



HAL
open science

Véhicules électriques hybrides rechargeables : évaluation des impacts sur le réseau électrique et stratégies optimales de recharge

Harun Türker

► **To cite this version:**

Harun Türker. Véhicules électriques hybrides rechargeables : évaluation des impacts sur le réseau électrique et stratégies optimales de recharge. Energie électrique. Université de Grenoble, 2012. Français. NNT : 2012GRENT110 . tel-01196113

HAL Id: tel-01196113

<https://theses.hal.science/tel-01196113>

Submitted on 9 Sep 2015

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

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

THÈSE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : Génie Électrique

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par **Harun TÜRKER**

Thèse dirigée par **Prof. Seddik BACHA** et
co-encadrée par **Dr. Daniel CHATROUX**

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Électrique
de Grenoble (G2ELab)**
dans l'**École Doctorale : Électronique, Électrotechnique,
Automatique et Traitement du Signal (EEATS)**

Véhicules Électriques Hybrides Rechargeables : Évaluation des Impacts sur le Réseau Électrique et Stratégies Optimales de Recharge

Thèse soutenue publiquement le **20 Décembre 2012**,
devant le jury composé de :

Mr Mircea EREMIA

Professeur des Universités, Université de Bucarest, **Président**

Mr Cristian NICHITA

Professeur des Universités, Université du Havre, **Rapporteur**

Mr Patrick GUERIN

Maître de Conférences, HDR, Université de Nantes, **Rapporteur**

Mr Mazen ALAMIR

Directeur de Recherche CNRS, Université de Grenoble, **Examineur**

Mr Ahmad HABLY

Maître de Conférences, Université de Grenoble, **Examineur**

Mr Philippe POURE

Maître de Conférences, Université de Nancy, **Examineur**

Mr Seddik BACHA

Professeur des Universités, Université de Grenoble, **Dir. de Thèse**

Mr Daniel CHATROUX

Ingénieur de Recherche, CEA-Liten, Grenoble, **Co-encadrant**



À la famille TÜRKER

À la mémoire de mes grands-pères Seyit Türker et Bekir Erol

À la mémoire de mes grand-mères Hacer Türker et Akkız Erol

À la mémoire de mes oncles Veysel Türker et Mümin Türker

À la mémoire de mon neveu Resulhan Türker

À la mémoire de ma nièce Canan Aida Türker

Mekanları Cennet Olsun

TABLE DES MATIÈRES

Remerciements	xi
Productions Scientifiques	xv
Introduction Générale	1
Abstract	3
Liste des Figures	5
Liste des Tableaux	11
I Réseaux et Véhicules Électriques : État de l'Art	15
1 LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	17
1 INTRODUCTION	18
2 L'HISTORIQUE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS	18
3 LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	19
4 LES DIFFÉRENTS TYPES DE MOYEN DE PRODUCTION	21
4.1 La production centralisée	22
4.2 La production décentralisée	23
4.2-1 Énergies renouvelables	23
4.2-2 Énergies primaires fossiles	24
4.3 L'énergie distribuée	25
5 LES ACTEURS DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	25
6 L'ARCHITECTURE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	27
7 LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE RÉPARTITION	27
8 LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	28
8.1 Les postes sources HTB/HTA	28
8.2 Les réseaux de distribution de types européens	28
8.3 Les réseaux de distribution de types nord-américains	28

8.4	Les réseaux ruraux et urbains HTA	29
8.5	Les postes HTA/BT	29
8.6	Les réseaux BT	29
8.7	Le régime de neutre	30
8.8	La conduite des réseaux de distribution	30
9	LES PERTURBATIONS DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	30
9.1	Les creux et coupures de tension	31
9.2	Les variations de tension et de fréquence	31
9.3	Les déséquilibres du système triphasé de tension	31
9.4	Les harmoniques et interharmoniques	31
10	LA COMPENSATION D'ÉNERGIE RÉACTIVE ET LE RÉGLAGE DE TENSION	32
11	CONCLUSION	33
2	LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	35
1	INTRODUCTION	36
2	L'HISTORIQUE DES VÉHICULES FAIBLEMENT POLLUEURS	36
3	LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	37
4	LA CLASSIFICATION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES HYBRIDES	39
4.1	Par architecture	39
4.2	Par hybridation	41
5	LES MODES DE FONCTIONNEMENT DES VÉHICULES HYBRIDES	41
6	LES SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EMBARQUÉE	42
6.1	Les batteries	43
6.2	Les supercondensateurs	45
7	LES PERSPECTIVES TECHNOLOGIQUES DU TRANSPORT TERRESTRE	45
8	LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES HYBRIDES RECHARGEABLES – PHEVs	46
8.1	Le principe de fonctionnement	46
8.2	La taille des packs de batteries	47
8.3	Les chargeurs	48
8.4	Les normes liées à la charge	48
8.5	Les lois de gestion de l'énergie	49
9	CONCLUSION	49
3	POSITIONNEMENT DES TRAVAUX DE THÈSE	51
1	INTRODUCTION	52
2	UNE VOLONTÉ COMMUNE DES PAYS INDUSTRIALISÉS	52
3	LA DIMINUTION DES GES ET DE LA CONSOMMATION DE PÉTROLE	53
4	LA CAPACITÉ D'ACCUEIL DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES NATIONAUX	54
5	LES IMPACTS SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	55
6	LES CONSÉQUENCES SUR LES RÉSEAUX RÉSIDENTIELS	57
7	L'IMPACT SUR LE VIEILLISSEMENT DES TRANSFORMATEURS	58
8	VEHICLE-TO-HOME – V2H	59
9	VEHICLE-TO-GRID – V2G	59
10	CONCLUSION	61

II	Réseaux et Véhicules Électriques : Modélisation	63
1	LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	65
1	INTRODUCTION	66
2	LE CHOIX DU LOGICIEL DE SIMULATION – MATLAB SIMULINK	66
3	LA MODÉLISATION D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION RÉEL	67
3.1	L'architecture et les caractéristiques du réseau	67
3.2	Les lignes HTA	68
3.3	Les transformateurs HTB/HTA et HTA/BT	69
3.4	Les batteries de condensateurs et leur algorithme de fonctionnement	71
4	LA MODÉLISATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE TYPE RÉSIDENTIEL	72
4.1	L'architecture et les caractéristiques du réseau	72
4.2	Les lignes BT	73
4.3	Le transformateur HTA/BT	73
5	CONCLUSION	74
2	LES CHARGES ET LEURS GÉNÉRATIONS ALÉATOIRES	75
1	INTRODUCTION	76
2	LA MODÉLISATION THÉORIQUE DES CHARGES	76
2.1	Les modèles statiques	76
2.2	Les modèles dynamiques	77
3	LES BASES DE DONNÉES DES APPAREILS DOMESTIQUES	78
4	AFFECTATION DES APPAREILS ÉLECTRIQUES DOMESTIQUES	82
5	LES GÉNÉRATEURS DE COURBES DE CHARGES	84
5.1	Des logements	84
5.2	Des transformateurs HTA/BT	86
6	CONCLUSION	88
3	LES PHEVs ET LEURS CONNEXIONS PROBABILISTIQUES	89
1	INTRODUCTION	90
2	L'ALGORITHME DE CONNEXIONS DES PHEVs	90
3	LA MODÉLISATION DES TEMPS DE CHARGES DES PHEVs	93
4	LA MODÉLISATION COMPORTEMENTALE DU CHARGEUR	95
5	LE SUIVI DYNAMIQUE DE L'ÉTAT DES BATTERIES	96
5.1	La tension	96
5.2	L'état de charge – State-of-Charge (SOC)	97
5.3	L'état de santé – State-of-Health (SOH)	98
6	L'ALGORITHME D'AFFECTATION DE VÉHICULES PAR LOGEMENT	101
7	CONCLUSION	101
4	LA MODÉLISATION THERMIQUE DES TRANSFORMATEURS	103
1	INTRODUCTION	104
2	LES PERTES	104
3	LA DURÉE DE VIE	108

4	LES MODÈLES THERMIQUES	109
4.1	Le guide de charge CEI 60076-7	110
4.2	Le circuit électrique équivalent	112
5	LA MODÉLISATION D'UN TRANSFORMATEUR HTA/BT 160KVA	113
5.1	Le profil journalier de la température ambiante	114
5.2	Les caractéristiques électriques et géométriques	114
5.3	La comparaison des modèles "CEI" et "Circuit électrique équivalent"	115
6	CONCLUSION	117
III	Impact des PHEVs sur les Réseaux Électriques	119
1	LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE NATIONAL FRANÇAIS	121
1	INTRODUCTION	122
2	LE CONTEXTE DES SCÉNARI DE CHARGE	122
2.1	Le choix des taux de pénétration	123
2.2	Les temps de charge des différents types de PHEVs	125
2.3	L'évolution de l'offre-demande d'électricité en France	126
3	LES SCÉNARI DE CHARGE	128
4	LES SIMULATIONS	129
5	L'ESTIMATION DES TAUX DE PÉNÉTRATION MAXIMAUX	137
6	CONCLUSION	141
2	UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION RÉEL	143
1	INTRODUCTION	144
2	LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	144
3	LA COURBE DE CHARGE MOYENNE D'UN PHEV	145
4	LA COURBE DE CHARGE MOYENNE D'UN LOGEMENT	146
5	LES TAUX DE PÉNÉTRATION DES PHEVs	147
6	LA MÉTHODOLOGIE	147
7	LES TAUX DE CHARGES DES TRANSFORMATEURS HTA/BT	148
8	LE PLAN DE TENSION	149
9	CONCLUSION	152
3	UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE TYPE RÉSIDENTIEL	153
1	INTRODUCTION	154
2	LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE TYPE RÉSIDENTIEL	154
3	LA MÉTHODOLOGIE	155
4	LES ABONNEMENTS D'ÉLECTRICITÉ SOUSCRITS	155
5	LE PLAN DE TENSION	157
6	CONCLUSION	159
4	L'IMPACT SUR UN TRANSFORMATEUR HTA/BT	161
1	INTRODUCTION	162

2	LES ÉLÉMENTS	162
3	LA MÉTHODOLOGIE	163
4	LE TAUX DE CHARGE DU TRANSFORMATEUR	164
5	L'IMPACT SUR LA DURÉE DE VIE	166
6	CONCLUSION	171
IV	Stratégies de Recharges Unidirectionnelles	173
1	LA STRATÉGIE DE TYPE RULE-BASED (RB)	175
1	INTRODUCTION	176
2	LES ÉLÉMENTS	176
3	LES DÉPASSEMENTS DES ABONNEMENTS D'ÉLECTRICITÉ SOUSCRITS	177
4	L'ALGORITHME RULE-BASED	179
4.1	Le principe de fonctionnement	179
4.2	Les résultats	180
4.3	Des exemples d'applications	184
4.4	Conclusion	188
5	L'IMPACT SUR LE VIEILLISSEMENT DU TRANSFORMATEUR HTA/BT	188
5.1	Les pré-requis	188
5.2	La méthodologie	191
5.3	Le taux de charge du transformateur	192
5.4	L'impact sur la durée de vie	198
5.5	Conclusion	204
6	L'IMPACT SUR LE PLAN DE TENSION DU RÉSEAU RÉSIDENTIEL	204
6.1	Le réseau électrique de type résidentiel	204
6.2	La méthodologie	205
6.3	Les résultats	206
6.4	Conclusion	211
7	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	211
2	LA STRATÉGIE BASÉE SUR LA COMMANDE OPTIMALE	213
1	INTRODUCTION	214
2	UN ÉTAT DE L'ART DES MÉTHODES D'OPTIMISATION	214
3	L'ALGORITHME DE PROGRAMMATION DYNAMIQUE	216
3.1	La formulation du problème d'optimisation	216
3.2	Le principe de Bellman	219
3.3	La variation du pas de discrétisation du temps	222
3.4	Les résultats	222
3.5	Conclusion	227
4	L'IMPACT SUR LE VIEILLISSEMENT DU TRANSFORMATEUR HTA/BT	227
5	L'IMPACT SUR LE PLAN DE TENSION DU RÉSEAU RÉSIDENTIEL	230
6	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	231

V	Vehicle-to-Home (V2H)	233
1	LE LISSAGE DES PICS DE CONSOMMATION DOMESTIQUE (LPCD)	235
1	INTRODUCTION	236
2	LES ÉLÉMENTS	236
3	LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE L'ALGORITHME LPCD	237
4	LES RÉSULTATS	238
4.1	Sans contrainte	240
4.2	L'introduction des contraintes sur les puissances de charge/décharge	243
4.3	L'introduction des contraintes sur l'état de charge des batteries	244
4.4	Avec toutes les contraintes	245
5	LA RÉOLUTION DE LA PROBLÉMATIQUE PAR DICHOTOMIE	248
6	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	255
2	LA MINIMISATION DE LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE D'UN LOGEMENT	257
1	INTRODUCTION	258
2	LES PRÉ-REQUIS ET LE MATÉRIEL	258
3	LA MÉTHODOLOGIE	259
4	LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT	259
5	LE SCHÉMA FONCTIONNEL	261
6	LES ALGORITHMES	264
7	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	277
3	L'ALGORITHME "MFEL" BASÉE SUR LA COMMANDE PRÉDICTIVE	279
1	INTRODUCTION	280
2	LE PRINCIPE DE LA COMMANDE PRÉDICTIVE	280
3	LA FORMULATION DE L'ALGORITHME MFEL	282
3.1	Le critère	282
3.2	Les contraintes	283
3.3	L'horizon de prédiction et la période d'échantillonnage	284
3.4	La stratégie	284
4	LES RÉSULTATS	288
5	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	292
VI	Vehicle-to-Grid (V2G)	293
1	LA CONTRIBUTION DES PHEVs AU MAINTIEN DU PLAN DE TENSION	295
1	INTRODUCTION	296
2	UNE MÉTHODOLOGIE POUR PILOTER LE PLAN DE TENSION	296
2.1	Les éléments et le réseau électrique de type résidentiel	296
2.2	La recharge des PHEVs	297
2.3	La méthodologie et les résultats	301
2.4	Conclusion	307

3	L'ALGORITHME DE PILOTAGE DU PLAN DE TENSION	308
4	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	310
	Conclusion Générale	311
	Bibliographie	312

Remerciements

Cher lecteur,

La partie que tu t'apprête à lire est l'une des plus difficiles à rédiger pour un jeune docteur. La difficulté réside dans la totale liberté d'expression où chacun manifeste ses émotions et impressions concernant la réalisation d'une Thèse. Afin de ne pas déroger à la règle, je vais essayer d'exprimer au mieux cette excellente expérience qui m'a permis d'atteindre le grade de Docteur. Je vais également adresser mes remerciements envers les personnes pour lesquelles je suis et serais toujours reconnaissant.

Ô lecteur, l'accomplissement d'une Thèse n'est pas similaire à un long fleuve tranquille, alors exploite ce mémoire afin de t'exclure des 83% des individus qui se limitent à la lecture des remerciements. J'espère sincèrement que ce manuscrit t'aidera dans tes travaux de recherches. Tu peux me contacter (harun.turker.mhp@gmail.com) pour me féliciter, me critiquer (objectivement), obtenir des explications supplémentaires ou pour tout autre raison que tu estime légitime. Je te souhaite une agréable lecture.

Cette Thèse a été réalisée au sein du laboratoire de recherche en Génie Électrique de Grenoble (G2ELab) de novembre 2009 à décembre 2012. La Région Rhône-Alpes a assuré le support financier par le biais d'une bourse Cluster ARC Énergies. Le co-encadrement a été effectué par le Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Énergies Nouvelles et les nanomatériaux (LITEN) du CEA de Grenoble.

Mes premiers remerciements s'adressent de droit à mon directeur de Thèse, Mr. le Professeur Seddik Bacha. Je t'exprime ma gratitude et te remercie chaleureusement. Je t'ai connu pendant mon cursus scolaire, d'abord en DUT puis en Master. Merci Seddik pour m'avoir fait confiance, m'avoir laissé autant de libertés dans mes travaux de recherches, pour tes conseils avisés, ta formidable culture et nos discussions diverses et variées. J'ai réellement apprécié d'apprendre et de travailler à tes côtés.

Harun TÜRKER

Je remercie mon co-encadrant Mr. Daniel Chatroux. Ton expérience, ton enthousiasme et tes conseils scientifiques m'ont été d'une grande importance. Merci également pour tes critiques constructives et positives à l'égard du manuscrit et de la soutenance.

J'ai été honoré par un jury de Thèse constitué de personnalités scientifiques qui ont pris le temps d'analyser mon travail. À ce titre, j'exprime ma profonde gratitude à Mr. Mircea Eremia, Professeur à l'Université Polytechnique de Bucarest, pour avoir accepté la présidence du jury. La présence d'une référence mondiale sur les Réseaux Électriques m'a largement satisfait.

Mes sincères remerciements s'adressent à Mr. Cristian Nichita, Professeur à l'Université du Havre et à Mr. Patrick Guerin, Maître de Conférences à l'Université de Nantes, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être rapporteurs de ce travail. J'ai apprécié vos remarques pertinentes et vos questions qui ont montrées vos intérêts vis-à-vis de cette thématique. Je remercie Mr. Philippe Poure, Maître de Conférences à l'Université de Nancy, pour avoir accepté de faire partie du jury en tant qu'examinateur.

Une étroite collaboration a été établie avec le laboratoire GIPSA (Grenoble Images Parole Signal Automatique) pour mener à bien ces travaux de recherches à caractère pluridisciplinaire. Ainsi, je souhaite remercier spécialement Mr. Mazen Alamir, Directeur de Recherche CNRS, pour avoir accepté d'être parmi le jury de ma Thèse. J'ai été ravi de collaborer avec une référence internationale du domaine de l'optimisation. Tes éloges concernant ma soutenance et mon mémoire m'ont honoré. Enfin, j'adresse une profonde reconnaissance à Mr. Ahmad Hably, Maître de Conférences à l'Université de Grenoble, pour avoir participé à mon jury de Thèse. Merci à toi Ahmad pour ton implication, ta gentillesse et ta disponibilité. Notre collaboration a été riche en production scientifique.

Le laboratoire de recherche en Génie Électrique de Grenoble (G2ELab) est composé de scientifiques expérimentés qui ont largement contribué au bon déroulement de cette Thèse grâce à de fructueux échanges. J'adresse mes sincères remerciements aux Professeurs Nouredine Hadj-Said, Yves Marechal, Daniel Roye et Christophe Kieny.

Ayant réalisé l'ensemble de mon cursus scolaire à Grenoble, je souhaite remercier les Enseignants et Professeurs qui ont eu un rôle essentiel à l'aboutissement de mes études. Ainsi, mes remerciements sont destinés à Messieurs François Camus, Marc Oddon, Yves Lembeye, Jean-Paul Ferrieux, Nicolas Rouger ainsi qu'à Mme Nicole Devismes.

La réalisation d'un doctorat au G2ELab donne lieu à la rencontre de personnes de différents horizons. Il est essentiel de remercier chaleureusement mes collègues avec qui j'ai passé la majeure partie de ces 3 années. Merci à Hussein Doğan, Philipp Tritschler, Smail Semaoui, Didier Cavallera, Matthieu Hauck, Adrian Florescu, Monica Biserica, David Hernandez, Lakhdar Belhadji, Antoneta Bratcu et Iulian Munteanu. Merci à tous pour ces moments mémorables que nous avons passés ensemble.

Je remercie également l'ensemble des membres de l'équipe Syrel (SYstèmes et Réseaux Électriques) du laboratoire ainsi que les doctorants qui ont largement contribué à l'instauration d'un cadre de travail convivial. Merci à Mounir, Petre, Cristian, Benoit, Damien, Mirela, Yasmine, Octavian, Mansour, Mariam, Bill, Ulrich et Julian.

Dans un registre plus personnel, j'adresse mes sincères remerciements à mes collègues et Ağabey qui étaient présents à ma soutenance. Merci à Hassan, Tayir, Yunus, Muhterem, Necati, Mikail, Ibrahim, Apdul, Erkan, Rémi, Mike, Malik, Ilhami, Birol, Ömer, Ahmet, Mehdi, Diego, Cathy, Davut, Baris, Cabir, Benjamin, Hamdi, Cihat, Olivier et Mehmet-Ali. Ce fût un exercice délicat que de réaliser une soutenance de Thèse en face de vous. J'associe à ces remerciements mes collègues Rachid, Ilyes, Majid, Hamid, Mohammed, Aziz, Karim, David, Lionel, Loic et Fred pour toutes les interminables discussions et les débats très animés que l'on a tenu dans un contexte particulier.

Bien que peu conventionnel, j'exprime ma profonde gratitude au Premier ministre turc Mr. Recep Tayyip Erdoğan pour ses félicitations. J'ai été très honoré de m'entretenir personnellement avec vous. *Sayın Başbakanım, Türk Milleti size Minnettardır.* Je remercie également Mr. Tahsin Burcuoğlu, l'Ambassadeur de Turquie à Paris pour ses félicitations.

Mes sincères remerciements s'adressent à ma famille. Merci à mes oncles Şakir Türker, Veysel Türker, Mümin Türker, Resul Türker, Mesut Türker, Fazlı Türker, Ömer Faruk Erol, Necip Erol, Osman (Paşa) Taşyürek, Hacı Mehmet Taşyürek et Osman Taşyürek. Merci à mes tantes Canan, Ayse et Fadime. J'associe à ces remerciements quelques uns de mes cousins. Merci à Ramazan Türker, Mesut Türker, Fatih Mehmet Türker, Saffet Türker, Mehmet Türker, Hakan Türker, Talip Türker, Feytullah Türker, Apdullah Türker, Tarık Erol, Kıyasettin Erol, Yalcın Erol, Mücahit Erol, Bekir Erol, Apdul Taşyürek, Mustafa Taşyürek, Ramazan Taşyürek et Ibrahim Taşyürek. J'exprime également mes chaleureux remerciements à toutes mes cousines.

J'ai enfin l'honneur d'adresser mes remerciements les plus profonds qui sont légitimement destinés à ma famille proche. Recevez toute ma gratitude, ma reconnaissance totale et tous mes sincères remerciements ! C'est grâce à vous que j'ai réussi à accomplir un tel travail, je vous le dédie donc de droit. Merci à mon frère Ağabey Sayit Türker. Merci à toi très cher frère, c'est entièrement grâce à toi si j'ai accompli un tel parcours scolaire et je t'en serai toujours reconnaissant. Merci à mes bien chères soeurs Abla Mücâhide et Melahat. Merci à toutes les deux d'être des demi-mères. Un grand merci à ma belle-soeur Aysegül Türker que je considère telle que ma troisième soeur. Pour la future génération de la famille Türker ; merci à mes neveux Halit Türker et Murat Eymen Türker ainsi qu'à mes nièces Selmenur Türker et Melike Türker qui m'ont réellement permis de me ressourcer dans la bonne humeur. À la prunelle de mes yeux, ma fille Esmanur Türker. Tes sourires suffisent à mon bonheur. À ma femme Hilal Türker, sans qui rien n'aurait été possible. Merci infiniment pour ton soutien, ta patience, ta compréhension et ton amour. Tu es l'unique personne qui a su trouver les mots justes pour surmonter les moments difficiles.

Tu es la clé de toutes mes réussites et l'origine de tous mes projets. Hilal, sans toi à mes côtés, cette réalisation aurait été impossible. Il n'y a pas de mots suffisamment forts pour t'exprimer ma gratitude et mon amour. Je te serai éternellement reconnaissant d'avoir été l'épine dorsale de ce travail.

À mes très chers parents, Annem Hacı Selime Türker et Babam Hacı Halit Türker. *Yürekten size teşekkür eder ellerinizden Öperim.* Je vous dois absolument tout. Merci à vous pour votre éducation et pour les valeurs que vous m'avez inculquées. J'ai un respect incommensurable pour vous ! Vous qui êtes venus de si loin. J'ai toujours été impressionné par ses Hommes qui ont quitté les leurs à peine adulte pour des terres inconnues. Seul sans famille et compatriote dans un pays lointain avec une culture, une religion et une langue différente. *Hakikaten Osmanlısınız.* Trouvez et acceptez dans la réalisation de ce travail, l'aboutissement de vos efforts. Je vous dédie donc personnellement cette Thèse et vous adressent ma plus affectueuse gratitude. C'est en prenant exemple sur vous que je m'efforce chaque jour d'être un fils, un époux et un frère digne.

Biz Emirleriz, bir ölür bin doğarız !

Ne mutlu Türk'üm diyene !

Harun TÜRKER



Productions Scientifiques

Une partie des travaux de recherches présentés dans ce mémoire a donné lieu à la publication d'articles de congrès internationaux avec actes et d'articles de revues internationales avec comité de lecture.

Conférences internationales

- **H. Turker**, S. Bacha, D. Chatroux, "Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French Electric Grid," in *Conf. Rec. 2010 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pp. 1-8.
- **H. Turker**, A. Florescu, S. Bacha, D. Chatroux, "Load Rates of Low Voltage Transformers and Medium Voltage Profile Assessments on a Real Distribution Electric Grid based on Average Daily Load Profile (DLP) of a Housing for a High Penetration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," in *Conf. Rec. 2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1-8.
- **H. Turker**, A. Florescu, S. Bacha, D. Chatroux, "Voltage Profile and Excess Subscription Assessments Indexes based on Random Selection of real Daily Loads Profiles on Residential Electric Grid Areas for a High Penetration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," in *Conf. Rec. 2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1-5.
- A. Florescu, **H. Turker**, S. Bacha, E. Vinot, "Energy Management System for Hybrid Electric Vehicle : real-time validation of the VEHLIB dedicated library," in *Conf. Rec. 2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1-6.
- **H. Turker**, S. Bacha, D. Chatroux, A. Hably, "Aging Rate of Low Voltage Transformer for a High Penetration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," in *Conf. Rec. 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1-8.
- **H. Turker**, S. Bacha, D. Chatroux, A. Hably, "Modelling of System Components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) Applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," in *Conf. Rec. 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1-8.
- **H. Turker**, A. Hably, S. Bacha, D. Chatroux, "Rule-Based Algorithm for Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) Integration in Residential Electric Grid Areas," in *Conf. Rec. 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1-7.

- **H. Turker**, M. Hauck, A. Hably, S. Bacha, "A Tool of Vehicle-to-Grid (V2G) Concept for Voltage Plan Control of Residential Electric Grid Areas with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," in *Conf. Rec. 2012 IEEE Industrial Electronics Conference (IECON)*, pp. 2883-2888.
- **H. Turker**, A. Hably, S. Bacha, "Dynamic Programming for Optimal Integration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) in Residential Electric Grid Areas," in *Conf. Rec. 2012 IEEE Industrial Electronics Conference (IECON)*, pp. 2942-2948.
- J. Fernandez, S. Bacha, D. Riu, **H. Turker**, M. Paupert, "Current Unbalance Reduction in Three-Phase Systems Using Single Phase PHEV Chargers," in *Conf. Rec. 2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 1940-1945.
- **H. Turker**, A. Hably, S. Bacha, "Housing Peak Shaving Algorithm (HPSA) with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) : Vehicle-to-Home (V2H) and Vehicle-to-Grid (V2G) concepts," in *Conf. Rec. 2013 IEEE Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, pp. 753-759.
- **H. Turker**, A. Hably, S. Bacha, "Smart Charging of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the Residential Electric Grid regarding the Voltage Plan," in *Conf. Rec. 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 5173-5178.
- **H. Turker**, S. Bacha, A. Hably, "Application of Housing Peak Shaving (HPS) algorithms with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) : Impacts on the Aging Rate of Low Voltage Transformer," in *Conf. Rec. 2013 IEEE Saudi Arabia Smart Grid Conference on Smart Grids and Green Energy (SASG)*, pp. 1-6.

Revues internationales

- **H. Turker**, S. Bacha, D. Chatroux, A. Hably, "Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume : 27, Issue : 3.
- **H. Turker**, S. Bacha, A. Hably, "Rule-Based Charging of Plug-in Electric Vehicles (PEVs) : Impacts on the Aging Rate of Low-Voltage Transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume : 29, Issue : 0.

Introduction Générale

Les engagements étatiques provenant du constat établi à partir de l'augmentation disproportionnée de la consommation d'énergie primaire et des estimations relatives au réchauffement de la planète justifient la volonté de réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) et légitiment la mise en place du protocole de Kyoto. De ce traité international élaboré dans le cadre des Nations Unies, ratifié par 168 pays en 2010, découle un objectif d'envergure selon lequel l'humanité s'engage à réduire par un facteur de deux ses émissions de GES d'ici 2050. Considérant le diptyque, raréfaction des réserves de pétrole et forte dépendance du secteur de transport terrestre eu égard aux énergies fossiles, la nécessité de réorienter les vecteurs énergétiques pour propulser les véhicules du futur est mise en exergue. Partant, étant les plus à même de répondre aux exigences économiques, environnementales et sanitaires de notre temps, les véhicules électriques hybrides rechargeables (Plug-in Hybrid Electric Vehicles - PHEVs) ont été considérés dans cet ouvrage. Les travaux de recherches présentés dans ce manuscrit sont assimilés à la thématique des réseaux électriques intelligents dits Smart Grids et exposent des études relatives au tryptique réseaux électriques, véhicules rechargeables et secteurs résidentiels. L'ouvrage est constitué de six chapitres dont le contenu de chacun s'articule comme suit.

Le premier chapitre dresse un état de l'art d'une part sur les réseaux électriques permettant d'acquérir les connaissances nécessaires à la compréhension des problématiques traitées dans cette thèse et d'autre part, sur les véhicules électriques confirmant l'intérêt technologique des PHEVs représentatifs de la transition idéale entre une société ante et post pourvue d'énergies fossiles. Enfin, le positionnement des travaux de recherches eu égard à un état de l'art de la littérature scientifique existante justifie les études présentées.

Le second chapitre se caractérise par la mise à disposition de l'ensemble des éléments nécessaires pour le développement des concepts Vehicle-to-Grid (V2G) et Vehicle-to-Home (V2H). En premier lieu, la modélisation de deux réseaux de distribution dédiés aux études relatives à l'interaction entre les réseaux et les véhicules électriques est présentée. En second lieu, des bases de données de courbes de charges de logements et de transformateurs HTA/BT sont proposées par le biais d'une représentation des charges et de leurs comportements. En troisième lieu, la modélisation des PHEVs, des outils permettant le suivi dynamique de leur état ainsi que leurs connexions probabilistiques sont présentés.

Enfin, justifiées par l'orientation des travaux de recherches sur l'intégration des PHEVs en milieu résidentiel et dans le but d'apprécier le vieillissement prématuré des transformateurs de distribution, des méthodes de modélisation de ces derniers sont exposées.

Le troisième chapitre est consacré à l'estimation de la capacité d'accueil des réseaux électriques nationaux français et à l'évaluation des problématiques futures liées à la popularisation des PHEVs. Partant, de prime abord, le potentiel des véhicules électriques hybrides rechargeables est démontré en termes de diminution des GES et de la consommation nationale de pétrole. Puis, le constat établi à partir d'une étude exposant la robustesse des réseaux de distribution français a motivé les recherches relatives à un réseau électrique de type résidentiel. Ces derniers étant alimentés par des transformateurs de distribution, leur vieillissement a fait l'objet d'une attention particulière.

Le quatrième chapitre présente deux stratégies de recharges unidirectionnelles atténuant les impacts des PHEVs sur les réseaux électriques de type résidentiel. En premier lieu, la présomption selon laquelle la solution triviale, consistant à interdire la recharge des véhicules électriques hybrides rechargeables pendant les heures de pointes, a des avantages certains est mise à défaut. Ceci justifie la préconisation d'une puissance de charge normalisée des PHEVs chargés sans contrainte horaire issue d'une stratégie fondée sur des règles dites Rule-Based ou heuristiques. En second lieu, l'usage de la théorie de la commande optimale basée sur le principe de Bellman constate une solution au demeurant très favorable pour le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) en assurant qu'une majorité des PHEVs atteignent l'état de pleine charge aux heures de départ du domicile.

Le cinquième chapitre est composé des études relatives au concept Vehicle-to-Home. À cet égard, trois algorithmes exploitant le caractère bidirectionnel des véhicules rechargeables sont proposés. La première stratégie, nommée "Lissage des Pics de Consommation Domestiques (LPCD)" octroie de multiples avantages aussi bien pour l'utilisateur que pour le GRD. Puis, est proposé un algorithme de "Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement (MFEL)" développé spécifiquement pour le système de facturation de l'électricité en France. Enfin, une variante de la stratégie MFEL basée sur une commande prédictive adaptable à tous les procédés de tarification énergétique est présentée.

Le sixième chapitre prospecte les contributions possibles du Vehicle-to-Grid au maintien du plan de tension. À cet effet, est présentée de prime abord une méthodologie permettant de piloter le plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel à partir des PHEVs connectés. Puis, un algorithme de Pilotage de Plan de Tension (PPT) est établi.

Enfin, une conclusion générale et les perspectives envisageables eu égard aux travaux de recherches présentés clôturent le manuscrit.

Abstract

The strong increase of primary energy consumption in the last few years and the estimations of global warning justify the aim of reducing the greenhouse gas emissions. This aim benefits nowadays of a strong political support. So, the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) was established in 1997. In 2010, 168 states approved this treaty which stipulates that the world greenhouse gas emissions will half reduce until 2050. Given the depletion of world oil reserves and the strongly dependence of terrestrial transport on these ones, it is necessary to shift energy to propel futures vehicles. According to actual environmental, technical and economic exigencies, the Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) have been studied in this thesis because they represent the ideal transition to a free-oil world. To this end, the contribution of this thesis, related to the Smart Grids, covers simultaneously the fields of electric utility grid, rechargeable vehicles, and residential areas. This manuscript is composed of six chapters, as follows.

The first chapter presents the states-of-the-art on the electric grids and rechargeable vehicles. Studies reported within this thesis are presented according to the Smart Grids literature.

The second chapter allows to make available the input data to develop Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) concepts. These concepts represent two distribution electric grids; the databases of housings and transformers Daily Load Profiles (DLPs); a model of Lithium Ion battery for dynamic monitoring the State-of-Charge (SOC) and the State-of-Health (SOH) of PHEVs; and a thermal model of low voltage transformer for life duration calculation.

The third chapter is composed of studies that assess the impacts of PHEVs on the French national electric grid, on distribution and residential electric grids and which quantify the Loss-of-Life (LOL) of low-voltage transformer. So, two major problems are identified: the voltage plan and the aging rate of transformers, particularly those supplying residential areas.

The fourth chapter investigates the ways of reducing the impact of rechargeable vehicles grid integration. Two unidirectional PHEVs smart charging strategies are proposed. The first is a Rule-Based algorithm whose operating modes are defined by heuristic rules. The second strategy is based on Dynamic Programming and the Bellman's principle for optimal charging of PHEVs.

The fifth chapter studies algorithms related to Vehicle-to-Home (V2H) concept. Three bidirectional PHEVs smart charging strategies are proposed. The first is a Housing Peak Shaving (HPS) algorithm which grants user cost savings and allows to the distribution electric grid manager to preserve the grid elements and the electric grid operation. The second strategy is a House Energy Bill Minimization (HEBM) algorithm, specifically developed for the electricity pricing system for residential sector in France. The last strategy is a HEBM algorithm based on predictive control where all electricity pricing systems are admissible. Its objective is the minimization of the charging cost of PHEVs.

The sixth chapter explores the Vehicle-to-Grid (V2G) concept using the PHEVs to control voltage profile in residential areas. So, on one hand a generic methodology is proposed and on the other hand an algorithm is presented.

This manuscript ends with general conclusion and future work.

Liste des Figures

I.1	Consommation d'électricité mondiale entre 1973 et 2009	19
I.2	Part de la consommation d'électricité mondiale en 2009	19
I.3	Consommation d'électricité en France par secteur entre 1985 et 2007 . . .	19
I.4	Part de la consommation d'électricité en France en 2007	19
I.5	Courbes de charges journalières typiques pour la France	20
I.6	Variations des courbes de charges journalières d'une même saison	20
I.7	Monotones des courbes de charges françaises entre 2006 et 2009	21
I.8	Les acteurs du marché de l'électricité	26
I.9	La Jamais Contente	37
I.10	Architecture série d'un HEV	40
I.11	Architecture parallèle d'un HEV	40
I.12	Architecture mixte d'un HEV	41
I.13	Comparaison des moyens de stockage	42
I.14	Coûts des différentes technologies d'accumulateurs	44
I.15	Durée de vie et rendement des différentes technologies de batteries	44
I.16	Perspective de ventes de véhicules électriques dans le monde	45
I.17	Perspective du nombre de modèles de véhicules électriques	45
I.18	Principales architectures des PHEVs	47
II.19	Schéma du poste source	67
II.20	Départ "Urbain 1"	68
II.21	Modélisation d'une ligne par un schéma électrique en Π	69
II.22	Synoptique de l'algorithme de gestion des batteries de compensation . . .	72
II.23	Le réseau électrique de type résidentiel	72
II.24	Courbe de charge de chaque appareil électrique domestique	79
II.25	CDCs individuelles de chaque appareil électrique domestique	81
II.26	Allocation et fréquence d'utilisation des appareils domestiques	83
II.27	Synoptique du générateur de CDCs des logements	85
II.28	Base de données des CDCs des logements	85
II.29	Base de données des CDCs des logements (avec chauffage électrique) . . .	86
II.30	CDCs monotones des consommations maximales d'électricité	86

II.31	Synoptique du générateur de CDCs des transformateurs HTA/BT	87
II.32	Base de données des CDCs d'un transformateur BT	87
II.33	Synoptique de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs	91
II.34	Déplacement des individus – Résultats expérimentaux	92
II.35	Déplacement des individus – Modélisations	92
II.36	Types et catégories des PHEVs	93
II.37	SOC des PHEVs	93
II.38	Tensions d'une cellule	94
II.39	Temps de charge PHEV40 MS-S	95
II.40	Exemples de CDCs de PHEVs	95
II.41	Rendement du chargeur bidirectionnel	95
II.42	Tension de la batterie en fonction du SOC	97
II.43	Cyclabilité des batteries Lithium Ion Fer Phosphate	99
II.44	Cyclabilité en fonction de la profondeur de décharge	100
II.45	Synoptique des pertes d'un transformateur	104
II.46	Diagramme thermique d'un transformateur à huile	110
II.47	Modèle thermique du transfert huile/air ambiant	112
II.48	Modèle thermique du transfert enroulement/huile	113
II.49	Profil journalier moyen de la température	114
II.50	Température du point chaud	116
III.51	Évolution du parc automobile français	123
III.52	Éstimations des ventes de PHEVs/EVs	124
III.53	Rapport des ventes de PHEVs/EVs	124
III.54	Puissances requises en fonction de la distance parcourue des PHEVs	126
III.55	Profils de charge d'un PHEV20 Compact Car – CC	126
III.56	Courbes de charges françaises	127
III.57	Scénarii de charge	128
III.58	Impact des PHEVs – Courbes de charges – 2015	130
III.59	Impact des PHEVs – Monotones des courbes de charges – 2015	131
III.60	Impact des PHEVs – Courbes de charges – 2020	132
III.61	Impact des PHEVs – Monotones des courbes de charges – 2020	133
III.62	Monotones des courbes de charges – 2015	136
III.63	Scénarii de charge	137
III.64	Impact des PHEVs – 2015	137
III.65	Impact des PHEVs – Début de charge uniformisé	137
III.66	Taux de pénétration – 2015	138
III.67	Courbes de charges avec PHEVs – Solution 2	139
III.68	Réduction des émissions de CO2	140
III.69	Émissions de CO2 et importations de pétrole – Solution 2	141
III.70	Schéma du poste source	144

III.71	Départ "Urbain 1"	145
III.72	Courbes de charges des 4 départs	145
III.73	Courbe de charge moyenne d'un PHEV chargé à 230V/16A	146
III.74	Courbe de charge moyenne d'un logement pour chaque saison	146
III.75	Modification des taux de charges des transformateurs HTA/BT	148
III.76	Fonctionnement du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA	150
III.77	Profils de la tension secondaire du transformateur HTB/HTA	150
III.78	Profils de tensions moyennés par transformateur HTA/BT	151
III.79	Profils des pertes sur le réseau de distribution	151
III.80	Le réseau électrique de type résidentiel	154
III.81	Profils des courbes de charges moyennés par maison	157
III.82	Profils de tensions moyennés par maison	158
III.83	Profils des pertes sur le réseau résidentiel	159
III.84	Synoptique de la méthodologie	164
III.85	Modification des taux de charges du transformateur HTA/BT – Été	164
III.86	Modification des taux de charges du transformateur HTA/BT – Hiver	165
III.87	Modification des taux de charges moyens du transformateur HTA/BT	165
III.88	Courbe de charge moyenne du transformateur – 60 maisons	167
III.89	Évolution de la température du point chaud – 60 maisons	167
III.90	Évolution de la durée de vie du transformateur	169
III.91	Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur	171
IV.92	Respect des contrats d'abonnements d'électricité souscrits	178
IV.93	Synoptique de l'algorithme Rule-Based	180
IV.94	Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$	182
IV.95	$I_{LIMITE-MAX}$ (A) pour 100% de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$	183
IV.96	Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$	183
IV.97	3P – Sans chauffage électrique – Été – MS-S PHEV60	185
IV.98	5P – Avec chauffage électrique – Hiver – FS-SV PHEV60	186
IV.99	6P – Sans chauffage électrique – Hiver – MS-S PHEV60	187
IV.100	Profil journalier moyen de la température	190
IV.101	Synoptique de la méthodologie	192
IV.102	Taux de charge du transformateur sans gestion d'intégration	193
IV.103	Taux de charge du transformateur – Avec RB – 230V/8A	194
IV.104	Taux de charge du transformateur – Avec RB – 230V/16A	195
IV.105	Taux de charge du transformateur – Avec RB – 230V/32A	196
IV.106	Comparaison des taux de charges moyens du transformateur	197
IV.107	Modification des taux de charges moyens du transformateur HTA/BT	199
IV.108	Courbes de charges moyennes du transformateur – 70 maisons	201
IV.109	Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur	202
IV.110	Le réseau électrique de type résidentiel	205
IV.111	Évolution de l'indice de qualité du plan de tension (réseau résidentiel)	208

IV.112	Profils de tensions moyennés par maison	210
IV.113	Comparaison des profils de tensions moyennés par maison	211
IV.114	Classification des stratégies de gestion de l'énergie	215
IV.115	Intégration d'un véhicule rechargeable par logement	216
IV.116	Domaine de validité de l'état d'énergie de l'élément de stockage	221
IV.117	Schéma bloc de l'algorithme de Programmation Dynamique	221
IV.118	Exemples d'applications de l'algorithme de Programmation Dynamique	224
IV.119	Évolution des courants de charges des PHEVs pour les 10 000 cas	225
IV.120	Bases de données des courants de charges des PHEVs	226
IV.121	Courbes de charges moyennes du transformateur – 70 maisons	229
IV.122	Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur	229
IV.123	Évolution de l'indice de qualité du plan de tension (réseau résidentiel)	231
V.124	Déplacement des individus – Simulations	237
V.125	Types et catégories des PHEVs	237
V.126	SOC des PHEVs	237
V.127	Synoptique de l'algorithme LPCD	238
V.128	Problématique de chargement des PHEVs	239
V.129	Intégration des PHEVs à puissance de charge constante	241
V.130	Application de l'algorithme LPCD – Sans contrainte	241
V.131	Algorithme LPCD sans contrainte – Évolution du SOC des batteries	242
V.132	Application de l'algorithme LPCD – Avec contrainte "Puissance"	243
V.133	Algorithme LPCD avec contrainte "SOC" – Évolution du SOC	244
V.134	Algorithme LPCD avec les 2 contraintes – Évolution du SOC	246
V.135	Légende relative aux figures V.136 – V.137 – V.138 – V.139	248
V.136	Application de l'algorithme LPCD – Exemple 1	249
V.137	Application de l'algorithme LPCD – Exemple 2	250
V.138	Application de l'algorithme LPCD – Exemple 3	251
V.139	Application de l'algorithme LPCD – Exemple 4	252
V.140	Évolution de $SOC_{MOYEN} - S_{MOYENNE}$	254
V.141	Résultats de l'application de l'algorithme LPCD sur 10 000 cas	254
V.142	Synoptique de l'algorithme MFEL	260
V.143	Flux de puissances de l'algorithme MFEL	261
V.144	Plages horaires – HP/HC	261
V.145	Schéma fonctionnel de l'algorithme MFEL	263
V.146	Algorithme I – MFEL	265
V.147	Algorithme II.a – MFEL	265
V.148	Algorithme III – MFEL	269
V.149	Algorithme IV – MFEL	270
V.150	Algorithme V – MFEL	271
V.151	Algorithme VII – MFEL	273
V.152	Algorithme X – MFEL	275

V.153	Algorithme XII – MFEL	276
V.154	Principe de fonctionnement de la commande prédictive	280
V.155	Procédure de mise en oeuvre d'une loi de commande prédictive	281
V.156	Synoptique de l'algorithme MFEL basé sur la commande prédictive	285
V.157	Synoptique de la stratégie paramétrique appliquée en hors ligne	285
V.158	Zone du vecteur P	287
V.159	Graphe de la commande u	287
V.160	Tarif journalier de l'énergie	289
V.161	Courbe de charge du logement – Cas traité en temps réel	289
V.162	Évolutions des SOCs des PHEVs – 500 cas traités en hors ligne	290
V.163	Évolutions du SOC du PHEV – Cas traité en temps réel	290
V.164	Profils optimaux de la commande u du PHEV – Cas traité en temps réel	291
V.165	Évolutions du SOH du PHEV – Cas traité en temps réel	291
V.166	Évolutions de la fonction coût – Cas traité en temps réel	292
VI.167	Le réseau électrique de type résidentiel	297
VI.168	Exemples d'applications de l'algorithme Rule-Based	299
VI.169	Courbes de charges moyennes	300
VI.170	Profils de tensions d'une maison sans et avec un PHEV	302
VI.171	Profils de tensions moyens du réseau électrique avec et sans PHEV	303
VI.172	Caractéristiques linéaires – Été – Simulation 2	304
VI.173	Caractéristiques linéaires – Hiver – Simulation 4	305
VI.174	Caractéristiques linéaires pour $S_{PHEV} = 230V/32A$	305
VI.175	Caractéristiques linéaires pour les 7 puissances de charges des PHEVs	306
VI.176	Évolution de la pilotabilité du plan de tension moyen	306
VI.177	Synoptique de l'algorithme de Pilotage du Plan de Tension	309

Liste des Tableaux

I.1	Les niveaux de tension en France, norme UTE C 18-510	27
I.2	Principaux véhicules électriques commercialisés dans les années 1990	37
I.3	Synthèse des performances de plusieurs technologies de batteries	43
I.4	Synthèse des performances des batteries Lithium et supercondensateurs	44
I.5	Tailles des accumulateurs de PHEVs	48
I.6	Organisme de normalisation	49
I.7	Normes relatives à la charge des PHEVs en France	49
II.8	Synthèse des méthodes, modèles et outils pour la conception	66
II.9	Caractéristiques des lignes du départ "Urbain 1"	68
II.10	Caractéristiques des transformateurs du poste source	69
II.11	Caractéristiques des transformateurs HTA/BT du départ "Urbain 1"	71
II.12	Caractéristiques des lignes du réseau électrique de type résidentiel	73
II.13	Caractéristiques du transformateur HTA/BT du réseau résidentiel	74
II.14	Liste des appareils électriques domestiques	79
II.15	Paramètres du modèle de batterie	94
II.16	Configuration des packs de batteries	94
II.17	Valeurs des courants de charge/décharge	97
II.18	Valeurs de la variable A pour différents taux de décharge	99
II.19	Nombre de cycles en fonction de la profondeur et du taux de décharge	100
II.20	Pourcentage du nombre de véhicules par logement en France	101
II.21	Caractéristiques électriques et géométriques du transformateur	115
II.22	Valeurs des paramètres des deux modèles thermiques	115
III.23	Taux de pénétration des véhicules rechargeables	123
III.24	Tailles de batteries des PHEVs et des EVs	124
III.25	Mixité du parc automobile français	124
III.26	Taux de pénétration des PHEVs	125
III.27	Temps de charge des PHEVs	126
III.28	Puissance du parc de production d'électricité français	127

III.29	Bilan énergétique – Consommation d’électricité	127
III.30	Taux de pénétration et rendement du parc de production d’électricité	138
III.31	Rejets des émissions de CO2 des moyens de production d’électricité	139
III.32	Réduction des émissions de CO2 et des importations de pétrole	141
III.33	Pourcentage du nombre de véhicules par logement en France	147
III.34	Qualité du plan de tension sur le réseau de distribution	149
III.35	Respect des contrats d’abonnements d’électricité souscrits	156
III.36	Qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel	157
III.37	Taux de charges moyens du transformateur HTA/BT – T_x (%)	166
III.38	Consommation et durée de vie du transformateur	166
III.39	Durée de vie du transformateur en années – $D_{TR-PHEV-X}$	168
III.40	Valeurs des paramètres et domaines de validité – $D_{TR-PHEV-X}$	168
III.41	Vitesse de vieillissement du transformateur – $V_{TR-PHEV-X}$	170
III.42	Valeurs des paramètres des équations – $V_{TR-PHEV-X}$	170
IV.43	Valeurs des contrats d’abonnements d’électricité souscrits	177
IV.44	Respect des contrats d’abonnements d’électricité souscrits	177
IV.45	Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$	182
IV.46	Valeurs des paramètres du modèle thermique	190
IV.47	Caractéristiques électriques et géométriques du transformateur	191
IV.48	Taux de charges moyens du transformateur	198
IV.49	Valeurs des paramètres des équations – $V_{TR-PHEV-X}$	199
IV.50	Taux de charges moyens du transformateur	203
IV.51	Durée de vie en années et vitesse de vieillissement du transformateur	203
IV.52	Qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel	208
IV.53	Valeurs des contraintes d’inégalité	218
IV.54	Impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt	222
IV.55	Données relatives aux 8 cas d’études	223
IV.56	Résultats relatifs aux 8 cas d’études – I_{charge} (A)	223
IV.57	Résultats pour chaque base de données – $SOC_{final} = 100\%$ – I_{charge} (A)	225
IV.58	Résultats relatifs aux 10 000 cas d’études – I_{charge} (A)	225
IV.59	Pourcentage de PHEVs qui atteignent le SOC_{final} désiré – I_{charge} (A)	227
IV.60	Taux de charges moyens	228
IV.61	Durée de vie en années et vitesse de vieillissement du transformateur	228
IV.62	Valeurs des paramètres des équations – $V_{TR-PHEV-X}$	229
IV.63	Qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel	230
V.64	Données relatives aux 4 exemples	239
V.65	Impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt – SOC_{final}	240
V.66	Résultats – 10 000 cas – LPCD sans contrainte	242
V.67	Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "Puissance"	243

V.68	Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "SOC"	245
V.69	Résultats – 10 000 cas – LPCD avec les 2 contraintes	245
V.70	Résultats – 10 000 cas – LPCD sans contrainte	253
V.71	Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "Puissance"	253
V.72	Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "SOC"	253
V.73	Résultats – 10 000 cas – LPCD avec les 2 contraintes	254
V.74	Données relatives aux 3 tests	288
VI.75	Données relatives aux 4 exemples	301

CHAPITRE I

RÉSEAUX ET VÉHICULES ÉLECTRIQUES : ÉTAT DE L'ART

Le monde est dangereux à vivre ! Non pas tant à cause de ceux qui font le mal, mais à cause de ceux qui regardent et laissent faire.

Albert Einstein

Résumé

Il est impératif d'avoir un aperçu des différents enjeux historiques, économiques, environnementaux et scientifiques que représentent le sujet traité, afin de saisir la pertinence des choix qui seront effectués ultérieurement. Pour cela, il convient d'établir dans un premier temps un état de l'art des réseaux électriques (Section 1), ensuite des véhicules électriques (Section 2) et enfin de positionner les travaux de recherches proposés eu égard à un état de l'art de la littérature scientifique relative à la thématique traitée (Section 3).

Chapitre I - Réseaux et Véhicules Électriques : État de l'Art

Section 1 - Les réseaux électriques

Türkiye'nin dostluğu ne kadar kıymetliyse, düşmanlığı da o kadar şiddetlidir.

Recep Tayyip Erdoğan

L'hostilité de la Turquie est aussi violente que son amitié est précieuse.

Traduit par Dr. Harun Türker

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	18
2	L'HISTORIQUE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS	18
3	LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	19
4	LES DIFFÉRENTS TYPES DE MOYEN DE PRODUCTION	21
4.1	La production centralisée	22
4.2	La production décentralisée	23
4.2-1	Énergies renouvelables	23
4.2-2	Énergies primaires fossiles	24
4.3	L'énergie distribuée	25
5	LES ACTEURS DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	25
6	L'ARCHITECTURE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	27
7	LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE RÉPARTITION	27
8	LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	28
8.1	Les postes sources HTB/HTA	28
8.2	Les réseaux de distribution de types européens	28
8.3	Les réseaux de distribution de types nord-américains	28
8.4	Les réseaux ruraux et urbains HTA	29
8.5	Les postes HTA/BT	29
8.6	Les réseaux BT	29
8.7	Le régime de neutre	30
8.8	La conduite des réseaux de distribution	30
9	LES PERTURBATIONS DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	30
9.1	Les creux et coupures de tension	31
9.2	Les variations de tension et de fréquence	31
9.3	Les déséquilibres du système triphasé de tension	31
9.4	Les harmoniques et interharmoniques	31
10	LA COMPENSATION D'ÉNERGIE RÉACTIVE ET LE RÉGLAGE DE TENSION	32
11	CONCLUSION	33

1 Introduction

Cette section du chapitre propose un état de l'art indispensable sur les réseaux électriques, afin de poser les bases nécessaires à la compréhension des problématiques traitées dans le cadre de cette étude. Ainsi il semble opportun de dresser de prime abord un historique du système électrique français qui a su, au fil du temps, s'adapter à l'évolution constante de la consommation d'électricité ainsi qu'aux différents moyens de production. La multiplication des intervenants au système électrique par la libéralisation du marché, devenu concurrentiel, constitue un élément incontournable participant à la complexification de l'exploitation de l'énergie électrique, devant répondre à une certaine rationalité économique. Aussi les impératifs économiques et techniques expliquent-ils l'architecture hiérarchique des réseaux électriques constituée de trois niveaux : les réseaux de transport, de répartition et de distribution. Parmi les différents acteurs du marché de l'électricité, les gestionnaires des réseaux publics ont la responsabilité de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs. Toutefois cette qualité est altérée par l'apparition de perturbations que subissent les réseaux électriques. Partant il est important de comprendre les origines de ces perturbations, de les classer et d'en apprécier les conséquences. Les exigences de qualité de l'énergie et de stabilité des réseaux électriques, conjuguées aux différentes perturbations, justifient l'ensemble des moyens actuels de compensation d'énergie réactive et de réglage de tension.

2 L'historique du système électrique français

Au dix-neuvième siècle furent construites les premières centrales électriques principalement pour l'alimentation du secteur industriel en fort développement. La construction des premiers barrages et usines thermiques marque les débuts du développement de l'industrie de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Dans les années trente, environ 1500 entreprises sont répertoriées (200 pour la production, 100 pour le transport et 1200 pour la distribution) [Def01]. Le choix technologique des réseaux électriques a provoqué un conflit entre Thomas Edison d'une part et le duo Nikola Tesla et George Westinghouse d'autre part respectivement défenseurs du courant continu et alternatif. Les transformateurs permettant d'adapter les tensions à des puissances importantes ont permis à la technologie du courant alternatif de se généraliser [Ric06]. Initialement et en amont d'une décision gouvernementale en 1938 de coordination du réseau électrique, l'électricité était une source d'énergie décentralisée s'articulant autour de petits systèmes faiblement interconnectés. Malgré les efforts, la population n'était pas desservie de manière homogène et l'ouest de la France éprouvait un retard important. L'année 1946 fut décisive puisque le secteur électrique dans sa production, son transport et sa distribution a été nationalisé et confié à Électricité de France (EDF). Dès lors, d'importants moyens sont déployés pour l'interconnexion des réseaux électriques et l'accessibilité de l'électricité dans le secteur ré-

sidentiel. En 1948, 10 millions de foyers ont accès à l'électricité sur 40 millions de français. Il aura fallu près de 25 ans pour que toute la population française y ait accès.

3 La consommation d'électricité en France

La consommation d'électricité s'apparente à un appel de puissance sur le réseau électrique pour une période de temps donnée. Le relevé, l'analyse ou la représentation sont généralement basés sur une durée de 24h par pas de 10 minutes. Pour une observation historique, l'énergie annuelle consommée est communément utilisée. Les figures I.1 et I.2 illustrent respectivement la consommation d'électricité mondiale par secteur entre 1973 et 2009 et la part de consommation d'électricité mondiale pour l'année 2009 [IEA11a].

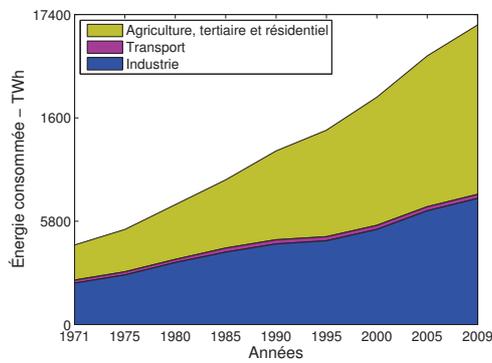


Fig. I.1 – Consommation d'électricité mondiale entre 1973 et 2009 [IEA11a]

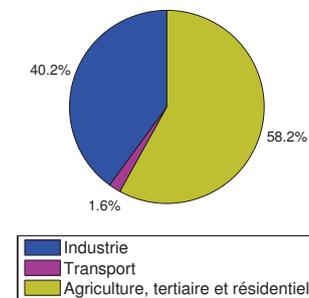


Fig. I.2 – Part de la consommation d'électricité mondiale en 2009 [IEA11a]

Le secteur tertiaire et résidentiel est la cause de 2/3 de la consommation totale d'électricité. Les principales causes non exhaustives sont l'émergence des pays en développement, la croissance démographique mondiale conduisant à l'augmentation du nombre de logements, l'essor des appareils électriques domestiques de confort, etc. Pour le cas français illustré à travers les figures I.3 et I.4 [Rif09], des évolutions similaires sont observées.

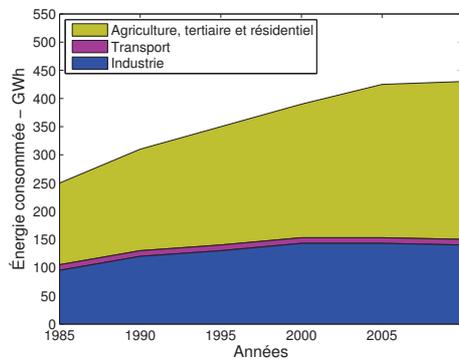


Fig. I.3 – Consommation d'électricité en France par secteur entre 1985 et 2007 [Rif09]

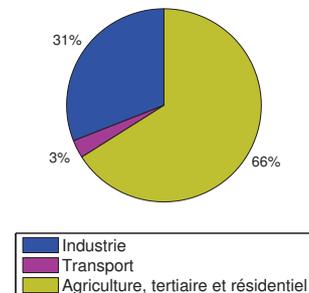


Fig. I.4 – Part de la consommation d'électricité en France en 2007 [Rif09]

En fonction des besoins liés aux multiples variations individuelles, la consommation d'électricité fluctue en permanence. Ces fluctuations sont principalement dictées par les activités industrielles, résidentielles et le cycle des saisons. La consommation est plus élevée le jour que la nuit, en jours ouvrables qu'en week-end, en hiver qu'en été. Elle connaît d'importantes variations dépendantes des températures extérieures notamment du fait de l'usage de la climatisation en été mais aussi et surtout du chauffage électrique en hiver. À titre d'exemple, en été une augmentation de 1°C de la température sur l'ensemble de la France conduit à une consommation supplémentaire de l'ordre de 500MW causée par les systèmes d'air conditionné [Rio07]. En jours ouvrables et week-end, des courbes de charges journalières typiques pour la France sont illustrées (figure I.5) [RTE10]. Les amplitudes des variations de consommation électrique existantes entre différentes journées d'une même saison sont comparées pour l'hiver et l'été (figure I.6) [RTE09].

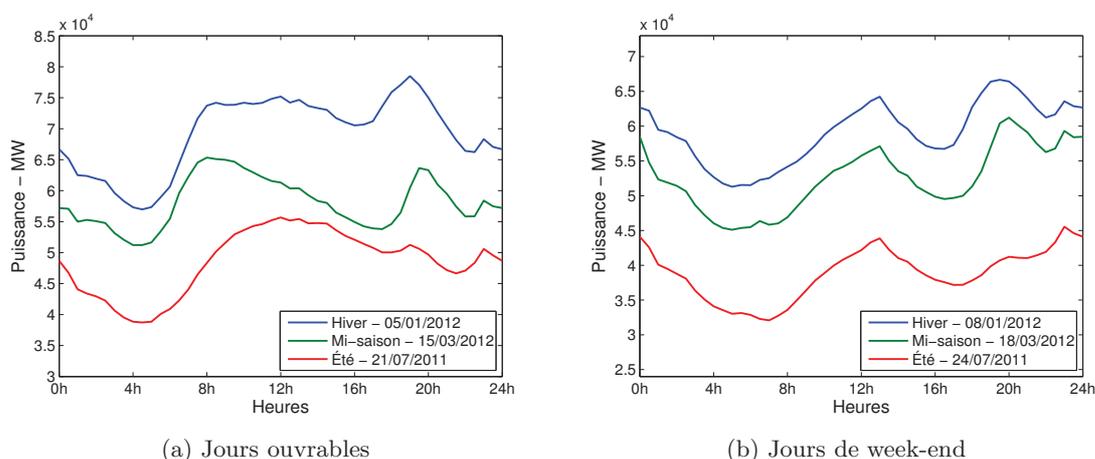


Fig. I.5 – Courbes de charges journalières typiques pour la France [RTE10]

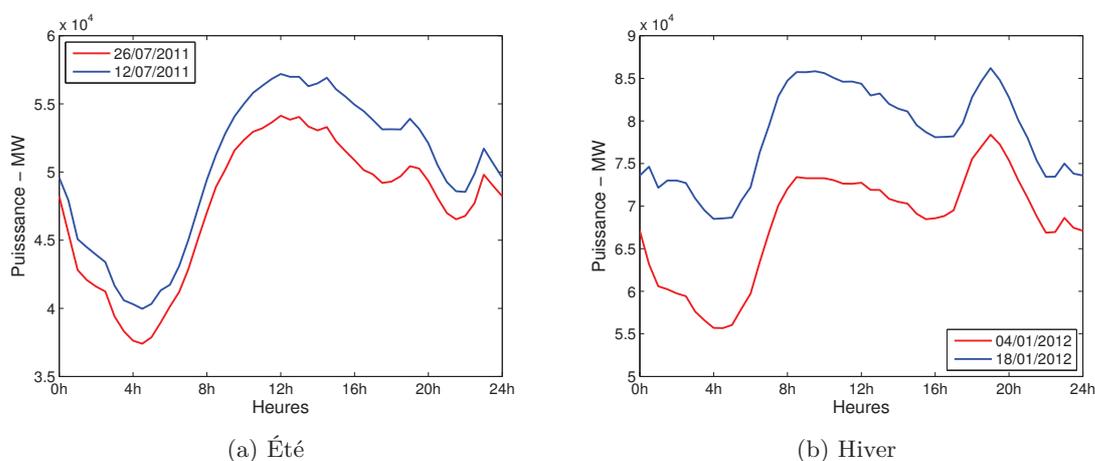


Fig. I.6 – Variations des courbes de charges journalières d'une même saison [RTE09]

Couramment nommée courbe de charge monotone (ou Load Duration Curve), une autre méthode de représentation de la consommation électrique consiste à classer par ordre décroissant la puissance appelée en fonction de la durée annuelle d'appel. En ordonnée la caractéristique désigne la puissance satisfaite pendant la durée indiquée en abscisse. L'intégrale de la courbe de charge monotone définit l'énergie annuelle consommée. Une des particularités de cette représentation est son aptitude à analyser la capacité de production sous exploitée. Cette vision macroscopique et synthétique de la consommation d'électricité permet de distinguer les demandes dites de "base", "semi-base", "semi-pointe" et "pointe". Chacune de ses demandes sont assurées par des moyens de production adaptés. En France, la "base" est produite à partir des centrales nucléaires puisqu'elles sont les plus appropriées pour satisfaire une demande constante d'électricité durant toute l'année. Ipso facto, pour les demandes dites de "pointe" qui représentent de faibles durées d'appel, des moyens de production coûteux tels que les turbines à combustion sont utilisés. Entre ces deux extrêmes, les moyens de production de "semi-base" et "semi-pointe" sont exploités. La figure I.7 représente les monotones des courbes de charges françaises entre 2006 et 2009 établies par puissance appelée par intervalle d'une heure.

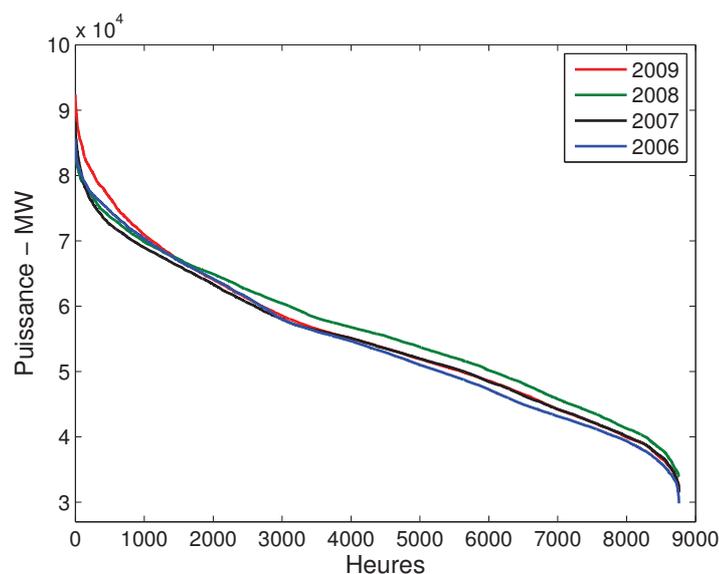


Fig. I.7 – Monotones des courbes de charges françaises entre 2006 et 2009

4 Les différents types de moyen de production

Le raccordement de nouveaux producteurs sur le réseau électrique altère son fonctionnement traditionnel reposant sous la forme d'un monopole verticalement intégré jusque dans les années 1990. Dans sa quasi-totalité, l'énergie électrique fut produite et consommée respectivement de manière centralisée et décentralisée. Depuis peu et sous l'influence du développement de moyens de production majoritairement raccordés sur les réseaux de distribution, les termes de "Production Décentralisée", "Production Distribuée", "Généra-

tion Dispersée" et "Génération d'Énergie Distribuée" submergent la littérature scientifique. Intuitivement et en causalité avec la thématique traitée dans cet ouvrage, les moyens de production de types centralisés, décentralisés et distribués sont explicités.

4.1 La production centralisée

Deux classifications des moyens de production centralisée existent. La première consiste à les classer suivant les sources d'énergie primaire [BFL⁺00] tandis que la seconde tient compte des modes de conversion de l'énergie primaire en énergie électrique [DGE03]. Seuls les moyens de production les plus matures sont exposés.

Les centrales nucléaires

L'énergie résultant de la fission d'atomes d'uranium constitue le coeur du procédé de production d'électricité des centrales nucléaires. Cette chaleur résultante est exploitée pour produire de la vapeur permettant la production d'électricité moyennant un turbo-alternateur. Environ 13% de l'électricité mondiale est produite par des centrales nucléaires [AH10]. Bien que l'électricité produite soit bon marché, le coût d'investissement est élevé (136 €/kW/an), le temps de construction est relativement long (5 à 7 ans) et le démantèlement dure plus de 20 années [Rio07]. Des problèmes relatifs aux déchets radioactifs, à leur stockage et leur traitement font l'objet de vives critiques de l'opinion publique. En France, les centrales nucléaires constituent les moyens de production de "base" en fonctionnant entre 7000 et 8000h/an. Consolidée depuis l'année 2000, la puissance des centrales nucléaires installées en France s'élève à 63.1GW en 2010, constitue environ 51% de la puissance maximale et représente 88% de la production d'électricité [RTE10].

Les centrales hydrauliques

Le principe des centrales hydrauliques est l'utilisation de l'énergie gravitationnelle de l'eau en mouvement pour la production d'électricité. Les centrales à réservoir et au fil de l'eau sont à distinguer. Suivant les besoins et la stratégie utilisée (stockage de l'eau à bas coût), les centrales hydrauliques à réservoir sont majoritairement utilisées quand le coût de l'énergie est élevé et se caractérisent comme un moyen de production de "semi-base". La particularité forte des centrales hydrauliques au fil de l'eau est la dépendance de la production au courant de l'affluent. La modulation de la production est difficile et l'énergie potentielle de l'eau est perdue si inutilisée. Actuellement, le potentiel hydro-électrique des pays développés est quasiment exploité dans son intégralité [Mat06]. À ce jour et stabilisée depuis 1990, la puissance cumulée des centrales hydrauliques à réservoir et au fil de l'eau s'élève à 25.4GW en France [RTE10].

Les centrales thermiques à vapeur

Une dissociation est faite entre les centrales thermiques à vapeur à cycle simple et à cycle combiné gaz. Les premières utilisent du charbon, du pétrole ou du gaz pour la production de vapeur entraînant un turbo-alternateur pour produire l'électricité. Elles sont

employées comme un moyen de production de "semi-base" avec une durée annuelle d'appel qui varie entre 2000 et 6000h/an. Les centrales thermiques à cycle combiné gaz (CCG) constituent une hybridation entre une centrale thermique à vapeur et une turbine à gaz. De la chaleur résultant des gaz d'échappement de la turbine à gaz est employée pour alimenter un système plus classique de turbine à vapeur. Les centrales thermiques CCG sont caractérisées par un bon rendement ($\approx 60\%$) et leur utilisation annuelle fluctue entre 4000 et 7000h/an. En conséquence, ce moyen de production est qualifié de "semi-base" et "pointe". Regroupant les diverses technologies de centrales thermiques, à l'heure actuelle la puissance installée atteint 35.3GW en France [RTE10].

Les turbines à gaz

L'alternateur qui produit l'électricité fonctionne grâce aux gaz brûlés par les moteurs à combustion interne constituant les turbines. Les principales particularités de ce moyen de production sont le faible coût d'investissement (29 €/kW/an) et un temps de réalisation très court (1 an) [Rio07]. De l'ordre d'une centaine d'heures par année, la durée d'appel est très faible. Les turbines à gaz sont catégorisées dans la famille des moyens de production dite de "pointe".

4.2 La production décentralisée

Les moyens de production décentralisée sont sommairement classés en deux catégories suivant l'origine des énergies primaires utilisées. La première catégorie regroupe les technologies basées sur les énergies renouvelables, qui se caractérisent par l'intermittence de la ressource primaire, tandis que la seconde regroupe celles qui reposent sur les énergies fossiles donc contrôlables.

4.2-1 Énergies renouvelables

Éolien : L'énergie cinétique du vent est transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une turbine et d'une génératrice. L'énergie cinétique du vent est captée par les pales de la turbine et transmise par le rotor et l'éventuel multiplicateur de vitesse à l'axe de la génératrice. Ce moyen de production a atteint un bon degré de maturité.

Solaire photovoltaïque : Le rayonnement solaire est converti en énergie électrique par les panneaux photovoltaïques. Les quantités de puissance produite par les installations de panneaux solaires, généralement composés de cellules de semi-conducteurs qui sont majoritairement du silicium, dépendent fortement des variations de l'ensoleillement, de la température et du courant extrait.

Solaire thermique : Le principe de ce moyen de production consiste à convertir le rayonnement solaire en énergie thermique. Pour cela, des turbines à vapeur sont utilisées pour chauffer de l'eau depuis un fluide caloporteur. Cette technologie opte pour l'utilisation de la chaleur produite par le rayonnement solaire plutôt que le rayonnement même.

Hydraulique : Le principe de fonctionnement est tel que celui décrit pour les centrales hydrauliques catégorisées dans les moyens de production centralisée. Les installations hydrauliques pour la production d'électricité décentralisée sont généralement au fil de l'eau, de petites tailles avec une puissance inférieure à 10kW.

Hydrolienne : Les appellations hydrohélienne et sub-aquatique sont également répandues. Une analogie peut être faite avec une éolienne à la différence que l'hydrolienne opère sous l'effet des courants et marées. Contrairement à la prédiction difficile du vent, les courants sont constants et prévisibles. Il en existe trois types : les hydroliennes exploitant les courants marins situés au large des côtes, celles qui utilisent les courants de marée et les hydroliennes fluviales.

Marémotrice : À la différence près que certaines turbines sont réversibles permettant ainsi de bénéficier des reflux des marées, une similitude subsiste avec les centrales hydrauliques au fil de l'eau. Ce moyen de production est peu répandu en raison du peu de sites propices qui sont, de plus est, contraints de subir des modifications dues à la construction de barrages.

Géothermie : Les centrales géothermiques exploitent la chaleur des nappes d'eau souterraines pour la production d'électricité. Cette chaleur est véhiculée à la surface par un fluide caloporteur puis la vapeur produite est turbinée dans une centrale thermique classique. Les centrales géothermiques sont catégorisées comme un moyen de production décentralisée de type renouvelable, bien que la quantité de chaleur contenue dans le sol ne se renouvelle pas. Effectivement, celle-ci est considérée inépuisable à l'instar des marées.

Biomasse : Une classification peut être faite en distinguant les sous produits issus du bois (écorces, plaquettes, sciures, etc.), du secteur industriel (déchets, boues, etc.), agricole (bagasse, paille, etc.) et déchets urbains. Des processus spécifiques transforment les combustibles issus de la biomasse en énergie thermique, liquide ou solide qui peut ensuite être convertie en énergie électrique.

4.2-2 Énergies primaires fossiles

Traditionnelle : Les moyens de production décentralisée fonctionnant à partir d'énergies primaires fossiles sont multiples et éprouvés. Ceci leur attribue un grand intérêt économique. Les principales technologies sont : le thermique à flamme, les turbines à gaz, les moteurs à combustion et à explosion.

Pile à Combustible : À partir d'une réaction chimique, oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur tel que l'hydrogène couplé à la réduction d'un oxydant tel que le dioxygène de l'air, la pile à combustible produit de l'énergie électrique. Bien que les perspectives soient prometteuses, ce moyen de production d'électricité est peu répandu en

raison de son coût élevé. L'attrait écologique est considérable puisque la pile à combustible ne produit que de l'eau pure lorsque l'hydrogène est utilisé comme combustible. Le désavantage majeur réside dans l'absence de l'hydrogène directement exploitable dans la nature. Celle-ci est souvent produite à partir d'énergie fossile.

Cogénération : La cogénération consiste à produire simultanément de l'électricité et de la chaleur. Contrairement aux moyens de production classiques, le rendement global est privilégié et peut atteindre 85%. La production de chaleur est généralement prépondérante. Les énergies fossiles sont fréquemment utilisées dans les unités de cogénération.

4.3 L'énergie distribuée

Arbitrairement mais en corrélation avec la thématique de recherche traitée dans ce manuscrit, les véhicules électriques réversibles sont qualifiés de charge et de générateur distribué. En effet, même si la production d'électricité propre au véhicule est inexistante, le fait qu'il soit un vecteur électrique via son stockage mobile en fait un système de génération de pleine fonction.

5 Les acteurs du marché de l'électricité

La réglementation européenne imposant l'ouverture des marchés de l'électricité en 1996 fut un tournant historique. Progressivement, une mutation vers un marché concurrentiel depuis un marché monopolistique est perceptible. Les économistes s'accordent à dire que le modèle concurrentiel est préférable et conduit théoriquement à une baisse des prix de l'énergie électrique. Bien que les lois de la physique soient inchangées, les intervenants au système électrique se sont multipliés post libéralisation du marché. La figure 1.8 illustre les interactions entre les différents acteurs du marché de l'électricité [Del02a].

Les producteurs : De type centralisé ou décentralisé, les producteurs d'énergie électrique sont hétéroclites. Munis de puissants moyens de production diversifiés pour les grands groupes ou de petites installations pour les petites structures, leurs objectifs sont la gestion de leur portefeuille de clients ou l'offre de leur production à des bourses.

Les consommateurs : Suivant leur consommation annuelle, les consommateurs sont qualifiés d'éligibles à partir d'un certain seuil de puissance souscrite. Conformément à la réglementation qui fixe cette limite, ces consommateurs peuvent choisir leur producteur d'électricité. Les consommateurs non-éligibles restaient clients de l'opérateur historique mais peuvent depuis peu, faire leur choix de manière limitée. De manière cohérente, l'accroissement du taux d'ouverture du marché conduit à baisser le seuil d'éligibilité.

Le Gestionnaire du Réseau de Transport - GRT : Son rôle est essentiel pour le bon fonctionnement du système concurrentiel. En prévision de l'évolution de la consommation d'électricité, l'investissement et le renforcement des réseaux de transports sont à

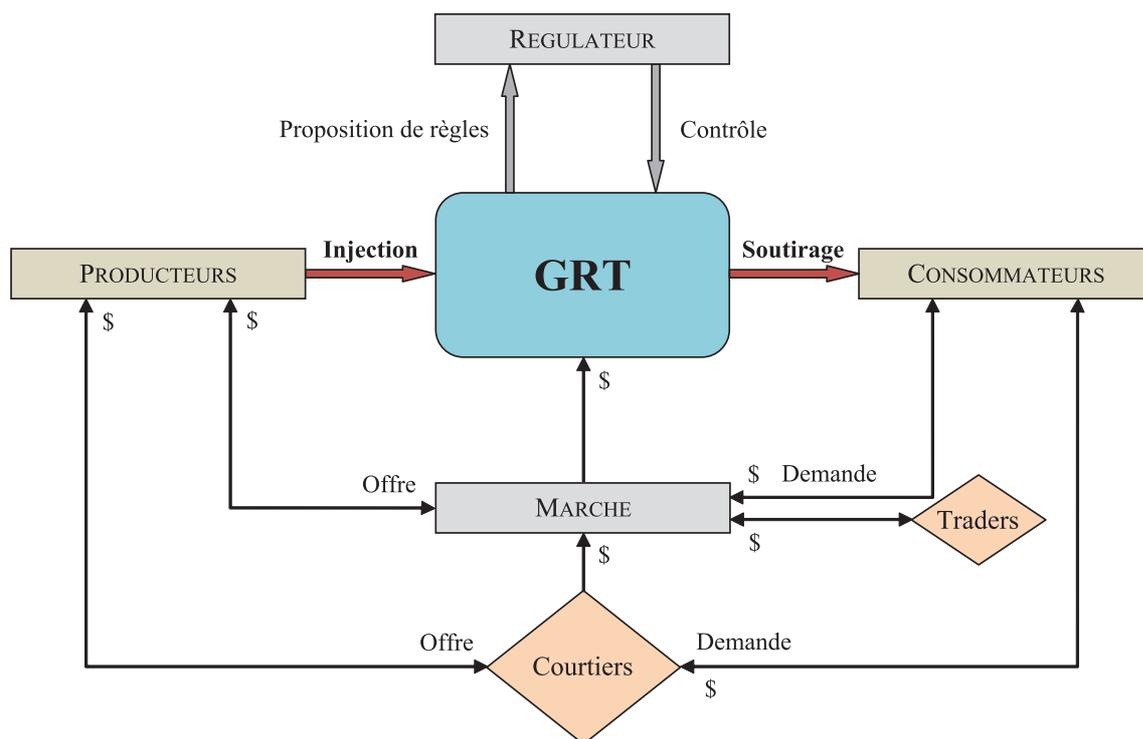


Fig. I.8 – Les acteurs du marché de l'électricité [Del02a]

la charge du GRT. Il a également pour objectif de minimiser les congestions et les pertes vis-à-vis des erreurs de prédictions faites la veille pour le lendemain. En France, le GRT est propriétaire du réseau de transport (Réseau de Transport de l'Électricité - RTE).

Le Gestionnaire du Réseau de Distribution - GRD : Sa fonction est d'assurer l'intégrité des réseaux de distribution. Au-delà de la gestion et conduite de ces derniers, le GRD est aussi responsable du respect des normes relatives à la qualité de l'énergie fournie aux clients finaux. La maîtrise de l'énergie consommée fait partie intégrante de ses objectifs puisqu'il est pénalisé en cas de non respect de l'accord passé avec le GRT.

Les fournisseurs : Suivant le modèle de marché en place qui définit leur existence, ce sont des intermédiaires financiers entre les producteurs et les clients finaux.

Le régulateur : Dirigé par la Commission de Régulation de l'Électricité - CRE en France, l'objectif du régulateur est de définir des règles de gestion du réseau de transport et promouvoir l'accès non-discriminatoire à tous les acteurs du marché. En cas de litige, il gère les conflits entre les différentes parties.

Les traders et courtiers : Les premiers spéculent sur les marchés de l'énergie proposant des contrats d'achat et de vente accompagnés d'options garantissant les prix. Les seconds réalisent des transactions financières.

6 L'architecture des réseaux électriques

Pour des raisons techniques et économiques, la majorité des réseaux électriques ont été conçus sur une hiérarchie descendante dite verticalement intégrée [Ten09]. Le réseau français est hiérarchisé selon trois divisions liées au niveau de la tension dont les fonctions usuelles diffèrent. Au sommet de cet agencement se trouvent les moyens de production classiques de très fortes puissances. L'énergie produite est injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (HTB) de 225kV et 400kV. L'objectif de ce réseau est de transporter l'énergie électrique depuis les centres de production jusqu'aux premières zones de consommation sur de très longues distances avec un minimum de pertes. Il est connecté aux autres réseaux nationaux européens. Le second acteur de cette coordination est le réseau de répartition de 63kV et 90kV qui alimente directement les grandes industries et achemine l'énergie électrique jusqu'au réseau de distribution. La dernière maille de cette chaîne énergétique est chargée d'approvisionner les consommateurs finaux généralement raccordés en basse tension BT de 230V et 400V à travers le réseau de distribution HTA de 20kV. Les modifications des niveaux de tension du réseau électrique sont assurées par les transformateurs des postes sources. Le tableau I.1 recense les différents niveaux de tension en France ante et post norme UTE C 18-510 [AH09].

$U < 50V$	$50V < U < 500V$	$500V < U < 1kV$	$1kV < U < 50kV$	$50kV < U < 100kV$	$U > 100kV$
TBT	BT		MT	HT	THT
TBT	BTA	BTB	HTA	HTB	

	Norme avant 1989
	Norme après 1989

Tab. I.1 – Les niveaux de tension en France, norme UTE C 18-510 [AH09]

7 Les réseaux de transport et de répartition

Le descriptif détaillé du principe de fonctionnement des réseaux de transport et de répartition dépasse le cadre de ce manuscrit. Néanmoins, une littérature tangible aux phénomènes liés à ces réseaux est proposée aux lecteurs. Pour l'étude des stabilités, les travaux de [Lu09] [AH10] [Gar08] [Sha03] [Meg04] sont à considérer. Les différentes formes de stabilités (d'angle rotorique, de tension et de fréquence) et les mécanismes des instabilités (écroulement de tension et de fréquence, cascade de surcharge, perte de synchronisme, blackouts) sont exposés. Les moyens de réglages hiérarchisés (primaire, secondaire et tertiaire) de la tension et de la fréquence sont décrits dans les ouvrages de [Ten09] [Ram06] [Ric06] [Cou08]. La gestion des congestions et des pertes sur les réseaux de transport et de répartition revient à élucider un problème d'allocation des capacités de transport. De multiples méthodes telles que la régionalisation du marché (Market Splitting), l'ajuste-

ment de production (Buy Back), le prix marginal positionné (Locational Marginal Price), les échanges de contrepartie (Counter Trading) ou encore les solutions du North American Electric Reliability Corporation - NERC et californien existent. Ces différentes techniques de gestion sont détaillées dans les écrits de [Del02a] [Rio07] [Man04].

8 Les réseaux de distribution

Il est communément considéré que les réseaux de distribution débutent aux postes sources en aval des réseaux de répartition. Pour des raisons économiques, ils adoptent une structure arborescente où le transit d'énergie est unilatéral du poste source aux consommateurs finaux. Il n'existe pas de normes universelles pour la réalisation et l'exploitation des réseaux de distribution. Bien que des disparités soient perceptibles à travers le monde, une convergence de bonnes pratiques se met en place pour assurer la continuité de service, la protection des personnes et des ouvrages. Une présentation des réseaux de distribution français est proposée ci-dessous incluant un descriptif succinct des réseaux européens et nord-américains.

8.1 Les postes sources HTB/HTA

Les postes sources HTB/HTA constituent l'interface entre les réseaux de répartition et de distribution. En France, environ 2200 postes sources sont exploités [Boë09]. Ils peuvent accueillir un ou plusieurs transformateurs qui alimentent chacun un jeu de barre HTA desservant plusieurs départs moyenne tension. Bien qu'une alimentation simple antenne soit possible, les postes sources reçoivent généralement deux arrivées HTB. La quasi-totalité des postes sources en France sont dotés de deux transformateurs avec régleurs en charge qui permettent en cas de défaut sur l'un d'assurer la demande d'énergie en mode dit dégradé.

8.2 Les réseaux de distribution de types européens

Les réseaux de distribution de types européens sont caractérisés par une mise à la terre du neutre au poste source par l'intermédiaire d'une impédance. Pour permettre simultanément la détection des défauts et la protection des ouvrages, les courants de défauts monophasés sont limités. En France, cette limitation est fixée à 300A sous 20kV. Les multiples avantages sont une flexibilité élevée, une simplicité de service et une souplesse d'exploitation [Thi04].

8.3 Les réseaux de distribution de types nord-américains

Les réseaux de distribution de types nord-américains sont caractérisés par une mise à la terre directe du neutre qui est distribué. La mise à la terre est effectuée au niveau du poste source puis tous les 300 mètres environ sur les lignes HTA. Ceci limite considérablement les longueurs des départs BT conduisant à la réduction des pertes puisque la distribution se fait en HTA au plus près des consommateurs. Sur ce type de réseaux, les dérivations de l'ossature principale vers les transformateurs HTA/BT sont généralement monophasées

avec des transformateurs de faibles puissances typiquement 25kVA. Les désavantages des réseaux de distribution nord-américains sont multiples. L'exploitation et la maintenance sont complexes. Les matériels de coupure sont très sollicités puisque l'intensité des courants de défauts est élevée en raison du neutre distribué à la terre [Thi04].

8.4 Les réseaux ruraux et urbains HTA

Un réseau rural se caractérise par une faible densité de charge répartie sur une vaste zone. Les principaux problèmes rencontrés sont les chutes de tension en bout de ligne induites par les longues distances. Souvent aériens en France, les réseaux ruraux adoptent majoritairement des architectures arborescentes bouclables mais exploitées en radial. À l'inverse, un réseau urbain se caractérise par une forte densité de charge répartie sur une zone étroite. La continuité de service est très pertinente puisque des infrastructures critiques tels que les hôpitaux sont alimentées. En raison de risques d'incidents nettement inférieurs aux réseaux aériens, la majorité des réseaux urbains en France sont enterrés. En revanche, les réseaux souterrains sont plus longs à réparer en cas d'intervention. Deux principales architectures sont à considérer : les structures en double dérivation souvent souterraines et généralement destinées aux zones urbaines très denses et les structures habituellement aériennes en coupure d'artère et ses variantes (fuseau, épi, maille, etc.)[AH09].

8.5 Les postes HTA/BT

Un poste HTA/BT est composé d'un transformateur de faible puissance qui assure l'interfaçage entre le réseau de distribution et le réseau de type résidentiel. Environ 700 000 connectés au réseau électrique, ils sont les plus nombreux en France [Fre09]. Les transformateurs HTA/BT sont munis de régleur en charge manuel. Dans les zones rurales, sur postes poteau, les puissances normalisées sont 63kVA, 100kVA et 160kVA. Pour les postes en cabine où sont logés les transformateurs HTA/BT alimentant les zones rurales, les puissances normalisées sont 160kVA, 250kVA et 400kVA. En zones urbaines, en poste cabine enterrée ou en immeuble, les puissances normalisées sont 250kVA, 400kVA, 630kVA et 1000kVA. En supplément des transformateurs, les postes HTA/BT sont composés d'équipements de protection et de compteurs d'énergie.

8.6 Les réseaux BT

Les réseaux BT ne sont pas soumis à des mesures permanentes de la charge. Qu'ils soient de type urbain avec des lignes souterraines ou de type rural avec des lignes aériennes, les longueurs sont limitées pour être au plus proche des charges quitte à exploiter les réseaux de distribution HTA à des tensions élevées. Ceci dans l'objectif de limiter les pertes et les chutes de tensions. Les réseaux BT sont très peu automatisés. Leur exploitation est essentiellement manuelle, le plan de protection composé de disjoncteurs et de coupe-circuits à fusible assure la sécurité des ouvrages. Les défaillances sont généralement signalées par les consommateurs. La conduite des réseaux BT s'effectue principalement sur le terrain avec des agents disposant de cartographies.

8.7 Le régime de neutre

Le régime de neutre diffère suivant la structure du réseau de distribution en fonction des niveaux de tension, de la longueur des départs, de la densité de charge et de la nature du réseau électrique qu'il soit souterrain ou aérien. Lors d'un défaut, l'intensité du courant est directement liée au type de raccordement du régime de neutre. Chaque type de raccordement entraîne l'installation de matériels spécifiques. De par le monde, quatre régimes de neutres se distinguent [Pha05] : le neutre isolé, impédant, compensé et le neutre directement relié à la terre. En France, les régimes de neutre impédant et compensé sont utilisés sur les réseaux de distribution HTA. Pour un réseau dit impédant, le neutre est relié à la terre par une impédance de limitation qui atténue les courants en présence de défauts monophasés. Pour un réseau dit compensé, le neutre est relié à la terre par une impédance de compensation communément appelée bobine de Petersen. Constitué d'une composante résistive et inductive, la capacité homopolaire du réseau de distribution est compensée. Le principal avantage de ce type de raccordement est sa capacité d'auto-extinction des défauts monophasés. En revanche, il complexifie l'exploitation puisqu'il faut adapter la réactance à chaque modification de configuration du réseau électrique [Cau11].

8.8 La conduite des réseaux de distribution

La conduite permet de surveiller, superviser, diagnostiquer et reconfigurer les réseaux de distribution à distance. D'une manière automatisée ou par une intervention humaine, elle autorise la commande des organes de coupures et la transmission de données à partir d'un réseau de communication. Le procédé "Computer Integrated Manufacturing" est actuellement le plus répandu [Ngu10].

9 Les perturbations dans les réseaux électriques

Le distributeur d'électricité s'engage à fournir à l'ensemble des utilisateurs une énergie de qualité sous la forme de trois tensions sinusoïdales constituant le réseau triphasé équilibré. De sa production jusqu'à sa consommation par les consommateurs finaux, l'énergie subit des perturbations qui altèrent sa qualité. L'énergie électrique est caractérisée par la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et le déséquilibre des courants et tensions. La détérioration d'un ou plusieurs paramètres indique la présence d'une anomalie sur le réseau électrique. Deux classifications des perturbations existent. La première consiste à les classer suivant les quatre paramètres précédemment cités tandis que la seconde tient compte de leurs durées [Ign06] [IGBD05]. Les perturbations qui affectent la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et le déséquilibre se manifestent par des creux et coupures de tension, des variations de tension et de fréquence, des déséquilibres du système triphasé de tension et par la présence d'harmoniques et/ou d'interharmoniques. D'origines diverses et variées, les explications relatives à ces perturbations sont proposées ci-dessous [Abd05].

9.1 Les creux et coupures de tension

Un creux de tension est défini par une diminution de la tension à une valeur comprise entre 10% et 90% de la tension nominale pendant une très courte durée allant de 10ms à quelques secondes. Les phénomènes naturels tels que la foudre sont généralement la cause des creux de tension. Une coupure de tension est caractérisée par une diminution supérieure à 90% ou l'absence totale pendant une durée comprise entre 10ms et une minute pour les coupures dites brèves et supérieures à 1 minute pour les coupures dites longues. Les coupures de tension sont problématiques puisque la plupart des appareils électriques ne sont robustes que face à une perte d'alimentation allant jusqu'à 10ms.

9.2 Les variations de tension et de fréquence

Une variation de tension est représentée par une modification de l'amplitude de l'enveloppe de la tension dans une bande de $\pm 10\%$ sur une durée de quelques centièmes de secondes. L'origine de ces variations est généralement de forts courants d'appels sur le réseau électrique perceptibles visuellement au niveau de l'éclairage par le phénomène de papillotement communément appelé flicker. Bien qu'elles soient très rares sur les réseaux de transport et de distribution, les variations de fréquence surgissent généralement sur les réseaux non interconnectés ou alimentés par une source thermique autonome. Dans les conditions normales d'exploitation où la production et la consommation sont coordonnées, la fréquence est égale à 50Hz avec une tolérance de variabilité comprise entre $\pm 1\%$.

9.3 Les déséquilibres du système triphasé de tension

Lorsque le décalage de 120° entre les tensions n'est plus respecté (déséquilibre de phase) ou bien que leurs amplitudes ne sont plus identiques (déséquilibre d'amplitude), il est considéré que le système triphasé est en déséquilibre. L'origine de ces déséquilibres de tension est multiple. En effet ils peuvent provenir de la circulation de courants déséquilibrés dans les impédances du réseau qui sont directement liées aux charges triphasées non équilibrées ou aux charges monophasées. La propagation des chutes de tension via les transformateurs de distribution peuvent également constituer une autre cause de ces déséquilibres.

9.4 Les harmoniques et interharmoniques

Les harmoniques sont des sinusoïdes à des fréquences multiples entières à celle du fondamental à 50Hz. La principale raison de la présence des harmoniques dans les réseaux électriques est l'utilisation de plus en plus fréquente d'équipements dotés d'électronique de puissance à base de thyristors. Le principe est le même pour les interharmoniques à la différence près qu'ils sont superposés à des fréquences multiples non entières à celle du fondamental. Leur origine est l'augmentation de l'utilisation des convertisseurs de fréquence, des variateurs de vitesse et d'autres équipements similaires qui sont la cause de non-linéarités sur le réseau électrique. La propagation des courants d'harmoniques et d'interharmoniques sur les réseaux électriques peut engendrer des incidents au niveau de l'appareillage. L'impact peut être sommairement classé en deux catégories. La première catégorie regroupe les

effets dits instantanés représentés principalement par des risques de dysfonctionnement des appareils domestiques (par exemple : troubles fonctionnels des ordinateurs) et des erreurs possibles dans les appareils de mesure. Les effets à terme sont le vieillissement prématuré des éléments constituant les réseaux tels que les câbles et les transformateurs [Fre09].

10 Les moyens actuels de compensation d'énergie réactive et de réglage de tension

Les chutes de tension sont fortement liées aux transits de puissance réactive majoritairement générées par les points de consommation. Une des principales préoccupations des gestionnaires des réseaux électriques est la minimisation de ces transits de puissances permettant de réduire les pertes par effet joule et donc d'atténuer la production de puissance active. Pour des raisons de maintien local de l'équilibre production et consommation de puissance réactive, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution disposent de moyens de compensation d'énergie réactive adaptés à chaque niveau. Par conséquent, cela permet également de régler de manière directe ou indirecte la tension dans sa limite contractuelle puisque les chutes de tension sont atténuées.

Les inductances : Elles sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longues lignes en fonctionnement à vide dans le réseau de transport. Leur puissance varie entre 50MVar et 400MVar.

Les condensateurs : L'objectif des bancs de condensateurs est de compenser la puissance réactive demandée par les charges inductives. Généralement composé de trois gradins constitués de six éléments de condensateurs, l'algorithme de gestion sélectionne le nombre optimal d'éléments, atteignant quelques MVar, toutes les 10 minutes.

Les compensateurs synchrones : Les générateurs du réseau électrique sont sollicités pour la production ou l'absorption de puissance réactive. Avec une commande appropriée, une machine synchrone à vide peut maintenir la tension fournie à partir de la puissance réactive qu'elle produit. Ce moyen de compensation d'énergie réactive n'est plus d'actualité compte tenu de son remplacement progressif par des systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems).

Les transformateurs avec prises réglables en charge : Ce type de transformateur a la capacité d'adapter son rapport de transformation de manière automatisée dans une plage spécifique en fonction du transit de puissance et/ou de la tension secondaire du transformateur. Il existe deux types de régleurs en charge avec ou sans compoundage [Can00]. La différence majeure est que le régleur en charge avec compoundage a une mesure de courant en supplément. Ceci permet d'une part de connaître l'état de charge du transformateur et d'autre part d'estimer la chute de tension en un point stratégique du réseau électrique. Pour de plus amples explications les lecteurs peuvent se reporter à l'ouvrage de [Ram06].

Les systèmes FACTS ou D-FACTS dédiés à la gestion du réactif : Ces systèmes ont connu un essor considérable depuis les années 1960. Le concept FACTS ou D-FACTS (en réseau de distribution) regroupe l'ensemble des dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent de gérer les transits de puissance réactive et de maintenir les niveaux de tension dans leur limite contractuelle. Ils peuvent servir à la compensation de manière directe de l'énergie réactive et indirectement de la tension via des structures shunt tels que le Static Var Compensator - SVC ou le Static Synchronous Compensator - STATCOM [EB06]. Les structures de type série (Thyristor Controlled Series Capacitor - TCSC ou Dynamic Voltage Restorer - DVR) peuvent également gérer l'énergie réactive de manière indirecte ou la tension directement. Les systèmes FACTS ou D-FACTS ne sont pas uniquement utilisés à ces seules fins, ils peuvent être mis à contribution pour gérer les flux de puissance active ou minimiser les creux de tension. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories suivant leur architecture série, parallèle et hybride (série-parallèle). Pour davantage d'explications, les travaux de [Sha03] sont à considérer.

