen, and R. Belmans. "Grid Power Quality Improvements Using Grid-Coupled Hybrid Electric Vehicles PEMD 2006." *Power Electronics, Machines and Drives*, 2006., Mars 2006: 505-509.
- Deilami, Sara, Amir S. Masoum, Paul S. Moses, and Mohammad A.S. Masoum. "Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile." (IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID) 2, no. 3 (2011).
- Donner, Gary L., William L. Subler, and S.T. Evon. "A Motor Primer - Part I." *Industry Applications, IEEE Transactions* 36, no. 5 (2000): 1455-1466.
- Donolo, Pablo, Guillermo Bossio, and Cristian De-Angelo. "Analysis of voltage unbalance effects on induction motors with open and closed slots." *Energy Conversion and Management* 52 (2011): 2024-2030.
- Dorigo, Marco, and Luca-Maria Gambardella. "Ant Colony System: A Cooperative Learning Approach to the Traveling Salesman Problem." (IEEE Transactions on Evolutionary Computation) 1, no. 1, pp 53-65 (1997).
- Dorigo, Marco, Mauro Birattari, and Thomas Stutzle. "Ant Colony Optimisation. Artificial Ants as a Computational Intelligence Technique." (IEEE Computational Intelligence Magazine), no. pp 28-38 (2006).
- Dorigo, Marco, Vittorio Maniezzo, and Alberto Colorni. "The Ant System: Optimization by a colony of operating agents." (IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics - Part B) 26, no. 1, pp 1 - 13 (1996).
- Dréo, Johann. *Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues: Application en génie biomédical*. Vol. http://books.google.fr/books/about/Adaptation_de_la_m%C3%A9thode_des_colonies_d.html?id=CIm2XwAACAAJ&redir_esc=y. books.google.fr, 2004.
- Dréo, Johann, Alain Pétrowski, Siarry Patrick, and Eric Taillard. *Métaheuristiques pour l'optimisation difficile* . Paris: EYROLLES, 2005.
- Duarte, S.X., and N. Kagan. "A Power-Quality Index to Assess the Impact of Voltage Harmonic Distortions and Unbalance to Three-Phase Induction Motors." *Power Delivery, IEEE Transactions* 25, no. 3 (2010): 1846-1854.
- E.-Gill, Philip, Walter Murray, and Margaret H.-Wright. *Practical Optimisation*. Stanford University, California, USA: Academic Press, Harcourt Brace and Company, 1995.
- Ebbesen, Soren, Philipp Elbert, and Lino Guzzella. "Battery State-of-Health Perceptive Energy Management for Hybrid Electric Vehicles ." (IEEE TRANSACTIONS ON VEHICULAR TECHNOLOGY) 61, no. 7 (2012).