11 Conclusion

En conclusion il ressort de cet état de l'art sur les réseaux électriques que depuis le dix-neuvième siècle le système électrique français n'a cessé d'évoluer pour permettre l'interconnexion des réseaux électriques et l'accessibilité à une électricité de qualité. La consommation d'électricité en France a connu une augmentation constante ainsi qu'une fluctuation permanente du fait des activités industrielles, résidentielles et des cycles des saisons. Les exigences environnementales aussi bien nationales qu'internationales ont eu pour corolaire l'émergence et le développement des moyens de production à base d'énergie renouvelable qui est décentralisée et distribuée. Les interactions entre les différents intervenants du marché de l'électricité, à savoir les producteurs, les consommateurs, le Gestionnaire du Réseau de Transport et de Distribution, les fournisseurs, le régulateur, les traders et courtiers, conditionnent l'exploitation de l'énergie électrique, objet d'une concurrence économique. L'architecture des réseaux électriques, pour des raisons économiques et techniques, correspond à une hiérarchie verticalement intégrée avec trois niveaux : premièrement les réseaux de transport qui sont des moyens de production classiques d'une grande puissance ayant pour objectif de transporter l'énergie électrique des centres de production aux premières zones de consommation, deuxièmement les réseaux de répartition alimentant directement les grandes industries et acheminant l'énergie électrique jusqu'aux réseaux de distribution qui constituent le troisième et dernier niveau de cette hiérarchie et qui assurent l'approvisionnement des consommateurs finaux. La classification des perturbations subies par les réseaux électriques, suivant la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et le déséquilibre des courants et tensions, aboutit à l'identification des anomalies telles que les creux et coupures de tension, les variations de tension et de fréquence, les déséquilibres du système triphasé de tension et la présence d'harmoniques et d'interharmoniques. Dans l'objectif d'atténuer les chutes de tension et de réduire les pertes, des moyens de compensation d'énergie réactive ont été prévus comme les inductances, les condensateurs, les compensateurs synchrones, les transformateurs avec prises réglables en

charge, et les systèmes FACTS/ D-FACTS. Cette nouvelle donne technico-économique se voit compliquée par l'émergence du véhicule électrique qui peut être considéré comme une nouvelle charge ou un nouveau générateur non conventionnel. C'est la raison pour laquelle la section suivante aborde la problématique du véhicule électrique en proposant un état de l'art à son égard.

Section 2 - Les véhicules électriques

En 1536, François premier et Kanûnî Sultan Süleyman (Soliman le Magnifique) concluent une alliance pour contrer Charles Quint. Pour cette occasion, François premier revêt l'armure turque reçue en cadeau et dit :

"Me voici désormais fort comme un Turc !"

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	36
2	L'HISTORIQUE DES VÉHICULES FAIBLEMENT POLLUEURS	36
3	LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	37
4	LA CLASSIFICATION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES HYBRIDES	39
4.1	Par architecture	39
4.2	Par hybridation	41
5	LES MODES DE FONCTIONNEMENT DES VÉHICULES HYBRIDES	41
6	LES SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EMBARQUÉE	42
6.1	Les batteries	43
6.2	Les supercondensateurs	45
7	LES PERSPECTIVES TECHNOLOGIQUES DU TRANSPORT TERRESTRE	45
8	LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES HYBRIDES RECHARGEABLES – PHEVs	46
8.1	Le principe de fonctionnement	46
8.2	La taille des packs de batteries	47
8.3	Les chargeurs	48
8.4	Les normes liées à la charge	48
8.5	Les lois de gestion de l'énergie	49
9	CONCLUSION	49

1 Introduction

Dans cette section du chapitre un état de l'art des véhicules électriques est dressé. Le tracé de l'historique du développement de ces véhicules est nécessaire pour apporter un éclaircissement sur la raison de leur existence. La diversité de ces derniers appelle à une présentation des différents types de véhicules électriques parmi lesquels se trouvent les véhicules électriques hybrides faisant l'objet d'une classification binaire à raison de leur architecture ou de leur taux d'hybridation. La compréhension des problématiques liées aux véhicules électriques hybrides ne saurait être entière sans la description de leurs différents modes de fonctionnement ainsi que de leurs différentes sources d'énergie embarquée. Ainsi les perspectives technologiques du transport terrestre, au bénéfice des véhicules à faibles émissions, confirment l'intérêt scientifique du sujet traité et justifient le choix de l'objet de cette étude : les véhicules électriques hybrides rechargeables (Plug-in Hybrid Electric Vehicles - PHEVs). Dans l'attente d'une performisation des batteries répondant aux besoins des utilisateurs, les PHEVs représentent la transition idéale entre une société avec et dépourvue d'énergies fossiles.

2 L'historique des véhicules faiblement pollués

Contrairement à l'opinion publique, ce sont les véhicules électriques qui ont connu le plus fort essor pour succéder aux moyens de transport utilisant la puissance à vapeur. Les découvertes des lois de l'induction électromagnétique par Michael Faraday en 1831 ont permis le développement des moteurs électriques, ipso facto, des véhicules électriques. Trois années plus tard, la première automobile à accumulateurs non rechargeables fût construite. Il a fallu attendre l'année 1859 et l'invention éminente des batteries au plomb par Gaston Planté pour relancer l'engouement pour les véhicules électriques. Bénéficiant de l'impact authentique de la "Jamais Contente" (figure I.9) s'illustrant comme le prototype le plus influant de la période, c'est dans les années 1900 que l'industrialisation des véhicules électriques débute réellement avec la gamme proposée par le fabricant de cycles Albert Pope [Nou08]. Bien que le véhicule à moteur thermique ait été développé en 1885, le bref succès de l'automobile électrique s'estompe à partir de 1911 corrélé avec l'invention du démarreur qui facilite incontestablement l'utilisation des véhicules conventionnels. Cumulées aux multiples obstacles tels que le prix des véhicules électriques, l'accessibilité à des points de recharge, la faible autonomie et la compétitivité des technologies à base de combustibles fossiles conduisent à l'abandon des véhicules électriques et justifient la composition actuelle du parc automobile mondial. Promue par les constructeurs français, la seconde vague de tentative de popularisation des véhicules électriques a échoué dans les années 1990. Le tableau I.2 recense les principales voitures électriques commercialisées à cette période.



Fig. I.9 – La Jamais Contente

Marque	Moteur	Batterie	Autonomie	Performance	Chargeur
Peugeot 106	MCC	Ni-Cd 120V 12.5kWh	80-150km	90km/h	3kW
Citroën Berlingo	MCC	Ni-Cd 162V 12.5kWh	90km	95km/h	3kW
Citroën Saxo	MCC	Ni-Cd 120V 12.5kWh	75km	90km/h	3kW
Renault Clio	MCC	Ni-Cd 114V 11.4kWh	80km	95km/h	3.25kW
Renault Kangoo	MS Triphasé	Ni-Cd 132V 13.2kWh	90-180*km	103km/h	3.3kW
Peugeot Partner	MCC	Ni-Cd 162V 12.5kWh	75km	95km/h	3kW
<i>*180km : Système muni d'un prolongateur d'autonomie</i>					

Tab. I.2 – Principaux véhicules électriques commercialisés dans les années 1990

3 Les véhicules électriques

Plusieurs alternatives aux véhicules conventionnels sont en développement pour réduire la consommation de carburant et les émissions, outre le dioxyde de carbone (CO₂) et l'eau, composées de gaz toxiques tel que le monoxyde de carbone (CO), les oxydes d'azote (NO_x) et les hydrocarbures non brûlés (HC) fortement nuisibles aussi bien pour l'environnement que la santé humaine [Han08]. Bien que fonctionnelles et insolites, l'apparition de techno-

logies plus ou moins viables tels que les biocarburants, "l'huile à patates frites", etc. [Ber08] entraîne des problèmes. À titre d'exemple, la production très controversée de biocarburants tels que l'éthanol produit à partir de maïs est déjà la cause de pénuries de nourriture au sein de certains pays en voie de développement. Plus consistantes, les opportunités qui s'offrent à l'industrie automobile sont : les véhicules électriques purs (Electric Vehicles - EVs) ; les véhicules électriques hybrides (Hybrid Electric Vehicles - HEVs) ; les véhicules électriques hybrides rechargeables (Plug-in Hybrid Electric Vehicles - PHEVs) ; les véhicules électriques dotés d'une Pile à Combustible (PAC) (Fuel Cell Vehicles - FCVs) ; et les véhicules électriques à PAC rechargeables sur les réseaux électriques (Plug-in Fuel Cell Vehicles - PFCVs). Excepté les PHEVs (détaillés ultérieurement), une présentation succincte de chacune de ces technologies directement dérivées des véhicules électriques est proposée.

Les véhicules électriques purs - EVs : De par leur faible autonomie qui oscille actuellement aux alentours de 150km (exemples : 120km pour la Reva Li-ion et 160km pour la Nissan EV-11), les véhicules électriques purs sont actuellement relégués au second rang. La principale raison est la réticence des utilisateurs face à l'idée de perdre en autonomie, l'icône même de la liberté apportée par l'automobile.

Les véhicules électriques hybrides - HEVs : Bien que le premier HEV ait été développé en 1899 par Ferdinand Porsche, c'est seulement dans les années 1990 suite à l'échec des véhicules électriques purs que les fabricants se sont intéressés à cette technologie. Un HEV est une automobile qui dispose de deux sources de natures différentes. Dans l'objectif de ne pas les confondre avec les véhicules conventionnels, l'Agence Internationale de l'Énergie (IAE) a publié la définition suivante : "Un véhicule hybride a un groupe motopropulseur dans lequel l'énergie peut être transmise par au moins deux dispositifs de conversion d'énergie différents (moteur à combustion interne, turbine à gaz, machine électrique, moteur hydraulique, PAC, etc.) tirant l'énergie d'au moins de deux dispositifs de stockage d'énergie différents (réservoir à carburant, batterie, volant d'inertie, supercondensateur, réservoir de pression, etc.)" [IEA00]. Eu égard à la Toyota Prius, première génération commercialisée en 1997 et vendue à plus d'un million d'exemplaires, les HEVs ont su convaincre les utilisateurs. Dimensionné sous le principe du "downsizing", ce concept permet au dispositif de conversion standard qui est généralement un moteur à combustion interne (MCI ou Internal Combustion Engine - ICE) dans les HEVs, de fournir la puissance moyenne requise. Ainsi, le pack de batteries qui est généralement le dispositif de conversion d'énergie dans les HEVs est dimensionné pour absorber les contraintes en puissance. N'étant pas sollicité pour fournir l'intégralité de la puissance requise pour propulser le véhicule, le MCI est d'une puissance inférieure et positionné aussi proche que possible de son point de fonctionnement optimal par le procédé de gestion de l'énergie du véhicule. De ce fait, la consommation de carburant et les émissions de dioxyde de carbone sont atténuées. De par ses capacités, un MCI ne peut fournir son couple maximal à une unique vitesse de rotation équivalente à son rendement maximal (généralement 35% pour un moteur essence et 45% pour un moteur diesel). Corrélé au profil du conducteur, ceci justifie l'augmentation de la consommation en centre ville qui est susceptible d'atteindre

50% par rapport à une vitesse stabilisée [Brs09]. Traités conjointement ou séparément, de nombreuses études portent sur le dimensionnement optimal de la chaîne de traction d'un HEV ou sur les différentes méthodes d'optimisation ; qu'elles soient locale, globale, en ligne ou hors ligne. Ces approches visent à maximiser le rendement global, minimiser la consommation instantanée de carburant ou atténuer l'empreinte environnementale suivant le critère à optimiser [SZZ11] [WWYC11] [KCP11] [CBC10].

Les véhicules électriques à PAC & à PAC rechargeables - FCVs & PFCVs : Les véhicules à PAC alimentés en hydrogène possèdent de bonnes performances. Leur rendement évolue entre 52% et 58% alors que leur autonomie varie de 160 à 305km [KCK08]. Des problématiques liées à l'absence d'infrastructures pour la recharge de la PAC et à la taille du réservoir d'hydrogène nécessitent des efforts considérables en recherche avant une éventuelle commercialisation. Il est à noter que les hydrures métalliques ont une plus forte densité volumique d'énergie mais sont handicapés par leur poids. Bien que les PFCVs disposent d'un chargeur connectable sur le réseau et des batteries plus importantes leur permettant de parcourir un trajet en mode tout électrique, ils sont confrontés aux mêmes obstacles que leurs prédécesseurs.

4 La classification des véhicules électriques hybrides

Les véhicules hybrides sont généralement classés selon deux catégories. La première dépend de l'architecture tandis que la seconde considère le taux d'hybridation du véhicule. Les explications élémentaires relatives à chaque méthode de classification sont décrites à partir des ouvrages de [Tri10] [Rou08] [Mak08] [Del02b]. Bien que différentes solutions soient envisagées (turbine, PAC, etc.), seuls les HEVs dotés d'un MCI comme source d'énergie primaire ont été considérés pour les explications.

4.1 Par architecture

La classification par architecture examine la disposition des composants de la chaîne de traction des véhicules électriques hybrides. Les trois grandes familles d'architectures série, parallèle et mixte (série-parallèle) regroupe la majorité des combinaisons d'agencement des constituants de la chaîne énergétique des HEVs prototypés ou déjà commercialisés.

Hybride série : La particularité forte de cette architecture est le découplage mécanique du moteur thermique aux roues et la possibilité de le placer au point de fonctionnement souhaité sans considérer les conditions externes telles que la vitesse du véhicule ou de la demande de couple. Le MCI est directement lié à une génératrice par une jonction mécanique. La propulsion du véhicule est intégralement assurée par le ou les moteurs électriques eux même alimentés par les batteries et/ou le groupe électrogène. Interdépendant de l'autonomie visée pour le dimensionnement des accumulateurs et du MCI, le moteur de traction est défini pour assurer seul l'ensemble de la puissance requise par le cycle de conduite. Le faible rendement global de la chaîne énergétique principalement dû à la cascade de ren-

dement (l'énergie mécanique produite par le moteur thermique est transformée en énergie électrique par la génératrice pour être à nouveau transformée en énergie mécanique par le moteur électrique) confère un faible potentiel de réduction de l'énergie pour les HEVs composés d'une architecture série (figure I.10).

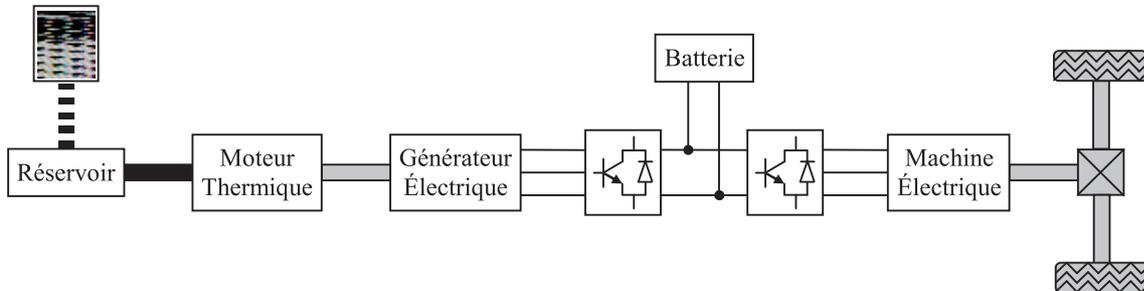


Fig. I.10 – Architecture série d'un HEV [Lho07]

Hybride parallèle : La propulsion d'un HEV doté d'une architecture parallèle est réalisée conjointement par les moteurs thermique et électrique puisque ces derniers sont connectés à la transmission, ipso facto, aux roues. Il en résulte des avantages considérables et des inconvénients mesurés. Ambivalents à qualifier, les accumulateurs sont chargés par le moteur électrique de traction qui fonctionne alors en générateur. Ce fonctionnement devient problématique dans l'hypothèse où le procédé de gestion de l'énergie sollicite simultanément le moteur électrique pour la recharge des batteries et la participation à la propulsion du véhicule. En sus de cette difficulté, la répartition entre les deux sources de la demande de couple instantanée doit être aussi proche que plausible de l'optimalité sous peine de "trop" sous exploiter les capacités théoriques de minimisation de la consommation de carburant ou des émissions de polluants. Le contrôle d'un véhicule électrique hybride à architecture parallèle est délicat. Néanmoins, malgré l'utilisation de packs de batteries de faibles puissances, d'importants gains sont réalisables (figure I.11).

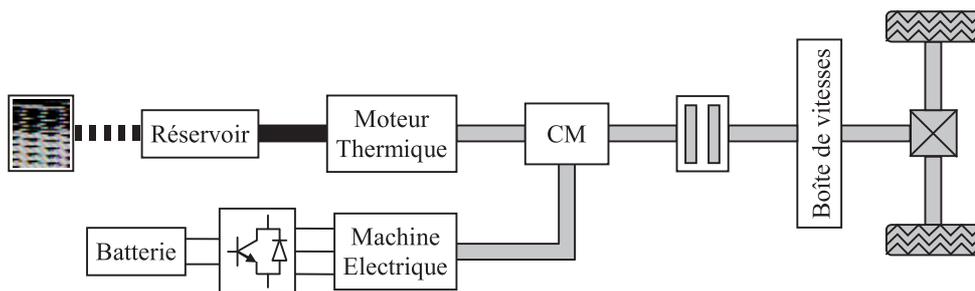


Fig. I.11 – Architecture parallèle d'un HEV [Lho07]

Hybride mixte (série-parallèle) : Également nommé architecture combinée ou à dérivation de puissance, un véhicule électrique hybride à architecture mixte cumule les avantages des configurations série et parallèle. Cette technologie pallie le problème du HEV à architecture parallèle puisqu'un second moteur fonctionne en permanence en mode générateur pour recharger les accumulateurs. Cette configuration est coûteuse puisqu'elle nécessite au

minimum deux machines électriques en plus du moteur à combustion interne. En revanche, bien que la gestion soit nettement plus difficile, la flexibilité et les degrés de libertés disponibles permettent potentiellement d'obtenir de meilleures performances en termes de réduction de l'énergie consommée et des émissions de polluants (figure I.12).

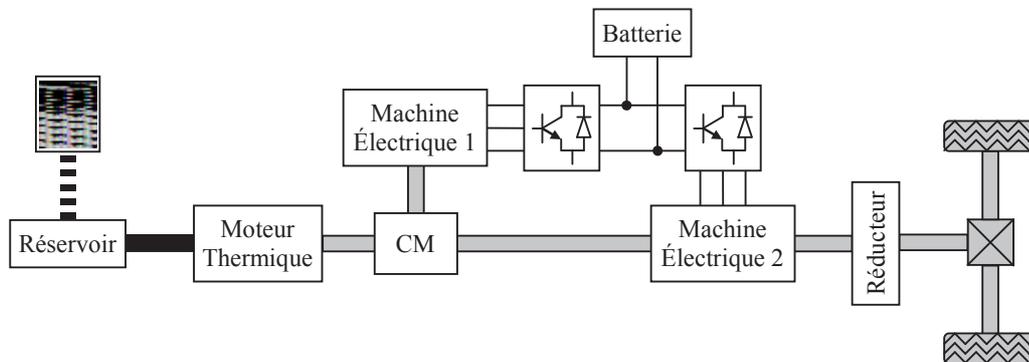


Fig. I.12 – Architecture mixte d'un HEV [Lho07]

4.2 Par hybridation

La classification par hybridation consiste à hiérarchiser les véhicules électriques hybrides en fonction du ratio (exprimé en %) entre la capacité de puissance disponible à partir de la seconde source d'énergie (typiquement des batteries ou supercondensateurs dans le cas décrit) par rapport à la puissance totale disponible embarquée dans le véhicule. Quatre catégories sont à considérer : le "Micro-hybrid", le "Mild-hybrid", le "Full-hybrid" et le "Plug-in hybrid". Il est important de souligner qu'une définition universelle de la classification par hybridation n'existe pas. Certains auteurs considèrent les fonctionnalités du véhicule (par exemple la capacité en mode tout électrique, l'arrêt du MCI à l'arrêt du véhicule, etc.). Le tryptique taux d'hybridation, performances énergétiques et puissance totale embarquée ne conduit pas à une relation triviale, de ce fait la puissance de la machine électrique est considérée dans cet ouvrage pour une classification par hybridation. Ainsi, en respectant l'ordre précédent de citation des quatre catégories, les puissances des machines électriques sont respectivement égales à 3kW, 10kW, 50kW et ≥ 30 kW.

5 Les modes de fonctionnement des véhicules hybrides

Il existe trois principaux modes de fonctionnement possibles des véhicules électriques hybrides. Le premier est le mode électrique pur, le second correspond au mode thermique pur et le dernier s'apparente évidemment au mode hybride. Des explications relatives à chacun de ses modes de fonctionnement sont proposées [Del02b] [Ker09].

Le mode électrique pur : La propulsion du véhicule est intégralement assurée par le moteur électrique. Ce mode de fonctionnement est communément appelé ZEV (Zero Emission Vehicle) à la condition évidente de ne pas tenir compte des émissions de polluants

générées pour le recyclage et la fabrication des éléments de la chaîne énergétique ainsi que la production de l'électricité stockée. Le freinage récupératif en mode électrique pur fait partie intégrante du mode de fonctionnement décrit. Le principe consiste à récupérer l'énergie cinétique du véhicule par le moteur électrique pour la recharge des batteries.

Le mode thermique pur : D'une manière identique aux véhicules conventionnels, la propulsion du véhicule est entièrement réalisée par le moteur thermique. Contrairement au mode électrique pur, l'énergie cinétique pendant la phase de freinage est dissipée sous forme de chaleur dans les freins mécaniques du véhicule.

Le mode hybride : Pendant la phase de traction du véhicule, deux fonctionnements distincts sont à considérer. Le premier où les deux moteurs participent conjointement à la propulsion du véhicule suivant la répartition de la demande de couple instantanée. Dans le second fonctionnement, le moteur thermique fournit l'ensemble de l'énergie nécessaire pour propulser le véhicule et un supplément de puissance récupéré par la machine électrique destiné à recharger les accumulateurs. Pendant la phase de freinage, l'énergie cinétique du véhicule et l'énergie produite par le moteur thermique sont récupérées par le moteur électrique pour charger les batteries.

6 Les sources d'énergie électrique embarquée

En corrélation avec le type de véhicules électriques hybrides décrits dans ce manuscrit où la source d'énergie primaire est un moteur à combustion interne, deux principales technologies de stockage d'énergie électrique sont envisageables pour la source secondaire. Une synthèse des performances des variantes technologiques de batteries et les supercondensateurs sont présentés. Ainsi, la figure I.13 classe les différents moyens de stockage proposés par le parlement européen pour les applications de types réseau et transport [Rif09].

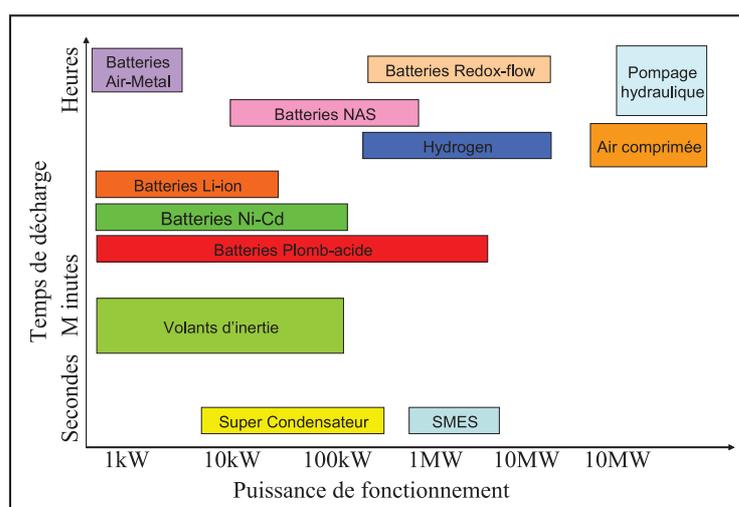


Fig. I.13 – Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge [Rif09]

6.1 Les batteries

Les applications de types transport terrestre requièrent des batteries performantes et fiables. Les spécificités quintessentes sont les suivantes : une puissance massique élevée pour les fortes accélérations, une énergie massique accrue synonyme d'une importante autonomie et une durée de vie élevée pour réduire les coûts et préserver la longévité du véhicule. Le domaine des accumulateurs préoccupe les scientifiques depuis de longues dates puisqu'il représente le verrou technologique pour la popularisation des véhicules rechargeables. Ainsi, n'étant pas le coeur des travaux présentés, seule une synthèse des performances de plusieurs technologies de batteries est illustrée par le tableau I.3 [Nou08]. Les figures I.14 et I.15 illustrent respectivement le coût et la durée de vie en fonction du rendement de différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [Rif09].

Technologies	Énergie (Wh/kg)	Puissance (W/kg)	Rendement	Cycle de vie	Coût (\$/kWh)
Plomb acide	35-50	150-400	80	500-1000	100-150
Nick. Cadmium	30-50	100-150	75	1000-2000	250-350
Nick. Mét. Hyd.	60-80	200-300	70	1000-2000	200-350
Aluminium Air	200-300	100	< 50	ND	ND
Zinc Air	100-220	30-80	60	500	90-120
Sodium Sulfure	150-240	230	85	1000	200-350
Sod. Nick. Chl.	90-120	130-160	80	1000	250-350
Lith. Polymère	150-200	350	ND	1000	150
Lith. Ion	80-130	200-300	> 95	1000	200

Tab. I.3 – Synthèse des performances de plusieurs technologies de batteries [Nou08]

Bien que leur coût soit plus élevé mais largement dicté par les lois économiques de l'offre et la demande, les batteries Lithium Ion sont actuellement les plus adaptées pour les applications de types véhicules électriques. Malgré les débats autour des réserves de lithium dans le monde, limitées pour certains mais largement suffisantes pour d'autres [Mon08] [Fra10], ce type de batterie équipera la quasi-totalité des véhicules électriques. Les problèmes historiques de sécurité (thermal runaway) des batteries à anode standard ($\text{LiCo}_x\text{Ni}_y\text{Al}_z\text{O}_2$) prenant feu ou qui explosent lors de court-circuit étant récemment résolu par le développement d'une anode de Lithium Fer Phosphate (LiFePO_4), c'est ce type d'accumulateur qui a été considéré dans les travaux de recherches présentés. De par leur faible impédance qui avoisine $10\text{m}\Omega$, les batteries Li-Ion Fer Phosphate sont aptes pour des décharges à 35C et des pics de décharges à 100C sans que leur capacité soit réduite

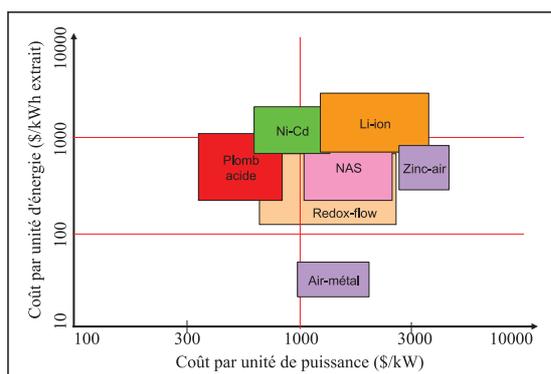


Fig. I.14 – Coûts des différentes technologies d'accumulateurs [Rif09]

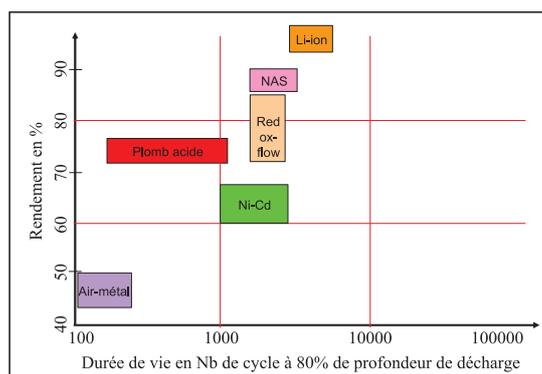


Fig. I.15 – Durée de vie et rendement des différentes technologies de batteries [Rif09]

significativement (95% de la capacité est soutirée à une décharge à 35C). Il est utile de rappeler que la réduction de la capacité des batteries en fonction du taux de décharge est la source des difficultés pour l'estimation de l'état de charge. Le principal désavantage des batteries Li-Ion Fer Phosphate est leur tension égale à 3.3V et leur densité d'énergie plus faible par rapport aux accumulateurs Li-Ion conventionnels et Li-Ion polymère. Le tableau I.4 compare les performances des batteries Li-Ion standard et Li-Ion Fer Phosphate [Tri10].

Caractéristiques	Plomb acide	Li-Ion standard	Li-Ion FePO4	Supercondensateurs
Émassique (Wh/kg)	30-40	90-160	100	< 4
Évolumique (Wh/l)	60-70	400	200	< 5
Pmassique (W/kg)	180	1800	3000	2000-26000
Pvolumique (W/l)	360	3500	5800	3000-30000
Tension (V)	2	3.7	3.3	2.7
Plage de température (°C)	-20 +60	-20 +60	-30 +60	-40 +65
Autodécharge (%/mois)	5-10	< 5	< 5	Importante
Coût (€/kWh)	200-250	2000	500-1000	250000
Régime de décharge	10C	10C	30C	150C
Régime de charge	ND	ND	3C	150C
Cycles à 1C (100% DoD)	250	< 1000	7000	1000000
Cycles à 10C (100% DoD)	ND	ND	> 1000	100000

Tab. I.4 – Synthèse des performances des batteries Lithium et supercondensateurs [Tri10]

6.2 Les supercondensateurs

Les supercondensateurs stockent les charges électriques à partir de la double couche de Helmholtz. Ils sont très performants pour les fortes et brèves demandes de puissance lors des phases de démarrage, d'accélération et de freinage du véhicule. Il est important de mentionner que les supercondensateurs ne sont pas concurrentiels face aux accumulateurs. Le choix d'utiliser l'une des technologies est directement lié à la stratégie d'hybridation et les profils de missions auxquels le véhicule sera soumis. Une autre solution serait d'utiliser conjointement les batteries et les supercondensateurs pour la traction. Les premières comme sources d'énergie et les seconds comme sources de puissance. Les multiples avantages des supercondensateurs sont : la cyclabilité pratiquement considérée comme illimitée, la faible impédance permettant des pics de courants de décharges très importants, la possibilité de recharge rapide et une méthode de recharge triviale qui ne requiert pas de détection de fin de charge. Néanmoins, les désavantages sont eux aussi décuplés : l'instabilité de la tension pendant les phases de décharges qui nécessite un dispositif d'électronique de puissance, une tension faible qui exige une mise en série importante des cellules, un équilibreur de tension lors de l'association de plus de trois cellules en série et une importante auto-décharge. Le tableau I.4 présente les performances des supercondensateurs.

7 Les perspectives technologiques du transport terrestre

Une réflexion particulière a été menée pour le choix des types de véhicules électriques à considérer dans les études présentées dans ce manuscrit. La capacité des batteries est étroitement liée aux variantes technologiques des véhicules électriques, ipso facto aux degrés d'impacts sur les réseaux électriques et à la pertinence des solutions qui en découlent pour les minimiser. Ainsi, les scénarii de ventes mondiales de véhicules électriques et électriques hybrides rechargeables ont été considérés pour les années à venir (figure I.16) [IEA11b]. La figure I.17 illustre une projection du nombre de modèles qui seront commercialisés jusqu'en 2020 [IEA11b]. Eu égard aux perspectives, les PHEVs ont été sélectionnés.

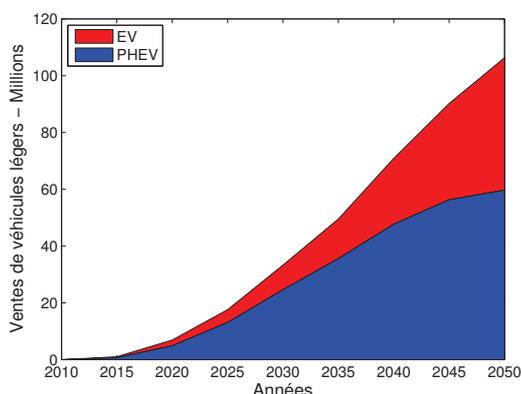


Fig. I.16 – Perspective de ventes de véhicules électriques dans le monde [IEA11b]

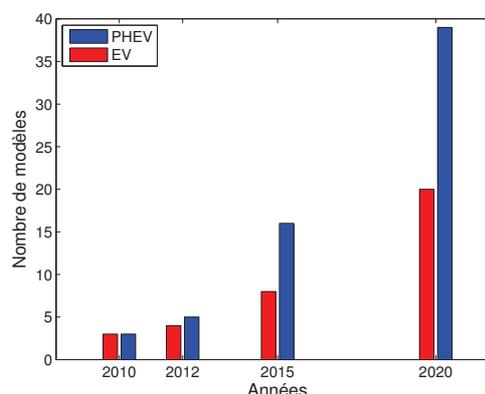


Fig. I.17 – Perspective du nombre de modèles de véhicules électriques [IEA11b]

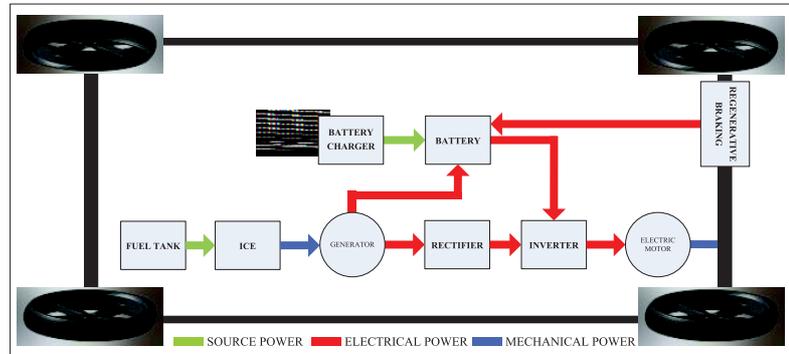
8 Les véhicules électriques hybrides rechargeables – PHEVs

Les PHEVs relient étroitement les domaines du transport terrestre et de la production d'électricité. Ils se distinguent des HEVs par leur capacité à charger leurs batteries sur les réseaux électriques. Ceci leur confère l'aptitude à réaliser un trajet plus conséquent où seule l'énergie électrique est requise pour propulser le véhicule (mode ZEV). Le premier PHEV a été développé par l'Université de Californie en 1990 [SZK09], mais c'est dans les années à venir que la production débutera réellement. Actuellement et suite à de longues hésitations entre les HEVs et les PHEVs, les constructeurs se focalisent sur le développement des véhicules électriques hybrides rechargeables. Ce choix est en partie dû aux améliorations des accumulateurs électrochimiques qui malgré leurs performances accrues ne satisfont qu'aux exigences des PHEVs et pas encore aux EVs. Ainsi, les PHEVs représentent la transition entre les HEVs et les EVs. Une définition établie par l'institut IEEE doit être respectée pour assimiler un véhicule à la catégorie des PHEVs [SZK09]. Le véhicule doit être muni d'un dispositif de recharge sur les réseaux électriques, d'un pack de batteries d'une capacité minimale de 4kWh et doit être habilité à parcourir une distance de 10 miles (16km) en mode tout électrique (All Electric Range - AER). N'étant pas limitées, différentes tailles d'accumulateurs se sont standardisées. Les plus communes sont les PHEVs 20, 40 et 60 qui représentent respectivement une faculté d'effectuer 20, 40 et 60 miles soit 32, 64 et 96km en mode tout électrique [AKB10]. Les accumulateurs étant lourds et coûteux, le dimensionnement d'un PHEV est un exercice délicat qui tient compte des caractéristiques (moyenne de km par jour, fréquence de charge, nature du cycle, etc.) des utilisateurs. Pour les études ante commercialisation, les institutions telles que CalCars, HyMotion, AC Propulsion, etc. ont converti des Toyota Prius HEVs en PHEVs afin d'en évaluer les performances. Les PHEVs cumulent les avantages des EVs et des HEVs puisqu'ils n'émettent pas de pollution en mode AER et qu'ils consomment moins qu'un véhicule conventionnel pendant leur mode de fonctionnement hybride. Par conséquent, ils réduisent les fines particules qui sont la cause des maladies respiratoires. Dans certaines régions où la production d'électricité est majoritairement basée sur des combustibles hautement émetteurs de CO₂, les PHEVs augmentent les émissions de dioxyde de carbone [PDM07]. Là encore un avantage subsiste, la pollution est éloignée des centres villes et est déplacée aux centrales de production où des méthodes de traitement sont en développement.

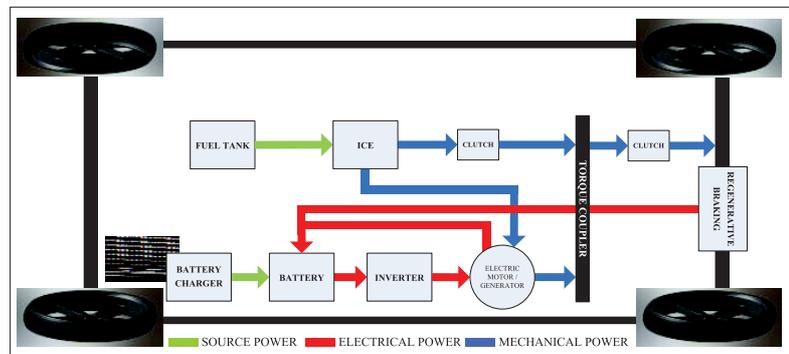
8.1 Le principe de fonctionnement

Les véhicules électriques hybrides rechargeables ont la possibilité d'effectuer une partie du trajet en mode tout électrique (AER). Ce mode de fonctionnement est couramment appelé "Charge Depleting". Initialement à un état de charge (State of Charge - SOC) de 100% (véhicule complètement chargé), le mode AER est arrêté dès que les batteries atteignent leur seuil minimal qui varie entre 30% et 45% suivant la technologie et la gestion et cela malgré le fonctionnement occasionnel du moteur thermique [J1799]. Considéré comme un litige scientifique, certains auteurs définissent l'AER comme la distance parcourue avant la première mise en marche du MCI. Lorsque les accumulateurs ont atteint le seuil minimal, le PHEV bascule en mode "Charge Sustaining" qui est identique au mode de fonction-

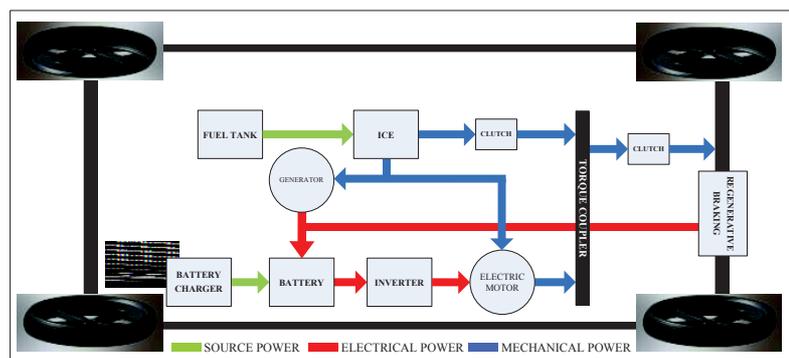
nement d'un HEV. Pendant cette phase, le SOC des batteries varie généralement entre $\pm 10\%$ par rapport au seuil minimal. Les trois architectures les plus communes des PHEVs sont illustrées (figure I.18).



(a) Série



(b) Parallèle



(c) Série-Parallèle

Fig. I.18 – Principales architectures des PHEVs

8.2 La taille des packs de batteries

La technologie de batteries qui sera utilisée dans cet ouvrage a été précédemment mentionnée. Il s'agit d'accumulateurs Lithium Ion Fer Phosphate (Li-Ion LiFePO₄). Suivant la catégorie du véhicule et sa capacité en mode tout électrique, la taille des packs de batte-

ries évolue. Le marché des PHEVs n'est pas assez mature pour utiliser les caractéristiques des véhicules ante commercialisation. Le dimensionnement des batteries en jonction avec la quantité d'électricité requise pour la recharge du véhicule est une entreprise difficile puisque maints paramètres (poids, gestion de l'énergie à bord de l'automobile, nature du cycle, etc.) interviennent. Un des paramètres clés déterminant la taille des accumulateurs est la catégorie du véhicule. Une berline requiert un pack de batteries plus consistant qu'une citadine pour réaliser une distance semblable en mode AER. Basé sur la littérature [Had06] [Duv04] [KSP07], le tableau I.5 recense les différentes tailles des accumulateurs.

kWh	PHEV20	PHEV40	PHEV60
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

Tab. I.5 – Tailles des accumulateurs de PHEVs

8.3 Les chargeurs

Pour recharger les accumulateurs des PHEVs, il existe différentes structures d'électronique de puissance qui sont sommairement classées en deux catégories. Il s'agit d'une part des chargeurs de type embarqué (on-board) et d'autre part des chargeurs de type externe (off-board). Les premiers sont couramment nommés chargeurs "conductifs" alors que les seconds sont intitulés chargeurs "inductifs". À partir des années 1990, l'industrie de l'automobile s'est orientée vers la technologie des chargeurs embarqués [BS09] qui se scinde en deux espèces : les chargeurs "embarqués" ou "intégrés". Les premiers sont dotés d'un dispositif totalement indépendant de la chaîne de traction électrique alors que les seconds réutilisent les éléments de la chaîne de propulsion du véhicule pour recharger les batteries.

8.4 Les normes liées à la charge

Les véhicules électriques hybrides rechargeables sont contraints de respecter les normes relatives à l'automobile et aux appareils connectés aux réseaux électriques. Le tableau I.6 recense les organismes de normalisation nationale, européenne et internationale. Le tableau I.7 énumère les normes liées à la charge des PHEVs en France.

Domaines	Électrotechnique et électricité	Autres secteurs	Télécommunication
International	IEC	ISO	ITU
Europe	CENELEC	CEN	ETSI
États-Unis	NISO/IEEE	ANSI/SAE	NISO/IEEE
France	UTE	AFNOR	AFNOR

Tab. I.6 – Organisme de normalisation

Normes	Description
IEC 61851	Système de charge conductive pour EVs
IEC 61000	Immunité des perturbations électriques
NF EN 60309	Prises de courant pour usage industriel
NF EN 60245	Conducteurs et câbles isolés en caoutchouc
CISPR 14 & 22	Émissions conduites et rayonnées
NFC 15-100	Installations électriques à basse tension
NFC 14-100	Installations de branchement à basse tension

Tab. I.7 – Normes relatives à la charge des PHEVs en France

8.5 Les lois de gestion de l'énergie

Pour comparer les différentes études d'optimisation relatives aux émissions de polluants et à la consommation des HEVs, la Society of Automotive Engineers (SAE) propose des recommandations qui incluent les PHEVs (SAE J1711) [J1799]. Très discutées pour les véhicules électriques hybrides rechargeables, certains chercheurs proposent leurs propres méthodes d'évaluation. Ainsi, les études sur cette thématique sont abondantes et les lecteurs peuvent se référer aux travaux de [WE11] [GE08] [GLP08] [MCFS08].

9 Conclusion

Depuis 1834 la pénétration des véhicules électriques a maintes fois échoué face aux véhicules conventionnels. Toutefois à l'ère des préoccupations environnementales que représente notre siècle, les véhicules électriques sont devenus des alternatives indispensables aux véhicules conventionnels pour la réduction de la consommation de carburant, des émissions de gaz toxiques, et pour la préservation de l'environnement ainsi que de la santé humaine. Ainsi il existe différents types de véhicules électriques : les véhicules électriques purs (Electric Vehicles - EVs) ; les véhicules électriques hybrides (Hybrid Electric Vehicles - HEVs) ; les véhicules électriques hybrides rechargeables (Plug-in Hybrid Electric Vehicles -

PHEVs) ; les véhicules électriques dotés d'une Pile à Combustible (PAC) (Fuel Cell Vehicles - FCVs) ; et les véhicules électriques à PAC rechargeables sur les réseaux électriques (Plug-in Fuel Cell Vehicles - PFCVs). Il ressort de la classification binaire des véhicules électriques hybrides trois grandes familles d'architectures : série, parallèle, mixte, pour ce qui est de la classification par architecture d'une part, et quatre catégories suivant la classification par taux d'hybridation d'autre part : le "Micro-hybrid", le "Mild-hybrid", le "Full-hybrid", et le "Plug-in hybrid". Les véhicules hybrides ont différents modes de fonctionnement dont les trois principaux sont le mode électrique pur, le mode thermique pur et le mode hybride. Deux principales technologies de stockage d'énergie électrique sont envisageables pour la source secondaire des véhicules électriques hybrides, il s'agit des batteries et des supercondensateurs. Le choix des types de véhicules électriques faisant l'objet de cette étude a porté sur les PHEVs du fait des scénarii de ventes de véhicules électriques et électriques hybrides rechargeables qui ne laissent pas de doute quant à la technologie du véhicule du futur. Le principe de fonctionnement, la taille des packs de batteries, les technologies des chargeurs, les normes et les lois de gestion de l'énergie relatives aux PHEVs démontrent une absence d'émission de pollution en mode tout électrique (All Electric Range - AER) et une faible consommation de carburant eu égard aux véhicules conventionnels. En somme les PHEVs cumulent les avantages des EVs et de HEVs et semblent les plus à même de répondre aux exigences économiques, environnementales et sanitaires de notre temps. Toutefois, leurs interactions futures avec les réseaux électriques présentent des enjeux d'envergure faisant l'objet d'une littérature scientifique abondante. Un état de l'art relatif à cette dernière a donc été dressé dans la section suivante, permettant ainsi le positionnement scientifique des travaux proposés dans ce manuscrit.

Chapitre I - Réseaux et Véhicules Électriques : État de l'Art

Section 3 - Positionnement des travaux de thèse

Il y a une chose que je tiens de mon père : c'est d'essayer de penser comme pensent ceux qui m'entoure; en partant de là, tout est possible.

Al Pacino (Don Michael Corleone)

Je vais lui faire une offre qu'il ne pourra pas refuser.

Marlon Brando (Don Vito Corleone)

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	52
2	UNE VOLONTÉ COMMUNE DES PAYS INDUSTRIALISÉS	52
3	LA DIMINUTION DES GES ET DE LA CONSOMMATION DE PÉTROLE	53
4	LA CAPACITÉ D'ACCUEIL DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES NATIONAUX	54
5	LES IMPACTS SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	55
6	LES CONSÉQUENCES SUR LES RÉSEAUX RÉSIDENTIELS	57
7	L'IMPACT SUR LE VIEILLISSEMENT DES TRANSFORMATEURS	58
8	VEHICLE-TO-HOME – V2H	59
9	VEHICLE-TO-GRID – V2G	59
10	CONCLUSION	61

1 Introduction

Un état de l'art relatif à l'interaction entre les réseaux et les véhicules électriques est dressé. Basé sur la littérature existante, il justifie les différentes études présentées dans ce manuscrit. Un bilan exhaustif des différents travaux de recherches réalisés dans le monde est difficile car il y a un foisonnement extrêmement important des travaux de recherches et des démonstrateurs. L'objectif principal est de cibler les problématiques déjà élucidées pour orienter la recherche en accord avec les propos du philosophe et poète Ralph Waldo Emerson qui énonce : "N'allez pas là où le chemin peut mener. Allez là où il n'y a pas de chemin et laissez une trace". En premier lieu, la volonté commune des pays industrialisés pour le déploiement des véhicules rechargeables sera décrite. Puis, les résultats relatifs à la réduction des émissions de polluants seront exposés. La réduction de la consommation pour les utilisateurs du véhicule et de la dépendance aux combustibles fossiles des États liée à la popularisation des véhicules rechargeables, a été évaluée dans plusieurs régions du monde, les bilans seront mentionnés. Comme pour toute nouvelle thématique de recherche utilisant le procédé de l'entonnoir, dans un premier temps la capacité d'accueil des réseaux électriques a été estimée dans divers États en considérant les courbes de charges nationales par une approche dite globaliste. Dans un second temps, les études évaluant les impacts sur les réseaux de distribution se sont intensifiées pour déterminer les phénomènes qui vont apparaître en corrélation avec le déploiement des véhicules rechargeables. Puis, dans une moindre mesure, les études qui recensent les conséquences sur les réseaux électriques de type résidentiel sont apparues. Les résultats de ces travaux d'évaluation et de minimisation des impacts sur ces types de réseaux électriques seront décrits. Pour le gestionnaire qui est fortement soucieux des matériels qui composent les réseaux électriques, les études estimant l'impact sur le vieillissement des transformateurs seront exposées. Par leur caractère bidirectionnel, les véhicules rechargeables s'intègrent incontestablement dans la recherche relative aux réseaux électriques intelligents dits Smart Grids et donnent naissance à de nouveaux concepts tels que le Vehicle-to-Grid - V2G et le Vehicle-to-Home - V2H où les véhicules sont au service des réseaux électriques et des utilisateurs. Ainsi, les études relatives à ces concepts sont décrits.

2 Une volonté commune des pays industrialisés

Le sommet de la Terre, à Rio de Janeiro au Brésil en 1992, a marqué la prise de conscience des autorités internationales face au risque de changement climatique et a conduit à la mise en place du protocole de Kyoto quelques années plus tard en 1997. Ce traité international visant à réduire les émissions de Gaz à Effet de Serre dans le cadre de la convention des Nations Unies sur les changements climatiques, est entré en vigueur en 2005 et a été ratifié par 168 pays en 2010. Il en découle un objectif fort, l'humanité s'engage à réduire par un facteur de deux ses émissions de GES jusqu'en 2050. Ce qui

implique une réduction par un facteur de trois ou quatre pour les pays industrialisés et la stabilisation des émissions pour les pays émergents. Avec un parc automobile mondial en constante évolution de près de 890 millions de véhicules en 2005 [CCF], la maîtrise de la consommation du transport terrestre est fortement salutaire pour atteindre les objectifs fixés par le protocole de Kyoto. Le développement des véhicules rechargeables devient alors un point d'intérêt pour les puissances mondiales. Ainsi l'Allemagne souhaite atteindre 1 million de véhicules rechargeables en 2020. La Chine s'embrace d'ambition et espère que la moitié de son parc automobile sera composé de véhicules électriques en 2020. Plus raisonnable, la Suisse vise un taux de pénétration de 15% des véhicules à faibles émissions en 2020. Avec un budget alloué de 2.4 milliard de Dollars, les États-Unis désirent atteindre 1 million de véhicules rechargeables en 2015 et la population bénéficie d'ores et déjà d'un crédit d'impôt pouvant aller jusqu'à 7500 \$ pour l'achat d'un véhicule propre (moins de 60g de CO₂/km). En France, les véhicules rechargeables ont un potentiel considérable car 83% des 37.2 millions de véhicules composants le parc automobile sont des véhicules particuliers (2009); le secteur du transport terrestre a subi une croissance de plus de 2% entre 1990 et 2000 (proche de 1% actuellement) [CCF] et l'automobile génère à elle seule plus de 54.7% des émissions de GES dues au secteur du transport [Min09a]. Les autorités françaises redoublent d'efforts pour populariser les véhicules rechargeables. Un objectif d'ampleur a été fixé avec le souhait d'atteindre deux millions de véhicules à faibles émissions en 2020 et un parc automobile composé de 27% de véhicules rechargeables en 2025. Pour cela, de multiples actions gouvernementales ont été menées. Un budget d'un milliard d'Euros a été alloué, l'acquisition d'un véhicule propre (moins de 60g de CO₂/km) permet ainsi de bénéficier d'un bonus écologique de 5000 €, l'État prévoit une commande de 100 000 véhicules rechargeables pour les flottes d'entreprises publiques et l'installation de plus 4.4 millions de points de charge (dont 98% à charge lente). Au delà des actions d'ordre financier, des projets expérimentaux se sont mis en place dans l'objectif de convaincre des clients potentiels. Le projet Kleber à Strasbourg issu d'un groupe de travail franco-allemand est un projet commun de flotte de démonstration transfrontalière où 100 Toyota Prius PHEVs sont exploitées sur une durée de trois ans depuis 2009. Le projet Save a débuté en mars 2011 et a été déployé jusqu'en juillet 2012 en région parisienne avec 100 véhicules électriques. En Allemagne, les projets MeRegioMobil, Modelregion Stuttgart et Future Fleet ont exploité respectivement 43, 50 et 100 véhicules rechargeables à Karlsruhe, Stuttgart et Mannheim. Les objectifs de ses projets sont : d'expérimenter le business-model des véhicules électriques et des infrastructures de charges, d'obtenir des informations sur les usages des conducteurs, de mesurer l'appréciation des véhicules et des systèmes de recharges, de tester les services associés (services connectés, services après ventes, etc.) et de confirmer le bilan carbone des véhicules rechargeables.

3 La diminution des GES et de la consommation de pétrole

Une diminution de 27% des Gaz à Effet de Serre est estimée aux États-Unis dans la mesure où la moitié du parc automobile est composé de véhicules rechargeables [Sov09]. Liée à un taux de pénétration élevé de véhicules électriques, une diminution de 450 mil-

lions de tonnes de GES est envisageable aux États-Unis. Ceci coïncide avec la suppression de 82.5 millions de véhicules conventionnels et une réduction de la consommation journalière de 3-4 millions de barils de pétrole [NE07]. En considérant que 50% des ventes de véhicules sont des EVs/PHEVs en 2050 aux États-Unis, cela engendrera une baisse de 2.6GT d'émissions de Gaz à Effet de Serre [IEA09]. D'autres études évaluent les bénéfices de l'insertion des PHEVs en termes de réductions des émissions de CO2 [HT08] [PDM07]. L'économie moyenne réalisée par un américain s'élèvera à 600 \$ avec l'acquisition d'un véhicule rechargeable [Sov09]. La différence de tarif perceptible à l'achat d'un véhicule propre, actuellement en sa défaveur face à un véhicule conventionnel, sera annihilée après 9 années d'utilisation [KSP07]. Les gains économiques obtenus après 6 ans d'utilisation d'un véhicule électrique sont suffisants pour le financement d'une installation photovoltaïque permettant ensuite de recharger gratuitement le véhicule [EPR07]. Un taux de pénétration de 73% de véhicules à faibles émissions aux États-Unis conduit à diminuer les importations de pétrole de 52% [KSP07]. En France à l'horizon 2030, les véhicules décarbonés représenteront 27% du parc automobile ce qui permettra de réduire l'importation de pétrole d'environ 4MT [Nèg11]. Dans l'hypothèse où tout le parc automobile américain serait composé de véhicules électriques hybrides dont la moitié des PHEVs en 2025, cela abaisserait la consommation journalière de pétrole de 8 millions de barils alors qu'elle est estimée à 20 millions de barils par jour en 2025 [PPN06]. L'utilisation d'un PHEV est fortement avantageux puisque le coût du Mile ($\approx 1.6\text{km}$) est de 1 ou 2 cents de dollars alors qu'il est en moyenne de 12 cents pour un véhicule thermique [BMR07]. Le prix de la consommation d'électricité d'un PHEV s'élève à 0.5 €/gallon (≈ 3.79 litres) [BMR07] et la consommation de carburant peut être atténuée de 70% avec un PHEV par rapport à un véhicule conventionnel [IU09].

Nonobstant ces études publiées, il n'en demeure pas moins qu'il faut tempérer ces résultats par une méthode plus globale où le coût en CO2 de l'électricité produite doit être pris en compte. Ce problème a été exploré pour le cas français (Chapitre III - Section 1).

4 La capacité d'accueil des réseaux électriques nationaux

De nombreux travaux de recherches ont évalué les capacités d'accueil de divers réseaux électriques nationaux en considérant les courbes de charges nationales de consommation d'électricité. Bien que sommaires, ces études réalisées par une approche dite globaliste illustrent le potentiel des réseaux électriques pour l'intégration des véhicules rechargeables. En revanche, de nombreux paramètres et notamment les impacts locaux ne sont pas pris en considération. Dans l'hypothèse où la charge est "convenablement" gérée, les réseaux électriques des États-Unis sont susceptibles de couvrir la demande additionnelle d'électricité requise par les véhicules rechargeables correspondant à 73% du parc automobile américain [KSP07]. Une autre étude montre que l'infrastructure existante est capable d'insérer des véhicules rechargeables à équivalence de 84% du parc automobile si chacun des 150 millions de véhicules aux USA parcourt une distance journalière de 33 miles [TIA07]. En forçant la recharge aux heures creuses, 8% de production supplémentaire d'électricité suffit si le parc

automobile américain est composé de 50% de PHEVs [EPR07]. D'autres travaux relatifs aux États-Unis déclarent que l'infrastructure actuelle est capable d'assurer la recharge de 180 millions de EVs/PHEVs [Bul06], qu'aucune infrastructure supplémentaire n'est nécessaire si la charge des véhicules électriques débute à 22h mais qu'il faut 160 grandes unités de production supplémentaires si la charge débute à 17h avec des chargeurs d'une puissance de 6kW [ORN10]. Concernant la France, les réseaux électriques actuels sont aptes à accueillir les véhicules rechargeables à un taux de pénétration correspondant à 25% du parc automobile [Ene09]. Une centrale nucléaire de nouvelle génération (EPR - European Pressurised Reactor) suffirait pour la recharge nocturne de 10 millions de véhicules électriques [Nif09]. La capacité de production électrique française de "base" disponible en 2020 pourra assurer la demande d'électricité supplémentaire pour la recharge de 4 millions de véhicules rechargeables [ADE]. Bien que la charge rapide des PHEVs ne soit pas traitée dans ce manuscrit, certaines études à son égard méritent citation. Une étude relative à la recharge rapide d'un et deux millions de PHEVs, respectivement en 2020 et 2030 sur les réseaux électriques des Pays Bas, montre les effets quasi-inexistants au niveau global puisqu'il y a très peu de probabilités que la charge rapide d'un nombre élevé de véhicules s'effectue en simultané [BZDS10]. Dans la mesure où la charge rapide est gérée, une étude sur les réseaux électriques australiens montre que ces derniers peuvent potentiellement réduire le pic de consommation d'électricité induit par la recharge lente non coordonnée [MHBW11]. D'autres travaux de recherches plus originaux sont présents dans la littérature. À titre d'exemple une étude sur les réseaux électriques californiens qui évalue la réduction de la consommation des PHEVs en fonction de leur puissance de charge qu'elle soit effectuée à domicile, au travail ou à un point de charge quelconque montre que le temps de présence du véhicule pour la recharge est décisif vis à vis des résultats. Ainsi, lorsque le temps de disponibilité du véhicule est élevé, la puissance de charge n'influence quasiment pas la réduction de la consommation de carburant ($< 5\%$). En revanche, un écart de l'ordre de 20% est perceptible lorsque le temps de présence est restreint et que la puissance de charge est élevée et équivaut à 7.2kW [ZTS11].

Influencée par les travaux de recherches mentionnés et motivée par l'absence de littérature portant sur le cas de la France, une étude de la capacité d'accueil des réseaux électriques nationaux français en fonction de différents scénarii de charge sera présentée ultérieurement (Chapitre III - Section 1).

5 Les impacts sur les réseaux de distribution

Les études évaluant les impacts sur les réseaux de distribution du déploiement des véhicules électriques rechargeables se sont intensifiées. En premier lieu, une littérature pléthorique portant essentiellement sur l'estimation des conséquences a vu le jour. Puis, des travaux relatifs à une insertion optimale des véhicules rechargeables sur les réseaux de distribution ont imprégné la littérature. Parmi les études d'appréciation des effets, une analyse confirme qu'une quantité de véhicules électriques n'affectant pas le bon fonctionnement et n'engendrant aucun coût de renforcement a la faculté d'accroître la stabilité et la

fiabilité des réseaux. Considérés comme des générateurs dotés de réserves primaires, les véhicules électriques ont une capacité de réglage de fréquence et d'élimination de défauts qui a été démontrée [PDS09]. Un réseau de distribution réel de la ville de Göteborg en Suède a été considéré en vue de déterminer le taux de pénétration maximale de PHEVs ante dysfonctionnement. Partant de l'hypothèse selon laquelle les véhicules rechargeables sont chargés simultanément durant la pointe de la consommation d'électricité, le réseau ainsi simulé représente un secteur urbain résidentiel et une zone commerciale. Le secteur urbain est alimenté par un réseau de distribution de type radial et par deux transformateurs d'une puissance assignée de 500kVA. La zone commerciale est également alimentée par un réseau de type radial mais par l'intermédiaire de deux transformateurs de 750kVA et 1250kVA. Malgré la pire hypothèse, aucun phénomène lié au plan de tension n'est recensé. Basés sur une méthode itérative, des taux de pénétration maximale de 64% et 56% respectivement pour le secteur résidentiel et la zone commerciale sont déterminés [BST⁺10]. Il est avéré que le type de réseau analysé et ses caractéristiques avant insertion des véhicules rechargeables influencent la nature des résultats. Dans un objectif d'universaliser les effets dus aux véhicules rechargeables, certaines études utilisent les réseaux électriques IEEE mis à la disposition du monde scientifique. Ainsi, les performances (taux de charge du transformateur, pertes et plan de tension) du réseau IEEE 30 noeuds alimenté sous 23kV incluant des zones résidentielles de 19 noeuds alimentées par des transformateurs d'une puissance de 100kVA, ont été examinées pour 2 taux de pénétration de véhicules électriques (20% et 80%) chargés à 3 puissances distinctes (2.4kW, 3.6kW et 11.4kW) suivant 3 scénarii de charge (17h-08h, 17h-02h et 17h-23h). D'une manière générale, les auteurs soulignent l'augmentation considérable des pertes et du taux de charge du transformateur du poste source du réseau de distribution. En revanche, pour un contexte réaliste dicté essentiellement par des puissances de charges raisonnables (typiquement 2.4kW ou 3.6kW), ils considèrent que le plan de tension est faiblement impacté [MDM10]. En sus d'évaluer les impacts, il est impératif d'estimer le coût des investissements à prévoir sur les réseaux de distribution pour l'insertion des véhicules rechargeables. Considérée sous cet angle, l'analyse d'un réseau de distribution réel desservant plus de 61000 clients des secteurs résidentiel et industriel a été effectuée en fonction de 3 taux de pénétration de PHEVs (35%, 51% et 62%). En tenant compte des distances journalières parcourues par les utilisateurs et de la recharge non coordonnée majoritairement réalisée aux heures de pointe, une majoration de 19% des investissements sur le réseau de distribution a été estimée en comparaison au financement prévu initialement sans insertion de PHEVs. Toutefois, 60% à 70% de ces coûts supplémentaires peuvent être réduits après la mise en place de stratégies de recharges [FRC⁺11]. Concernant les études d'insertion des véhicules électriques sur les réseaux de distribution, les algorithmes optimaux de type minimisation (ou maximisation) d'un critère mono ou multi-objectifs ont largement été mis à contribution. À ce titre, les pertes sur un réseau de distribution de 9 noeuds sont réduites de près de 30% pour un taux de pénétration de 100% de PHEVs [SHMV11]. Une alternative a été proposée avec le développement d'un agrégateur centralisé capable de définir pour un groupe de véhicules rechargeables le profil de charge optimal pour chacun d'entre eux en minimisant le coût de la charge [SES11a]. La commande optimale a été sollicitée pour définir le taux de pénétration maximal de PHEVs

dans un cas réel portant sur un réseau de distribution de l'Ontario au Canada en considérant à la fois les contraintes relatives au réseau électrique et au transport terrestre. Des taux de pénétration de 7.93% et 1.55% sont déterminés avec des probabilités d'enfreindre les contraintes du problème d'optimisation respectivement de 55.41% et 3.84%. [HCF⁺11]. Basée sur la programmation dynamique et quadratique, une étude sur un réseau IEEE 34 noeuds illustre l'insertion d'un taux de pénétration de 30% de PHEVs en minimisant conjointement les pertes et les chutes de tension [CNHD10].

Les réseaux de distribution et leurs caractéristiques changent d'un État à un autre, les études portant sur l'impact des véhicules rechargeables sont donc relatives à un réseau de distribution spécifique et les résultats diffèrent ipso facto d'un réseau de distribution à un autre. Par conséquent les conclusions des études précédemment citées ne sont pas représentatives des réseaux de distribution français sur lesquels aucune étude majeure relative aux effets des véhicules rechargeables n'a été menée. Partant, ce manuscrit propose l'étude de l'impact des PHEVs sur un réseau de distribution réel français (Chapitre III - Section 2). Les caractéristiques du réseau analysé ainsi que sa modélisation sont présentées (Chapitre II - Section 1). Les techniques de modélisation des charges et des PHEVs utilisées pour conduire cette étude sont également exposées. (Chapitre II - Section 2 et Section 3).

6 Les conséquences sur les réseaux résidentiels

Dans une moindre mesure car moins dense, la littérature relative aux réseaux de distribution de type résidentiel illustre l'impact de la recharge des véhicules électriques. À ce titre, l'ensemble des performances (qualité de l'énergie, pertes et plan de tension) d'un réseau basse tension 415V composé de 19 noeuds a été examiné pour 3 taux de pénétration (30%, 60% et 100%) chargés aléatoirement et de manière coordonnée suivant 3 scénarii de charge (17h-08h, 17h-00h et 17h-19h). Les impacts sont considérables puisque les chutes de tension atteignent environ 12%, 13.5% et 20% respectivement pour des taux de pénétration de 30%, 60% et 100% pour la charge aléatoire des PHEVs durant les heures de pointe [DMMM10]. Très répandue aux États-Unis où des transformateurs de très faibles puissances alimentent quelques logements, une analyse porte sur l'impact des PHEVs sur un réseau résidentiel composé de 5 maisons alimentées par un transformateur de 25kVA pour un taux de pénétration de 9%. L'analyse s'articule autour de 2 scénarii de charge (début de la charge à 18h ou en heures creuses) et 2 puissances de charge (110V-15A et 240V-30A). Les conséquences néfastes sont de nouveau démontrées et les auteurs s'orientent vers le pilotage des charges domestiques pour minimiser les impacts [SPR09]. Une analyse basée sur la commande optimale coordonne la charge des PHEVs et évalue l'aplatissement de l'accroissement de la courbe de charge globale causé par la charge stochastique des véhicules rechargeables. Pour un réseau composé de 150 maisons où 10%, 30% et 60% des maisons sont dotées d'un PHEV, une atténuation éminente de 42% est démontrée [MVH⁺10].

Dépourvu de stratégies de recharges puisque l'objectif premier est de recenser les phénomènes qui vont apparaître avec le déploiement des PHEVs, une analyse de l'impact

d'un réseau de distribution de type résidentiel avec une architecture proche de celle qui existe en France est soumise (Chapitre III - Section 3). La modélisation du réseau étudié et ses caractéristiques sont présentées (Chapitre II - Section 1). Deux stratégies de recharges ont été développées pour atténuer les impacts sur les réseaux électriques de type résidentiel. Celles-ci sont présentées ultérieurement (Chapitre IV - Section 1 et Section 2).

7 L'impact sur le vieillissement des transformateurs

Le gestionnaire est profondément préoccupé par les matériels qui composent les réseaux électriques. Qu'il s'agisse des lignes des réseaux de distribution ou des transformateurs des postes sources, la demande additionnelle d'électricité due aux véhicules électriques va conduire à leur vieillissement accéléré. Les taux de charges de ces matériels influencent leur température de fonctionnement qui est directement corrélée avec leur durée de vie. La littérature relative aux lignes est actuellement inexistante et offre des perspectives d'études intéressantes. Concernant l'impact sur la perte de vie des transformateurs causée par les véhicules rechargeables, la littérature est peu abondante. Dans cette thématique, une étude analyse la durée de vie d'un transformateur HTB/HTA qui alimente un secteur constitué d'une zone commerciale, résidentielle et industrielle. Très originale, les auteurs déterminent la diminution du taux de charge du transformateur sans véhicules électriques en fonction du taux de pénétration pour préserver une durée de vie constante conventionnelle du transformateur qui est de 20.5 années. L'exercice est réitéré pour différentes puissances de charge des véhicules électriques qui débutent à différentes heures. À titre d'exemple, dans le cas où la charge des véhicules débute simultanément à 18h et dure 4h, pour un taux de pénétration de 100%, le taux de charge du transformateur initial diminue de 120% à 90% [SGAT97]. La durée de vie d'un transformateur est directement liée à la température du point chaud de ses enroulements et évolue exponentiellement. Ipso facto, les pointes de consommation d'électricité conduisent à une perte de vie très prononcée. Par conséquent de simples stratégies de charge sont susceptibles d'éviter de fortes pertes de vie engendrées par la recharge non coordonnée des véhicules électriques. Ceci est démontré à travers l'étude d'un transformateur de faible puissance de 25kVA intégrant de 0 à 10 EVs/PHEVs [RY11]. Au delà des véhicules rechargeables, des travaux démontrent le potentiel des moyens de production décentralisée de prolonger la durée de vie d'un transformateur [AA11].

En adéquation avec les résultats obtenus dans les études précédemment citées et dont la cause est la recharge des PHEVs, l'analyse de l'impact du vieillissement accéléré d'un transformateur HTA/BT alimentant un réseau de distribution de type résidentiel a été menée et sera exposée (Chapitre III - Section 4). La modélisation thermique du transformateur qui permet d'obtenir la température du point chaud de ses enroulements ainsi que sa durée de vie feront l'objet d'une étude (Chapitre II - Section 4). Les stratégies de recharges unidirectionnelles (Chapitre IV - Section 1 et Section 2) ont également pour vocation de préserver la durée de vie du transformateur.

8 Vehicle-to-Home – V2H

Peu exploré, le Vehicle-to-Home est un concept d'envergure où les véhicules rechargeables sont exclusivement au service des utilisateurs. L'objectif est de maximiser les gains économiques en exploitant le véhicule qui est une source d'énergie distribuée. En d'autres termes, ce concept a pour vocation de minimiser la facture énergétique d'un logement qui dispose d'un EV/PHEV muni d'un pack de batteries. Comme en témoigne les rares références bibliographiques, cette thématique offre d'excellentes perspectives pour les prochaines années. Basée sur la programmation dynamique, l'application du V2H utilisant les tarifs de l'électricité appliqués en Californie, atténue le coût journalier de l'électricité destinée à propulser le véhicule de presque 55% (de 0.43 \$ à 0.2 \$). Une variante de l'algorithme d'optimisation démontre qu'un gain quotidien de 1.71 \$ est réalisable [RI11]. L'avantage indéniable du Vehicle-to-Home est sa facilité de mise en oeuvre qui ne nécessite aucun investissement sur les réseaux électriques. Corrélé à cela, le coût du matériel pour sa mise en application est peu handicapant et facilitera indubitablement sa commercialisation [GR10].

Puisque ce concept est peu répandu dans la littérature, une partie des travaux de recherches présentés dans cette thèse a été orientée sur la thématique du Vehicle-to-Home et 3 algorithmes sont proposés à cet effet. Le premier, nommé "Lissage des Pics de Consommation Domestique - LPCD", doté d'un double objectif, démontre le potentiel des PHEVs pour diminuer la valeur de l'abonnement souscrit par l'utilisateur avec son fournisseur et prolonger la durée de vie du transformateur HTA/BT (Chapitre V - Section 1). Le second algorithme, nommé "Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement - MFEL", a pour vocation de maximiser la revente de l'énergie sur les réseaux électriques en assurant que l'état de charge des batteries souhaité par l'utilisateur soit atteint à l'heure de départ du véhicule. L'algorithme "MFEL" a été spécialement développé pour le système de tarification énergétique de l'électricité du secteur résidentiel en France (Chapitre V - Section 2). Une variante de l'algorithme "MFEL" basée sur la commande prédictive applicable à tous les pays où la tarification énergétique de la consommation d'électricité des logements est variable sera proposée dans ce manuscrit (Chapitre V - Section 3).

9 Vehicle-to-Grid – V2G

Le caractère bidirectionnel des véhicules rechargeables les assimile indiscutablement à la thématique de recherche relative aux réseaux électriques intelligents dits Smart Grids et donne naissance à de nouveaux concepts où les véhicules sont au service des réseaux électriques dans le cadre du Vehicle-to-Grid. Depuis peu, la littérature submerge d'études et le potentiel du V2G a été démontré à maintes reprises. Des travaux de recherches prouvent l'augmentation de la stabilité des réseaux électriques à partir du réglage de la fréquence réalisé par les véhicules électriques en prenant en considération les contraintes relatives à leurs batteries et à la recharge de ces dernières pour la prochaine utilisation [OTN⁺10] [OTN⁺11]. Le développement d'un agrégateur est proposé pour le réglage de fréquence d'un réseau électrique à partir des véhicules rechargeables où l'algorithme d'optimisation

basé sur la programmation dynamique attribue un ordre de décharge individuelle à chaque véhicule participant [HHS10]. En sus des véhicules électriques, malgré des capacités de batteries plus faibles, le potentiel des PHEVs pour le Vehicle-to-Grid a été démontré [GKA11] [PHKMT11]. Dès lors que la faisabilité du V2G a été révélée, les études examinant les gains économiques pour les participants se sont généralisées notamment en tenant compte du vieillissement des accumulateurs. À ce titre, une étude évalue le coût d'utilisation des batteries causé par le Vehicle-to-Grid pour la Grande Bretagne et la Chine où la pointe de consommation d'électricité survient respectivement en hiver et en été (essentiellement à cause des systèmes d'air conditionné). Le tryptique charge-décharge, température ambiante et profondeur de décharge (Depth of Discharge - DOD) des batteries est formulé mathématiquement et illustre l'influence élevée de la température ambiante et de la profondeur de décharge des cycles réalisés par les accumulateurs sur leur état de santé. En considérant le tarif actuel de l'électricité, l'analyse démontre qu'aucun véhicule électrique doté de batteries Plomb, Nickel Métal Hydrure et Lithium n'est rentable pour le V2G en Chine. En revanche, les véhicules munis de batteries Lithium octroient un fructueux gain financier aux utilisateurs britanniques [ZQAZ11]. En contradiction totale vis à vis des résultats venant d'être mentionnés, une analyse soutient le fort potentiel de gains économiques réalisables pour les acteurs du V2G. Ainsi, suite à l'obtention d'une combinaison optimale des paramètres les plus influents sur le gain économique (puissance du chargeur, taille des accumulateurs et état de charge), un véhicule électrique et électrique hybride rechargeable est susceptible de générer respectivement près de 1400 \$ et 1250 \$ de bénéfices par an [RGNS12]. Dans un registre similaire, en tenant compte de toute la durée de vie des accumulateurs, des profits variant de 12800 \$ à 29400 \$ ont été estimés pour différentes catégories de PHEVs [HSH12]. De plus, il est démontré que le V2G permet de diminuer par un facteur de 2 le coût d'utilisation d'un véhicule électrique [MHCI12]. Le Vehicle-to-Grid ne se limite pas au réglage de la fréquence, des études divulguent le potentiel des véhicules rechargeables pour pallier aux problèmes d'allocation des capacités de transport qui revient à gérer la congestion sur les réseaux électriques [SES11b] [SES11c]. Des concepts directement dérivés du V2G apparaissent dans la littérature. Une étude propose le Véhicule-to-Véhicule - V2V dans un contexte de gestion d'un groupe de véhicules électriques (typiquement un parking) où l'objectif est de minimiser le coût de l'énergie destinée à la recharge des batteries des EVs/PHEVs en autorisant le transfert inter-véhicules [SMSME12]. Un autre concept dit Vehicle-to-Building - V2B est proposé où les véhicules rechargeables se substituent aux réseaux électriques durant les pointes de consommation d'électricité ou pendant une panne du réseau électrique [PDK12].

Actuellement, la majorité des travaux de recherches relatifs au Vehicle-to-Grid se limitent à démontrer le potentiel de ce concept. Partant et considérant la quasi absence de littérature spécifique au soutien des réseaux électriques eu égard au plan de tension, des travaux prospectant cette thématique sont proposés dans cet ouvrage (Chapitre VI). L'objectif est le suivant : dans les situations critiques d'effondrement du plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel, les PHEVs sont sollicités pour que les niveaux de tension respectent à nouveau leurs limites contractuelles. Par conséquent, les travaux présentés

se scindent en deux parties. La première expose la méthodologie proposée afin d'acquérir l'outil nécessaire pour piloter le plan de tension d'un réseau basse tension tandis que la seconde décrit un algorithme intelligent de "Pilotage du Plan de Tension - PPT".

10 Conclusion

D'envergure internationale, le mouvement de popularisation des véhicules électriques s'inscrit dans le projet ambitieux qu'est la préservation de l'environnement et in fine de l'espèce humaine. Les études montrent que le remplacement progressif des véhicules conventionnels par les véhicules rechargeables conduirait indubitablement à une diminution considérable des Gaz à Effet de Serre mais également de la consommation de pétrole. Il ressort des différentes analyses que la demande additionnelle d'électricité requise par les véhicules rechargeables serait plus ou moins couverte par les infrastructures déjà existantes. Au-delà des différents scénarii exposés par les études citées, dans un contexte réaliste avec des puissances de charges raisonnables, les véhicules électriques impactent faiblement le plan de tension, et auraient même la faculté d'accroître la stabilité et la fiabilité des réseaux de distribution. Leur déploiement entraînerait une majoration des investissements sur le réseau de distribution mais qui serait fortement compensée par des stratégies de recharges adéquates. Les véhicules rechargeables auraient plus d'impacts néfastes sur les réseaux de distribution de type résidentiel et la durée de vie des transformateurs qui serait fortement réduite du fait d'une recharge dépourvue de stratégies. En tant que source d'énergie distribuée, les véhicules électriques peuvent être exclusivement au service des utilisateurs et leur permettre de minimiser leur facture énergétique. Dans le cadre du Vehicule-to-Grid, les véhicules électriques sont au service des réseaux électriques dont-ils gèrent les congestions et assurent la stabilité via le réglage de la fréquence qu'ils réalisent. De plus le V2G peut permettre la diminution du coût d'utilisation d'un véhicule rechargeable en rapportant des gains économiques aux participants.

CHAPITRE II

RÉSEAUX ET VÉHICULES ÉLECTRIQUES : MODÉLISATION

Le vice inhérent au capitalisme consiste en une répartition inégale des richesses. La vertu inhérente au socialisme consiste en une égale répartition de la misère.

Winston Churchill

Résumé

Les études corrélatives au tryptique réseaux électriques, véhicules électriques hybrides rechargeables et secteurs résidentiels requièrent une modélisation intègre de réseaux pertinents (Section 1), une représentation fidèle des charges et de leurs comportements (Section 2), une modélisation conforme des connexions des PHEVs (Section 3), ainsi qu'une représentation thermique des transformateurs afin d'apprécier les impacts sur leur durée de vie (Section 4).

Chapitre II - Réseaux et Véhicules Électriques : Modélisation

Section 1 - Les réseaux électriques

Ülkücüler, insanlık âlemi içinde ne uşak olmayı, ne de başkalarını uşak olarak kullanmayı kabul etmeyen şerefti bir bayrağın taşıyıcısıdır.

Alparslan Türkeş

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	66
2	LE CHOIX DU LOGICIEL DE SIMULATION – MATLAB SIMULINK	66
3	LA MODÉLISATION D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION RÉEL	67
3.1	L'architecture et les caractéristiques du réseau	67
3.2	Les lignes HTA	68
3.3	Les transformateurs HTB/HTA et HTA/BT	69
3.4	Les batteries de condensateurs et leur algorithme de fonctionnement	71
4	LA MODÉLISATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE TYPE RÉSIDENTIEL	72
4.1	L'architecture et les caractéristiques du réseau	72
4.2	Les lignes BT	73
4.3	Le transformateur HTA/BT	73
5	CONCLUSION	74

1 Introduction

Cette section du chapitre présente les deux réseaux électriques utilisés pour mener les études relatives à l'interaction entre les réseaux et les véhicules électriques. De prime abord, le choix de l'outil de simulation est discuté eu égard aux différents logiciels adaptés pour la simulation des réseaux électriques. L'architecture et les caractéristiques du réseau de distribution retenu font l'objet d'une présentation. Les modélisations de ses constituants, les lignes HTA, les transformateurs HTB/HTA, les batteries de compensation et leur algorithme de fonctionnement sont également exposés. Le réseau électrique de type résidentiel utilisé est soumis à une démarche similaire. Ainsi, son architecture, ses caractéristiques, les modélisations des lignes BT et des transformateurs HTA/BT sont présentées.

2 Le choix du logiciel de simulation – Matlab Simulink

De multiples logiciels d'analyse et de simulation des réseaux électriques existent. Suivant la nature de l'étude menée et le domaine d'analyse, certains outils sont privilégiés. Le tableau II.8 propose une synthèse des méthodes, modèles et outils pour la conception extrapolable à l'appréciation des réseaux électriques [Bar05].

		Domaine statique		Domaine dynamique	
		<i>Fondamental</i>	<i>Harmonique</i>	<i>Petits Signaux</i>	<i>Grands signaux</i>
Conception fonctionnelle		Load Flow	Approche fréquentielle	Approche modale	
Modèles		Statique	Fréquentiel direct	Modèle moyen	
Objectifs		Architecture	Filtrage : dimensionnement taux d'insertion	Régulation et loi de commande Pré dimensionnement Protection et procédure de réarmement	
Outils	Approches	Matlab - Eurostag	Matlab - EMTP	Matlab	Matlab - Eurostag
	Simulation	Saber	Saber	Saber	Saber

Tab. II.8 – Synthèse des méthodes, modèles et outils pour la conception [Bar05]

L'utilisation des logiciels Eurostag et EMTP est très répandue pour les études sur les réseaux électriques. Le premier, Eurostag, est très adapté pour l'étude dynamique des réseaux de transport tandis que le second, EMTP, est performant pour l'étude des phénomènes électriques transitoires. En corrélation avec les études proposées dans ce manuscrit où l'analyse statique des réseaux électriques a été considérée, le logiciel Matlab qui émerge de plus en plus a été utilisé afin de coupler ultérieurement les stratégies de recharges des

véhicules électriques. Peu répandue, la déclinaison Simulink de Matlab a été utilisée en exploitant sa librairie SimPowerSystems dédiée à la modélisation des réseaux électriques.

3 La modélisation d'un réseau de distribution réel

Le réseau de distribution réel retenu est mis à disposition par le GIE - IDEA (Groupeement d'Intérêt Économique - Imaginer la Distribution Électrique de l'Avenir) [GI01].

3.1 L'architecture et les caractéristiques du réseau

Le réseau électrique considéré est alimenté par un réseau de répartition de 63kV (noeud infini) de puissance de court-circuit équivalente (S_{cc}) à 712MVA. Ce réseau alimente le poste source par l'intermédiaire de deux disjoncteurs télécommandés (DjH1 et DjH2), normalement fermés et dont la manoeuvre est dite autorisée. Le poste source possède deux transformateurs (dénotés Tr1 et Tr2) d'une puissance assignée de 36MVA qui alimentent deux jeux de barre HTA distincts (dénoté JdB1 et JdB2) distribuant à leur tour l'énergie électrique respectivement sur 3 départs urbains HTA et 2 départs ruraux HTA. Les deux transformateurs alimentent les deux jeux de barre à travers deux disjoncteurs télécommandés (DjM1 et DjM2), normalement fermés et dont la manoeuvre est dite autorisée. Dans des conditions normales d'exploitation, les deux jeux de barre sont exploités séparément, tout comme les deux transformateurs (pas de bouclage). Cependant, les deux jeux de barre HTA peuvent parfois être interconnectés dans le cas de certains modes d'exploitation spécifiques (maintenance, schéma de secours ou défaut sur l'un des transformateurs). Cette fonction est assurée par l'intermédiaire de deux disjoncteurs manuels (Co1 et Co2), l'un étant normalement ouvert et l'autre étant normalement fermé, et dont la manoeuvre est autorisée. Les jeux de barre (JdB1 et JdB2) possèdent deux batteries de compensation (Comp1 et Comp2), respectivement de 3MVA et 3.3MVA, reliées aux jeux de barre par l'intermédiaire des disjoncteurs (DjC1 et DjC2) normalement fermés et dont la manoeuvre est dite autorisée. La figure II.19 illustre le schéma du poste source. Le départ "Urbain 1" a été modélisé en détail. Ce dernier alimente 6636 clients en BT et est composé de 54 transformateurs HTA/BT (figure II.20).

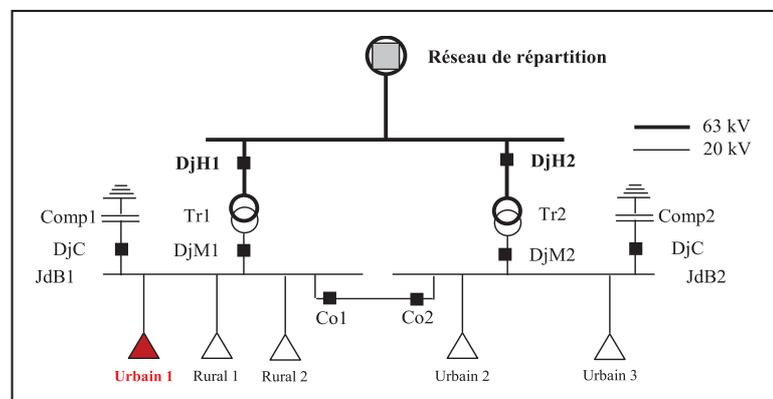


Fig. II.19 – Schéma du poste source [GI01]

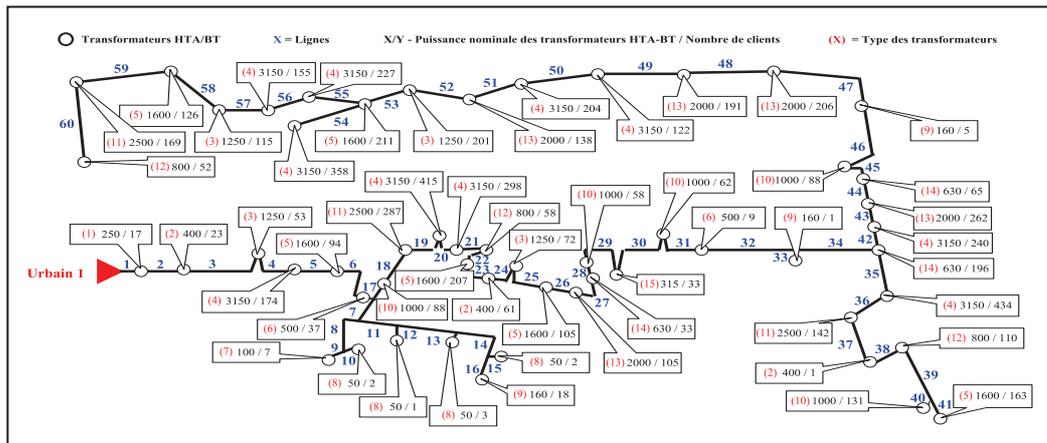


Fig. II.20 – Départ "Urbain 1" [GI01]

3.2 Les lignes HTA

Les lignes triphasées du départ "Urbain 1" sont modélisées par un schéma électrique équivalent en Π via le block "Pi Section Line" de la librairie SimPowerSystems (figure II.21). En sus d'être le plus répandu pour la modélisation des éléments passifs, le modèle en Π fournit des caractéristiques symétriques puisque quelque soit le sens de transit de la puissance, l'impédance appréciée du noeud i est identique à celle appréciée au noeud j . La méthode proposée par Carson et Pollaczek est communément utilisée pour estimer les paramètres d'une ligne [EE99] [EE03]. Le tableau II.9 expose les caractéristiques des lignes HTA du départ "Urbain 1" qui sont majoritairement enterrées.

Lignes	Type	Longueur (m)	Lignes	Type	Longueur (m)	Lignes	Type	Longueur (m)	Lignes	Type	Longueur (m)									
1	1	184	16	3	477	31	2	461	46	5+3	85+320									
2	1	611	17	2	387	32	2+2	289+125	47	5	421									
3	1+1	71+374	18	5	478	33	5	9	48	5	448									
4	1	293	19	5	263	34	3	557	49	5	232									
5	2	465	20	5	260	35	5+2	231+384	50	2	319									
6	2	597	21	5	317	36	2	450	51	2	161									
7	2	287	22	5	221	37	2	383	52	2	200									
8	4+3	170+320	23	6	308	38	2	602	53	2	289									
9	3	108	24	2	292	39	2	380	54	2	140									
10	3	64	25	2	390	40	2	88	55	2	326									
11	4	175	26	2	327	41	2	117	56	2	280									
12	3	50	27	2	412	42	2	317	57	2	190									
13	4	607	28	2	316	43	2	204	58	2	189									
14	4+3	486+429	29	2	497	44	2+6+5	38+226+62	59	2	160									
15	3	62	30	2	558	45	5+6+5	87+141+63	60	2	203									
			Type 1			Type 2			Type 3			Type 4			Type 5			Type 6		
Nature			Souterrain			Souterrain			Aérien			Aérien			Souterrain			Souterrain		
Métal			Aluminium			Aluminium			Almélec			Almélec			Aluminium			Aluminium		
Section (mm²)			240			150			54			148			95			75		
I max (A)			400			309			197			369			239			173		
Résistance (Ω/km)			0.125			0.2			0.613			0.2236			0.3158			0.4		
Réactance (Ω/km)			0.1			0.1			0.35			0.35			0.1			0.1		
Capacité homopolaire (nF/km)			250			205			5			5			177.5			336.4		

Tab. II.9 – Caractéristiques des lignes du départ "Urbain 1" [GI01]

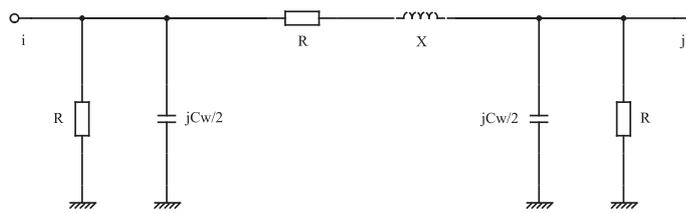


Fig. II.21 – Modélisation d'une ligne par un schéma électrique en Pi

3.3 Les transformateurs HTB/HTA et HTA/BT

Les deux transformateurs du poste source du réseau de distribution modélisé sont identiques. Ils sont dotés de régleur en charge de 17 prises. Sur les réseaux électriques français, des transformateurs équipés de 19, 21 ou 25 prises pour le régleur en charge sont communs. Le tableau II.10 illustre les caractéristiques des deux transformateurs.

Puissance apparente	36MVA
Tension primaire	63kV
Tension secondaire	20kV
Tension de court-circuit	16%
Surintensité en régime normal	1.1pu
Surintensité en secours	1.25pu
Niveau de réglage	20kV
Plage de réglage	62.5kV +/- 12%
Couplage	Yy0
Mise à la terre primaire	Isolé
Mise à la terre secondaire	RPN 40Ω

Tab. II.10 – Caractéristiques des transformateurs du poste source [GI01]

Les deux stratégies de réglage de la tension qui existent pour les transformateurs équipés de régleur en charge sont la régulation automatique avec et sans compoundage. La méthode dite sans compoundage consiste à comparer la tension du noeud à régler, qui est généralement la tension en sortie du poste source, par rapport à une tension de consigne. Dès lors que l'écart constaté est supérieur à une valeur ΔV prédéfinie, le passage à une prise différente est imposé et temporisé d'un temps T1. Si l'écart constaté précédemment persiste suite à la modification de la position du régleur en charge, le passage à une nouvelle prise est exigé et temporisé d'un temps Tint qui est inférieur à T1. La méthode dite avec compoundage permet de maintenir la tension souhaitée à un noeud (k) stratégique du réseau. L'évaluation de la tension au noeud (k) s'effectue à partir des transits de courants dans le transformateur. Pour davantage d'explications, la thèse de [Cai04] est à considérer. Pour les travaux présentés dans ce manuscrit, les transformateurs munis de régleur en charge sont modélisés via le block "Three-Phase OLTC Regulating Transformer" de la librairie SimPowerSystems. Le régleur en charge (On Load Tap Changer - OLTC) a l'apti-

tude de faire varier la tension primaire du transformateur à partir de ses 17 prises (± 8) où chacune modifie la tension primaire de ΔV (équation 1.1). Le principe de fonctionnement est le suivant : dès lors que l'écart entre la tension mesurée (V_m) et la tension de référence ($V_{réf}$) excède une valeur prédéfinie ($V_{préd}$) durant un temps supérieur à T , le dispositif réagit et le changement de prise du régulateur en charge est effectué. La particularité forte réside dans le choix de la tension mesurée (V_m) au noeud souhaité du réseau électrique et la possibilité de fixer l'ensemble des paramètres ($V_{réf}$, $V_{préd}$, ΔV et T) selon les besoins inhérents à l'étude considérée. En corrélation avec les caractéristiques des transformateurs, ΔV est égale à 0.015 (en pu) ce qui permet de faire varier la tension primaire de $\pm 12\%$.

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{1}{(1 + Tap\ Position \times \Delta V)} \times \frac{U_{nom\ 2}}{U_{nom\ 1}} \quad (1.1)$$

Les 54 transformateurs HTA/BT qui composent le départ "Urbain 1" ont des caractéristiques qui diffèrent suivant le type de réseaux électriques résidentiels et le nombre de clients BT qu'ils alimentent. Leurs puissances évoluent de 50kVA à 3150kVA. Bien qu'ils soient munis de régulateur en charge manuel, cette particularité n'est pas représentée dans leur modélisation qui s'effectue à partir du block "Three-Phase Transformer" de la librairie SimPowerSystems. Le tableau II.11 illustre les caractéristiques de chaque transformateur HTA/BT en causalité avec leur type illustré sur la figure II.20.

Type	1	2	3	4	5	6	7	8
Puissance apparente (kVA)	250	400	1250	3150	1600	500	100	50
Tension primaire (V)	20 000							
Tension secondaire (V)	400							
Pertes à vide (W)	650	930	1800	4380	2300	1100	210	145
Pertes en charge (W)	3250	4600	16 000	33 000	20 000	5500	2150	1350
Tension de court-circuit (%)	4	4	6	7	6	4	4	4
Courant à vide (%)	2.1	1.9	2.2	1.7	2.0	1.9	2.5	2.9
ΔU à $\cos \varphi = 1$ (%)	1.37	1.22	1.45	1.29	1.42	1.17	2.2	2.74
ΔU à $\cos \varphi = 0.8$ (%)	3.33	3.25	4.62	5.11	4.60	3.22	3.75	3.93
η à $\cos \varphi = 1$	98.46	98.64	98.60	98.83	98.63	98.70	97.69	97.09
η à $\cos \varphi = 0.8$	98.09	98.30	98.25	98.54	98.29	98.39	97.13	96.39
Résistance primaire (m Ω)	0							
Réactance primaire (m Ω)	0							
Résistance secondaire (m Ω)	8.77	4.88	1.86	0.66	1.42	3.74	35.20	87.68
Réactance secondaire (m Ω)	24.43	15.53	7.67	3.62	6.00	12.48	54.13	94.40
Inductance secondaire (mH)	0.0778	0.0494	0.0244	0.0115	0.0191	0.0397	0.1723	0.3005
Rfer primaire (k Ω)	205.13	143.37	74.07	30.44	57.97	121.21	634.92	919.54
Inductance cyclique prim. (H)	242.52	167.53	46.30	23.78	39.79	134.02	509.29	878.09
Courant nominal primaire (A)	7.22	11.55	36.08	90.93	46.19	14.43	2.89	1.44
Courant nominal secondaire (A)	360.84	577.35	1804.22	4546.63	2309.40	721.69	144.34	72.17
Type de poste	UP	UC UP	CB UP UC	CB UC	UP CB UC	CB	CH	CH
<i>CH = Cabine haute</i>				<i>CB = Cabine basse</i>				
<i>UP = Urbain portable</i>				<i>UC = Urbain compact</i>				

Tab. II.11 – Caractéristiques des transformateurs HTA/BT du départ "Urbain 1" [GI01]

Type	9	10	11	12	13	14	15
Puissance apparente (kVA)	160	1000	2500	800	2000	630	315
Tension primaire (V)	20 000						
Tension secondaire (V)	400						
Pertes à vide (W)	460	1470	3350	1220	2750	1300	800
Pertes en charge (W)	2350	13000	32000	10700	25500	6500	3900
Tension de court-circuit (%)	4	6	6	6	6	4	4
Courant à vide (%)	2.3	2.4	1.8	2.5	1.9	1.8	2.0
ΔU à $\cos \varphi = 1$ (%)	1.54	1.47	1.45	1.51	1.45	1.11	1.31
ΔU à $\cos \varphi = 0.8$ (%)	3.43	4.63	4.62	4.65	4.61	3.17	3.30
η à $\cos \varphi = 1$	98.27	98.57	98.61	98.53	98.61	98.78	98.53
η à $\cos \varphi = 0.8$	97.85	98.22	98.26	98.17	98.27	98.48	98.17
Résistance primaire (m Ω)	0						
Réactance primaire (m Ω)	0						
Résistance secondaire (m Ω)	15.40	2.35	0.928	3.02	1.16	2.82	6.65
Réactance secondaire (m Ω)	37.58	9.57	3.84	11.93	4.79	9.92	19.55
Inductance secondaire (mH)	0.1196	0.0305	0.0122	0.0380	0.0152	0.0316	0.0622
Rfer primaire (k Ω)	289.86	90.70	39.80	109.29	48.48	102.56	166.67
Inductance cyclique prim. (H)	345.99	53.05	28.29	63.66	33.51	112.28	202.10
Courant nominal primaire (A)	4.62	28.87	72.17	23.09	57.74	18.19	9.09
Courant nominal secondaire (A)	230.94	1443.38	3608.44	1154.70	2886.75	909.33	454.66
Type de poste	CH UC	CB UC	CB	CB CH UP	UP CB UC	UC CB	UC
<i>CH = Cabine haute</i>				<i>CB = Cabine basse</i>			
<i>UP = Urbain portable</i>				<i>UC = Urbain compact</i>			

Tab. II.11 – Caractéristiques des transformateurs HTA/BT du départ "Urbain 1" [GI01]

3.4 Les batteries de condensateurs et leur algorithme de fonctionnement

Le rôle des batteries de compensation dans les postes sources est d'assurer localement l'équilibre production/consommation d'énergie réactive de façon à limiter les transits de courants réactifs dans le réseau de transport. Les bancs de condensateurs (Comp1 et Comp2) ont 3 gradins de puissance égale commutables par un interrupteur selon le principe de fonctionnement suivant : à chaque pas de temps, l'algorithme soustrait de la puissance réactive instantanée du réseau électrique la puissance des batteries de compensation de chaque gradin. Suite à l'identification du gradin qui minimise le transit de puissance réactive, l'algorithme sélectionne ce dernier. Le pas de temps considéré pour la gestion des batteries de compensation est de 10 minutes. La figure II.22 illustre le principe de fonctionnement de l'algorithme.

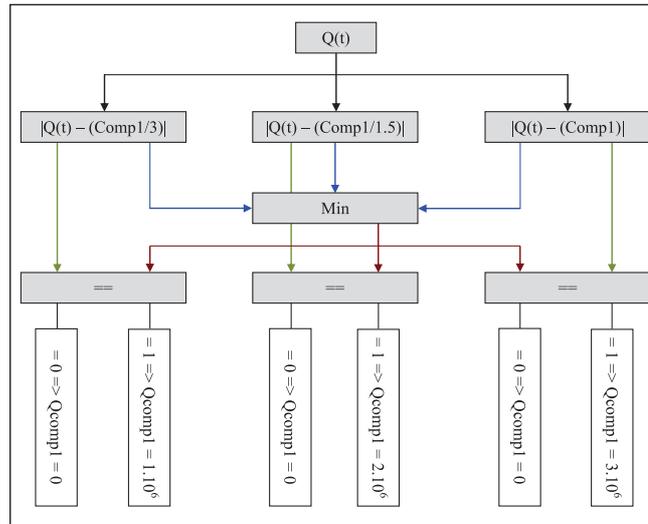


Fig. II.22 – Synoptique de l’algorithme de gestion des batteries de compensation

4 La modélisation d’un réseau électrique de type résidentiel

Le réseau électrique de type résidentiel utilisé dans les études est une variante très similaire à un des réseaux composant la bibliothèque proposée par GIE - IDEA.

4.1 L’architecture et les caractéristiques du réseau

Le réseau résidentiel modélisé est de type urbain souterrain composé de 96 maisons avec une architecture très proche de celle qui existe en France (figure II.23). Toutes les lignes qui composent le réseau électrique sont enterrées. La fourniture d’électricité est assurée par un transformateur HTA/BT d’une puissance assignée de 400kVA.

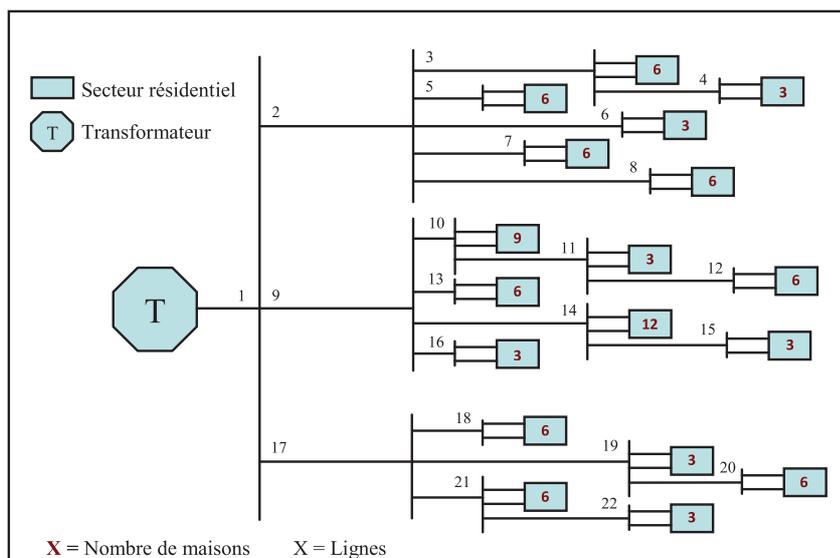


Fig. II.23 – Le réseau électrique de type résidentiel

4.2 Les lignes BT

D'une manière identique au réseau de distribution, les lignes constituant le réseau électrique de type résidentiel sont modélisées par un schéma électrique équivalent en II. Le tableau II.12 illustre les caractéristiques de ces lignes [GI01].

Lignes	Section (mm ²)	Longueur (m)	Capacité (μF/km)	Impédance (Ω/km)*
1	3x240* + 95	78	0.27	0.125 + jx0.75
2	3x240* + 95	33	0.27	0.125 + jx0.75
3	3x150* + 70	408	0.225	0.206 + jx0.76
4	3x70* + 50	523	0.186	0.443 + jx0.78
5	3x95* + 50	382	0.19	0.32 + jx0.77
6	3x70* + 50	309	0.186	0.443 + jx0.78
7	3x150* + 70	158	0.225	0.206 + jx0.76
8	3x95* + 50	274	0.19	0.32 + jx0.77
9	3x240* + 95	52	0.27	0.125 + jx0.75
10	3x150* + 70	751	0.225	0.206 + jx0.76
11	3x95* + 50	244	0.19	0.32 + jx0.77
12	3x70* + 50	414	0.186	0.443 + jx0.78
13	3x95* + 50	342	0.19	0.32 + jx0.77
14	3x95* + 50	124	0.19	0.32 + jx0.77
15	3x95* + 50	238	0.19	0.32 + jx0.77
16	3x70* + 50	625	0.186	0.443 + jx0.78
17	3x240* + 95	68	0.27	0.125 + jx0.75
18	3x150* + 70	552	0.225	0.206 + jx0.76
19	3x150* + 70	228	0.225	0.206 + jx0.76
20	3x95* + 50	354	0.19	0.32 + jx0.77
21	3x95* + 50	595	0.19	0.32 + jx0.77
22	3x70* + 50	312	0.186	0.443 + jx0.78

Tab. II.12 – Caractéristiques des lignes du réseau électrique de type résidentiel [GI01]

4.3 Le transformateur HTA/BT

À l'instar des transformateurs HTA/BT constituant le départ "Urbain 1" du réseau de distribution, le block "Three-Phase Transformer" de la librairie SimPowerSystems a également été utilisé pour modéliser le transformateur HTA/BT alimentant le réseau électrique de type résidentiel. Le tableau II.13 expose ses caractéristiques [GI01].

Puissance apparente	400kVA
Tension primaire	20kV
Tension secondaire	400V
Pertes à vide	930W
Pertes en charge	4600W
Tension de court-circuit	4%
Courant à vide	1.9%
Chute de tension à $\cos \varphi = 1$	1.22%
Chute de tension à $\cos \varphi = 0.8$	3.25%
Rendement à $\cos \varphi = 1$	98.64%
Rendement à $\cos \varphi = 0.8$	98.3%
Résistance ramenée au secondaire	4.88m Ω
Réactance ramenée au secondaire	15.53m Ω
Résistance équiv. aux pertes fer	143.37k Ω
Inductance cyclique primaire	167.53H
Courant primaire nominal	11.55A
Courant secondaire nominal	577.35A

Tab. II.13 – Caractéristiques du transformateur HTA/BT du réseau résidentiel [GI01]

5 Conclusion

Parmi les multiples logiciels d'analyse et de simulation des réseaux électriques, le choix de l'outil de simulation s'est porté sur le logiciel Matlab Simulink. Un réseau de distribution réel ainsi qu'un réseau électrique de type résidentiel ont été retenus pour les études présentées ultérieurement. Ainsi, les architectures et caractéristiques ont été présentées et les modélisations des constituants de ces deux réseaux électriques ont été exposées. En sus des éléments présentés dans cette section, la faisabilité des études relatives à l'interaction entre les réseaux et les véhicules électriques nécessite la modélisation des charges faisant l'objet de la section suivante.

Chapitre II - Réseaux et Véhicules Électriques : Modélisation

Section 2 - Les charges et leurs générations aléatoires

Turks can be killed, but can't be defeated.

Napoléon Bonaparte

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	76
2	LA MODÉLISATION THÉORIQUE DES CHARGES	76
	2.1 Les modèles statiques	76
	2.2 Les modèles dynamiques	77
3	LES BASES DE DONNÉES DES APPAREILS DOMESTIQUES	78
4	AFFECTATION DES APPAREILS ÉLECTRIQUES DOMESTIQUES	82
5	LES GÉNÉRATEURS DE COURBES DE CHARGES	84
	5.1 Des logements	84
	5.2 Des transformateurs HTA/BT	86
6	CONCLUSION	88

1 Introduction

La majorité des études corrélatives au domaine de l'habitat se contentent d'utiliser des courbes de charges (CDCs) typiques qui ne sont pas forcément représentatives de la réalité. Concernant les analyses sur les réseaux de distribution ou sur les réseaux de type résidentiel, les résultats ne sont pas ou peu impactés puisque le foisonnement crédibilise cette démarche d'utilisation de CDCs typiques. En revanche, les résultats des travaux de recherches menés à l'échelle de l'habitat sont fortement influencés par les caractéristiques des éléments utilisés, ipso facto, par les courbes de charges typiques. Pour pallier cette difficulté, des bases de données de courbes de charges de logements et de transformateurs HTA/BT sont mises à la disposition du monde scientifique dans l'objectif de mener des études avec des éléments les plus représentatifs possibles de la réalité. En sus des bases de données, les générateurs permettant leur création sont également mis à disposition avec la liberté de les modifier selon les besoins inhérents aux utilisateurs. Ainsi, suite à une revue des différentes méthodes de modélisation théorique des charges, les bases de données issues de relevés réels de consommation d'électricité de différents appareils électriques domestiques sont exposées. Puis, l'affectation de ces appareils en fonction de la taille des logements est discutée. Enfin, les générateurs de courbes de charges des logements et des transformateurs HTA/BT, permettant l'obtention des bases de données souhaitées, sont présentés.

2 La modélisation théorique des charges

La modélisation des charges, notamment domestiques, constitue un domaine à part entière dans la recherche. Malgré les avancées, leur représentation est une entreprise difficile de par leur diversité et leur nombre important. En effet, le comportement face à une variation de tension ou de fréquence est spécifique selon la nature et les caractéristiques de chaque charge. Une autre difficulté réside dans l'apparition constante de nouvelles charges notamment munies d'électronique de puissance. Il faut constamment revalider les modèles et les valeurs de leurs paramètres. Néanmoins, suivant l'appréciation visée durant l'analyse, il en ressort une principale classification qui distingue les modèles statiques des modèles dynamiques. De nombreuses études ont été menées dans l'objectif de recenser les coefficients des modèles statiques et dynamiques de diverses charges. Les lecteurs peuvent se référencer aux travaux de [IEE93] [IEE95b] [Boë09] [Kun94] [LXH⁺08].

2.1 Les modèles statiques

Les modèles statiques mettent en exergue d'une part les liens de la tension avec la puissance réactive et d'autre part ceux de la fréquence avec la puissance active des charges. Ces modèles sont indépendants du temps et sont valables à chaque instant. Deux décli-

naisons des modèles statiques existent. La première exprime les puissances sous forme polynomiale tandis que la seconde les formule sous forme exponentielle avec éventuellement une dépendance vis-à-vis de la fréquence pour les deux modèles [IEE93] [IEE95b]. La première déclinaison, le modèle polynomial - ZIP, représente la somme des caractéristiques statiques d'une charge qui peuvent être classées avec des termes relatifs à une puissance, un courant et une impédance constante (équations 2.1 et 2.2). La seconde déclinaison, le modèle exponentiel, lie la tension et les puissances (équations 2.3 et 2.4). Une dépendance en fréquence peut être incluse aux modèles en les multipliant par l'expression 2.5.

$$P = P_0 \times \left[a_1 \times \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \times \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (2.1)$$

$$Q = Q_0 \times \left[a_4 \times \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \times \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \quad (2.2)$$

$$P = P_0 \times \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (2.3)$$

$$Q = Q_0 \times \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (2.4)$$

$$[1 + A \times (f - f_0)] \quad (2.5)$$

V_0, P_0, Q_0 et f_0 = Valeurs initiales

a_X, np, nq et A = Coefficients des paramètres des modèles

2.2 Les modèles dynamiques

Les modèles dynamiques sont sollicités pour représenter les charges dans des études où la dépendance au temps doit être explicitée. Trois variantes de modèles dynamiques existent. La première est composée des modèles à recouvrement exponentiel qui sont généralement exploités pour la modélisation des charges de chauffage dans les pays nordiques tels que la Suède, ces pays sont essentiellement équipés d'installation électrique comme moyen de chauffage. Dans les modèles à recouvrement exponentiel, les puissances active et réactive sont corrélées à la tension de façon non-linéaire (équations 2.6 et 2.7) (eu égard à la similitude, les équations relatives à la puissance réactive ne sont pas décrites). La seconde variante est constituée de modèles dynamiques basés sur des fonctions de transfert représentatives des charges linéaires. Les équations 2.8 et 2.9 illustrent les relations entre les puissances (active et réactive) et la tension pour un système du premier ordre. Pour les systèmes d'ordre supérieur, des pôles et des zéros sont ajoutés aux précédentes équations pour une modélisation plus précise. La troisième et dernière variante est caractérisée par les modèles dynamiques exponentiels qui sont liés simultanément à la tension et à la pulsation (équations 2.10 et 2.11).

$$T_P \times \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha s} - P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha t} \quad (2.6)$$

$$Pl = P_r + P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha t} \quad (2.7)$$

$$\frac{\Delta P_s}{\Delta Q_s} = \frac{K_{pv} \times (1 + T_{2p} \times s)}{(1 + T_{1p} \times s)} \quad (2.8)$$

$$\frac{\Delta Q_s}{\Delta V_s} = \frac{K_{qv} \times (1 + T_{2q} \times s)}{(1 + T_{1q} \times s)} \quad (2.9)$$

$$P = P_0 \times V^{pv} \times \omega^{p\omega} \quad (2.10)$$

$$Q = Q_0 \times V^{qv} \times \omega^{q\omega} \quad (2.11)$$

V_0, P_0 et $Q_0 =$ Valeurs initiales

$P_r =$ Puissance active de recouvrement

$Pl =$ Réponse de la puissance active totale

$T_P =$ Constante de temps de recouvrement pour la puissance active

$\alpha t =$ Dépendance transitoire entre la charge active et la tension

$\alpha s =$ Dépendance du régime permanent

3 Les bases de données des appareils domestiques

Pour 100 maisons individuelles dispatchées partout en France, des relevés de consommation d'électricité ont été effectués par EDF sur une durée de 2 ans pour différents appareils électriques domestiques. À partir de ces relevés, pour chacun des appareils, 250 courbes de charges journalières pour chaque saison (été et hiver) ont été retenues afin de créer des bases de données. Le tableau II.14 recense les appareils électriques domestiques pour lesquels une base de données a été créée. Les relevés de consommation ont été effectués avec un pas de temps de 10 minutes. Les autres charges correspondent aux consommations connexes (veilleuse, ordinateur portable, chargeur de téléphone mobile, etc.) qui existent dans les logements. Les figures II.24a et II.24b illustrent pour chaque saison, respectivement pour l'été et l'hiver, une courbe de charge d'un logement en représentant la part de consommation d'électricité de chaque appareil électrique le composant. L'exemple illustré est représentatif d'un logement équipé d'une installation de chauffage de type électrique. À titre d'information, pour chaque appareil domestique qui a fait l'objet de la création d'une base de donnée, une courbe de charge individuelle pour chaque saison est représentée

lorsque cela est nécessaire. Ceci est particulièrement le cas lorsque le comportement des utilisateurs diffère suivant de multiples facteurs tels que le type de jours (ouvrables ou week-end), l'heure, la température extérieure, etc. Pour les appareils électriques tels que le lave-vaisselle moins "sensible" aux paramètres précédemment cités, différents usages (essentiellement le nombre de cycles journaliers) corrélés aux nombres de personnes vivant dans le logement ont été exposés (figure II.25). Au sein même des représentations de consommation d'électricité pour chaque saison d'un même appareil électrique domestique, il est opportun de préciser qu'aucune corrélation n'existe entre les courbes de charges illustrées. De surcroît, les caractéristiques techniques des équipements illustrés ne sont pas mentionnées. Pour cause, l'exercice ne se résume pas à présenter des courbes de charges typiques mais d'illustrer différentes "manières" de consommer l'électricité. Ainsi, il est aisé de comprendre que la thématique relative à la modélisation des comportements des individus dans l'habitat offre d'excellentes perspectives et reste un champ riche en problèmes ouverts. Pour la modélisation des appareils électriques domestiques en fonction des caractéristiques techniques de ces derniers, les travaux de [Le08] sont à exploiter.

Autres charges	TV
Cuisinière électrique	Chauffe-eau
Réfrigérateur-congélateur	Machine à laver
Micro-onde	Lave-vaisselle
Éclairage	Congélateur coffre
Chauffage électrique	

Tab. II.14 – Liste des appareils électriques domestiques

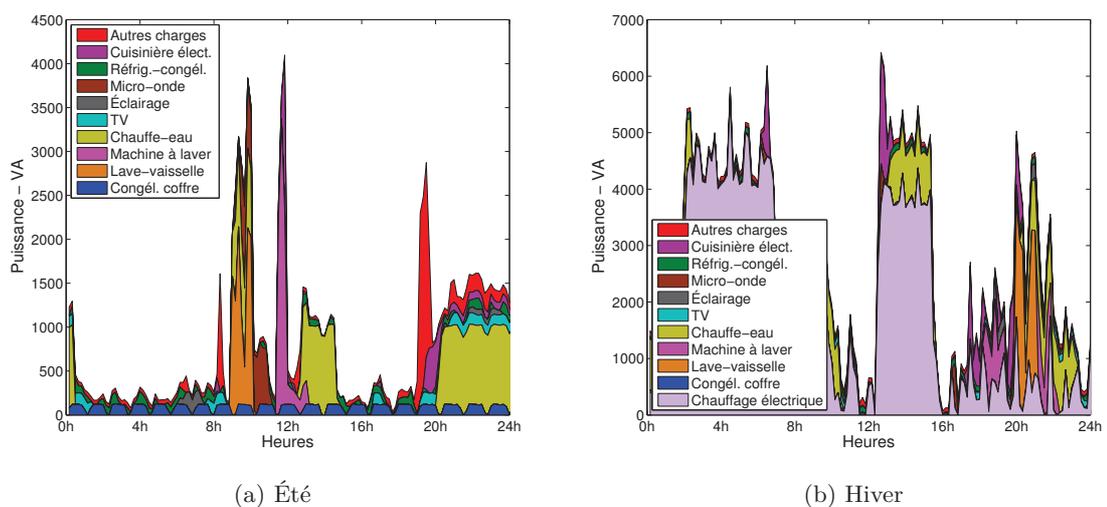


Fig. II.24 – Courbe de charge de chaque appareil électrique domestique

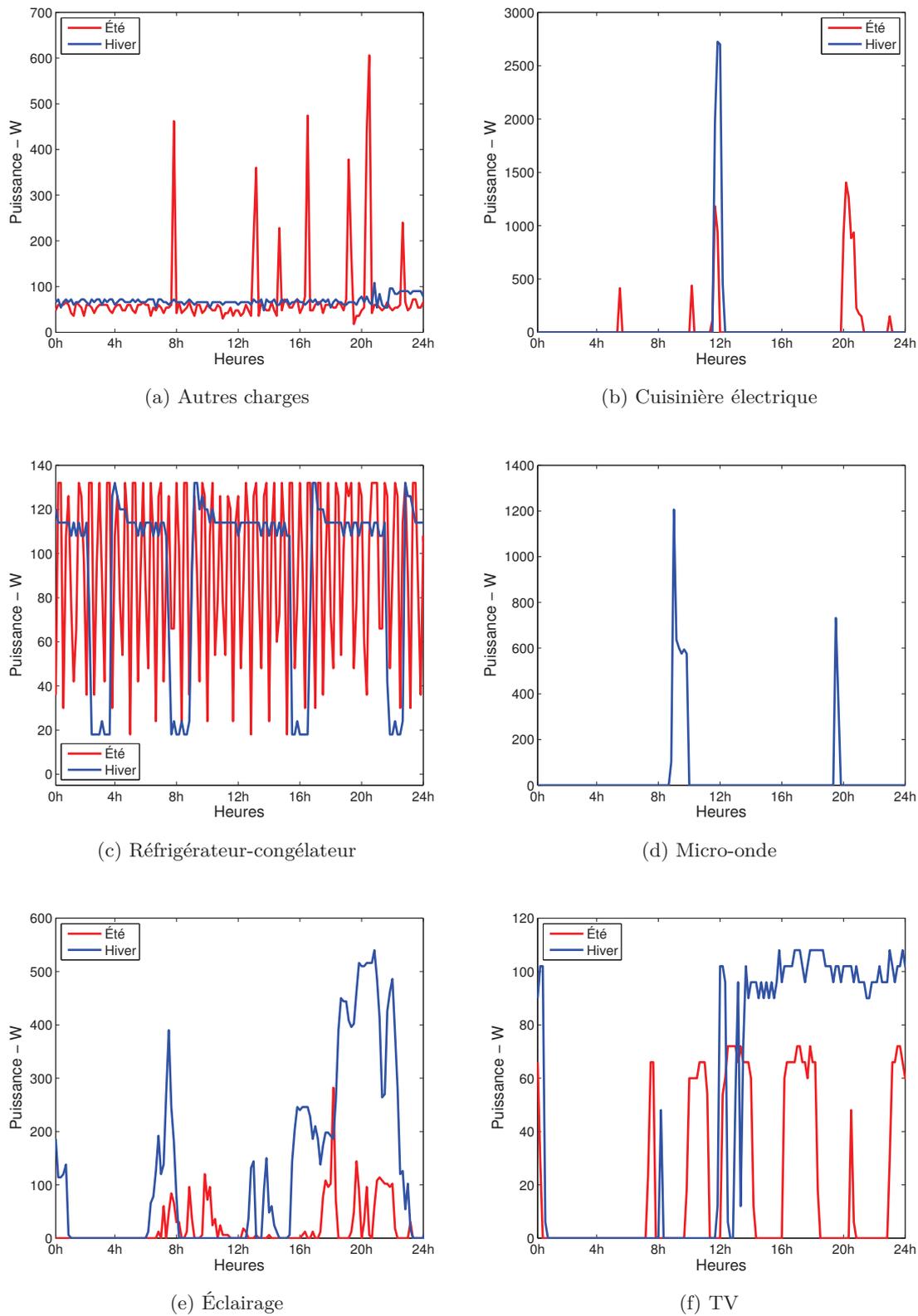
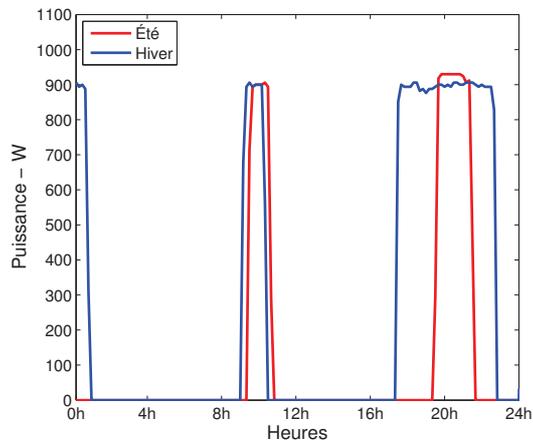
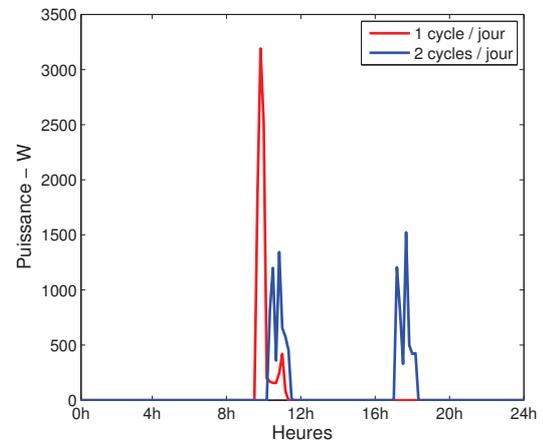


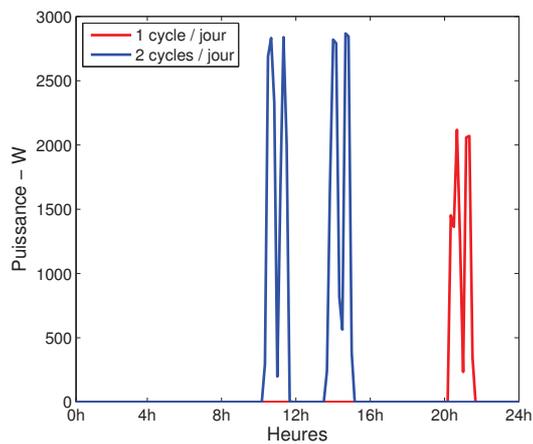
Fig. II.25 – Courbes de charges individuelles de chaque appareil électrique domestique



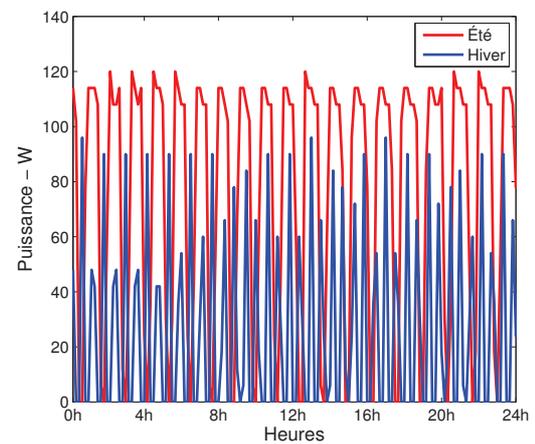
(g) Chauffe-eau



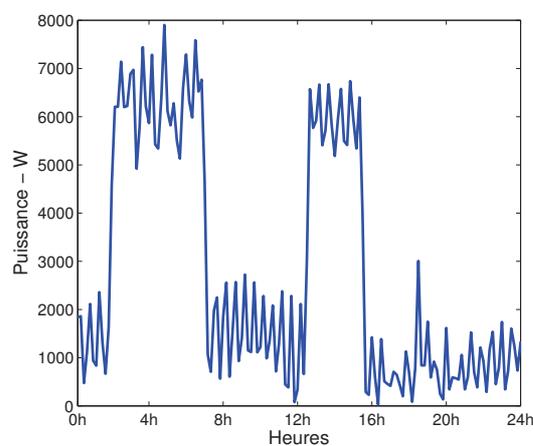
(h) Machine à laver



(i) Lave-vaisselle



(j) Congélateur coffre



(k) Chauffage électrique

Fig. II.25 – Courbes de charges individuelles de chaque appareil électrique domestique

4 Affectation des appareils électriques domestiques

Suivant divers critères notamment économiques, la taille des maisons varie. Le nombre de pièces, souvent corrélé au nombre d'individus vivant dans le logement a une incidence directe sur la consommation d'électricité. C'est cette disparité que l'exercice suivant tente de représenter en attribuant et fixant une fréquence d'utilisation aux différents appareils électriques domestiques en fonction de la taille des logements (figure II.26). En France, le secteur de l'habitat possède des particularités ayant été prises en considération. Peu importe sa taille, chaque logement a une probabilité de 45% d'être équipé d'un chauffe eau sanitaire électrique. D'une manière identique, une probabilité de 23.9% relative à une installation de chauffage électrique a été fixée [INS99a]. Pour les logements d'une pièce, en sus des appareils attribués pour chaque taille de maisons (éclairage, TV, réfrigérateur-congélateur et autres charges), il a été considéré qu'ils possèdent tous un micro-onde. En revanche, il y a 25% de probabilité que les logements d'une pièce disposent d'une cuisinière électrique. En ce qui concerne les maisons de 2 pièces, elles ont 50% de probabilité de posséder un micro-onde et une machine à laver qui effectue un cycle par jour. Une seconde interprétation serait de mentionner qu'une maison de 2 pièces possède une machine à laver qui est utilisée un jour sur deux. Contrairement aux maisons composées d'une unique pièce, toutes les maisons de 2 pièces possèdent une cuisinière électrique. Pour les logements composés de 3 pièces, la courbe de charge de la consommation d'électricité de l'éclairage a été multipliée par un facteur de 2. Puis, il a été considéré que la machine à laver est quotidiennement utilisée. Un appareil supplémentaire a été introduit, le lave-vaisselle, en considérant un fonctionnement journalier. Les probabilités de possession d'un micro-onde et d'une cuisinière électrique sont les mêmes que pour les maisons de 2 pièces. Concernant les maisons de 4 pièces, en plus d'inclure une deuxième télévision, la fréquence d'utilisation du lave-vaisselle a été modifiée en considérant que celui-ci fonctionne deux fois par jour. Les autres équipements électriques sont les mêmes et fonctionnent à la même fréquence que pour les maisons de 3 pièces. Les différences concernant l'attribution et la fréquence d'utilisation des appareils électriques domestiques sont prononcées pour les maisons de 5 pièces. Pour ce type de logements, un congélateur coffre est inclus. La consommation journalière des autres charges est multipliée par 2 et celle de l'éclairage est multipliée par 1.5 par rapport à celle d'une maison de 4 pièces. Enfin, il a été considéré que la machine à laver effectue 2 cycles par jour. Pour les maisons de 6 pièces, l'unique modification concerne la consommation des autres charges qui a été multipliée par un facteur de 1.5. Les attributions des appareils domestiques et leur fréquence d'utilisation sont les mêmes que pour les maisons possédant 5 pièces. Bien qu'élaborées de façon intuitive, l'allocation et la fréquence d'utilisation proposées des appareils électriques domestiques en fonction de la taille des logements, se sont avérées concluantes et corroborantes vis-à-vis de la réalité. Les bases de données obtenues ci-après en témoignent.

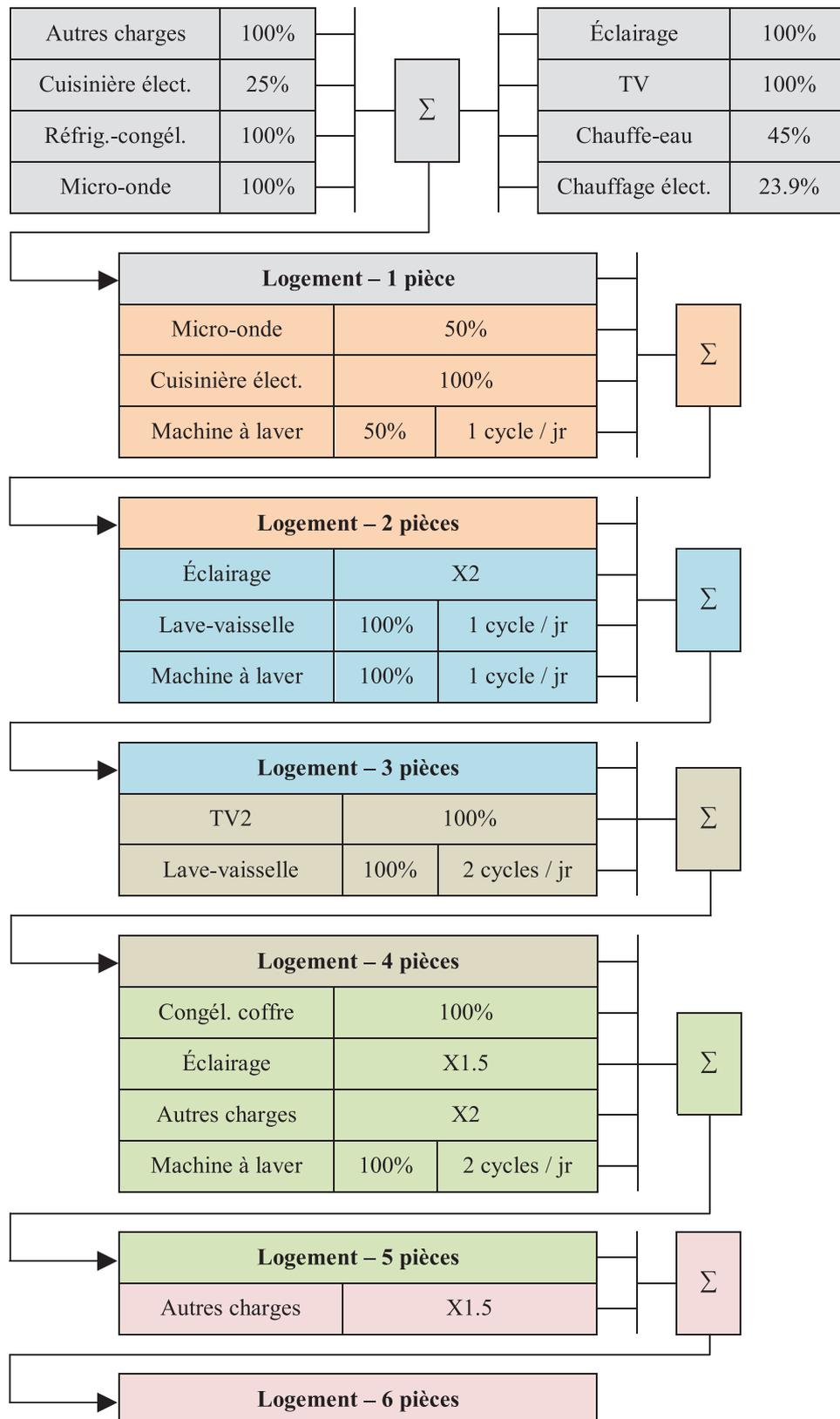


Fig. II.26 – Allocation et fréquence d'utilisation des appareils électriques domestiques en fonction de la taille du logement

5 Les générateurs de courbes de charges

Les générateurs de courbes de charges des logements et des transformateurs HTA/BT, développés dans le but d'obtenir des bases de données sont expliqués ci-dessous. Il est utile d'informer que le caractère aléatoire de ces derniers est basé sur la génération à chaque itération d'un nombre pseudo-aléatoire. La méthode de génération utilisée est issue d'une loi uniforme sur l'intervalle $[0, 1[$ logiquement actualisé à l'échelle correspondant à l'exercice mené. Bien qu'il soit communément admis qu'un nombre aléatoire est imprévisible, ipso facto, ne comporte pas la faculté d'être obtenu à partir d'un algorithme et est, de ce fait, en contradiction totale avec la volonté de le générer à partir d'un ordinateur, un générateur de nombres pseudo-aléatoires a été utilisé en vérifiant que ce dernier reproduit un comportement théorique d'une suite de nombres aléatoires (loi de Bernoulli). Le comportement de cette suite est uniforme pour un tirage infini. Hélas, la notion d'infini n'existe pas pour un ordinateur ; donc, le seul procédé raisonnable est de vérifier que rien d'illogique ne se produit durant l'utilisation répétée d'un générateur de nombres pseudo-aléatoires. Ce qui est le cas pour la fonction "rand" de Matlab qui a été utilisée.

5.1 Des logements

En corrélation avec la taille du logement dont la base de données est construite, le principe de fonctionnement du générateur est le suivant : la première étape consiste à sélectionner pour chaque appareil électrique domestique une courbe de charge parmi les 250 disponibles dans la base de données de l'appareil concerné. La seconde étape consiste à additionner ces courbes de charges. Les relevés fournis par EDF sont des puissances actives, permettant ainsi l'obtention de la consommation active de la maison concernée. La troisième étape sert à générer un $\tan \varphi$ aléatoire compris entre 0 et 0.5 pour représenter la puissance réactive injectée par la maison concernée. La quatrième et dernière étape permet de calculer la puissance réactive et apparente du logement. La figure II.27 illustre le synoptique du générateur de courbes de charges domestiques. Les utilisateurs ont la possibilité de modifier l'allocation et la fréquence d'utilisation des appareils électriques domestiques qui dépendent de la taille du logement. De même, ils peuvent modifier la valeur du $\tan \varphi$ générée par l'algorithme. Dans ce manuscrit, des bases de données de 1000 courbes de charges pour des logements de 3 à 6 pièces pour chaque saison (été et hiver) ont été construites en différenciant les logements équipés d'une installation de chauffage électrique. Les figures II.28 et II.29 illustrent les bases de données respectivement pour les logements sans et avec une installation de chauffage électrique. Excepté en été où les logements avec et sans une installation de chauffage électrique ont des bases de données similaires, s'expliquant par une absence d'utilisation du chauffage électrique pour cette saison, toutes les courbes de charges de toutes les bases de données diffèrent. Pour chaque base de données, la figure II.30 illustre la courbe de charge monotone composée des consommations maximales d'électricité atteintes lors de chacune des journées.

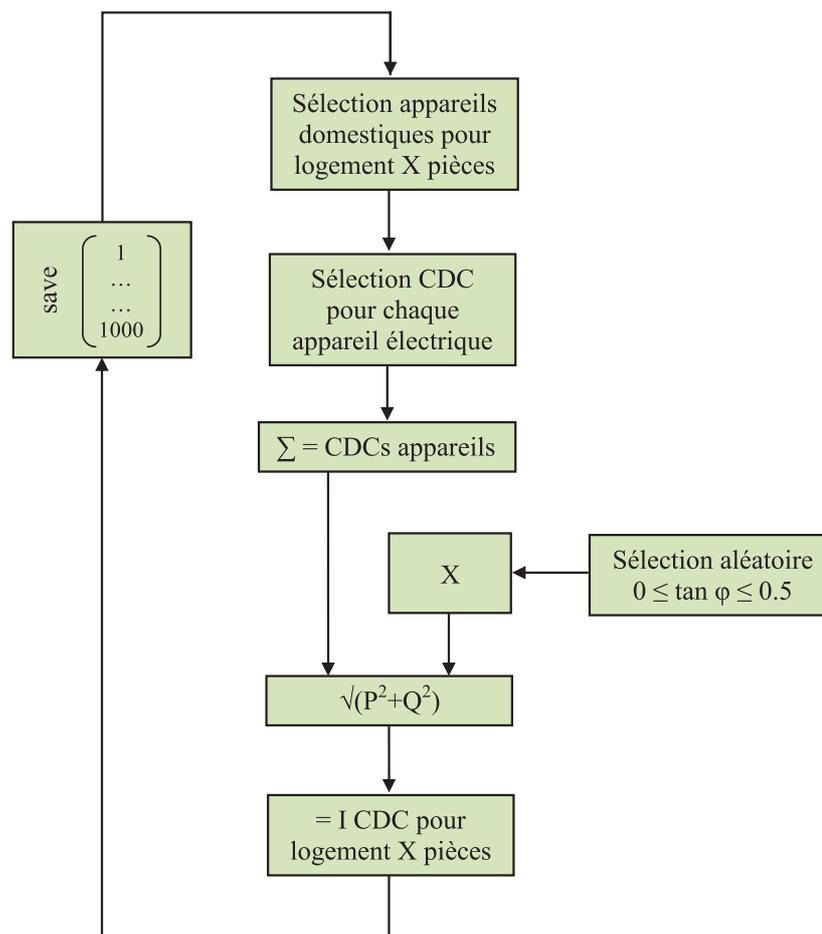


Fig. II.27 – Synoptique du générateur de CDCs des logements

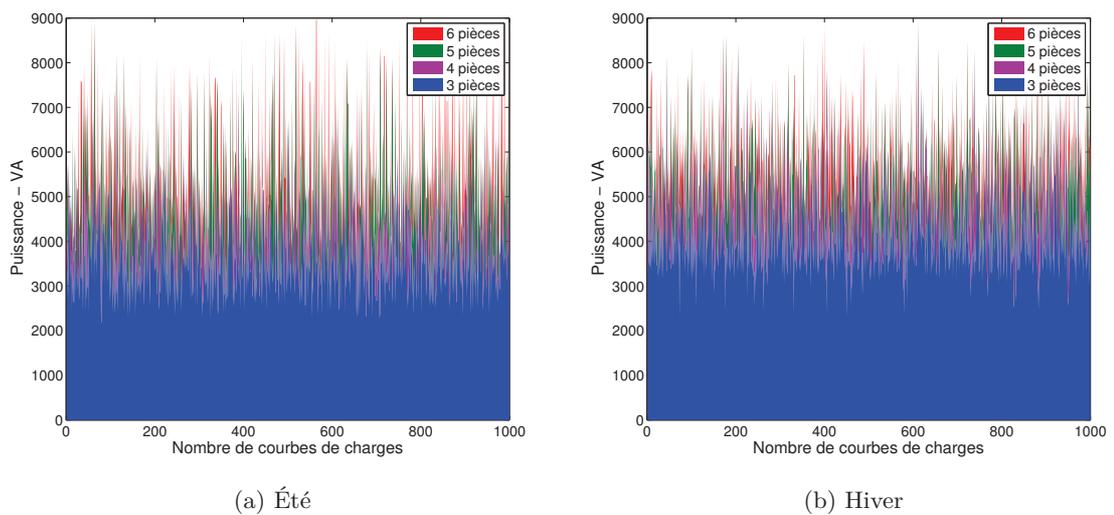


Fig. II.28 – Base de données des courbes de charges des logements

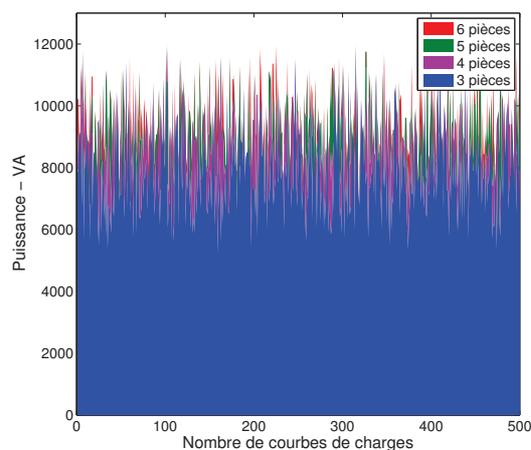


Fig. II.29 – Base de données des CDCs des logements – Hiver avec chauffage électrique

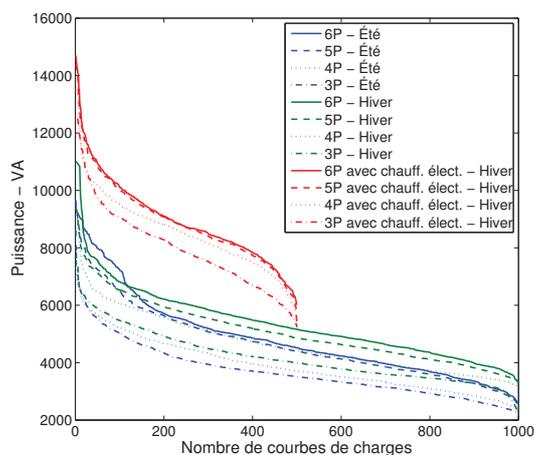


Fig. II.30 – CDCs monotones des consommations maximales d'électricité

5.2 Des transformateurs HTA/BT

L'algorithme de courbes de charges des transformateurs HTA/BT proposé, tient compte du nombre de clients constituant le réseau électrique alimenté par ce dernier, de la disparité entre le nombre de maisons et d'appartements ainsi que celle concernant la taille des logements en France [INS99b]. Le fonctionnement du générateur de courbes de charges est le suivant : de prime à bord, l'utilisateur fixe le nombre de logements et le pourcentage respectif de maisons et appartements. Dès lors, le nombre de maisons composées d'une pièce, de 2 pièces, de 3 pièces, etc. est calculé. Suivant le résultat déterminé pour chaque taille de maisons, l'algorithme sélectionne autant de courbes de charges dans sa base de données préalablement définie. Par exemple, si le réseau est constitué de 6 maisons de 3 pièces, l'algorithme sélectionne aléatoirement 6 courbes de charges dans la base de données dédiée aux maisons possédant 3 pièces et effectue la somme de ces courbes. Le même calcul est réalisé pour toutes les tailles de maisons. L'étape d'après consiste à additionner les courbes de charges obtenues à l'étape précédente. Un procédé similaire est mené pour les appartements composant le réseau. La dernière étape consiste à additionner les 2 courbes de charges obtenues précédemment, la première représentant la consommation totale des maisons et la seconde celle des appartements. À chaque itération, une courbe de charge de transformateur est donc obtenue. La figure II.31 illustre le synoptique du générateur de courbes de charges des transformateurs HTA/BT. À titre d'exemple, une base de données composée de 5000 courbes de charges d'un transformateur est illustrée pour un réseau électrique de type résidentiel constitué de 434 logements dont 70% d'appartements pour chaque saison (figure II.32). Pour cet exemple, la disparité française relative aux tailles des logements a été utilisée. Suivant la disparité de chaque pays, les utilisateurs ont la possibilité de modifier les valeurs dans l'algorithme.

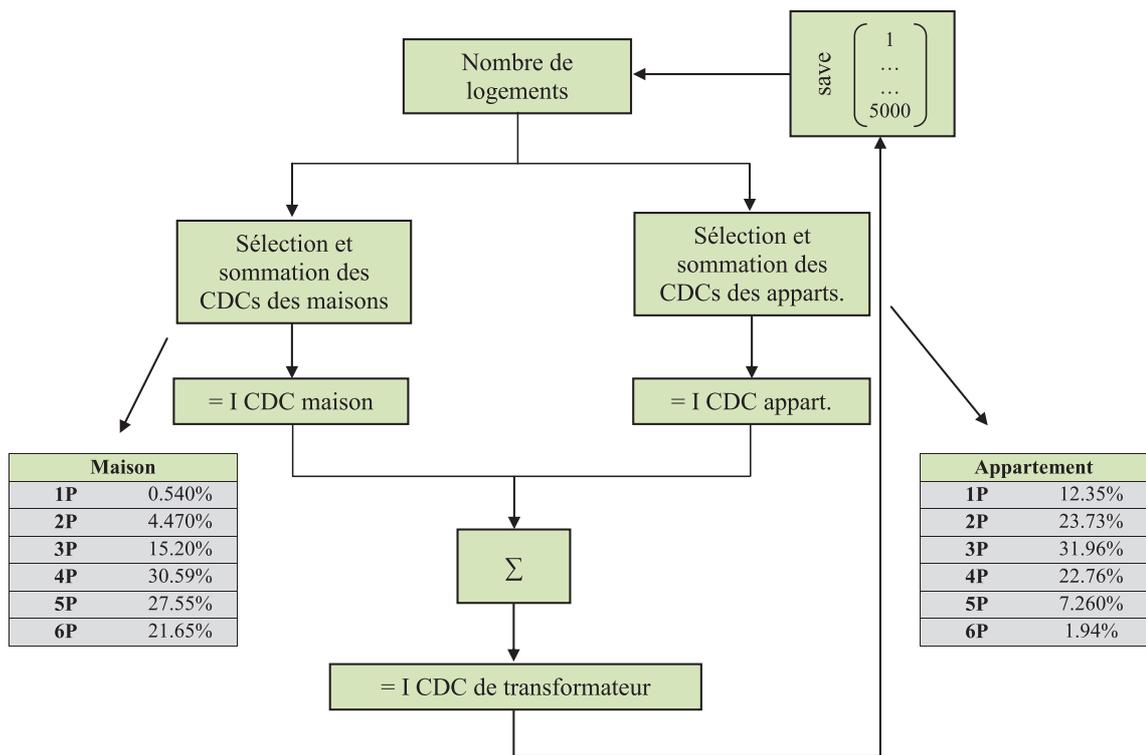


Fig. II.31 – Synoptique du générateur de CDCs des transformateurs HTA/BT

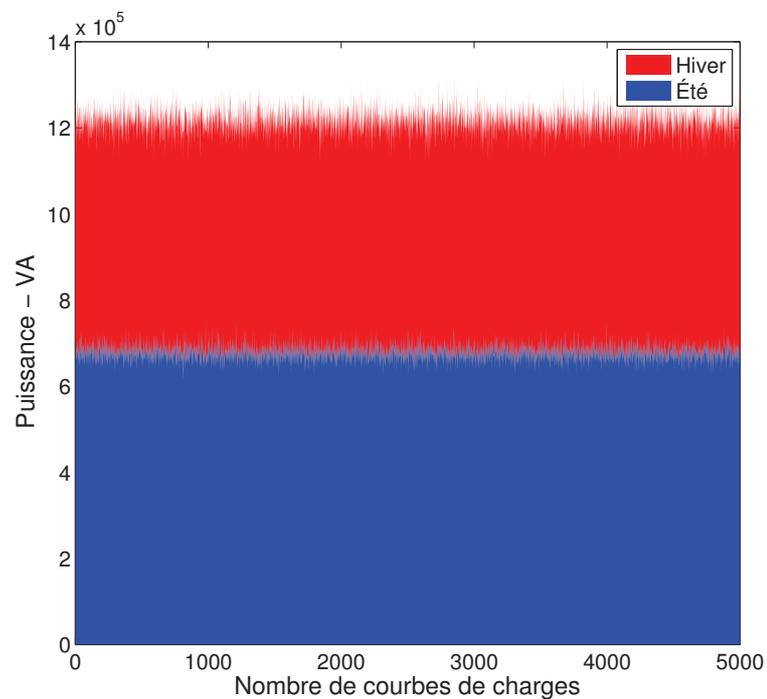


Fig. II.32 – Base de données des CDCs d'un transformateur BT

6 Conclusion

À partir des relevés de consommation d'électricité de différents appareils électriques domestiques, effectués par EDF, des courbes de charges journalières pour chaque saison ont été retenues afin de créer des bases de données. L'exercice d'attribuer et de fixer la fréquence d'utilisation des différents appareils électriques domestiques a permis de représenter l'écart de consommation existant entre les différentes tailles de logements. Des générateurs de courbes de charges des logements et des transformateurs HTA/BT ont été développés pour la création de bases de données mises à la disposition du monde scientifique dans l'objectif de mener des études avec des éléments représentatifs de la réalité. Selon les besoins des utilisateurs, ces générateurs sont également mis à disposition avec une liberté de modification. En plus des réseaux électriques et de leurs charges, les études présentées ultérieurement requièrent une modélisation conforme à une réalité future des connexions des PHEVs sur le secteur résidentiel. La section suivante s'articule autour de cet exercice.

Chapitre II - Réseaux et Véhicules Électriques : Modélisation

Section 3 - Les PHEVs et leurs connexions probabilistiques

J'ai appris que le courage n'est pas l'absence de peur, mais la capacité de la vaincre.

Nelson Mandela

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	90
2	L'ALGORITHME DE CONNEXIONS DES PHEVs	90
3	LA MODÉLISATION DES TEMPS DE CHARGES DES PHEVs	93
4	LA MODÉLISATION COMPORTEMENTALE DU CHARGEUR	95
5	LE SUIVI DYNAMIQUE DE L'ÉTAT DES BATTERIES	96
	5.1 La tension	96
	5.2 L'état de charge – State-of-Charge (SOC)	97
	5.3 L'état de santé – State-of-Health (SOH)	98
6	L'ALGORITHME D'AFFECTION DE VÉHICULES PAR LOGEMENT	101
7	CONCLUSION	101

1 Introduction

Les études liées à l'intégration des véhicules électriques dans le secteur résidentiel nécessitent une fine modélisation des connexions des ces derniers le plus fidèlement représentative de la réalité future. Ainsi, cette section présente un algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs. Dans l'objectif de simuler les temps de charges de chaque type de PHEVs constituant les quatre catégories de véhicules du parc automobile, un modèle simplifié de batterie Lithium Ion Fer Phosphate (Li-Ion FePO₄) a été développé sous le logiciel Matlab Simulink. L'utilisation conjointe de l'algorithme probabilistique et du modèle de batterie donne naissance à trois bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à différentes puissances de charges. Les algorithmes d'optimisation mis en oeuvre dans les études de gestion de l'énergie incluant les véhicules électriques, exigent l'utilisation de relations analytiques pour le suivi de l'état des batteries. À ce titre, des équations représentant fidèlement le suivi dynamique de la tension, de l'état de charge (State-of-Charge - SOC) et de l'état de santé (State-of-Health - SOH) sont proposées. Pour une analyse complète, les pertes dans les chargeurs des PHEVs dues à la conversion de l'énergie doivent être considérées. À cet égard, une modélisation comportementale du chargeur est réalisée. Enfin, un algorithme probabilistique d'affectation des véhicules par logement est présenté pour l'analyse ultérieure d'un taux de pénétration de 100% de PHEVs considérant le pourcentage du nombre de véhicules par logement en France.

2 L'algorithme de connexions des PHEVs

Un algorithme probabilistique quadridimensionnel a été développé pour modéliser de manière réaliste la connexion des PHEVs sur le secteur résidentiel. L'algorithme proposé a été exploité pour la création de 3 bases de données de 10 000 courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A. À chaque itération, l'algorithme probabilistique définit le type, la catégorie, l'état de charge (State-of-Charge - SOC), l'heure de début de charge qui se caractérise par l'heure d'arrivée à domicile de l'individu et l'heure de départ du domicile d'un PHEV. Basées sur la mixité du parc automobile français [TBC10], les probabilités de sélection de la catégorie du véhicule et du type de PHEV, qui déduisent conjointement la taille des batteries, sont fixées. Les probabilités de sélection relatives aux heures de début de charges et de départ des PHEVs sont basées respectivement sur les heures d'arrivée à domicile des individus et sur les résultats d'une expérimentation relative aux déplacements des individus liés au travail. Enfin, la sélectivité de l'état de charge des accumulateurs du PHEV à l'heure d'arrivée au domicile est basée sur des probabilités fixées arbitrairement. La figure II.33 présente le synoptique de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs. À l'instar des générateurs de courbes de charges présentés dans la section précédente, le caractère aléatoire de l'algorithme de connexions de PHEVs est basé sur la génération d'un nombre pseudo-aléatoire à chaque itération.

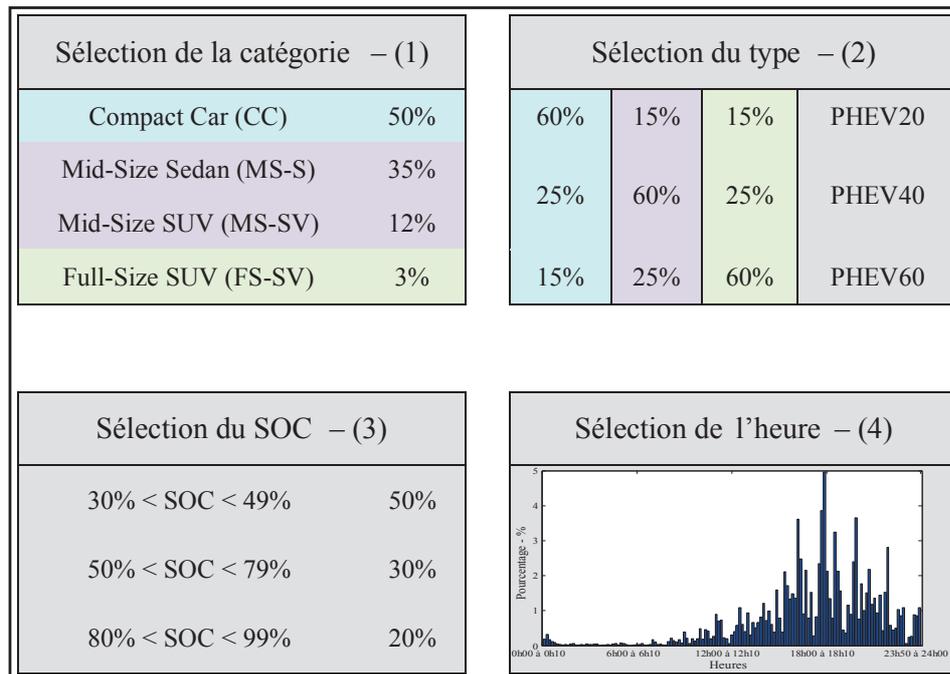


Fig. II.33 – Synoptique de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs

Le principe de fonctionnement de l'algorithme probabilistique est le suivant : à chaque itération, l'algorithme sélectionne dans un premier temps une catégorie de véhicule. Le choix est aléatoire mais basé sur les probabilités représentatives de la diversité du parc automobile français. Par exemple, il y a 50% de chance que l'algorithme sélectionne un PHEV de la catégorie Compact Car - CC. L'étape suivante est consacrée à la sélection du type de PHEVs. Comme pour l'étape précédente, le choix est aléatoire mais basé sur des probabilités. Par exemple, si un PHEV Compact Car a été sélectionné précédemment, il y a 60% de probabilité que le type du véhicule soit un PHEV20 (c'est-à-dire capable de parcourir 20 miles en mode tout électrique). La troisième étape consiste à sélectionner l'état de charge du véhicule. De façon volontaire, de plus fortes probabilités de sélection pour les tranches d'état de charges faibles ont été fixées. À titre d'exemple, peu importe la catégorie et le type de PHEV précédemment sélectionnés, il y a 50% de probabilité que l'état de charge du PHEV soit entre 30% et 49%. À l'intérieur de chaque tranche, la probabilité est uniforme. Par exemple, si l'algorithme a sélectionné la tranche 30% < SOC < 49%, il a autant de probabilités que le SOC du véhicule soit égal à 32% ou 44%. La quatrième étape consiste à définir l'heure de début de charge du véhicule. Comme pour les étapes précédentes, le choix est aléatoire mais influencé par les probabilités des heures d'arrivée à domicile des individus [TMA⁺09]. Pour une meilleure précision, une discrétisation de 10 minutes a été considérée pour l'histogramme représentatif des probabilités des heures d'arrivée à domicile des individus alors que celui-ci a initialement un pas de temps d'une heure (figure II.34a). La dernière étape définit les heures de départ des PHEVs basées sur des probabilités obtenues à partir d'une étude expérimentale relative aux heures de départ du domicile des individus pour les déplacements liés au travail essentiellement en jours

ouvrables [Pal00]. Là encore, une discrétisation de 10 minutes a été réalisée bien qu'un pas de temps de 30 minutes soit proposé dans la référence exploitée (figure II.34b). Pour chacune des 3 bases de données de courbes de charges de PHEVs, l'algorithme probabilistique réalise 10 000 itérations. À titre d'exemple, les distributions obtenues pour les heures de début de charges (figure II.35a) et de départ du domicile des PHEVs (figure II.35b), leurs types et catégories (figure II.36) ainsi que leurs états de charges (figure II.37) sont illustrées pour la base de données de courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-16A qui sera construite ultérieurement. Suivant leurs besoins, les utilisateurs de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs ont la possibilité de modifier l'ensemble des probabilités qui ont été fixées selon les besoins inhérents aux études présentées dans ce manuscrit.

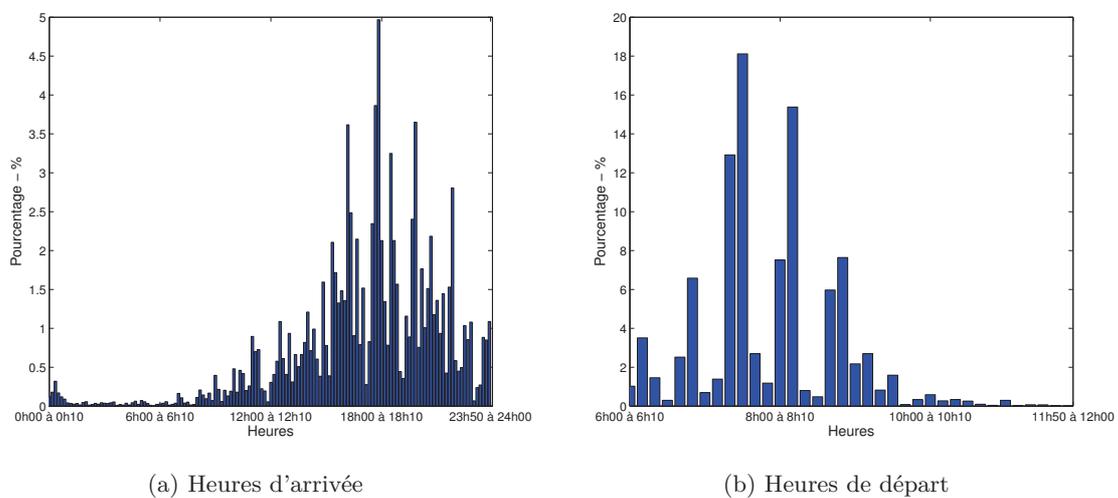


Fig. II.34 – Déplacement des individus – Résultats expérimentaux [TMA⁺09] [Pal00]

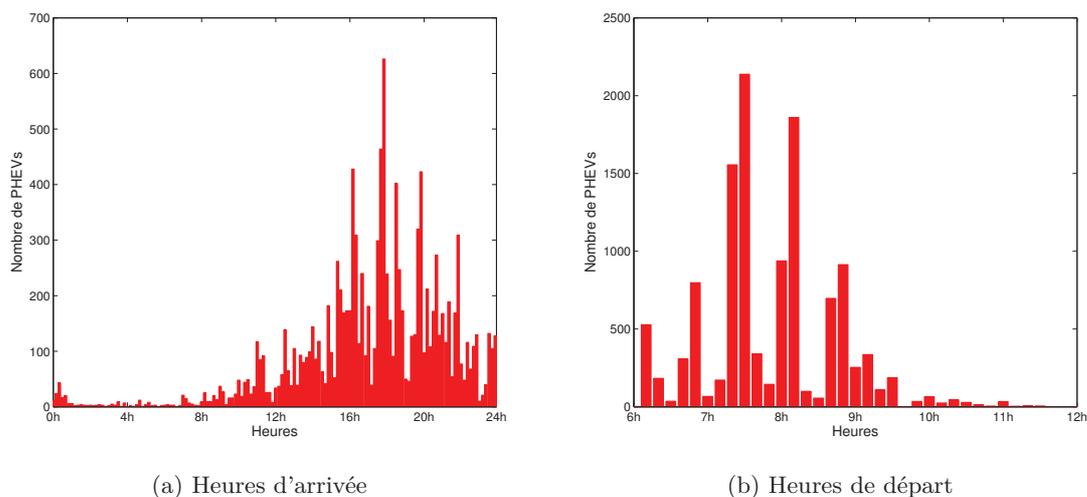


Fig. II.35 – Déplacement des individus – Modélisations

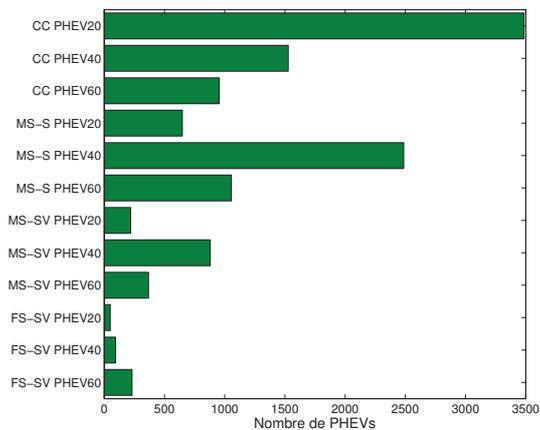


Fig. II.36 – Types et catégories des PHEVs

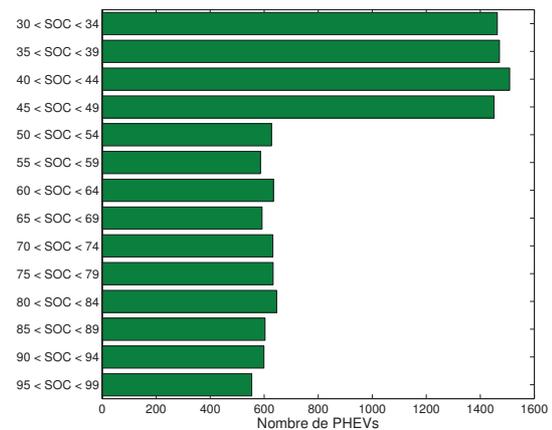


Fig. II.37 – SOC des PHEVs

3 La modélisation des temps de charges des PHEVs

Un modèle simplifié de batterie Lithium Ion Fer Phosphate (Li-Ion FePO₄) a été développé sous le logiciel Matlab Simulink afin de simuler les temps de charge de chaque type de PHEVs qui constitue chacune des quatre catégories de véhicules. Ce modèle ne tient pas compte du vieillissement. Il calcule la tension aux bornes de la batterie, son état de charge et ses pertes, qui sont supposées purement ohmiques. Le calcul de la tension de la batterie s'effectue à partir de l'équation 3.1. De prime abord, une unique cellule a été modélisée. La figure II.38 illustre les tensions d'une cellule en fonction de sa capacité pour différents courants de décharge. Le tableau II.15 expose les paramètres du modèle de batterie développé à partir des données du fabricant A123systems qui commercialise des accumulateurs Li-Ion FePO₄ [A12]. Deux hypothèses ont été posées vis-à-vis du modèle de batterie proposé. Il a été supposé que chaque cellule réagit d'une manière complètement identique lors de la modélisation d'un pack de batterie qui consiste à assembler stratégiquement plusieurs cellules. De ce fait, un système d'équilibrage de tension n'a pas été modélisé. La seconde hypothèse admet que la température de fonctionnement d'un bloc de batterie n'excèdera jamais 60°C, ce qui est représentatif d'un fonctionnement "normal" (données constructeurs). Par conséquent, un système de refroidissement n'a pas été modélisé.

$$V_{Batterie} = E_0 - R_{int} \times i - K \times \left(\frac{Q}{Q - Q_{act}} \right) + A \times \left(\frac{Q - Q_{act}}{Q} \right) \quad (3.1)$$

D'une manière générale, la tension du bus continue de la chaîne de traction des PHEVs est égale à 700V [Tri10]. En conséquence, les packs de batteries sont globalement configurés pour alimenter un hacheur de type "Boost" à une tension comprise entre 300V et 350V, garantissant ainsi un rendement élevé de l'électronique de puissance. Partant, en fixant le nombre de cellules en série et en parallèle au modèle, la taille des batteries correspondant à

chaque catégorie et type de PHEVs est obtenue. Le tableau II.16 présente la configuration des packs de batteries. À titre d'exemple, la figure II.39 représente le temps de charge pour un PHEV Mid-Size Sedan - MS-S capable de parcourir 40 miles en mode tout électrique. Le modèle de batterie est validé en comparant le temps de charge obtenu pour une Chevrolet Volt avec celui indiqué par le constructeur pour une puissance de charge égale à 230V-16A. À partir des données issues de l'algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs et des packs de batteries modélisés, les 3 bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A sont créées. La figure II.40 illustre quelques exemples de courbes de charges de PHEVs.

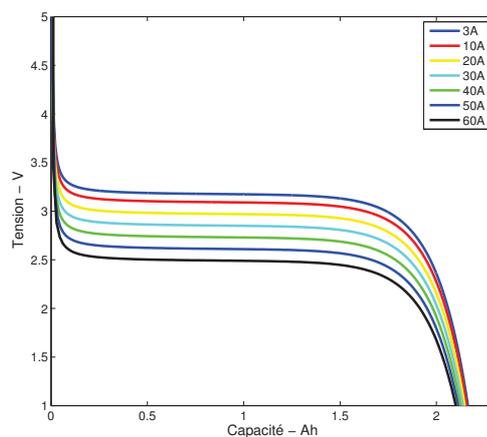


Fig. II.38 – Tensions d'une cellule

Tension à vide – E_0	3.3V
Capacité nominale – Q	2.3Ah
Résistance interne – R_{int}	12m Ω
Capacité actuelle – Q_{act}	Variable
Constantes de réglage – K, A	Variable

Tab. II.15 – Paramètres du modèle de batterie

kWh	Série – Parallèle – Capacité (Ah)		
	PHEV20	PHEV40	PHEV60
Compact Car (CC)	95-7-16.1	95-14-32.2	95-21-48.3
Mid-Size Sedan (MS-S)	95-8-18.4	95-16-36.8	95-24-55.2
Mid-Size SUV (MS-SV)	95-11-25.3	95-21-48.3	95-32-73.6
Full-Size SUV (FS-SV)	95-13-29.9	95-25-57.5	95-38-87.4

Tab. II.16 – Configuration des packs de batteries

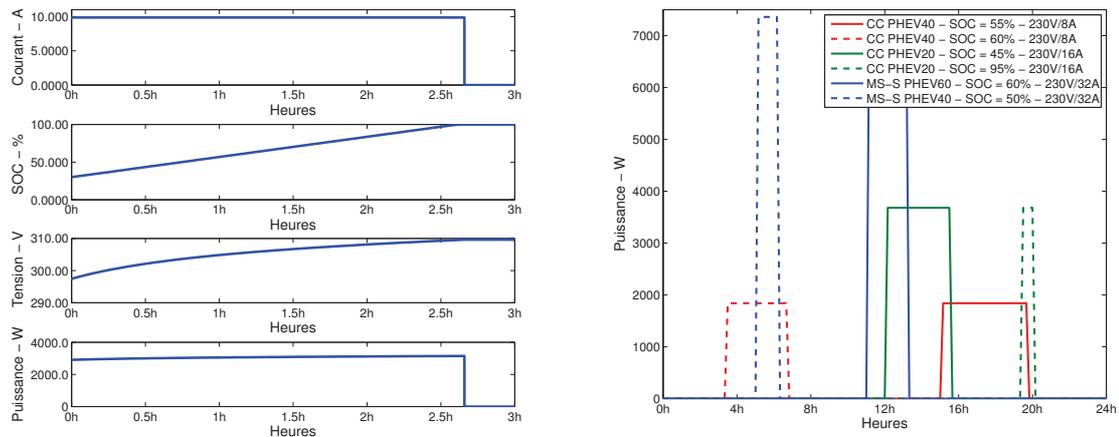


Fig. II.39 – Temps de charge PHEV40 MS-S Fig. II.40 – Exemples de CDCs de PHEVs

4 La modélisation comportementale du chargeur

Une des composantes de la chaîne énergétique est le chargeur des batteries des véhicules. Comme il a été précédemment mentionné, l'industrie de l'automobile s'est orientée vers la technologie des chargeurs embarqués dans les années 1990. Ces derniers se scindent en deux espèces : d'une part les chargeurs "embarqués" et d'autre part les chargeurs "intégrés". De par leur simplicité de conception, leur coût, leur poids et leur volume, ce sont les chargeurs de types "embarqués" qui ont été considérés dans ce manuscrit. Pour les études présentées ultérieurement et plus particulièrement les travaux relatifs aux concepts V2H et V2G, il a été considéré de manière idyllique que le rendement des chargeurs bidirectionnels est identique pour les phases de charges et de décharges des batteries. À partir de [MED10], la caractéristique du rendement en fonction de la puissance du chargeur est déterminée (figure II.41). Pour le secteur résidentiel, une puissance maximale de charge et de décharge des batteries s'élevant à 7360W (230V-32A) a été considérée.

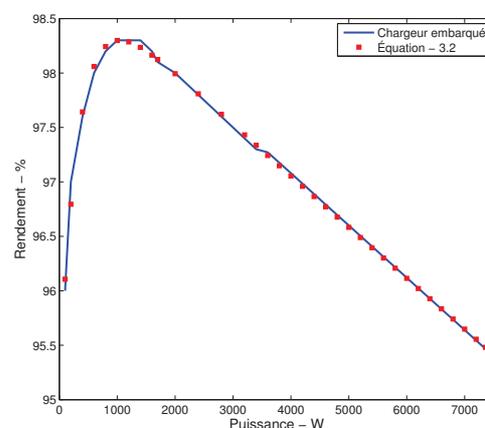


Fig. II.41 – Rendement du chargeur bidirectionnel

L'équation 3.2 représente la relation entre le rendement et la puissance du chargeur. Une identification par les moindres carrés a été réalisée pour déterminer les valeurs des coefficients.

$$\eta = \left(98.96 \times \exp\left(-4.863 e^{-6} \times P\right) - 3.804 \times \exp\left(30.45 e^{-4} \times P\right) \right) \times 0.01 \quad (3.2)$$

$$P(W) = [100; 7360]$$

Les méthodes de PFC (Power Factor Correction) étant maîtrisées, il est estimé qu'un PHEV est une charge qui ne consomme que de la puissance active. L'équation 3.3 permet de définir la puissance des batteries et celle qui provient de ces dernières respectivement pendant une phase de charge et de décharge.

$$P_{Batteries}(P_{Réseau} \text{ ou } P_{CDC \text{ Logement}}) = \eta \times P_{Réseau}(P_{Batteries}) \quad (3.3)$$

$$P_{Réseau} \text{ et } P_{Batteries} = [100; 7360]$$

5 Le suivi dynamique de l'état des batteries

Les scientifiques ont recours aux méthodes de commande optimale pour développer les études relatives aux concepts V2H et V2G. Dans ces algorithmes d'optimisation qui permettent de résoudre les problèmes liés à la gestion de l'énergie, des relations analytiques sont nécessaires pour le suivi dynamique de la tension, de l'état de charge (SOC) et de l'état de santé (SOH) des batteries. En conséquence, des équations capables de représenter de manière fidèle le comportement des batteries dans des applications de type gestion de l'énergie sont proposées.

5.1 La tension

Une des particularités des batteries Lithium Ion Fer Phosphate (Li-Ion FePO₄) qui ont été modélisées est que le régime de fonctionnement a un faible impact sur l'allure de la tension. Ceci est d'autant plus vrai pour les taux de charges et de décharges que les batteries subissent dans les applications visées. Donc, de manière légitime, il a été considéré que la valeur de la tension des batteries est directement dépendante de leur état de charge. Compte tenu que l'ensemble des packs de batteries disposent du même nombre de cellules en série (95), ceci a permis de définir une unique caractéristique de la tension en fonction du SOC pour la phase de charge valable pour l'ensemble des PHEVs. La même démarche a été menée pour la phase de décharge. Pour chaque catégorie et type de PHEVs, des simulations de la charge (décharge) des batteries pour 5 régimes de charge (décharge) ont été réalisées en balayant uniformément la puissance du chargeur variant de 100W à 7360W. Le tableau II.17 recense les valeurs des courants de charge (décharge) utilisés pendant les simulations. Les figures II.42a et II.42b illustrent l'allure des tensions pour l'ensemble des simulations respectivement pour la phase de charge et de décharge.

charge/décharge des batteries		
Pchargeur (W)	η chargeur (%)	Ibatt (A)
100	96.11	0.3011 – 0.3133
2000	97.99	6.1399 – 6.2657
4000	97.05	12.1621 – 12.5313
6000	96.11	18.0666 – 18.7970
7360	95.48	22.0156 – 23.0576

Tab. II.17 – Valeurs des courants de charge/décharge

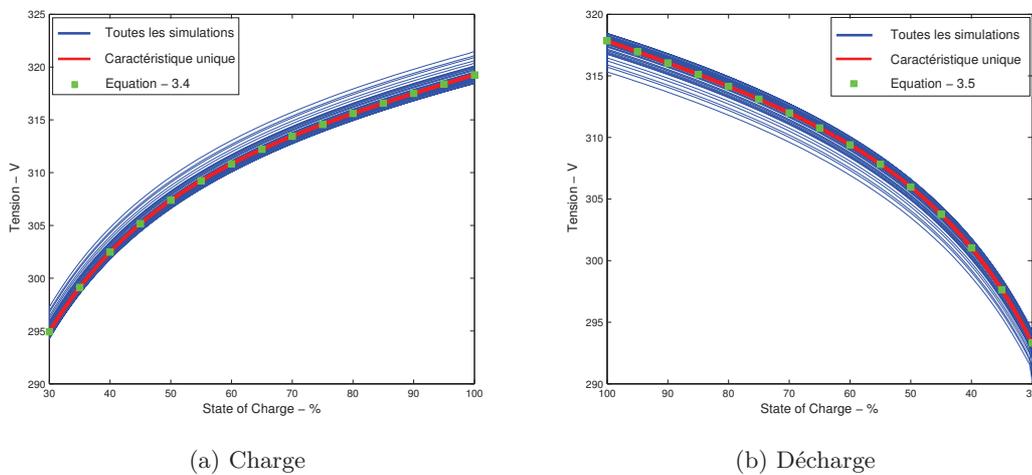


Fig. II.42 – Tension de la batterie en fonction du SOC

Les équations 3.4 et 3.5 représentent les relations entre la tension et l'état de charge des batteries respectivement pour la phase de charge et de décharge. Une identification par les moindres carrés a été réalisée pour trouver les valeurs des coefficients des équations.

$$V_{Batterie} = 304.2 \times \exp\left(49.09 \cdot 10^{-5} \times SOC\right) - 77.01 \times \exp\left(-57.36 \cdot 10^{-3} \times SOC\right) \quad (3.4)$$

$$V_{Batterie} = 302.2 \times \exp\left(51.07 \cdot 10^{-5} \times SOC\right) - 83.24 \times \exp\left(-60.50 \cdot 10^{-3} \times SOC\right) \quad (3.5)$$

$$30\% < SOC < 100\%$$

Dans l'objectif de préserver la durée de vie des accumulateurs, l'état de charge minimal des batteries varie entre 30% et 45% suivant la gestion de l'énergie du véhicule [J1799]. D'une manière arbitraire, un SOC minimal égal à 30% a été fixé.

5.2 L'état de charge – State-of-Charge (SOC)

Pour le suivi de l'état de charge des batteries, la méthode ampère-heuremétrique a été utilisée. Très populaire, cette méthode est particulièrement adaptée pour les batteries

au Lithium car leur capacité varie peu suivant le taux de charge ou de décharge [Del06]. Pour les applications visées, cette méthode est d'autant plus valable puisque les taux de charges et de décharges maximales appliqués aux batteries sont faibles eu égard à leur configuration. L'équation 3.6 définit la quantité d'énergie en Ah à charger (ou à extraire) à l'instant t suivant le courant de charge (ou de décharge) des batteries. L'équation 3.7 calcule l'état de charge à l'instant t suivant l'état de charge à l'instant $(t - 1)$, la quantité d'énergie chargée (ou extraite) à l'instant t et la capacité nominale à l'instant t (qui varie en fonction du vieillissement) du pack de batterie considéré. Les capacités nominales initiales (batteries neuves) de toutes les catégories et types de PHEVs figurent dans le tableau II.16.

$$Q_{act}(t) = \int \frac{I_{Batt}(t)}{3600} \times dt \quad [Ah] \quad (3.6)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) - \frac{Q_{act}(t)}{Q_{nom}(t)} \times 100 \quad [\%] \quad (3.7)$$

De par la relation de l'état de charge, la convention choisie est la suivante :

$I_{Batt} > 0 \rightarrow$ Décharges des batteries

$I_{Batt} < 0 \rightarrow$ Charges des batteries

5.3 L'état de santé – State-of-Health (SOH)

La modélisation du vieillissement des batteries en fonction des conditions de fonctionnement est un sujet encore mal maîtrisé et reste un sujet de recherche très important. Pour cause, le vieillissement d'un élément de stockage est très délicat à formuler car il dépend de multiples propriétés intrinsèques à la technologie de l'accumulateur. Le régime de fonctionnement, le nombre de cycles et la profondeur de décharge de chaque cycle sont les facteurs les plus influents sur le vieillissement. Généralement, les fabricants fournissent la cyclabilité (nombres de cycles) de la batterie en fonction d'une profondeur de décharge de référence pour un ou plusieurs régimes de fonctionnement. Il est bon de rappeler que seules les décharges dégradent l'état de santé et que la fin de vie des batteries est déclarée lorsque sa capacité atteint 80% de sa capacité initiale. Dans cette thèse, un modèle de suivi de l'état de santé des batteries Lithium Ion Fer Phosphate (Li-Ion FePO4) est proposé à partir de quelques données constructeur. Le modèle tient compte à la fois du régime de fonctionnement et de la profondeur de décharge. Les références [A12] [Del06] [Tri10] ont permis de tracer la caractéristique du nombre de cycles en fonction du taux de décharge pour une profondeur de décharge égale à 100% (figure II.43). Pour la technologie de batterie considérée, le nombre de cycles est le même pour des régimes de décharge allant jusqu'à 1C. Au-delà, la cyclabilité décroît linéairement. L'état de santé (State-of-Health - SOH) est obtenu par le rapport entre la capacité nominale à l'instant t et la capacité nominale initiale (équation 3.8). Pour calculer la capacité nominale à l'instant t , une quantité d'énergie perdue à l'instant t suite à une décharge est soustraite de la capacité nominale $(t - 1)$ (équation 3.9). En tenant compte de la profondeur de décharge qui est la différence entre

l'état de charge avant et après sollicitation de la batterie, une variable A est introduite corrélée avec la cyclabilité et la capacité nominale initiale de la batterie qui va retrancher ladite quantité d'énergie perdue à l'instant t (équation 3.10). En exploitant la caractéristique de la cyclabilité en fonction du régime de décharge (figure II.43), les valeurs de A sont calculées pour chaque taux de décharge (tableau II.18).

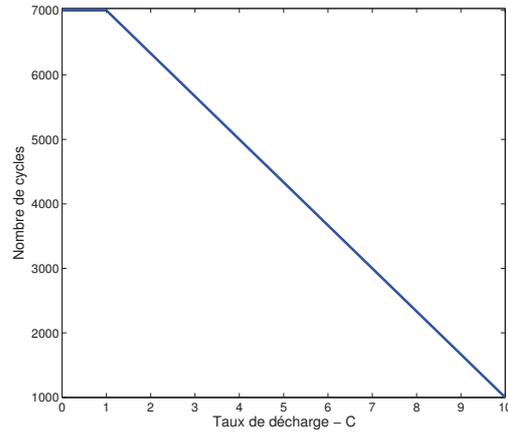


Fig. II.43 – Cyclabilité des batteries Lithium Ion Fer Phosphate

$$SOH(t) = \frac{Q_{nom}(t)}{Q_{nom}(t_0)} \times 100 \quad [\%] \quad (3.8)$$

$$Q_{nom}(t) = Q_{nom}(t-1) - \Delta Q_{nom}(t) \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_{nom}(t) = \Delta Q_{nom}(t_0) \times A \times [SOC(t-1) - SOC(t)] \quad (3.10)$$

Taux de décharge	Nombre de cycles	A
10C	1000	$0.2 \cdot 10^{-3}$
9C	1700	$11.76 \cdot 10^{-5}$
8C	2300	$8.7 \cdot 10^{-5}$
7C	3000	$6.66 \cdot 10^{-5}$
6C	3700	$5.4 \cdot 10^{-5}$
5C	4300	$4.65 \cdot 10^{-5}$
4C	5000	$4 \cdot 10^{-5}$
3C	5700	$3.5 \cdot 10^{-5}$
2C	6300	$3.17 \cdot 10^{-5}$
1C	7000	$2.857 \cdot 10^{-5}$

Tab. II.18 – Valeurs de la variable A pour différents taux de décharge

Ayant comme unique inconnue la profondeur de décharge, les caractéristiques du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge sont déterminées pour chaque taux de décharge (figure II.44a). En corrélation avec les applications visées où le taux de décharge maximale des batteries est de 1.5C environ, les valeurs de A sont déterminées avec un pas de 0.1C. Puis, pour chacun de ces régimes de décharge, la cyclabilité de la batterie en fonction de la profondeur de décharge est caractérisée (figure II.44b). Le tableau II.19 recense les résultats.

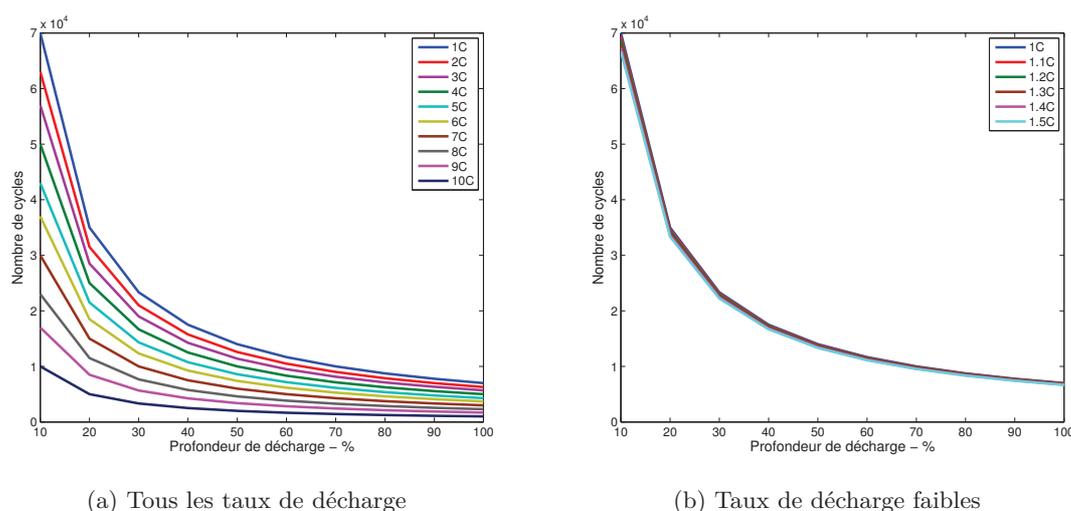


Fig. II.44 – Cyclabilité en fonction de la profondeur de décharge

DOD	1C	1.1C	1.2C	1.3C	1.4C	1.5C
10	70000	69320	68680	68000	67339	66670
20	35000	34660	34340	34000	33670	33335
30	23334	23107	22893	22667	22446	22223
40	17500	17330	17170	17000	16835	16668
50	14000	13864	13736	13600	13468	13334
60	11667	11553	11447	11333	11223	11112
70	10000	9903	9811	9714	9620	9524
80	8750	8665	8585	8500	8417	8334
90	7778	7702	7631	7556	7482	7408
100	7000	6933	6867	6800	6733	6667
A (10^{-5})	2.857	2.885	2.912	2.941	2.97	3

Tab. II.19 – Nombre de cycles en fonction de la profondeur et du taux de décharge

Dans les applications de type gestion de l'énergie incluant les PHEVs, le seul critère pouvant être affecté aux batteries est leur vieillissement. La cyclabilité va permettre de définir le prix de chaque sollicitation des batteries. La démarche est la suivante : pour une valeur de courant de décharge des batteries, ayant connaissance de la configuration des packs d'accumulateurs du PHEV concerné (nombre de cellules en parallèle - tableau II.16), le taux de décharge sera défini. Partant de cette connaissance et de la profondeur de décharge souhaitée, le nombre de cycles que la batterie est capable d'effectuer durant toute sa durée de vie est déterminé (tableau II.19). Connaissant ou en fixant le prix des packs de batteries, il suffit de diviser ce dernier par le nombre de cycles préalablement défini pour ainsi obtenir le coût de la sollicitation souhaitée.

6 L'algorithme d'affectation de véhicules par logement

Les études d'impacts des PHEVs sur les réseaux électriques, présentées ultérieurement, exigent des analyses à différents taux de pénétration de véhicules. Dans le cas de l'analyse d'un taux de pénétration de 100% représentatif d'un parc automobile composé essentiellement de PHEVs, un algorithme d'affectation de ces derniers est développé en considérant le pourcentage du nombre de véhicules par logement en France (tableau II.20) [INS07].

Sans véhicule	19.7%
Avec 1 véhicule	47.2%
Avec 2 véhicules	24.8%
Avec 3 véhicules	8.3%

Tab. II.20 – Pourcentage du nombre de véhicules par logement en France

À chaque itération de cet algorithme, le nombre de PHEVs pour le logement concerné sera affecté suivant les probabilités mentionnées. Une fois de plus, la génération d'un nombre pseudo-aléatoire est réalisée à chaque itération.

7 Conclusion

L'algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs, définissant le type, la catégorie, l'état de charge, l'heure de début et de fin de charge du véhicule, et le modèle simplifié de batterie Lithium Ion Fer Phosphate (Li-Ion FePO₄) calculant la tension aux bornes de la batterie, son état de charge, et ses pertes, ont permis de créer trois bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à différentes puissances. Le suivi dynamique de la tension, de l'état de charge (State-of-Charge - SOC) et de l'état de santé (State-of-Health - SOH) des batteries nécessitant des relations analytiques, ont fait l'objet d'équations représentant fidèlement le comportement des batteries dans des applications de type gestion de l'énergie. La modélisation comportementale du chargeur proposée permet de prendre en considération les pertes dues à la conversion de l'énergie.

Enfin, l'algorithme probabilistique d'affectation des véhicules a été développé dans le cas de l'analyse d'un taux de pénétration de 100% représentatif d'un parc automobile composé essentiellement de PHEVs où le pourcentage du nombre de véhicules par logement en France est considéré.

Chapitre II - Réseaux et Véhicules Électriques : Modélisation

Section 4 - La modélisation thermique des transformateurs

*You can get much farther with a kind word and a gun than
you can with a kind word alone.*

Al Capone (Scarface)

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	104
2	LES PERTES	104
3	LA DURÉE DE VIE	108
4	LES MODÈLES THERMIQUES	109
4.1	Le guide de charge CEI 60076-7	110
4.2	Le circuit électrique équivalent	112
5	LA MODÉLISATION D'UN TRANSFORMATEUR HTA/BT 160KVA	113
5.1	Le profil journalier de la température ambiante	114
5.2	Les caractéristiques électriques et géométriques	114
5.3	La comparaison des modèles "CEI" et "Circuit électrique équivalent"	115
6	CONCLUSION	117

1 Introduction

En corrélation avec les choix réalisés au préalable qui se manifestent par l'orientation des travaux de recherches sur l'intégration des PHEVs en milieu résidentiel, les transformateurs HTA/BT seront les premiers éléments de ce type de réseaux électriques à être impactés et sont susceptibles de subir un vieillissement accéléré. Dans le but d'apprécier ultérieurement l'accélération du vieillissement, cette section du chapitre présente l'ensemble des éléments relatifs à la modélisation thermique des transformateurs. En premier lieu, l'évaluation des pertes dans un transformateur alimentant des charges contenant des harmoniques est exposée. En second lieu, les lois qui permettent d'estimer la vitesse de vieillissement, ipso facto, la durée de vie d'un transformateur, sont mentionnées. Ces lois en question requièrent la connaissance et le suivi dynamique de la température du point chaud des enroulements du transformateur pendant son fonctionnement. Donc, pour le suivi de la température du point chaud, les modèles thermiques les plus répandus dans la littérature sont présentés et comparés en vue d'une sélection. À cet effet, une comparaison est effectuée pour un transformateur d'une puissance assignée de 160kVA dont les caractéristiques électriques et géométriques sont présentées en sus du profil journalier de la température utilisée.

2 Les pertes

Dans un transformateur, les pertes sont définies comme la somme des pertes en charge et des pertes à vide (figure II.45).

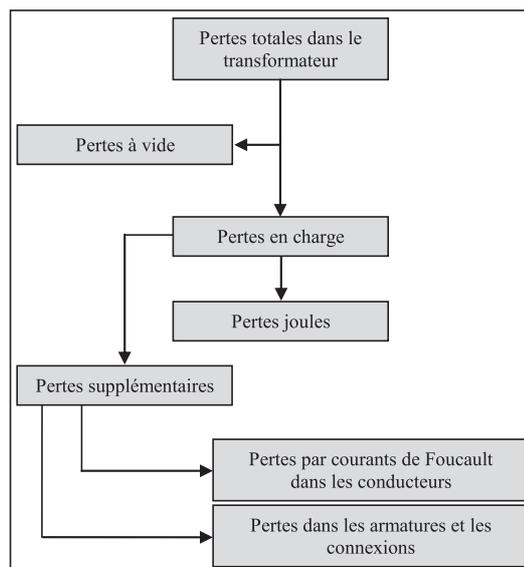


Fig. II.45 – Synoptique des pertes d'un transformateur

Les pertes totales s'expriment par l'équation 4.1.

$$P_{Total} = P_{nl} + P_{ll} \quad (4.1)$$

P_{Total} = Les pertes totales

P_{nl} = Les pertes à vide

P_{ll} = Les pertes en charge

Les pertes à vide correspondent à la magnétisation du transformateur du fait que les pertes joules associées au courant à vide sont négligeables. Les pertes en charge coïncident aux pertes causées par la circulation de courants dans les enroulements du transformateur (équation 4.2).

$$P_{ll} = P_j + P_{ec} + P_{osl} \quad (4.2)$$

P_j = Les pertes joules dans les enroulements

P_{ec} = Les pertes par courants de Foucault dans les enroulements

P_{osl} = Les pertes par courants de Foucault dans les matériaux autres que les enroulements

Le guide de charge IEEE C57.110-1998 [ANS98] propose une méthode pour calculer les différentes pertes contenues dans les pertes en charge. Cette méthode tient compte du taux de distorsion harmonique du courant de charge (THDi) puisque ce dernier augmente les pertes du transformateur, ipso facto, diminue sa durée de vie. P_j , P_{ec} , et P_{osl} s'expriment respectivement par les équations 4.3, 4.4 et 4.5.

$$P_j = R_{dc} \times \sum_{h=1}^{h=max} (I_h)^2 \quad (4.3)$$

R_{dc} = La résistance en continue des enroulements du transformateur

h = Le rang harmonique

$$P_{ec} = P_{ec-r} \times \sum_{h=1}^{h=max} h^2 \times \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 \quad (4.4)$$

P_{ec-r} = Les pertes par courants de Foucault dans les enroulements sous régime nominal

I_h = La valeur efficace du courant de rang h

I_R = Le courant efficace sous les conditions nominales

$$P_{osl} = P_{osl-r} \times \sum_{h=1}^{h=max} h^{0.8} \times \left(\frac{I_h}{I_R}\right)^2 \quad (4.5)$$

P_{osl-r} = Les pertes par courants de Foucault dans les matériaux autres que les enroulements sous régime nominal

La référence [ANS98] propose deux coefficients F_{HL} et F_{HL-STR} (respectivement les équations 4.6 et 4.8) qui permettent d'estimer les pertes P_{ec} et P_{osl} (respectivement les équations 4.7 et 4.9) en présence d'harmoniques.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=max} I_h^2 \times h^2}{I^2} \quad (4.6)$$

$$P_{ec} = P_{ec-o} \times F_{HL} \quad (4.7)$$

P_{ec-o} = Les pertes par courants de Foucault dans les enroulements à 50Hz pour un courant I donné

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=max} I_h^2 \times h^{0.8}}{I^2} \quad (4.8)$$

$$P_{osl} = P_{osl-r} \times F_{HL-STR} \quad (4.9)$$

P_{osl-r} = Les pertes par courants de Foucault dans les matériaux autres que les enroulements à 50Hz pour un courant I donné

À l'instar des coefficients F_{HL} et F_{HL-STR} qui permettent d'estimer les pertes par courants de Foucault dans les enroulements à 50Hz pour un courant I donné, il existe un autre coefficient, nommé $K - Factor$, permettant également de calculer les pertes par courants de Foucault à 50Hz mais pour le courant nominal (équation 4.10).

$$K - Factor = \sum_{h=1}^{h=max} \left(\frac{I_h}{I_R}\right)^2 \times h^2 \quad (4.10)$$

Les références [ME00] et [ALN05] proposent des améliorations au coefficient F_{HL} afin d'estimer plus précisément les pertes par courants de Foucault dans les enroulements (équations 4.11 et 4.12). Pour plus de détails, le lecteur peut se reporter aux références citées.

$$F_{HL} \text{ [ME00]} = \frac{\sum_{h=1}^{h=max} h \times \left(\frac{F(\varphi_h)}{F(\varphi_R)} \right) \times (I_h)^2}{I^2} \quad (4.11)$$

$$F_{HL} \text{ [ALN05]} = \frac{\sum_{h=1}^{h=max} h^2 \times \left(\frac{F'(\varphi_h)}{F'(\varphi_R)} \right) \times (I_h)^2}{I^2} \quad (4.12)$$

Un problème de praticité conséquent se manifeste. Les documents constructeurs ne procurent pas la décomposition des pertes en charge (pertes joules dues à la résistance en continue, pertes par courants de Foucault dans les enroulements et pertes dans les matériaux autres que les enroulements). Pour pallier ceci, la référence [Fre09] propose une estimation de la résistance des enroulements en alternatif. Il est donc possible de calculer les pertes joules et les pertes par courants de Foucault dans les conducteurs en présence d'harmoniques de courants. Les pertes en charge s'expriment par l'équation 4.13.

$$P_{lt} = R_{ac} \times I^2 + P_{osl} \quad (4.13)$$

I = Le courant efficace de charge

R_{ac} = La résistance alternative de l'enroulement

La résistance alternative R_{ac} (équation 4.14) se sépare en deux termes. Le premier représente les pertes joules dues à la résistance en continue R_{dc} (équation 4.15) alors que le deuxième représente les pertes par courants de Foucault R_{ec} (équation 4.16) dans les enroulements.

$$R_{ac} = R_{dc} + R_{ec} \quad (4.14)$$

$$R_{dc} = \frac{n}{d \cdot e \cdot \sigma} \times \left(\frac{N}{n} \right)^2 \quad (4.15)$$

$$R_{ec} = R_{dc} \times \left(\frac{e}{\delta} \right)^2 \times \left(\frac{n^2}{9} - \frac{1}{45} \right) \quad \delta = \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot f \cdot \mu \cdot \sigma}} \quad (4.16)$$

n = Le nombre de couches de l'enroulement considéré

N = Le nombre de spires de l'enroulement considéré

d = Le diamètre des conducteurs

e = L'épaisseur de la plaque

σ = La conductivité électrique

δ = L'épaisseur de peau

μ = La perméabilité magnétique

Dès lors, le calcul des pertes dans les enroulements s'exprime par l'équation 4.17.

$$P = 3 \times \sum_{h=1}^{h=\max} R_{ac1}(h) \times (I_{1h})^2 + 3 \times \sum_{h=1}^{h=\max} R_{ac2}(h) \times (I_{2h})^2 \quad (4.17)$$

$R_{ac1}(h)$ et $R_{ac2}(h)$ = Les résistances alternatives pour le primaire et le secondaire

I_{1h} et I_{2h} = Les courants efficaces pour le primaire et le secondaire

En reportant la résistance primaire au secondaire, la résistance globale des enroulements du transformateur est définie par l'équation 4.18. L'expression analytique des pertes en charge en présence d'harmoniques dans un transformateur s'exprime par l'équation 4.19.

$$R_s(h) = R_{ac1}(h) \times m^2 + R_{ac2}(h) \quad (4.18)$$

$R_s(h)$ = La résistance globale des enroulements pour le rang h

m = Le rapport de transformation du transformateur

$$P_{ll} = 3 \times \sum_{h=1}^{h=\max} R_s(h) \times I_s^2(h) + P_{osl} \quad (4.19)$$

$I_s(h)$ = La valeur efficace du courant secondaire dans une phase pour le rang h

3 La durée de vie

Bien que des paramètres tels que l'oxygène ou la teneur en humidité soient influents, il est communément admis que la durée de vie d'un transformateur est ramenée à la durée de vie des isolants autour des conducteurs. L'équation 4.20 tirée de la loi d'Arrhenius exprime alors la durée de vie d'un transformateur [IEE95a].

$$\text{Per Unit Life} = A \times \exp\left(\frac{B}{\theta_h + 273}\right) \quad (4.20)$$

θ_h = La température du point chaud des enroulements

A et B = Des constantes

Les équations 4.21 et 4.22 décrivent respectivement la loi permettant de calculer la vitesse de vieillissement V pour des isolants papiers thermiquement améliorés ou non (température de référence respectivement égale à 110°C ou à 98°C) [CEI05].

$$V = \exp\left(\frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{\theta_h + 273}\right) \quad (4.21)$$

$$V = 2^{\frac{(\theta_h - 98)}{6}} \quad (4.22)$$

Étant donné que le vieillissement de l'isolant est un processus cumulatif, il est d'usage d'introduire un facteur de vitesse de vieillissement équivalent F_{EQA} qui est représentatif de la vitesse de vieillissement moyen du transformateur sur un temps total écoulé (équation 4.23) [IEE95a].