- EMSD. *Code of practice for energy efficiency of electrical installations*. Hong Kong: Electrical and mechanical service departement EMSD, Government of Hong Kong, 2005.
- Etxeberria, I., U. Viscarret, M. Caballero, A. Rufer, and S. Bacha. "New Optimized PWM VSC Control Structures and Strategies Under Unbalanced Voltage Transients." *IEEE Transaction on Industrial Electronics* 54, no. 5 (2007): 2902-2914.
- Faiz, Jawad, and H. Ebrahimpour. "Precise derating of three phase induction motors with unbalanced voltages." *Energy Conversion and Management* 48, no. 9 (2007): 2579-2586.
- Faiz, Jawad, H. Ebrahimpour, and P. Pillay. "Influence of unbalanced voltage supply on efficiency of three phase squirrel cage induction motor and economic analysis." *Energy Conversion and Management* 47 (2006): 289–302.
- Fernandez, J, D Riu, S Bacha, M Paupert, and M Vernay. "PHEV charger model for active and reactive Power commands and its limitations." *International Federation of Automatic Control IFAC*, 2012.
- Fernandez, Julian. "Contrôle/commande d'un chargeur de véhicule électrique. Mise en évidence des liens entre limites structurelles et services rendus au réseau électrique." *Conférence Jeunes Chercheurs en Génie Electrique*, 2011.
- Fernandez, Julian, Seddik Bacha, Delphine Riu, Harun Turker, and Marc Paupert. "Current Unbalance Reduction in Three-Phase Systems Using Single Phase PHEV Chargers ." *International conference in industrial technologies IEEE ICIT 2013*, 2013.
- Ferreira Filho, A-L., D-C GARCIA, F-A. NASCIMENTO, and J-A. CORMANE. "Study of Voltage Unbalance Conditions Based on the Behavior of the Complex Voltage Unbalance Factor (CVUF)." *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Nov 2010: 184-189.
- Fortescue, C.L. "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks." (Transactions of the American Institute of Electrical Engineers) XXXVII, no. 2 (1918).
- Francfort, Jim. "Idaho National Laboratory Publications ." *Idaho National Laboratory INL*. INL, Electric power reserarch Institute, DOE. March 27, 2013. http://avt.inl.gov/pdf/prog_info/IWC_March2013.pdf (accessed July 12, 2013).
- Garcia-Valle, Rodrigo, and João-A. Peças-Lopes. *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*. Springer, 2012.
- Gaztanaga, H., I. Etxeberria-Otadui, S. Bacha, and D. Roye. "Real-time analysis of the control structure and management functions of a hybrid microgrid system." *IEEE Industrial Electronics*, 2006.
- Ghosh, A., and A. Joshi. "A new approach to load balancing and power factor correction in power distribution system." (IEEE Transactions on Power Delivery) 15, no. 1, pp.417-422 (2000).
- Giridhar-Kini, P., Ramesh-C. Bansal, and R- S. Aithal. "A Novel Approach Toward Interpretation and Application of Voltage Unbalance Factor." *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* 54, no. 4 (2007): 2315-2322.

- Gomez, J.C., and M.M. Morcos. "Impact of EV battery chargers on the power quality of distribution systems." *Power Delivery, IEEE Transactions* vol.18, no. 3 (2003): 975-981.
- Guffon, Severine. *Modélisation et commandes à structure variable de filtres de actifs puissance*. Grenoble: Directeur de thèse M. Seddik Bacha, INP Grenoble, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble LEG, 2000.
- Guillou, H., V. D. Cung, D. L. Ha, M. Jacomino, and J. Merten. "Energy management strategies for optimal charging of electric vehicles with photovoltaic production." *Proceedings of the 26th European photovoltaic solar energy conference and exhibition*, Septembre 2011: 3885-3889.
- Heinen, Steve, David Elzinga, Seul-Ki Kim, and Yuichi Ikeda. *Impact of Smart Grid Technologies on Peak Load to 2050*. International Energy Agency, 2011.
- IEEE 1459. *IEEE Std 1459-2010 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions*. IEEE, 2010.
- IEEE Std 1159. *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality IEEE Std 1159 2009*. New York: IEEE Power & Energy Society, Transmission and Distribution Committee, 2009.
- IEEE Std. *IEEE Recommended Practice for Energy Management in Industrial and Commercial Facilities IEEE Std.739-1995*. IEEE Standards Board American National Standards Institute ANSI, 1995.
- INSEE. *Résultats du recensement de la population 1999. Logement par catégorie selon le nombre de pièces*. INSEE. 1999. http://www.recensement-1999.insee.fr/default.asp?asp_action=produit&c_typeprod=TAB&c_prod=LOG2&c_theme=LOG&c_codgeo=38&c_nivgeo=D (accessed June 2013).
- Jayatunga, U., S. Perera, and P. Ciufo. "Voltage Unbalance Emission Assessment in Radial Power Systems." *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY* 27, no. 3 (2012): 1653-1661.
- Kasprzak, E. M., and K. E. Lewis. "Pareto Analysis in Multiobjective Optimization Using the Colinearity Theorem and Scaling Method." (Structural and Multidisciplinary Optimization) 22, no. 3 (2001).
- Kempton, Willett, and Letendre Steven E. "Electric vehicles as a new power source for electric utilities." *Transportation Research Part D: Transport and Environment* Volume 2, Issue 3 (1997): 157-175.
- Kempton, Willett, et al. *A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System*. Delaware: University of Delaware, 2009.
- Kersting, H. W. "Causes and Effects of Unbalanced Voltages Serving an Induction Motor." *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS* 37, no. 1 (2010): 165-170.
- Kisacikoglu, M.C., B. Ozpineci, and L.M. Tolbert. "Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation." *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE*, Feb 2010: 458-465.