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4.23)$$

F_{EQA} = Le facteur de vitesse de vieillissement équivalent

F_{AA_n} = Le facteur de vitesse de vieillissement durant l'intervalle de temps Δt_n

Δt_n = L'intervalle de temps en heure

N = Le nombre total d'intervalles de temps

Le pourcentage de perte de vie pour une température du point chaud variable pendant un intervalle de temps donné est représenté par l'équation 4.24 [IEE95a] [NRD07].

$$LOL (\%) = \frac{F_{EQA} \times t \times 100}{NIL \text{ (Normal Insulation Life)}} \quad (4.24)$$

LOL = Le pourcentage de perte de vie du transformateur

t = L'intervalle de temps en heure

NIL = 20.55 ans et 30 ans respectivement pour les transformateurs munis d'isolants papiers améliorés ou non

Une seconde méthode du calcul de la consommation de la durée de vie L sur une période de temps est représentée par l'équation 4.25 [CEI05].

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \times dt \quad \text{ou} \quad L \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (4.25)$$

4 Les modèles thermiques

Il est communément admis que la partie la plus chaude du transformateur subira le plus de détérioration. Donc, l'expression de la durée de vie des transformateurs est directement liée à la température du point chaud. Celui-ci se situe généralement en haut des

enroulements BT car c'est à ce niveau même que la densité de flux est la plus importante. Afin d'évaluer le vieillissement des transformateurs, les guides de charges CEI 60076-7 et IEEE C57.91-1995 [CEI05] [IEE95a] proposent des modèles thermiques permettant de calculer la température de l'huile supérieure et du point chaud. Il existe d'autres modèles, notamment basés sur l'analogie entre le thermique et l'électrique [SML01], qui permettent également de définir la température de l'huile supérieure et du point chaud. Le modèle thermique proposé par le guide de charge IEEE C57.91-1995 [IEE95a] ne tient pas compte de l'évolution de la température ambiante dans le temps. Il n'est donc pas adapté pour un suivi dynamique de la température de fonctionnement du transformateur, de ce fait, pour l'exercice visé. En revanche, les modèles proposés par les références [CEI05] et [SML01] sont propices puisque la température ambiante et le courant de charge varient arbitrairement avec le temps. Les deux modèles retenus font l'objet d'explications détaillées dans les deux paragraphes suivants.

4.1 Le guide de charge CEI 60076-7

Le guide de charge CEI 60076-7 [CEI05] pour transformateurs immergés dans l'huile propose un diagramme thermique qui est la simplification d'une distribution plus complexe (figure II.46).

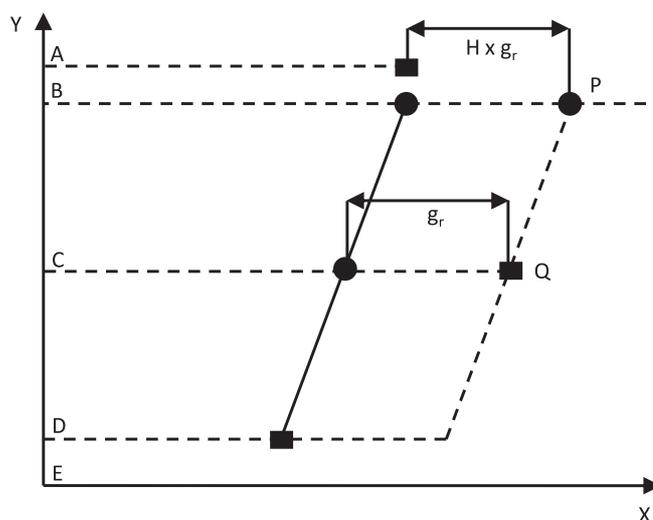


Fig. II.46 – Diagramme thermique d'un transformateur à huile

A = La température de l'huile à la partie supérieure donnée par la moyenne de la température de l'huile sortant de la cuve et de la température de la poche d'huile de la cuve

B = La température de l'huile de mélange dans la cuve au sommet de l'enroulement

C = La température de l'huile au niveau moyen de la cuve

D = La température de l'huile au bas de l'enroulement

E = Le niveau inférieur de la cuve

g_r = Le gradient de température entre l'enroulement moyen et l'huile moyenne (dans la cuve) au courant assigné

H = Le facteur du point chaud

P = La température du point chaud

Q = La température moyenne de l'enroulement déterminée par une mesure de résistance

X = La température

Y = Les positions relatives

Il est constaté que le calcul de la température du point chaud s'effectue à partir de la valeur de la température de l'huile supérieure et du calcul de l'augmentation de la température du point chaud par rapport à l'huile supérieure. Le calcul du point chaud est représenté par l'équation 4.26.

$$\theta_h = \theta_0 + \Delta\theta_h \quad (4.26)$$

θ_h = La température du point chaud à la charge considérée

$\Delta\theta_h$ = L'échauffement du point chaud par rapport à la température de l'huile supérieure pour la charge considérée

La température de l'huile supérieure est calculée à partir de l'équation 4.27.

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times \Delta\theta_{or} = k_{11} \times \tau_0 \times \frac{d\theta_0}{dt} + [\theta_0 - \theta_a] \quad (4.27)$$

K = Le facteur de charge (ratio du courant de charge sur le courant assigné)

R = Le ratio des pertes en charge à courant assigné sur les pertes à vide

$\Delta\theta_{or}$ = L'échauffement de l'huile supérieure en régime permanent pour les pertes assignées

k_{11} = Une constante du modèle thermique

τ_0 = La constante de temps de l'huile en minute

θ_0 = La température de l'huile supérieure à la charge considérée

θ_a = La température ambiante

x = Une puissance exponentielle des pertes totales pour le calcul de l'échauffement de l'huile supérieure

L'échauffement du point chaud par rapport à l'huile supérieure est calculé à partir de l'équation 4.28.

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (4.28)$$

$$k_{21} \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1}$$

$$(k_{21} - 1) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = \frac{\tau_0}{k_{22}} \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2}$$

$\Delta\theta_{hr}$ = L'échauffement du point chaud par rapport à l'huile supérieure en régime assigné

k_{21} et k_{22} = Des constantes du modèle thermique

τ_w = La constante de temps des enroulements en minute

y = Une puissance exponentielle du courant par rapport à l'échauffement des enroulements

4.2 Le circuit électrique équivalent

Il est possible de décrire les phénomènes de conduction thermique par des schémas électriques équivalents. Dès lors, le courant électrique représente une puissance, le potentiel électrique est assimilé à une température, la résistance électrique se substitue à la résistance thermique et la capacité électrique représente la capacité thermique. La référence [SML01] propose deux circuits électriques (figures II.47 et II.48) qui représentent respectivement le modèle thermique du transfert entre l'huile et l'air ambiant et le modèle thermique du transfert entre l'enroulement et l'huile permettant de calculer la valeur de la température de l'huile supérieure pour le premier et la valeur du point chaud pour le second.

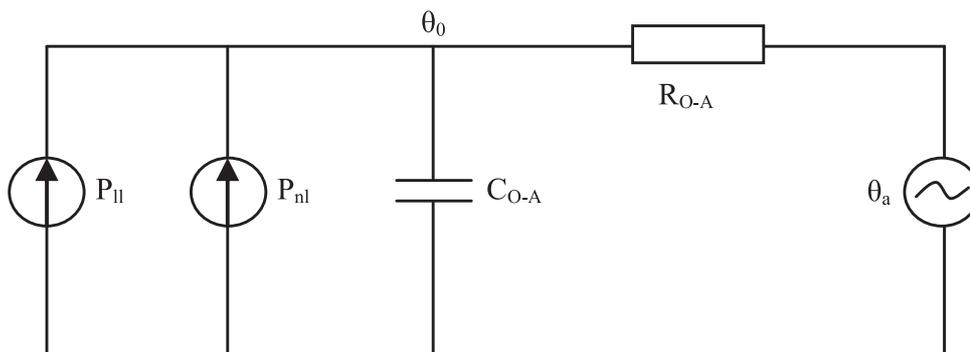


Fig. II.47 – Modèle thermique du transfert huile/air ambiant

Le calcul de la température de l'huile supérieure s'effectue à partir de l'équation 4.29.

$$\frac{P_{ll} + P_{nl}}{P_{ll-r} + P_{nl-r}} \times \Delta\theta_{or} = R_{O-A} \times C_{O-A} \times \frac{d\theta_0}{dt} + (\theta_0 - \theta_a) \quad (4.29)$$

$$R_{O-A} = \frac{\Delta\theta_{or}}{P_{ll-r} + P_{nl-r}} \quad \text{et} \quad C_{O-A} = \frac{\tau_0}{R_{O-A}}$$

P_{ll-r} = Les pertes en charge sous conditions nominales

P_{nl-r} = Les pertes à vide sous conditions nominales

R_{O-A} et C_{O-A} = Respectivement la résistance thermique et la capacité thermique du transfert de chaleur huile/air ambiant

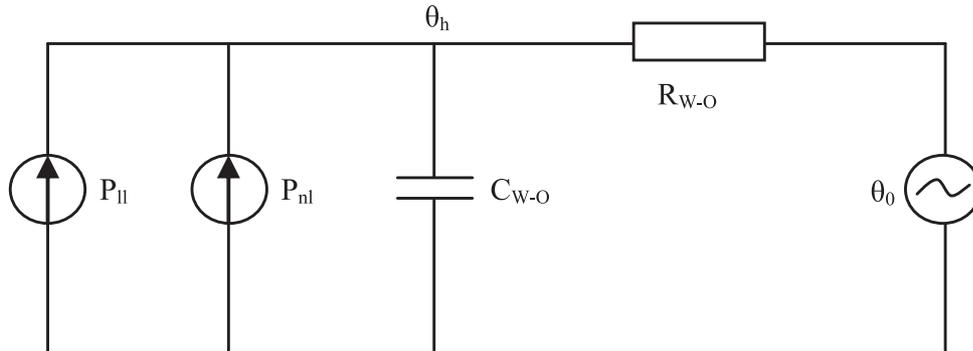


Fig. II.48 – Modèle thermique du transfert enroulement/huile

Le calcul de la température du point chaud s'effectue à partir de l'équation 4.30.

$$\frac{P_{ll} + P_{nl}}{P_{ll-r} + P_{nl-r}} \times \Delta\theta_{hr} = R_{W-O} \times C_{W-O} \times \frac{d\Delta\theta_h}{dt} + \Delta\theta_h \quad (4.30)$$

$$R_{W-O} = \frac{\Delta\theta_{hr}}{P_{ll-r} + P_{nl-r}} \quad \text{et} \quad C_{W-O} = \frac{\tau_W}{R_{W-O}}$$

R_{W-O} et C_{W-O} = Respectivement la résistance thermique et la capacité thermique du transfert de chaleur enroulement/huile

L'équation 4.26 permet ensuite de calculer la température du point chaud à la charge considérée.

5 La modélisation d'un transformateur HTA/BT 160KVA

Le transformateur choisi est installé dans un poste de distribution public de type "PSS". Plusieurs facteurs ont conduit à la sélection d'un transformateur HTA/BT qui alimente un réseau résidentiel composé de maisons individuelles. D'une part, ces transformateurs sont les plus nombreux en France (environ 700 000 connectés au réseau électrique français). D'autre part, pour des raisons socio-économiques, ils seront les premiers éléments des réseaux électriques à être impactés par l'insertion des PHEVs dans le parc automobile.

5.1 Le profil journalier de la température ambiante

Il a été démontré dans la référence [SHS08], la température ambiante influe directement sur la température du point chaud de l'enroulement et a donc une incidence sur le vieillissement du transformateur. Afin de prendre en considération ce principe, un profil journalier moyen de la température a été déterminé à partir de relevés réels. À cet effet, les températures relevées par EDF en 2006 pour la ville de Nîmes en France ont été utilisées. Compte tenu que le transformateur étudié est installé dans un poste de distribution de type "PSS" (cabine isolé), une température de 10°C a été incrémentée au profil journalier moyen de la température. C'est cette caractéristique illustrée par la figure II.49 de la température à l'intérieur de la cabine qui sera utilisée durant les analyses ultérieures.

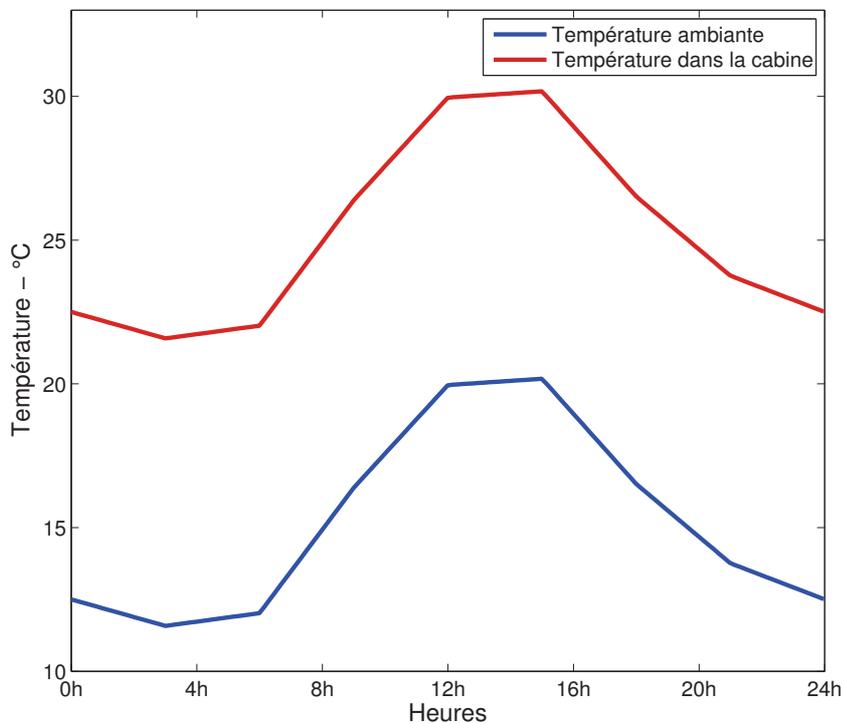


Fig. II.49 – Profil journalier moyen de la température

5.2 Les caractéristiques électriques et géométriques

Dans l'objectif de minimiser les erreurs engendrées par l'hypothèse posée qui consiste à ne pas inclure les harmoniques véhiculés sur les réseaux électriques de type résidentiel par les appareils électriques domestiques et les PHEVs, un transformateur réalisé avec des feuilles d'aluminium au secondaire a été sélectionné. Ce type de transformateur est moins sensible aux harmoniques car l'augmentation des pertes est uniquement due à l'augmentation de la valeur efficace du courant de charge [Fre09]. Le tableau II.21 décrit ses caractéristiques électriques et géométriques [Fre09].

Puissance apparente	160kVA
Mode de refroidissement	Oil Natural Air Natural - ONAN
Tension primaire	20kV
Tension secondaire	410V
Courant primaire	4.6A
Courant secondaire	225.3A
Pertes à vide	381W
Pertes joules BT à 75°C	1230W
Pertes en charge HTA à 75°C	1615W
P_{OSL}	60W
Conducteurs primaires	Rond diamètre 1mm
Nombre de couches primaires	16
Rac1	75Ω
Conducteurs secondaires	Feuilles aluminium e = 0.35mm
Nombre de couches secondaires	46
Rac2	7.7mΩ

Tab. II.21 – Caractéristiques électriques et géométriques du transformateur [Fre09]

5.3 La comparaison des modèles "CEI" et "Circuit électrique équivalent"

Le transformateur retenu est muni d'isolants papiers thermiquement non améliorés (température de référence égale à 98°C). Le calcul de sa vitesse de vieillissement V s'effectue donc à partir de l'équation 4.20 et sa durée de vie normalisée est de 30 ans [NRD07]. Les deux modèles thermiques retenus (modèle guide de charge CEI 60076-7 et modélisation par circuit électrique équivalent) ont été développés sous le logiciel Matlab Simulink. Le tableau II.22 indique les valeurs des différents paramètres des deux modèles simulés [Fre09].

$\Delta\theta_{or}$	50.4°C
$\Delta\theta_{hr}$	19°C
x	0.8
y	1.6
τ_0	120mins
τ_w	4mins
k_{21}	1
k_{22}	2
k_{11}	1

Tab. II.22 – Valeurs des paramètres des deux modèles thermiques [Fre09]

En imposant un courant de charge de 225.3A au secondaire du transformateur (courant nominal), les températures du point chaud obtenues à partir des deux modèles thermiques sont comparées (figure II.50).

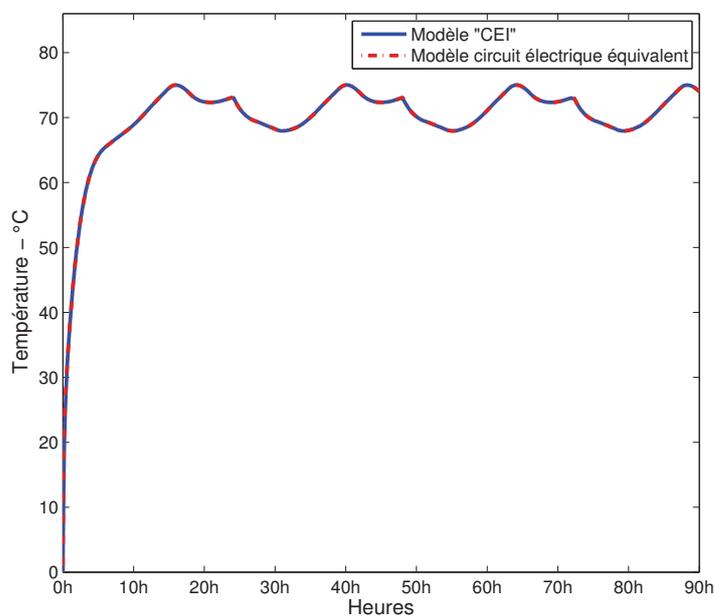


Fig. II.50 – Température du point chaud

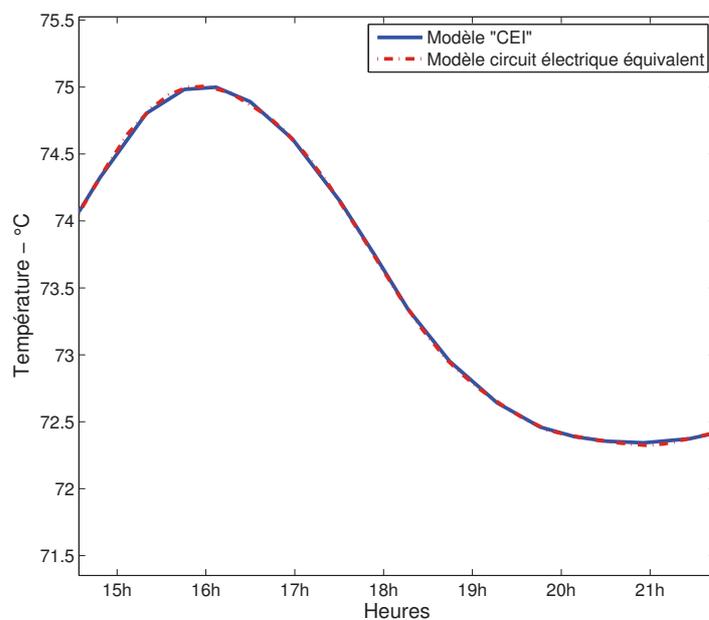


Fig. II.50 – Température du point chaud – Zoom

La fluctuation de la température du point chaud de l'enroulement provient de la variation de la température ambiante entre le jour et la nuit. Les deux modèles thermiques fournissent des résultats très similaires. De par sa simplicité d'utilisation, le modèle guide de charge CEI 60076-7 sera utilisé dans la suite des travaux.

6 Conclusion

L'ensemble des éléments relatifs à une étude du vieillissement d'un transformateur ont été présentés. Il est de bon usage de justifier la méthode présentée qui considère que le transformateur alimente des charges contenant des harmoniques. La prise en considération du taux de distorsion harmonique du courant (THDi) est importante puisque ce dernier va accroître les pertes dans le transformateur et donc impacter sa durée de vie. Les références [ELN06] [SN08] [SGJ08] ont montré que pour un taux de charge similaire, un courant composé d'un spectre riche en harmoniques conduit à une élévation plus prononcée du point chaud des enroulements entraînant ainsi un vieillissement plus accentué des transformateurs alimentant des charges non linéaires. Il a été constaté que ce phénomène s'explique en partie par l'augmentation de la valeur efficace du courant de charge et l'augmentation des pertes par courants de Foucault dans les enroulements. Bien que les appareils électriques domestiques et les PHEVs véhiculent des harmoniques sur les réseaux électriques de type résidentiel, les travaux présentés dans ce manuscrit s'en affranchissent puisque leur représentation est une entreprise difficile. En effet, une grande disparité existe dans les contenus spectraux des appareils électriques et cela même dans une famille similaire d'appareils domestiques. La cause prépondérante de cette disparité est la puissance et la nature de l'électronique de puissance utilisée. La référence [BLD⁺00] fournit le taux de distorsion harmonique en courant de plus de 40 appareils électriques domestiques. La référence [GM03] a démontré la relation quadratique existant entre l'impact sur la durée de vie d'un transformateur et le taux de distorsion harmonique du courant de charge des batteries des véhicules électriques. Une perspective d'étude se présente qui consiste à compléter les travaux présentés ultérieurement dans cet ouvrage en incluant les harmoniques rejetés simultanément par les appareils électriques domestiques et les véhicules électriques en les représentant le plus fidèlement possible.

CHAPITRE III

IMPACT DES PHEVS SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Following the military triumph we accomplished by bayonets, weapons and blood, we shall strive to win victories in such fields as culture, scholarship, science and economics.

Mustafa Kemal Atatürk

Résumé

Les études concernant les impacts des PHEVs sur les réseaux électriques sont constituées, de prime abord, de l'analyse démontrant le potentiel des PHEVs sur le réseau électrique national français (Section 1), ensuite de l'évaluation des problématiques liées à la recharge des PHEVs sur un réseau de distribution réel (Section 2) dont le constat a motivé d'une part les recherches relatives à un réseau électrique de type résidentiel (Section 3) et d'autre part la quantification de l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT (Section 4).

Chapitre III - Impact des PHEVs sur les Réseaux Électriques

Section 1 - Le réseau électrique national français

*Des chercheurs qui cherchent, on en trouve. Des chercheurs
qui trouvent, on en cherche.*

Charles de Gaulle

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	122
2	LE CONTEXTE DES SCÉNARIIS DE CHARGE	122
2.1	Le choix des taux de pénétration	123
2.2	Les temps de charge des différents types de PHEVs	125
2.3	L'évolution de l'offre-demande d'électricité en France	126
3	LES SCÉNARIIS DE CHARGE	128
4	LES SIMULATIONS	129
5	L'ESTIMATION DES TAUX DE PÉNÉTRATION MAXIMAUX	137
6	CONCLUSION	141

1 Introduction

Durant la dernière décennie, alors que la population mondiale a augmenté par un facteur de 3.6 environ, la consommation d'énergie primaire a été multipliée par 10. Avec une telle croissance, la consommation d'énergie primaire sera 7 fois plus élevée en 2100 par rapport à l'année 2000 [Ngo08]. Étant donné que l'épuisement du pétrole est estimé entre 2038 et 2050 [EGGE05], les combustibles fossiles ne seront pas en mesure de fournir les besoins futurs en matière d'énergie. D'où la nécessité de réorienter les vecteurs énergétiques pour propulser les véhicules du futur. En sus de ces estimations, les préoccupations relatives au réchauffement de la planète, estimé entre 1.1°C et 6.4°C d'ici l'année 2100 suivant divers scénarii d'analyses menées par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat - GIEC, poussent à la popularisation des véhicules à faibles émissions. Eu égard au secteur du transport terrestre en France dépendant à 97% du pétrole [EDF08], responsable de près d'un tiers de la consommation nationale d'énergie et principal émetteur de Gaz à Effet de Serre (GES), le potentiel des véhicules rechargeables trouve ici toute son importance. À ce titre, cette section du chapitre expose la première étude relative à l'impact des PHEVs sur les réseaux électriques. Pour cela, de prime abord le contexte des scénarii de charge est exposé via la définition du choix des taux de pénétration et des temps de charge des différents types de PHEVs. L'estimation de l'évolution de l'offre-demande d'électricité pour les années à venir est également considérée. Puis, cinq scénarii de charge ont été définis représentant le comportement des individus. Pour les quatre premiers scénarii, les utilisateurs débutent aléatoirement la charge de leur véhicule avec un débatement de deux heures. Le dernier scénario simule un début de charge coordonné des PHEVs lorsque la consommation d'électricité nationale est faible. Compte tenu du nombre élevé de simulations, seules les plus pertinentes sont illustrées et analysées. De ce fait, pour chacun des scénarii de charge, seuls les résultats relatifs à l'impact le plus faible et le plus élevé des PHEVs sur les réseaux électriques ont été considérés. Dans l'étape suivante, une nouvelle démarche a été menée consistant à déterminer la capacité d'accueil des réseaux électriques suivant différents scénarii de charge. Partant, 2 solutions simples sont proposées dans l'objectif d'augmenter le taux de pénétration maximal des PHEVs. L'impact sur la réduction des émissions de CO₂ et des importations de pétrole au niveau national en est la corollaire.

2 Le contexte des scénarii de charge

La faisabilité des simulations nécessite de prime abord de définir le contexte des scénarii de charge qui est spécifié à travers le choix des taux de pénétration, l'évaluation des temps de charge des différents types de PHEVs et l'estimation de l'évolution de l'offre-demande d'électricité pour la France.

2.1 Le choix des taux de pénétration

Les autorités françaises ont fixé un objectif de deux millions de véhicules à faibles émissions rechargeables sur les réseaux électriques pour l'année 2020. Considérant le parc automobile actuel estimé à 37.2 millions de véhicules en 2009 dont 83% de véhicules particuliers [CCF], cela représente environ 5%. À l'instar de la majorité des pays industrialisés, corrélée à la mondialisation, la France a connu une forte évolution de son parc automobile durant ces 30 dernières années. Néanmoins, malgré la politique actuelle, la croissance sera apathique durant les prochaines années. Sur la base d'une évolution unitaire par année (projection tendancielle), l'évolution du parc automobile français a été estimée jusqu'en 2020. En amont de l'estimation, la réelle évolution est illustrée (figure III.51).

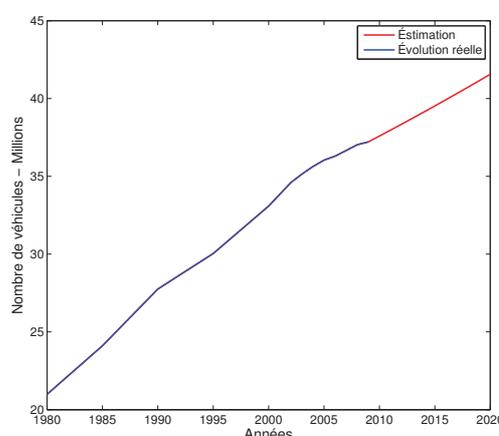


Fig. III.51 – Évolution du parc automobile français

Le choix des taux de pénétration est basé sur une étude proposant des prévisions de ventes des véhicules rechargeables qui regroupent à la fois les véhicules électriques - EVs et les véhicules électriques hybrides rechargeables - PHEVs [IEA11b]. Partant de ces prévisions, les taux de pénétration sont déterminés de l'année 2015 à l'année 2020 en considérant que le parc automobile français sera toujours composé d'environ 80% de véhicules particuliers (tableau III.23).

Année	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Parc automobile - 10⁶	39.52	39.92	40.33	40.73	41.14	41.56	
Véhicules particuliers - 10⁶	31.62	31.94	32.26	32.58	32.91	33.25	
Véhicules recharg. - 10⁶	Max.	3.10	3.95	4.80	5.75	6.90	8.20
	Moy.	2.90	3.70	4.55	5.50	6.60	7.80
	Min.	3.00	3.83	4.68	5.63	6.75	8.00
Taux de pénétration - %	Max.	9.80	12.37	14.88	17.65	20.97	24.66
	Moy.	9.17	11.58	14.10	16.88	20.05	23.46
	Min.	9.49	11.97	14.49	17.26	20.51	24.06

Tab. III.23 – Taux de pénétration des véhicules rechargeables

L'exploitation des différentes tailles de batteries des PHEVs et des EVs (tableau III.24), l'estimation et le rapport des ventes de PHEVs/EVs (figures III.52 et III.53) ainsi que l'évolution de la mixité du parc automobile français pour la période visée (tableau III.25), ont permis d'effectuer une équivalence en PHEVs des prévisions de ventes de véhicules électriques. Le choix technologique des véhicules à faibles émissions considérés dans ce manuscrit permet d'apprécier uniquement des PHEVs. Le tableau III.26 recense les taux de pénétration des PHEVs en tenant compte de ladite équivalence.

kWh	PHEV20	PHEV40	PHEV60	EV
Compact Car – CC	5.1	10.3	15.5	20
Mid-Size Sedan – MS-S	6	12	18	25
Mid-Size SUV – MS-SV	7.9	15.5	23.3	30
Full-Size SUV – FS-SV	9.3	18.5	27.8	40

Tab. III.24 – Tailles de batteries des PHEVs et des EVs

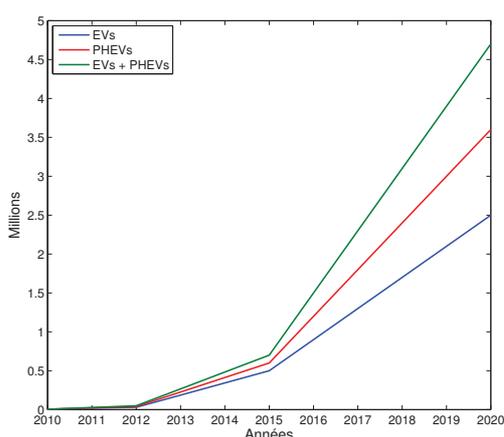


Fig. III.52 – Éstimations des ventes de PHEVs/EVs

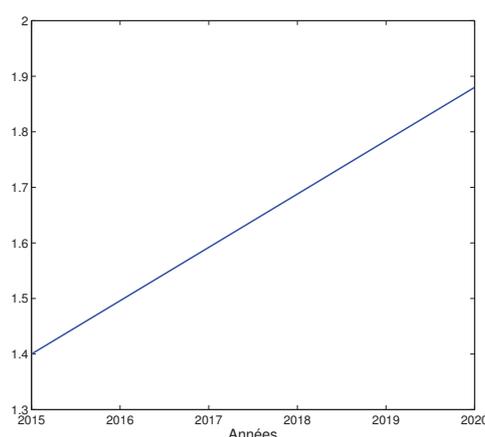


Fig. III.53 – Rapport des ventes de PHEVs/EVs

Catégorie - %	1990	1995	2000	2006	2015-2020
Petite = CC	39.4	43.4	45.1	45.1	50
Moyenne inférieure = MS-S	20.8	24.3	27.3	32.0	35
Moyenne supérieure = MS-SV	26.0	22.2	19.9	15.7	12
Haut de gamme = FS-SV	8.70	7.00	7.00	5.80	3
Divers	5.10	3.20	0.80	1.40	0

Tab. III.25 – Mixité du parc automobile français

Année	All Electric Range	PHEVs - 10 ⁶			Taux de pénétration - %		
		Min.	Moy.	Max.	Min.	Moy.	Max.
2015	20	6.53	6.76	6.98	20.63	21.40	22.06
	40	4.10	4.24	4.38	12.96	13.42	13.84
	60	3.30	3.41	3.53	10.43	10.80	11.16
2016	20	8.14	8.43	8.70	25.48	26.39	27.24
	40	5.19	5.34	5.52	16.25	16.72	17.28
	60	4.18	4.34	4.48	13.09	13.59	14.03
2017	20	9.84	10.08	10.36	30.51	31.26	32.13
	40	6.30	6.47	6.64	19.53	20.06	20.60
	60	5.14	5.27	5.32	15.94	16.34	16.50
2018	20	11.66	11.90	12.17	35.79	36.51	37.35
	40	7.54	7.71	7.89	23.14	23.65	24.22
	60	6.18	6.31	6.45	18.97	19.36	19.80
2019	20	13.72	14.01	14.35	41.68	42.58	43.60
	40	8.96	9.16	9.38	27.22	27.84	28.50
	60	7.38	7.55	7.72	22.42	22.95	23.46
2020	20	15.94	16.36	16.95	47.95	49.21	50.35
	40	10.49	10.78	11.17	31.55	32.42	33.18
	60	8.70	8.92	9.25	26.17	26.83	27.48

Tab. III.26 – Taux de pénétration des PHEVs

2.2 Les temps de charge des différents types de PHEVs

La durée de charge d'un véhicule électrique hybride rechargeable varie suivant plusieurs paramètres. Les principaux sont d'une part la taille et le rendement des batteries et d'autre part l'état de charge à l'arrivée et celui souhaité au départ. Plusieurs hypothèses ont été posées pour définir le temps de charge de chaque type de PHEVs appartenant aux quatre catégories. Le rendement des accumulateurs, qui correspond à la quantité d'électricité qu'il faut injecter dans la batterie pour obtenir un SOC exploitable à 100% pendant une décharge, est considéré égal à 90%. Pour n'importe quelle puissance de charge, le rendement du chargeur est fixé à 95%. En dépit d'une étude démontrant qu'environ 75% seulement des utilisateurs de PHEVs chargent intégralement leurs accumulateurs [CFSS09], il a été estimé, dans cette étude, que 100% de ces derniers les rechargent complètement avant la prochaine utilisation. Au demeurant, il a été supposé que les propriétaires chargent leur PHEV une seule fois par jour après leur utilisation quotidienne, et cela jusqu'à atteindre l'état de pleine charge des batteries. Plus de 95% des français parcourent en moyenne entre 11.6km et 24.3km par jour [HVBB05]. Il a été envisagé que 100% des français ont un parcours moyen journalier inclus dans cette plage. Pour chaque catégorie et type de PHEVs, le tableau III.27 énumère les temps de charge en fonction des distances sillonnées pour 2 puissances de charge (230V-16A et 32A). La figure III.54 illustre la relation entre la puissance requise pour atteindre l'état de pleine charge du PHEV et sa distance parcourue. À titre d'exemple, les profils de charge d'un PHEV20 CC sont illustrés (figure III.55).

Type de PHEV		Batteries kWh	Distance parcourue - km					Puissance - kWh			Puissance par heure (kW) 1h 2h 3h 4h ...						
			11.6	24.3	32	64	96				230V/16A			230V/32A			
			20	40	60	11.6	24.3	32	64	96	1.73	3.62	4.77	1.73	3.62	3.68 1.09	1.73
CC PHEV	20	5.1	X	X	X	X	X	X	1.73	3.62	4.77	1.73	3.62	3.68 1.09	1.73	3.62	4.77
	40	10.3	X	X	X	X	X	X	1.75	3.66	9.63	1.75	3.66	3.68 3.68 2.27	1.75	3.66	7.36 2.27
	60	15.5	X	X	X	X	X	X	1.75	3.67	14.5	1.75	3.68	(3.68 *3) 3.46	1.75	3.68	7.36 7.14
MS-S PHEV	20	6	X	X	X	X	X	X	2.04	4.26	5.61	2.04	3.68 0.58	3.68 1.93	2.04	4.26	5.61
	40	12	X	X	X	X	X	X	2.04	4.26	11.23	2.04	3.68 0.58	(3.68*3) 0.19	2.04	4.26	7.36 3.87
	60	18	X	X	X	X	X	X	2.04	4.26	16.84	2.04	3.68 0.58	(3.68*4) 2.12	2.04	4.26	(7.36 *2) 2.12
MS-SV PHEV	20	7.9	X	X	X	X	X	X	2.68	5.61	7.39	2.68	3.68 1.93	(3.68*2) 0.03	2.68	5.61	7.36 0.03
	40	15.5	X	X	X	X	X	X	2.63	5.51	14.50	2.63	3.68 1.83	(3.68*3) 3.46	2.63	5.51	7.36 7.14
	60	23.3	X	X	X	X	X	X	2.63	5.52	21.80	2.63	3.68 1.84	(3.68*5) 3.4	2.63	5.52	(7.36 *2) 7.08
FS-SV PHEV	20	9.3	X	X	X	X	X	X	3.15	6.61	8.70	3.15	3.68 2.93	(3.68*5) 1.34	3.15	6.61	7.36 1.34
	40	18.5	X	X	X	X	X	X	3.14	6.57	21.64	3.14	3.68 2.89	(3.68*5) 3.24	3.14	6.57	(7.36 *2) 6.92
	60	27.8	X	X	X	X	X	X	3.14	6.58	26.01	3.14	3.68 2.90	(3.68*7) 0.25	3.14	6.58	(7.36 *3) 3.93

Tab. III.27 – Temps de charge des PHEVs

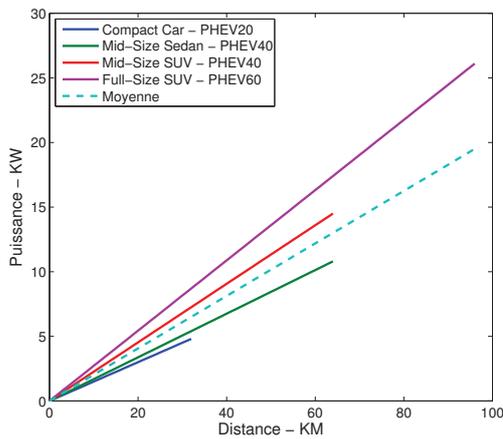


Fig. III.54 – Puissances requises en fonction de la distance parcourue des PHEVs

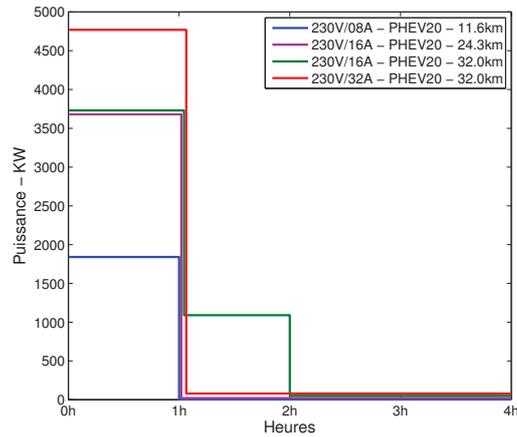


Fig. III.55 – Profils de charge d'un PHEV20 Compact Car – CC

2.3 L'évolution de l'offre-demande d'électricité en France

Bien que le parc de production d'électricité en France ait augmenté durant ces 20 dernières années, la consommation a subi une croissance plus significative se traduisant par un taux d'utilisation plus prononcé des équipements de production. Dans l'objectif de perpétuer ce phénomène de manière simpliste, une évolution linéaire annuelle a été prise en compte pour l'estimation de l'évolution des moyens de production (tableau III.28) et de la consommation d'électricité (tableau III.29) en France pour la période visée. Un raisonnement similaire a été appliqué pour évaluer les courbes de charges françaises moyenne et maximale par année (figures III.56a et III.56b).

GW	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nucléaire	63.2	63.2	64.7	64.7	64.7	64.7
Charbon	6.8	6.8	5.9	4.9	3.9	2.9
CCG	3.8	4.7	5.6	5.9	5.9	9.9
Fioul & TAC	7.0	7.2	7.0	7.0	7.0	10.5
Hydraulique	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4
Éolien	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	17.0
Thermique décentralisé + PV	8.8	8.6	8.3	8.4	8.5	12.4
Total	120.5	122.4	124.4	124.8	124.9	142.8

Tab. III.28 – Puissance du parc de production d'électricité français

TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Consommation nationale	63.2	63.2	64.7	64.7	64.7	64.7
Pompage	6.8	6.8	5.9	4.9	3.9	2.9
Solde exportateur	3.8	4.7	5.6	5.9	5.9	9.9
DEMANDE	572.2	578.4	587.7	587.2	592.4	618.9
Nucléaire	429.8	430.3	436.3	440.2	442.3	446.4
Charbon	18.0	18.6	18.5	14.3	14.3	6.4
CCG	14.2	16.5	20.2	18.9	19.3	30.3
Fioul, TAC et effacements	1.3	1.4	1.4	1.8	2.7	1.9
Thermique décentralisé non ÉnR	21.1	21.5	18.9	16.2	15.2	14.9
Hydraulique	70.8	70.8	70.8	70.7	70.6	70.6
Éolien	11.9	14.0	16.2	18.3	20.5	36.6
Thermique décentralisé ÉnR + PV	5.1	5.2	5.5	6.9	7.4	11.9
OFFRE	572.2	578.4	587.7	587.2	592.4	618.9
Ration ÉnR	15.7%	15.9%	16.1%	16.9%	17.1%	22.1%

Tab. III.29 – Bilan énergétique – Consommation d'électricité

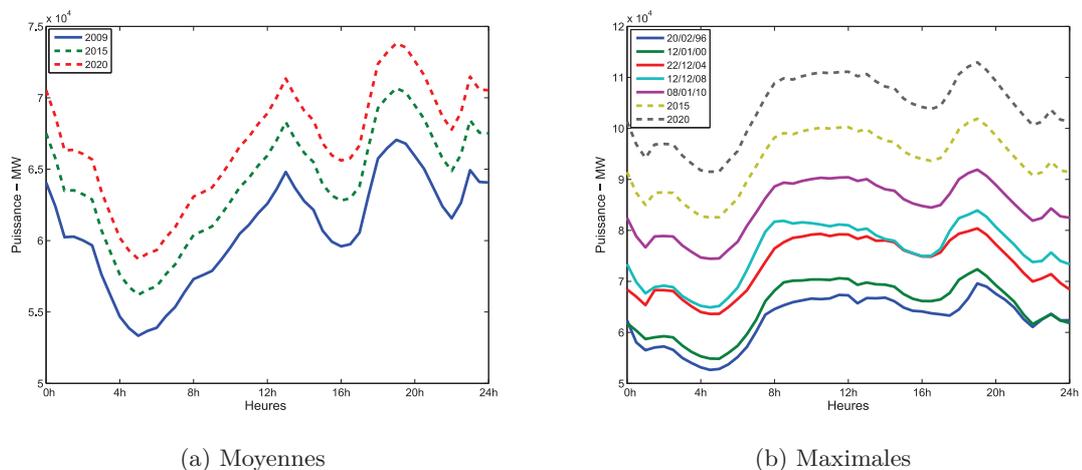


Fig. III.56 – Courbes de charges françaises

3 Les scénarii de charge

Bien que la disponibilité des véhicules particuliers ait un caractère fortement aléatoire, celle-ci demeure néanmoins très élevée. Aux États-Unis, les véhicules rechargeables sont stationnaires durant 94.5% du temps [JRF08]. En France, où la distance journalière parcourue est plus faible, ce taux de stationnement est plus important. Ainsi, les utilisateurs sont susceptibles de recharger leur véhicule à tout moment de la journée. Par conséquent, plusieurs scénarii de charge ont été définis (figure III.57).

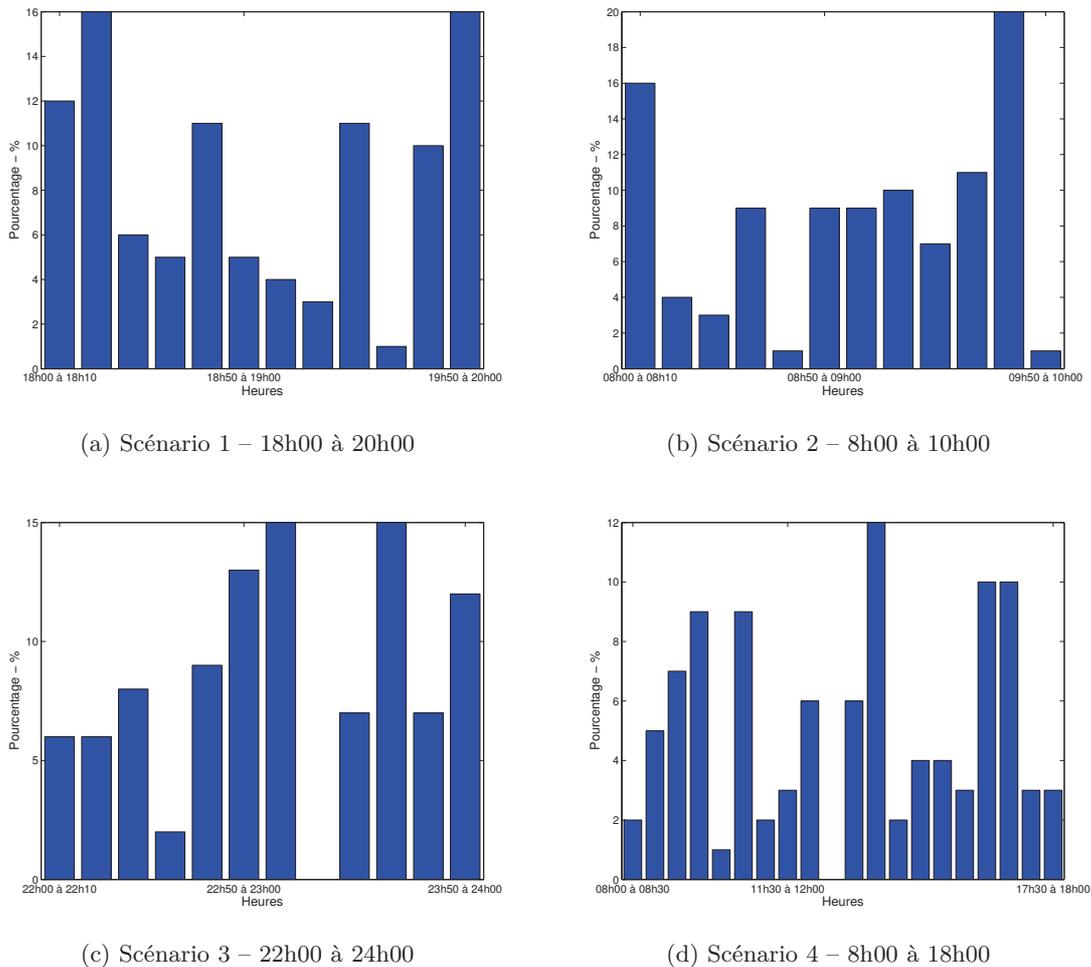


Fig. III.57 – Scénarii de charge

Ainsi, 5 scénarii de charge sont proposés. Le premier considère que les utilisateurs chargent leur véhicule immédiatement après être rentrés du travail entre 18h et 20h. Un débattement de 2h est adopté dans l'objectif de tenir compte de la disparité relative aux heures d'arrivée à domicile. En supposant que les dispositifs de charges sont suffisamment déployés, le second scénario caractérise la recharge des véhicules sur le lieu de travail en débutant entre 8h et 10h. Le troisième scénario représente une charge décalée entre 22h

et 24h. Une recharge continue durant la journée est illustrée par le quatrième scénario où les utilisateurs débutent la recharge de leur véhicule entre 8h et 18h. Enfin, le cinquième scénario simule un début de charge coordonné de l'ensemble des PHEVs à 4h.

4 Les simulations

Eu égard au nombre de paramètres qui interviennent, le nombre de simulations plausibles est élevé. Dans l'objectif de les limiter, une première hypothèse considérant que tous les utilisateurs possèdent le même type de PHEVs a été posée. Il est évident que cela est discutable mais il est question ici d'une démonstration. À titre d'exemple, le premier scénario sera simulé pour l'année 2015 où la charge des PHEVs est réalisée à une puissance de 230V-16A, l'autonomie des véhicules en mode tout électrique est fixée à 20 miles (32km), le taux de pénétration est minimal et le trajet journalier parcouru équivaut à 11.6km. Le premier paramètre évoluant de 1 à 4 correspond au scénario simulé, le second correspond à l'année (2015 ou 2020), le troisième fixe la puissance de charge (230V-16A ou 230V-32A), le quatrième indique le type de PHEV des utilisateurs (PHEV20, 40, ou 60), le cinquième fixe le taux de pénétration (minimal, moyen, ou maximal) et le sixième paramètre précise la distance parcourue. Une seconde vitupération peut être émise à l'égard de l'hypothèse posée qui stipule que la demande supplémentaire d'électricité requise pour un taux de pénétration est équitablement répartie entre les quatre catégories de PHEVs. Malgré la réalisation de l'ensemble des combinaisons possibles de simulations (48 par scénario), seuls les résultats les plus pertinents sont présentés. Donc, pour chacun des scénarii, les simulations qui caractérisent l'impact le plus faible et le plus élevé des PHEVs sont illustrées. L'impact le plus faible s'apparente à l'hypothèse selon laquelle tous les utilisateurs possèdent des PHEV20 chargés à 230V-16A parcourant 11.6km par jour avec un taux de pénétration minimal. Par conséquent, l'impact le plus élevé est évalué lorsque tous les utilisateurs possèdent des PHEV60 chargés à 230V-32A avec un taux de pénétration maximal et où la capacité en mode tout électrique des PHEVs est quotidiennement épuisée. Une variante de l'analyse de l'impact élevé des PHEVs est proposée en remplaçant la puissance de charge initialement utilisée par une puissance de charge de 230V-16A. Les figures III.58 et III.60 illustrent les résultats des impacts des PHEVs respectivement pour l'année 2015 et 2020. Les monotones des courbes de charges sont également illustrées avec une chronologie similaire (figures III.59 et III.61).

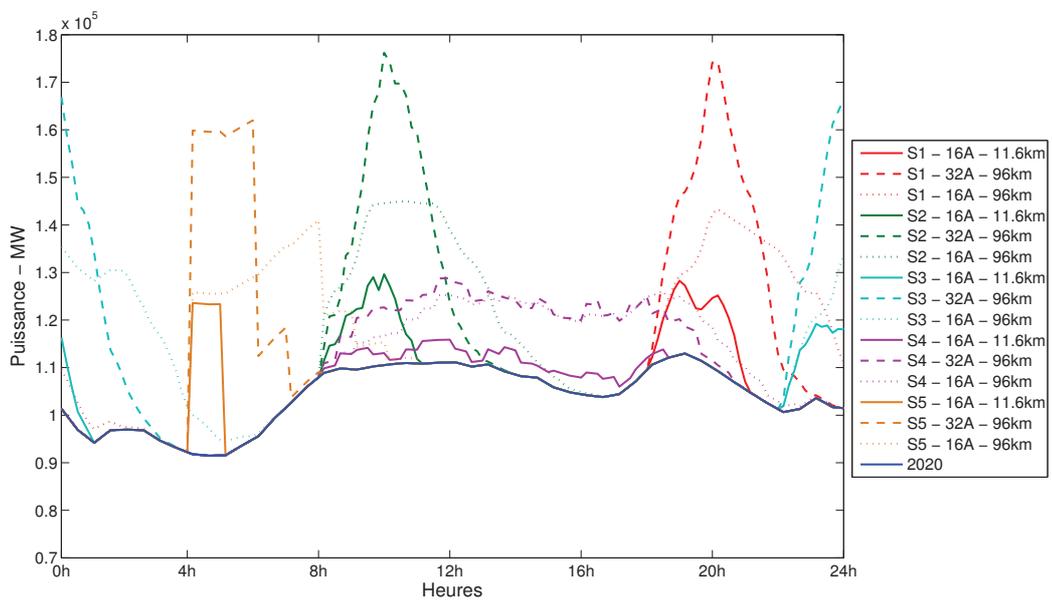
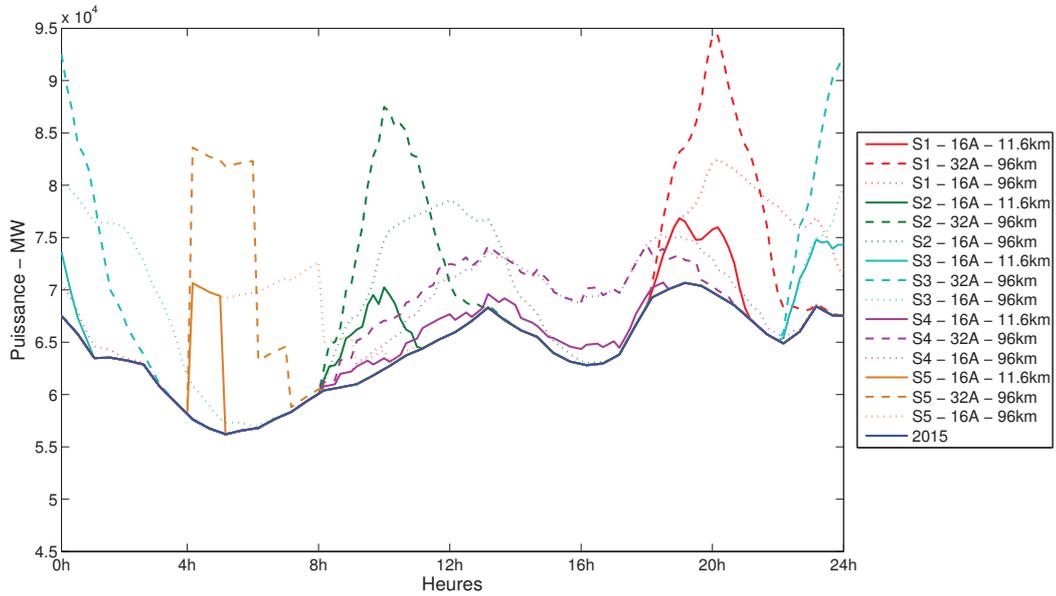
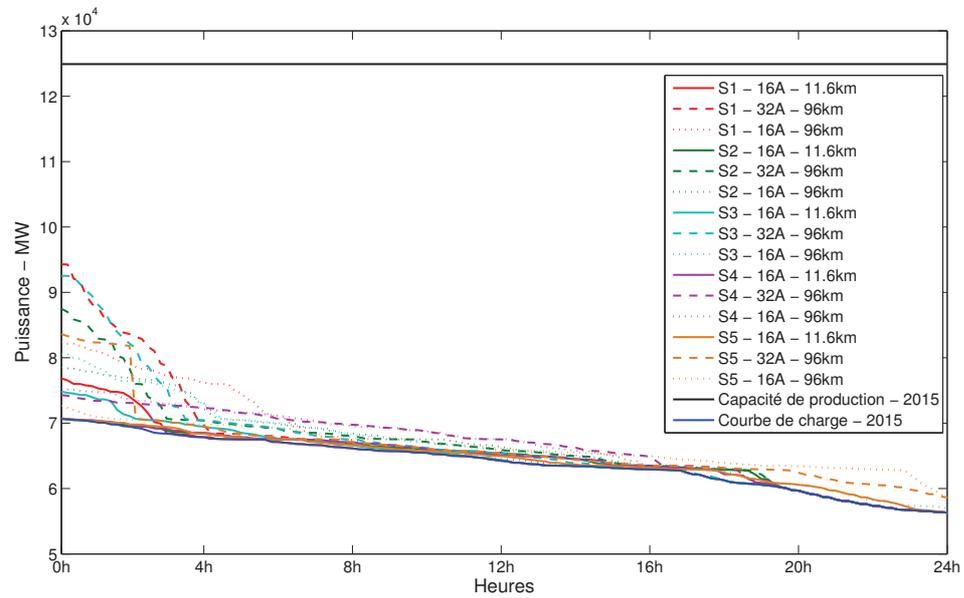
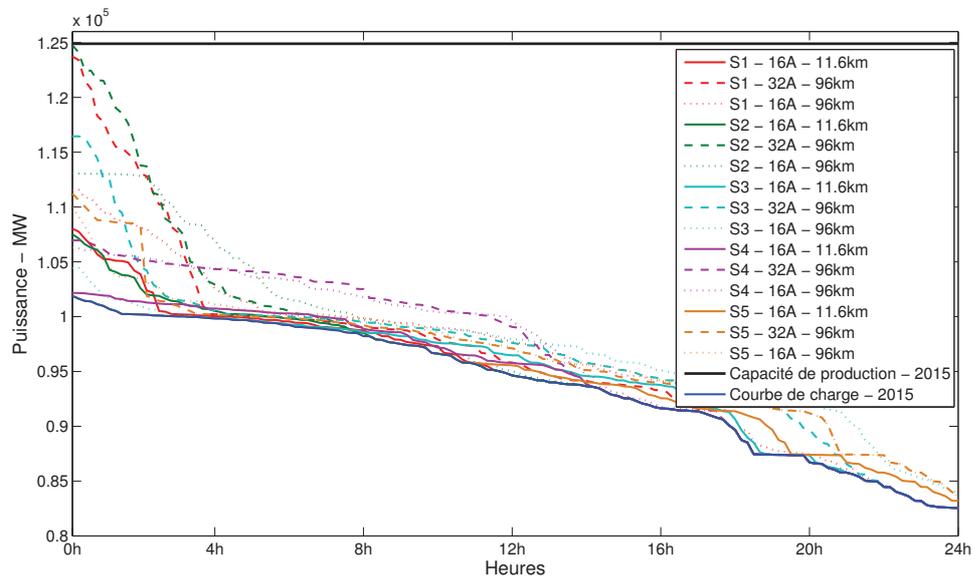


Fig. III.58 – Impact des PHEVs – Courbes de charges – 2015

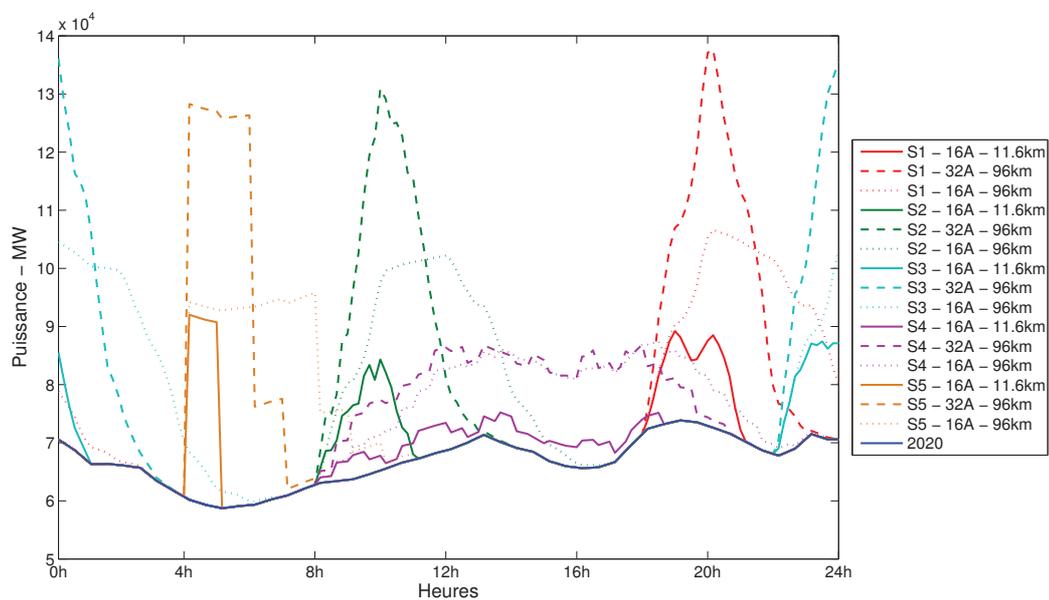


(a) Moyennes

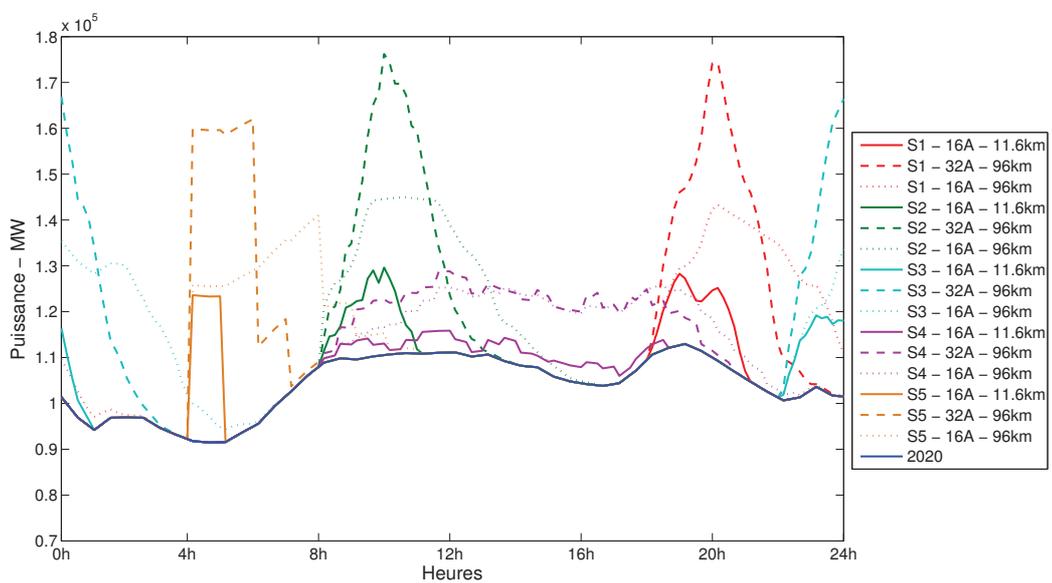


(b) Maximales

Fig. III.59 – Impact des PHEVs – Monotones des courbes de charges – 2015

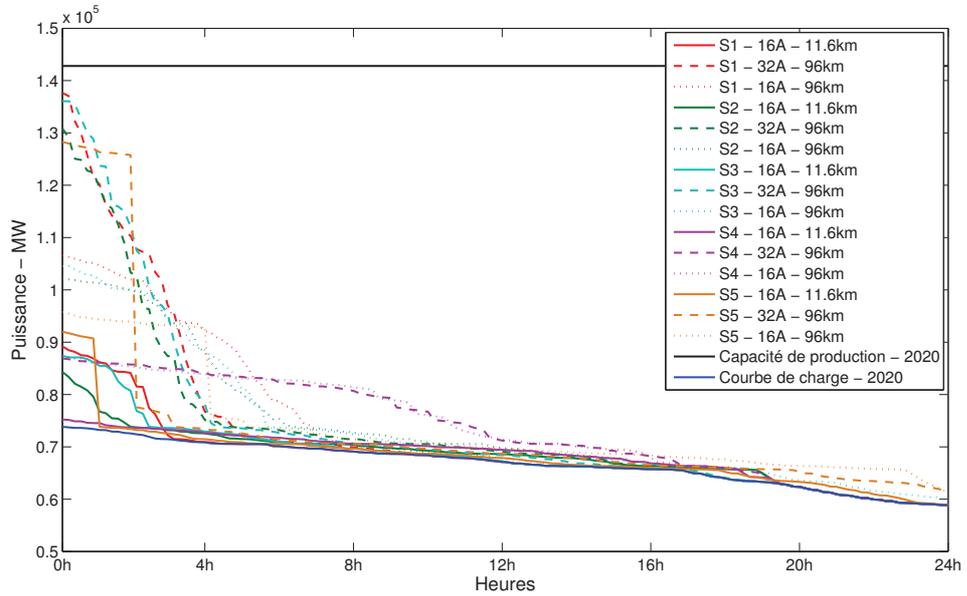


(a) Moyennes

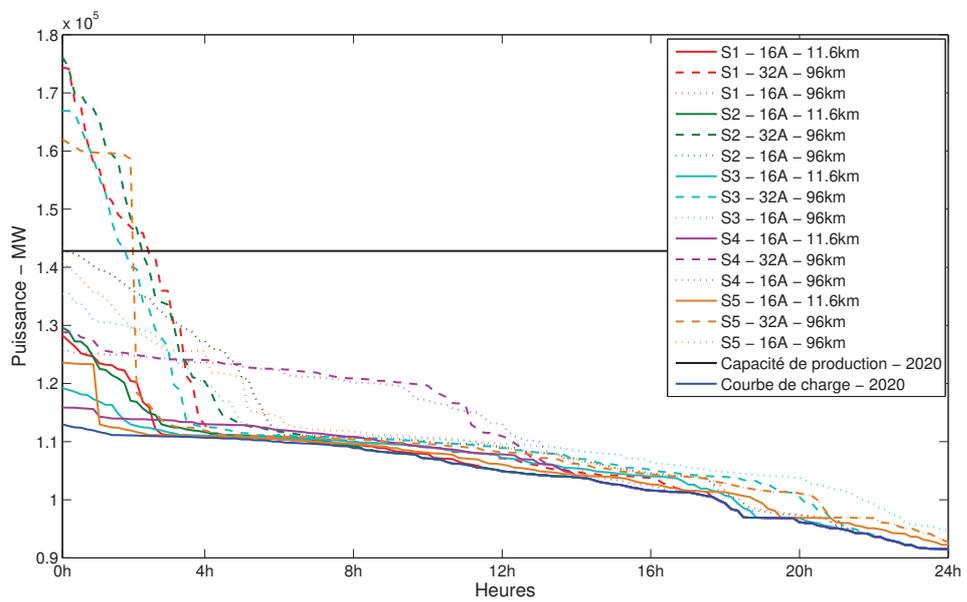


(b) Maximales

Fig. III.60 – Impact des PHEVs – Courbes de charges – 2020



(a) Moyennes

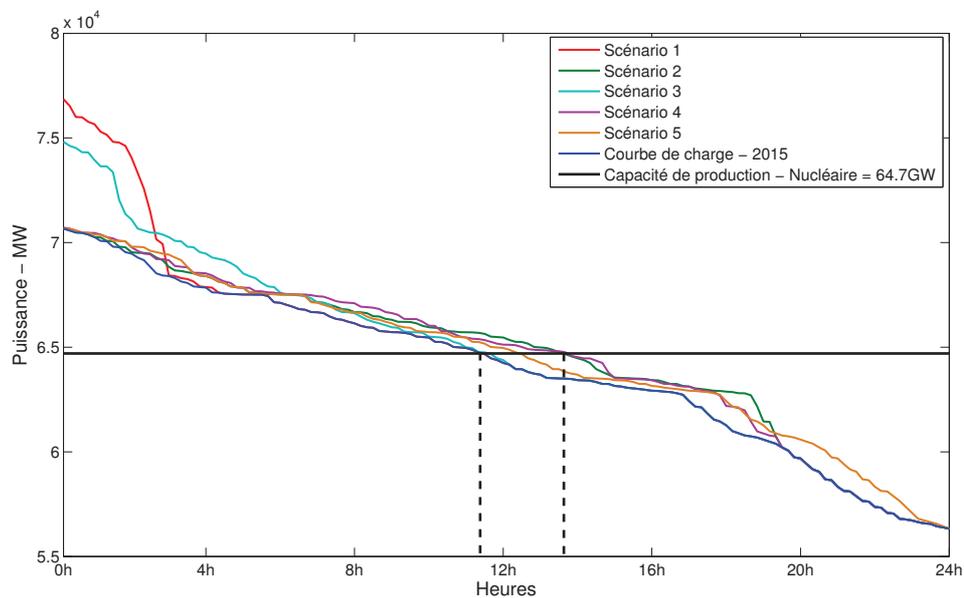


(b) Maximales

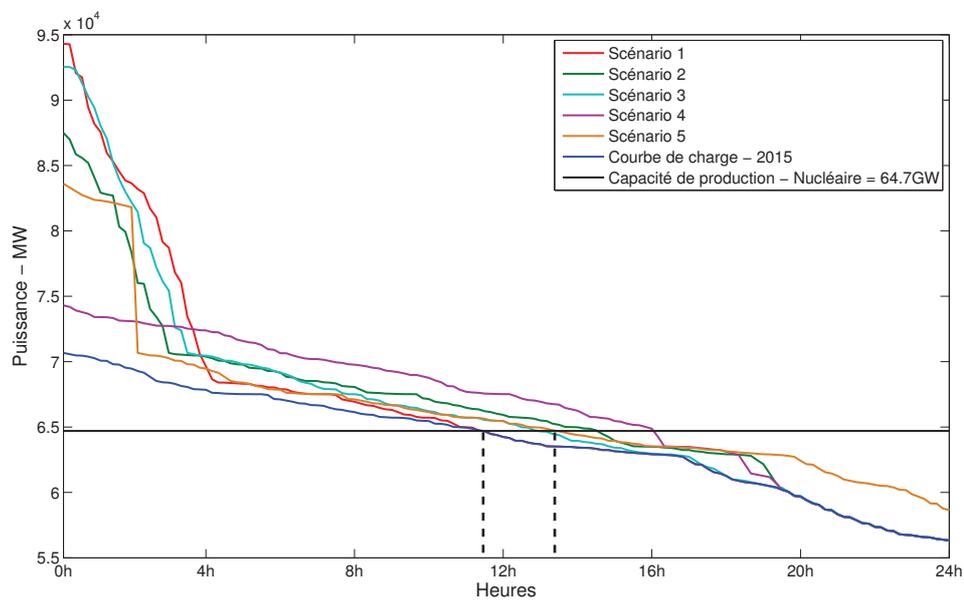
Fig. III.61 – Impact des PHEVs – Monotones des courbes de charges – 2020

Les résultats sont exploités individuellement pour l'année 2015 et 2020. De prime abord, il faut vérifier pour chacun des cas que les moyens de production ont la capacité de subvenir à la demande d'électricité supplémentaire requise pour la recharge des PHEVs lorsque celle-ci est adjointe à la journée de l'année où la consommation d'électricité est la plus élevée. Même pour le cas le plus défavorable (Scénario 2 - PHEV60 - 230V-32A - 96km - Taux de pénétration maximal), les moyens de production seront à priori capables de garantir la demande maximale d'électricité en 2015 (figure III.59). Eu égard à l'analyse relative à l'année 2020, la demande supplémentaire d'électricité causée par la charge des PHEVs ne peut être assurée par les moyens de production prévus pour six des quinze simulations illustrées (figure III.61). Malgré une intégration le plus souvent favorable des PHEVs, il a été conclu que le taux de pénétration considéré excède la capacité d'intégration des réseaux électriques. De ce fait, les analyses portent sur l'année 2015 où l'exercice consiste à déterminer le scénario quintessentiel mettant le plus à profit les moyens de production de "base". Puisqu'il est très difficile de prévoir les ventes exactes des différents types de PHEVs avec précision, l'analyse est effectuée pour les cas représentatifs de l'impact le plus faible (PHEV20 - 230V-16A - 11.6km - Taux de pénétration minimal) et le plus élevé (PHEV60 - 230V-32A - 96km - Taux de pénétration maximal). Bien que les scénarii 2 et 4 soient les plus favorables pour augmenter le taux d'utilisation du parc de production nucléaire, le scénario 5 (début de charge à 4h) est sélectionné car il permet d'une part l'obtention d'un meilleur rendement global du parc de production d'électricité et d'autre part il permet aux utilisateurs de bénéficier des tarifs heures creuses. Actualisée à l'échelle annuelle, l'utilisation de la production de base d'électricité progresse à 186 jours pour le cas le plus "favorable" et 205 jours pour le cas le plus "défavorable" en substitution aux 168 jours initialement estimés pour l'année 2015 (figure III.62). Dans l'objectif d'évaluer les bénéfices qu'apporte un PHEV à son utilisateur pour les deux cas analysés, il a fallu estimer le coût de l'électricité supplémentaire. Pour cela, une interpolation linéaire jusqu'en 2015 de l'évolution du prix constatée ces dernières années a été effectuée. L'analyse porte sur le cinquième scénario où la charge des véhicules débute à 4h. En conséquence, il a été considéré que tous les utilisateurs bénéficient d'un contrat HC/HP (Heures Creuses/Heures Pleines). Au prix HT (65% du TTC), il faut majorer le montant de la TVA et les taxes instituées qui diffèrent suivant les communes. Le prix public est estimé à 0.0831 €/kWh pour l'année 2015. Une fine expertise du prix de l'électricité futur est un exercice délicat puisque dépendant d'un grand nombre de paramètres difficilement estimables (politique énergétique des autorités, incidents techniques, catastrophe naturelle, crise économique, etc.). Ceci explique le choix d'une estimation simpliste de type "linéaire". Pour le cas dit favorable, l'utilisateur disposant d'un PHEV20 parcourant 11.6km par jour et chargeant son véhicule à une puissance de 230V-16A, si le prix de l'électricité estimé est contigu à la réalité, l'utilisateur devra payer environ 52.5 € supplémentaires par an pour un PHEV de catégorie Compact Car qui représentera 50% du parc automobile en 2015 (tableau III.24). Pour les catégories MS-S, MS-SV, et FS-SV, le surcoût à l'année dû à la consommation d'électricité, s'élèvera respectivement à environ 62 €, 81 €, et 95.6 €. Pour le second cas dit défavorable (PHEV60 - 230V-32A - 96km - Taux de pénétration maximal), l'utilisateur payera environ 440 €, 511 €, 661 € et 789 € supplémentaires respectivement pour les

catégories CC, MS-S, MS-SV, et FS-SV. Une économie totale de carburant est constatée dans les cas étudiés puisque l'utilisateur parcourt une distance journalière correspondant au mode tout électrique du PHEV réduisant ainsi à néant la consommation de carburant. Ainsi pour calculer le coût du carburant économisé chaque année, il a été considéré de manière pessimiste que les véhicules consommeront en 2015 l'équivalent du véhicule qui consomme le moins à l'heure actuelle. Aussi une consommation moyenne de 3l/100km pour toutes les catégories confondues de véhicules conventionnels a-t-elle été envisagée. Ceci correspond à la Volkswagen Lupo 3L/TDI (obtention du palmarès Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie - ADEME [ADE09]). Ce qui est très optimiste à l'égard d'une consommation moyenne de 5.65l/km (elle-même proscrite de la réalité car estimée sur cycle normalisé) des véhicules neufs vendus en 2008. D'autre part, le prix du litre de carburant a été arbitrairement fixé à 1.5 €. Partant de ces hypothèses, le premier utilisateur (11.6km/jour soit 4234km/an) économisera 190 € environ tandis que le second épargnera environ 1600 € (96km/jour soit 35040km/an). Malgré une hypothèse relative à la consommation de carburant nettement défavorable pour le véhicule rechargeable, celui-ci se caractérise par un meilleur coût d'utilisation. Il est utile de mentionner qu'il s'agit d'un coût d'utilisation puisque les critères tels que le coût et la durée de vie des batteries, la maintenance (etc.) n'ont pas été pris en considération. Au niveau national, une diminution de la consommation de carburant de 900 millions de litres et 3.7 milliards de litres a été estimée respectivement pour le cas dit favorable et défavorable. Suite à un accord pour la réduction des émissions de GES entre la Commission Européenne et les constructeurs automobiles, ces derniers s'engagent à produire des véhicules neufs émettant au maximum 130g/km de CO₂ en 2015. Sur cette base, une diminution des rejets de CO₂ de 3.84Mt et 16.08Mt est estimée respectivement pour les cas représentatifs de l'impact le plus faible et le plus élevé causé par la charge des PHEVs. Pour le bilan carbone mentionné, il est nécessaire d'intégrer les émissions de GES générées par les moyens de production sollicités pour l'appoint de production d'électricité requis pour la recharge des PHEVs. Étant donné que les moyens dits de "base" (centrales nucléaires et hydrauliques) n'émettent point de GES durant leur fonctionnement, ont une capacité de production supérieure à la demande incluant les PHEVs pour les cas étudiés, le bilan carbone se singularise par la diminution des émissions de CO₂ grâce aux véhicules rechargeables.



(a) PHEV20 – 230V/16A – 11.6km – Taux de pénétration minimal



(b) PHEV60 – 230V/32A – 96km – Taux de pénétration maximal

Fig. III.62 – Monotones des courbes de charges – 2015

5 L'estimation des taux de pénétration maximaux

Une nouvelle démarche a été menée et le présent exercice consiste à déterminer les taux de pénétration maximaux des PHEVs. Exceptés les histogrammes représentatifs des heures de début de charge des 3 scénarii considérés (figure III.63), les outils et la méthodologie utilisés sont les mêmes que précédemment. Un quatrième scénario simule un début de charge coordonné de tous les PHEVs à 4h. Pour cette étude, ont seulement été utilisées les courbes de charges maximales de consommation d'électricité pour l'année 2015 et l'année 2020. La figure III.64 illustre les résultats pour l'année 2015. Les figures III.65a et III.65b représentent les résultats après uniformisation des heures de début de charges à part égale dans chacun des scénarii respectivement pour l'année 2015 et l'année 2020 (tableau III.30).

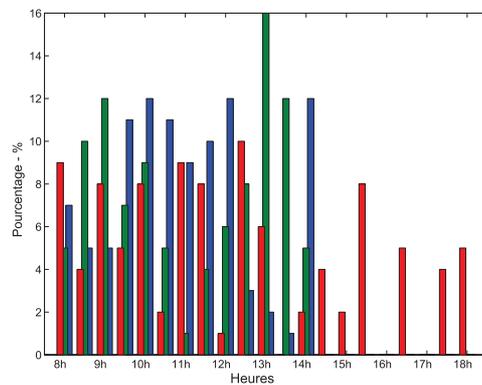


Fig. III.63 – Scénarii de charge

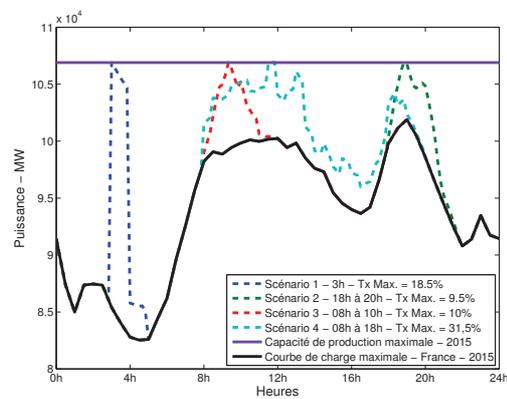
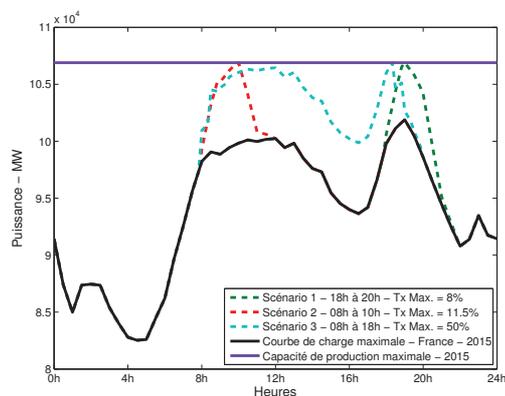
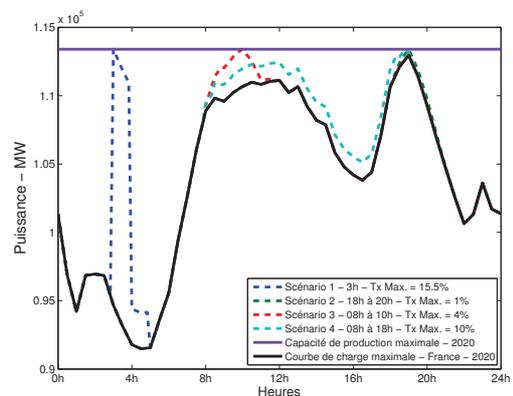


Fig. III.64 – Impact des PHEVs – 2015



(a) 2015



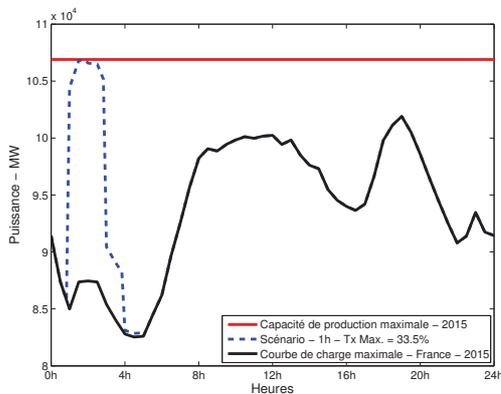
(b) 2020

Fig. III.65 – Impact des PHEVs – Début de charge uniformisé

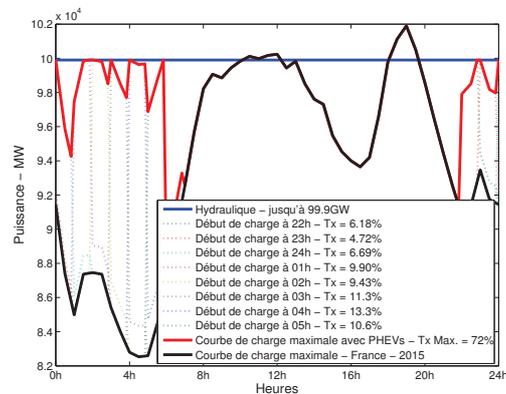
		2015				2020
		230V-16A		230V-32A		230V-16A
		Scénarii	Uniforme	Scénarii	Uniforme	Uniforme
Rendement initial		87.7%				91.7%
3h	Tx - %	18.5		16.5		15.5
	η - %	88.7		89.4		92.4
18h-20h	Tx - %	9.5	9	8.5	8	1
	η - %	88.2	88.2	88.1	88.1	91.7
08h-10h	Tx - %	10	11.5	9	11.5	4
	η - %	88.2	88.3	88.2	88.3	91.9
08h-18h	Tx - %	31.5	50	30	50	10
	η - %	89.3	90.2	89.2	90.2	92.2
Solution 1		Taux de pénétration - %		33.5		
		Rendement - η (%)		89.4		
Solution 2		Taux de pénétration - %		72		
		Rendement - η (%)		91.4 (97.9)		

Tab. III.30 – Taux de pénétration et rendement du parc de production d'électricité

Deux solutions simplistes de gestion de la charge des PHEVs sont proposées puis évaluées. La première consiste à démarrer simultanément la recharge des PHEVs à 1h en limitant la puissance des chargeurs à 230V-8A (figure III.66a). La seconde solution consiste, quant à elle, à démarrer le taux de pénétration maximal de PHEVs à chaque heure à partir de 22h jusqu'à 5h en garantissant que la quasi-totalité des véhicules atteignent l'état de pleine charge avant 7h. Une puissance de charge égale à 230V-16A est utilisée (figure III.66b). Le tableau III.30 recense les résultats.



(a) Solution 1 – 230V/8A



(b) Solution 2 – 230V/16A

Fig. III.66 – Taux de pénétration – 2015

Pour les deux solutions proposées, l'étude de l'impact sur la réduction des émissions de CO₂ et sur les importations de pétrole a été réalisée. Pour cela, un bilan carbone est effectué en comptabilisant les émissions de CO₂ générées par les moyens de production pendant la production d'électricité destinée à la recharge des PHEVs et les gains obtenus en termes de rejets de polluants par les PHEVs par rapport aux véhicules conventionnels. Concernant la solution 1 qui caractérise un début de charge simultané des PHEVs à 1h avec une puissance de charge égale à 230V-8A, il a été considéré que tous les moyens de production sont monopolisés pour la recharge des PHEVs (pas de pompage). La figure III.67 illustre l'ordre de mise en marche des moyens de production en France suivant la demande d'électricité. Le tableau III.31 récapitule les rejets de CO₂ en tonne par MWh d'électricité produite pour chacun des moyens de production [RTE09].

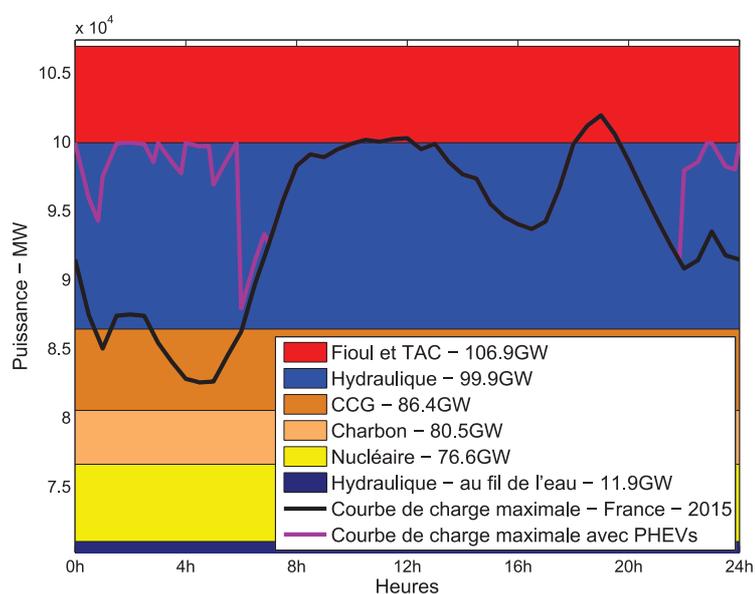


Fig. III.67 – Courbes de charges avec PHEVs – Solution 2

CO ₂ – t/MWh	
Nucléaire	0
Hydraulique	0
Charbon	0.96
CCG	0.36
Fioul & TAC	0.8

Tab. III.31 – Rejets des émissions de CO₂ des moyens de production d'électricité

Dans cette étude, les émissions de CO₂ sont considérées uniquement pendant la phase de fonctionnement des moyens de production. Ipso facto, les centrales nucléaires et hydrauliques ne génèrent pas de GES. En réalité, une infime quantité de CO₂ difficilement

quantifiable doit être comptabilisée puisque les matériaux servant à la construction des centrales émettent des polluants. D'une manière identique, la construction des infrastructures relatives aux centrales hydrauliques nécessite l'utilisation de matériaux composites très polluants. Des études approfondies sont nécessaires pour quantifier toutes les émissions engendrées par l'ensemble des composants qui servent à la fabrication, au fonctionnement, au démantèlement, et au recyclage de ces centrales. Il est alors possible d'affecter une quantité d'émissions de CO₂ à chaque MWh d'électricité produite. Ceci dépasse le cadre de la présente étude, il a donc été considéré que ces moyens de production ne génèrent pas de GES. Concernant les véhicules particuliers, la moyenne des émissions de CO₂ des véhicules neufs vendus en France en 2009 s'élève à 133 gCO₂/km [Car10]. Pour les véhicules particuliers, la moyenne des émissions de l'ensemble du parc automobile français en circulation actuellement est de 169 gCO₂/km. L'objectif fixé est d'atteindre un niveau de 130g à l'horizon 2020 [ADE10]. Afin d'être pessimiste dans les résultats, il a été considéré que cet objectif sera atteint en 2015. La consommation moyenne sur cycle normalisé New European Driving Cycle - NEDC des véhicules neufs vendus en France a largement chuté ces 10 dernières années. Le gain est d'1l/100km pour les véhicules diesel et 1.5l/100km pour les véhicules essence. En moyenne, un véhicule neuf vendu en 2009 consomme 5.6l/100km et 5.1l/100km respectivement pour les véhicules diesel et essence et rejettent en moyenne 2.25kg de CO₂ par litre de carburant consommé. Une déduction est faite à partir de ces données et il en résulte que les véhicules particuliers du parc automobile français consommeront en moyenne 5.2l/100km en 2015. Les figures III.68a et III.68b illustrent respectivement pour les solutions 1 et 2 les caractéristiques des réductions des émissions de CO₂ en fonction des taux de pénétration. Le Grenelle de l'Environnement (GE), lancé en 2007, a fixé un objectif de réduction de 21.8% des émissions de CO₂ générées par le secteur du transport terrestre par rapport à l'année 2005 [Min09b]. La figure III.69 illustre pour la seconde solution la quantité de carburant économisé et le pourcentage atteint de l'objectif fixé par le GE en fonction du taux de pénétration. Le tableau III.32 recense les résultats.

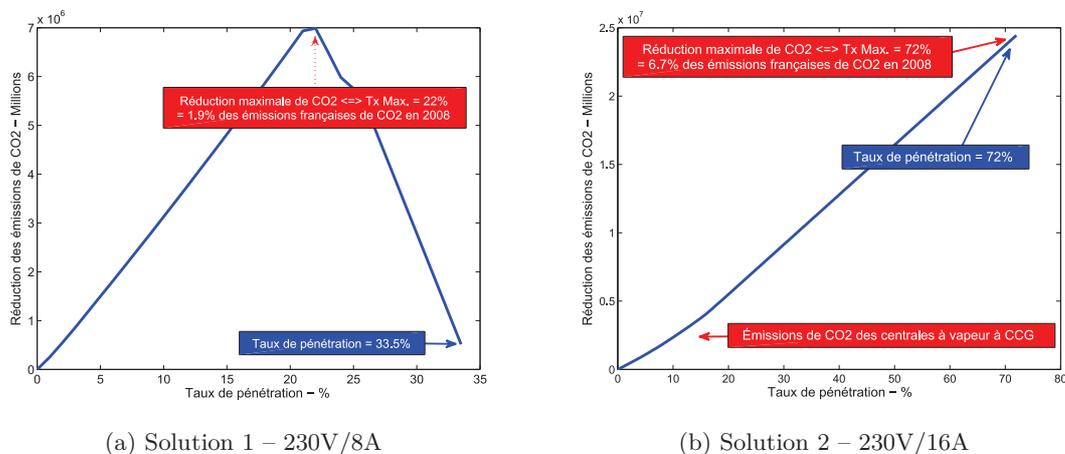


Fig. III.68 – Réduction des émissions de CO₂

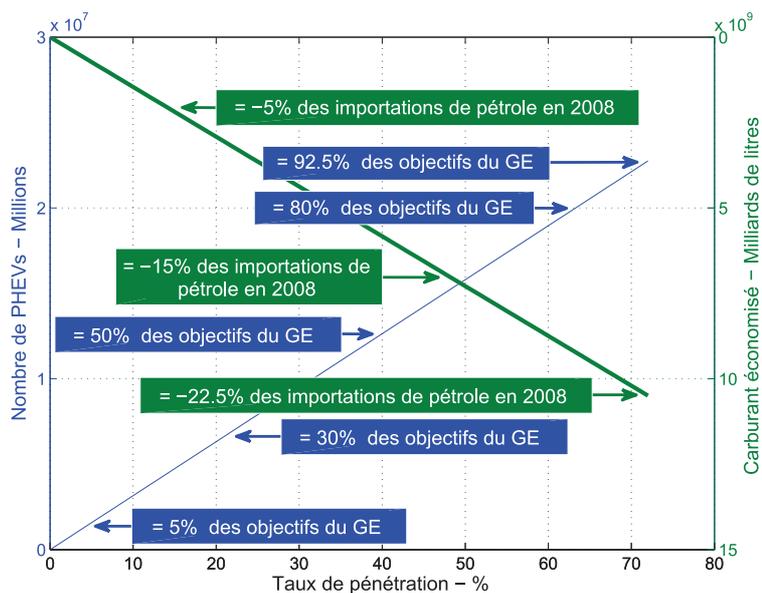


Fig. III.69 – Émissions de CO2 et importations de pétrole – Solution 2

Solution 1 – Solution 2						
Taux de pénétration – %	5	10	15	20	25	33.5
	10	25	40	50	60	72
Nombre de PHEVs – millions	1.58	3.16	4.74	6.32	7.9	10.6
	3.16	7.9	12.6	15.8	19	22.8
Carburant économisé – milliards de litres	0.73	1.46	2.19	2.91	3.64	4.88
	1.46	3.5	5.83	7.29	8.74	10.5
Réduction des importations de pétrole – %	1.56	3.13	4.69	6.25	7.81	10.5
	3.13	7.81	12.5	15.6	18.8	22.5
Part de l'objectif du GE atteint – %	6.4	12.8	19.3	25.7	32.1	43
	12.8	32.1	51.4	64.2	77.1	92.5
Réduction des émissions de CO2 – %	0.41	0.85	1.31	1.79	1.57	0.14
	0.64	1.99	3.48	4.48	5.47	6.7

Tab. III.32 – Réduction des émissions de CO2 et des importations de pétrole

6 Conclusion

En premier lieu, partant d'une étude d'estimation des ventes de véhicules électriques et véhicules électriques hybrides rechargeables pour les années à venir, l'analyse de la capacité d'intégration des réseaux électriques pour la période 2015 à 2020 a été réalisée suivant 5 scénarii de charge représentatifs du comportement des individus. Il en résulte que même pour le cas le plus défavorable, les moyens de production estimés assureront la demande

maximale d'électricité pour l'année 2015. En revanche, il a été conclu que ces derniers ne seront pas capables de garantir la demande supplémentaire d'électricité requise pour la charge des PHEVs en 2020. En second lieu, la capacité d'accueil des réseaux électriques français, de ce fait, les taux de pénétration maximaux ont été déterminés pour les années similaires. Suivant les 4 scénarii de charge utilisés, les taux de pénétration des PHEVs chargés à 230V-16A évoluent de 9% à 50% et de 1% à 15.5% respectivement pour l'année 2015 et l'année 2020 après uniformisation des heures de début de charge à part égale dans chacun des scénarii. En troisième lieu, deux solutions simples de gestion de la charge des PHEVs sont proposées puis évaluées en termes de réduction des émissions de CO₂. La première solution, qui consiste à démarrer simultanément la recharge des PHEVs à 1h en limitant leur puissance de charge à 230V-8A et en monopolisant l'ensemble du parc de production d'électricité, démontre l'inexactitude de la présomption relative à une réduction irréductible des émissions de CO₂ par la popularisation des véhicules rechargeables et cela même pour les pays tels que la France où la majorité de l'électricité est produite à partir de centrales nucléaires. Eu égard à cette démonstration, une seconde solution a été proposée consistant à déterminer le taux de pénétration maximal de PHEVs en période de faible consommation d'électricité en limitant l'utilisation des moyens de production fortement pollués. Bien que triviale, cette solution permet un taux de pénétration de 72% de PHEVs en 2015, la réduction de 22.5% des importations de pétrole basées sur l'année 2008 et d'atteindre à 92.5% l'objectif de réduction des émissions de CO₂ fixé par le Grenelle de l'Environnement.

Chapitre III - Impact des PHEVs sur les Réseaux Électriques

Section 2 - Un réseau de distribution réel

*Father, if you are the Sultan, come and lead your armies.
If I am the Sultan I hereby order you to come and lead
my armies.*

Fatih Sultan Mehmet (le Conquérant)

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	144
2	LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	144
3	LA COURBE DE CHARGE MOYENNE D'UN PHEV	145
4	LA COURBE DE CHARGE MOYENNE D'UN LOGEMENT	146
5	LES TAUX DE PÉNÉTRATION DES PHEVS	147
6	LA MÉTHODOLOGIE	147
7	LES TAUX DE CHARGES DES TRANSFORMATEURS HTA/BT	148
8	LE PLAN DE TENSION	149
9	CONCLUSION	152

1 Introduction

Cette section du chapitre présente l'analyse de l'impact des PHEVs sur un réseau de distribution réel pour 3 taux de pénétration. En premier lieu, l'architecture et les principales caractéristiques du réseau sont rappelées. L'étude est basée sur l'exploitation des courbes de charges moyennes d'un logement et d'un PHEV, c'est la raison pour laquelle en second lieu, la démarche menée pour les obtenir et leurs profils respectifs sont exposés. En troisième lieu les 3 taux de pénétration de PHEVs font l'objet d'explications. Puis, est présentée la méthodologie proposée pour évaluer l'impact des PHEVs le plus fidèlement représentative d'une réalité future. Partant, la modification des taux de charges des transformateurs HTA/BT composant le départ examiné en détail et la qualité du plan de tension du réseau de distribution évaluée à partir du critère ηV proposé sont critiqués.

2 Le réseau de distribution

L'architecture, les caractéristiques et les modélisations des constituants du réseau de distribution réel retenu, les lignes HTA, les transformateurs HTB/HTA, les batteries de compensation et leur algorithme de fonctionnement font l'objet de la section 1 du Chapitre II. Le réseau électrique considéré est alimenté par un réseau de répartition de 63kV de puissance de court-circuit équivalente à 712MVA. Le poste source possède 2 transformateurs d'une puissance assignée de 36MVA qui alimentent 2 jeux de barre HTA distincts, distribuant à leur tour l'énergie respectivement sur 3 départs urbains HTA et 2 départs ruraux HTA. Le réseau de distribution alimente 6636 clients en BT et est composé de 54 transformateurs HTA/BT. Les figures III.70 et III.71 illustrent respectivement le schéma du poste source et le départ "Urbain 1" modélisé en détail. Les 4 autres départs du réseau électrique ne font pas l'objet d'une modélisation détaillée. Leur consommation d'électricité à chaque saison est représentée via des courbes de charges réelles (figure III.72).

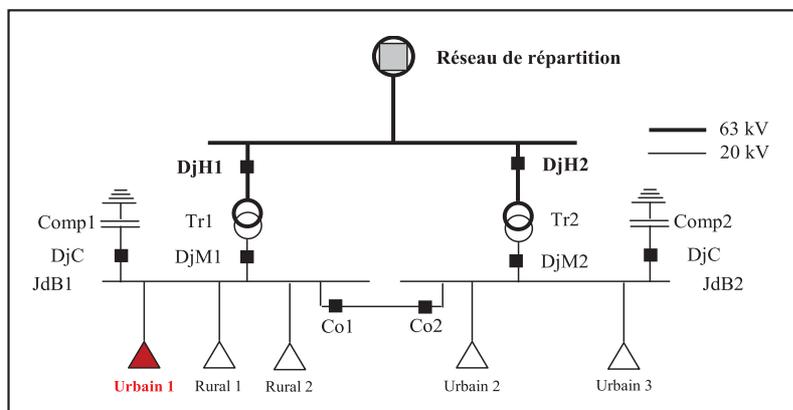


Fig. III.70 – Schéma du poste source

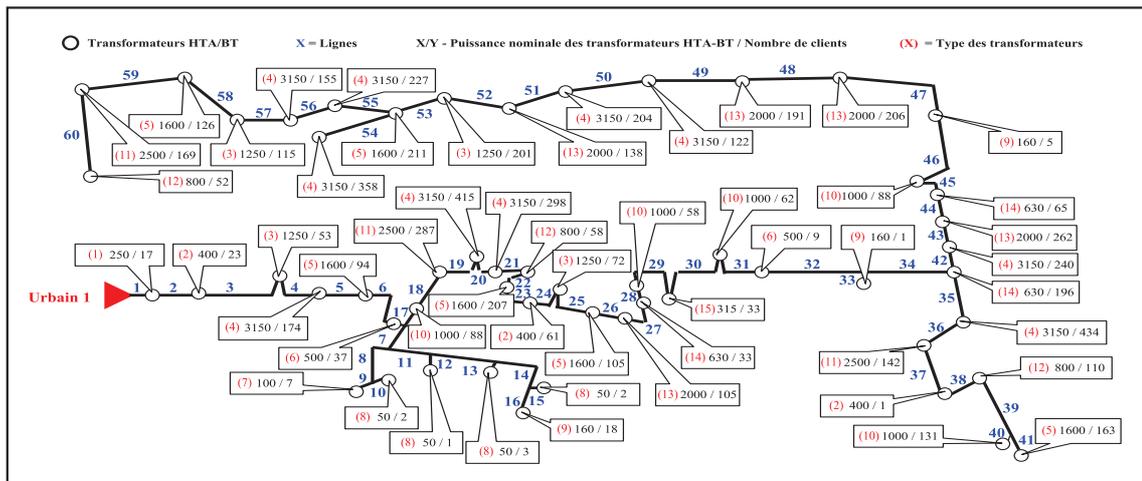


Fig. III.71 – Départ "Urbain 1"

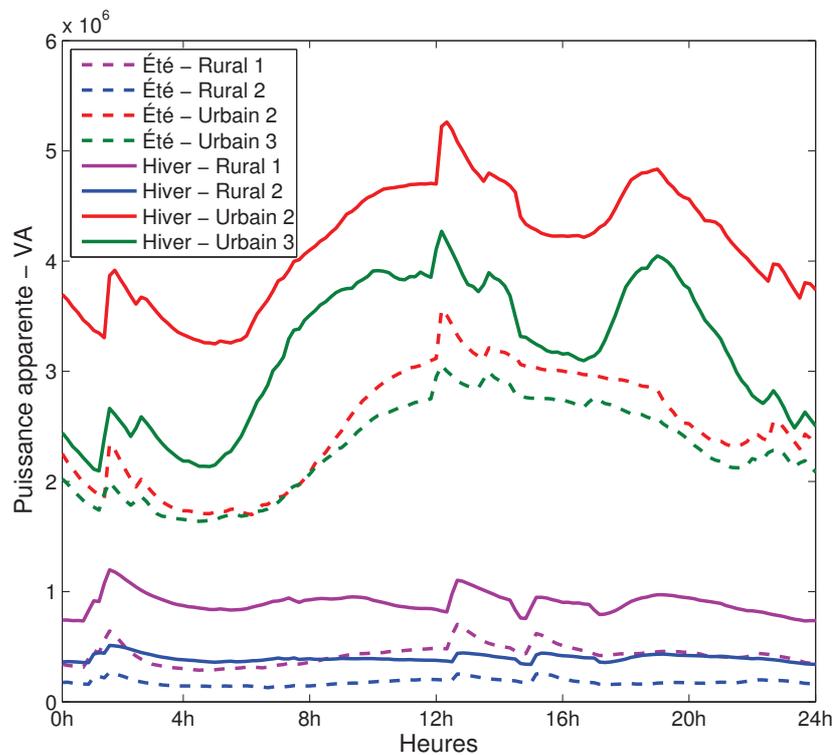


Fig. III.72 – Courbes de charges des 4 départs

3 La courbe de charge moyenne d'un PHEV

Une courbe de charge moyenne d'un PHEV chargé à 230V-16A (figure III.73) a pu être définie grâce à l'utilisation conjointe de l'algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs et du modèle de batterie Lithium Ion Fer Phosphate présentés à la section 3 du Chapitre II. Pour cela, 10 000 itérations de l'algorithme ont été réalisées.

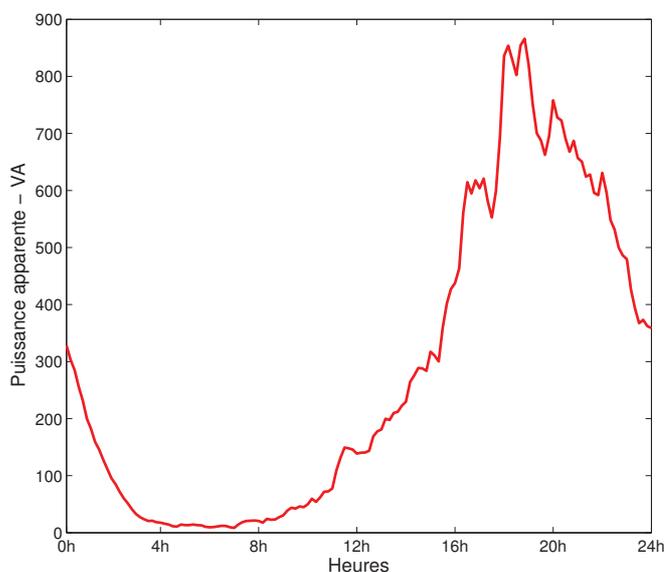


Fig. III.73 – Courbe de charge moyenne d'un PHEV chargé à 230V/16A

4 La courbe de charge moyenne d'un logement

Le générateur de courbes de charges des transformateurs HTA/BT présenté à la section 2 du Chapitre II est utilisé dans l'objectif de déterminer, pour chaque saison, une courbe de charge moyenne d'un logement (figure III.74). À cet effet, le générateur a été exécuté à 10 000 reprises individuellement pour l'été et pour l'hiver.

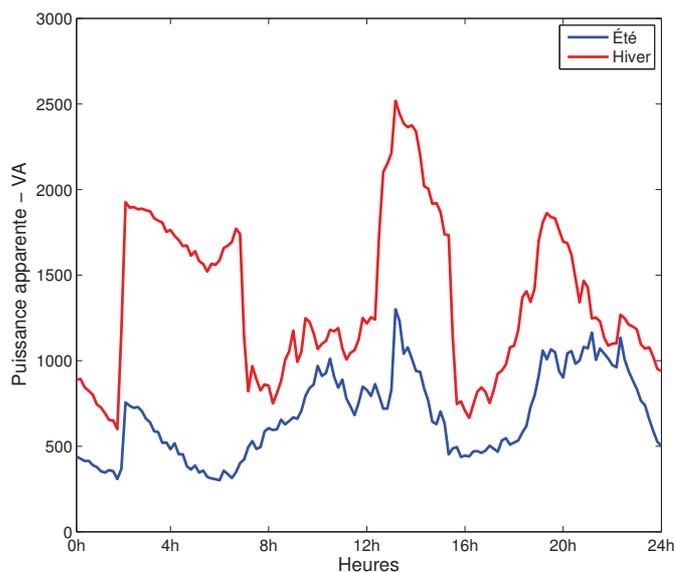


Fig. III.74 – Courbe de charge moyenne d'un logement pour chaque saison

5 Les taux de pénétration des PHEVs

L'analyse est réalisée pour des taux de pénétration faible, moyen et élevé de PHEVs. Une faible pénétration correspond à intégrer 1 PHEV pour 2 logements tandis qu'une pénétration élevée caractérise l'insertion de 2 PHEVs par logement. La simulation d'un taux de pénétration moyen, représentatif d'un parc automobile composé essentiellement de PHEVs, nécessite l'utilisation de l'algorithme d'affectation de véhicules par logement pour la France présenté à la section 3 du Chapitre II. Le tableau III.33 rappelle les pourcentages, ipso facto, les probabilités de sélection de l'algorithme relatives au nombre de véhicules par logement en France.

Sans véhicule	19.7%
Avec 1 véhicule	47.2%
Avec 2 véhicules	24.8%
Avec 3 véhicules	8.3%

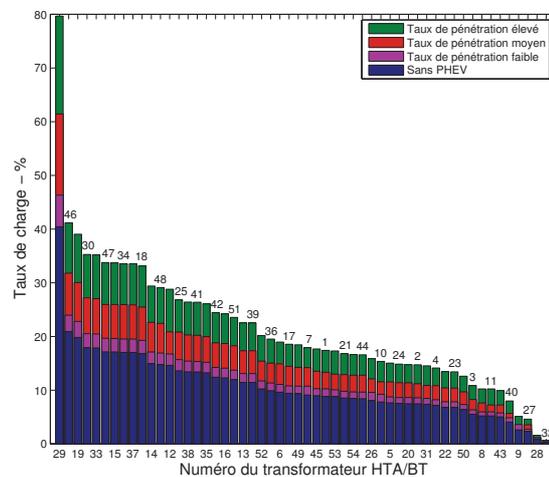
Tab. III.33 – Pourcentage du nombre de véhicules par logement en France

6 La méthodologie

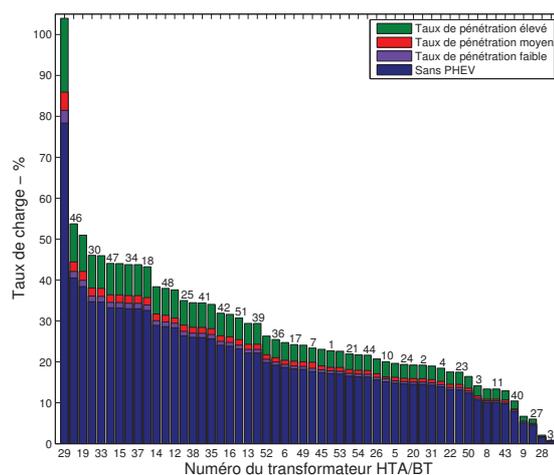
L'évaluation de l'impact des PHEVs nécessite de prime abord la simulation du réseau de distribution sans véhicule, puis est incrémentée l'énergie requise pour chacun des 3 taux de pénétration. Les courbes de charges des autres départs se caractérisent par leur invariabilité même en présence des PHEVs qui sont donc intégrés seulement sur le départ "Urbain 1". L'analyse du réseau électrique dépourvu de PHEVs, pour chacun des 54 transformateurs HTA/BT composant le départ étudié, est effectuée via la multiplication de la courbe de charge moyenne d'un logement pour chaque saison par le nombre de clients. Ainsi l'étude du réseau de distribution pour un faible taux de pénétration de PHEVs nécessite la multiplication de la courbe de charge moyenne d'un PHEV par le nombre de clients divisé par 2 pour chaque transformateur HTA/BT. À contrario l'étude d'un taux de pénétration élevé requière la multiplication de la courbe de charge moyenne d'un PHEV par le nombre de clients multiplié par 2 pour chaque transformateur HTA/BT. Eu égard au taux de pénétration moyen, l'algorithme d'affectation de véhicules définit de manière pseudo-aléatoire le nombre de PHEVs pour chaque logement du départ "Urbain 1". Par conséquent le nombre de PHEVs intégrés à chaque transformateur HTA/BT est connu. Il suffit alors de multiplier le nombre de PHEVs alimentés par chaque transformateur HTA/BT par la courbe de charge moyenne d'un PHEV. Partant de cette méthodologie, la modification des taux de charges des transformateurs HTA/BT et la qualité de la tension fournie à ces derniers sont évaluées sans puis suivant 3 taux de pénétration de PHEVs.

7 Les taux de charges des transformateurs HTA/BT

Le taux de charge est l'indication prépondérante pour définir le remplacement d'un transformateur en fonctionnement sur un réseau de distribution. Il est d'usage de le définir en considérant le pic de consommation atteint pendant la journée. Les figures III.75a et III.75b illustrent la modification des taux de charges des transformateurs HTA/BT respectivement pour l'été et l'hiver sans, puis suivant les 3 taux de pénétration de PHEVs. Un constat est établi suivant lequel la recharge des PHEVs, démunie de gestion, coïncide avec la reprise d'activité à domicile et, ipso facto, avec l'augmentation de la consommation d'électricité. Il en résulte donc que l'impact des PHEVs est conséquent sur les taux de charges des transformateurs HTA/BT alimentant des réseaux de type résidentiel.



(a) Été



(b) Hiver

Fig. III.75 – Modification des taux de charges des transformateurs HTA/BT

8 Le plan de tension

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à respecter la norme NF-EN-50160 [UTE00] imposant la fourniture d'une tension triphasée égale à 20kV aux transformateurs HTA/BT comprise entre $\pm 5\%$. Au-delà de ce gabarit, il est considéré que le plan de tension n'est plus respecté. Pour l'ensemble des simulations réalisées (sans puis suivant 3 taux de pénétration de PHEVs), le profil de tension de chaque transformateur HTA/BT est relevé. Un critère ηV représentatif de la qualité du plan de tension sur le réseau de distribution est introduit. Celui-ci comptabilise pour chaque cas traité le nombre de transformateur HTA/BT dont le profil de tension ne respecte pas la norme au moins 1 fois durant la journée moyenne simulée pour chaque saison. Un maximum d'un seul non-respect de la norme NF-EN-50160 est considéré journalièrement pour chaque transformateur HTA/BT dans l'objectif de normaliser le critère ηV . L'équation 2.1 permet le calcul du critère proposé. Le tableau III.34 récapitule les résultats de l'indice de qualité de la tension fournie aux transformateurs HTA/BT.

$$\eta V (\%) = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{T_r} K_i}{T_r} \right) \times 100 \quad K_i = 0 \text{ if } T_i < T \text{ ou } K_i = 1 \text{ if } T_i \geq T \quad (2.1)$$

$T_i =$ La durée où $V_i < V_{NF}$

$T = 10$ minutes

$T_r = 54$ (Le nombre de transformateurs HTA/BT)

$V_i =$ La valeur instantanée de la tension

$V_{NF} = 0.95$ pu (La norme NF-EN-50160)

ηV - %	Été	Hiver
Sans PHEV	100	100
Taux de pénétration faible	100	100
Taux de pénétration moyen	100	100
Taux de pénétration élevé	100	98.2

Tab. III.34 – Qualité du plan de tension sur le réseau de distribution

Eu égard à la qualité du plan de tension évaluée à partir de l'indice ηV qui atteint un minimum égal à 98.2%, il est constaté que le réseau de distribution est robuste face à l'intégration des PHEVs. Les résultats démontrent une bonne corrélation du critère proposé comparé au fonctionnement réel des réseaux de distribution français. Les figures III.76 et III.77 illustrent respectivement les positions du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA alimentant le départ "Urbain 1" et les profils de la tension secondaire de ce dernier pour l'ensemble des cas traités.

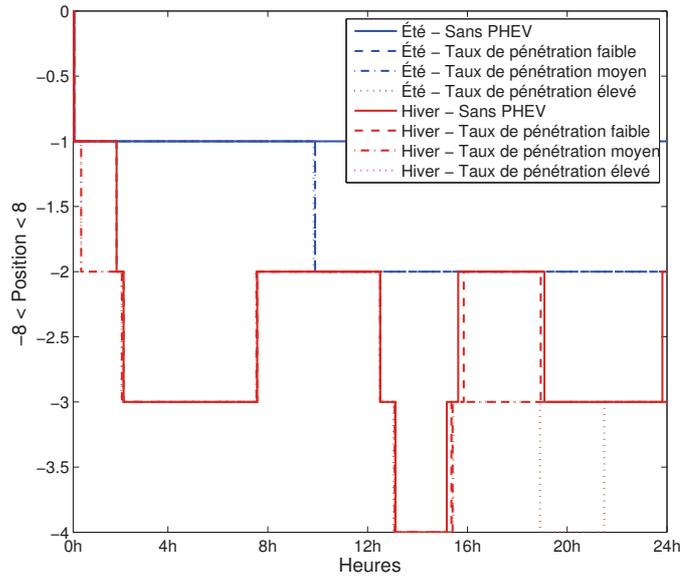


Fig. III.76 – Fonctionnement du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA

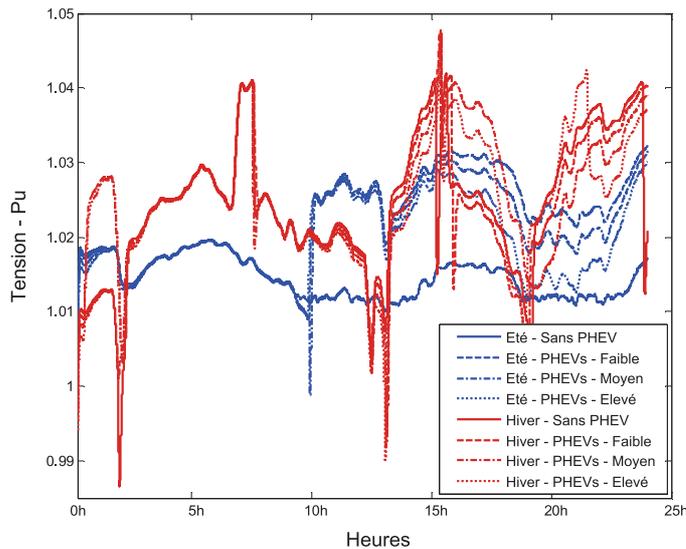


Fig. III.77 – Profils de la tension secondaire du transformateur HTB/HTA

Dans cette analyse, les dispositifs de maintien du plan de tension sur le réseau de distribution dans les limites contractuelles opèrent de manière à ce que la tension au noeud le plus critique du départ "Urbain 1" respecte la norme NF-EN-160. Nonobstant cette spécificité conséquente, le fonctionnement du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA, observé durant les simulations, démontre le potentiel d'accueil du réseau électrique étudié avant un éventuel dysfonctionnement. La figure III.78 illustre le profil de tension moyenné par transformateur HTA/BT pour chacun des cas traités. La figure III.79 représente les profils des pertes sur le réseau de distribution pour l'ensemble des cas traités.

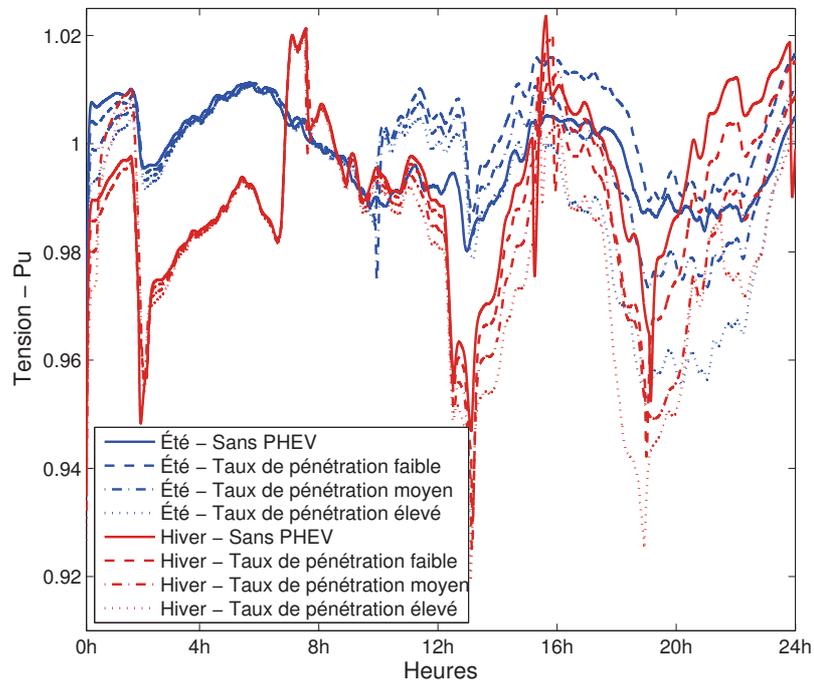


Fig. III.78 – Profils de tensions moyennés par transformateur HTA/BT

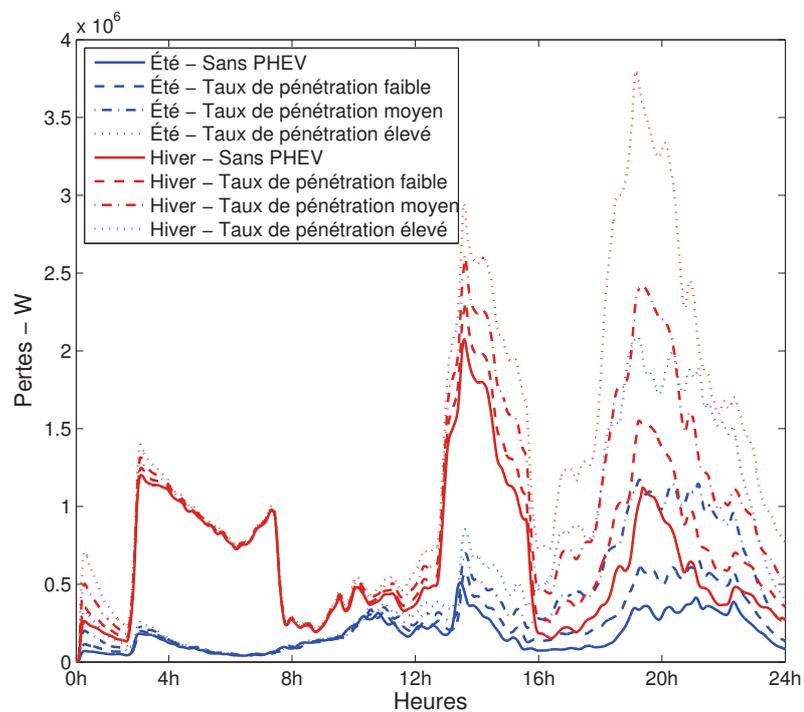


Fig. III.79 – Profils des pertes sur le réseau de distribution

9 Conclusion

L'impact des PHEVs sur un réseau de distribution réel a été étudié en exploitant les courbes de charges moyennes d'un logement et d'un PHEV. Considérant l'indice ηV représentatif de la qualité du plan de tension, la robustesse des réseaux de distribution face à l'insertion massive des PHEVs a été démontrée. Le fonctionnement du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA, analysé par simulations, renforce ce constat en mettant en exergue le potentiel d'accueil du réseau électrique ante dysfonctionnement. En sus, les résultats montrent une bonne corrélation du critère proposé par rapport aux fonctionnements réels des réseaux de distribution français. En revanche, il a été constaté que l'impact des PHEVs est conséquent sur les taux de charges des transformateurs HTA/BT composant le départ examiné en détail. Ceci s'expliquant principalement par le constat établi suivant lequel la recharge des PHEVs, démunie de gestion, coïncide avec la reprise d'activité à domicile. Les résultats observés justifient l'orientation des travaux de recherches sur le secteur résidentiel dont, de prime abord, l'impact des PHEVs est évalué et fait ainsi l'objet de la section suivante.

Chapitre III - Impact des PHEVs sur les Réseaux Électriques

Section 3 - Un réseau électrique de type résidentiel

Le génie représente 1% d'inspiration et 99% de transpiration.

Thomas Edison

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	154
2	LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE TYPE RÉSIDENTIEL	154
3	LA MÉTHODOLOGIE	155
4	LES ABONNEMENTS D'ÉLECTRICITÉ SOUSCRITS	155
5	LE PLAN DE TENSION	157
6	CONCLUSION	159

Harun TÜRKER

1 Introduction

Cette section du chapitre présente l'étude de l'impact des PHEVs sur un réseau électrique de type résidentiel pour des taux de pénétration faible et élevé, caractérisant respectivement l'insertion de 1 et 2 PHEVs par maison. De prime abord, l'architecture et les principales caractéristiques du réseau sont rappelées. Puis, la méthodologie proposée dans l'objectif d'évaluer le respect des contrats des abonnements souscrits et le plan de tension du réseau électrique sont exposés. Partant, les critères ηD et ηV proposés permettent de discuter respectivement des risques de dépassement des abonnements et de la dégradation du plan de tension causée par la recharge des PHEVs dépourvue de gestion.

2 Le réseau électrique de type résidentiel

L'architecture, les caractéristiques et les modélisations des constituants (lignes BT et transformateur HTA/BT) du réseau électrique de type résidentiel retenu font l'objet de la section 1 du Chapitre II. Le réseau résidentiel considéré est de type urbain souterrain composé de 96 maisons avec une architecture très proche de celle qui existe en France (figure III.80). La puissance assignée du transformateur HTA/BT est égale à 400kVA.

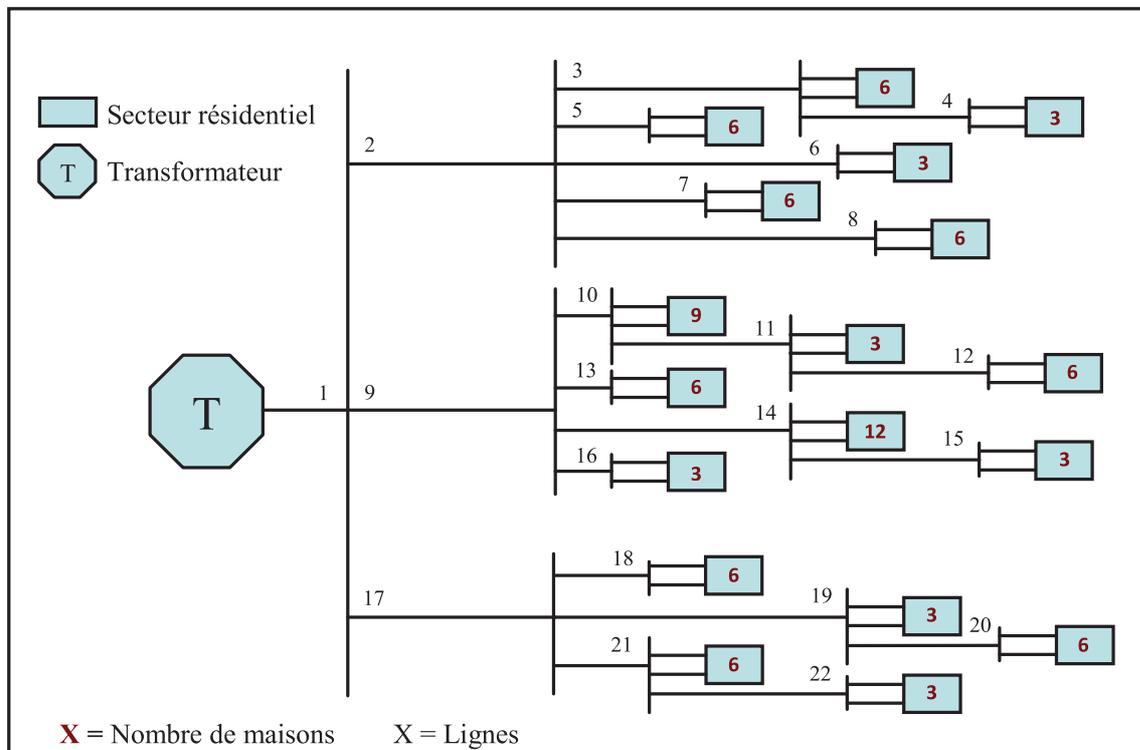


Fig. III.80 – Le réseau électrique de type résidentiel

3 La méthodologie

Pour réaliser l'étude, les bases de données de courbes de charges des différentes tailles de logements et des PHEVs chargés à 230V-16A, respectivement présentées à la section 2 et à la section 3 du Chapitre II ont été utilisées. En sus, les spécificités relatives aux maisons en France ont été considérées dans cet exercice en tenant compte d'une part de leur disparité corrélée à leur taille et d'autre part de leur probabilité d'être équipées d'une installation de chauffage électrique s'élevant à 23.9%. La démarche suivie est la suivante : à chaque itération, la position des 23 maisons du réseau électrique équipées d'une installation de chauffage électrique est définie pseudo-aléatoirement. Pour celles-ci, 23 courbes de charges parmi les 500 de la base de données concernée, directement liée à la taille de la maison considérée, sont sélectionnées pseudo-aléatoirement. Il est assuré que toutes les courbes de charges sélectionnées sont différentes. Une méthodologie similaire est appliquée pour les 73 maisons dépourvues d'une installation de chauffage électrique. L'étape suivante consiste à affecter chacune de ces 96 courbes de charges domestiques aux maisons constituant le réseau électrique étudié. Il en résulte l'analyse du réseau électrique sans PHEV. Deux taux de pénétration ont été étudiés. D'une part un faible taux qui consiste à intégrer 1 PHEV par maison et d'autre part, un taux élevé qui se caractérise par l'insertion de 2 PHEVs par maison. Suite à la sélection pseudo-aléatoire, pour chaque maison, d'une ou deux courbes de charges de PHEVs suivant le taux de pénétration parmi les 10 000 de la base de données représentatives des PHEVs chargés à 230V-16A, ces dernières sont incrémentées aux courbes de charges des maisons préalablement sélectionnées. Ainsi, en resimulant le réseau électrique, l'analyse de ce dernier est plausible sous les mêmes conditions que précédemment mais en présence de 2 taux de pénétration de PHEVs. Pour acquérir suffisamment de résultats dans l'objectif de proposer des critères d'évaluation du respect des contrats d'abonnements souscrits d'une part et de la qualité du plan de tension d'autre part, l'exercice est réitéré à 10 reprises assurant ainsi la convergence des indices proposés.

4 Les abonnements d'électricité souscrits

Démunie de gestion, il y a de fortes probabilités que la recharge des PHEVs s'effectue lors de l'arrivée à domicile lorsque la consommation d'électricité du logement s'intensifie. De ce fait, les risques de dépassement des abonnements souscrits par les individus sont amplifiés. À partir du critère ηD proposé qui comptabilise le nombre de dépassement parmi les 960 courbes de charges obtenues à chaque saison, de prime abord sans PHEV puis incrémentées par les consommations d'énergie requises par les 2 taux de pénétration, il est constaté que les risques de dépassement sont élevés en présence de PHEVs. En effet, initialement égal à 100% et 99.6%, l'indice ηD représentatif du respect des contrats d'abonnements souscrits chute jusqu'à 87% et 78.8% respectivement pour l'été et l'hiver pour les maisons dépourvues d'une installation de chauffage électrique dotées d'un contrat d'abonnement de 9kVA. Pour les maisons équipées d'une installation de chauffage électrique avec un abonnement souscrit égal à 12kVA, initialement égal à 100% et 97.4%, le critère ηD décroît jusqu'à 98.7% et 76.5% respectivement pour l'été et l'hiver. L'équation 3.1 permet

le calcul de l'indice ηD . Le tableau III.35 récapitule les résultats pour l'ensemble des cas.

$$\eta D (\%) = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^N \cdot \left(\sum_{j=1}^{M(M^*)} \times K_{ij} \right)}{N \times M (M^*)} \right] \times 100 \quad (3.1)$$

$$K_{ij} = 0 \text{ if } S_{ij} \leq S_l (S_l^*) \text{ ou } K_{ij} = 1 \text{ if } S_{ij} > S_l (S_l^*)$$

$M = 73$ (Le nombre de maisons sans chauffage électrique)

$M^* = 23$ (Le nombre de maisons avec chauffage électrique)

$N = 10$ (Le nombre de simulations)

S_{ij} = La valeur instantanée de la puissance apparente

$S_l = 9kVA$ - La valeur de l'abonnement souscrit - Maisons sans chauffage électrique

$S_l^* = 12kVA$ - La valeur de l'abonnement souscrit - Maisons avec chauffage électrique

ηD - %	Maisons sans chauffage électrique - 9kVA	
Saison	Été	Hiver
Sans PHEV	100	99.6
Avec 1 PHEV/Maison	97.7	95.1
Avec 2 PHEVs/Maison	87.0	78.8
ηD - %	Maisons avec chauffage électrique - 12kVA	
Saison	Été	Hiver
Sans PHEV	100	97.4
Avec 1 PHEV/Maison	100	92.2
Avec 2 PHEVs/Maison	98.7	76.5

Tab. III.35 – Respect des contrats d'abonnements d'électricité souscrits

L'intégration des PHEVs modifie l'allure des courbes de charges domestiques. À ce titre, la figure III.81 illustre la courbe de charge domestique moyennée par maison obtenue à partir des 960 courbes de charges acquises pour chacun des cas traités à chaque saison.

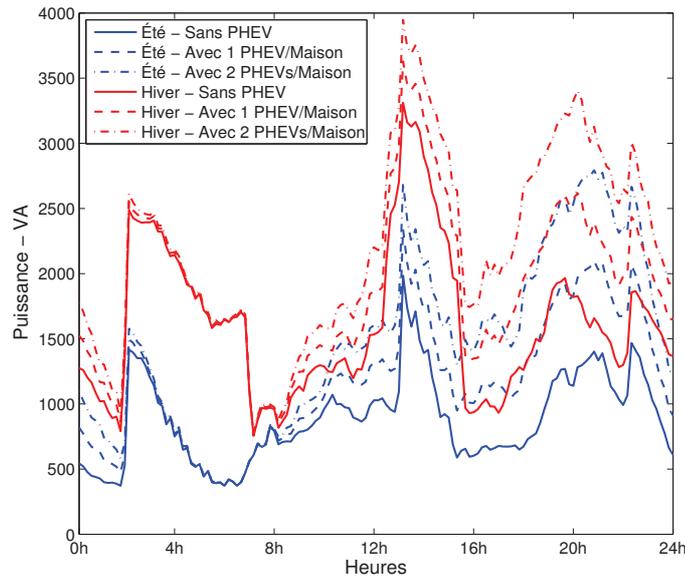


Fig. III.81 – Profils des courbes de charges moyennés par maison

5 Le plan de tension

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à respecter la norme NF-EN-50160 [UTE00] imposant la fourniture d'une tension de 230V comprise entre +5% et -10% aux clients raccordés en BT. Au-delà de ce gabarit, il est considéré que le plan de tension n'est plus respecté. Un critère ηV représentatif de la qualité du plan de tension sur le réseau électrique de type résidentiel est introduit. Celui-ci comptabilise parmi les 960 courbes de charges relevées pour chacun des cas traités à chaque saison, le nombre de maisons dont le profil de tension ne respecte pas la norme au moins 1 fois durant la journée. Un maximum d'un seul non-respect de la norme NF-EN-50160 est considéré journalièrement pour chaque maison à chaque itération dans l'objectif de normaliser le critère ηV . L'équation 3.2 permet le calcul du critère proposé. Le tableau III.36 récapitule les résultats de l'indice de qualité de la tension fournie aux logements.

ηV - %	Été	Hiver
Sans PHEV	97.2	89.0
Avec 1 PHEV/Maison	91.4	85.4
Avec 2 PHEVs/Maison	85.8	81.0

Tab. III.36 – Qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel

$$\eta V (\%) = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^N \cdot \left(\sum_{j=1}^M \times K_{ij} \right)}{N \times M} \right] \times 100 \quad (3.2)$$

$$K_{ij} = 0 \text{ if } T_{ij} < T \text{ ou } K_{ij} = 1 \text{ if } T_{ij} \geq T$$

T_{ij} = La durée où $V_{ij} < V_{NF}$

$T = 10$ minutes

$M = 96$ (Le nombre de maisons)

$N = 10$ (Le nombre de simulations)

V_{ij} = La valeur instantanée de la tension

$V_{NF} = 0.9$ pu (La norme NF-EN-50160)

Eu égard à la qualité du plan de tension évaluée à partir de l'indice ηV , il est constaté, comme attendu, que le plan de tension du réseau est fortement impacté par l'insertion des PHEVs. En effet, initialement égal à 97.2% en été, l'indice ηV décroît jusqu'à atteindre 91.1% et 85.8% du fait de l'intégration respective de 1 et 2 PHEVs par maison. L'impact est encore plus prononcé en hiver où le critère ηV chute jusqu'à 85.4% et 81% respectivement pour 1 et 2 PHEVs par maison alors qu'il est initialement égal à 89%. À l'instar des courbes de charges domestiques, les profils de tensions des maisons sont modifiés en présence des PHEVs. La figure III.82 illustre le profil de tension moyenné par maison obtenu à partir des 960 profils de tension relevés pour chacun des cas traités à chaque saison. Avec des conditions similaires, la figure III.83 illustre pour l'ensemble des cas les profils des pertes sur le réseau électrique de type résidentiel.

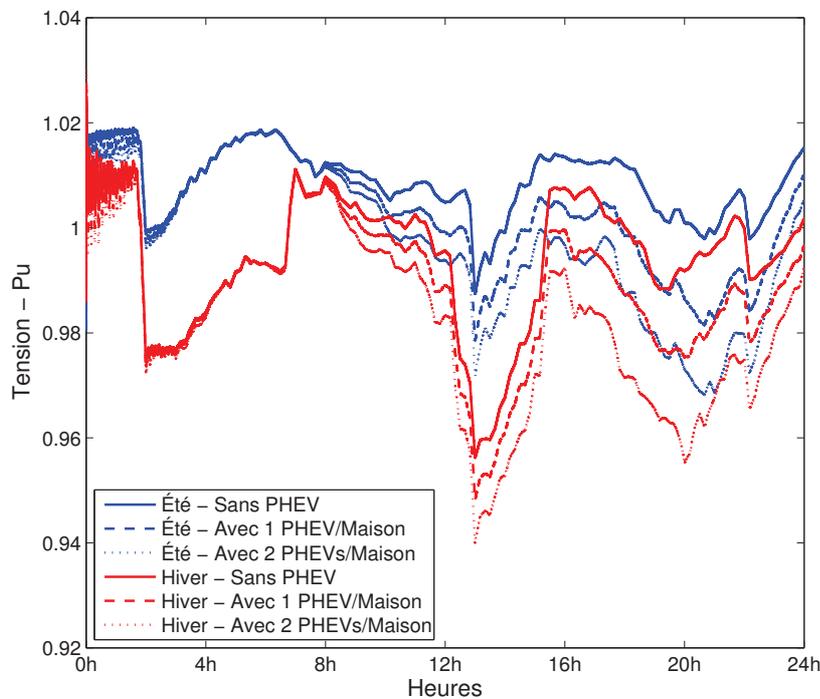


Fig. III.82 – Profils de tensions moyennés par maison

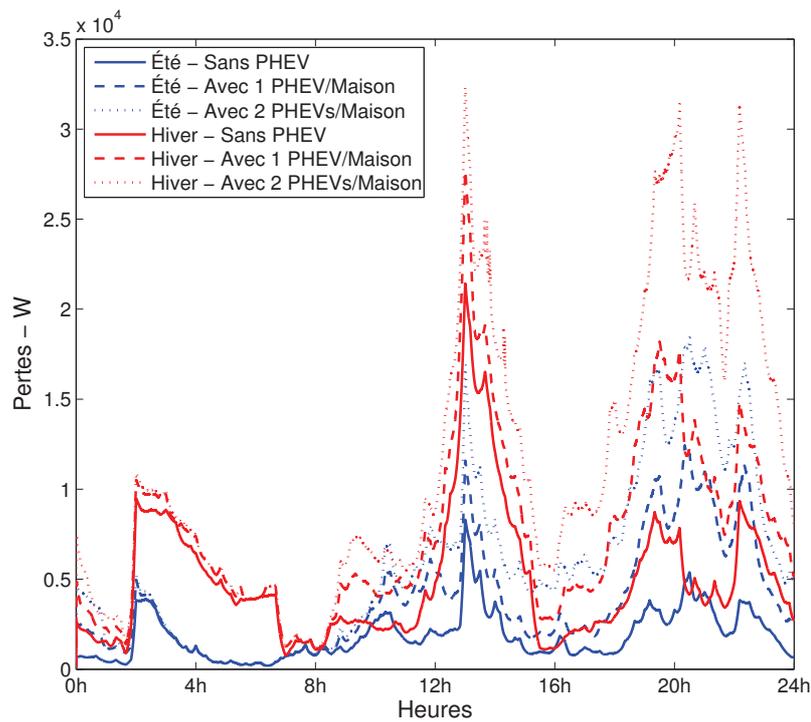


Fig. III.83 – Profils des pertes sur le réseau résidentiel

6 Conclusion

L'impact des PHEVs sur un réseau électrique de type résidentiel a été étudié. La régression des indices ηD et ηV proposés met en évidence les futurs problèmes liés à la recharge des PHEVs sur les réseaux résidentiels français. Partant de ce constat, deux principales perspectives de recherches se présentent. La première, faisant l'objet de la section suivante, consiste à étudier l'impact sur la perte de vie d'un transformateur HTA/BT causée par la recharge des PHEVs. La seconde, faisant l'objet du chapitre suivant, consiste à développer des stratégies de recharges des PHEVs permettant à la fois de préserver la durée de vie des transformateurs et le plan de tension tout en garantissant des états de charges souhaités des véhicules aux heures de départ du domicile.

Chapitre III - Impact des PHEVs sur les Réseaux Électriques

Section 4 - L'impact sur un transformateur HTA/BT

La véritable grandeur d'un homme ne se mesure pas à des moments où il est à son aise, mais lorsqu'il traverse une période de controverses et de défis.

Martin Luther King

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	162
2	LES ÉLÉMENTS	162
3	LA MÉTHODOLOGIE	163
4	LE TAUX DE CHARGE DU TRANSFORMATEUR	164
5	L'IMPACT SUR LA DURÉE DE VIE	166
6	CONCLUSION	171

1 Introduction

Justifié par les précédentes études et en causalité avec l'orientation des travaux de recherches se manifestant par l'intégration des PHEVs en milieu résidentiel, les transformateurs HTA/BT seront les premiers éléments de ce type de réseaux électriques à être impactés et sont susceptibles de subir un vieillissement accéléré. À cet égard, cette section du chapitre quantifie l'impact de la recharge des PHEVs sur la durée de vie d'un transformateur HTA/BT en exploitant un modèle thermique permettant l'estimation de la température du point chaud de ses enroulements et ipso facto, d'en déduire sa durée de vie. L'exercice est réalisé de prime abord sans PHEV puis incrémenté par la consommation d'énergie induite par chacun des taux de pénétration faible, moyen et élevé de PHEVs retenus. À ce titre, les éléments utilisés pour mener l'étude sont rappelés dans un premier temps. Puis, la méthodologie proposée dans l'objectif d'évaluer l'impact sur la durée de vie est explicitée. En corrélation avec le taux de charge initial sans PHEV du transformateur, un critère nommé $D_{TR-PHEV-X}$ décliné en 4 variantes est proposé pour le calcul de la durée de vie en année du transformateur sans PHEV puis en intégrant les 3 taux de pénétration. À l'instar du critère $D_{TR-PHEV-X}$, toujours en fonction du taux de charge initial sans PHEV du transformateur, un critère $V_{TR-PHEV-X}$ décliné en 3 variantes est proposé. Celui-ci permet le calcul de la vitesse de vieillissement du transformateur causé par l'insertion des PHEVs selon les 3 taux de pénétration considérés.

2 Les éléments

La réalisation de cette étude a nécessité d'une part l'utilisation des bases de données de courbes de charges des différentes tailles de logements et des PHEVs chargés à 230V-16A, respectivement présentées à la section 2 et 3 du Chapitre II, et d'autre part l'exploitation de la modélisation thermique du transformateur HTA/BT d'une puissance assignée de 160kVA exposée à la section 4 du Chapitre II. Le modèle thermique proposé par le guide de charge CEI 60076-7, permettant le calcul de la température de l'huile supérieure (équation 4.1) et du point chaud (équation 4.2), est utilisé. Le transformateur HTA/BT, dont les caractéristiques sont présentées à la section 4 du Chapitre II, est installé dans un poste de distribution public de type "PSS" et alimente un réseau résidentiel de type urbain souterrain.

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times \Delta\theta_{or} = k_{11} \times \tau_0 \times \frac{d\theta_0}{dt} + [\theta_0 - \theta_a] \quad (4.1)$$

K = Le facteur de charge (ratio du courant de charge sur le courant assigné)

R = Le ratio des pertes en charge à courant assigné sur les pertes à vide

$\Delta\theta_{or}$ = L'échauffement de l'huile supérieure en régime permanent pour les pertes assignées

k_{11} = Une constante du modèle thermique

τ_0 = La constante de temps de l'huile en minute

θ_0 = La température de l'huile supérieure à la charge considérée

θ_a = La température ambiante

x = Une puissance exponentielle des pertes totales pour le calcul de l'échauffement de l'huile supérieure

$$\theta_h = \theta_0 + \Delta\theta_h \quad (4.2)$$

θ_h = La température du point chaud à la charge considérée

$\Delta\theta_h$ = L'échauffement du point chaud par rapport à la température de l'huile supérieure pour la charge considérée

3 La méthodologie

Comme il a été démontré dans la référence [JST⁺00], il est évident que la durée de vie d'un transformateur est liée à son taux de charge. Néanmoins, et cela même pour un réseau électrique composé d'un nombre identique de logements, ce dernier connaîtra des variations puisqu'il est issu du foisonnement de la consommation d'électricité de l'ensemble des charges constituant le réseau. Bien que des prévisions issues des habitudes des individus fournissent une approximation de la courbe de charge d'un transformateur, le caractère aléatoire de celle-ci est prépondérant. En exploitant des bases de données de courbes de charges du transformateur, ce caractère est minimisé. En sus, partant du fait que l'impact des PHEVs sur la durée de vie variera de concert avec le taux de charge initial sans PHEV du transformateur, il convient en premier lieu de débiter l'analyse en balayant le nombre de maisons constituant le réseau électrique allant de 0 à 60 par pas de 5 maisons. À cet effet, le générateur de courbes de charges des transformateurs HTA/BT, présenté à la section 2 du Chapitre II, a été utilisé. Pour chaque point d'analyse, 1000 courbes de charges du transformateur, de prime abord sans PHEV puis incrémenté par la consommation d'électricité induite par chacun des 3 taux de pénétration de PHEVs analysés, ont été générées pour chaque saison. À l'instar de la section 2 du présent chapitre, des taux de pénétration faible, moyen et élevé de PHEVs ont été étudiés. La figure III.84 présente le synoptique de la méthodologie proposée.

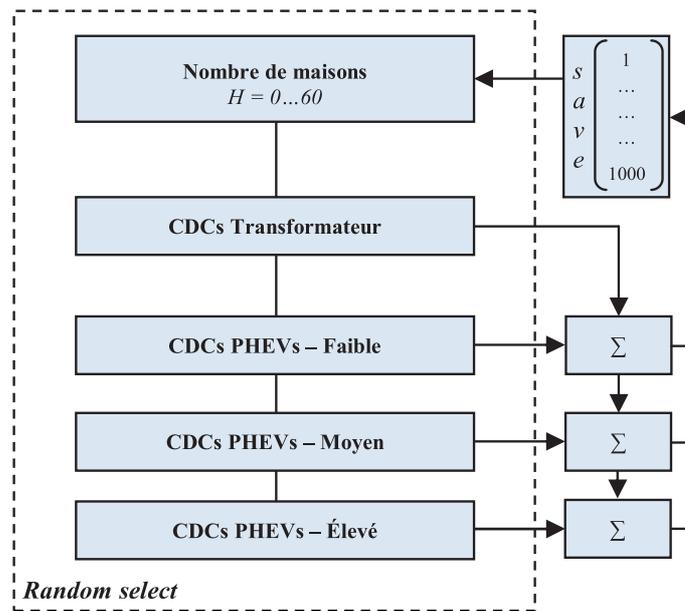


Fig. III.84 – Synoptique de la méthodologie

4 Le taux de charge du transformateur

Le taux de charge du transformateur a été défini pour chacune des 2000 courbes de charges de chaque point d'analyse. Les figures III.85 et III.86 illustrent les modifications des taux de charges du transformateur en fonction du nombre de maisons respectivement pour l'été et l'hiver pour les 3 taux de pénétration.

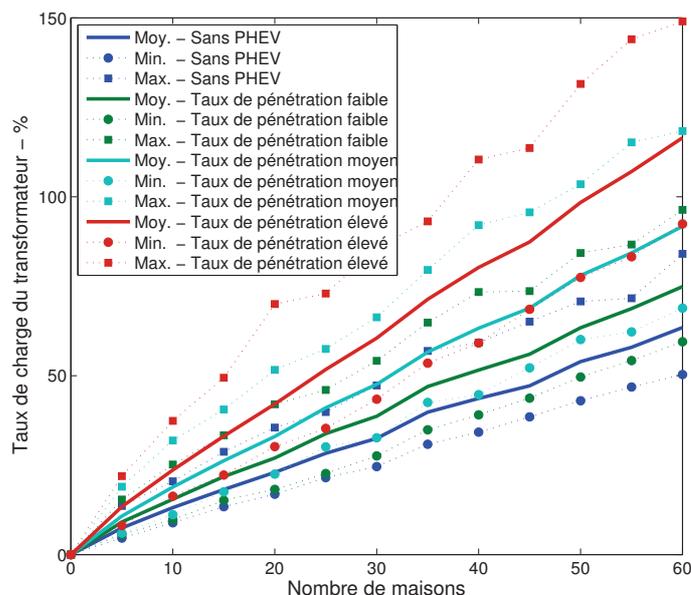


Fig. III.85 – Modification des taux de charges du transformateur HTA/BT – Été

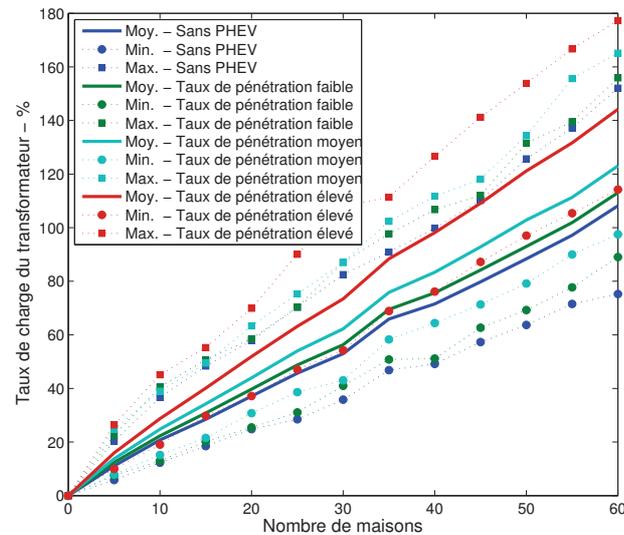


Fig. III.86 – Modification des taux de charges du transformateur HTA/BT – Hiver

Les écarts constatés relatifs aux taux de charges du transformateur ont été décisifs quant à la prise en considération, pour l'étude du vieillissement, de la courbe de charge moyenne obtenue à partir des 2000 générées pour chaque cas à chaque point d'analyse. Il en ressortira ainsi l'impact "moyen" ou "généralisé" des PHEVs. Dans l'objectif de couvrir une plus large plage d'étude, les courbes de charges moyennes susvisées ont été extrapolées linéairement jusqu'à 120 maisons. La figure III.87 illustre les modifications des taux de charges moyens du transformateur en fonction du nombre de maisons pour les 3 taux de pénétration. Le tableau III.37 recense les résultats.

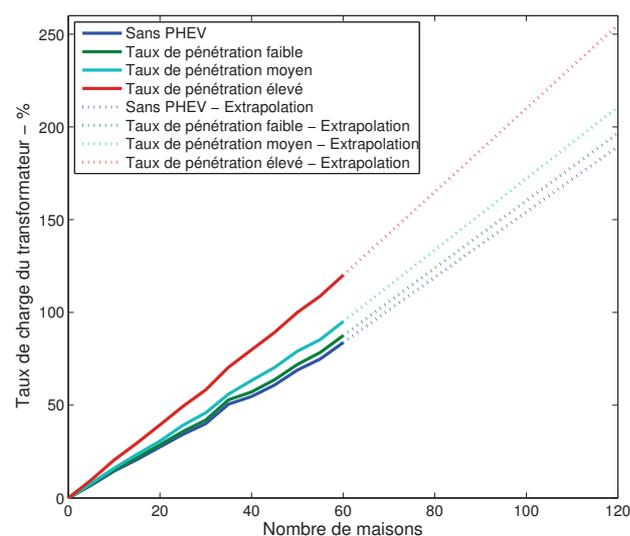


Fig. III.87 – Modification des taux de charges moyens du transformateur HTA/BT

Maisons	Taux de pénétration de PHEVs			
	Sans	Faible	Moyen	Élevé
5	6.88	7.26	7.91	9.71
10	14.51	15.09	16.04	20.49
20	27.48	28.67	30.65	39.38
30	40.08	41.97	45.92	58.28
40	54.68	57.17	63.29	79.84
50	68.95	71.97	79.10	100.01
60	83.71	87.51	95.05	120.07
70	101.33	105.69	114.34	142.56
80	118.95	123.88	133.63	165.04
90	136.57	142.06	152.93	187.53
100	154.19	160.24	172.22	210.02
110	171.81	178.42	191.51	232.51
120	189.73	196.59	210.81	254.99

Tab. III.37 – Taux de charges moyens du transformateur HTA/BT – T_x (%)

5 L'impact sur la durée de vie

Avant de généraliser l'étude, est illustré le calcul de la durée de vie du transformateur pour un réseau électrique composé de 60 maisons avec un taux de pénétration élevé de PHEVs. Ainsi, les figures III.88 et III.89 représentent respectivement la courbe de charge moyenne du transformateur et l'évolution de la température du point chaud. À partir de cette évolution, la vitesse de vieillissement V pour chaque pas de temps et la consommation de la durée de vie L sur une journée sont calculées, permettant ainsi de déduire la durée de vie en année du transformateur. Le tableau III.38 présente les résultats pour le cas susmentionné. Le tableau III.39 présente les résultats de la durée de vie en année du transformateur en fonction du taux de charge initial sans PHEV, de prime abord sans PHEV puis pour les 3 taux de pénétration considérés pour l'ensemble des cas étudiés, en l'occurrence de 5 à 120 maisons.

L	Durée de vie
521.7 minutes	82.8 années

Tab. III.38 – Consommation et durée de vie du transformateur

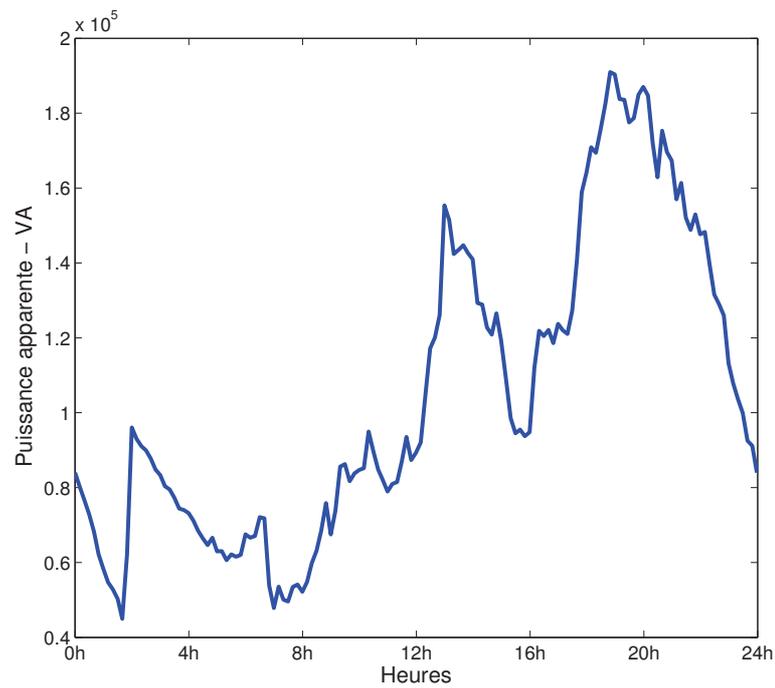


Fig. III.88 – Courbe de charge moyenne du transformateur – 60 maisons – Taux de pénétration élevé de PHEVs

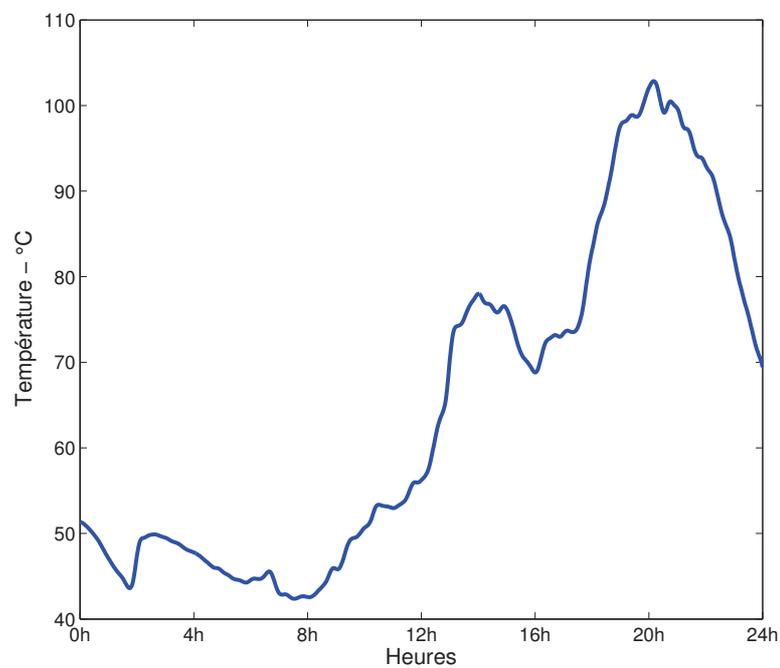


Fig. III.89 – Évolution de la température du point chaud – 60 maisons – Taux de pénétration élevé de PHEVs

Maisons	Tx - %	Taux de pénétration de PHEVs			
		Sans	Faible	Moyen	Élevé
5	6.88	563673	558589	553137	543447
10	14.51	515363	501558	481160	448521
20	27.48	391210	355712	306469	231681
30	40.08	262996	214472	152910	77139
40	54.68	136193	94475	48467	12174
50	68.95	61729	35361	11704	1236
60	83.71	22631	10567	2170	83
70	101.33	5266	2127	238	3.20
80	118.95	917	334	19	$8.58 \cdot 10^{-2}$
90	136.57	122	41	1.21	$1.64 \cdot 10^{-3}$
100	154.19	13	4.12	0.058	$2.28 \cdot 10^{-5}$
110	171.81	1.09	0.33	$2.2 \cdot 10^{-3}$	$2.34 \cdot 10^{-7}$
120	189.73	0.077	0.022	$6.61 \cdot 10^{-5}$	$1.8 \cdot 10^{-9}$

Tab. III.39 – Durée de vie du transformateur en années – $D_{TR-PHEV-X}$

Basé sur des équations de types exponentiels, 1 critère nommé $D_{TR-PHEV-X}$ décliné en 4 variantes (Sans, Faible, Moyen et Élevé), permettant le calcul de la durée de vie en année du transformateur en fonction de son taux de charge initial sans PHEV, a été proposé. Les domaines de validité de ces variantes sont volontairement limités afin que la durée de vie maximale du transformateur avoisine 100 ans. Une identification par les moindres carrés a été réalisée pour déterminer les valeurs des coefficients de chacune des 4 équations représentatives des 4 variantes du critère proposé. La forme mathématique du critère proposé est présentée par l'équation 4.3. Le tableau III.40 indique les valeurs des paramètres des 4 équations et leurs domaines de validité. La figure III.90 présente l'évolution de ces variantes.

$$D_{TR-PHEV-X} = A \times \exp(B \times T_x) \quad (4.3)$$

Taux de pénétration de PHEVs	A	B	Maisons	Tx - %	D - années
Sans	$3.738 \cdot 10^9$	-0.1262	90	136.57	[0, 122.1]
Faible	$8.32 \cdot 10^8$	-0.1232	85	127.76	[0, 121.1]
Moyen	$7.969 \cdot 10^8$	-0.1474	75	110.14	[0, 70.52]
Élevé	$2.935 \cdot 10^8$	-0.1802	60	83.71	[0, 82.81]

Tab. III.40 – Valeurs des paramètres et domaines de validité – $D_{TR-PHEV-X}$

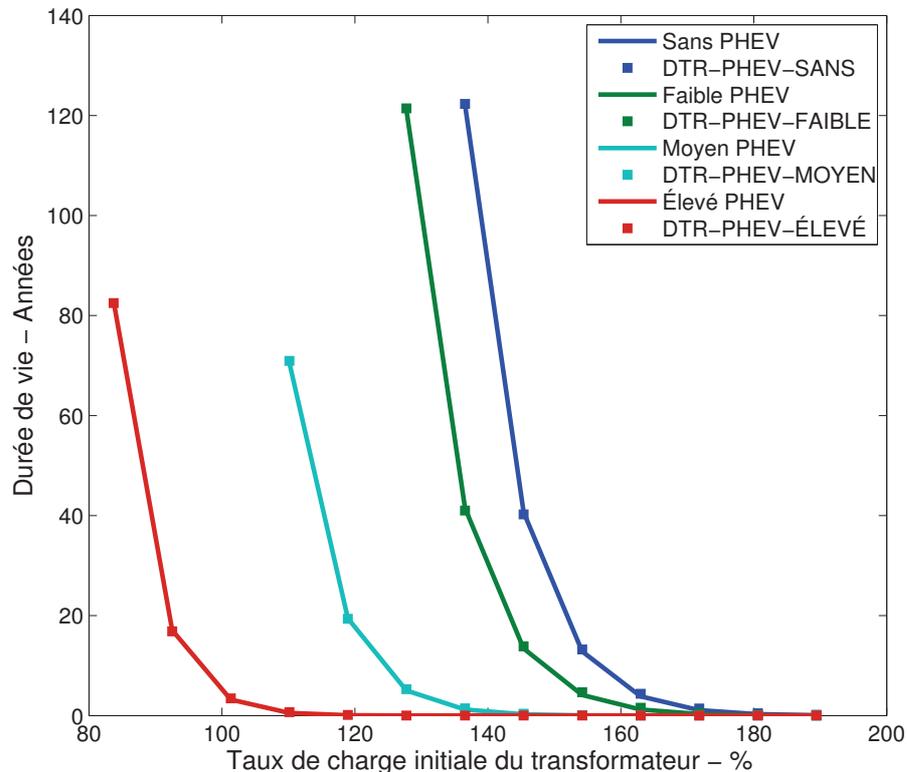


Fig. III.90 – Évolution de la durée de vie du transformateur en fonction du taux de charge initial sans PHEV

En considérant comme référence l'évolution de la durée de vie du transformateur sans PHEV, 1 critère nommé $V_{TR-PHEV-X}$ décliné en 3 variantes (Faible, Moyen et Élevé), représentatif de la vitesse de vieillissement du transformateur causé par l'insertion des PHEVs, a été proposé. L'équation 4.4 permet de calculer les 3 variantes du critère proposé. Le tableau III.41 présente les résultats pour l'ensemble des cas. Basée sur une équation de type linéaire pour un taux de pénétration faible (équation 4.5) et des équations de types exponentiels pour des taux de pénétration moyen et élevé (équation 4.6), une identification par les moindres carrés a été réalisée pour déterminer les valeurs des coefficients de chacune des 3 équations représentatives des 3 variantes du critère proposé. Contrairement à ce qui a été démontré précédemment, les domaines de validité sont uniformes à l'étude et couvrent l'ensemble des cas, en l'occurrence de 5 à 120 maisons. Le tableau III.42 recense les valeurs des paramètres des 3 équations. À titre d'exemple, l'évolution du critère $V_{TR-PHEV-MOYEN}$ caractérisant la vitesse de vieillissement du transformateur pour un taux de pénétration moyen de PHEVs est illustrée (figure III.91).

$$V_{TR-PHEV-X} = \frac{D_{TR-PHEV-SANS}}{D_{TR-PHEV-X}} \quad (4.4)$$

$$V_{TR-PHEV-FAIBLE} = A \times T_x + B \quad (4.5)$$

$$V_{TR-PHEV-X} = A \times \exp(B \times T_x) + C \times \exp(D \times T_x) \quad (4.6)$$

Maisons	Tx - %	Taux de pénétration de PHEVs		
		Faible	Moyen	Élevé
5	6.88	1.0091	1.0190	1.0372
10	14.51	1.0275	1.0711	1.1490
20	27.48	1.0998	1.2765	1.6886
30	40.08	1.2263	1.7199	3.4094
40	54.68	1.4416	2.8100	11.1874
50	68.95	1.7457	5.2740	49.9246
60	83.71	2.1417	10.4282	273.3033
70	101.33	2.48	22.1	1.65 10 ⁺³
80	118.95	2.75	47.17	1.07 10 ⁺⁴
90	136.57	2.94	101.11	7.45 10 ⁺⁴
100	154.19	3.11	220.60	5.63 10 ⁺⁵
110	171.81	3.31	496.81	4.67 10 ⁺⁶
120	189.73	3.56	1.17 10 ⁺³	4.29 10 ⁺⁷

Tab. III.41 – Vitesse de vieillissement du transformateur – $V_{TR-PHEV-X}$

Taux de pénétration de PHEVs	A	B	C	D
Faible	1.593 10 ⁻²	0.7018	X	X
Moyen	0.3056	4.21 10 ⁻²	1.542 10 ⁻⁴	7.609 10 ⁻²
Élevé	3.804 10 ⁻²	0.1041	8.288 10 ⁻⁵	0.1403

Tab. III.42 – Valeurs des paramètres des équations – $V_{TR-PHEV-X}$

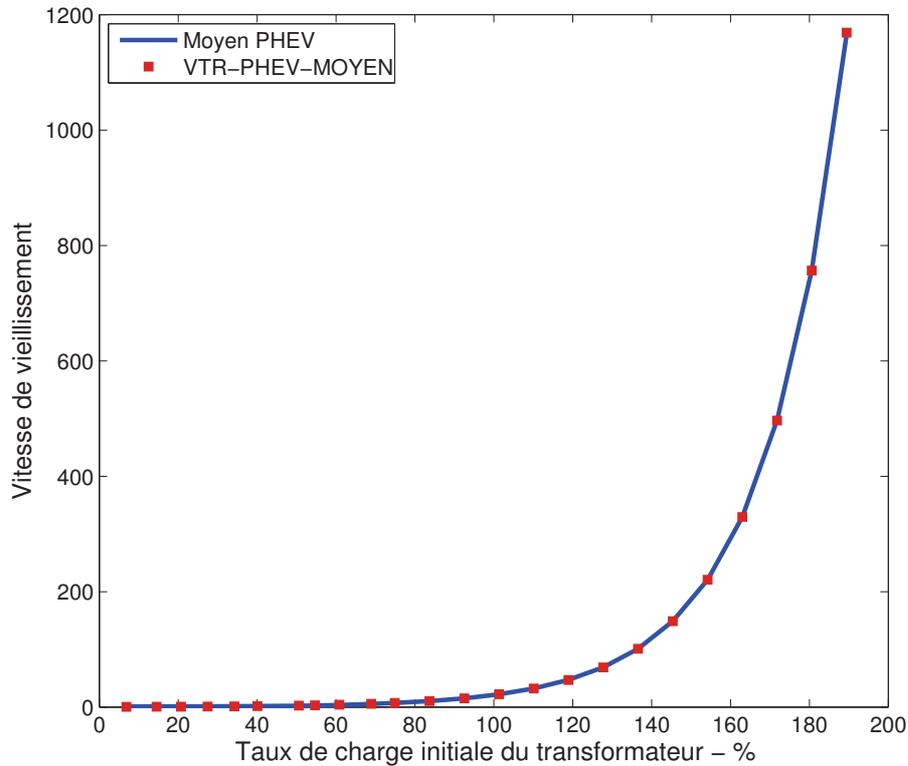


Fig. III.91 – Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur pour un taux de pénétration moyen de PHEVs

6 Conclusion

L'impact de la recharge des PHEVs sur la durée de vie d'un transformateur HTA/BT a été étudié. Un critère prépondérant est proposé, $V_{TR-PHEV-X}$, permettant l'estimation de la vitesse de vieillissement du transformateur en considérant comme référence la durée de vie du transformateur sans PHEV. Ce critère permet d'aboutir aux conclusions selon lesquelles d'une part la durée de vie du transformateur se dégrade fortement et d'autre part que le transformateur subit une accélération de vieillissement quadratique pour des taux de pénétration moyen et élevé de PHEVs respectivement représentatif d'un parc automobile français composé essentiellement de PHEVs et de l'intégration de 2 PHEVs pour chaque maison composant le réseau électrique. Partant de ce constat et des problématiques liées au respect des contrats d'abonnements souscrits et à la dégradation du plan de tension mise en évidence sur les réseaux résidentiels français à la section précédente, le chapitre suivant, nommé "Stratégies de recharges unidirectionnelles", fait l'objet de développement d'algorithmes permettant simultanément de préserver la durée de vie des transformateurs et le plan de tension, d'inhiber les dépassements d'abonnements causés par la recharge des PHEVs en garantissant que les véhicules atteignent les états de charges souhaités à leur prochaine utilisation.

CHAPITRE IV

STRATÉGIES DE RECHARGES UNIDIRECTIONNELLES

TO THE MARTYRS OF ÇANAKKALE

*This Dardanelles war without equal in the world,
Four or five mighty armies are pressed and are hurled,
To reach the Sea of Marmara by hill and pass,
So many fleets have surrounded a small mass...*

Mehmet Akif Ersoy

Résumé

Les stratégies de recharge unidirectionnelles développées eu égard à l'intégration des PHEVs sur le secteur résidentiel ont nécessité de prime abord l'évaluation de la solution pragmatique consistant à interdire la recharge pendant les heures de pointes et la préconisation d'une puissance de charge des PHEVs normalisée (Section 1). Puis, une puissance de charge des PHEVs obtenue statistiquement et nettement inférieure a permis de constater une solution très favorable pour le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) en assurant qu'une majorité des PHEVs atteignent l'état de pleine charge aux heures de départ du domicile (Section 2).

Section 1 - La stratégie de type Rule-Based (RB)

Kostantiyye (İstanbul) mutlaka feth olunacaktır. Onu fetheden kumandan ne güzel kumandandır ve o asker ne güzel askerdir.

Ahmed bin Hanbel

Constantinople (İstanbul) sera conquise. L'homme qui va la conquérir sera un général d'exception et ses soldats seront des guerriers intrépides.

Traduit par Dr. Harun Türker

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	176
2	LES ÉLÉMENTS	176
3	LES DÉPASSEMENTS DES ABONNEMENTS D'ÉLECTRICITÉ SOUSCRITS	177
4	L'ALGORITHME RULE-BASED	179
4.1	Le principe de fonctionnement	179
4.2	Les résultats	180
4.3	Des exemples d'applications	184
4.4	Conclusion	188
5	L'IMPACT SUR LE VIEILLISSEMENT DU TRANSFORMATEUR HTA/BT	188
5.1	Les pré-requis	188
5.2	La méthodologie	191
5.3	Le taux de charge du transformateur	192
5.4	L'impact sur la durée de vie	198
5.5	Conclusion	204
6	L'IMPACT SUR LE PLAN DE TENSION DU RÉSEAU RÉSIDENTIEL	204
6.1	Le réseau électrique de type résidentiel	204
6.2	La méthodologie	205
6.3	Les résultats	206
6.4	Conclusion	211
7	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	211

1 Introduction

Proposer des solutions en vue de minimiser les impacts liés à l'insertion des PHEVs relève d'une nécessité formelle qui s'avère d'autant plus importante sur les réseaux électriques de types résidentiels où la recharge des véhicules s'effectuera majoritairement. Partant, les travaux exposés dans la présente section s'articulent, en premier lieu, autour de la préconisation d'une norme stipulant une limitation de la puissance de charge des PHEVs chargés à domicile. Cette recommandation découle du développement d'une stratégie fondée sur des règles dites Rule-Based (RB) ou heuristiques. Cette stratégie permet ainsi de déterminer les puissances de charges minimales des PHEVs en milieu résidentiel lorsque la recharge est autorisée sans contrainte horaire et qu'elle est strictement interdite pendant les heures de pointes. En second lieu, la présomption selon laquelle la solution triviale, consistant à interdire la recharge des PHEVs pendant les heures de pointes, aurait des avantages certains est mise à défaut. À cet égard, les analyses de l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT, alimentant un réseau électrique de type résidentiel, et du comportement du plan de tension d'un réseau électrique BT sans puis en présence d'un PHEV par maison chargé à 3 paliers de puissances de charges sans gestion d'intégration, puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based, légitiment la préconisation relative à la recharge des PHEVs à toute heure pour le secteur résidentiel.

2 Les éléments

La réalisation de cette étude nécessite l'utilisation des éléments faisant l'objet du Chapitre II. Ces derniers représentent d'une part les bases de données des courbes de charges des logements (section 2) et d'autre part, les relations analytiques pour le suivi dynamique de la tension et de l'état de charge (State-of-Charge - SOC) des batteries ainsi que la caractéristique du rendement en fonction de la puissance du chargeur bidirectionnel des PHEVs dans la perspective d'une prise en compte des pertes dues à la conversion de l'énergie (section 3). Enfin la présente analyse a été effectuée via l'exploitation des bases de données des courbes de charges des PHEVs, chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A, créées à partir de l'algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs, présenté à la section 3 du Chapitre II, ainsi que des distributions obtenues à partir de celui-ci, pour chacune des 3 puissances de charges, relatives aux heures de début de charges et de départ du domicile des PHEVs, de leurs types, catégories et états de charges.

3 Les dépassements des abonnements d'électricité souscrits

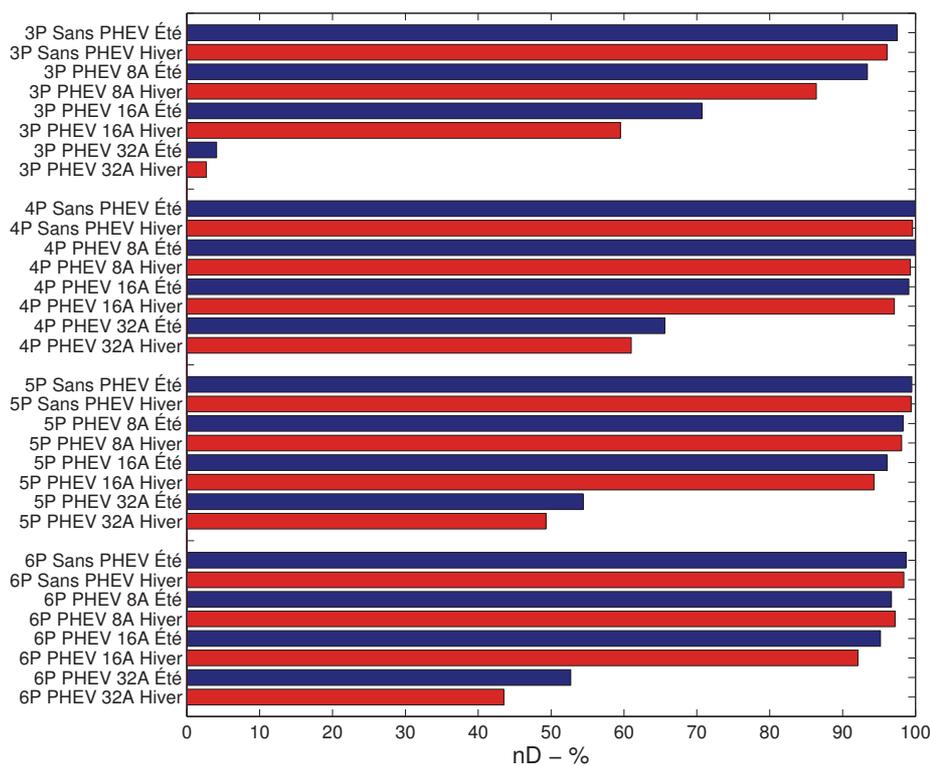
À l'instar de la section 3 du Chapitre III où l'exercice a été mené pour une unique puissance de charge des PHEVs dépourvue de gestion d'intégration, les dépassements des abonnements souscrits pour les maisons sans puis en présence des PHEVs à hauteur d'un véhicule par logement, chargés aux 3 puissances de charges précédemment mentionnées, sont évalués. À cet effet, pour chacune des 1000 courbes de charges de chaque base de données, de chaque taille de maisons, sans puis avec une installation de chauffage électrique et pour chaque saison, une courbe de charge différente de PHEV a été incrémentée. La quantité importante de cas permet de réintroduire le critère ηD proposé à la section 3 du Chapitre III, représentatif du respect des contrats d'abonnements souscrits où 1 dépassement au maximum par jour est comptabilisé afin de normaliser le critère. Il est de bon usage de rappeler que suivant la taille des maisons et le type d'installation de chauffage, les valeurs des abonnements souscrits avec le fournisseur d'électricité varient (tableau IV.43). Les figures IV.92a et IV.92b illustrent le critère ηD pour chaque base de données et pour chaque saison respectivement pour les logements sans puis avec une installation de chauffage électrique. Le tableau IV.44 recense les résultats. À titre d'exemple, ηD équivaut à 100% pour les maisons de 4 pièces sans PHEV en été. Ipso facto, sur les 1000 courbes de charges analysées, aucun dépassement n'a été relevé.

Taille des maisons	Sans chauffage électrique	Avec chauffage électrique
3P	6 kVA	12 kVA
4P	9 kVA	12 kVA
5P	9 kVA	12 kVA
6P	9 kVA	12 kVA

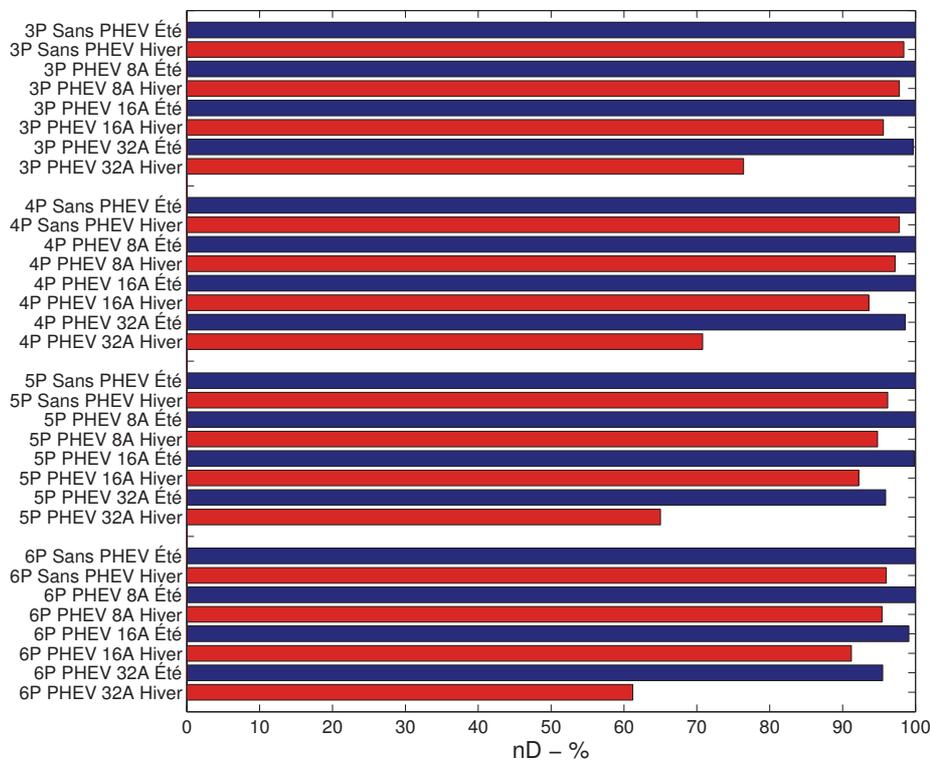
Tab. IV.43 – Valeurs des contrats d'abonnements d'électricité souscrits

ηD - %	Été - Hiver			
	Sans PHEV	8A	16A	32A
Sans chauffage élect.				
3P	97.5 96.1	93.4 86.4	70.7 59.5	4.10 2.70
4P	100 99.6	100 99.3	99.1 97.1	65.6 61.0
5P	99.5 99.4	98.3 98.1	96.1 94.3	54.4 49.3
6P	98.7 98.4	96.7 97.2	95.2 92.1	52.7 43.5
Avec chauffage élect.	Sans PHEV	8A	16A	32A
3P	100 98.4	100 97.8	100 95.6	99.7 76.4
4P	100 97.8	100 97.2	100 93.6	98.6 70.8
5P	100 96.2	100 94.8	99.8 92.2	95.9 65.0
6P	100 96.0	100 95.4	99.1 91.2	95.5 61.2

Tab. IV.44 – Respect des contrats d'abonnements d'électricité souscrits



(a) Sans chauffage électrique



(b) Avec chauffage électrique

Fig. IV.92 – Respect des contrats d'abonnements d'électricité souscrits

Il est constaté que la recharge des PHEVs démunie de gestion va fortement perturber le respect des abonnements souscrits par les utilisateurs. Partant de ce constat, deux perspectives se présentent. La première consiste à rehausser la valeur de l'abonnement souscrit avec le fournisseur d'électricité. Cette solution est néfaste puisqu'elle conduit au vieillissement prématuré du transformateur HTA/BT alimentant un groupe de maisons disposant chacune d'un ou plusieurs PHEVs (section 4 du Chapitre III). La seconde solution, faisant l'objet de cette section, réside dans le développement d'un algorithme Rule-Based.

4 L'algorithme Rule-Based

Dans cette partie, le principe de fonctionnement et les résultats de simulations de l'algorithme Rule-Based sont présentés. En sus, quelques cas d'applications sont illustrés.

4.1 Le principe de fonctionnement

Bien que considéré comme sous optimal dans la littérature, l'application de l'algorithme Rule-Based proposé aboutit à l'obtention d'une solution optimale pour le pas d'évolution fixé sur le paramètre de décision de l'algorithme. Concernant sa fonctionnalité, dans l'objectif de respecter la valeur de l'abonnement souscrit, le courant de charge du PHEV en amont du chargeur est défini en fonction de la consommation de la maison à chaque pas de temps qui est, dans cette étude, égal à 10 minutes. Dans le but d'éviter l'accentuation des pics de consommations d'électricité des ménages causés par la recharge des PHEVs, une variable nommée contrainte souple (SOC_{SOUPLE}) est introduite. Cette dernière consiste à interdire la recharge du véhicule de 6h à 15h et de 17h à 22h (créneaux d'heures pleines pour la majorité des régions de France). Une particularité forte de l'algorithme repose sur l'autorisation de la recharge si l'état de charge des batteries du PHEV est en dessous de la valeur de SOC_{SOUPLE} . Variable de 0% à 100%, lorsque cette dernière est fixée à 0%, cela représente une interdiction stricte de la recharge du PHEV pendant les heures pleines. À contrario, lorsque la valeur de la contrainte souple sur le SOC des accumulateurs est fixée à 100%, la recharge du PHEV est autorisée à toute heure. Pour les autres valeurs de la contrainte souple, à chaque pas de temps, l'algorithme RB autorise la recharge si et seulement si l'état de charge du PHEV est en dessous de la valeur de SOC_{SOUPLE} fixée. Afin de déterminer et préconiser une puissance de charge maximale des PHEVs chargés à domicile, le courant de charge des PHEVs est volontairement limité à différentes valeurs (I_{LIMITE}). Partant, parmi les 1000 courbes de charges de chaque base de données de chaque taille de maisons, sans puis avec une installation de chauffage électrique et pour chaque saison, l'évaluation en pourcentage du nombre de PHEVs, qui ont un état de charge égal à 100% aux heures de départ du domicile, est effectuée en variant de 0.1A à 32A par pas de 0.1A le courant de charge des PHEVs (I_{LIMITE}). L'exercice est exécuté en exploitant les distributions générées à l'égard de la création des 3 bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A. Pour chaque pas de I_{LIMITE} , l'évaluation est réalisée en variant SOC_{SOUPLE} de 0% à 100% par pas de 10%. La figure IV.93 illustre le synoptique de l'algorithme Rule-Based.

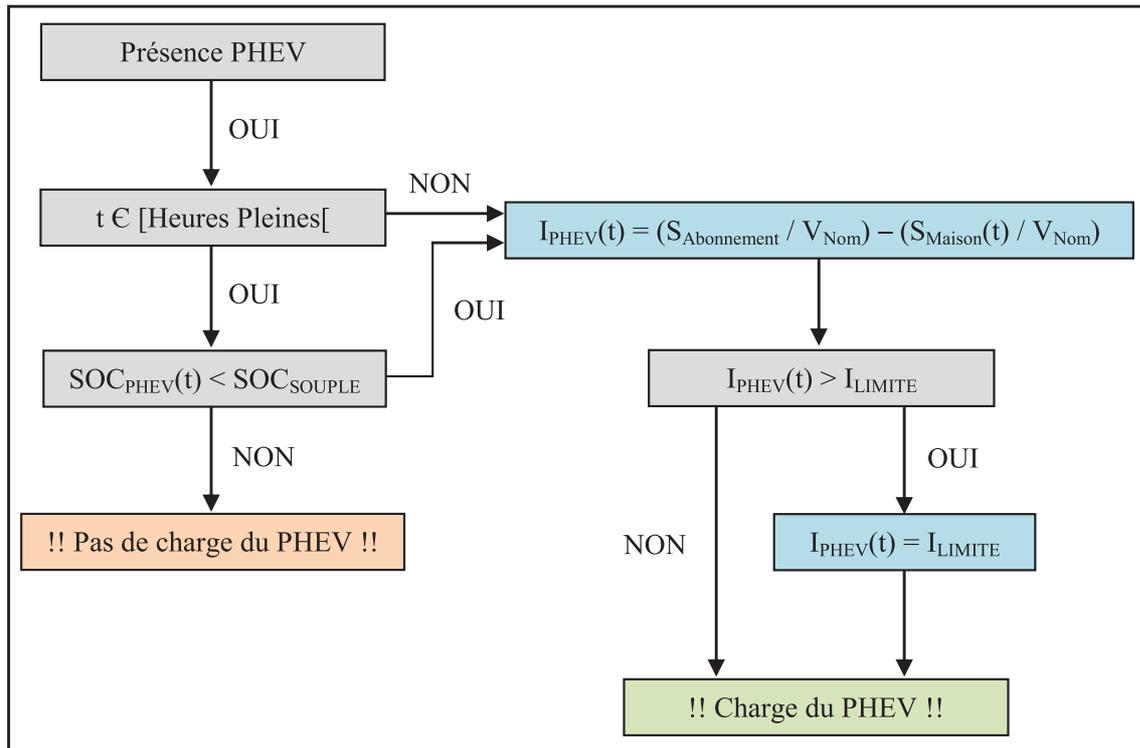
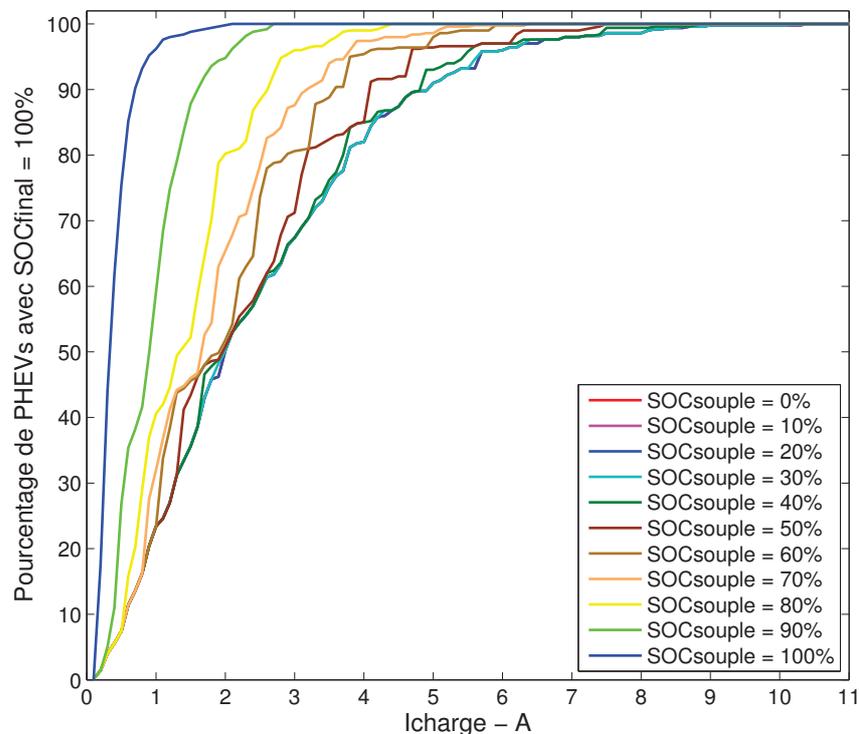


Fig. IV.93 – Synoptique de l’algorithme Rule-Based

4.2 Les résultats

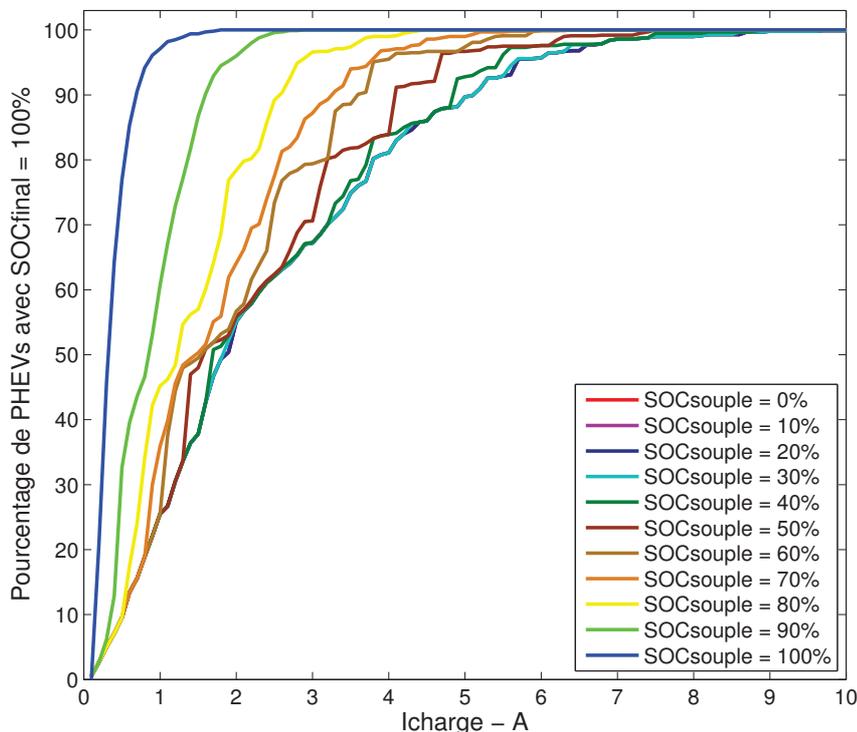
L’algorithme Rule-Based est exécuté pour chacune des 1000 courbes de charges de chaque base de données de chaque taille de maisons, sans puis avec une installation de chauffage électrique et pour chaque saison. L’évaluation en pourcentage du nombre de PHEVs qui ont un état de charge égal à 100% aux heures de départ du domicile, est effectuée en variant de 0.1A à 32A par pas de 0.1A le courant de charge des PHEVs (I_{LIMITE}). Pour chaque pas de ce dernier, l’évaluation est réalisée en variant SOC_{SOUPLE} de 0% à 100% par pas de 10%. À titre d’exemple, en utilisant les distributions obtenues pour la création de la base de données des courbes de charges des PHEVs chargés à 230V-8A, les figures IV.94a et IV.94b illustrent les résultats respectivement pour la base de données des maisons de 4 pièces avec une installation de chauffage électrique en hiver et la base de données des maisons de 6 pièces sans installation de chauffage électrique en été. Le tableau IV.45 illustre les résultats pour les 2 cas susmentionnés. En exploitant les distributions générées à l’égard de la création des 3 bases de données de courbes de charges de PHEVs (230V-8A, 230V-16A et 230V-32A), la figure IV.95 illustre, pour l’ensemble des cas traités, l’évolution des valeurs minimales, moyennes et maximales du courant de charge I_{LIMITE} qui permettent à tous les PHEVs de repartir avec un état de charge égal à 100% en fonction de la contrainte souple variant de 0% à 100% par pas de 10%.

En complémentarité avec l'illustration précédente, la figure IV.96 illustre pour l'ensemble des cas traités les évolutions minimales, moyennes et maximales du nombre de PHEVs en pourcentage qui atteignent un état de charge égal à 100% aux heures de départ du domicile en fonction du courant de charge des PHEVs pour des valeurs de SOC_{SOUPLE} égales à 0%, 50% et 100%. À l'instar des bases de données des maisons, il est rappelé que toutes les courbes de charges des PHEVs obtenues en exploitant d'une part, les distributions relatives aux heures de début de charges et de départ du domicile des PHEVs, leurs types et catégories ainsi que leurs états de charges issues de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs et d'autre part, suivant les valeurs du courant de charge (I_{LIMITE}) des PHEVs incrémentées à chacune des courbes de charges constituant chaque base de données des maisons, sont différentes. Partant, en sus des bases de données sans PHEV, l'algorithme Rule-Based a permis la création des bases de données de courbes de charges des logements incrémentées par la consommation d'énergie induite par l'intégration d'un PHEV par maison chargé suivant les 3 puissances de charges sans gestion d'intégration puis par l'intégration des mêmes PHEVs mais post application de l'algorithme RB en fixant des valeurs de la contrainte souple (SOC_{SOUPLE}) égales à 0%, 50% et 100% pour des courants de charges (I_{LIMITE}) respectivement égaux à 10.4A, 7.5A et 3.4A. Ces derniers assurent statistiquement que tous les PHEVs atteignent l'état de pleine charge aux heures de départ.