- Kundur, Prabha. *Power systems stability and control*. Vol. I. EPRI - McGraw-Hill, Inc, 1993.
- MatLab. "Help. Optimisation toolbox. User's guide. Optimisation algorithms and exemples. Constrained nonlinear optimization." MathWorks Inc., 1984-2013.
- NEMA. *NEMA Standards Publication MG 1-1998 (Revision 3, 2002) Interfiled Motors and Generators*. Virginia: National Electrical Manufacturers Association NEMA, 2002.
- Nemry, F, G Leduc, and A Muñoz. *Plug-in Hybrid and Battery-Electric Vehicles: State of the research and development and comparative analysis of energy and cost efficiency*. Luxembourg: Joint Research Centre Institute for Prospective Technological Studies, 2009.
- Nguyen, Hung Khanh, and Ju Bin Song. "Optimal Charging and Discharging for Multiple PHEVs with Demand Side Management in Vehicle-to-Building." (JOURNAL OF COMMUNICATIONS AND NETWORKS) 14, no. 6 (2012).
- Ocnasu, D., C. Gombert, S. Bacha, D. Roye, F. Blache, and S. Mekhtoub. "Real-time hybrid facility for the study of distributed power generation systems." (Revue des Energies Renouvelables) 11, no. 343-356 (2008).
- OOIT. *Energy Management for Motor Driven Systems*. Washington: The U.S. Department of Energy (DOE). Office of Industrial Technologies, 2000.
- Peças-Lopes, J.A., Silvan A. Polenz, C.L. Moreira, and Rachid Cherkaoui. "Identification of control and management strategies for LV unbalanced microgrids with plugged-in electric vehicles." *Electric Power Systems Research* 80, no. 8 (2010): 898-906.
- Pillay, Pragasen, Peter Hofmann, and Marubini Manyage. "Derating of Induction Motors Operating With a Combination of Unbalanced Voltages and Over or Undervoltages." *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION* 17, no. 4 (2002): 485-491.
- Renner, H. "Voltage unbalance emission assessment." *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, June 2010: 43,48, 16-18 .
- Saporta, Gilbert. *Probabilités analyse des données et statistique*. Vol. 1. Paris: Technip, 2006.
- Schipman, Kurt, and François Delincé. *The Importance of Good Power Quality*. Belgium: ABB Power Quality products, 2010.
- Schneider Electric. *Cahier Technique 182 Les disjoncteurs BT face aux courants harmoniques, impulsionnels et cycliques*. Lyon: Schneider Electrique, 1996.
- Sean, Luke. *Essentials of Metaheuristics*. George Mason University: Lulu, available at <http://cs.gmu.edu/~sean/book/metaheuristics/>, 2009.
- Seattle . "SEATTLE CITY LIGHT 2012 INTEGRATED RESOURCE PLAN." 2012. http://www.seattle.gov/light/news/issues/irp/docs/APPENDIX3_ImpactofElectricVehicles.pdf (accessed 05 17, 2013).
- Seiphetlho, T.E., and A.-P.-J. Rens. "On the Assessment of Voltage Unbalance." *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2010 14th International Conference*, Sept 2010: 26-29.