(a) 4P - Avec chauffage électrique - Hiver

Fig. IV.94 - Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$



(b) 6P – Sans chauffage électrique – Été

Fig. IV.94 – Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$

Ich - A	SOC _{SOUPLE} - %											
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
0.1	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.5	17.4-21.1
1	23.4-25.5	23.4-25.5	23.4-25.5	23.4-25.5	23.4-25.5	23.4-25.5	23.4-25.5	32.0-35.9	40.6-45.2	59.2-60.7	97.6-98.2	
2	50.2-55.1	50.2-55.1	50.2-55.1	50.2-55.1	50.8-55.9	50.8-55.9	51.8-56.7	65.4-64.1	80.2-78.4	94.8-96.0	100-100	
3	67.4-67.2	67.4-67.2	67.4-67.2	67.4-67.2	67.4-67.3	71.2-70.6	80.6-79.4	87.6-87.2	96-96.6	100-100	100-100	
4	82.0-81.1	82.0-81.1	82.0-81.1	82.0-81.1	85.0-83.9	85.0-83.9	95.4-95.5	97.4-96.9	99.0-99.0	100-100	100-100	
5	91.0-89.7	91.0-89.7	91.0-89.7	91.0-89.7	93.0-92.8	96.4-96.7	98.0-97.4	98.6-99.0	100-100	100-100	100-100	
6	96.0-95.7	96.0-95.7	96.0-95.7	96.0-95.7	97.0-97.6	97.0-97.6	99.8-99.9	99.8-99.9	100-100	100-100	100-100	
7	98.0-98.6	98.0-98.6	98.0-98.6	98.0-98.6	98.0-98.6	99.0-99.2	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	
8	98.6-99.0	98.6-99.0	98.6-99.0	98.6-99.0	99.4-99.5	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	
9	99.8-99.8	99.8-99.8	99.8-99.8	99.8-99.8	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	
10	99.8-99.9	99.8-99.9	99.8-99.9	99.8-99.9	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	
11	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	100-100	

Tab. IV.45 – Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$ – 4P – Hiver – Avec chauffage électrique – 6P – Été – Sans chauffage électrique

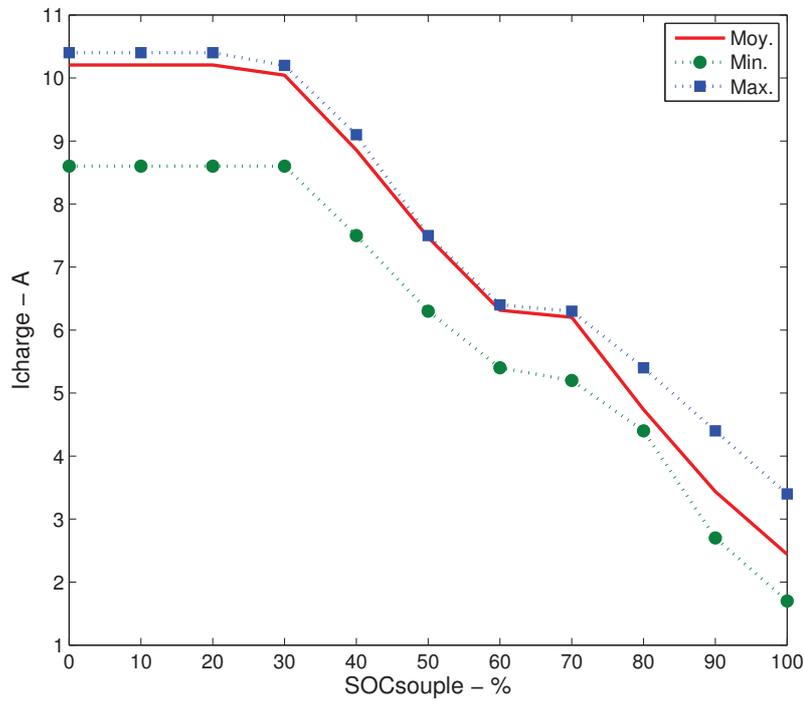


Fig. IV.95 - $I_{LIMITE-MAX}$ (A) pour 100% de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$

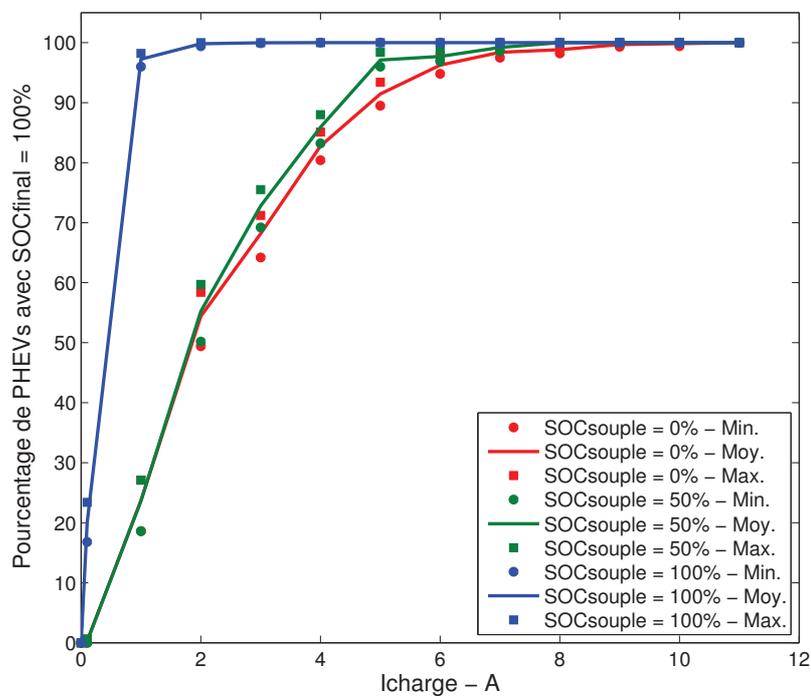
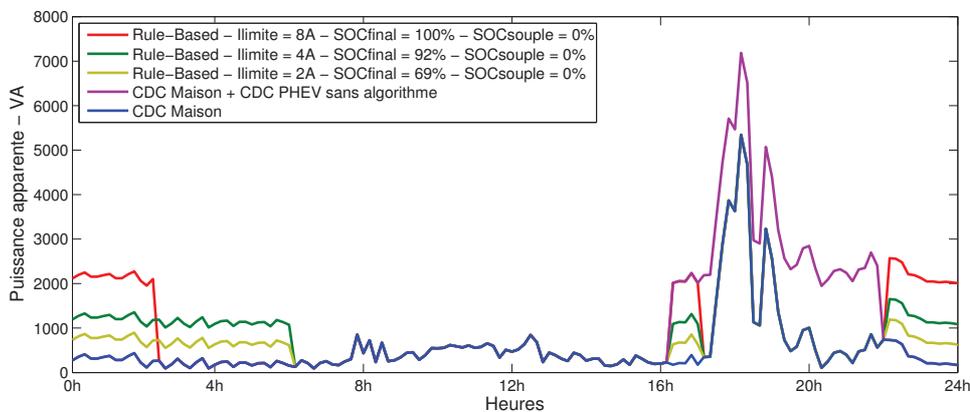


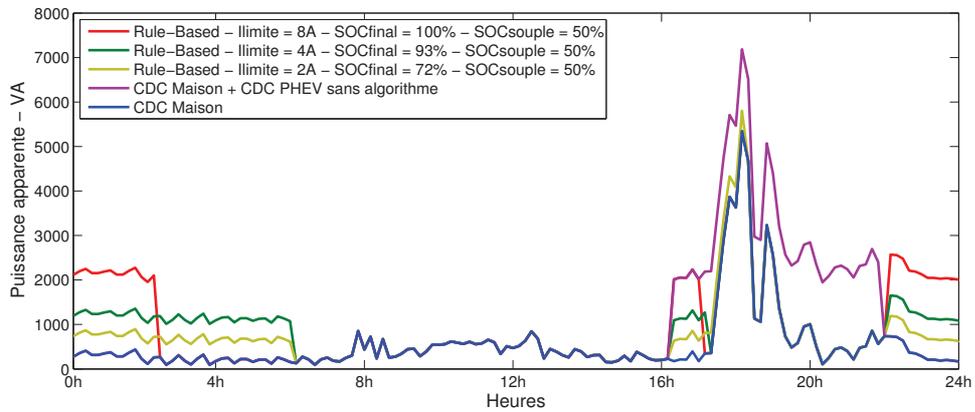
Fig. IV.96 - Pourcentage de PHEVs avec $SOC_{final} = 100\%$

4.3 Des exemples d'applications

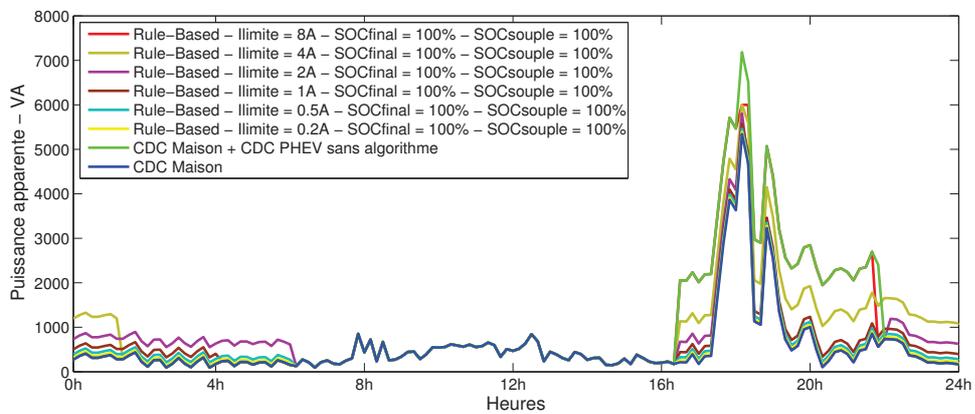
La figure IV.97 illustre l'application de l'algorithme Rule-Based pour un PHEV de type MS-S PHEV60 avec un SOC égal à 45% à l'arrivée à domicile à 16h10. Le départ du domicile est prévu à 7h10. La courbe de charge domestique représente la consommation d'électricité d'une maison de 3 pièces en été sans installation de chauffage électrique. La puissance de charge hors gestion du PHEV est égale à 230V-8A. Après application de l'algorithme Rule-Based avec SOC_{SOUPLE} égal à 0%, représentant l'interdiction stricte de recharger pendant les heures de pointes, il est constaté comme prévu que la charge débute à 22h. Pour une limitation du courant de charge à 8A, les batteries atteignent l'état de pleine charge avant le départ du domicile de l'utilisateur. En revanche, pour des limitations du courant de charge du PHEV égales à 4A et 2A, il est constaté que la charge s'estompe bien à 6h mais que l'état de charge des batteries n'a pas atteint 100% avant l'heure du départ du domicile. Lorsque la valeur de la contrainte souple est fixée à 50%, les résultats sont très similaires excepté que pour des limitations du courant de charge du PHEV égales à 4A et 2A, le SOC des batteries est légèrement plus élevé à l'heure du départ du domicile. Pour une recharge libre sans contrainte horaire caractérisée par la valeur de SOC_{SOUPLE} égale à 100%, les batteries du PHEV atteignent un état de pleine charge à l'heure du départ du domicile pour des faibles limitations du courant de charge. Effectivement, le SOC est égal à 100% à l'heure du départ du domicile de l'utilisateur pour I_{LIMITE} égal à 1A. Le raisonnement est identique pour les 2 exemples suivants illustrés par les figures IV.98 et IV.99 représentatifs de l'application de l'algorithme Rule-Based respectivement pour des PHEVs de type FS-SV PHEV60 et MS-S PHEV60 avec des SOC's égaux à 35% et 55% aux heures d'arrivée à domicile à 16h50 et 17h00. Les départs du domicile sont prévus à 7h20 et 8h10. Les courbes de charges domestiques représentent respectivement les consommations d'électricité d'une maison de 5P en hiver avec une installation de chauffage électrique et d'une maison de 6P en hiver sans installation de chauffage électrique. Les puissances de charges dépourvues de gestion des PHEVs sont égales à 230V-16A et 230V-32A.



(a) $SOC_{couple} = 0\%$

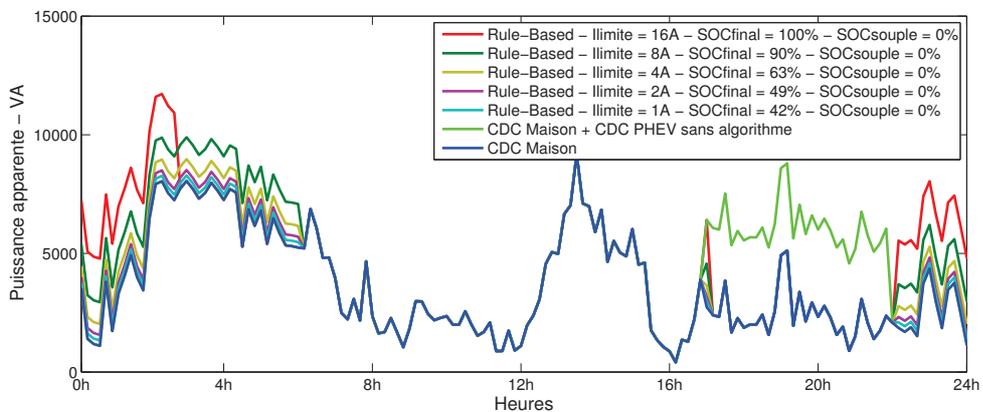


(b) SOCcouple = 50%

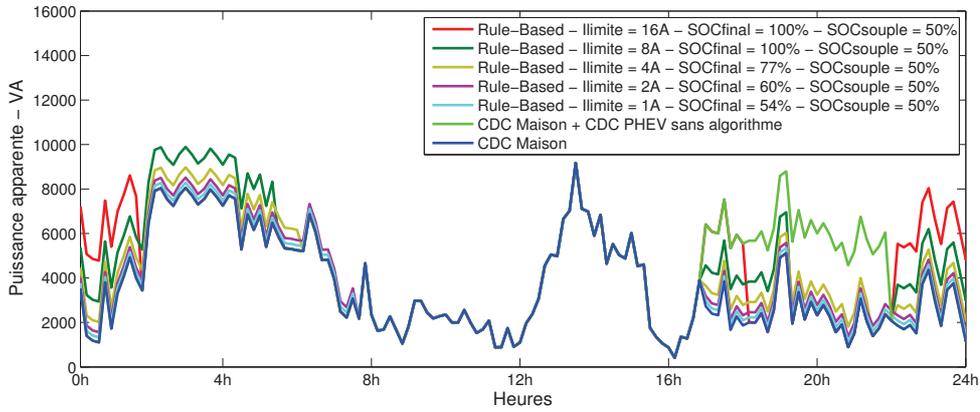


(c) SOCcouple = 100%

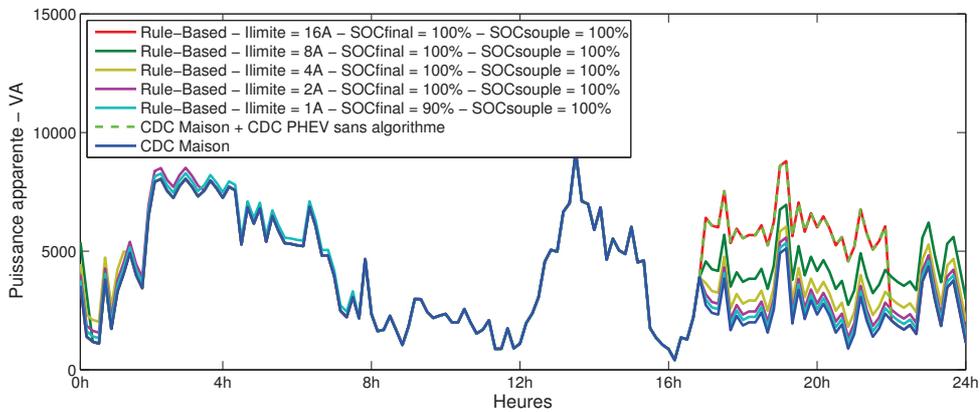
Fig. IV.97 – 3P – Sans chauffage électrique – Été – MS-S PHEV60 – SOC = 45% –
Heure d’arrivée = 16h10 – Heure de départ = 7h10



(a) SOCcouple = 0%

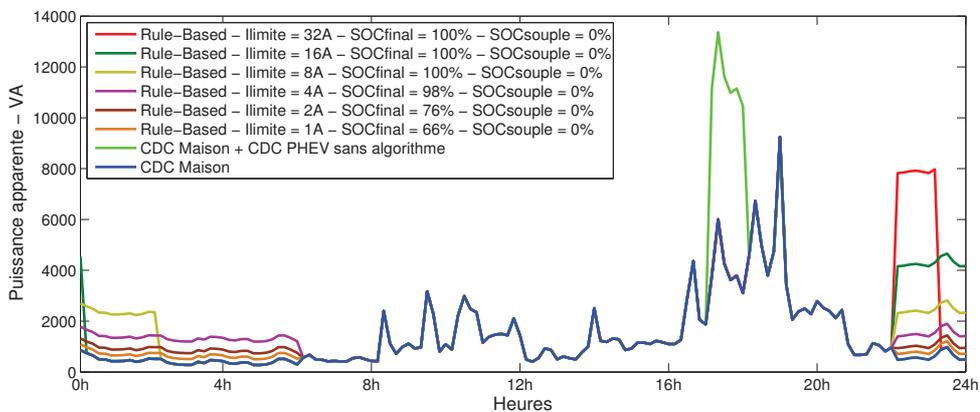


(b) SOCcouple = 50%

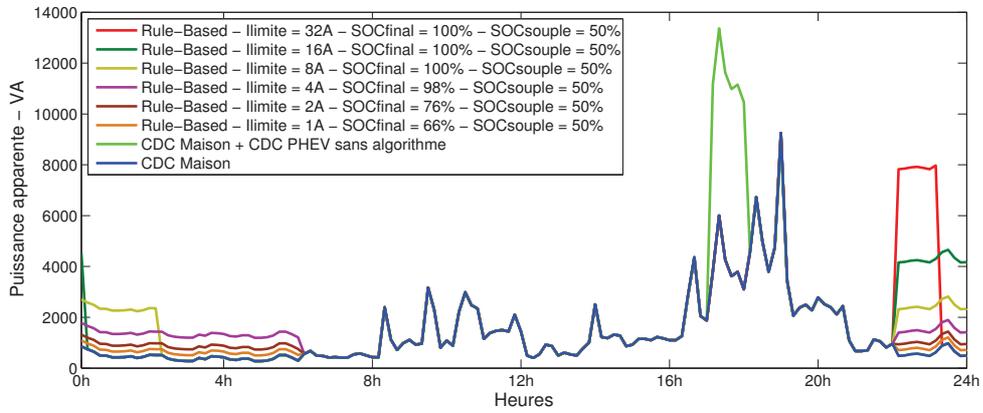


(c) SOCcouple = 100%

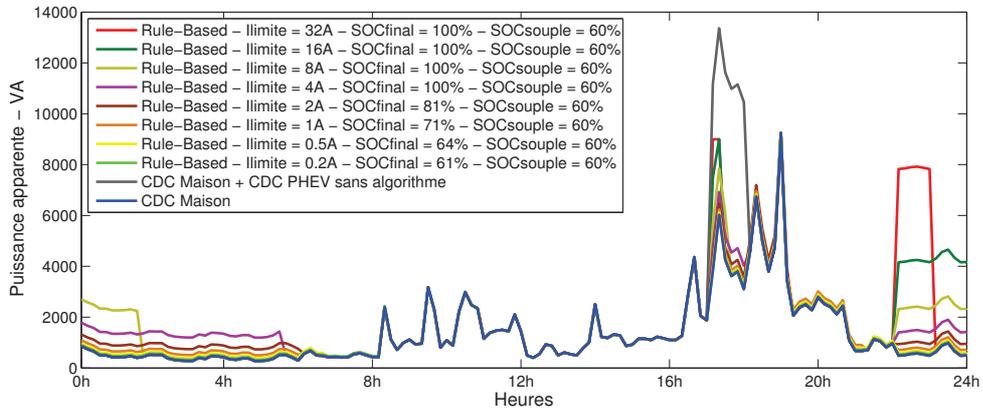
Fig. IV.98 – 5P – Avec chauffage électrique – Hiver – FS-SV PHEV60 – SOC = 35% –
 Heure d'arrivée = 16h50 – Heure de départ = 7h10



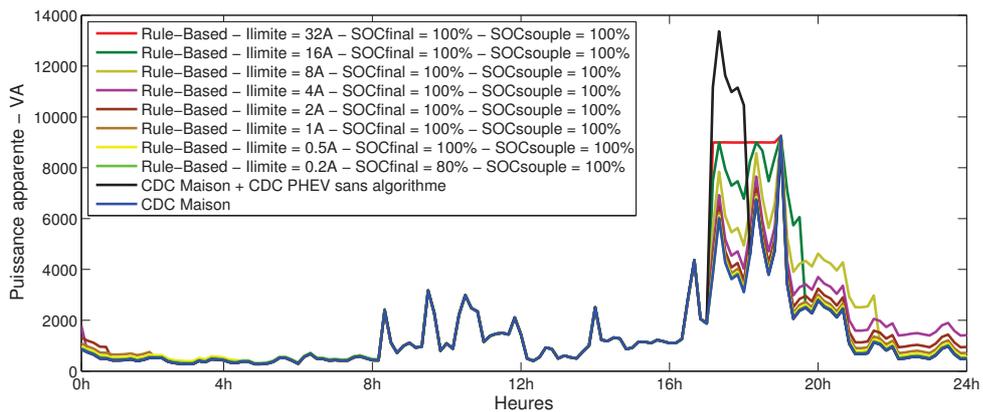
(a) SOCcouple = 0%



(b) SOCcouple = 50%



(c) SOCcouple = 60%



(d) SOCcouple = 100%

Fig. IV.99 – 6P – Sans chauffage électrique – Hiver – MS-S PHEV60 – SOC = 55% –
Heure d'arrivée = 17h00 – Heure de départ = 8h10

4.4 Conclusion

Pour les PHEVs chargés à domicile, l'algorithme Rule-Based a permis de déterminer des puissances de charges minimales égales à 800W (230V-3.4A) et 2400W (230V-10.4A) respectivement lorsque la recharge des PHEVs est autorisée à toute heure et lorsque celle-ci est strictement interdite pendant les heures de pointes, en assurant statistiquement sur 30 000 cas que 99.99% des batteries des PHEVs atteignent l'état de pleine charge avant la prochaine utilisation. Les analyses faisant l'objet de la suite de cette section, qui est relative à l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT alimentant un réseau résidentiel et du comportement du plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel sans puis en présence d'un PHEV par maison chargé à 3 paliers de puissances de charges sans gestion d'intégration puis après l'application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based, permettent de discuter de la solution pragmatique consistant à interdire la recharge des PHEVs pendant les heures de pointes.

5 L'impact sur le vieillissement du transformateur HTA/BT

Dans cette partie, de prime abord les pré-requis permettant de mener l'étude sont présentés. Puis, la méthodologie utilisée pour l'analyse du vieillissement du transformateur HTA/BT est soumise. S'ensuit l'illustration des modifications des taux de charges du transformateur pour chacun des cas étudiés caractérisés par l'absence et la présence de PHEVs d'une part dépourvus de gestion d'intégration puis d'autre part, post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based. Ensuite, l'impact sur la durée de vie du transformateur est évalué pour l'ensemble des cas. Enfin, une conclusion intermédiaire clôture cette partie.

5.1 Les pré-requis

La durée de vie d'un transformateur est ramenée à la durée de vie des isolants autour des conducteurs et est exprimée par l'équation 1.1. Pour le calcul de la vitesse de vieillissement V , les équations 1.2 et 1.3 décrivent respectivement la loi pour des isolants papiers thermiquement améliorés ou non (température de référence respectivement égale à 110°C et 98°C). La consommation de la durée de vie L sur une période de temps est représentée par l'équation 1.4.

$$\text{Per Unit Life} = A \times \exp\left(\frac{B}{\theta_h + 273}\right) \quad (1.1)$$

θ_h = La température du point chaud des enroulements

A et B = Des constantes

$$V = \exp\left(\frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{\theta_h + 273}\right) \quad (1.2)$$

$$V = 2^{\frac{(\theta_h - 98)}{6}} \quad (1.3)$$

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \times dt \quad \text{ou} \quad L \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (1.4)$$

La partie la plus chaude du transformateur subira le plus de détérioration. Par conséquent, l'expression de la durée de vie des transformateurs est directement liée à la température du point chaud. Pour déterminer celui-ci, le modèle thermique proposé par le guide de charge CEI 60076-7 pour les transformateurs immergés dans l'huile a été exploité. Ce modèle thermique est adapté pour le suivi dynamique de la température de fonctionnement du transformateur. Le calcul du point chaud est représenté par l'équation 1.5. La température de l'huile supérieure est calculée à partir de l'équation 1.6. L'échauffement du point chaud par rapport à l'huile supérieure est calculé à partir de l'équation 1.7. Le développement du modèle thermique a été réalisé sous le logiciel Matlab Simulink. Le tableau IV.46 rappelle les valeurs des différents paramètres du modèle simulé. Le profil journalier de la température ambiante utilisé et les caractéristiques du transformateur choisi sont réévoqués respectivement par la figure IV.100 et le tableau IV.47.

$$\theta_h = \theta_0 + \Delta\theta_h \quad (1.5)$$

θ_h = La température du point chaud à la charge considérée

$\Delta\theta_h$ = L'échauffement du point chaud par rapport à la température de l'huile supérieure pour la charge considérée

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times \Delta\theta_{or} = k_{11} \times \tau_0 \times \frac{d\theta_0}{dt} + [\theta_0 - \theta_a] \quad (1.6)$$

K = Le facteur de charge (ratio du courant de charge sur le courant assigné)

R = Le ratio des pertes en charge à courant assigné sur les pertes à vide

$\Delta\theta_{or}$ = L'échauffement de l'huile supérieure en régime permanent pour les pertes assignées

k_{11} = Une constante du modèle thermique

τ_0 = La constante de temps de l'huile en minute

θ_0 = La température de l'huile supérieure à la charge considérée

θ_a = La température ambiante

x = Une puissance exponentielle des pertes totales pour le calcul de l'échauffement de l'huile supérieure

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (1.7)$$

$$k_{21} \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1}$$

$$(k_{21} - 1) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = \frac{\tau_0}{k_{22}} \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2}$$

$\Delta\theta_{hr}$ = L'échauffement du point chaud par rapport à l'huile supérieure en régime assigné

k_{21} et k_{22} = Des constantes du modèle thermique

τ_w = La constante de temps des enroulements en minute

y = Une puissance exponentielle du courant par rapport à l'échauffement des enroulements

$\Delta\theta_{or}$	50,4°C
$\Delta\theta_{hr}$	19°C
x	0.8
y	1.6
τ_0	120mins
τ_w	4mins
k_{21}	1
k_{22}	2
k_{11}	1

Tab. IV.46 – Valeurs des paramètres du modèle thermique

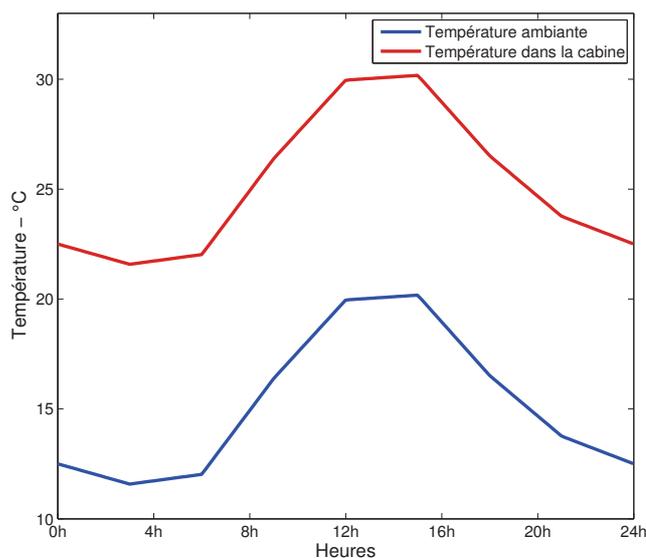


Fig. IV.100 – Profil journalier moyen de la température

Puissance apparente	160kVA
Mode de refroidissement	Oil Natural Air Natural - ONAN
Tension primaire	20kV
Tension secondaire	410V
Courant primaire	4.6A
Courant secondaire	225.3A
Pertes à vide	381W
Pertes joules BT à 75°C	1230W
Pertes en charge HTA à 75°C	1615W
P_{OSL}	60W
Conducteurs primaires	Rond diamètre 1mm
Nombre de couches primaires	16
Rac1	75Ω
Conducteurs secondaires	Feuilles aluminium e = 0.35mm
Nombre de couches secondaires	46
Rac2	7.7mΩ

Tab. IV.47 – Caractéristiques électriques et géométriques du transformateur

5.2 La méthodologie

La méthodologie utilisée pour la présente étude est très similaire à celle exposée à la section 4 du Chapitre III et exploite également le générateur de courbes de charges des transformateurs HTA/BT présenté à la section 2 du Chapitre II. À la différence près que pour chaque point d'analyse caractérisé par le nombre de maisons constituant le réseau électrique allant de 0 à 120 par pas de 5 maisons, 1000 courbes de charges du transformateur, de prime abord sans PHEV puis incrémentées par la consommation d'énergie induite par l'intégration d'un PHEV par maison suivant les 3 puissances de charges susmentionnées sans gestion d'intégration puis après l'application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based en fixant des valeurs de la contrainte souple (SOC_{SOUPLE}) égales à 0%, 50% et 100%, ont été générées pour chaque saison. De manière cartésienne, pour chacune des 3 puissances de charges analysées et à chaque point d'analyse, il est assuré que ce sont les mêmes 2000 caractéristiques (heures d'arrivée et de départ, types et catégories et états de charges) de PHEVs qui sont sélectionnées pseudo-aléatoirement sans gestion d'intégration puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based. À chaque itération, les bases de données des courbes de charges des logements où chacune des 1000 courbes de charges de chaque taille de logement avec ou sans installation de chauffage électrique est incrémentée par la consommation d'énergie requise par un PHEV après application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based avec SOC_{SOUPLE} égal à 0%, 50% et 100% sont utilisées. Ayant mémorisé les courbes de charges sélectionnées par le générateur avant l'exploitation des résultats issus de l'algorithme RB, pour un nombre de maisons fixé, un total de 13 caractéristiques est obtenu. Celles-ci sont représentatives de la consommation d'électricité sans PHEV, puis incrémentées de la consommation requise par les PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A sans gestion d'intégration puis avec les mêmes caractéristiques de PHEVs

mais où leur charge est effectuée avec les puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based et où pour chaque cas les résultats déterminés pour un SOC_{SOUPLE} égal à 0%, 50% et 100% sont utilisés. 1000 itérations sont réalisées pour chaque point d'analyse variant de 0 à 120 maisons par pas de 5 maisons et pour chaque saison (été et hiver). La figure IV.101 illustre le synoptique de la méthodologie proposée.

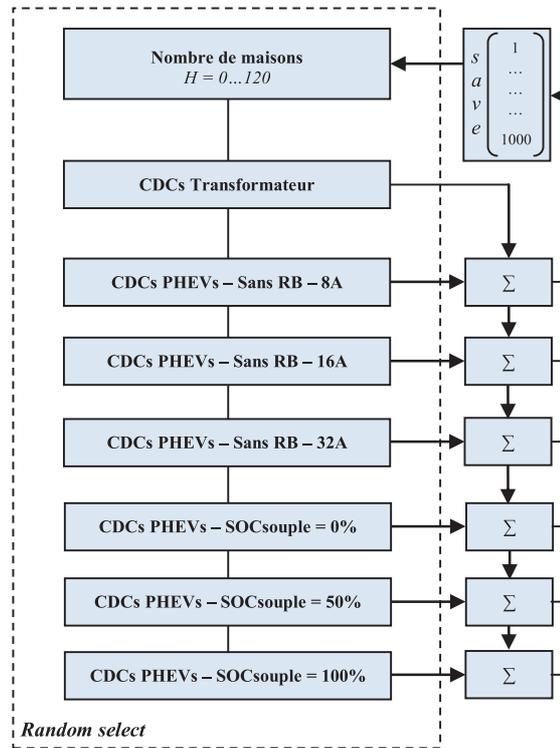
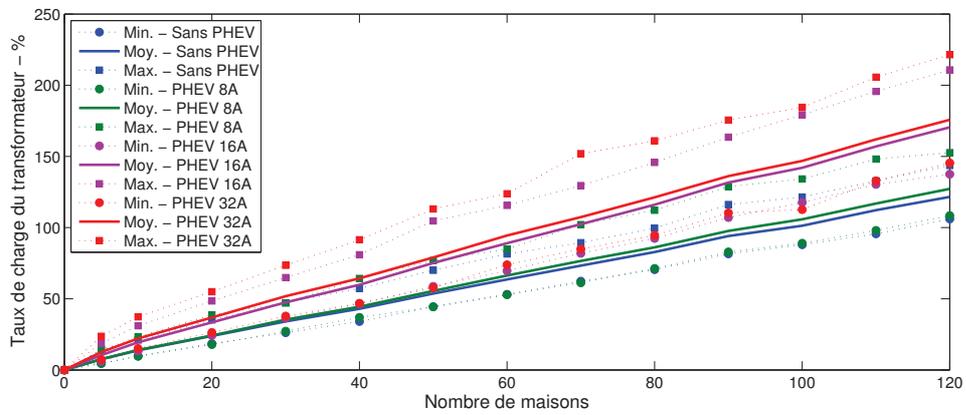


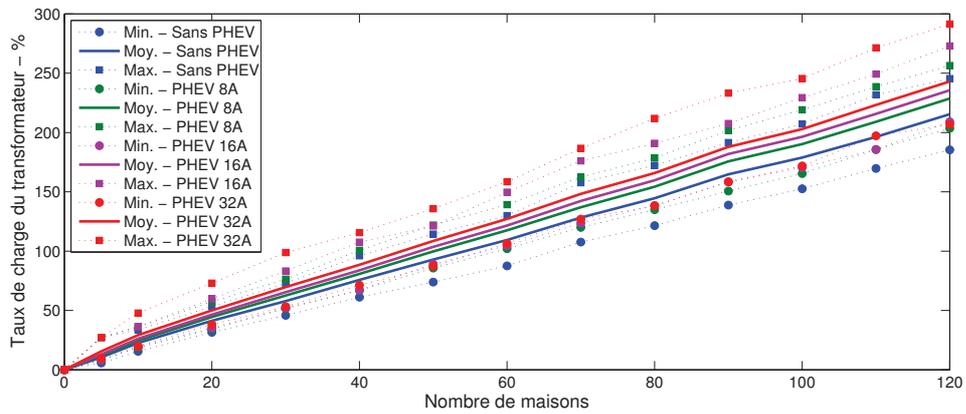
Fig. IV.101 – Synoptique de la méthodologie

5.3 Le taux de charge du transformateur

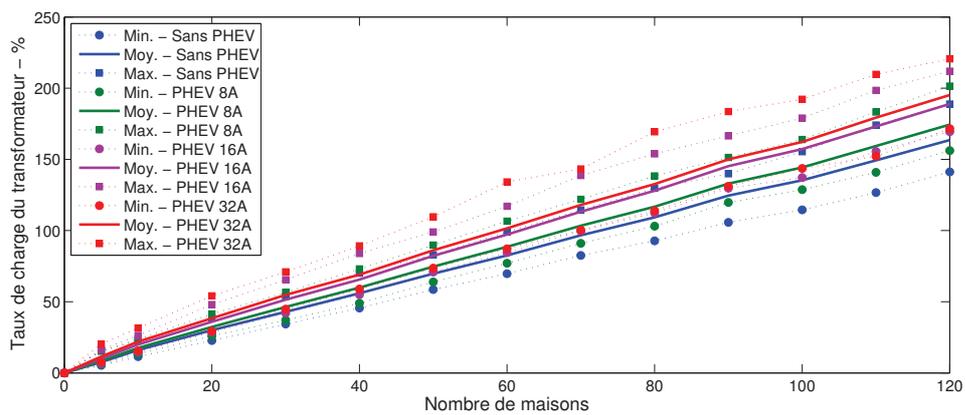
Le taux de charge du transformateur a été défini pour chacune des 2000 courbes de charges de chaque point d'analyse. La figure IV.102 représente pour l'été, l'hiver et la moyenne des 2 saisons, les taux de charges minimal, moyen et maximal sans puis en présence d'un PHEV par maison chargé à 3 puissances de charges sans gestion d'intégration. Pour les mêmes conditions, les figures IV.103, IV.104 et IV.105 représentent les taux de charges sans puis en présence d'un PHEV par maison d'une part dépourvu de gestion d'intégration puis d'autre part, post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based pour SOC_{SOUPLE} égal à 0%, 50% et 100% respectivement pour les distributions obtenues à partir de l'algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs pour la création des bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A. Toujours sous les mêmes conditions, la figure IV.106 compare les taux de charges moyens obtenus sans puis en présence d'un PHEV par maison considérant SOC_{SOUPLE} égal à 0%, 50% et 100%. Le tableau IV.48 recense les taux de charges moyens obtenus pour l'ensemble des cas.



(a) Été

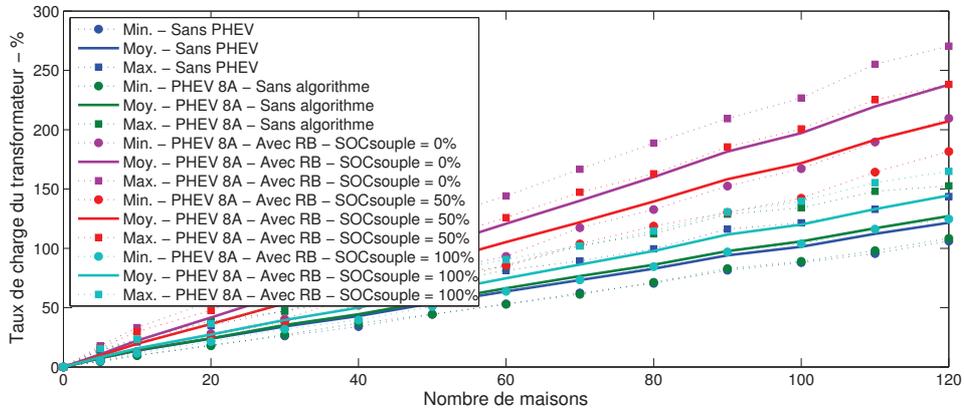


(b) Hiver

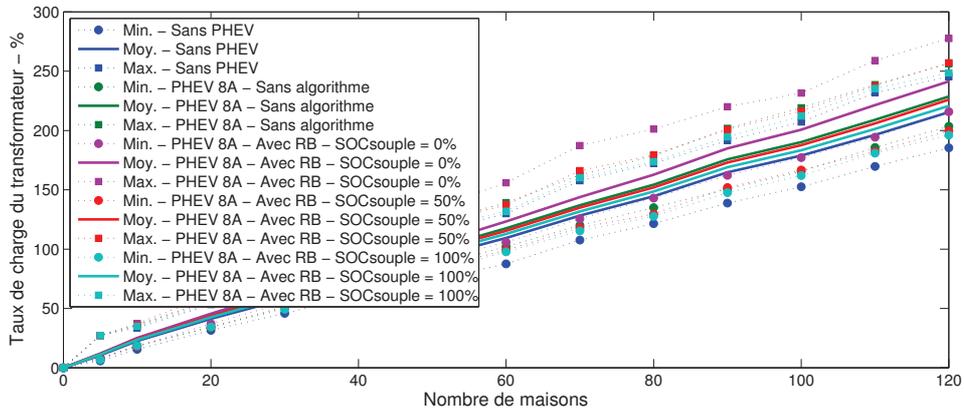


(c) Mi-saison

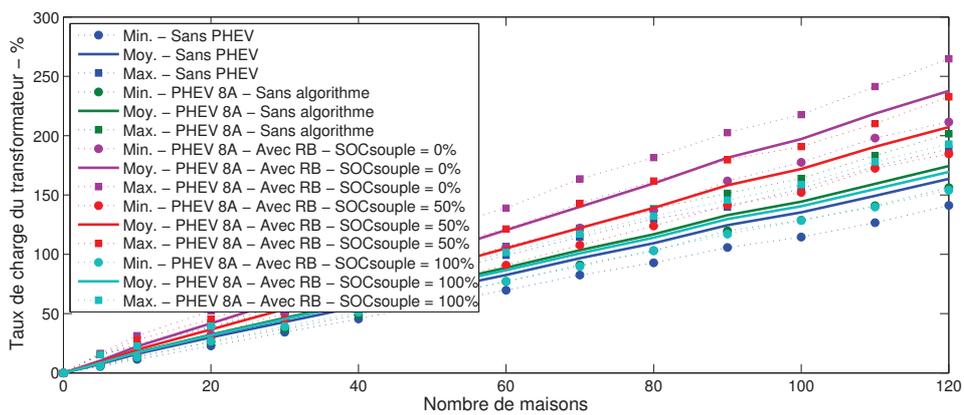
Fig. IV.102 – Taux de charge du transformateur sans gestion d'intégration



(a) Été

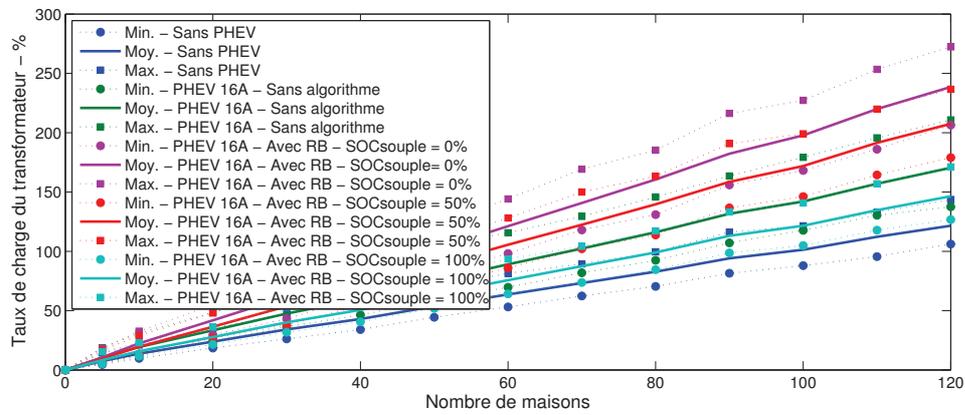


(b) Hiver

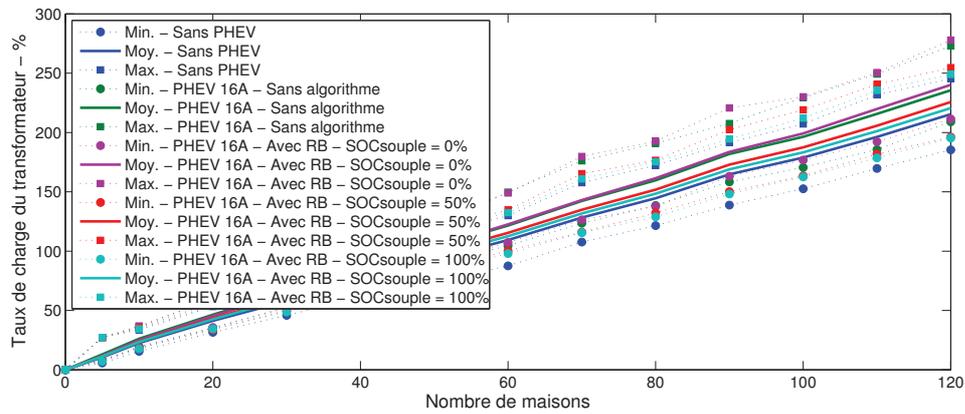


(c) Mi-saison

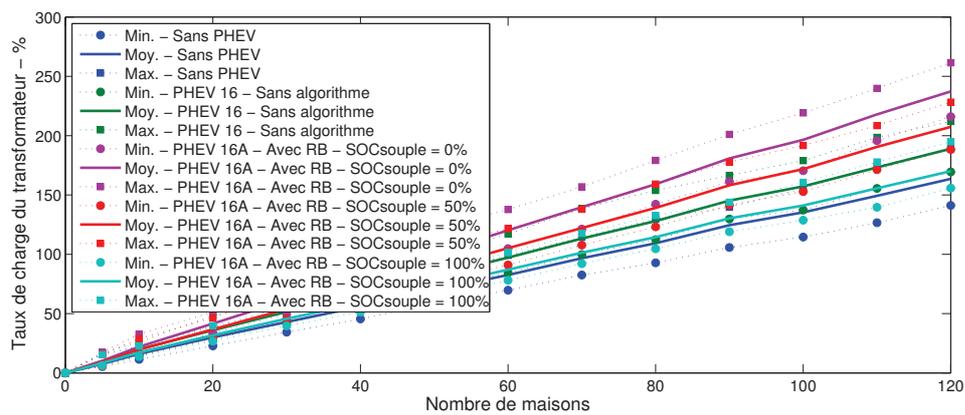
Fig. IV.103 – Taux de charge du transformateur – Avec RB – 230V/8A



(a) Été

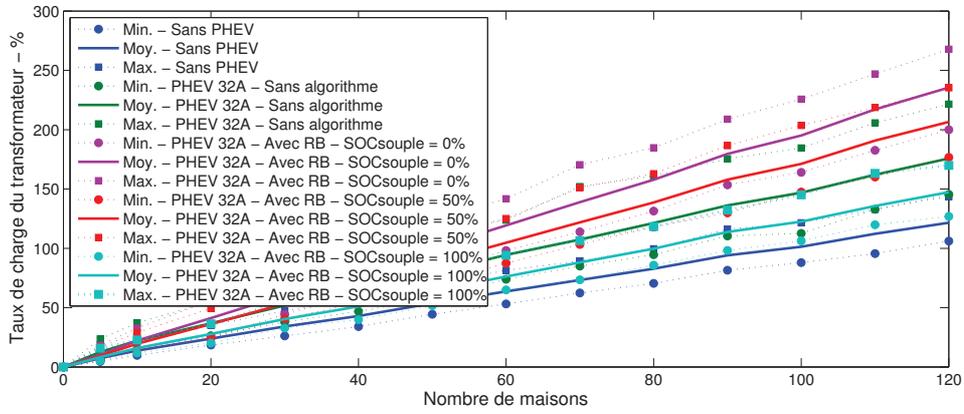


(b) Hiver

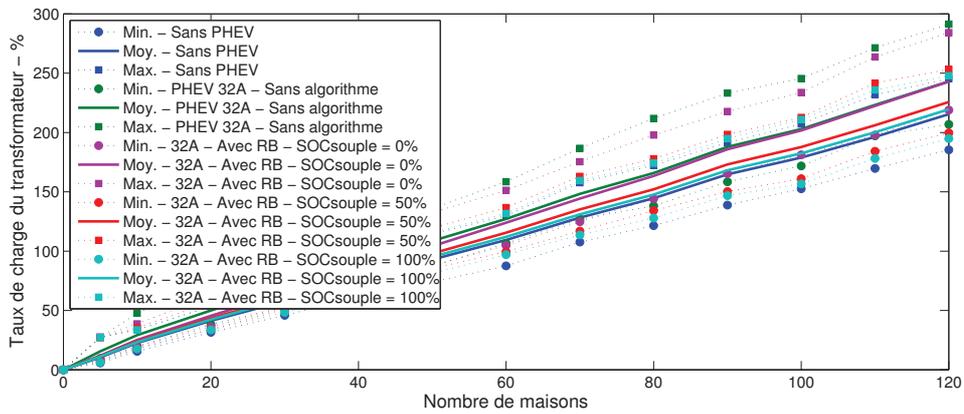


(c) Mi-saison

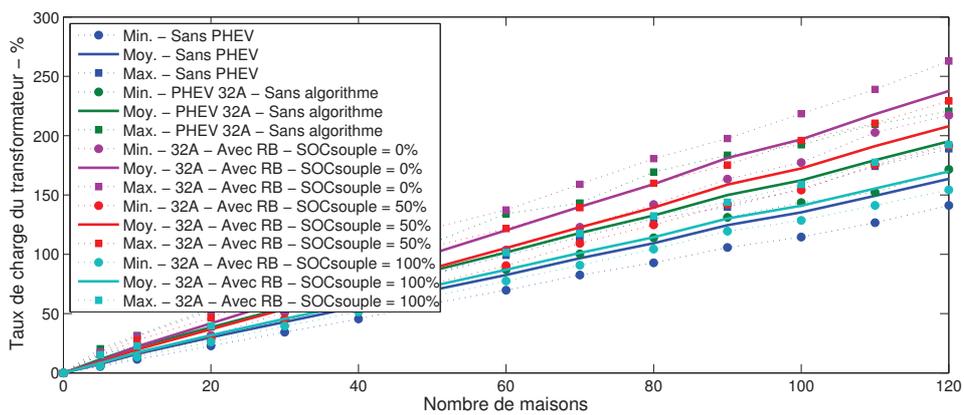
Fig. IV.104 – Taux de charge du transformateur – Avec RB – 230V/16A



(a) Été

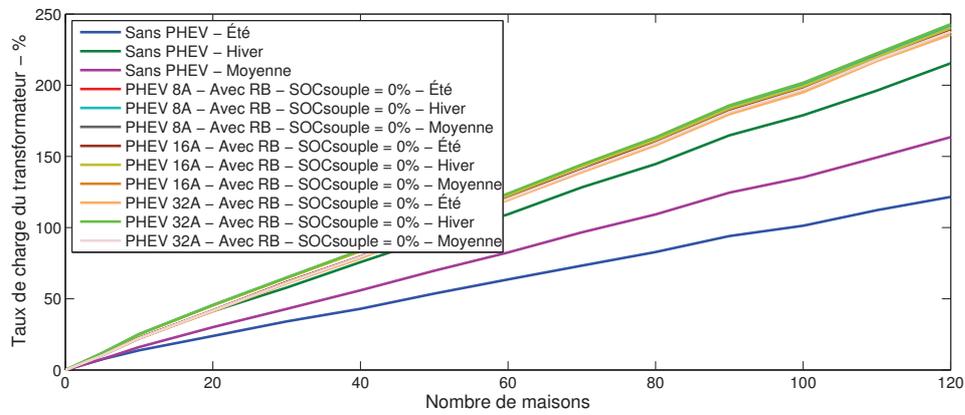


(b) Hiver

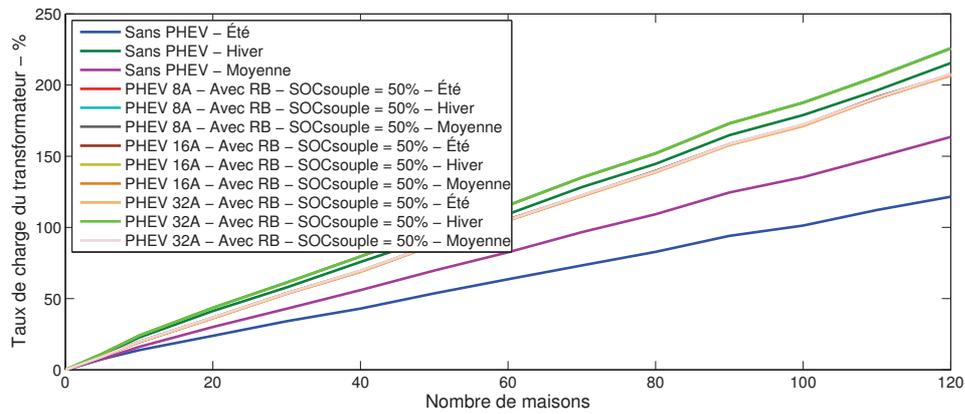


(c) Mi-saison

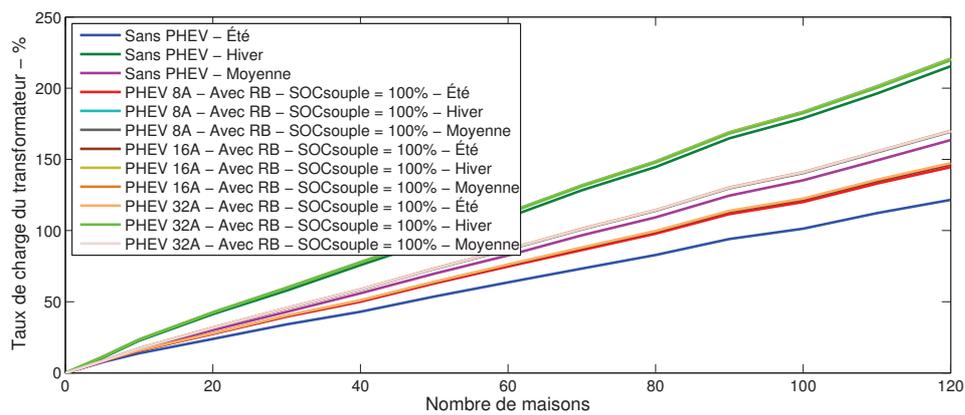
Fig. IV.105 – Taux de charge du transformateur – Avec RB – 230V/32A



(a) $SOC_{SOUPLE} = 0\%$



(b) $SOC_{SOUPLE} = 50\%$



(c) $SOC_{SOUPLE} = 100\%$

Fig. IV.106 – Comparaison des taux de charges moyens du transformateur

Maisons	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
Sans PHEV	7.6%	16.1%	30.0%	42.9%	55.9%	69.7%	82.5%	96.7%	109.3%	124.5%	135.3%	149.3%	163.6%
PHEV 8A	8.3%	17.5%	32.2%	46.4%	59.9%	74.7%	88.6%	103.4%	116.8%	132.9%	144.3%	159.3%	174.4%
PHEV 16A	10.0%	19.9%	35.9%	51.4%	65.6%	82.2%	97.2%	113.2%	128.0%	145.3%	157.2%	173.1%	188.9%
PHEV 32A	11.5%	22.0%	38.4%	54.8%	69.0%	86.1%	101.5%	118.0%	132.6%	149.9%	162.3%	179.3%	195.2%
Avec RB PHEV 8A SOCsouple = 0%	10.3%	22.3%	41.8%	61.6%	79.3%	100.6%	120.4%	140.1%	159.7%	181.3%	197.1%	218.6%	237.7%
Avec RB PHEV 8A SOCsouple = 50%	9.2%	19.7%	36.6%	53.8%	69.3%	87.9%	105.0%	122.1%	139.1%	158.1%	171.9%	190.6%	207.2%
Avec RB PHEV 8A SOCsouple = 100%	8.3%	17.3%	31.6%	45.4%	58.5%	73.0%	86.6%	100.8%	113.9%	129.7%	140.4%	155.0%	169.4%
Avec RB PHEV 16A SOCsouple = 0%	10.2%	22.1%	41.6%	61.4%	79.2%	100.4%	120.2%	139.7%	159.1%	180.8%	196.5%	217.9%	237.2%
Avec RB PHEV 16A SOCsouple = 50%	9.2%	19.6%	36.7%	53.8%	69.4%	87.9%	105.2%	122.2%	139.1%	158.1%	171.8%	190.5%	207.4%
Avec RB PHEV 16A SOCsouple = 100%	8.4%	17.3%	31.8%	45.7%	58.7%	73.3%	87.0%	101.3%	114.4%	130.3%	141.1%	155.6%	170.0%
Avec RB PHEV 32A SOCsouple = 0%	10.2%	22.3%	41.7%	61.3%	79.4%	100.6%	120.2%	140.0%	159.1%	181.1%	196.9%	218.1%	237.6%
Avec RB PHEV 32A SOCsouple = 50%	9.2%	19.7%	36.8%	53.8%	69.6%	88.1%	105.3%	122.7%	139.4%	158.7%	172.3%	191.2%	207.9%
Avec RB PHEV 32A SOCsouple = 100%	8.3%	17.3%	31.7%	45.6%	58.7%	73.2%	86.9%	101.1%	114.3%	130.1%	140.9%	155.4%	169.8%

Tab. IV.48 – Taux de charges moyens du transformateur

5.4 L'impact sur la durée de vie

Pour l'analyse du vieillissement du transformateur, pour chacun des cas étudiés (sans puis en présence de PHEVs chargés aux 3 puissances de charges suscitées sans gestion d'intégration puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based et pour chaque saison), les écarts constatés relatifs aux taux de charges du transformateur ont été décisifs pour la considération de la courbe de charge moyenne obtenue à partir des 2000 générées à chaque point d'analyse. La figure IV.107 illustre les modifications des taux de charges moyens du transformateur en fonction du nombre de maisons pour chacun des cas. Le tableau IV.50 illustre les valeurs de ces taux de charges moyens. À titre d'exemple, la figure IV.108 illustre les courbes de charges moyennes pour chacun des cas étudiés pour le point d'analyse représentatif d'un réseau constitué de 70 maisons. En fonction du nombre de maison sur le réseau et/ou du taux de charge moyen initial sans PHEV du transformateur, le tableau IV.51 présente les résultats de la durée de vie en années du transformateur pour l'ensemble des cas étudiés. En considérant comme référence l'évolution de la durée de vie du transformateur sans PHEV ($D_{TR-PHEV-SANS}$), le critère $V_{TR-PHEV-X}$ décliné en 12 variantes (pour chacun des cas étudiés), représentatif de la vitesse de vieillissement du transformateur causé par l'insertion des PHEVs, a été proposé. L'équation 1.8 permet de calculer les 12 variantes du critère introduit. La figure IV.109 et le tableau IV.51 illustrent les résultats pour l'ensemble des cas. Basée sur des équations de types exponentiels, l'équation 1.9 déclinée en 5 variantes permet de calculer la vitesse de vieillissement du transformateur lorsque chaque maison constituant le réseau électrique est dotée d'un PHEV dépourvu de gestion d'intégration, ipso facto, chargé à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A puis post application des puissances obtenues à partir

de l'algorithme RB avec SOC_{SOUPLE} égal à 0% et 100% représentatifs respectivement d'une interdiction stricte de la recharge des PHEVs pendant les heures pleines et de l'autorisation sans contrainte horaire de la charge des PHEVs en fonction du taux de charge moyen sans PHEV du transformateur. Eu égard aux résultats très similaires des vitesses de vieillissement du transformateur constatés après l'application des puissances obtenues à partir de l'algorithme RB illustré par la figure IV.109, la moyenne des caractéristiques obtenues pour SOC_{SOUPLE} égal à 0% et 100% en exploitant les distributions obtenues pour la création des bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-8A, 16A et 32A est utilisée pour déterminer les paramètres de l'équation 1.9 caractérisant chacun des cas d'études. Le tableau IV.49 indique les valeurs des paramètres de ces 5 équations.

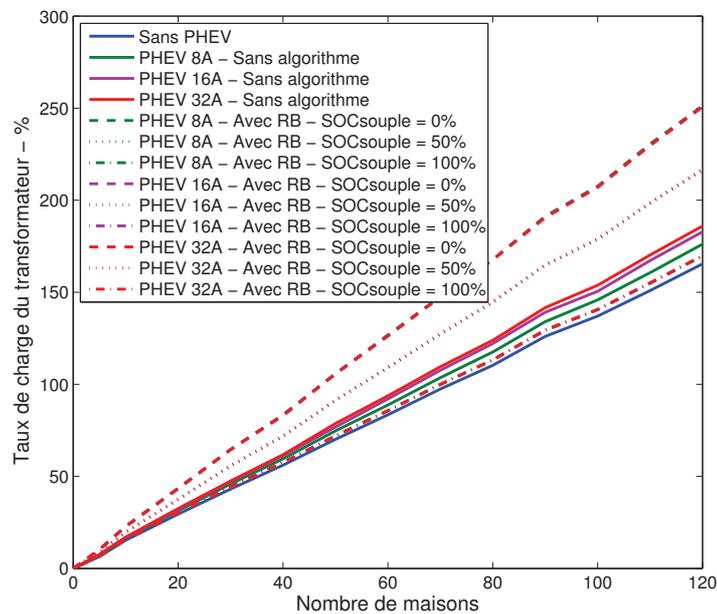


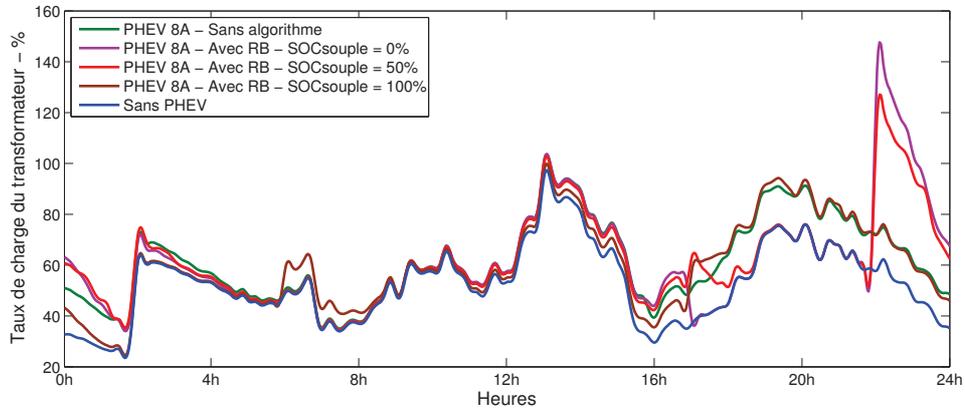
Fig. IV.107 – Modification des taux de charges moyens du transformateur HTA/BT

$$V_{TR-PHEV-X} = \frac{D_{TR-PHEV-SANS}}{D_{TR-PHEV-X}} \quad (1.8)$$

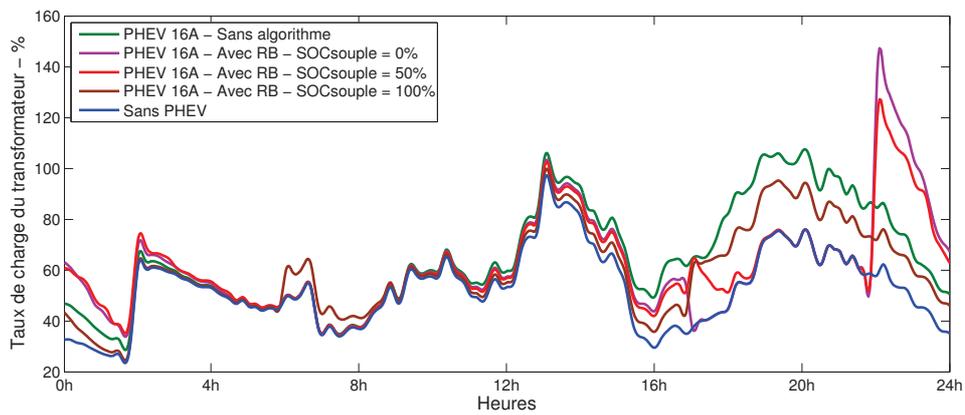
$$V_{TR-PHEV-X} = A \times \exp(B \times T_x) + C \times \exp(D \times T_x) \quad (1.9)$$

$V_{TR-PHEV-X}$	A	B	C	D
PHEV 8A	0.6396	$-2.886 \cdot 10^{-2}$	0.4426	$2.098 \cdot 10^{-2}$
PHEV 16A	37.27	$5.506 \cdot 10^{-2}$	-37.37	$5.502 \cdot 10^{-2}$
PHEV 32A	1187	$6.461 \cdot 10^{-2}$	-1187	$6.461 \cdot 10^{-2}$
SOC-0	1.882	$-3.495 \cdot 10^{-2}$	$3.926 \cdot 10^{-3}$	$7.912 \cdot 10^{-2}$
SOC-100	0.7751	$-9.897 \cdot 10^{-3}$	0.2538	0.0249

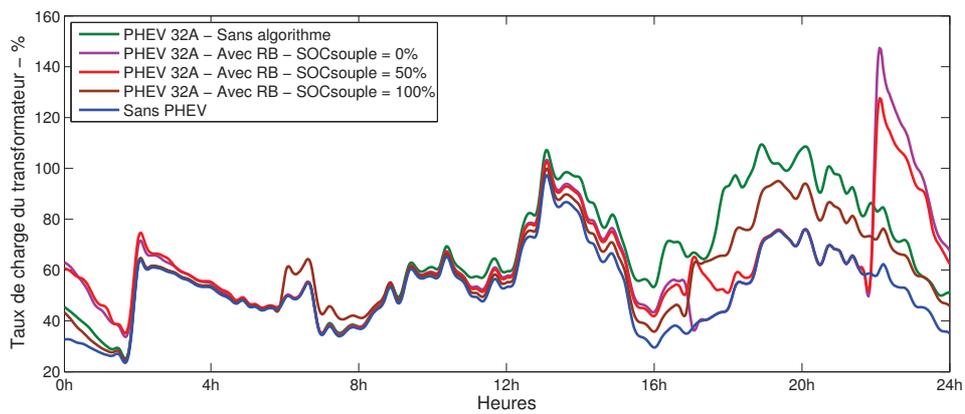
Tab. IV.49 – Valeurs des paramètres des équations – $V_{TR-PHEV-X}$



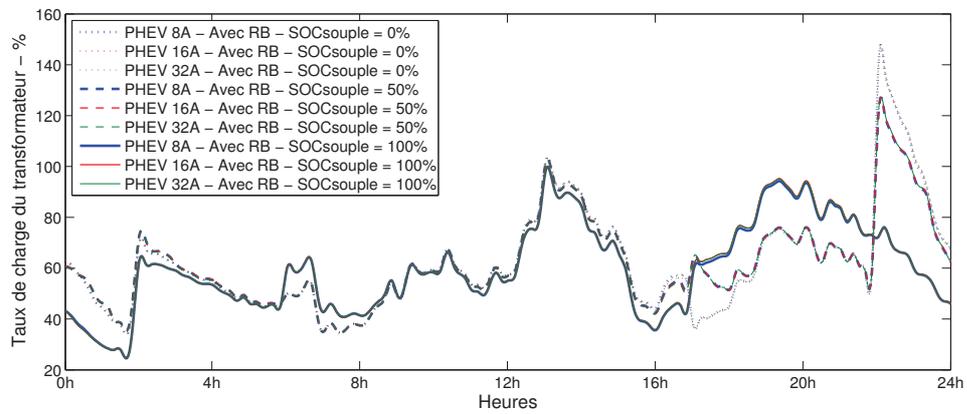
(a) 230V/8A



(b) 230V/16A

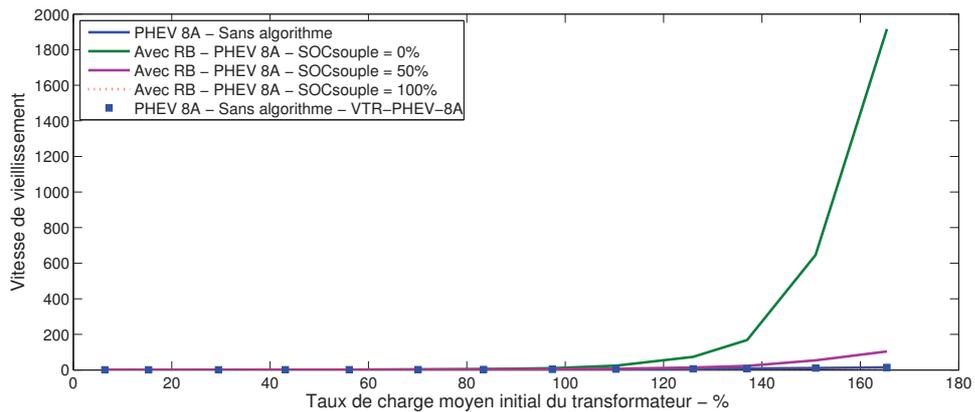


(c) 230V/32A

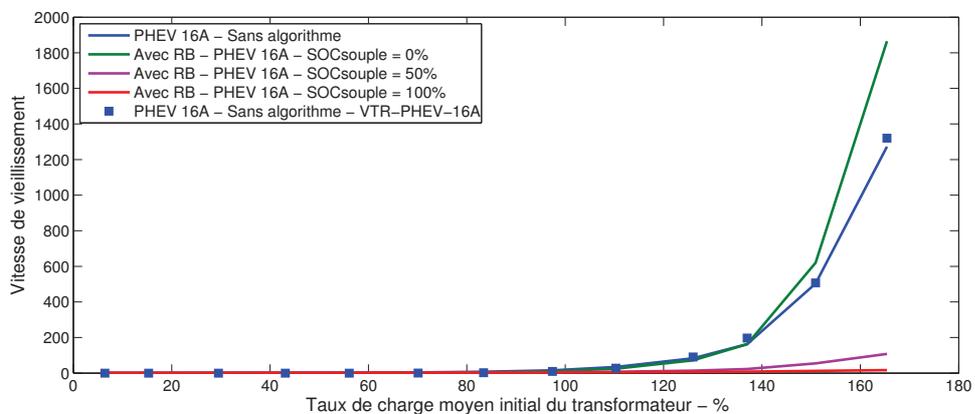


(d) Comparaison

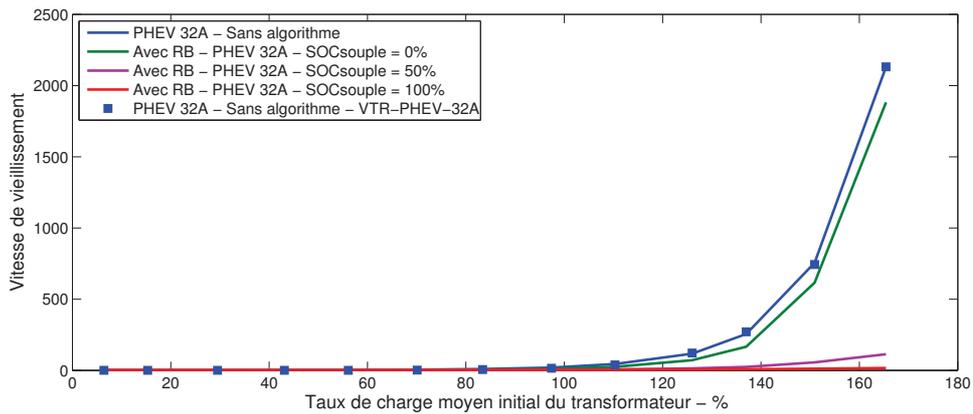
Fig. IV.108 – Courbes de charges moyennes du transformateur – 70 maisons



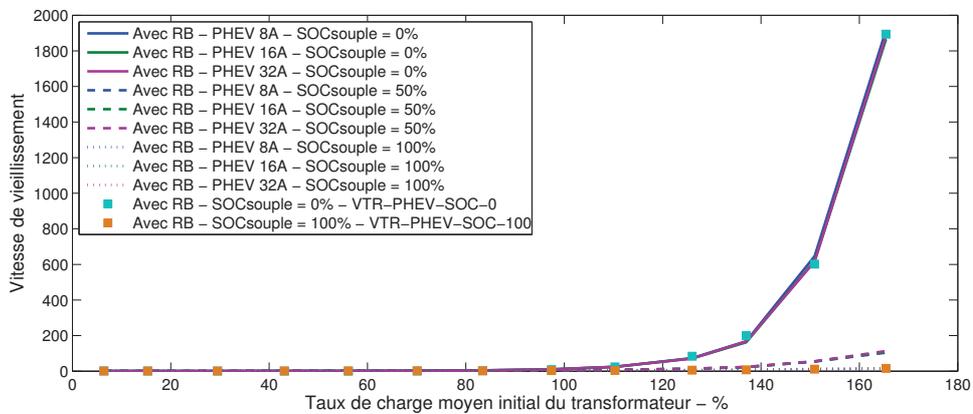
(a) 230V/8A



(b) 230V/16A



(c) 230V/32A



(d) Comparaion

Fig. IV.109 – Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur

Maisons	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
Sans PHEV	6.4%	15.3%	29.5%	43.1%	56.1%	70.1%	83.4%	97.4%	110.3%	126.0%	137.0%	150.9%	165.4%
PHEV 8A	6.9%	16.3%	31.3%	45.8%	59.5%	74.7%	88.7%	103.6%	117.5%	134.0%	145.8%	160.6%	176.1%
PHEV 16A	7.4%	16.8%	32.1%	47.1%	61.2%	76.8%	92.0%	107.6%	122.1%	139.1%	150.5%	167.2%	182.8%
PHEV 32A	7.6%	16.9%	32.5%	47.5%	61.7%	78.7%	93.7%	109.5%	123.9%	141.6%	153.8%	170.2%	186.0%
Avec RB PHEV 8A SOCsouple = 0%	10.3%	22.8%	43.6%	64.6%	83.5%	105.8%	126.8%	147.6%	167.7%	191.3%	207.6%	230.5%	251.2%
Avec RB PHEV 8A SOCsouple = 50%	8.8%	19.6%	37.4%	55.6%	71.8%	91.1%	109.0%	127.1%	144.4%	164.6%	178.6%	198.3%	216.3%
Avec RB PHEV 8A SOCsouple = 100%	6.6%	15.7%	30.2%	44.2%	57.5%	71.9%	85.5%	99.9%	113.2%	129.3%	140.5%	154.8%	169.7%
Avec RB PHEV 16A SOCsouple = 0%	10.1%	22.6%	43.2%	64.5%	82.8%	105.6%	126.2%	147.4%	167.7%	190.7%	206.9%	229.7%	250.6%
Avec RB PHEV 16A SOCsouple = 50%	8.8%	19.6%	37.3%	55.7%	71.6%	91.2%	108.9%	127.2%	144.7%	164.7%	178.6%	198.3%	216.4%
Avec RB PHEV 16A SOCsouple = 100%	6.6%	15.7%	30.3%	44.2%	57.6%	72.0%	85.7%	100.0%	113.3%	129.5%	140.7%	155.0%	169.9%
Avec RB PHEV 32A SOCsouple = 0%	10.3%	22.9%	43.4%	64.4%	83.2%	105.6%	126.4%	147.4%	167.6%	190.6%	207.2%	229.8%	250.9%
Avec RB PHEV 32A SOCsouple = 50%	8.8%	19.7%	37.6%	55.8%	72.0%	91.4%	109.3%	127.6%	145.0%	165.0%	179.2%	198.7%	217.0%
Avec RB PHEV 32A SOCsouple = 100%	6.6%	15.7%	30.2%	44.2%	57.5%	71.9%	85.7%	99.9%	113.2%	129.4%	140.6%	155.0%	169.8%

Tab. IV.50 – Taux de charges moyens du transformateur

Maisons	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
Taux de charge	6.4%	15.3%	29.5%	43.1%	56.1%	70.1%	83.4%	97.4%	110.3%	126.0%	137.0%	150.9%	165.4%
D _{TR} -PHEV-SANS	565096.4	506945.9	369048.1	230833.9	126366.2	55373.6	21322.0	6446.9	1828.6	329.2	88.1	14.2	1.9
D _{TR} -PHEV-8A	560427.5	487765.9	326139.6	175669.2	81718.4	28183.1	8215.8	1871.5	409.8	54.0	11.1	1.3	0.1
D _{TR} -PHEV-16A	556185.4	472648.0	291748	138609.2	54031.7	13582.4	2745.9	410.3	53.1	3.9	0.54	0.03	≈ 0
D _{TR} -PHEV-32A	555341.1	469990.5	285080.4	131583.9	49563.8	11754.1	2306.1	331.7	41.2	2.8	0.35	0.02	≈ 0
D _{TR} -PHEV-8A-SOC-0	559995.9	487179.9	322339.2	171035.9	74884.6	21227.5	4506.5	649.4	75.0	4.5	0.52	0.02	≈ 0
D _{TR} -PHEV-8A-SOC-50	560155.2	488031.1	325702.3	177751.2	82607.6	27294.4	7483.4	1487.5	252.3	24.0	3.87	0.26	0.02
D _{TR} -PHEV-8A-SOC-100	560805.1	490381.2	331180.7	183624.2	87339.9	30492.4	9133.7	2127.0	455.4	60.5	12.62	1.39	0.14
D _{TR} -PHEV-16A-SOC-0	560032.8	487435.0	322737.7	171255.1	75200.1	21225.4	4596.6	640.2	73.9	4.6	0.54	0.02	≈ 0
D _{TR} -PHEV-16A-SOC-50	560186.2	488124.9	325828.7	177777.1	82522.0	27226.0	7474.5	1461.1	246.6	23.6	3.83	0.26	0.02
D _{TR} -PHEV-16A-SOC-100	560667.9	490029.0	329347.2	181328.2	85746.7	29373.6	8717.8	1966.4	413.0	53.0	11.02	1.13	0.11
D _{TR} -PHEV-32A-SOC-0	560094.5	487322.7	323024.2	171893.7	74922.4	21375.8	4541.0	649.2	74.0	4.6	0.53	0.02	≈ 0
D _{TR} -PHEV-32A-SOC-50	560236.9	488085.2	326065.6	178152.6	82341.9	27288.2	7386.0	1460.4	243.9	23.1	3.69	0.25	0.02
D _{TR} -PHEV-32A-SOC-100	560764.4	490087.5	329927.3	182015.8	85842.6	29723.6	8742.6	1999.3	420.5	54.6	11.24	1.2	0.12
V _{TR} -PHEV-8A	1.01	1.04	1.13	1.31	1.55	1.96	2.60	3.44	4.46	6.09	7.97	10.7	14.12
V _{TR} -PHEV-16A	1.02	1.07	1.26	1.67	2.34	4.08	7.76	15.71	34.46	83.36	163.04	503.15	1272.75
V _{TR} -PHEV-32A	1.02	1.08	1.29	1.75	2.55	4.71	9.25	19.44	44.34	117.26	255.39	755.50	2131.55
V _{TR} -PHEV-8A-SOC-0	1.01	1.04	1.14	1.35	1.69	2.61	4.73	9.93	24.39	73.65	168.07	646.50	1915.74
V _{TR} -PHEV-8A-SOC-50	1.01	1.04	1.13	1.30	1.53	2.03	2.85	4.33	7.25	13.72	22.76	54.12	104.14
V _{TR} -PHEV-8A-SOC-100	1.01	1.03	1.11	1.26	1.45	1.82	2.33	3.03	4.02	5.44	6.98	10.24	13.57
V _{TR} -PHEV-16A-SOC-0	1.01	1.04	1.14	1.35	1.68	2.61	4.64	10.07	24.74	71.65	162.52	619.90	1865.32
V _{TR} -PHEV-16A-SOC-50	1.01	1.04	1.13	1.30	1.53	2.03	2.85	4.41	7.42	13.97	23.01	54.97	108.00
V _{TR} -PHEV-16A-SOC-100	1.01	1.03	1.12	1.27	1.47	1.89	2.45	3.28	4.43	6.21	8.00	12.56	16.97
V _{TR} -PHEV-32A-SOC-0	1.01	1.04	1.14	1.34	1.69	2.59	4.70	9.93	24.72	71.28	166.44	616.02	1882.56
V _{TR} -PHEV-32A-SOC-50	1.01	1.04	1.13	1.30	1.53	2.03	2.89	4.41	7.50	14.27	23.84	56.19	113.30
V _{TR} -PHEV-32A-SOC-100	1.01	1.03	1.12	1.27	1.47	1.86	2.44	3.22	4.35	6.03	7.84	11.86	16.20

Tab. IV.51 – Durée de vie en années et vitesse de vieillissement du transformateur

5.5 Conclusion

En considérant un réseau électrique de type résidentiel où chaque maison est dotée d'un PHEV, il a été constaté que l'accélération du vieillissement du transformateur HTA/BT qui alimente le réseau est moins élevée lorsque la recharge des PHEVs est autorisée à toute heure. Ainsi, les résultats obtenus à partir de l'algorithme Rule-Based attestent qu'il est préférable du point de vue de la durée de vie du transformateur d'autoriser la charge des PHEVs sans contrainte horaire en limitant leur puissance de charge à 800W plutôt que d'interdire la recharge de ces derniers pendant les heures de pointes, ce qui conduit à une puissance de charge de 2.4kW en assurant statistiquement dans les deux cas que tous les PHEVs atteignent un état de charge de 100% aux heures de départ du domicile représentatives de la prochaine utilisation.

6 L'impact sur le plan de tension du réseau résidentiel

Dans cette partie, l'analyse consiste à étudier le comportement du plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel sans puis en présence d'un PHEV par maison chargé suivant les 3 paliers de puissances de charges susmentionnés puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based avec des valeurs de la contrainte souple SOC_{SOUPLE} égales à 0%, 50% et 100%. À l'instar de la partie précédente, cette étude permet de discuter de la solution pragmatique consistant à interdire la recharge des PHEVs pendant les heures de pointes en vue de préconiser une normalisation de la puissance de charge maximale des PHEVs chargés à domicile. L'objectif est de répondre à la même question que dans la partie précédente suivant laquelle, dans le contexte d'une recharge à domicile en milieu résidentiel, est-il plus intéressant d'interdire la recharge pendant les heures de pointes ou d'autoriser celle-ci à toute heure en ayant, au préalable, défini les puissances de charges minimales qui assurent statistiquement que 99.99% des batteries des PHEVs atteignent l'état de pleine charge pour la prochaine utilisation en interdisant ou non la recharge pendant les heures de pointes de consommation d'électricité. De prime abord, l'architecture et les principales caractéristiques du réseau sont rappelées. Puis, la méthodologie utilisée pour mener l'analyse est exposée. S'ensuit les résultats du comportement du plan de tension du réseau électrique étudié pour l'ensemble des cas. Enfin, une conclusion intermédiaire clôture cette partie.

6.1 Le réseau électrique de type résidentiel

L'architecture, les caractéristiques et les modélisations des constituants (lignes BT et transformateur HTA/BT) du réseau électrique de type résidentiel retenu font l'objet de la section 1 du Chapitre II. Le réseau résidentiel considéré est de type urbain souterrain composé de 96 maisons avec une architecture très proche de celle qui existe en France (figure IV.110). La puissance assignée du transformateur HTA/BT est égale à 400kVA.

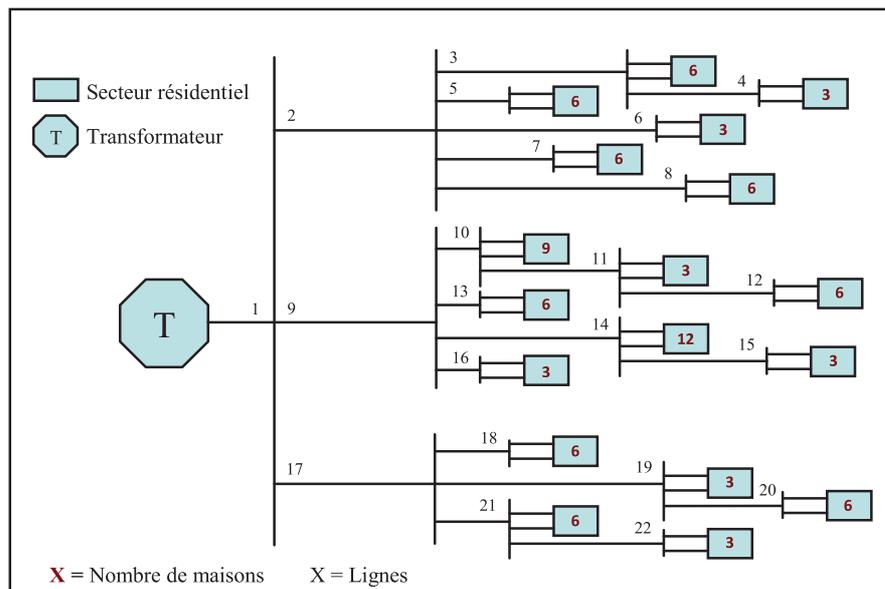


Fig. IV.110 – Le réseau électrique de type résidentiel

6.2 La méthodologie

La méthodologie exploitée est proche de celle exposée à la section 3 du Chapitre III. L'explication de son principe est la suivante. En premier lieu, la disparité relative à la taille des logements en France est représentée sur le réseau électrique. Pour cela, le nombre de maisons de 3 pièces, 4 pièces, etc. est déterminé. Le pourcentage de maisons disposant d'une installation de chauffage électrique qui s'élève à 23.9% en France est également pris en considération. À chaque itération, la position des 23 maisons du réseau électrique équipées d'une installation de chauffage électrique est définie pseudo-aléatoirement. Suivant leur taille, pour chacune des 23 maisons, la sélection pseudo-aléatoire des courbes de charges dans les bases de données correspondant à chacun des cas étudiés (pour chaque saison, sans puis avec l'intégration d'un PHEV par maison chargé suivant les 3 puissances de charges précédemment mentionnées puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based avec SOC_{SOUPLE} égal à 0%, 50% et 100%) est réalisée. Une démarche similaire est poursuivie pour l'affectation des courbes de charges des 73 maisons sans installation de chauffage électrique constituant le réseau en utilisant les bases de données correspondant à chacun des cas étudiés. Dès lors, la simulation débute et les profils de tension journaliers de chaque maison sont relevés pour chacun des cas analysés se traduisant par la consommation d'électricité seulement des logements puis incrémentés de la consommation d'énergie requise par des PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A dépourvus de gestion d'intégration puis avec les mêmes caractéristiques de PHEVs mais où leur puissance de charge résulte de l'application de l'algorithme Rule-Based pour des valeurs de la contrainte souple SOC_{SOUPLE} égales à 0%, 50% et 100%. Pour acquérir suffisamment de résultats dans l'objectif de proposer un critère ηV d'évaluation de la qualité du plan de tension, l'exercice est réitéré à 10 reprises pour chaque saison assurant ainsi la convergence de l'indice proposé.

6.3 Les résultats

Le principe d'évaluation de la qualité du plan de tension du réseau électrique est le même que celui présenté à la section 3 du Chapitre III. Le critère ηV introduit opère toujours en fonction de la norme NF-EN-50160 [UTE00] imposant la fourniture d'une tension de 230V comprise entre +5% et -10% aux clients raccordés en BT où il est considéré que le plan de tension n'est plus respecté au-delà de ce gabarit. À la différence près que l'indice comptabilise parmi les 960 courbes de charges relevées pour chacun des cas traités, le nombre de maisons dont le profil de tension ne respecte pas la norme au moins 1 fois durant la journée pendant une durée strictement supérieure à T variant de 10 minutes à 60 minutes. De manière identique à la section 3 du Chapitre III, un maximum d'un seul non-respect de la norme NF-EN-50160 est considéré journalièrement pour chaque maison à chaque itération pour chacun des cas étudiés dans l'objectif de normaliser le critère ηV . Néanmoins, malgré une unique comptabilisation, celle-ci s'effectue en cumulant la somme des temps de non-respects de la norme relevés sur l'ensemble du profil journalier de tension pour chaque maison à chaque itération pour chacun des cas élucidés. L'équation 1.10 permet le calcul du critère ηV proposé. La figure IV.111 illustre l'évolution de l'indice proposé pour l'ensemble des cas. Le tableau IV.52 récapitule les résultats de l'indice de qualité de la tension fournie aux logements. Pour chaque saison, les figures IV.112 et IV.113 illustrent respectivement les profils de tension moyennés par maison obtenus à partir des 960 profils de tension relevés pour chacun des cas traités et une comparaison entre les profils de tension moyennés par maison issus de l'application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based avec $SOCSOUPLE$ égal à 0%, 50% et 100% en utilisant les données relatives aux distributions obtenues pour la création des bases de données de courbes de charges de PHEVs chargés à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A.

$$\eta V (\%) = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^N \cdot \left(\sum_{j=1}^M \times K_{ij} \right)}{N \times M} \right] \times 100 \quad (1.10)$$

$$K_{ij} = 0 \text{ if } T_{ij} < T \text{ ou } K_{ij} = 1 \text{ if } T_{ij} \geq T$$

T_{ij} = La durée où $V_{ij} < V_{NF}$

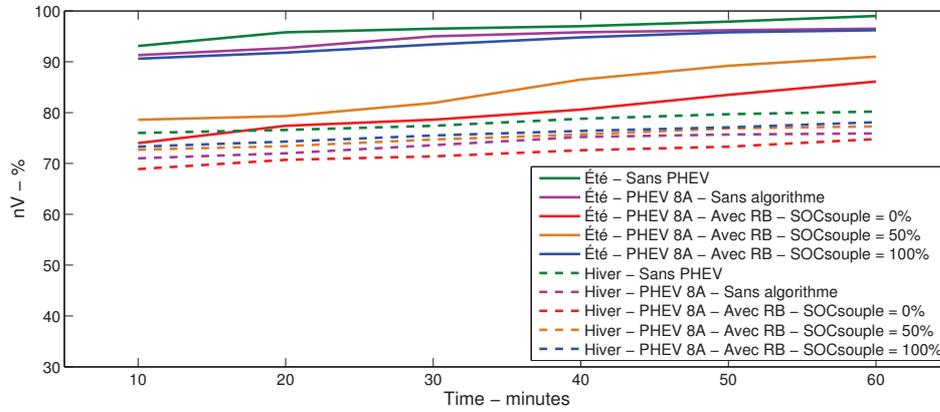
$T(\text{minutes}) = [10 \dots 60]$

$M = 96$ (Le nombre de maisons)

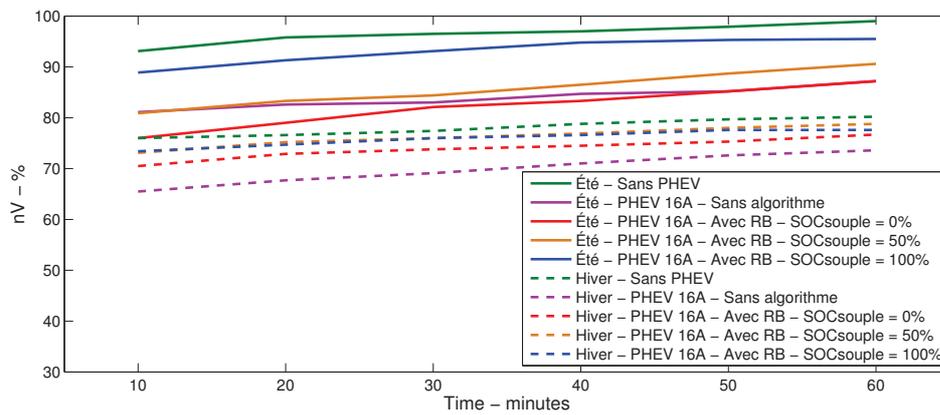
$N = 10$ (Le nombre de simulations)

V_{ij} = La valeur instantanée de la tension

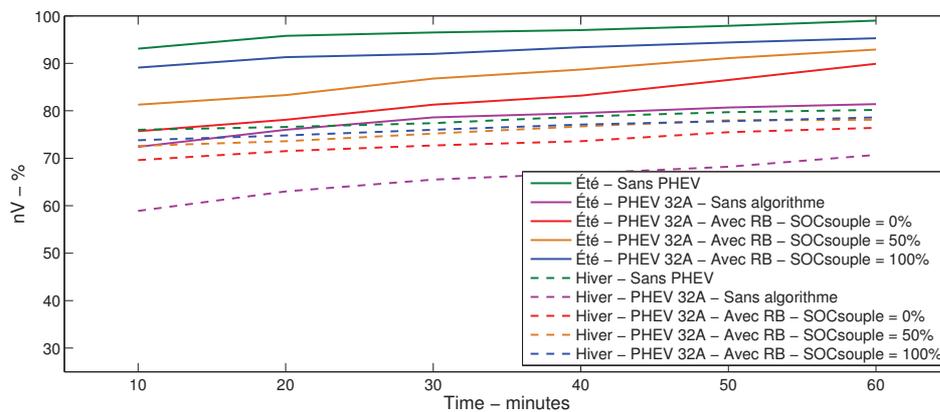
$V_{NF} = 0.9 \text{ pu}$ (La norme NF-EN-50160)



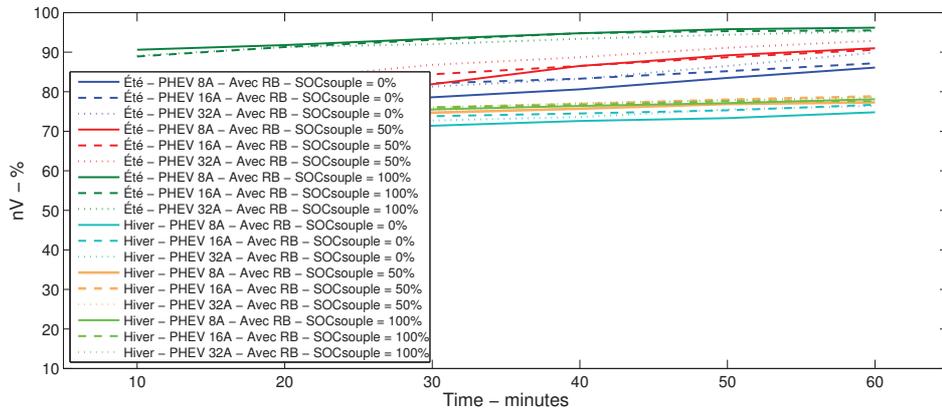
(a) 230V/8A



(b) 230V/16A



(c) 230V/32A

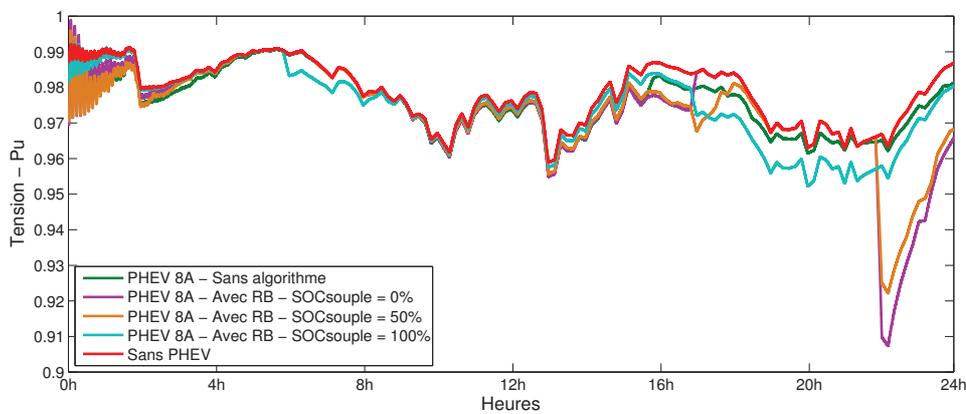


(d) Comparaison

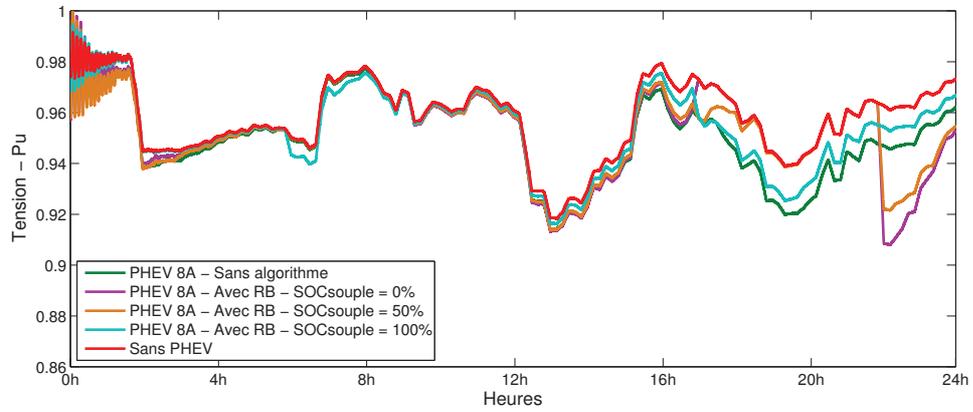
Fig. IV.111 – Évolution de l'indice de qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel

ηV - % Time - minutes	Été						Hiver					
	10	20	30	40	50	60	10	20	30	40	50	60
Sans PHEV	93.1	95.8	96.5	97.0	97.9	99.0	76.0	76.6	77.4	78.8	79.7	80.2
PHEV 8A	91.3	92.7	95.0	95.8	96.2	96.5	71.0	72.0	73.6	75.2	75.7	75.9
PHEV 16A	81.1	82.6	83.0	84.7	85.2	87.2	65.5	67.7	69.1	71.0	72.6	73.6
PHEV 32A	72.4	76.0	78.6	79.5	80.7	81.4	58.9	63.0	65.5	66.8	68.2	70.7
Avec RB PHEV 8A SOCcouple = 0%	74.0	77.4	78.6	80.6	83.5	86.1	68.9	70.7	71.4	72.6	73.3	74.8
Avec RB PHEV 8A SOCcouple = 50%	78.6	79.3	81.9	86.5	89.2	91.0	72.7	73.4	74.7	75.7	76.9	77.3
Avec RB PHEV 8A SOCcouple = 100%	90.6	91.8	93.4	94.8	95.8	96.2	73.3	74.3	75.5	76.4	77.1	78.1
Avec RB PHEV 16A SOCcouple = 0%	76.0	79.0	82.1	83.3	85.2	87.2	70.5	72.9	73.8	74.5	75.3	76.7
Avec RB PHEV 16A SOCcouple = 50%	80.9	83.3	84.4	86.5	88.7	90.6	73.1	75.2	76.0	76.9	78.0	78.8
Avec RB PHEV 16A SOCcouple = 100%	88.9	91.3	93.1	94.8	95.3	95.5	73.4	74.7	76.0	76.6	77.6	77.6
Avec RB PHEV 32A SOCcouple = 0%	75.7	78.1	81.3	83.2	86.5	89.9	69.6	71.5	72.7	73.6	75.5	76.4
Avec RB PHEV 32A SOCcouple = 50%	81.3	83.3	86.8	88.7	91.1	92.9	72.6	73.6	75.2	76.7	78.0	78.1
Avec RB PHEV 32A SOCcouple = 100%	89.1	91.3	92.0	93.4	94.4	95.3	73.8	74.8	76.0	77.1	77.8	78.6

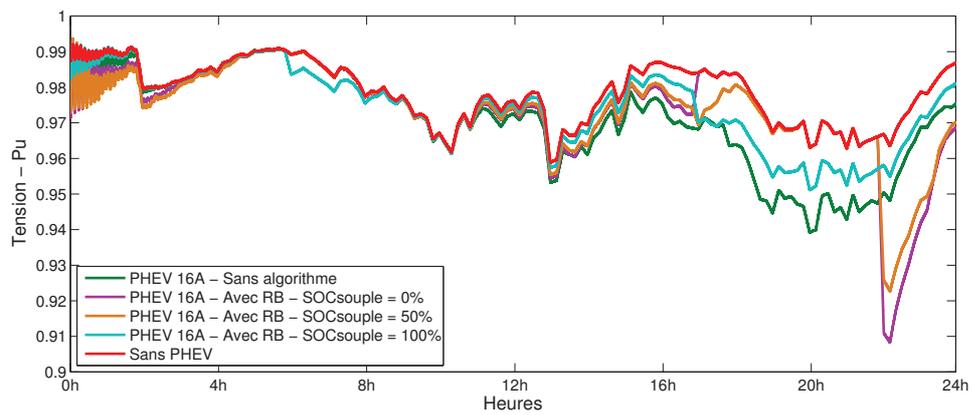
Tab. IV.52 – Qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel



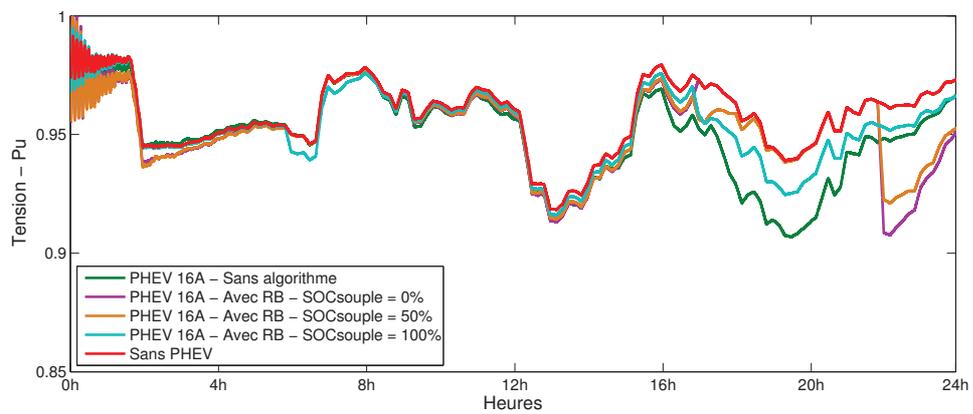
(a) 230V/8A – Été



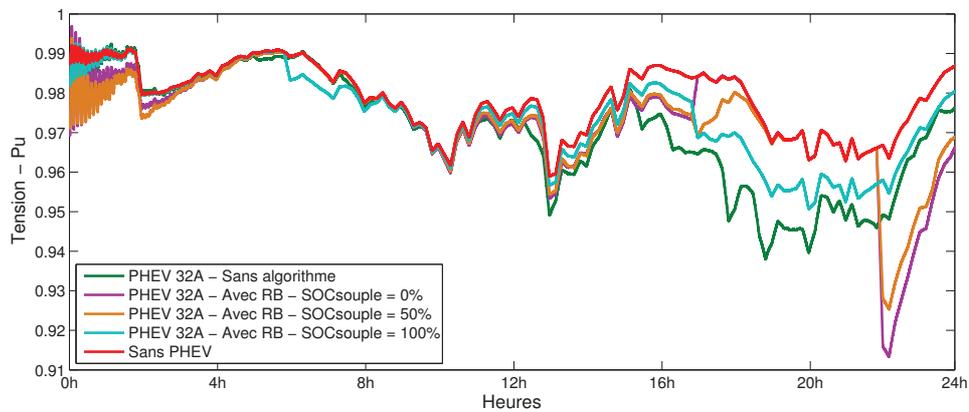
(b) 230V/8A - Hiver



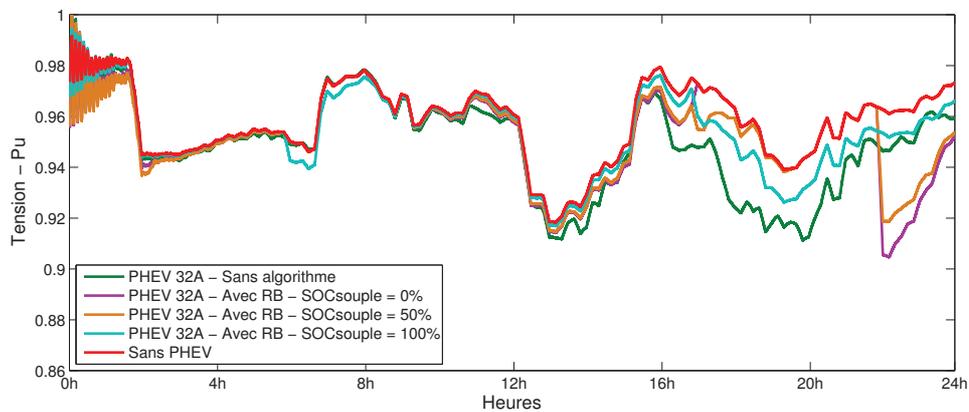
(c) 230V/16A - Été



(d) 230V/16A - Hiver

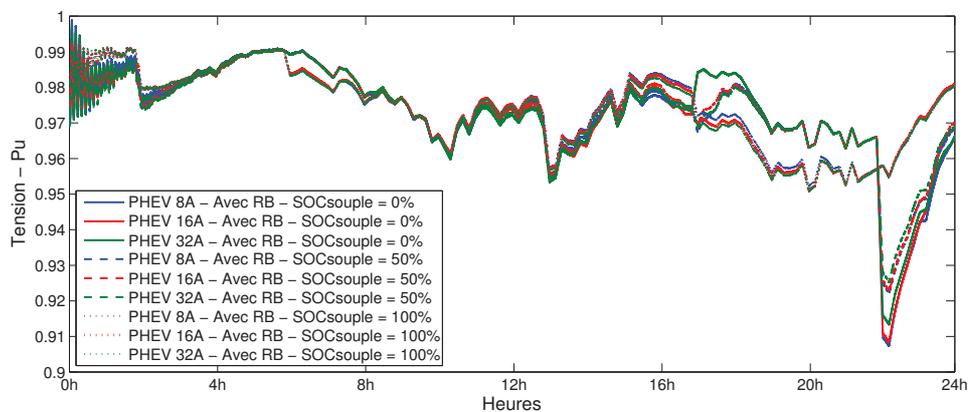


(e) 230V/32A - Été

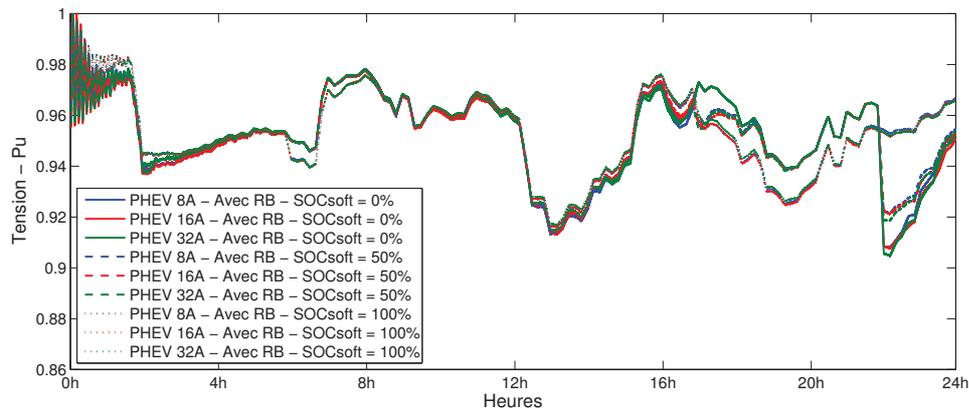


(f) 230V/32A - Hiver

Fig. IV.112 - Profils de tensions moyennés par maison



(a) Été



(b) Hiver

Fig. IV.113 – Comparaison des profils de tensions moyennés par maison

6.4 Conclusion

Les conclusions sont semblables à celles mentionnées pour la partie précédente. Il est constaté dans le cas d'un réseau électrique de type résidentiel où chaque maison possède un PHEV, qu'il est préférable du point de vue du respect de la norme relative au plan de tension et de l'analyse de la dégradation de ce dernier, de laisser libre la charge des PHEVs en limitant leur puissance à 800W plutôt que de l'interdire pendant les heures de pointes correspondant à une puissance de charge de 2.4kW en s'assurant dans les deux stratégies que tous les PHEVs atteignent l'état de pleine charge avant la prochaine utilisation.