- Shahnia, F., A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare. "Voltage unbalance sensitivity analysis of plug-in electric vehicles in distribution networks." *Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Sept 2011: 25-28.
- Su, Wencong, and Chow Mo-Yuen. "Performance Evaluation of an EDA-Based Large-Scale Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging Algorithm." (*IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*) 3, no. 1 (2012).
- Tavakoli-Bina, M., and A. Kashefi. "Three-phase unbalance of distribution systems: Complementary analysis and experimental case study." *Electrical Power and Energy Systems* 33, no. 4 (2011): 817-826.
- The EV project. *The EV project*. 2013. <http://www.theevproject.com/>.
- Tritschler, Philipp. *Optimisation de l'architecture électrique et gestion d'énergie pour un système à pile à combustible embarquée dédié à l'application agricole*. Grenoble: Grenoble INP, Université de Grenoble, Rapport de thèse doctorale, 2010.
- Trybula, W.J. "Static simulation: a new method of facility automation analysis." *Electronic Manufacturing Technology Symposium Proceedings*, 1990.
- Tsai-Hsiang, Chen. "Comparison of Scott and Leblanc transformers for supplying unbalanced electric railway demands." *Electric Power Systems Research* 28, no. 3 (1994): 235-240.
- Turker, H., A. Florescu, S. Bacha, and D. Chatroux. "Voltage profile and excess subscription assessments indexes based on random selection of real Daily Loads Profiles (DLPs) on residential electric grid areas for a high penetration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)." *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2011 IEEE, Septembre 2011: 1-9.
- Turker, H., S. Bacha, and D. Chatroux. "Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French electric grid." *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010 IEEE PES, Octobre 2010: 1-8.
- Turker, H., S. Bacha, D. Chatroux, and A. Hably. "Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)." *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012 IEEE PES, 2012.
- Turker, H., S. Bacha, D. Chatroux, and A. Hably. "Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)." *Power Delivery, IEEE Transactions* 27, no. 3 (2012): 1323-1331.
- Turker, Harun. *Véhicules électriques hybrides rechargeables : évaluation des impacts sur le réseau électrique et stratégies optimales de recharge*. Grenoble: Grenoble INP, Université de Grenoble, Rapport de thèse doctorale, 2012.
- Tuttle, David P., and Ross Baldick. "The Evolution of Plug-In Electric Vehicle-Grid Interactions." *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 2012: 500-505.
- UCR. "Notes on simulation and modeling - Computer science." *Univereity of California Riverside*. 2013. <http://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCwQFjAA&u>

rl=http%3A%2F%2Fwww.cs.ucr.edu%2F~mart%2F177%2Fsimulation_notes.pdf&ei=pKgLUtKNEozMOI-ugLAK&usg=AFQjCNGTlbTKvBqL2MicxSqGoo5L0hbIg&sig2=1KjyAbxzEp1Lzk7CSVoX2A&bvm=bv.50723672,d.d (accessed 2013).

UTE. *Norme européenne Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution NE 50160*. Paris: Union Technique de l'électricité et de la communication, 2000.

Van-den-Bossche, Peter, Bavo Verbrugge, Noshin Omar, and Joeri Van Mierlo. "Matching Accessories: Standardization Developments in Electric Vehicle Infrastructure." *World Electric Vehicle Journal* 4 (2010): 921-926.

Vekhande, V., B.B. Pimple, and B.G. Fernandes. "Modulation of Indirect Matrix Converter under unbalanced source voltage condition." *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE*, sept 2011: 225-229.

Weise, Thomas. *Global Optimization Algorithms - Theory and Application* -. <http://www.it-weise.de/>, 2009.

Wen, Chao-Kai, Jung-Chieh Chen, Jen-Hao Teng, and Pangan Ting. "Decentralized Plug-in Electric Vehicle Charging Selection Algorithm in Power Systems." (IEEE Transactions on Smart Grid) 3, no. 4 (2012).

Yilmaz, M., and P.T. Krein. "Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles." (Power Electronics, IEEE Transactions) 28, no. 5 (2013).