7 Conclusion et perspectives

Partant de l'algorithme Rule-Based développé, des puissances de charges minimales de 800W et 2.4kW sont déterminées pour la recharge des PHEVs à domicile respectivement sans ou avec l'interdiction de recharger pendant les heures de pointes. La solution pragmatique consistant à interdire la recharge des PHEVs pendant les heures de pointes a été mise à défaut par les analyses de l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT, alimentant un réseau électrique de type résidentiel, et du comportement du plan de tension d'un réseau électrique BT sans puis en présence d'un PHEV par maison chargé à 230V-8A, 230V-16A et 230V-32A sans gestion d'intégration, puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based. À cet effet, la normalisation d'une puissance de charge des PHEVs égale à 800W pour le secteur résidentiel est préconisée aux autorités. Une perspective d'étude se manifeste par l'adaptation de l'algorithme Rule-Based pour reproduire la présente étude dans le cadre d'un parc automobile intégralement composé de PHEVs. Toutefois dans ce manuscrit, sous l'hypothèse des travaux courants se caractérisant par l'insertion d'un PHEV par maison, la détermination de la puissance de charge minimale pour chacun des cas dans l'objectif d'une analyse statistique a été préférée et fait l'objet de la section suivante.

Section 2 - La stratégie basée sur la commande optimale

Ben bir karış dahi olsa vatan toprağını satmam, zira bu vatan bana değil milletime aittir. Milletim de bu toprakları ancak aldığı fiyata verir. Çünkü bu topraklar kanla alınmıştır, kanla verilir!

İkinci Abdülhamid (le Sultan Rouge)

Je ne vendrai aucune terre de cette patrie car elle appartient à mon peuple et non à moi. Mon peuple cèdera ses terres uniquement par les mêmes sacrifices qu'il a réalisé pour les acquérir. Parce qu'elles ont été conquises par le sang, ces terres seront perdues par le sang!

Traduit par Dr. Harun Türker

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	214
2	UN ÉTAT DE L'ART DES MÉTHODES D'OPTIMISATION	214
3	L'ALGORITHME DE PROGRAMMATION DYNAMIQUE	216
	3.1 La formulation du problème d'optimisation	216
	3.2 Le principe de Bellman	219
	3.3 La variation du pas de discrétisation du temps	222
	3.4 Les résultats	222
	3.5 Conclusion	227
4	L'IMPACT SUR LE VIEILLESSEMENT DU TRANSFORMATEUR HTA/BT	227
5	L'IMPACT SUR LE PLAN DE TENSION DU RÉSEAU RÉSIDENTIEL	230
6	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	231

1 Introduction

En complément des travaux exposés à la section précédente définissant entre autres la puissance de charge minimale des PHEVs sans restriction de charge, la présente section consiste à déterminer la puissance de charge minimale pour chacun des 10 000 cas étudiés représentatifs chacun de l'insertion d'un PHEV par maison. La particularité forte de l'exercice mené réside dans l'analyse de la disparité existante relative aux courants ou aux puissances de charges des 10 000 cas élucidés. L'algorithme Rule-Based a défini la puissance de charge minimale en garantissant statistiquement que tous les PHEVs atteignent l'état de pleine charge. L'objectif de la présente étude est de constater par une analyse statistique simple si quelques cas critiques parmi les 10 000 ont conduit à préconiser la normalisation d'une puissance de charge "élevée". De ce fait, l'exercice est réalisé en considérant la puissance de charge moyenne obtenue à partir des 10 000 cas étudiés. La solution pragmatique consistant à interdire la recharge des PHEVs pendant les heures de pointes ayant été mise à défaut à la section précédente, les travaux présentés portent essentiellement sur une recharge autorisée des PHEVs sans contrainte horaire. La réalisation de cette étude a nécessité l'usage de la théorie de la commande optimale. À cet effet, de prime abord un état de l'art des méthodes d'optimisation est présenté. Puis, la formulation du problème d'optimisation pour l'étude considérée, le principe de la méthode d'optimisation utilisée et les résultats de l'application de l'algorithme de Programmation Dynamique sont exposés. Partant, les analyses de l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT et du comportement du plan de tension d'un réseau électrique BT ont permis la comparaison des résultats sans puis avec l'intégration d'un PHEV par maison de prime abord chargé à 230V-16A démunis de gestion puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based et de l'algorithme de Programmation Dynamique.

2 Un état de l'art des méthodes d'optimisation

Cette partie consiste à dresser un état de l'art via une classification des différentes stratégies de gestion de l'énergie pour le pilotage énergétique. L'ensemble des méthodes les plus répandues sont susceptibles d'être classées selon deux catégories. La première regroupe les stratégies à base de règles (Rule-Based) assimilables à des algorithmes sous-optimaux dont les modes de fonctionnement imposés sont généralement définis par intuition, ipso facto, basés sur des règles heuristiques. Néanmoins, selon la problématique traitée, l'optimalité peut être atteinte en déterminant la valeur du seuil optimal du ou des paramètres de décision de l'algorithme. Cela a notamment été le cas pour l'algorithme Rule-Based présenté à la section précédente. L'optimalité a été atteinte pour le pas d'évolution fixé sur le paramètre de décision de l'algorithme, en réalisant une recherche exhaustive. Les stratégies à base de règles sont des algorithmes applicables en ligne quand l'évolution temporelle du système est inconnue. La seconde catégorie regroupe les stratégies à base d'optimisation

constituées des méthodes applicables en ligne (optimisation temps réel) et hors ligne (optimisation globale). La figure IV.114 illustre la classification des différentes stratégies de gestion de l'énergie. La littérature relative aux méthodes d'optimisation est abondante et les lecteurs peuvent se référer aux travaux de [Han08] [Sal07] [AK04] [Mak08] [Lar10].

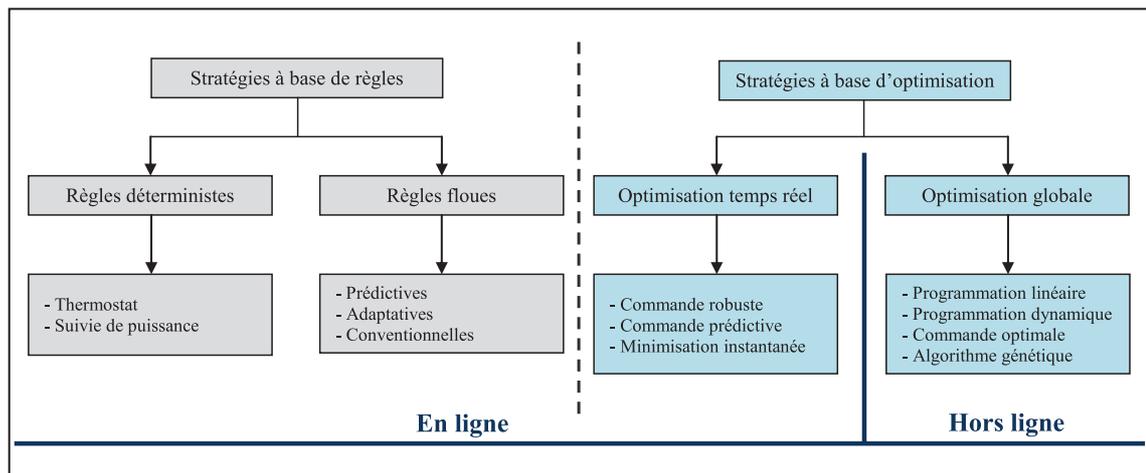


Fig. IV.114 – Classification des stratégies de gestion de l'énergie

Pour la résolution dynamique des problématiques de gestion de l'énergie de type optimisation globale telle que traitée dans cette section, deux méthodes, à savoir le principe du minimum de Pontriaguine et le principe de Bellman, sont très répandues. La première méthode, généralement définie par le terme de commande optimale dans la littérature et due au soviétique Pontriaguine, consiste à minimiser la fonction Hamiltonienne du système. La commande optimale est une prolongation de l'optimisation statique consistant à déterminer les paramètres de commande qui minimisent (ou maximisent) des fonctions algébriques ordinaires. Bien qu'elle puisse, sous certaines conditions, fournir une commande en fonction de l'état du système, la commande optimale fournit une commande en fonction du temps. Par nature, le principe du minimum présente des conditions d'optimalité nécessaires mais pas suffisantes puisqu'une trajectoire dite optimale, qui respecte les conditions d'optimalité, n'est pas nécessairement l'optimal. Pour assurer que la solution obtenue soit optimale, il faut au préalable démontrer que l'ensemble des valeurs admissibles de la commande du système et la fonction coût soient convexes. La seconde méthode, connue sous l'appellation de Programmation Dynamique et due à l'américain Bellman, fournit une commande en fonction de l'état du système à un temps donné. Elle s'identifie comme une méthode dite graphique puisque l'ensemble des solutions du problème est représenté par un graphe. La Programmation Dynamique fournit une condition suffisante d'optimalité et considère des variables discrètes ne nécessitant pas d'être convexes, continues et différentiables. De par la nature de la problématique traitée, la Programmation Dynamique a été sélectionnée et fait l'objet d'explications dans la partie suivante.

3 L'algorithme de Programmation Dynamique

En premier lieu, la formulation du problème d'optimisation pour l'exercice traité est exposée. En second lieu, le principe de Bellman est énoncé. En troisième lieu, l'impact de la variation du pas de discrétisation du temps sur les performances de l'algorithme de Programmation Dynamique est évalué. En quatrième lieu, les résultats de simulations sont présentés. Enfin, une conclusion intermédiaire clôture cette partie.

3.1 La formulation du problème d'optimisation

En adéquation avec l'application visée, illustrée par la figure IV.115, l'algorithme détermine la valeur du courant ou de la puissance optimale au sens du minimum en respectant les contraintes physiques liées au système. Ceci en garantissant que l'état de charge du PHEV atteigne la valeur souhaitée par l'utilisateur à la prochaine utilisation du véhicule caractérisée par l'heure de départ du domicile de l'individu.

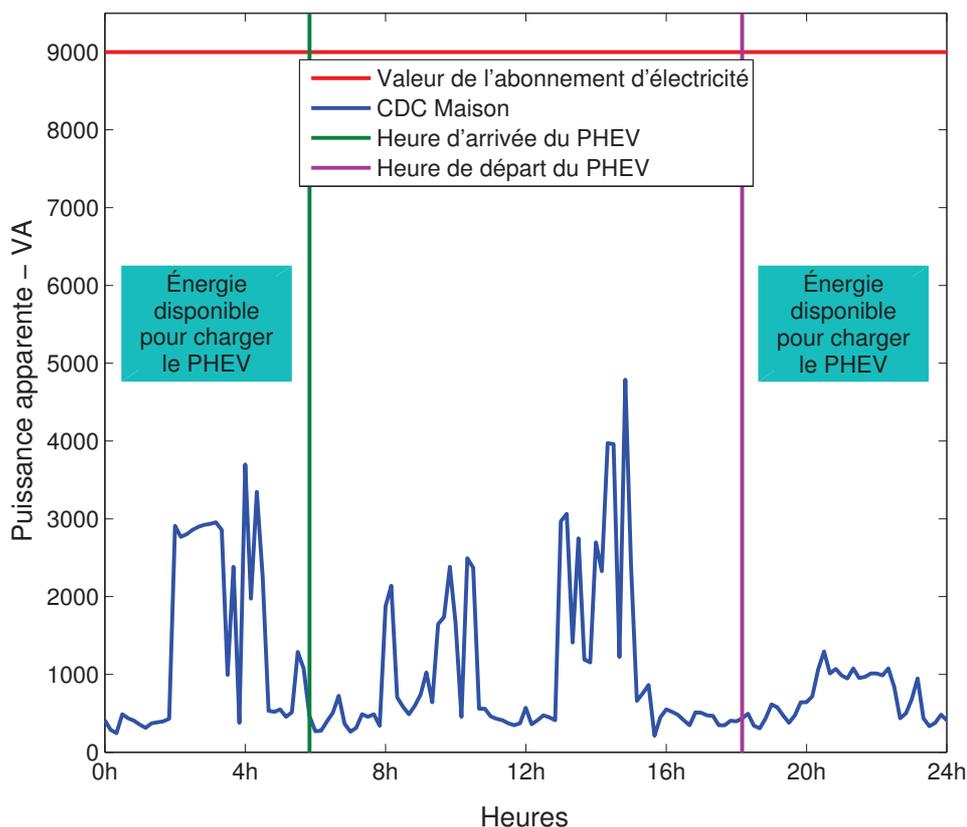


Fig. IV.115 – Intégration d'un véhicule rechargeable par logement

La Programmation Dynamique a été utilisée dans une fonctionnalité de type hors-ligne où la courbe de charge journalière du logement est connue par l'algorithme pour déterminer le courant de charge minimal constant du PHEV en respectant les contraintes.

Ainsi, l'intégration du PHEV est formulée sous la forme d'un problème d'optimisation dynamique dans lequel le système est représenté par une équation dynamique (équation 2.1) et est contrôlé afin de minimiser un critère coût (équation 2.2) en respectant des contraintes d'inégalité (équation 2.3) et d'égalité (équation 2.4).

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (2.1)$$

$$\int_{t_i}^{t_f} \gamma(x(t), u(t), t) dt \quad (2.2)$$

$$\phi(x(t), u(t), t) \leq 0 \quad (2.3)$$

$$\psi(x(t), u(t), t) = 0 \quad (2.4)$$

$x(t)$ représente les variables d'état du système et $u(t)$ les variables de commande. Dans le système considéré, $x(t)$ est l'état de charge des batteries du PHEV, noté $SOC(t)$. La puissance fournie par le réseau, $S_{Réseau}$, a été sélectionnée comme variable de commande u . De ce fait, l'équation 2.1 régissant la dynamique du système est dans ce cas représentée par l'équation 2.5.

$$\dot{SOC}(t) = -P_{Batteries}(t) \quad (2.5)$$

$P_{Batteries}$ est la puissance absorbée par les accumulateurs exprimée en fonction de la puissance du réseau, $S_{Réseau}$, de la puissance consommée par le logement, S_{Maison} et du rendement du chargeur embarqué du PHEV, $\eta_{Chargeur}$ (équation 2.6).

$$P_{Batteries}(t) = \underbrace{(S_{Réseau}(t) - S_{Maison}(t))}_{S_{PHEV}(t)} \times \eta_{Chargeur}(t) \quad (2.6)$$

Les différentes puissances normalisées des chargeurs embarqués imposent des limites maximale et minimale de puissance de charges et des niveaux de State-of-Charge (SOC), résultant des stratégies de gestion de l'énergie du véhicule, pouvant être atteintes par les batteries des PHEVs (tableau IV.53). Ces limites forment les contraintes d'inégalité exprimées par les équations 2.7 et 2.8.

$$P_{Batteries-min} \leq P_{Batteries}(t) \leq P_{Batteries-max} \quad (2.7)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (2.8)$$

$P_{Batteries-min}$	$P_{Batteries-max}$	SOC_{min}	SOC_{max}
0W	3680W	30%	100%

Tab. IV.53 – Valeurs des contraintes d'inégalité

Les contraintes d'égalité se manifestent d'une part à travers le réseau électrique devant assurer la demande en puissance du logement incluant le PHEV où les lois de la physique imposent l'équilibre des puissances à chaque instant (équation 2.9) et d'autre part, par le respect de la contrainte SOC_{final} imposée sur l'état de charge final du PHEV garantissant que l'utilisateur obtienne la quantité de charge souhaitée à la prochaine utilisation du véhicule (équation 2.10).

$$S_{Maison}(t) + S_{PHEV}(t) - S_{Réseau}(t) = 0 \quad (2.9)$$

$$SOC(t_f) = SOC_{final} \quad (2.10)$$

Deux autres contraintes sont introduites afin que la charge du PHEV ne crée pas un dépassement de la valeur de l'abonnement souscrit, $S_{Abonnement}$ (équation 2.11) et que la recharge du véhicule soit prohibée lorsque le logement a une consommation théorique excédentaire à la valeur de l'abonnement souscrit (équation 2.12).

$$if S_{Maison}(t) < S_{Abonnement} \Rightarrow S_{Maison}(t) + S_{PHEV}(t) \leq S_{Abonnement} \quad (2.11)$$

$$if S_{Maison}(t) \geq S_{Abonnement} \Rightarrow S_{PHEV}(t) = 0 \quad (2.12)$$

L'objectif de l'algorithme de Programmation Dynamique est de trouver la valeur minimale constante du courant ou de la puissance de charge du PHEV sur tout l'intervalle de temps $[t_i, t_f]$ correspondant à l'heure d'arrivée et de départ. Le critère à minimiser est l'énergie fournie par le réseau électrique au logement incluant le PHEV. Néanmoins, la consommation électrique de la maison n'étant pas modifiable en raison de la non pilotabilité des appareils électriques domestiques, le critère à minimiser est donc l'énergie provenant du réseau électrique destinée à la recharge du véhicule (équation 2.13).

$$E_{PHEV} = \int_{t_i}^{t_f} \frac{P_{Batteries}(t)}{\eta_{Chargeur}(t)} dt \quad (2.13)$$

D'après l'équation 2.2, le critère coût est défini par l'équation 2.14 pour l'étude considérée.

$$\gamma(x(t), u(t), t) = \frac{P_{Batteries}(t)}{\eta_{Chargeur}(t)} \quad (2.14)$$

3.2 Le principe de Bellman

Pour l'énonciation du principe de Bellman, il a été admis que l'élément de stockage d'énergie du PHEV est bidirectionnel et que celui-ci n'est pas contraint de fournir ou recevoir une puissance constante sur tout l'intervalle de temps. Le principe d'optimalité de Bellman stipule : "Dans un processus d'optimisation dynamique, une suite de décisions est optimale si, quels que soient l'état et l'instant considéré sur la trajectoire qui lui est associée, les décisions ultérieures constituent une suite optimale de décisions pour le sous-problème dynamique ayant cet état et cet instant comme conditions initiales". De ce principe découle une fonction coût additive qui s'accumule à travers le temps et un fonctionnement récursif de l'algorithme. Ainsi, pour un état initial x_0 et une stratégie de commande u admissible de $k = 0$ à N , le coût total optimal est défini par l'équation 2.15.

$$C(x_0) = \min_u \left[\gamma_N(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} \gamma_k(x_k, u_k) \right] \quad k = N - 1 \dots 0 \quad (2.15)$$

$k = L$ 'indice de temps

$N =$ Le nombre de décisions

L'implémentation de l'algorithme nécessite la discrétisation de l'espace d'optimisation. En premier lieu, ceci consiste à déterminer le nombre d'étapes E d'évaluation de l'algorithme en corrélation avec le pas de temps Δt (équation 2.16). En second lieu, la discrétisation de l'espace d'état est réalisée par le calcul du nombre de points P en fonction du pas de discrétisation de l'élément de stockage ΔSOC variant dans ses limites minimale et maximale (équation 2.17).

$$E = \frac{t_f - t_i}{\Delta t} \quad (2.16)$$

$$P = \frac{SOC_{max} - SOC_{min}}{\Delta SOC} \quad (2.17)$$

Ainsi, l'équation d'état, les différentes contraintes et le critère coût du système, présentés à la partie relative à la formulation du problème d'optimisation, sont respectivement décrits par les équations 2.18 à 2.25.

$$SOC(k) = -P_{Batteries}(k) \Delta t \quad (2.18)$$

$$P_{Batteries-min} \leq P_{Batteries}(k) \leq P_{Batteries-max} \quad (2.19)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(k) \leq SOC_{max} \quad (2.20)$$

$$S_{Maison}(k) + S_{PHEV}(k) - S_{Réseau}(k) = 0 \quad (2.21)$$

$$SOC(N) = SOC_{final} \quad (2.22)$$

$$\text{if } S_{Maison}(k) < S_{Abonnement} \Rightarrow S_{Maison}(k) + S_{PHEV}(k) \leq S_{Abonnement} \quad (2.23)$$

$$\text{if } S_{Maison}(k) \geq S_{Abonnement} \Rightarrow S_{PHEV}(k) = 0 \quad (2.24)$$

$$C = \sum_k \frac{P_{Batteries}(k) \Delta t}{\eta_{Chargeur}(k)} \quad (2.25)$$

En sus du maillage de l'espace d'optimisation, un domaine de validité est défini relatif aux limites maximale et minimale de divergence et de convergence de l'état de charge de l'élément de stockage suivant, respectivement, son état de charge initial fixé et son état de charge final souhaité (équation 2.26). De manière intuitive, la zone formée par $SOC_{max-div}$ et $SOC_{min-div}$ représente l'évolution possible du SOC des batteries partant d'un état de charge initial en considérant les contraintes du système (équations 2.27 et 2.28). La divergence maximale se réfère à la recharge des batteries tandis que la divergence minimale correspond à la décharge de ces dernières. Partant du même raisonnement, les limites maximale et minimale de convergence de l'état de charge de l'élément de stockage sont déterminées (équations 2.29 et 2.30). La figure IV.116 illustre le domaine de validité de l'état d'énergie de l'élément de stockage.

$$\hat{SOC}_{min}(k) \leq SOC(k) \leq \hat{SOC}_{max}(k) \quad (2.26)$$

$$\hat{SOC}_{max}(k) = \max(SOC_{max}, SOC_{max-div}(k), SOC_{max-conv}(k))$$

$$\hat{SOC}_{min}(k) = \max(SOC_{min}, SOC_{min-div}(k), SOC_{min-conv}(k))$$

$$SOC_{max-div}(k) = SOC(0) - \sum_{i=1}^k P_{Batteries-max}(i) \Delta t \quad (2.27)$$

$$SOC_{min-div}(k) = SOC(0) - \sum_{i=1}^k P_{Batteries-min}(i) \Delta t \quad (2.28)$$

$$SOC_{max-conv}(k) = SOC(N) - \sum_{i=1}^k P_{Batteries-max}(i) \Delta t \quad (2.29)$$

$$SOC_{min-conv}(k) = SOC(N) - \sum_{i=1}^k P_{Batteries-min}(i) \Delta t \quad (2.30)$$

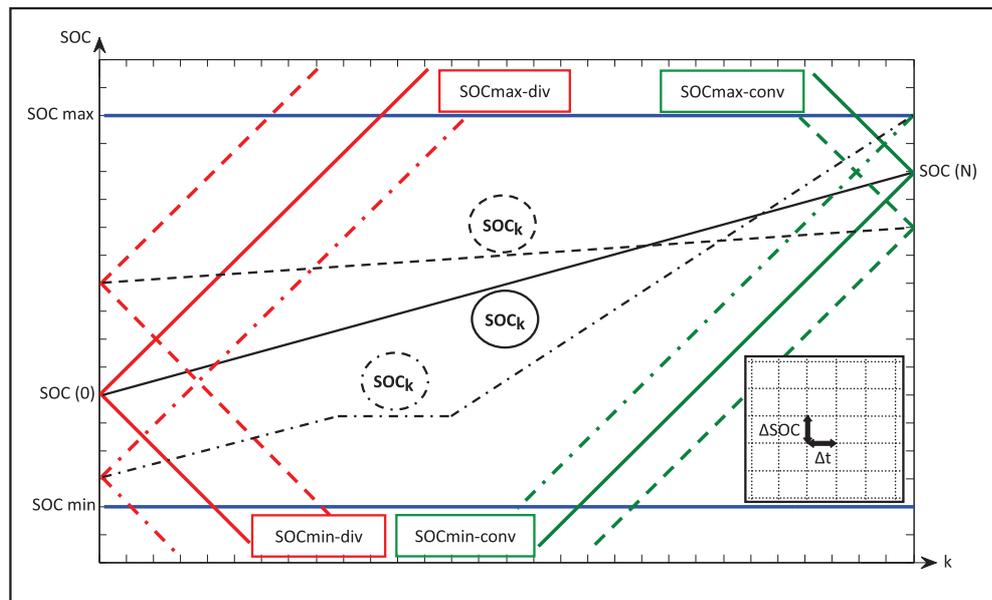


Fig. IV.116 – Domaine de validité de l'état d'énergie de l'élément de stockage

La figure IV.117 illustre le schéma bloc du fonctionnement de l'algorithme de Programmation Dynamique. Les entrées correspondent à la consommation électrique de la maison à l'instant considéré, $S_{Maison}(t)$, l'état de charge des batteries du PHEV, $SOC(t)$, et les contraintes relatives au système. En sortie, l'algorithme fournit les puissances optimales provenant du réseau, $S_{Réseau-opt}(t)$, et du véhicule, $S_{PHEV-opt}(t)$. Eu égard au principe de Bellman et du fonctionnement récursif de l'algorithme, le remplissage des matrices $S_{Réseau-opt}(t)$, $S_{PHEV-opt}(t)$, $SOC_{opt}(t)$ et $C(t)$ commence à $k = N$ en remontant jusqu'à $k = 1$. Chaque élément k de ces matrices est composé des valeurs optimales pour le passage jusqu'à l'instant final N . Formellement, la matrice coût créée conjointement est nulle à $k = N$ et comporte à chaque élément k le coût optimal pour le passage jusqu'à l'instant final N . De ce fait, l'élément $C(0)$ de la matrice coût contient la valeur du coût optimal total sur tout l'intervalle de temps $[t_i, t_f]$ correspondant à l'heure d'arrivée et de départ du domicile de l'utilisateur où le véhicule est disponible.

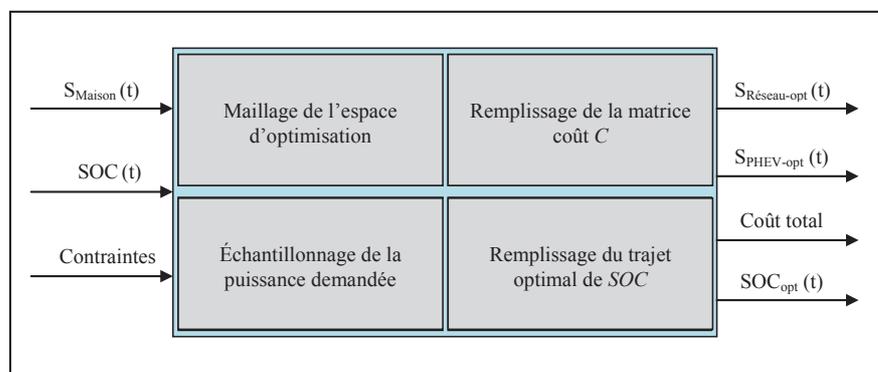


Fig. IV.117 – Schéma bloc de l'algorithme de Programmation Dynamique

3.3 La variation du pas de discrétisation du temps

La variation du pas de discrétisation du temps Δt impacte la précision et les performances de l'algorithme de Programmation Dynamique. De surcroît les systèmes complexes dont le critère à minimiser (ou maximiser) nécessite d'évaluer plusieurs variables, conduisent ainsi à des temps de simulations excessifs. À priori, le pas de discrétisation du temps doit être le plus "faible" possible pour représenter fidèlement le comportement du système sans la perte de points ou pic de puissance susceptible d'influencer les résultats. Pour un système trivial tel que celui étudié, cette influence devrait être moindre. Cette partie est donc dédiée à l'analyse de l'impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt sur les résultats et le temps de calcul de l'algorithme de Programmation Dynamique. La résolution et la fréquence des relevés de consommation d'électricité des appareils électriques domestiques corrént le pas de temps de l'algorithme. Partant, les courbes de charges domestiques ont été discrétisées selon différentes valeurs via la méthode d'interpolation linéaire. Le tableau IV.54 recense les différents pas de temps testés et l'impact sur le temps de calcul de l'algorithme. Bien que l'exercice porte sur un unique cas où un écart maximal relatif de $1.9 \cdot 10^{-7} A$ est déterminé pour le courant de charge, les critiques sont extrapolables aux 10 000 cas traités. Compte tenu des différences quasi-inexistantes, un pas de discrétisation du temps Δt égal à 10 minutes a été sélectionné.

Δt	10mins	5mins	1min	50s	40s
Temps (s)	7	17	432	590	1369

Tab. IV.54 – Impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt

3.4 Les résultats

Dans cette partie, les statistiques effectuées sur les résultats de l'application de l'algorithme de Programmation Dynamique sont exposées. Ce dernier détermine la valeur minimale constante du courant de charge de chaque PHEV intégré à chacune des 1000 courbes de charges de chaque base de données de chaque taille de maisons, avec ou sans installation de chauffage électrique et pour chaque saison. À l'instar de la section précédente, il est rappelé que chacun des PHEVs incrémenté aux 10 000 courbes de charges domestiques possède des données différentes issues des distributions relatives aux heures de début de charges et de départ du domicile des PHEVs, leurs types et catégories ainsi que leurs états de charges obtenus à partir de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs. En variant la contrainte SOC_{final} imposée sur l'état de charge final du PHEV de 50% à 100% par pas de 5%, les courants de charges minimaux des PHEVs ont été évalués pour les 10 000 cas analysés. Les tableaux IV.55 et IV.56 recensent respectivement le contexte et les résultats de 8 cas d'études sélectionnés arbitrairement. Les figures

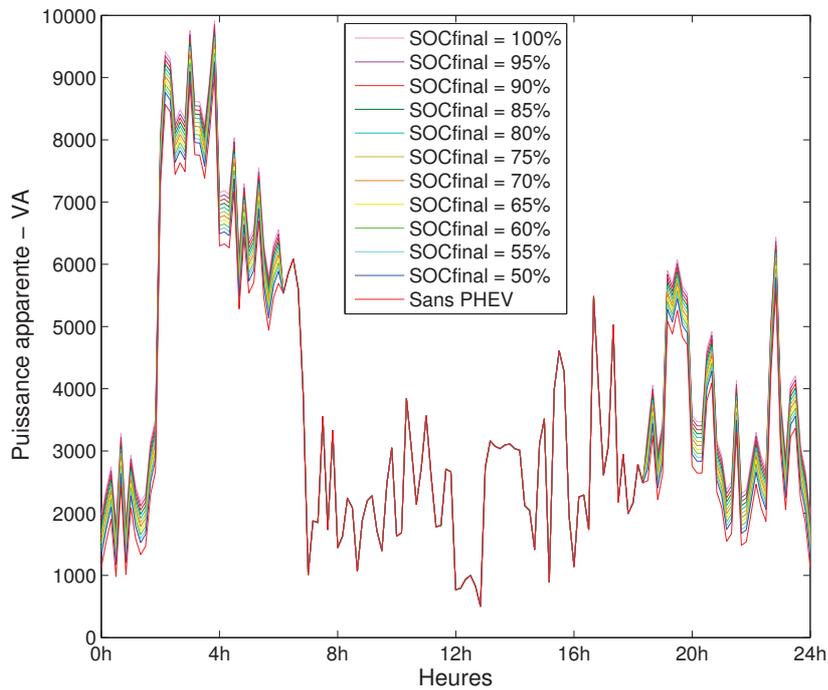
IV.118a et IV.118b illustrent les simulations relatives respectivement au cas 5 et au cas 8. Le tableau IV.57 expose les statistiques effectuées pour chacune des bases de données lorsque l'état de pleine charge du PHEV est souhaité à l'heure de départ du domicile par tous les utilisateurs. Le tableau IV.58 recense les résultats pour l'ensemble des 10 000 cas d'études pour une contrainte SOC_{final} variant de 50% à 100% par pas de 5%. La figure IV.119 illustre l'évolution des valeurs minimale, moyenne et maximale des courants de charges des PHEVs pour les 10 000 cas élucidés. La figure IV.120 illustre pour 2 bases de données choisies arbitrairement les 1000 courants de charge des PHEVs obtenus post application de l'algorithme de Programmation Dynamique. Enfin, en appliquant le courant de charge moyen obtenu pour l'ensemble des 10 000 cas en variant les valeurs imposées sur la contrainte SOC_{final} de 50% à 100%, le pourcentage de véhicules parmi les 10 000 qui atteignent le SOC final souhaité aux heures de départ du domicile est évalué à partir de l'algorithme Rule-Based présenté à la section précédente (tableau IV.59).

Cas	1	2	3	4	5	6	7	8
Type et catégorie	CC - 20	MS-SV - 40	FS-SV - 60	CC - 60	CC - 60	MS-S - 60	CC - 20	MS-SV - 40
Heure d'arrivée	16h20	14h	19h50	13h20	18h40	15h20	21h50	18h30
Heure de départ	08h50	08h10	7h30	6h50	8h40	7h30	7h20	6h10
SOC	65%	45%	90%	45%	50%	60%	70%	35%
Taille du logement	3P	4P	5P	6P	3P	4P	5P	6P
Chauffage électrique	Oui	Non	Oui	Non	Non	Oui	Non	Oui
Contrat souscrit	12kVA	9kVA	12kVA	9kVA	6kVA	12kVA	9kVA	12kVA
Saison	Été	Été	Été	Été	Hiver	Hiver	Hiver	Hiver

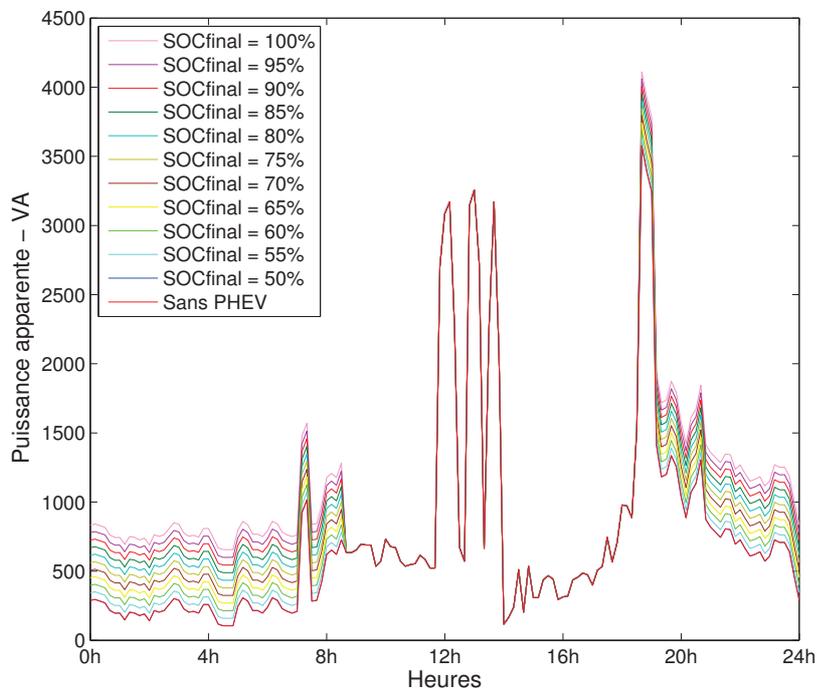
Tab. IV.55 – Données relatives aux 8 cas d'études

Cas	1	2	3	4	5	6	7	8
SOC _{final} - %								
100	0.49	2.06	1.06	2.13	2.42	1.92	0.72	3.75
95	0.42	1.87	0.53	1.94	2.18	1.68	0.60	3.46
90	0.35	1.69	0.00	1.75	1.94	1.45	0.48	3.17
85	0.28	1.50	0.00	1.56	1.70	1.21	0.36	2.89
80	0.21	1.32	0.00	1.36	1.46	0.97	0.24	2.60
75	0.14	1.13	0.00	1.17	1.22	0.73	0.12	2.31
70	0.07	0.94	0.00	0.98	0.98	0.49	0.00	2.03
65	0.00	0.76	0.00	0.78	0.74	0.25	0.00	1.74
60	0.00	0.57	0.00	0.59	0.494	0.00	0.00	1.45
55	0.00	0.38	0.00	0.39	0.25	0.00	0.00	1.17
50	0.00	0.19	0.00	0.20	0.00	0.00	0.00	0.88

Tab. IV.56 – Résultats relatifs aux 8 cas d'études – I_{charge} (A)



(a) Cas 5



(b) Cas 8

Fig. IV.118 – Exemples d'applications de l'algorithme de Programmation Dynamique

Saison	Chauffage	Maison	Min.	Moy.	Max.	Écart type	Variance	Covariance	Mode	Médiane
Été	Avec chauffage électrique	3P	0.05	1.60	7.53	1.21	1.02	1.02	1.19	1.30
		4P	0.05	1.59	6.83	1.21	1.02	1.02	1.92	1.25
		5P	0.06	1.62	11.1	1.32	1.21	1.21	0.94	1.25
		6P	0.06	1.61	9.66	1.29	1.17	1.17	0.80	1.25
	Sans chauffage électrique	3P	0.05	1.60	7.53	1.21	1.02	1.02	1.19	1.30
		4P	0.05	1.59	6.83	1.21	1.02	1.02	1.92	1.25
		5P	0.06	1.62	11.1	1.32	1.21	1.21	0.94	1.25
		6P	0.06	1.61	9.66	1.29	1.17	1.17	0.80	1.25
Hiver	Avec chauffage électrique	3P	0.06	1.63	7.91	1.31	1.19	1.19	0.49	1.31
		4P	0.06	1.63	9.32	1.24	1.08	1.08	2.16	1.33
		5P	0.07	1.59	8.10	1.22	1.04	1.04	0.65	1.29
		6P	0.06	1.71	8.66	1.35	1.27	1.27	0.32	1.39
	Sans chauffage électrique	3P	0.06	1.62	8.29	1.26	1.12	1.12	0.45	1.30
		4P	0.05	1.68	8.29	1.34	1.25	1.25	0.56	1.34
		5P	0.06	1.58	8.81	1.27	1.14	1.14	0.35	1.20
		6P	0.05	1.63	9.64	1.29	1.17	1.17	0.67	1.29

Tab. IV.57 – Résultats pour chaque base de données – $SOC_{final} = 100\% - I_{charge}$ (A)

Saison	SOC	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Été	Min.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
	Moy.	0,22	0,32	0,43	0,55	0,67	0,80	0,95	1,10	1,26	1,43	1,61
	Max.	3,15	3,94	4,73	5,52	6,31	7,10	7,89	8,69	9,49	10,3	11,1
Hiver	Min.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
	Moy.	0,23	0,33	0,44	0,56	0,69	0,82	0,97	1,12	1,28	1,45	1,63
	Max.	2,75	3,43	4,11	4,80	5,49	6,17	6,86	7,56	8,25	8,94	9,64
Mi-saison	Min.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
	Moy.	0,23	0,33	0,43	0,55	0,68	0,81	0,96	1,11	1,27	1,44	1,62
	Max.	3,15	3,94	4,73	5,52	6,31	7,10	7,89	8,69	9,49	10,3	11,1

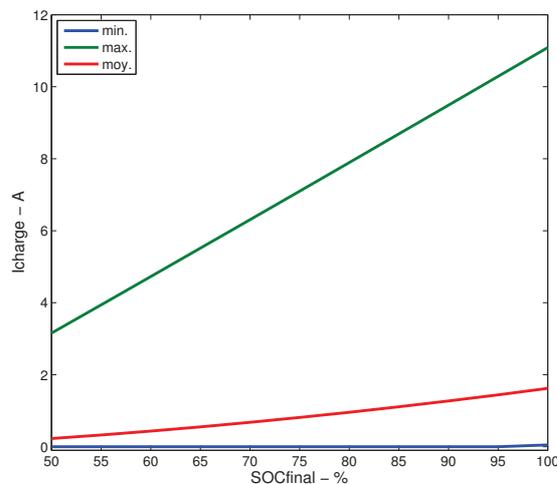
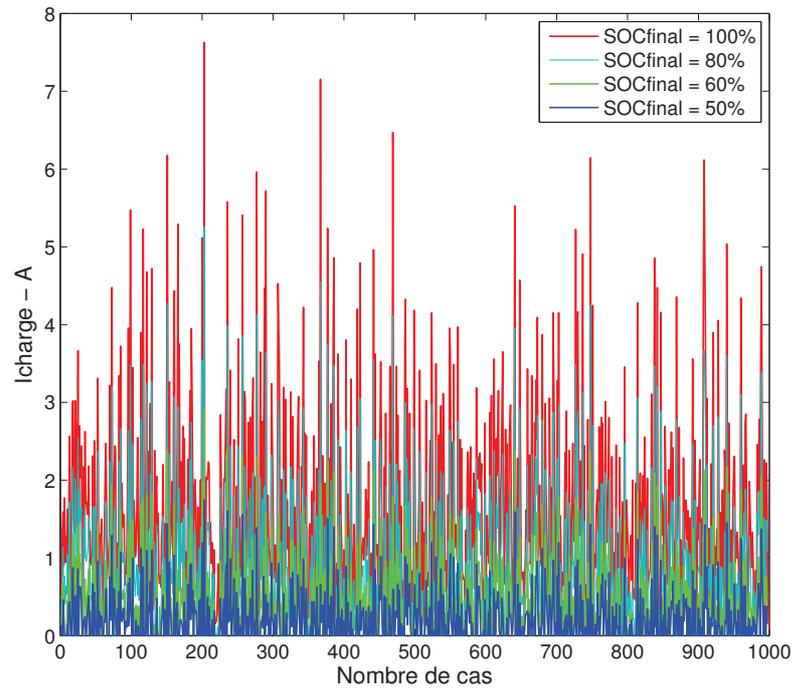
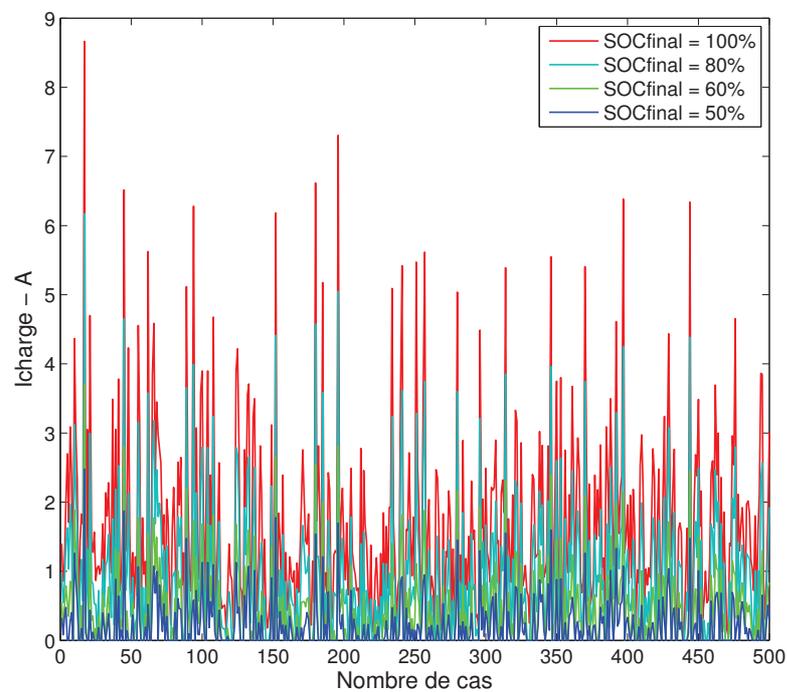
Tab. IV.58 – Résultats relatifs aux 10 000 cas d'études – I_{charge} (A)

Fig. IV.119 – Évolution des courants de charges des PHEVs pour les 10 000 cas



(a) 3P - Sans chauffage électrique - Été



(b) 6P - Avec chauffage électrique - Hiver

Fig. IV.120 - Bases de données des courants de charges des PHEVs

SOC _{final}	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
I _{charge}	0,23	0,33	0,43	0,55	0,68	0,81	0,96	1,11	1,27	1,44	1,62
%	97.7	98.0	98.2	98.7	98.9	99.1	99.1	99.2	99.2	99.3	99.4

Tab. IV.59 – Pourcentage de PHEVs qui atteignent le SOC_{final} désiré – I_{charge} (A)

3.5 Conclusion

Un algorithme de Programmation Dynamique a été développé pour déterminer la valeur minimale constante du courant ou de la puissance de charge d'un PHEV chargé à domicile, d'une part en garantissant que celui-ci atteigne l'état de charge souhaité à la prochaine utilisation et d'autre part, sans restriction de recharge durant les heures de pointes. L'application de l'algorithme sur 10 000 cas a démontré un constat significatif suivant lequel une puissance de charge des PHEVs intégrés en milieu résidentiel égale à 373W (230V-1.62A) assure statistiquement que 99.4% des PHEVs ont un état de charge égal à 100% à la prochaine utilisation. Partant, l'algorithme de Programmation Dynamique a permis la création des bases de données de courbes de charges des logements incrémentées par la consommation d'énergie induite par l'intégration d'un PHEV par maison chargé à une puissance de 373W. Ces bases de données ont permis la réalisation des analyses faisant l'objet de la suite de cette section, qui sont relatives à l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT alimentant un réseau résidentiel et au comportement du plan de tension d'un réseau de type résidentiel sans puis en présence d'un PHEV par maison chargé à 230V-16A puis post application des puissances obtenues à partir des algorithmes Rule-Based et de Programmation Dynamique en vue d'une approche comparative.

4 L'impact sur le vieillissement du transformateur HTA/BT

Les pré-requis permettant de mener l'étude et la méthodologie utilisée pour l'analyse du vieillissement du transformateur HTA/BT étant les mêmes que ceux exposés à la section précédente, le lecteur est convié à exploiter cette dernière. Cette partie s'attache donc à comparer les résultats sans puis avec l'intégration d'un PHEV par maison de prime abord chargé à 230V-16A démunie de gestion puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based et de l'algorithme de Programmation Dynamique. L'exercice principal consiste, par le biais d'une comparaison, à constater l'écart sur l'impact du vieillissement du transformateur lorsque 99.4% des PHEVs atteignent un état de charge égal à 100% d'une part, et lorsque tous les PHEVs atteignent l'état de pleine charge aux heures de départ du domicile d'autre part. À cet égard, le tableau IV.60 recense les taux de charges moyens obtenus à partir des 2000 courbes de charges générées à chaque point d'analyse caractérisé par le nombre de maisons constituant le réseau électrique allant de 0 à 120 par pas de 5 maisons. À l'instar de la section précédente, les disparités relatives aux taux de charges du transformateur ont motivé la considération de la courbe de charge moyenne obtenue à partir des 2000 générées à chaque point d'analyse. Le tableau IV.60 recense les taux de charges moyens issus de ces courbes de charges moyennes. À

titre d'exemple, la figure IV.121 illustre les courbes de charges moyennes pour chacun des cas étudiés pour le point d'analyse représentatif d'un réseau constitué de 70 maisons. En fonction du nombre de maison sur le réseau et/ou du taux de charge moyen initial sans PHEV du transformateur, le tableau IV.61 présente les résultats de la durée de vie en années du transformateur pour l'ensemble des cas étudiés. En considérant comme référence l'évolution de la durée de vie du transformateur sans PHEV ($D_{TR-PHEV-SANS}$), la vitesse de vieillissement de ce dernier causé par l'insertion des PHEVs pour l'ensemble des cas est illustrée par la figure IV.122. Le tableau IV.61 recense ces résultats de vitesse de vieillissement. Basée sur une équation polynomiale du troisième degré, l'équation 2.31 permet de calculer la vitesse de vieillissement du transformateur lorsque chaque maison constituant le réseau électrique est dotée d'un PHEV chargé à 373W correspondant à la puissance déterminée à partir de l'algorithme de Programmation Dynamique. Déterminée à la section précédente, l'équation 2.32 permet d'évaluer la vitesse de vieillissement du transformateur lorsque les PHEVs sont chargés à 230V-16A dépourvus de gestion d'intégration puis post application d'une puissance de charge égale à 800W obtenue à partir de l'algorithme Rule-Based sans restriction de recharge des PHEVs durant les heures pleines. Le tableau IV.62 indique les valeurs des paramètres de ces 3 équations.

Maison	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
Sans PHEV	7.6%	16.1%	30.0%	42.9%	55.9%	69.7%	82.5%	96.7%	109.3%	124.5%	135.3%	149.3%	163.6%
PHEV 16A	10.0%	19.9%	35.9%	51.4%	65.6%	82.2%	97.2%	113.2%	128.0%	145.3%	157.2%	173.1%	188.9%
Rule-Based	8.4%	17.3%	31.8%	45.7%	58.7%	73.3%	87.0%	101.3%	114.4%	130.3%	141.1%	155.6%	170.0%
Programmation Dynamique	7.8%	16.6%	30.5%	43.7%	56.7%	70.6%	83.4%	97.6%	110.4%	125.9%	136.3%	150.7%	164.8%
Sans PHEV	6.4%	15.3%	29.5%	43.1%	56.1%	70.1%	83.4%	97.4%	110.3%	126.0%	137.0%	150.9%	165.4%
PHEV 16A	7.4%	16.8%	32.1%	47.1%	61.2%	76.8%	92.0%	107.6%	122.1%	139.1%	150.5%	167.2%	182.8%
Rule-Based	6.6%	15.7%	30.3%	44.2%	57.6%	72.0%	85.7%	100.0%	113.3%	129.5%	140.7%	155.0%	169.9%
Programmation Dynamique	6.4%	15.4%	29.7%	43.4%	56.7%	70.8%	83.6%	98.0%	111.4%	126.9%	137.4%	152.1%	166.4%

Tab. IV.60 – Taux de charges moyens issus des 2000 courbes de charges générées et des courbes de charges moyennes

Maisons	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
Taux de charge	6.4%	15.3%	29.5%	43.1%	56.1%	70.1%	83.4%	97.4%	110.3%	126.0%	137.0%	150.9%	165.4%
$D_{TR-PHEV-SANS}$	565096.4	506945.9	369048.1	230833.9	126366.2	55373.6	21322.0	6446.9	1828.6	329.2	88.1	14.2	1.9
$D_{TR-PHEV-16A}$	556185.4	472648.0	291748	138609.2	54031.7	13582.4	2745.9	410.3	53.1	3.9	0.54	0.03	≈ 0
$D_{TR-PHEV-RB}$	560667.9	490029.0	329347.2	181328.2	85746.7	29373.6	8717.8	1966.4	413.0	53.0	11.02	1.13	0.11
$D_{TR-PHEV-DP}$	561382.2	492620.6	336339.0	193796.3	96354.0	37690.2	12888.0	3472.1	907.8	151.0	37.7	5.77	0.72
$V_{TR-PHEV-16A}$	1.02	1.07	1.26	1.67	2.34	4.08	7.76	15.71	34.46	83.36	163.04	503.15	1272.75
$V_{TR-PHEV-RB}$	1.01	1.03	1.12	1.27	1.47	1.89	2.45	3.28	4.43	6.21	8.00	12.56	16.97
$V_{TR-PHEV-DP}$	1.01	1.03	1.10	1.19	1.31	1.47	1.65	1.86	2.01	2.18	2.34	2.46	2.56

Tab. IV.61 – Durée de vie en années et vitesse de vieillissement du transformateur

$$V_{TR-PHEV-X} = A \times T_x^3 + B \times T_x^2 + C \times T_x + D \quad (2.31)$$

$$V_{TR-PHEV-X} = A \times \exp(B \times T_x) + C \times \exp(D \times T_x) \quad (2.32)$$

$V_{TR-PHEV-X}$	A	B	C	D
Sans PHEV	37.27	$5.506 \cdot 10^{-2}$	-37.37	$5.502 \cdot 10^{-2}$
Rule-Based	$79.71 \cdot 10^{-2}$	$-98.87 \cdot 10^{-4}$	$23.97 \cdot 10^{-2}$	$2.578 \cdot 10^{-2}$
Programmation Dynamique	$-5.48 \cdot 10^{-7}$	$15.74 \cdot 10^{-5}$	$-16.95 \cdot 10^{-4}$	1.016

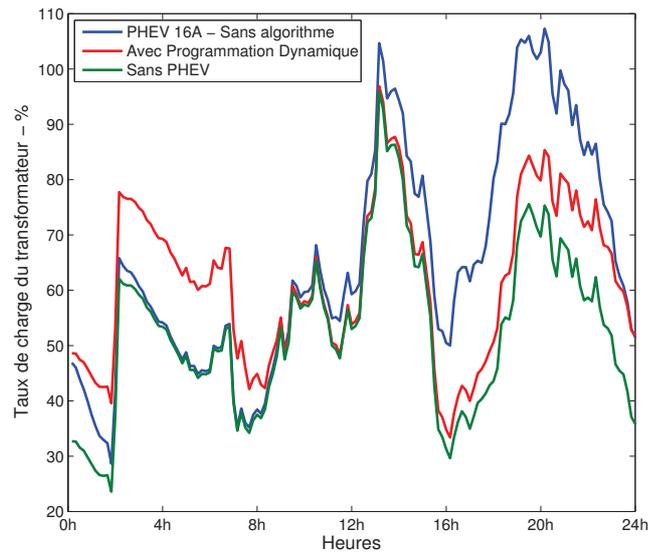
Tab. IV.62 – Valeurs des paramètres des équations – $V_{TR-PHEV-X}$ 

Fig. IV.121 – Courbes de charges moyennes du transformateur – 70 maisons

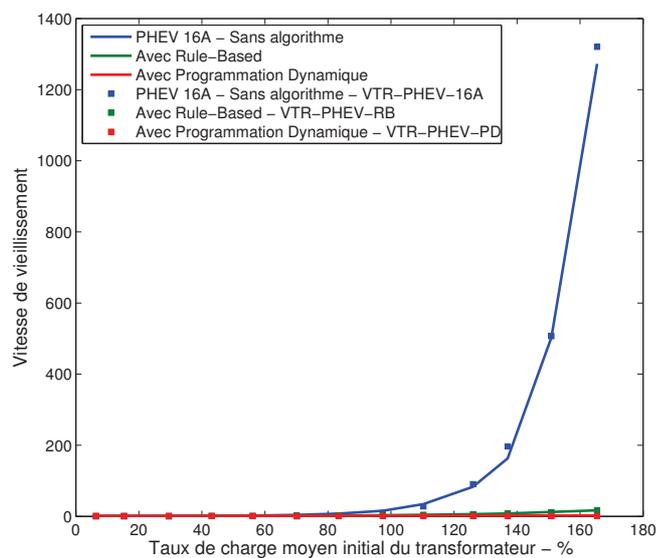


Fig. IV.122 – Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur

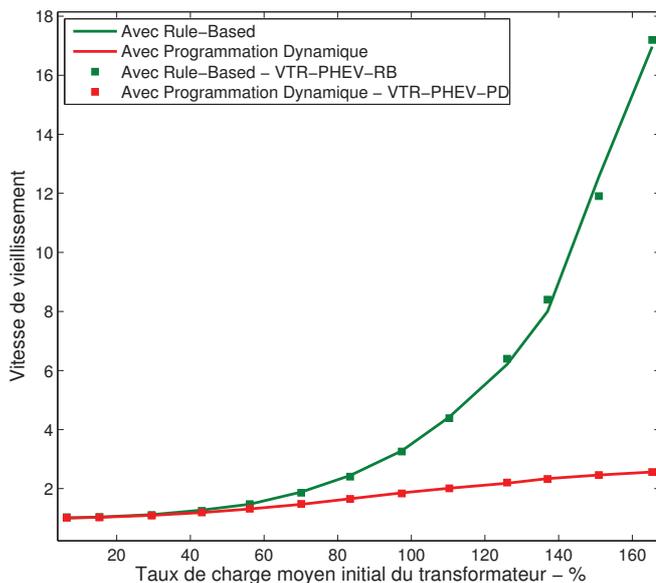


Fig. IV.122 – Évolution de la vitesse de vieillissement du transformateur – Zoom

5 L'impact sur le plan de tension du réseau résidentiel

À l'instar de la partie antérieure, les pré-requis permettant de mener l'étude et la méthodologie utilisée pour l'analyse de l'impact sur le plan de tension du réseau électrique de type résidentiel sont explicités à la section précédente. Toujours d'une manière identique à la partie présentée ci-dessus, le principal objectif de la présente analyse consiste à comparer les résultats sans puis avec l'intégration d'un PHEV par maison de prime abord chargé à 230V-16A démunie de gestion puis post application des puissances obtenues à partir de l'algorithme Rule-Based et de l'algorithme de Programmation Dynamique. À cet égard, le tableau IV.63 recense les résultats du critère ηV permettant l'évaluation de la qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel. La figure IV.123 illustre cette évolution de l'indice de qualité de la tension fournie aux logements. Les explications relatives à la méthode d'évaluation de l'indice ηV proposé sont appréciables à la section précédente.

ηV - %	Été						Hiver					
Time - minutes	10	20	30	40	50	60	10	20	30	40	50	60
Sans PHEV	93.1	95.8	96.5	97.0	97.9	99.0	76.0	76.6	77.4	78.8	79.7	80.2
PHEV 16A	81.1	82.6	83.0	84.7	85.2	87.2	65.5	67.7	69.1	71.0	72.6	73.6
Rule-Based	88.9	91.3	93.1	94.8	95.3	95.5	73.4	74.7	76.0	76.6	77.6	77.6
Programmation Dynamique	91.3	93.0	94.0	94.8	95.6	96.0	75.2	75.6	76.7	77.9	79.1	79.2
Sans PHEV => 16A	12.9	13.8	14.0	12.7	13.0	11.9	13.8	11.6	10.7	9.9	8.9	8.2
Sans PHEV => RB	4.5	4.7	3.5	2.3	2.7	3.5	3.4	2.5	1.8	2.8	2.6	3.2
Sans PHEV => DP	1.9	2.9	2.6	2.3	2.4	3.0	1.1	1.3	0.9	1.1	0.8	1.3

Tab. IV.63 – Qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel

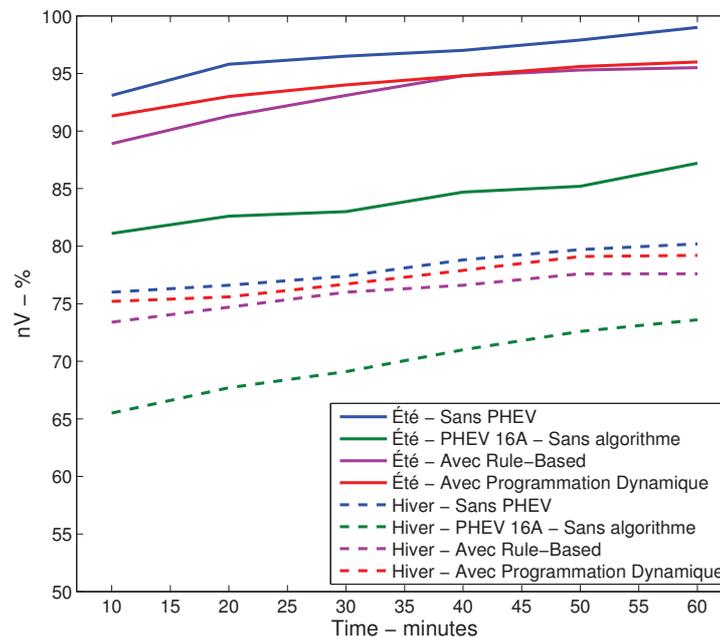


Fig. IV.123 – Évolution de l'indice de qualité du plan de tension sur le réseau résidentiel

6 Conclusion et perspectives

Eu égard à l'intégration des PHEVs en milieu résidentiel sans restriction de recharge pendant les heures pleines, l'application sur 10 000 cas de l'algorithme de Programmation Dynamique, déterminant la valeur minimale constante du courant ou de la puissance de charge d'un PHEV chargé à domicile, a démontré statistiquement qu'une puissance de charge de 400W environ permet à 99.4% des PHEVs d'atteindre l'état de pleine charge à l'heure de départ du domicile. En comparaison avec l'application d'une puissance de charge des PHEVs équivalente à 800W, assurant ainsi statistiquement que tous les PHEVs atteignent un état de charge égal à 100%, il en résulte que l'accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT, alimentant un réseau électrique de type résidentiel, et la dégradation du plan de tension d'un réseau électrique BT sont largement préservées. En sus de ce constat cohérent et éligible pour le Gestionnaire du Réseau de Distribution eu égard à son objectif d'assurer l'intégrité des réseaux électriques, un débat relatif à l'acceptabilité des usagers et des mesures de compensation s'impose. Ces derniers dépassant le cadre de ce manuscrit, une perspective est mentionnée consistant à estimer statistiquement les PHEVs n'ayant pas atteint l'état de pleine charge. D'une manière plus substantielle, l'élaboration d'un abaque liant les évolutions des paramètres (puissance de charge des PHEVs, pourcentage de PHEVs atteignant l'état de pleine charge, accélération du vieillissement d'un transformateur HTA/BT, qualité du plan de tension sur un réseau électrique BT et mesures compensatoires aux usagers) permettront de définir la puissance de charge "optimale" pour l'intégration d'un PHEV par logement.

CHAPITRE V

VEHICLE-TO-HOME (V2H)

Yapmak istediğimi sakalımın bir teli bile bilseydi, sakalımın o telini hemen koparır ve yakardım.

Fatih Sultan Mehmet (le Conquérant)

Even if a wire of my beard knew what I want to do, I would cut off the wire and burn it.

Résumé

Les études relatives au concept Vehicle-to-Home constituent, de prime abord, un algorithme de "Lissage des Pics de Consommation Domestique - LPCD" octroyant à la fois des avantages aussi bien pour l'utilisateur que le Gestionnaire du Réseau de Distribution (Section 1), puis une stratégie applicable en ligne de "Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement - MFEL" développée eu égard au système de facturation de l'électricité en France (Section 2). Enfin, une variante de l'algorithme "MFEL" basée sur la commande prédictive adaptable à tous les procédés de tarification énergétique est proposée (Section 3).

Chapitre V - Vehicle-to-Home (V2H)

Section 1 - Le Lissage des Pics de Consommation Domestique (LPCD)

Cultiver l'humilité revient à cultiver l'hypocrisie. L'humble n'a pas conscience de son humilité.

Gandhi

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	236
2	LES ÉLÉMENTS	236
3	LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE L'ALGORITHME LPCD	237
4	LES RÉSULTATS	238
4.1	Sans contrainte	240
4.2	L'introduction des contraintes sur les puissances de charge/décharge	243
4.3	L'introduction des contraintes sur l'état de charge des batteries	244
4.4	Avec toutes les contraintes	245
5	LA RÉOLUTION DE LA PROBLÉMATIQUE PAR DICHOTOMIE	248
6	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	255

1 Introduction

Les avantages octroyés par l'algorithme de Lissage des Pics de Consommation Domestique (LPCD) sont multiples aussi bien pour l'utilisateur que les gestionnaires du réseau électrique. D'une part, en sus d'inhiber les dépassements de l'abonnement d'électricité causés par la recharge du PHEV, il permet de réduire la puissance souscrite aboutissant à une économie financière pour l'utilisateur. À l'instar des mesures gouvernementales en faveur du développement des installations photovoltaïques dans le secteur résidentiel, le bénéfice budgétaire dépendra indéniablement du quotient entre le prix de rachat de l'électricité et l'usure des batteries du véhicule. D'autre part, la généralisation du procédé à un groupe de logements, constituant un réseau électrique de type résidentiel, conduira incontestablement à préserver son intégrité en minimisant le vieillissement du transformateur HTA/BT et en assurant le respect de la norme en vigueur relative à la qualité de l'énergie fournie. Ipso facto, l'algorithme LPCD peut s'intégrer de concert aux concepts V2H et V2G. Les travaux présentés dans cette section portent sur l'application de l'algorithme LPCD sur 10 000 cas d'études où chacun est représentatif de l'insertion d'un PHEV par maison. De prime abord, les éléments nécessaires pour la faisabilité de l'étude sont rappelés. Puis, le principe de fonctionnement et les résultats de simulations de l'application de l'algorithme LPCD sont exposés. Ensuite, une méthode dichotomique, permettant la résolution optimale de l'ensemble de la problématique satisfaisant toutes les contraintes, est présentée. Enfin, les conclusions et perspectives clôturent l'analyse.

2 Les éléments

La réalisation de cette étude nécessite l'utilisation des éléments faisant l'objet du Chapitre II. Ces derniers représentent d'une part les bases de données des courbes de charges des logements (section 2) et d'autre part, les relations analytiques pour le suivi dynamique de la tension et de l'état de charge (State-of-Charge - SOC) des batteries ainsi que la caractéristique du rendement en fonction de la puissance du chargeur bidirectionnel des PHEVs dans la perspective d'une prise en compte des pertes dues à la conversion de l'énergie (section 3). Enfin, les distributions composées de 10 000 caractéristiques, contenant les heures d'arrivée et de départ (figure V.124), les types et catégories (figure V.125) ainsi que les états de charges (figure V.126) relatifs aux PHEVs, générées à partir de l'algorithme probabilistique de connexions des PHEVs, ont été exploitées (section 3).

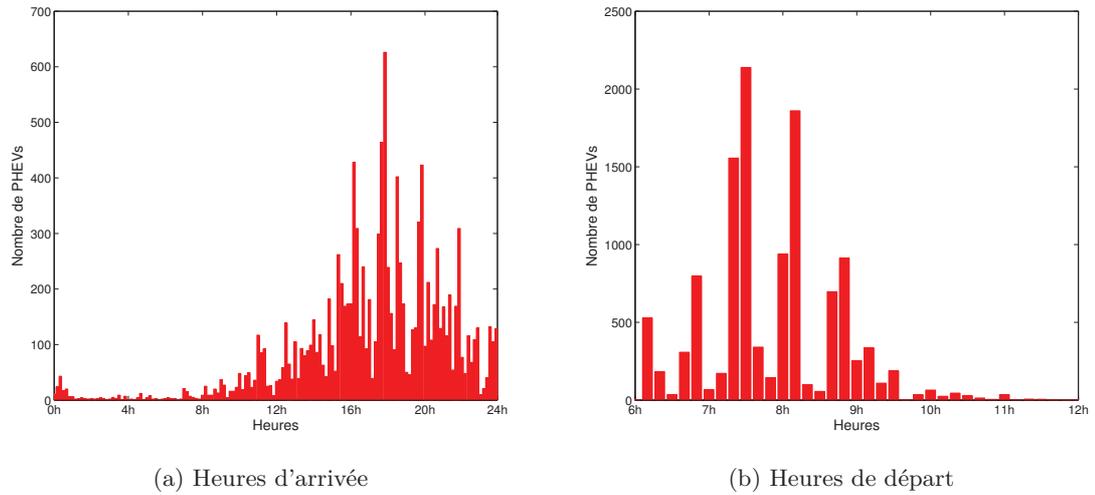


Fig. V.124 – Déplacement des individus – Simulations

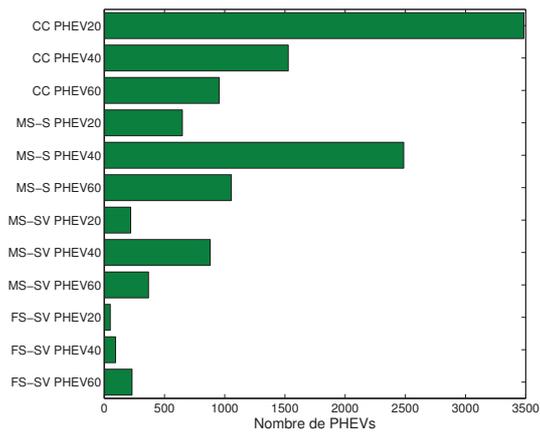


Fig. V.125 – Types et catégories des PHEVs

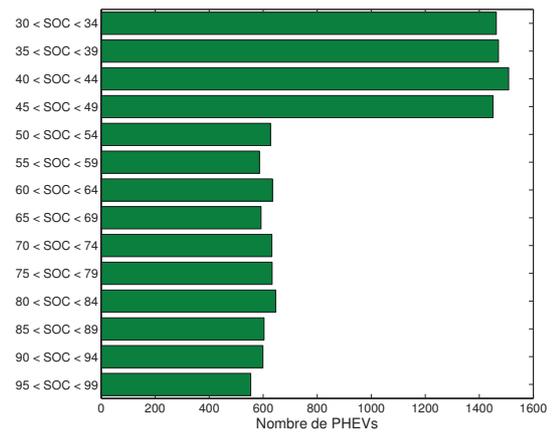


Fig. V.126 – SOC des PHEVs

3 Le principe de fonctionnement de l'algorithme LPCD

L'algorithme de Lissage des Pics de Consommation Domestique (LPCD) proposé appartient à la catégorie regroupant les stratégies à bases de règles communément nommées Rule-Based. Généralement classifiée comme une méthode applicable en ligne, la nature du problème et la nécessité de connaître la courbe de charge du logement impliquent le caractère hors ligne de l'algorithme LPCD. Bien que la littérature assimile les stratégies Rule-Based à des algorithmes sous-optimaux dont les modes de fonctionnement imposés sont généralement définis par intuition, il est entendu que l'algorithme LPCD aboutit à l'obtention d'une solution optimale pour le pas de temps fixé. Ce dernier se manifeste par la discrétisation de la courbe de charge domestique selon différentes valeurs. Eu égard à la problématique traitée, il est intuitivement trivial d'en déduire que l'optimum est atteint

lorsque le profil de la consommation d'électricité du logement alimenté par le réseau électrique est égal à la moyenne arithmétique de la courbe de charge domestique incrémentée de la courbe de charge du PHEV. Cela justifie la présomption suscitée relative à l'obtention de la solution optimale. Le principe de l'algorithme LPCD est le suivant. De prime abord, l'algorithme définit la puissance de charge minimale constante, S_{PHEV} , sur toute la durée où le véhicule est disponible pour la recharge. À cet égard, l'heure d'arrivée et de départ du domicile de l'utilisateur, l'état de charge du PHEV à l'arrivée et l'état de charge désiré au départ ainsi que la capacité du pack de batteries sont connus. Puis, la puissance moyenne, $S_{MOYENNE}$, est calculée. Celle-ci requiert la connaissance à priori de la courbe de charge du logement confirmant ainsi la nature de l'algorithme LPCD. Enfin, la charge ou décharge du PHEV est commanditée à chaque pas de temps suivant que la courbe de charge de la maison sera respectivement inférieure ou supérieure à la puissance moyenne définie à l'étape précédente. La figure V.127 illustre le synoptique de l'algorithme de Lissage des Pics de Consommation Domestique (LPCD).

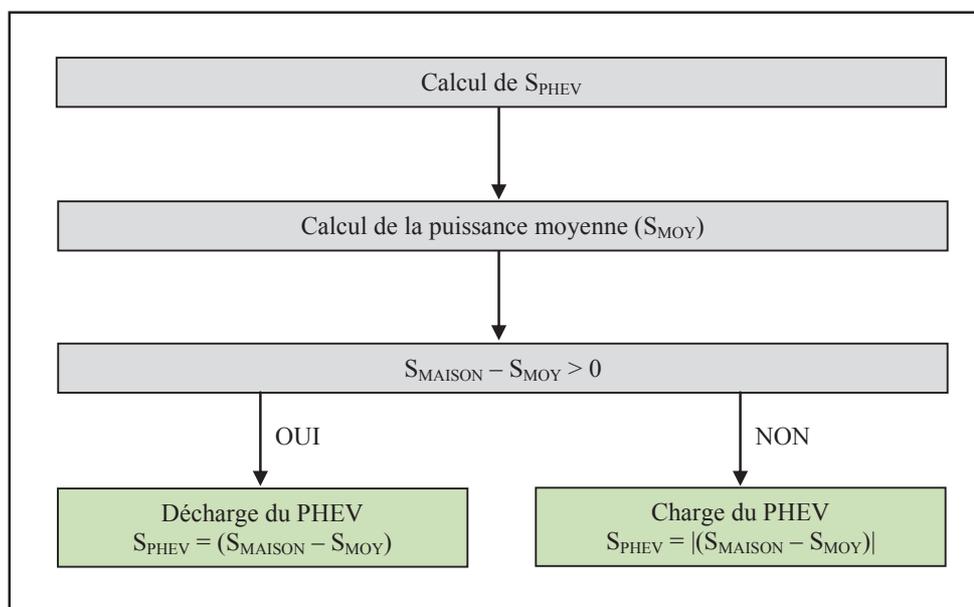


Fig. V.127 – Synoptique de l'algorithme LPCD

4 Les résultats

La présente partie expose les résultats de l'application de l'algorithme LPCD sur 10 000 cas d'études. Initialement, les résultats sans contraintes sont illustrés. Puis, les contraintes relatives d'une part, aux puissances maximale et minimale de charge et de décharge des PHEVs intégrés en milieu résidentiel et d'autre part, aux niveaux maximal et minimal de l'état de charge des batteries sont introduites séparément. S'ensuit l'exposition des résultats obtenus par la prise en considération simultanée des deux précédentes contraintes. En sus des résultats portant sur les 10 000 cas d'études, quatre exemples pertinents sont sélectionnés et illustrés pour chacune des analyses menées. À ce titre, la figure V.128 illustre les courbes de charges de ces 4 logements. Le tableau V.64 recense les données.

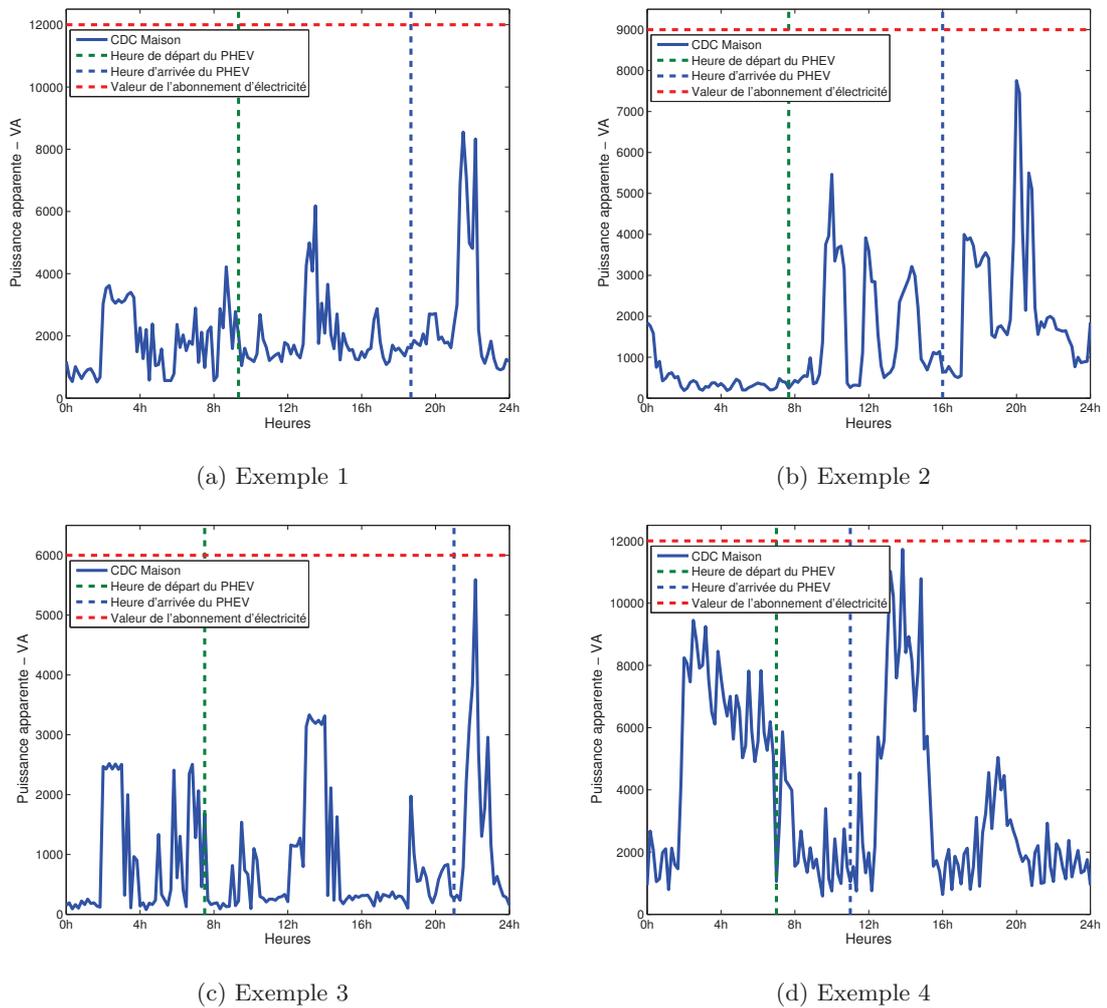


Fig. V.128 – Problématique de chargement des PHEVs

Exemple	1	2	3	4
PHEV				
Catégorie	CC	MS-S	FS-SV	MS-S
Capacité	16.1Ah	18.4Ah	87.4Ah	36.8Ah
Type	PHEV20	PHEV20	PHEV60	PHEV40
Heure d'arrivée	18h30	15h50	20h50	10h50
Heure de départ	9h10	7h30	7h20	6h50
SOC	70%	55%	35%	30%
Maison				
Taille du logement	6P	5P	3P	3P
Chauffage électrique	Oui	Non	Non	Oui
Contrat souscrit	12kVA	9kVA	6kVA	12kVA
Saison	Été	Hiver	Été	Hiver

Tab. V.64 – Données relatives aux 4 exemples

4.1 Sans contrainte

Les résultats de l'application de l'algorithme LPCD sur les 4 études de cas sont exposés. En premier lieu, la figure V.129 illustre l'incrémentation de la puissance de charge du PHEV sur la courbe de charge domestique et la puissance moyenne résultant pour chacun des exemples traités. En second lieu, la figure V.130 présente les profils des puissances échangées post application de l'algorithme LPCD sans contrainte. En troisième lieu, l'évolution de l'état de charge du PHEV pour chaque exemple est démontrée par la figure V.131. À l'instar de la section 2 chapitre IV, l'analyse de l'impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt sur la précision de l'algorithme LPCD a été réalisée. Corrélée à la fréquence des relevés de consommation d'électricité des appareils électriques domestiques qui équivaut initialement à 10 minutes, les courbes de charges domestiques, ipso facto, le pas de temps de l'algorithme, ont été discrétisées selon différentes valeurs via la méthode d'interpolation linéaire. Le tableau V.65 recense les résultats. Bien que l'impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt constaté eu égard aux 4 exemples soit faible, l'exercice a été réitéré pour les 10 000 cas d'études. À cet égard, le tableau V.66 énumère l'ensemble des résultats. Malgré le faible pourcentage de PHEVs ayant atteint un état de charge final égal à 100% à l'heure de départ du domicile, le SOC moyen obtenu à partir des 10 000 cas d'études démontre le bon fonctionnement de l'algorithme. Eu égard à l'évolution de la précision des résultats en fonction de la diminution du pas de temps, les valeurs théoriques égales à 100% des deux paramètres susmentionnés sont très délicates à obtenir et conduisent à des temps de simulations très excessifs. C'est la raison pour laquelle les travaux n'ont pas été orientés dans l'objectif d'atteindre ces valeurs théoriques.

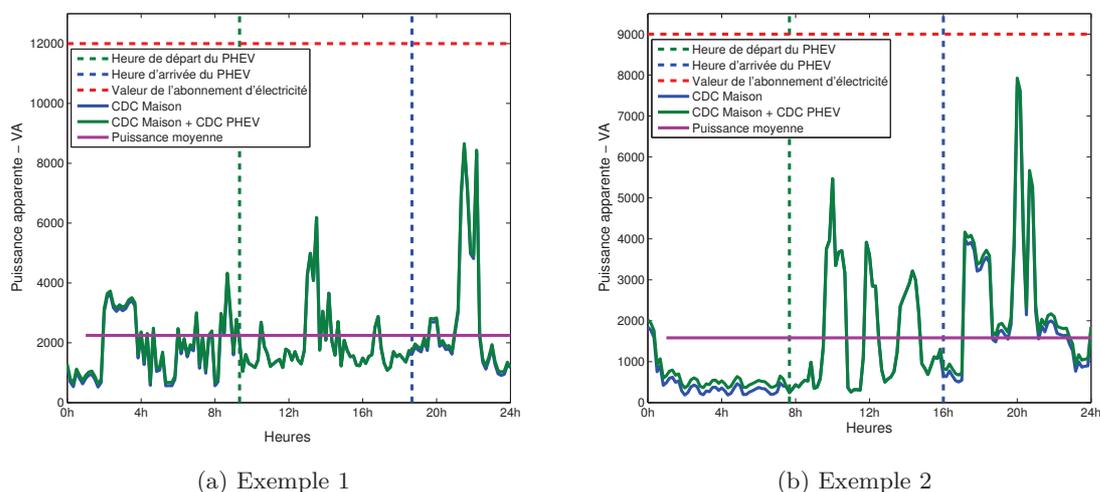
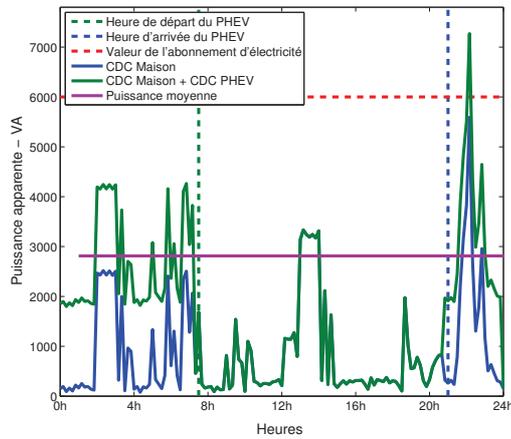


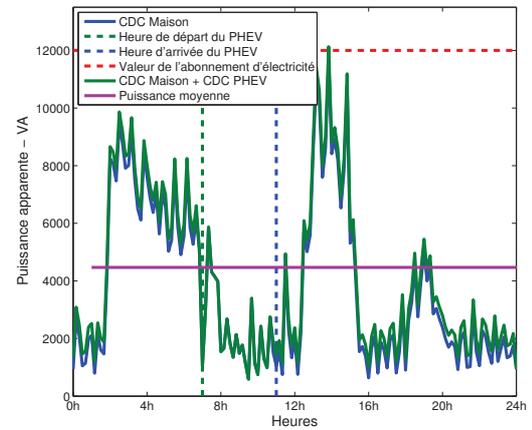
Fig. V.129 – Intégration des PHEVs à puissance de charge constante

Exemple	1	2	3	4
10mins	95.21%	95.98%	99.67%	90.89%
1min	96.54%	99.93%	99.70%	91.03%
10s	96.56%	100.0%	99.72%	91.06%

Tab. V.65 – Impact de la variation du pas de discrétisation du temps Δt – SOC_{final}

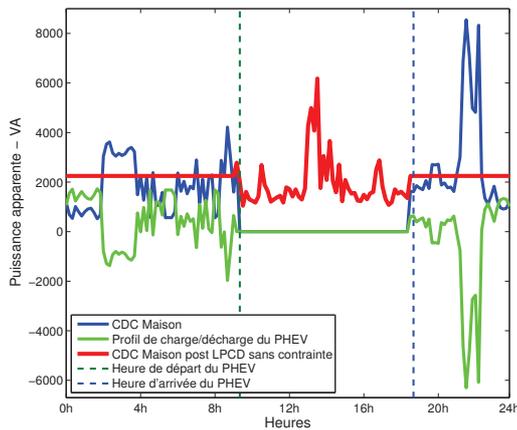


(c) Exemple 3

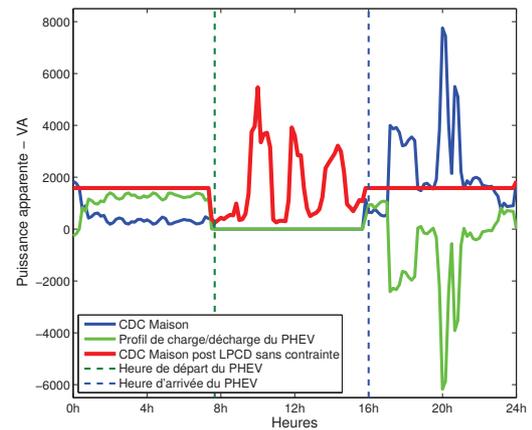


(d) Exemple 4

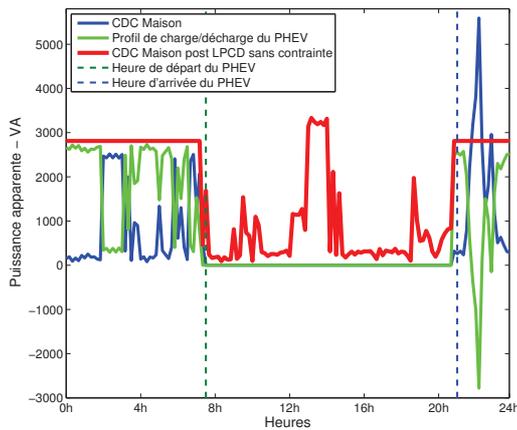
Fig. V.129 – Intégration des PHEVs à puissance de charge constante



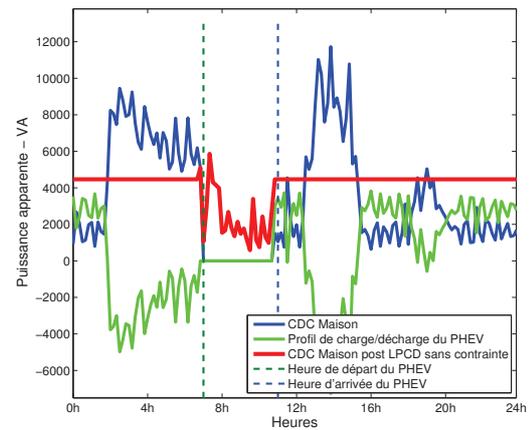
(a) Exemple 1



(b) Exemple 2

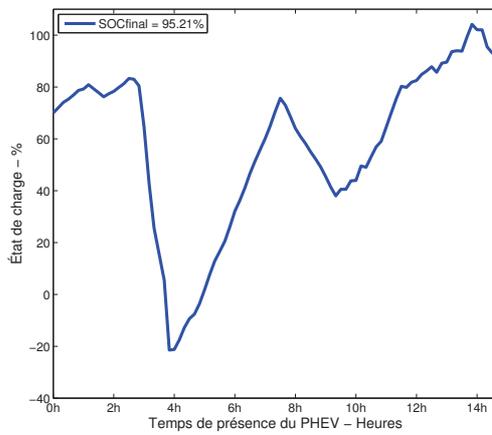


(c) Exemple 3

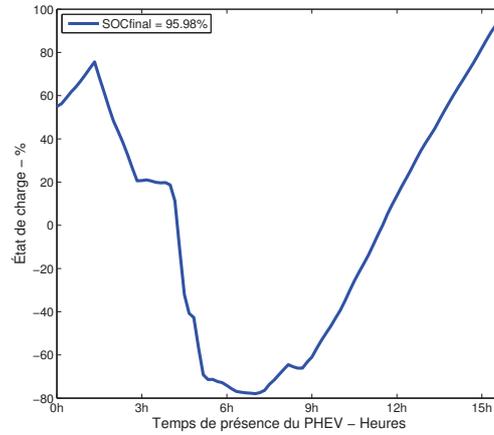


(d) Exemple 4

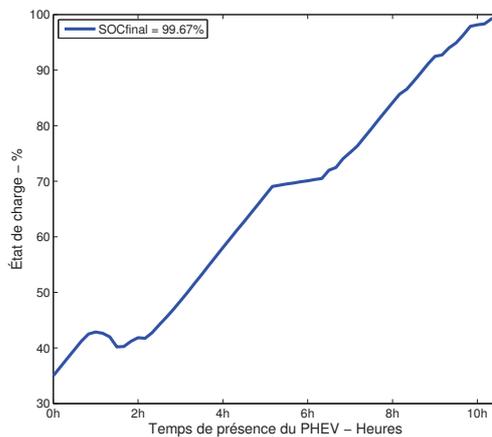
Fig. V.130 – Application de l'algorithme LPCD – Sans contrainte



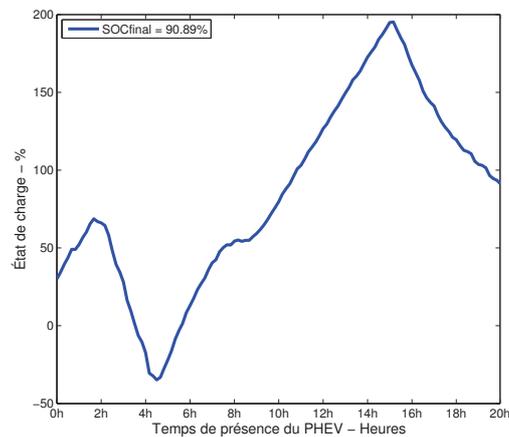
(a) Exemple 1



(b) Exemple 2



(c) Exemple 3



(d) Exemple 4

Fig. V.131 – Algorithme LPCD sans contrainte – Évolution du SOC des batteries

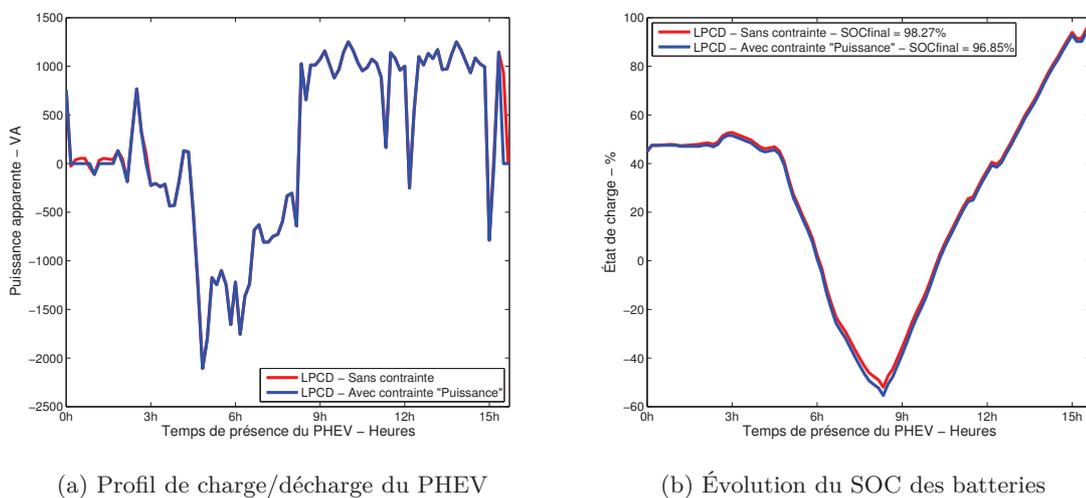
Saison	Δt	Sans chauffage électrique			Avec chauffage électrique			Toutes les bases de données		
		SOCmoy %	SOCfinal = 100%	S moy VA	SOCmoy %	SOCfinal = 100%	S moy VA	SOCmoy %	SOCfinal = 100%	S moy VA
Été	10mins	99.00	63.58	1146.34	98.99	63.28	1149.32	98.99	63.43	1147.83
	1min	99.66	79.53	1150.63	99.67	79.35	1153.61	99.67	79.44	1152.12
	10s	99.71	84.00	1154.94	99.72	81.43	1160.52	99.71	82.71	1157.73
Hiver	10mins	99.09	75.10	1297.44	94.91	3.35	3820.20	97.00	39.23	2558.82
	1min	99.72	75.25	1303.73	97.08	29.20	3837.28	98.40	52.23	2570.50
	10s	99.81	75.63	1309.88	97.26	31.85	3838.77	98.53	53.74	2574.32
Mi-saison	10mins	99.04	69.34	1221.89	96.95	33.31	2484.76	98.00	51.33	1853.33
	1min	99.69	77.39	1227.18	98.37	54.28	2495.44	99.03	65.83	1861.31
	10s	99.76	79.81	1232.41	98.49	56.64	2499.65	99.12	68.23	1866.03

Tab. V.66 – Résultats – 10 000 cas – LPCD sans contrainte

4.2 L'introduction des contraintes sur les puissances de charge/décharge

L'exercice d'application de l'algorithme LPCD sur 10 000 cas d'études est réitéré en introduisant la contrainte relative aux puissances maximale et minimale de charge et de décharge des PHEVs conformément aux valeurs énoncées à la section 3 du Chapitre II et rappelées par le biais de l'équation 1.1. Les limites minimales égales à $\pm 100 \text{ VA}$, relatives respectivement à une charge et décharge du PHEV, découlent de la caractéristique du rendement du chargeur bidirectionnel présenté à la section suscitée. La contrainte introduite étant peu enfreinte, les résultats diffèrent très sensiblement en comparaison avec l'analyse précédente. La figure V.132 illustre un exemple d'application où la contrainte étudiée est transgressée. Le tableau V.67 recense les résultats relatifs aux 10 000 cas d'études.

$$P_{Batteries-min} (\pm 100 \text{ W}) \leq P_{Batteries} (t) \leq P_{Batteries-max} (\pm 7360 \text{ W}) \quad (1.1)$$



(a) Profil de charge/décharge du PHEV

(b) Évolution du SOC des batteries

Fig. V.132 – Application de l'algorithme LPCD – Avec contrainte "Puissance"

Saison	Δt	Sans chauffage électrique		Avec chauffage électrique		Toutes les bases de données	
		SOCmoy %	SOCfinal = 100%	SOCmoy %	SOCfinal = 100%	SOCmoy %	SOCfinal = 100%
Été	10mins	98.90	60.78	98.90	60.68	98.90	60.73
	1min	99.57	77.23	99.57	77.15	99.57	77.19
	10s	99.62	77.50	99.61	77.43	99.61	77.46
Hiver	10mins	99.70	74.60	94.76	10.00	97.23	42.30
	1min	99.73	74.65	97.05	29.10	98.39	51.88
	10s	99.78	74.70	97.22	31.75	98.50	53.23
Mi-saison	10mins	99.30	67.69	96.83	35.34	98.06	51.51
	1min	99.65	75.94	98.31	53.13	98.98	64.53
	10s	99.70	76.10	98.42	54.59	99.06	65.34

Tab. V.67 – Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "Puissance"

4.3 L'introduction des contraintes sur l'état de charge des batteries

Dans cette partie, l'impact de l'introduction de la contrainte décisive, correspondant aux niveaux maximal et minimal de l'état de charge des batteries des PHEVs, est évalué (équation 1.2). À cet égard, la figure V.133 illustre l'évolution du SOC pour les 4 exemples utilisés continuellement. Le tableau V.68 recense les résultats relatifs aux 10 000 cas d'études. Le constat est sans équivoque. La contrainte liée à l'état de charge des batteries des PHEVs influence indéniablement les résultats.

$$30\% \leq SOC \leq 100\% \quad (1.2)$$

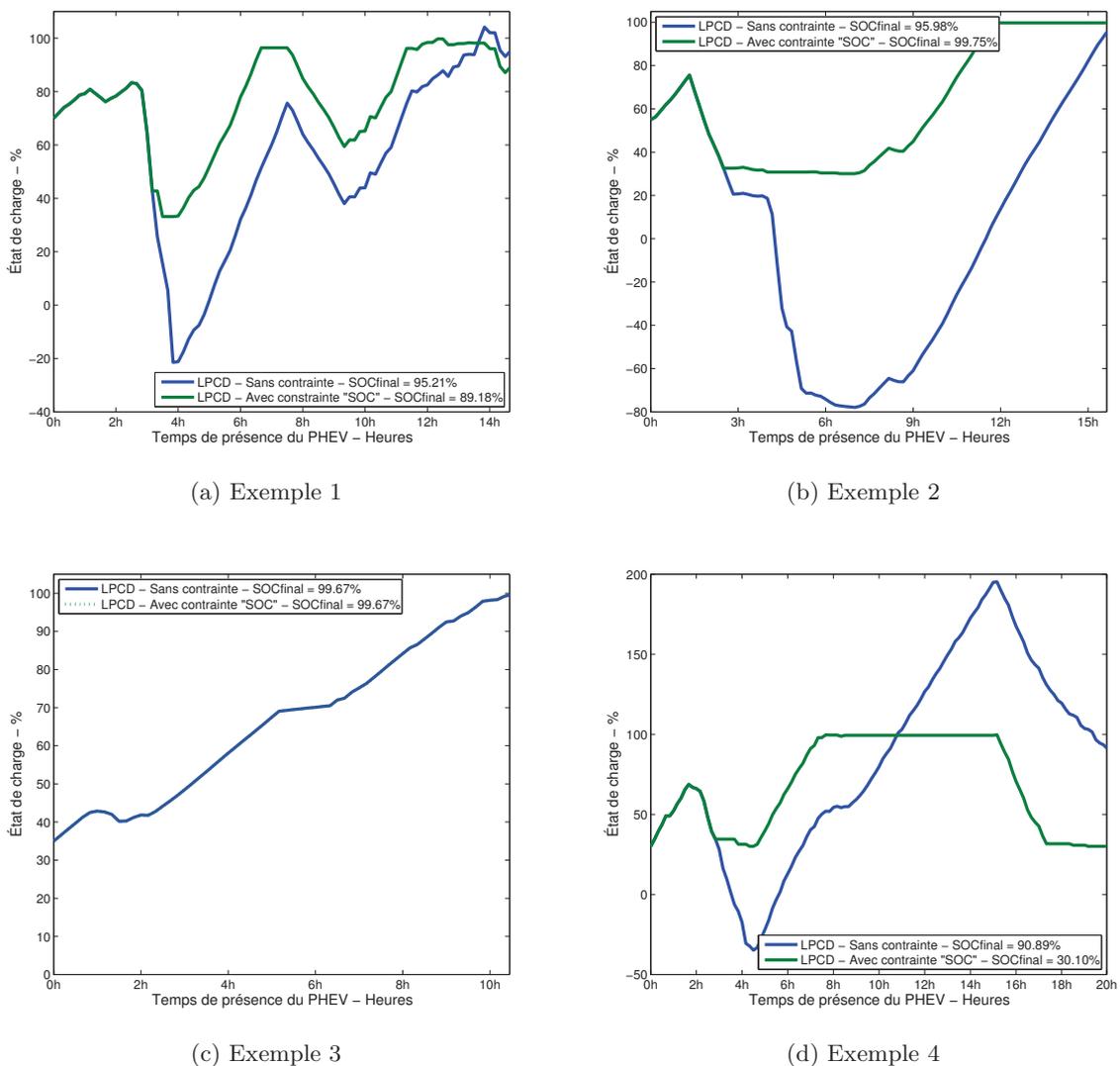


Fig. V.133 – Algorithme LPCD avec contrainte "SOC" – Évolution du SOC des batteries

Saison	Δt	Sans chauffage électrique		Avec chauffage électrique		Toutes les bases de données	
		SOCmoy %	SOCfinal = 100%	SOCmoy %	SOCfinal = 100%	SOCmoy %	SOCfinal = 100%
Été	10mins	96.82	58.18	96.84	58.08	96.83	58.13
	1min	97.20	69.78	97.20	61.75	97.20	65.76
	10s	97.21	69.95	97.24	62.25	97.22	66.10
Hiver	10mins	96.47	56.83	60.26	4.10	78.36	30.46
	1min	96.90	70.00	61.32	8.85	79.11	39.43
	10s	96.92	70.25	61.45	9.00	79.18	39.63
Mi-saison	10mins	96.64	57.50	78.55	31.09	87.60	44.29
	1min	97.05	69.89	79.26	35.30	88.16	52.59
	10s	97.13	70.10	79.34	35.63	88.24	52.86

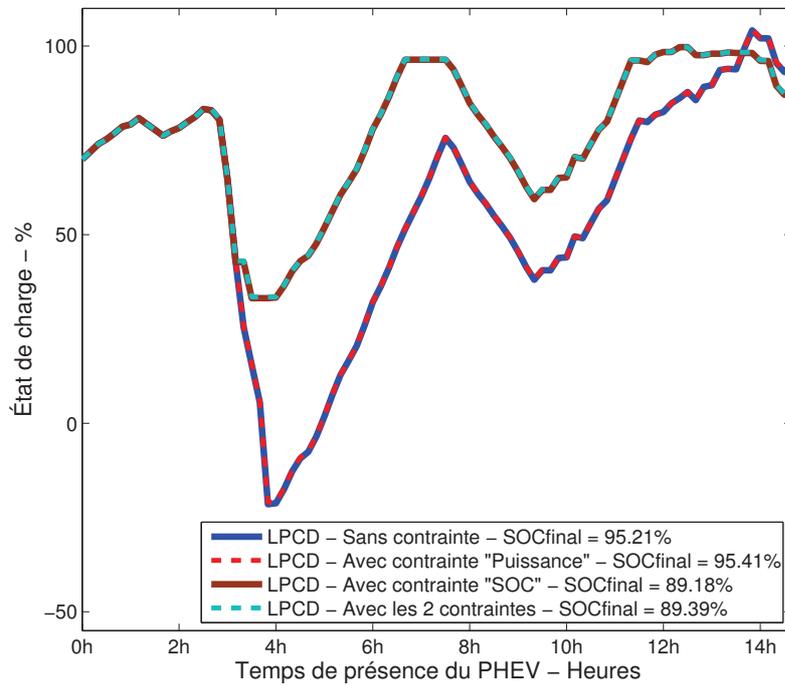
Tab. V.68 – Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "SOC"

4.4 Avec toutes les contraintes

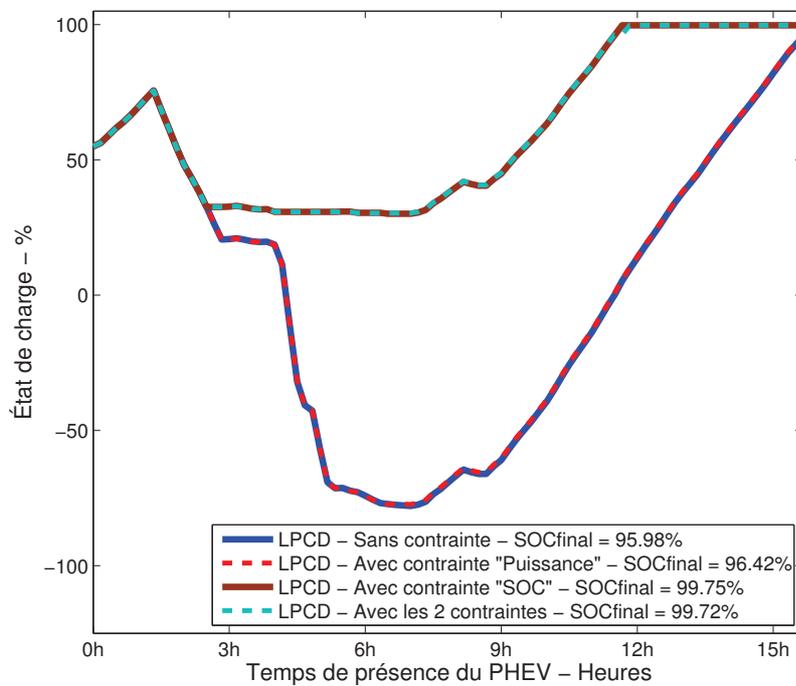
Cette partie consiste à établir l'impact de la prise en considération simultanée des deux précédentes contraintes, d'une part celle relative aux puissances maximale et minimale de charge et de décharge des PHEVs et d'autre part, celle correspondant aux niveaux maximal et minimal de l'état de charge des batteries des PHEVs. Par conséquent, l'évolution de l'état de charge du PHEV pour chaque exemple est illustrée par la figure V.134. Le tableau V.69 recense les résultats relatifs aux 10 000 cas d'études. La constatation est cohérente eu égard aux remarques suscitées aux parties précédentes. Les résultats diffèrent peu de l'étude considérant exclusivement la contrainte corrélative au SOC des batteries.

Saison	Δt	Sans chauffage électrique		Avec chauffage électrique		Toutes les bases de données	
		SOCmoy %	SOCfinal = 100%	SOCmoy %	SOCfinal = 100%	SOCmoy %	SOCfinal = 100%
Été	10mins	96.73	56.63	96.77	56.58	96.75	56.60
	1min	97.14	68.73	97.17	68.68	97.16	68.70
	10s	97.16	68.90	97.18	68.73	97.17	68.81
Hiver	10mins	96.37	55.38	60.23	1.68	78.30	28.53
	1min	96.82	69.40	61.28	4.30	79.05	36.85
	10s	96.83	69.63	61.40	8.60	79.12	39.11
Mi-saison	10mins	96.55	56.00	78.50	29.13	87.52	42.56
	1min	96.98	69.06	79.22	36.49	88.10	52.78
	10s	97.00	69.26	79.29	38.66	88.14	53.96

Tab. V.69 – Résultats – 10 000 cas – LPCD avec les 2 contraintes ("Puissance" et "SOC")

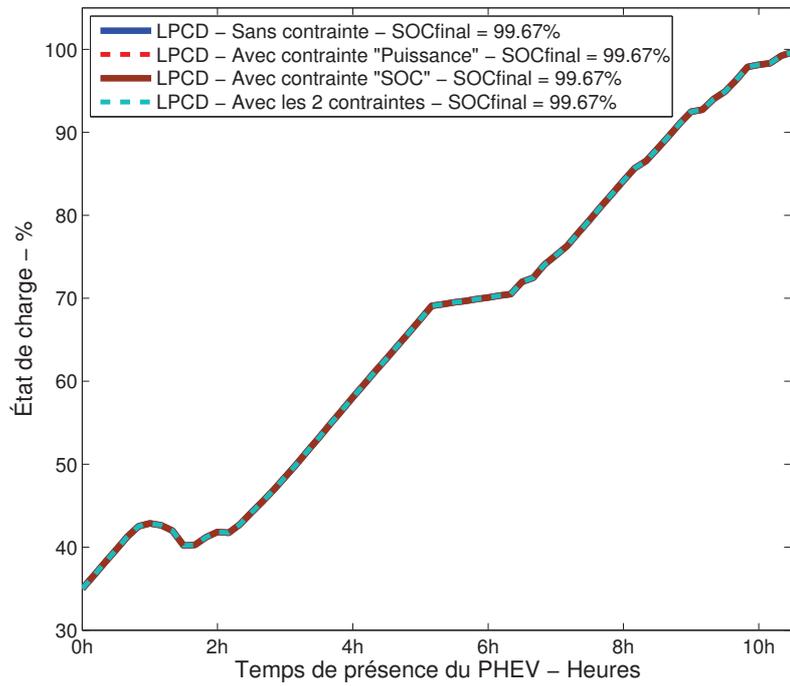


(a) Exemple 1

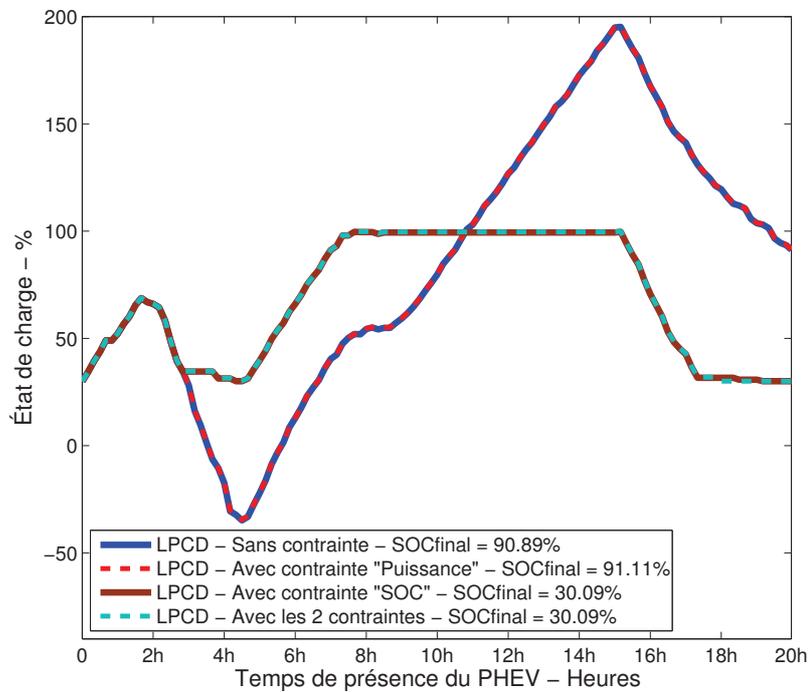


(b) Exemple 2

Fig. V.134 – Algorithme LPCD avec les 2 contraintes – Évolution du SOC des batteries



(c) Exemple 3



(d) Exemple 4

Fig. V.134 – Algorithme LPCD avec les 2 contraintes – Évolution du SOC des batteries

5 La résolution de la problématique par dichotomie

Les résultats consignés aux parties précédentes confirment les propos évoqués dans [Ste94] selon lesquels la solution optimale d'un problème est parfois induite par les contraintes imposées par les éléments constituant le système. Partant, pour le pas de temps fixé, les résultats optimaux ont été déterminés. Néanmoins, l'objectif convoité est de définir la puissance moyenne au sens optimal où la problématique est satisfaite dans son ensemble. C'est à dire, en garantissant que tous les PHEVs atteignent un état de charge égal à 100% à l'heure de départ du domicile. Pour cela, une résolution par dichotomie est appliquée pour les différents pas de temps précédemment testés en considérant la puissance moyenne, désormais nommée puissance optimale, telle que le paramètre de décision de l'algorithme. La méthode a été appliquée aux 10 000 cas d'études, de prime abord sans contrainte, puis en introduisant celles-ci progressivement à l'instar de la partie précédente. Les 4 exemples exploités durant toute l'analyse sont respectivement illustrés par les figures V.136, V.137, V.138 et V.139 post application de la stratégie basée sur une résolution par dichotomie. La figure V.135 représente la légende commune à ces 4 figures. Les tableaux V.70, V.71, V.72 et V.73 recensent les résultats relatifs aux 10 000 cas d'études pour chaque cas analysé. La figure V.140 expose l'évolution du SOC_{MOYEN} obtenu à partir de la puissance moyenne pour l'ensemble des cas. Une illustration récapitulative de l'ensemble des résultats est réalisée par la figure V.141. Eu égard au faible impact de la contrainte relative aux puissances maximale et minimale de charge et de décharge des PHEVs, il est constaté que les résultats relatant la puissance optimale obtenue d'une part, de l'introduction de la contrainte correspondant aux niveaux maximal et minimal de l'état de charge des batteries et d'autre part, de la prise en considération simultanée des deux contraintes, sont très proches. Bien que singulière, la puissance optimale résultant des simulations considérant toutes les contraintes est même inférieure en comparaison avec celle induite de l'appréciation seule de la contrainte sur l'état de charge des batteries. La principale cause de cette constatation est la recherche de $SOC_{FINAL} = 100\%$ attestant l'état de pleine charge des PHEVs aux heures de départ du domicile. Ceci étant idéalisé eu égard au temps de présence de quelques PHEVs parmi les 10 000 cas d'études, une détermination par tâtonnement de la puissance optimale a donc été réalisée et justifie le phénomène observé.

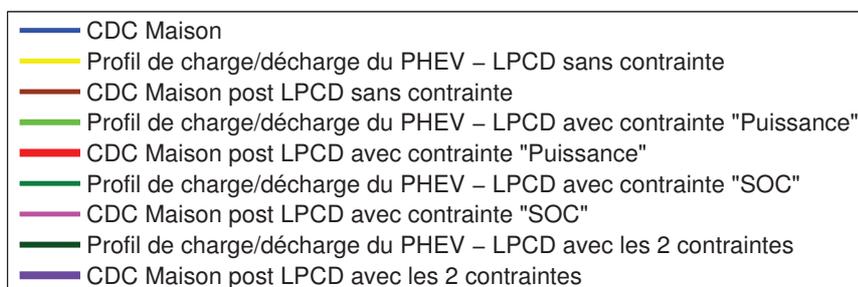
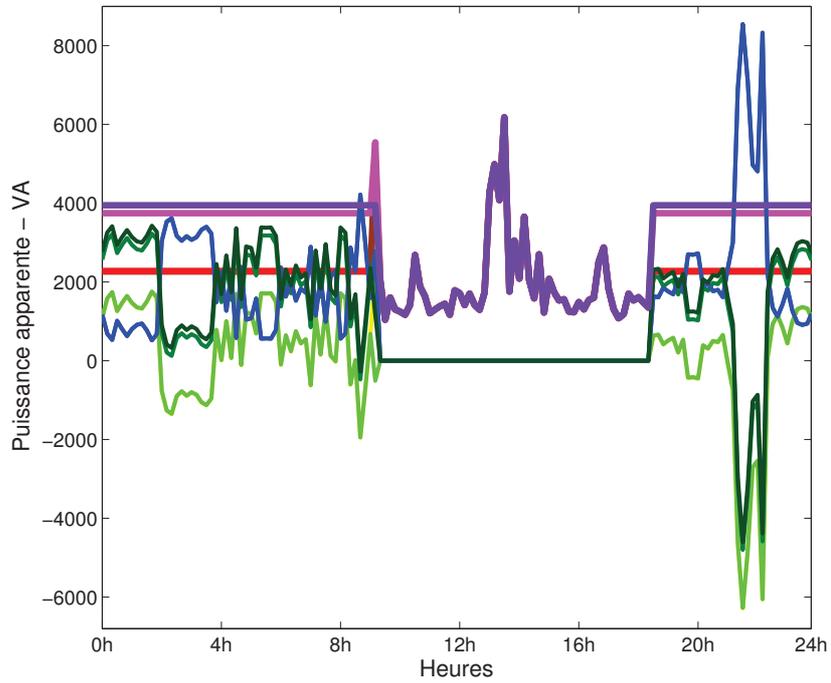
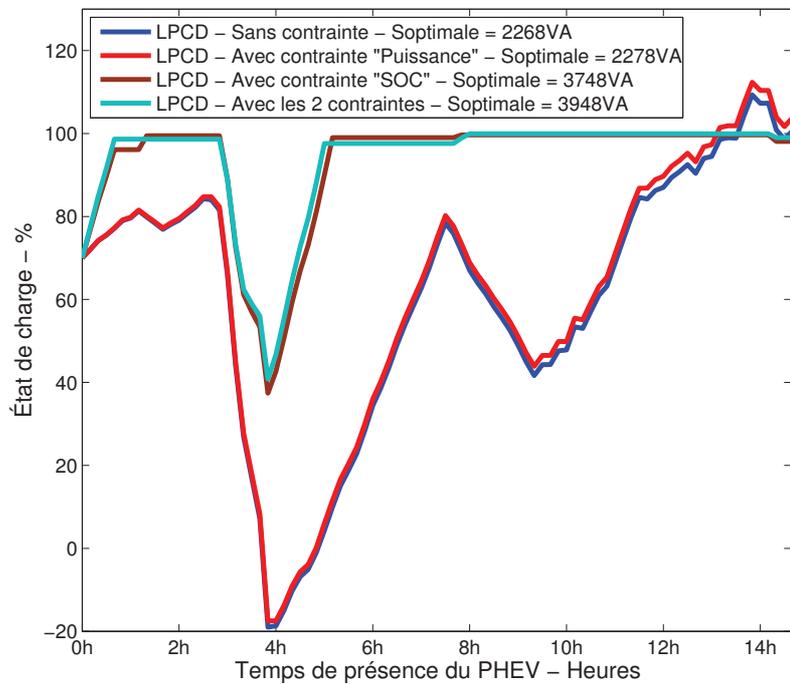


Fig. V.135 – Légende relative aux figures V.136 – V.137 – V.138 – V.139

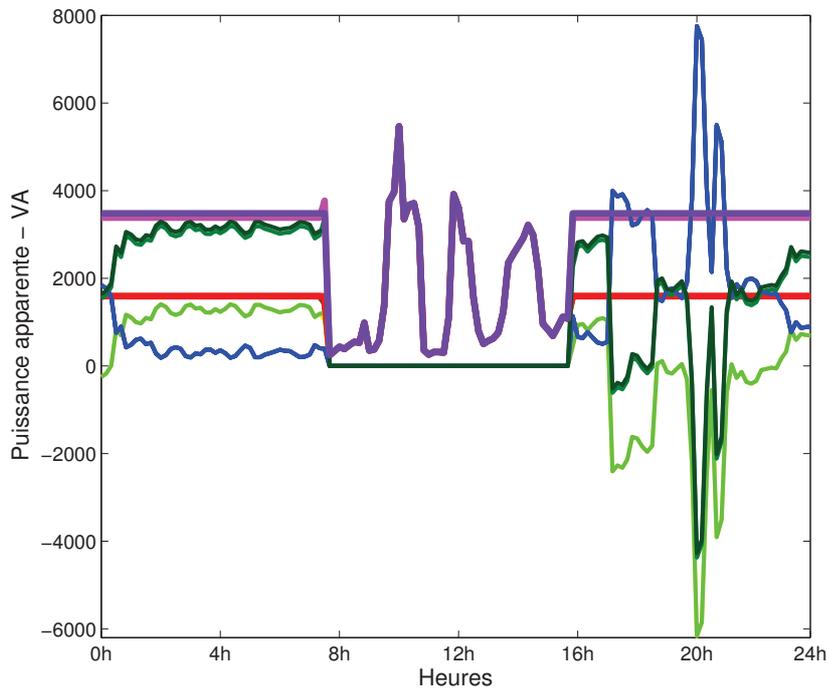


(a) Profils des échanges de puissances

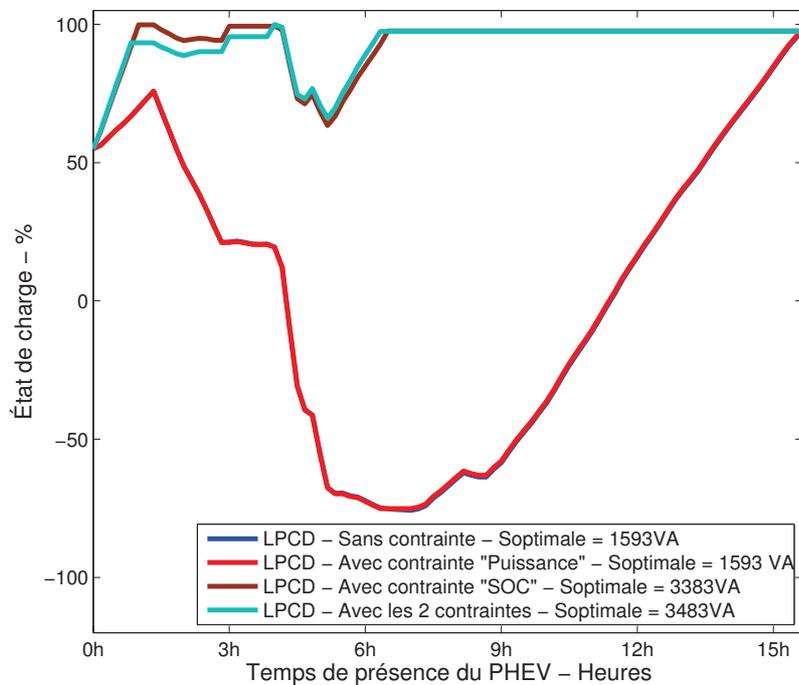


(b) Évolution du SOC des batteries

Fig. V.136 – Application de l’algorithme LPCD – Exemple 1

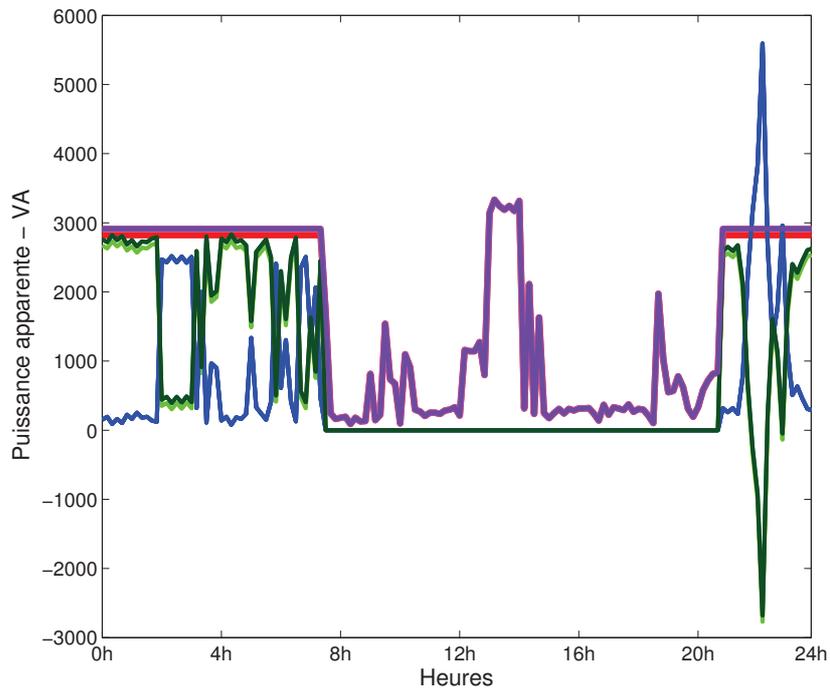


(a) Profils des échanges de puissances

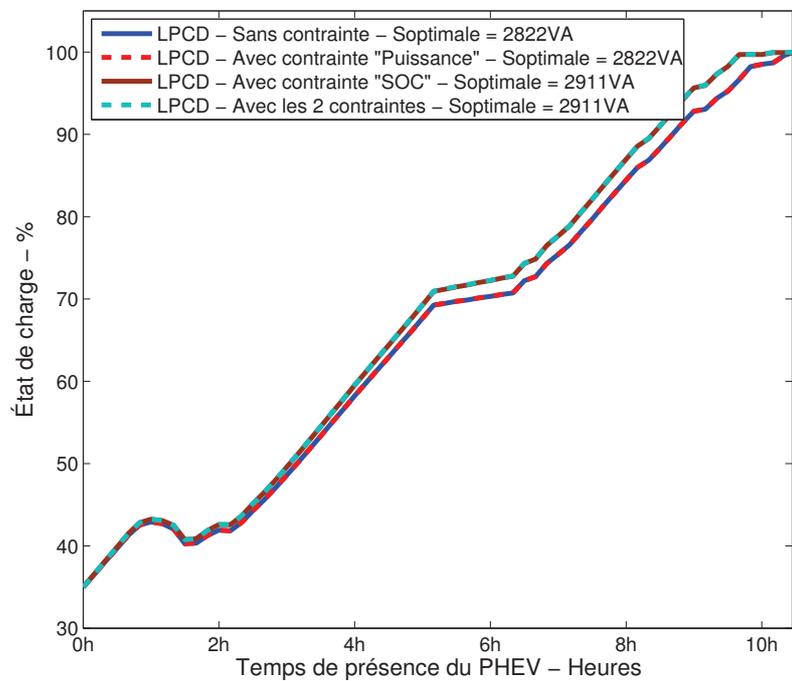


(b) Évolution du SOC des batteries

Fig. V.137 – Application de l'algorithme LPCD – Exemple 2

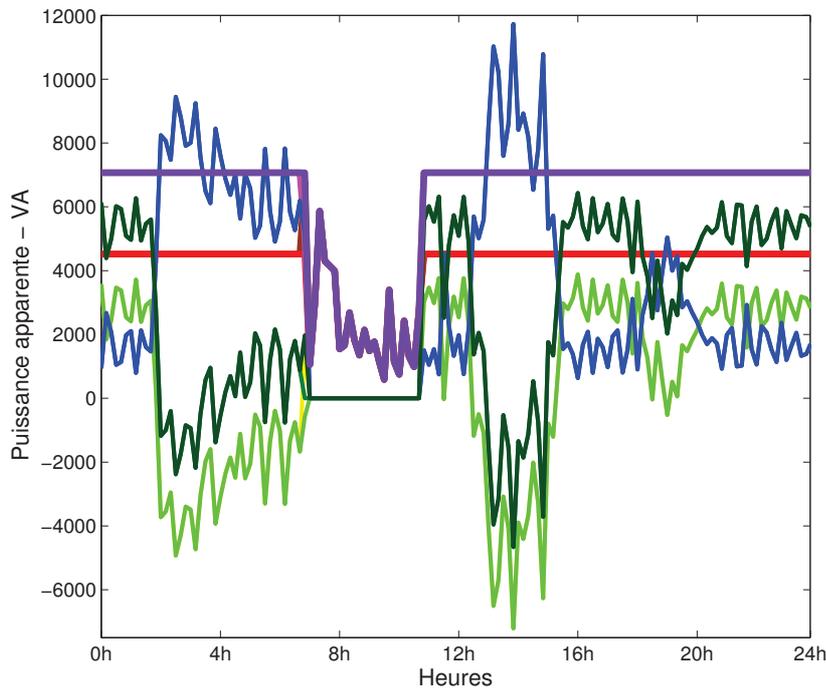


(a) Profils des échanges de puissances

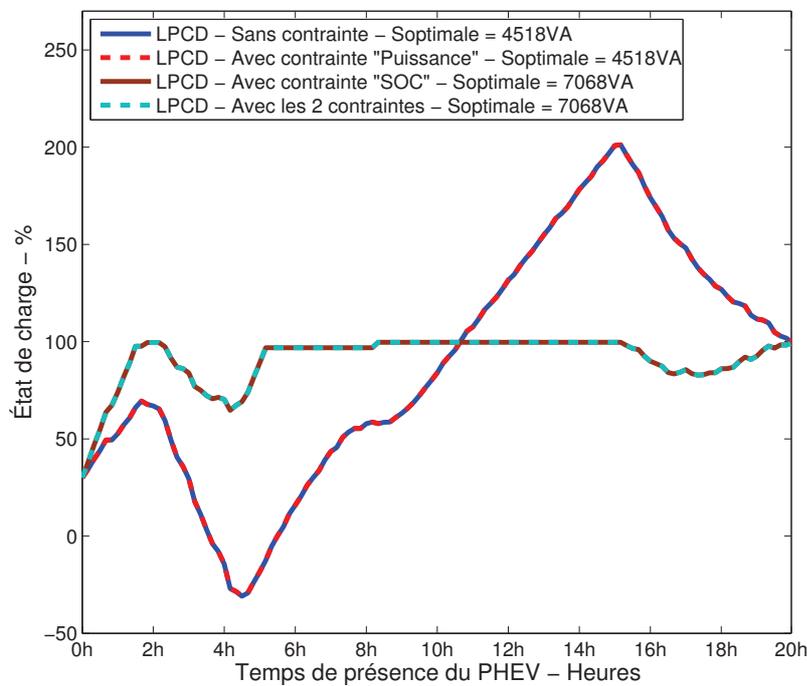


(b) Évolution du SOC des batteries

Fig. V.138 – Application de l’algorithme LPCD – Exemple 3



(a) Profils des échanges de puissances



(b) Évolution du SOC des batteries

Fig. V.139 – Application de l'algorithme LPCD – Exemple 4

Saison	Δt	Puissance moyenne		Puissance optimale	
		S _{MOYENNE} - VA	SOC _{final} = 100%	S _{OPTIMALE} - VA	SOC _{final} = 100%
Été	10mins	1147.83	63.43	1167.83	99.97
	1min	1152.12	79.44	1172.12	100
	10s	1157.73	82.71	1187.73	100
Hiver	10mins	2558.81	39.23	2608.81	99.97
	1min	2570.50	52.23	2610.50	100
	10s	2574.32	53.74	2624.32	100
Mi-saison	10mins	1853.33	51.33	1883.33	99.97
	1min	1861.31	65.83	1891.31	100
	10s	1866.03	68.23	1906.03	100

Tab. V.70 – Résultats – 10 000 cas – LPCD sans contrainte

Saison	Δt	Puissance moyenne		Puissance optimale	
		S _{MOYENNE} - VA	SOC _{final} = 100%	S _{OPTIMALE} - VA	SOC _{final} = 100%
Été	10mins	1147.83	60.78	1197.83	99.90
	1min	1152.12	77.23	1202.12	99.87
	10s	1157.73	77.50	1207.73	99.95
Hiver	10mins	2558.81	74.60	2618.81	99.62
	1min	2570.50	74.65	2620.50	99.66
	10s	2574.32	74.70	2634.32	99.75
Mi-saison	10mins	1853.32	67.69	1908.32	99.75
	1min	1861.31	75.94	1911.31	99.77
	10s	1866.03	76.10	1921.03	99.85

Tab. V.71 – Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "Puissance"

Saison	Δt	Puissance moyenne		Puissance optimale	
		S _{MOYENNE} - VA	SOC _{final} = 100%	S _{OPTIMALE} - VA	SOC _{final} = 100%
Été	10mins	1147.83	58.13	2187.83	76.94
	1min	1152.12	65.76	3272.12	99.84
	10s	1157.73	66.10	3437.73	99.88
Hiver	10mins	2558.81	30.46	4628.81	75.39
	1min	2570.50	39.43	6440.50	99.86
	10s	2574.32	39.63	6444.32	100
Mi-saison	10mins	1853.32	44.29	3408.32	76.16
	1min	1861.31	52.59	4856.31	99.85
	10s	1866.03	52.86	4941.03	99.94

Tab. V.72 – Résultats – 10 000 cas – LPCD avec contrainte "SOC"

Saison	Δt	Puissance moyenne		Puissance optimale	
		$S_{MOYENNE} - VA$	$SOC_{final} = 100\%$	$S_{OPTIMALE} - VA$	$SOC_{final} = 100\%$
Été	10mins	1147.83	56.60	2527.83	71.99
	1min	1152.12	68.70	3522.12	99.58
	10s	1157.73	68.81	4617.73	99.88
Hiver	10mins	2558.81	28.53	4938.81	71.38
	1min	2570.50	36.85	6000.50	99.21
	10s	2574.32	39.11	6564.32	99.69
Mi-saison	10mins	1853.32	42.56	3733.32	71.68
	1min	1861.31	52.78	4761.31	99.39
	10s	1866.03	53.96	5591.03	99.78

Tab. V.73 – Résultats – 10 000 cas – LPCD avec les 2 contraintes ("Puissance" et "SOC")

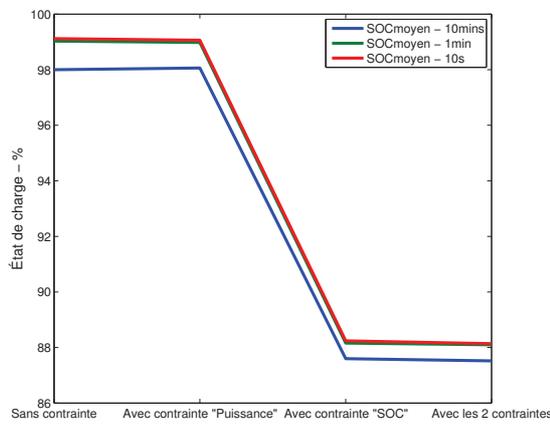
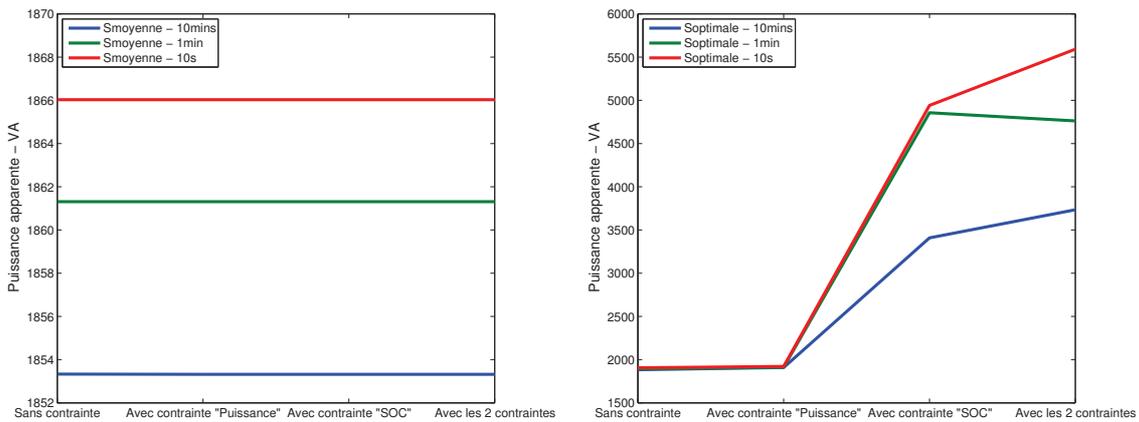


Fig. V.140 – Évolution de $SOC_{MOYEN} - S_{MOYENNE}$



(a) Évolution de la puissance moyenne

(b) Évolution de la puissance optimale

Fig. V.141 – Résultats de l'application de l'algorithme LPCD sur 10 000 cas

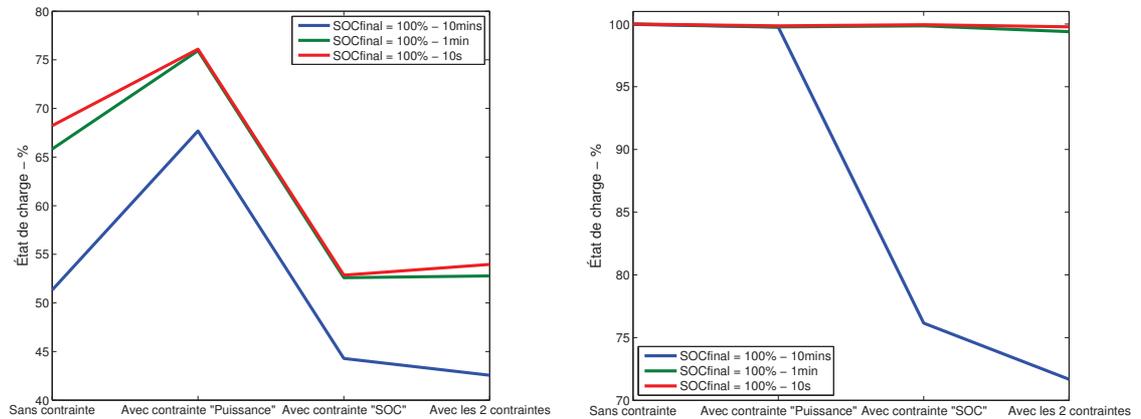
(c) Évolution de $SOC_{final} = 100\% - S_{MOYENNE}$ (d) Évolution de $SOC_{final} = 100\% - S_{OPTIMALE}$

Fig. V.141 – Résultats de l'application de l'algorithme LPCD sur 10 000 cas

6 Conclusion et perspectives

Un algorithme de Lissage des Pics de Consommation Domestique (LPCD) conférant des attributs aussi bien pour l'utilisateur que le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) a été proposé. Partant, des perspectives classables selon deux catégories se profilent. La première, nonobstant l'amélioration plausible des résultats présentés eu égard au domaine de l'automatique, consiste à évaluer le bénéfice budgétaire pour l'utilisateur engendré par l'application de l'algorithme LPCD. Pour cela, l'élaboration d'un abaque résultant des évolutions du prix de rachat de l'électricité et du coût relatif à l'usure engendrée sur les batteries du véhicule est préconisée. Dans un registre identique mais dans l'objectif d'évaluer les avantages octroyés au GRD, considérant la généralisation de l'algorithme à un groupe de logements constituant un réseau électrique de type résidentiel, d'une part l'estimation de la vitesse de vieillissement du transformateur HTA/BT alimentant le réseau électrique et d'autre part, l'analyse du comportement du plan de tension de ce dernier appréciant le respect de la norme en vigueur relative à la qualité de l'énergie fournie aux clients finaux sont recommandées. La seconde catégorie regroupe les perspectives d'études relatives au domaine de l'automatique. De prime abord, malgré des temps de simulations élevés, l'estimation du pas de temps permettant l'obtention de la solution optimale, considérée acquise lorsque le paramètre évaluatif du pourcentage de véhicules atteignant l'état de pleine charge aux heures de départ du domicile pour le cas sans contrainte est égal à 100%, est prônée. Partant, la réitération des travaux présentés dans cette section considérant ce pas de temps optimal est préconisée. Enfin, une mutation de l'algorithme LPCD vers une stratégie de type en ligne est fortement promue pour une éventuelle application temps réel. Pour cela, la commande prédictive peut être exploitée. Toutefois dans ce manuscrit, le développement d'algorithmes applicables en ligne relatifs à la minimisation de la facture énergétique d'un logement a été préféré et fait l'objet des deux sections suivantes.

Chapitre V - Vehicle-to-Home (V2H)

Section 2 - La Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement

Yalan çok çabuk herkese ulaşır, doğru ise yavaş ama tam zamanında yetişir.

Sedat Peker (Reis)

Les mensonges atteignent rapidement tout le monde, tandis que la vérité se propage lentement mais parvient à temps.

Traduit par Dr. Harun Türker

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	258
2	LES PRÉ-REQUIS ET LE MATÉRIEL	258
3	LA MÉTHODOLOGIE	259
4	LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT	259
5	LE SCHÉMA FONCTIONNEL	261
6	LES ALGORITHMES	264
7	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	277

1 Introduction

Cette section présente un algorithme de Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement (MFEL) disposant d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable. Considéré tel un générateur distribué disposant d'une réserve d'énergie, le véhicule peut être mis à contribution. Bien que l'algorithme MFEL ait été développé eu égard au système Heures Pleines (HP)/Heures Creuses (HC) de facturation de l'électricité en France, le concept proposé est extrapolable à tous les pays où la tarification énergétique de la consommation d'électricité des logements est variable. L'algorithme MFEL proposé est une stratégie applicable en ligne où la connaissance de la consommation d'électricité du logement n'est pas exigée. De ce fait, son fonctionnement est extrinsèque. L'organisation de la section est la suivante. De prime abord, les pré-requis nécessaires et le matériel envisagé sont mentionnés. Puis, la méthodologie proposée aboutissant à une minimisation optimale de la facture énergétique et le principe de fonctionnement de l'algorithme MFEL sont successivement exposés. L'algorithmique résultante se scinde par la présentation du schéma fonctionnel caractérisant l'algorithme principal d'une part et des algorithmes, sélectionnés par ce dernier suivant le contexte, qui satisfont l'ensemble des cas susceptibles de se produire d'autre part. Enfin, les conclusions et perspectives clôturent cette section.

2 Les pré-requis et le matériel

Cette partie énonce les pré-requis nécessaires pour le développement de l'algorithme MFEL d'une part et d'autre part, le matériel envisagé pour une éventuelle commercialisation. De prime abord, le caractère bidirectionnel du chargement du véhicule est indispensable. À ce titre, la technologie du chargeur doit permettre l'injection de l'énergie des batteries du PHEV vers le réseau électrique. Puis, le système de tarification de la consommation d'électricité du logement doit être basé sur le principe d'un prix variable connu à l'avance. En sus, le tarif de rachat de l'électricité injectée par le PHEV doit être supérieur au prix d'achat facturé à l'utilisateur. Enfin, l'abonnement d'électricité souscrit, requière une modification pour le bon fonctionnement de l'algorithme. De ce fait, la puissance de charge maximale du véhicule équivalant à 7360VA (230V-32A), le nouvel abonnement doit satisfaire la valeur de l'initial incrémenté par le palier de charge maximale sollicité. Eu égard au matériel, l'algorithme sera implémenté dans un contrôleur basique de type microcontrôleur ou automate peu coûteux, à faible consommation d'énergie et exigeant une faible capacité de mémoire. Le dispositif sera muni d'une prise électrique standardisée pour la connexion des prises de charges des véhicules électriques. Une interface homme/machine sera disponible afin de dialoguer avec l'utilisateur et transmettre les informations tangibles. Le système comportera une horloge interne.

3 La méthodologie

L'hypothèse selon laquelle, le prix de rachat de l'électricité injectée par le véhicule au réseau électrique est supérieur au prix d'achat de l'électricité, a été considérée en respectant l'homogénéité de l'évolution dynamique du tarif de l'électricité. Concrètement, dans un cas d'exemple où les autorités imposent un tarif de rachat double, ce rapport est conservé pour l'ensemble des zones tarifaires peu importe le prix de l'électricité. De ce fait, une revente dans une plage où le prix de l'électricité est élevé est plus avantageuse pour l'utilisateur compte tenu que ce dernier bénéficiera du tarif double de cette zone. Partant, la revente d'électricité est minimisée durant une zone garante d'une énergie bon marché. Les objectifs résultant correspondent d'une part, à clôturer les plages horaires onéreuses avec un état de charge le plus faible possible optimisant ainsi la revente au réseau électrique et d'autre part, à réaliser des cycles maximisant la revente si le temps de présence du véhicule le permet. Par réciprocité, l'état de charge du PHEV doit être le plus élevé possible à l'issue d'une plage horaire relative à un coût de l'énergie économiquement avantageux. Ce protocole permet la recharge du véhicule à moindre coût. Évidemment, les contraintes liées à l'heure de départ du domicile, la puissance sélectionnée et l'état de charge souhaité du PHEV à la prochaine utilisation sont considérés et justifient l'algorithmique proposé dans les parties suivantes permettant l'optimisation des gains financiers à l'utilisateur.

4 Le principe de fonctionnement

Le fonctionnement de l'algorithme MFEL nécessite des informations fournies par l'utilisateur qui sont classées selon deux catégories. La première regroupe celles dites générales, à renseigner occasionnellement, recensant d'une part les horaires des tarifs dynamiques de l'électricité et d'autre part, l'indication des états de charges minimal et maximal des batteries du véhicule. La seconde catégorie regroupe les informations dites continues, à renseigner à chaque utilisation, relatives d'une part à la puissance de charge/décharge du PHEV allant de 230V-5A jusqu'à 230V-32A par pas de 5A et d'autre part, à la sélection de la date, l'heure et l'état de charge souhaité à la prochaine utilisation du véhicule. L'algorithme principal, illustré par le schéma fonctionnel présenté à la partie suivante, est exécuté de prime abord à l'heure de connexion du véhicule puis à chaque réception du signal tarifaire indiquant le début d'une nouvelle plage horaire induisant une variation du tarif de l'électricité. Suivant les données relatives aux heures d'arrivée et de départ du domicile, à l'état de charge actuel du PHEV et celui désiré au départ, l'algorithme principal définit un ou plusieurs algorithmes à appliquer pour la plage horaire considérée. Lorsque cette dernière s'achève, l'exercice est réitéré jusqu'à atteindre la plage horaire terminale ante départ du PHEV. Les algorithmes sélectionnés à partir de l'algorithme principal satisfont l'ensemble des cas susceptibles de se produire. Ces derniers sont individuellement présentés ultérieurement dans la section. Au final, une commande de charge ou de décharge, à la puissance sélectionnée par l'utilisateur, est envoyée au chargeur du véhicule. Celle-ci peut être réalisée par un protocole de communication standard permettant en sus de communiquer l'état de charge des batteries en temps réel au système. Suivant les algorithmes à

appliquer, la commande est exécutée soit jusqu'à atteindre une nouvelle valeur de l'état de charge des batteries, soit pendant un temps spécifique prédéfini. D'autre part, le fonctionnement de l'algorithme nécessite la connaissance des variables A_C et A_D , utilisées par les algorithmes sélectionnés par l'algorithme principal, déterminées par le biais d'un test de réglage consistant à effectuer une charge puis une décharge pendant 10 minutes pour chacune des puissances susceptibles d'être sélectionnées par l'utilisateur. À défaut d'une reconnaissance, le test de réglage est réitéré pour chacun des nouveaux véhicules bénéficiant de l'algorithme MFEL. Étant donné que ces variables sont faiblement influencées par le vieillissement des batteries du PHEV, un réajustement est réalisé tous les 6 mois. Les figures V.142 et V.143 illustrent respectivement le synoptique et les flux de puissances de l'algorithme MFEL.

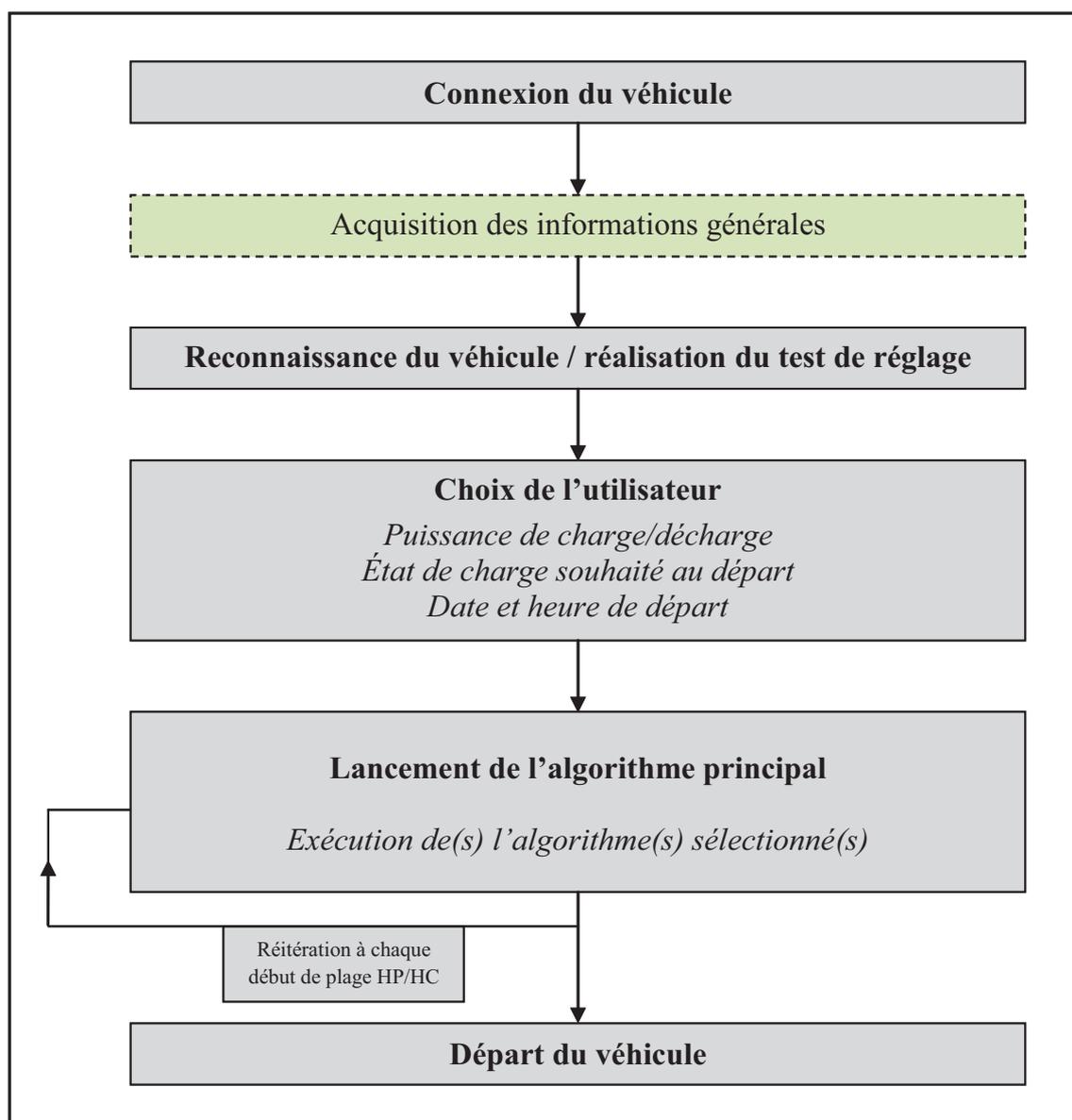


Fig. V.142 – Synoptique de l'algorithme MFEL

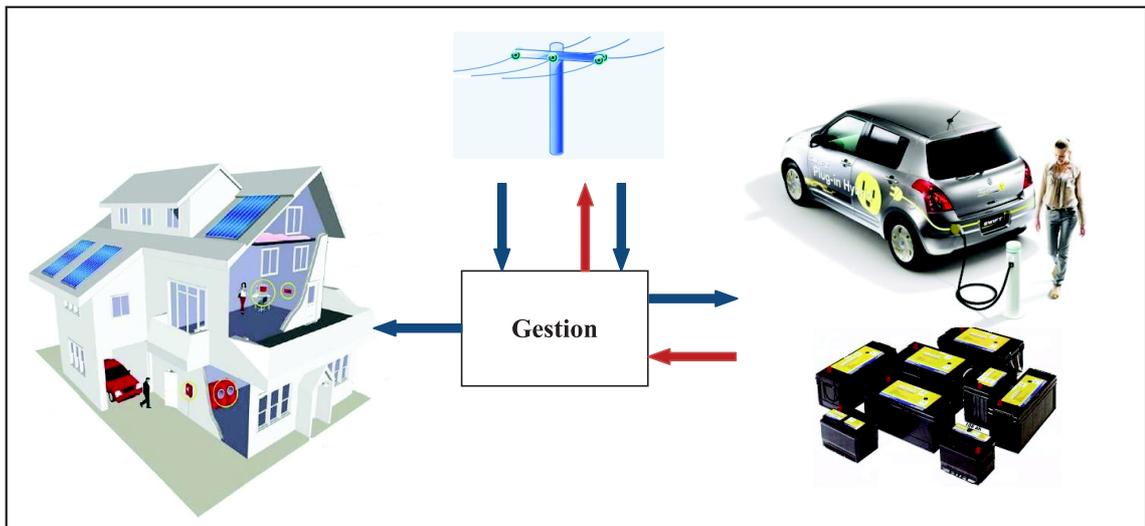


Fig. V.143 – Flux de puissances de l’algorithme MFEL

5 Le schéma fonctionnel

L’algorithme principal, illustré par la figure V.145, est exécuté une première fois à l’heure de connexion du véhicule puis à chaque réception du signal tarifaire indiquant le début d’une nouvelle plage horaire. Dans l’objectif de faciliter la compréhension, chacune des conditions constituant le schéma fonctionnel est explicitée ci-dessous par ordre d’apparition. La variable X , égale à 1 ou 2, est introduite pour distinguer les 4 plages horaires caractérisant le système de facturation de l’électricité en France pour les bénéficiaires d’un contrat d’abonnement discernant les Heures Pleines (HP) des Heures creuses (HC) conformément à l’illustration de la figure V.144.

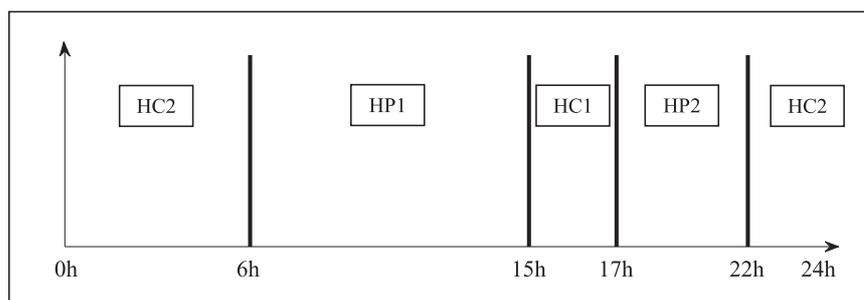


Fig. V.144 – Plages horaires – HP/HC

$|T(SOC_{TD} \rightarrow SOC_T)| < TD - T$: Si la valeur absolue du temps requis pour le passage de l’état de charge désiré au départ à l’état de charge actuel est inférieure à la durée obtenue considérant l’heure actuelle déduite de l’heure de départ.

$T \in [HPX[$ et $[HCX[$: Si l’instant t appartient à la plage horaire HP1 ou HP2 et

HC1 ou HC2.

$TFHCX - T < TD - T$ *et* $TFHPX - T < TD - T$: Si le temps de présence restant du PHEV est supérieur à celui obtenu considérant l'heure à laquelle s'achève la zone HC1 ou HC2 et HP1 ou HP2 en déduisant l'heure actuelle.

$TFHCX - T > T(SOC_T \rightarrow SOC_{MAX})$ *et* $TFHPX - T > T(SOC_T \rightarrow SOC_{MIN})$: Si le temps de passage de l'état de charge actuel à l'état de charge maximal et minimal est inférieur à celui résultant de l'heure actuelle déduite de l'heure de fin de la zone HC1 ou HC2 et HP1 ou HP2.

$(TFHPX - T) + (TFHCX - TDHCX) < TD - T$: Si le temps résultant de l'instant t déduit de l'heure de fin de la zone HP1 ou HP2 sommé à la durée de la plage horaire HC1 ou HC2 est inférieur au temps de présence restant du véhicule.

$TD = TFHPX$: Si l'heure de départ du véhicule correspond à l'heure de la fin de la zone HP1 ou HP2

$SOC_T = SOC_{TD}$: Si l'état de charge actuel équivaut au SOC souhaité à l'heure de départ.

$TFHCX - TDHCX > T(SOC_{MIN} \rightarrow SOC_{MAX})$: Si le temps de passage de l'état de charge minimal à l'état de charge maximal est inférieur à la durée de la plage horaire HC1 ou HC2

$TFHCX - TDHCX > T(SOC(T^*(III)) \rightarrow SOC_{MAX})$: Si le temps de passage de l'état de charge obtenu après l'application de l'algorithme III à l'état de charge maximal est inférieur à la durée de la plage horaire HC1 ou HC2.

$SOC_{TD} < SOC_T$: Si l'état de charge actuel est supérieur à celui désiré à l'heure de départ.

$TD - TFHPX > T(SOC_{MIN} \rightarrow SOC_{TD})$ *et* $TD - TDHCX > T(SOC_{MIN} \rightarrow SOC_{TD})$: Si le temps de passage de l'état de charge minimal à l'état de charge souhaité à l'heure de départ est inférieur à la durée résultant de l'heure à laquelle s'achève la zone HP1 ou HP2 et débute la zone HC1 ou HC2 déduite de l'heure de départ.

$TD - TFHPX > T(SOC(T^*(III)) \rightarrow SOC_{TD})$: Si le temps de passage de l'état de charge obtenu après l'application de l'algorithme III à l'état de charge désiré à l'heure de départ est inférieur à la durée résultant de l'heure à laquelle s'achève la zone HP1 ou HP2 déduite de l'heure de départ.

$TP - T > T(SOC_T \rightarrow SOC_{MIN})$: Si le temps de passage de l'état de charge actuel à l'état de charge minimal est inférieur à la durée résultant de l'heure actuelle déduite de l'heure correspondant au point P.

6 Les algorithmes

Cette partie s'attache à présenter individuellement les algorithmes indispensables au bon fonctionnement du concept minimisant la facture énergétique d'un logement pourvu d'un PHEV. Suivant le contexte, ces derniers sont sélectionnés par l'algorithme principal présenté précédemment et satisfont l'ensemble des cas susceptibles de se produire.

Les conditions générales

Les équations 2.1 à 2.6 exposent les conditions générales à respecter. En toute logique, l'état de charge actuel du véhicule et celui souhaité au départ du domicile ainsi que l'état de charge limitant les cycles qui maximisent la revente d'énergie sont compris entre les états de charge minimal et maximal renseignés par l'utilisateur. Conformément à leurs limites physiques, ces derniers sont respectivement limités entre 0% et 100%.

$$SOC_T \in [SOC_{MIN}; SOC_{MAX}] \quad (2.1)$$

$$SOC_{CYCLE} \in [SOC_{MIN}; SOC_{MAX}] \quad (2.2)$$

$$SOC_{TD} \in [SOC_{MIN}; SOC_{MAX}] \quad (2.3)$$

$$SOC_{MAX} \in [0; 100] \quad (2.4)$$

$$SOC_{MIN} \in [0; 100] \quad (2.5)$$

$$SOC_{MAX} \geq SOC_{MIN} \quad (2.6)$$

Algorithme I) La charge/décharge continue

L'algorithme I consiste à charger ou décharger les batteries du véhicule à une puissance égale à S_{PHEV} à partir de l'heure actuelle jusqu'à l'heure de départ du domicile (figure V.146). Dans le cas de l'application de cet algorithme, l'heure actuelle correspond à l'heure de connexion du PHEV. L'état de charge initial et celui obtenu à l'heure de départ du domicile sont aléatoires.

a) *Commande* : $T \rightarrow TD \Rightarrow S_{PHEV}$

b) *Commande* : $T \rightarrow TD \Rightarrow -S_{PHEV}$

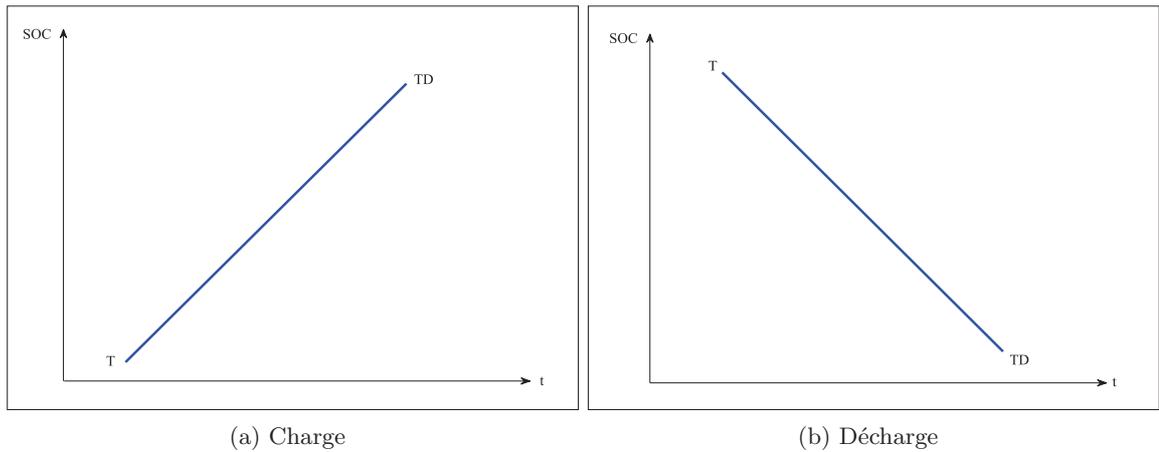


Fig. V.146 – Algorithme I – MFEL

Algorithme II.a) Arrivée HP - Fin HP avec $SOC = SOC_{MIN}$

Eu égard au temps de présence du PHEV qui est suffisant, l'algorithme II.a consiste d'une part à réaliser des cycles durant les Heures Pleines permettant ainsi de maximiser la revente d'électricité et d'autre part, à atteindre le seuil minimal relatif à l'état de charge des batteries à l'issue de la plage horaire. Cet algorithme est susceptible d'être appliqué aussi bien dans le cas de la connexion du véhicule ou pendant un processus d'enchaînement d'algorithmes. De ce fait, il peut aussi bien démarrer dans la plage horaire d'Heures Pleines qu'au début de cette zone. L'état de charge du PHEV est aléatoire à l'heure de connexion ou au début de la plage horaire. Le calcul de SOC_M , par l'intermédiaire de l'équation 2.7, délimite le temps dédié au cyclage (figure V.147). Selon la véracité de la condition représentée par l'équation 2.8 ou 2.9 qui détermine si la commande initiale du cyclage est respectivement une charge ou une décharge, le calcul de SOC_{CYCLE} est effectué.

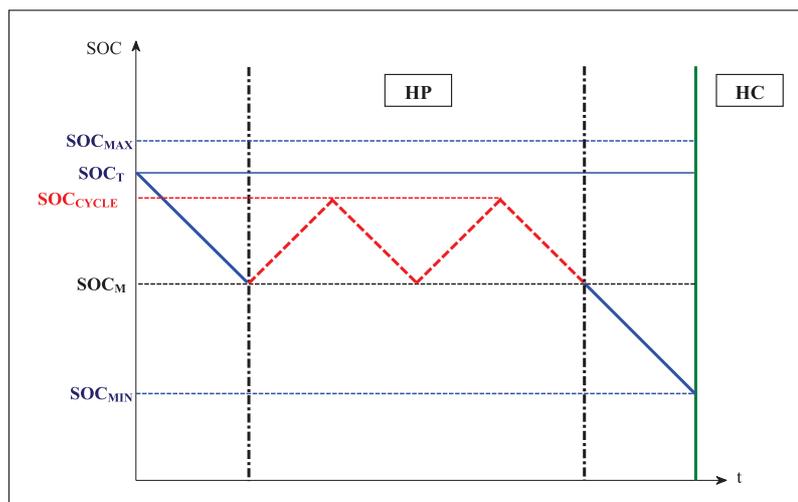


Fig. V.147 – Algorithme II.a – MFEL

$$SOC_M = SOC_T - \frac{SOC_T - SOC_{MIN}}{2} \quad (2.7)$$

$$Si \quad SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.8)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \underbrace{\left[\frac{TFHP - T + \left(2 \times \frac{SOC_T - SOC_M}{A_D} \right)}{n} \right]}_{\leq SOC_{MAX}} \times \frac{-A_C + A_D}{2} + SOC_M$$

$$Si \quad SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.9)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = SOC_M - \underbrace{\left[\frac{TFHP - T + \left(2 \times \frac{SOC_T - SOC_M}{A_D} \right)}{n} \right]}_{\geq SOC_{MIN}} \times \left(\frac{-A_C + A_D}{2} \right)$$

Commande :

Conformément à l'illustration précédente, la commande se scinde en 3 étapes. En premier lieu, du temps requis pour le passage de l'état de charge actuel à SOC_M , une décharge est appliquée. En second lieu, le cyclage est commandité de prime abord en chargeant ou déchargeant le PHEV de SOC_M jusqu'à SOC_{CYCLE} puis en déchargeant ou chargeant le PHEV de SOC_{CYCLE} à SOC_M en considérant la valeur de la variable n explicitée ultérieurement. Cette dernière définit le nombre de cycles constituant le cyclage. En troisième lieu, du temps de passage de SOC_M à l'état de charge minimal, une décharge est appliquée.

$$1) \quad SOC = SOC_T \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow -S_{PHEV}$$

$$2) \quad \left. \begin{array}{l} SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{CYCLE} \Rightarrow S_{PHEV} \\ SOC = SOC_{CYCLE} \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow -S_{PHEV} \end{array} \right\} \times \frac{n}{2}$$

$$3) \quad SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{MIN} \Rightarrow -S_{PHEV}$$

Algorithme II.b) Arrivée HP - TP avec $SOC = SOC_{MIN}$

Excepté la considération du point P en substitution à TFHP caractérisant l'achèvement de la zone d'Heures Pleines, le présent algorithme est identique à celui susmentionné. De ce fait, son principe de fonctionnement est similaire.

$$SOC_M = SOC_T - \frac{SOC_T - SOC_{MIN}}{2} \quad (2.10)$$

$$Si \quad SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.11)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \underbrace{\left[\frac{TP - T + \left(2 \times \frac{SOC_T - SOC_M}{A_D} \right)}{n} \right]}_{\leq SOC_{MAX}} \times \frac{-A_C + A_D}{2} + SOC_M$$

$$Si \quad SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.12)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = SOC_M - \underbrace{\left[\frac{TP - T + \left(2 \times \frac{SOC_T - SOC_M}{A_D} \right)}{n} \right]}_{\geq SOC_{MIN}} \times \left(\frac{-A_C + A_D}{2} \right)$$

Commande :

- 1) $SOC = SOC_T \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow -S_{PHEV}$
- 2) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{CYCLE} \Rightarrow S_{PHEV}$ $\left. \begin{array}{l} -S_{PHEV} \\ S_{PHEV} \end{array} \right\} \times \frac{n}{2}$
- 3) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{MIN} \Rightarrow -S_{PHEV}$

Algorithme II.c) Arrivée HP - Fin HP avec $SOC = SOC_{TD}$

À l'instar de l'algorithme précédent, une analogie est faite avec l'algorithme II.a excepté qu'à la fin de la zone d'Heures Pleines, l'état de charge du véhicule atteint l'état de charge souhaité à l'heure de départ puisque le véhicule quitte le domicile.

$$SOC_M = SOC_T - \frac{SOC_T - SOC_{TD}}{2} \quad (2.13)$$

$$Si \quad SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.14)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \underbrace{\left[\frac{TFHP - T + \left(2 \times \frac{SOC_T - SOC_M}{A_D} \right)}{n} \right]}_{\leq SOC_{MAX}} \times \frac{-A_C + A_D}{2} + SOC_M$$

$$Si \quad SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.15)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = SOC_M - \underbrace{\left[\frac{TFHP - T + \left(2 \times \frac{SOC_T - SOC_M}{A_D} \right)}{n} \right]}_{\geq SOC_{MIN}} \times \left(\frac{-A_C + A_D}{2} \right)$$

Commande :

- 1) $SOC = SOC_T \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow -S_{PHEV}$
- 2) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{CYCLE} \Rightarrow S_{PHEV}$ $\left. \begin{array}{l} -S_{PHEV} \\ S_{PHEV} \end{array} \right\} \times \frac{n}{2}$
- 3) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{TD} \Rightarrow -S_{PHEV}$

Algorithme III) Arrivée HP - Fin HP avec $SOC = \sim$

L'algorithme III caractérise l'arrivée du véhicule pendant ou au début d'une période d'Heures Pleines (figure V.148). L'état de charge initial et celui obtenu à la fin de la plage horaire sont aléatoires. À partir de l'heure de connexion du véhicule ou du début de la plage horaire jusqu'à la fin de la zone considérée, la décharge des batteries est réalisée.

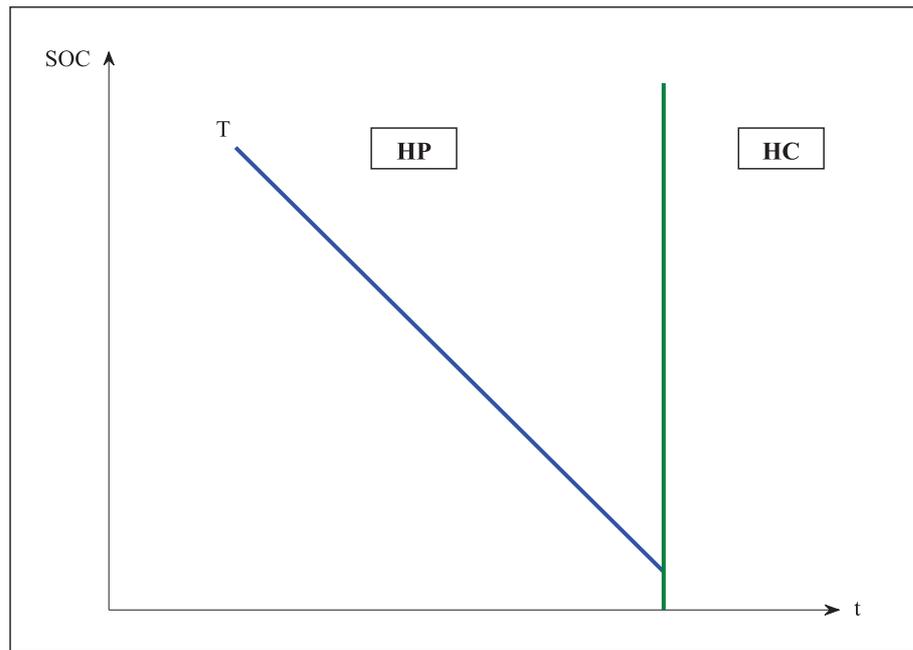


Fig. V.148 – Algorithme III – MFEL

Commande : $T \rightarrow TFHP \Rightarrow -S_{PHEV}$

Algorithme IV) Arrivée HP - Fin HP avec $SOC = SOC_{TD}$

L'algorithme IV caractérise le cas où l'état de charge du véhicule lors de sa connexion ou au début de la plage horaire d'Heures Pleines correspond à l'état de charge souhaité à l'issue de cette zone ou à l'heure de départ du domicile (figure V.149). Du cyclage est bénéfique eu égard à l'objectif de l'algorithme. Pour cela, le calcul du SOC_{CYCLE} est réalisé à partir de l'équation 2.16.

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \left| \left[- \left(\frac{-A_C + A_D}{2} \right) \times \left(\frac{TD - T}{n} \right) \right] - SOC_T \right| \quad (2.16)$$

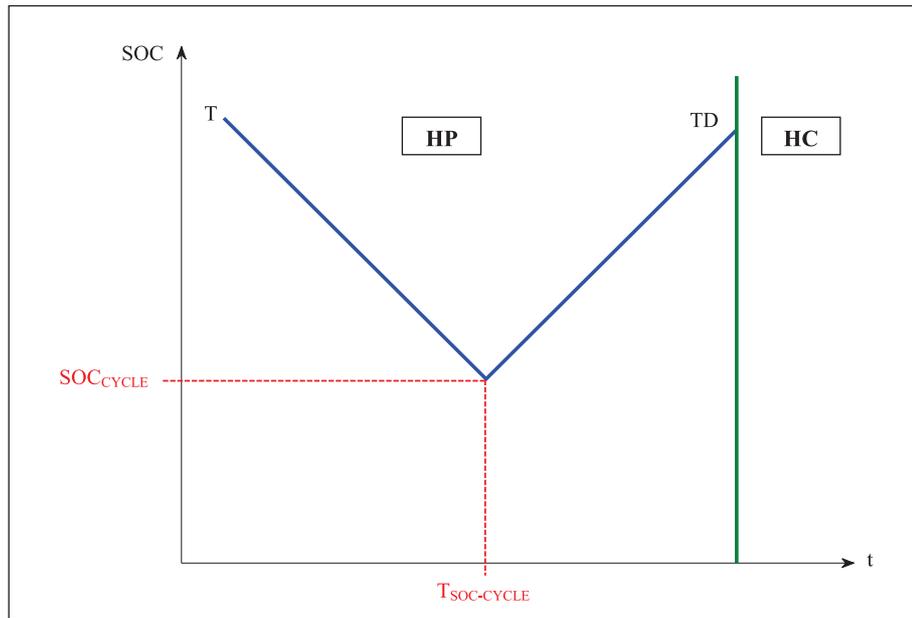


Fig. V.149 – Algorithme IV – MFEL

Commande :

La première étape consiste à décharger le PHEV de l'état de charge actuel (SOC_T) jusqu'à SOC_{CYCLE} . Puis, la charge du véhicule est réalisée de SOC_{CYCLE} jusqu'à l'état de charge souhaité à l'heure de départ du véhicule (SOC_{TD}). La variable n , explicitée ultérieurement, définit le nombre de cycles à effectuer.

$$\left. \begin{array}{l} 1) \quad SOC_T \rightarrow SOC_{CYCLE} \Rightarrow -S_{PHEV} \\ 2) \quad SOC_{CYCLE} \rightarrow SOC_{TD} \Rightarrow S_{PHEV} \end{array} \right\} \times \frac{n}{2}$$

Algorithme V) Arrivée HP - Départ dans HC avec $SOC = SOC_{TD}$

L'algorithme V représente l'arrivée du PHEV pendant ou au début de la zone d'Heures Pleines avec un état de charge aléatoire et où le départ du domicile est prévu dans la plage horaire d'Heures Creuses (figure V.150). Le calcul de T_{LIMITE} est effectué à partir de l'équation 2.17.

$$T_{LIMITE} = TD - \left(\frac{SOC_T + A_D \times T - SOC_{TD} + A_C \times TD}{-A_D + A_C} \right) \quad (2.17)$$

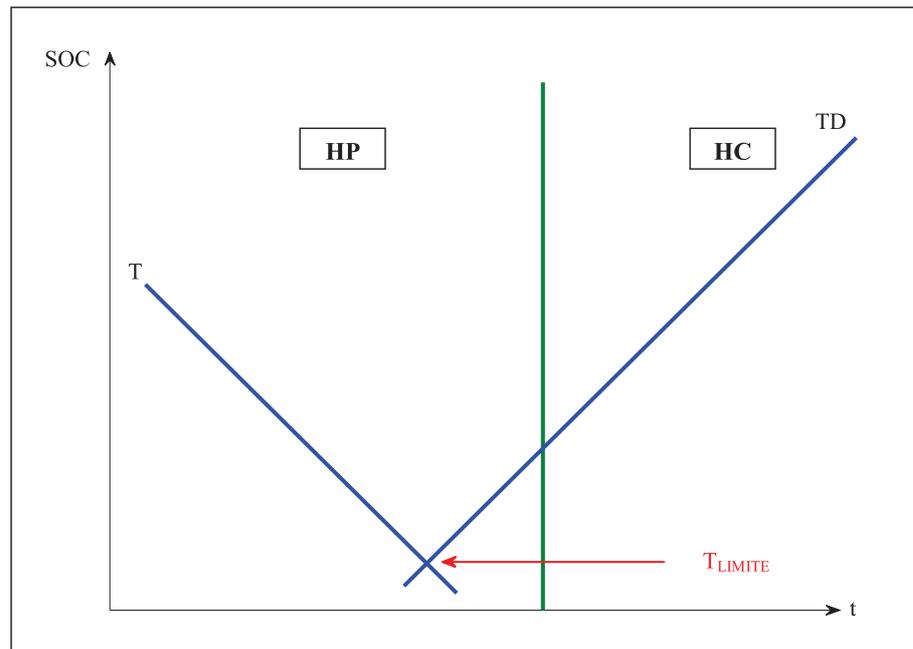


Fig. V.150 – Algorithme V – MFEL

Commande :

La commande se scinde en 2 étapes. La première consiste à décharger les batteries à partir de l'heure de connexion du véhicule ou du début de la plage horaire jusqu'à T_{LIMITE} tandis que la seconde étape consiste à charger le véhicule de T_{LIMITE} jusqu'à l'heure de départ du domicile.

- 1) $T \rightarrow T_{LIMITE} \Rightarrow -S_{PHEV}$
- 2) $T_{LIMITE} \rightarrow TD \Rightarrow S_{PHEV}$

Algorithme VI) Arrivée HP - Départ dans HP avec $SOC = SOC_{TD}$

Le principe de l'algorithme VI est le même que celui de l'algorithme II.c à la différence près qu'à l'heure de connexion ou au début de la plage horaire d'Heures Pleines le véhicule a un état de charge inférieur à celui souhaité à l'heure de départ du domicile. Ipso facto, du cyclage est réalisé afin de maximiser la revente d'électricité. Le PHEV se connecte avec un état de charge aléatoire et quitte cette même zone avec l'état de charge désiré.

$$SOC_M = \frac{SOC_T + SOC_{TD}}{2} \quad (2.18)$$

$$Si \text{ } SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.19)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \underbrace{\left[\frac{TD - T - \left(2 \times \frac{SOC_M - SOC_T}{A_C} \right)}{n} \right]}_{\leq SOC_{MAX}} \times \frac{-A_D + A_C}{2} + SOC_M$$

$$Si \text{ } SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.20)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = SOC_M - \underbrace{\left[\frac{TD - T + \left(2 \times \frac{SOC_M - SOC_T}{A_C} \right)}{n} \right]}_{\geq SOC_{MIN}} \times \left(\frac{-A_D + A_C}{2} \right)$$

Commande :

- 1) $SOC = SOC_T \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow S_{PHEV}$
- 2) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{CYCLE} \Rightarrow S_{PHEV} \begin{matrix} -S_{PHEV} \\ S_{PHEV} \end{matrix} \left. \vphantom{SOC = SOC_M} \right\} \times \frac{n}{2}$
- 3) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{TD} \Rightarrow S_{PHEV}$

Algorithme VII) Arrivée HP - Départ dans HC avec $SOC = SOC_{TD}$

L'algorithme VII consiste à créer un point P de manière à ce que le temps de passage de ce point à l'heure de départ du domicile du véhicule coïncide avec l'état de charge souhaité au départ partant de l'état de charge minimal (figure V.151). Le PHEV est connecté pendant ou au début d'une plage horaire d'Heures Pleines avec un état de charge aléatoire. Le départ est prévu dans la plage horaire d'Heures Creuses.

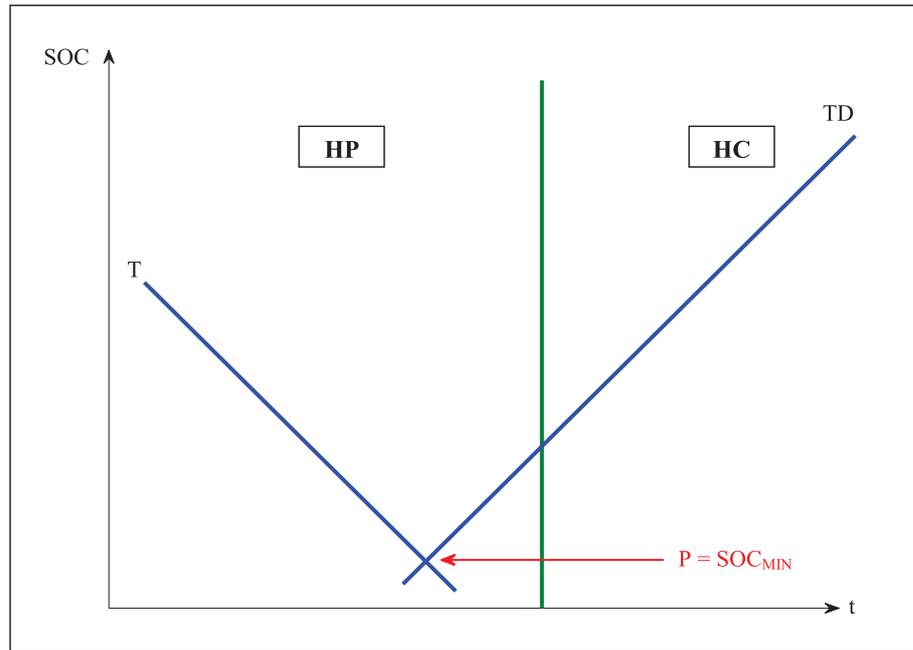


Fig. V.151 – Algorithme VII – MFEL

Création d'un point P tel que : $TD - TP = T(SOC_{MIN} \rightarrow SOC_{TD})$

Algorithme VIII) Commande de charge de TP à TD

Lié à l'algorithme précédent, l'algorithme VIII consiste à charger le véhicule à partir du point P jusqu'au départ du domicile.

Algorithme IX) Arrivée HC - Fin HC avec $SOC = SOC_{MAX}$

Excepté qu'il s'agit d'une plage horaire d'Heures Creuses, une forte analogie est faite en comparaison avec l'algorithme II.a. Conformément au principe de fonctionnement général de l'algorithme MFEL, l'objectif est d'achever une telle zone avec un état de charge le plus élevé possible. De ce fait, l'état de charge du véhicule est aléatoire à l'heure de connexion ou au début de la plage horaire et atteint le seuil maximal à l'issue de celle-ci.

$$SOC_M = \frac{SOC_T + SOC_{MAX}}{2} \quad (2.21)$$

$$Si \quad SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.22)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \underbrace{\left[\frac{TFHC - T - \left(2 \times \frac{SOC_M - SOC_T}{A_C} \right)}{n} \right]}_{\leq SOC_{MAX}} \times \frac{-A_D + A_C}{2} + SOC_M$$

$$\boxed{Si \quad SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2}} \quad (2.23)$$

$$\boxed{SOC_{CYCLE} (\%) = SOC_M - \underbrace{\left[\frac{TFHC - T + \left(2 \times \frac{SOC_M - SOC_T}{A_C} \right)}{n} \right]}_{\geq SOC_{MIN}} \times - \left(\frac{-A_D + A_C}{2} \right)}$$

Commande :

- 1) $SOC = SOC_T \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow S_{PHEV}$
- 2) $\left. \begin{array}{l} SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{CYCLE} \Rightarrow S_{PHEV} \quad \boxed{-S_{PHEV}} \\ SOC = SOC_{CYCLE} \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow -S_{PHEV} \quad \boxed{S_{PHEV}} \end{array} \right\} \times \frac{n}{2}$
- 3) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{MAX} \Rightarrow S_{PHEV}$

Algorithme X) Arrivée HC - Fin HC avec $SOC = \sim$

Hormis qu'il s'agit d'une plage horaire d'Heures Creuses, l'algorithme X est identique à l'algorithme III. Le véhicule est connecté pendant ou au début d'une période d'Heures Creuses (figure V.152). L'état de charge initial et celui obtenu à la fin de la plage horaire sont aléatoires. À partir de l'heure de connexion du véhicule jusqu'à la fin de la zone considérée, les batteries sont chargées.

Commande : $T \rightarrow TFHC \Rightarrow S_{PHEV}$

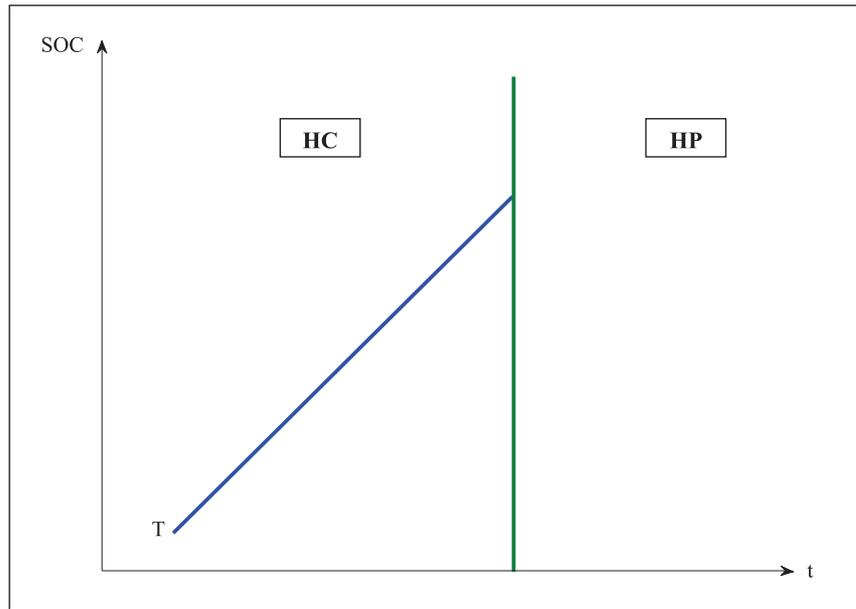


Fig. V.152 – Algorithme X – MFEL

Algorithme XI) Arrivée HC - Départ dans HC avec $SOC = SOC_{TD}$

L'algorithme XI présente une forte analogie avec l'algorithme VI excepté qu'une plage horaire d'Heures Creuses est considérée. De ce fait, le véhicule est connecté pendant ou au début d'une plage horaire d'Heures Creuses avec un état de charge aléatoire et quitte cette même zone avec l'état de charge souhaité à l'heure du départ du domicile en ayant réalisé du cyclage puisque le temps de présence le permet.

$$SOC_M = \frac{SOC_T + SOC_{TD}}{2} \quad (2.24)$$

$$Si \quad SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.25)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = \underbrace{\left[\frac{TD - T - \left(2 \times \frac{SOC_M - SOC_T}{AC} \right)}{n} \right]}_{\leq SOC_{MAX}} \times \frac{-A_D + A_C}{2} + SOC_M$$

$$Si \quad SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2} \quad (2.26)$$

$$SOC_{CYCLE} (\%) = SOC_M - \underbrace{\left[\frac{TD - T + \left(2 \times \frac{SOC_M - SOC_T}{A_C} \right)}{n} \times - \left(\frac{-A_D + A_C}{2} \right) \right]}_{\geq SOC_{MIN}}$$

Commande :

- 1) $SOC = SOC_T \rightarrow SOC = SOC_M \Rightarrow S_{PHEV}$
- 2) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{CYCLE} \Rightarrow S_{PHEV} \begin{matrix} -S_{PHEV} \\ S_{PHEV} \end{matrix} \left. \vphantom{SOC = SOC_M} \right\} \times \frac{n}{2}$
- 3) $SOC = SOC_M \rightarrow SOC = SOC_{TD} \Rightarrow S_{PHEV}$

Algorithme XII) Arrivée HP - Départ dans prochain HP avec $SOC = SOC_{TD}$

À l'instar de l'algorithme VII, l'algorithme XII consiste à créer un point P tel que le temps de passage de ce point à l'heure de départ du domicile du véhicule coïncide avec l'état de charge souhaité au départ partant de l'état de charge minimal (figure V.153). Le PHEV est connecté pendant ou au début d'une plage horaire d'Heures Pleines avec un état de charge aléatoire. Le départ est prévu dans la zone d'Heures Pleines suivante.

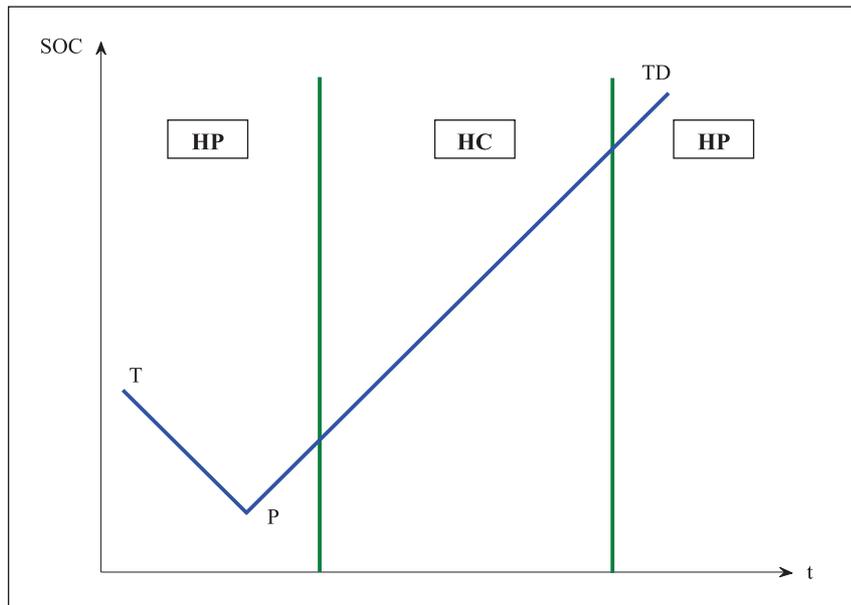


Fig. V.153 – Algorithme XII – MFEL

Création d'un point P tel que : $TD - TP = T(SOC_{MIN} \rightarrow SOC_{TD})$

La démarche pour le calcul de SOC_{CYCLE}

Eu égard à l'hypothèse relative au prix de rachat de l'électricité, le but est de maximiser la revente d'énergie. Pour cela, il est impératif de réaliser du cyclage lorsque le temps de présence du PHEV est suffisant tout en respectant les contraintes. Les cycles constituant le cyclage sont déterminés suivant deux principes. Le premier consiste à réaliser des phases de charges et de décharges identiques. Cela permet d'atteindre l'optimum concernant la minimisation de la facture énergétique. D'autre part, en considérant une extraction et restitution identique d'énergie, il a été considéré qu'une quantité élevée de cycles à faible profondeur de décharge altère d'avantage la durée de vie des batteries en comparaison à la réalisation d'un nombre de cycles moins élevé avec une profondeur de décharge plus importante. De cette considération résulte le second principe selon lequel les cycles doivent être réalisés avec la profondeur de décharge la plus importante possible justifiant ainsi la méthodologie suivante. De prime abord, la valeur de la variable n est fixée à 2. Puis, le calcul de SOC_{CYCLE} est effectué. Si la condition constituant le cas traité est respectée, les valeurs de SOC_{CYCLE} et n sont conservées puis exploitées dans l'algorithme à appliquer faisant appel à ce procédé. Le cas échéant, l'exercice est réitéré en actualisant la valeur de n et cela jusqu'au respect de la condition eu égard au cas (1 ou 2) considéré.

Initialement $n = 2$

Cas 1

*Pour $SOC_M \leq \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2}$
Si $SOC_{CYCLE} > SOC_{MAX}$
 $n = n + 2$ jusqu'à $SOC_{CYCLE} \leq SOC_{MAX}$*

Cas 2

*Pour $SOC_M > \frac{SOC_{MAX} + SOC_{MIN}}{2}$ et pour l'algorithme IV
Si $SOC_{CYCLE} < SOC_{MIN}$
 $n = n + 2$ jusqu'à $SOC_{CYCLE} \geq SOC_{MIN}$*

7 Conclusion et perspectives

Un algorithme de Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement (MFEL) disposant d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable a été proposé. À cet égard, l'algorithmique théorique permettant de maximiser la revente d'énergie vers le réseau électrique a été exposé. Partant, trois principales perspectives se profilent. La première consiste à évaluer les gains financiers pour l'utilisateur. À cet effet, les mesures gouvernementales relatives au concept V2H étant inexistantes, l'élaboration d'un abaque liant les

évolutions du diptyque, tarif de rachat de l'électricité et coût lié à l'usure des batteries est envisagée. La seconde perspective est relative à l'impact de l'algorithme MFEL sur les réseaux électriques. À l'instar des travaux présentés dans ce manuscrit, considérant un réseau électrique de type résidentiel où chacune des maisons est dotée d'un PHEV bénéficiant de l'algorithme présenté, les analyses de l'accélération du vieillissement du transformateur alimentant le réseau électrique et du comportement de son plan de tension sont préconisées. La troisième et dernière perspective porte sur la réalisation matérielle du concept proposé conduisant à une éventuelle commercialisation. Dans ce manuscrit, le développement d'une variante de l'algorithme MFEL basée sur la commande prédictive a été préféré et fait l'objet de la section suivante.

Section 3 - L'algorithme "MFEL" basée sur la commande prédictive

*Minareler süngü, Kubbeler miğfer, Camiler kışlamız,
Mü'minler asker, Bu ilâhi ordu dinimi bekler, Allahu
Ekber, Allahu Ekber.*

Recep Tayyip Erdoğan

*Les minarets sont nos baïonnettes, les coupoles nos casques,
Les mosquées nos casernes et les croyants nos soldats,
Cette armée divine garde ma religion, Dieu est plus grand,
Dieu est plus grand.*

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	280
2	LE PRINCIPE DE LA COMMANDE PRÉDICTIVE	280
3	LA FORMULATION DE L'ALGORITHME MFEL	282
3.1	Le critère	282
3.2	Les contraintes	283
3.3	L'horizon de prédiction et la période d'échantillonnage	284
3.4	La stratégie	284
4	LES RÉSULTATS	288
5	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	292

1 Introduction

À l'instar de la section précédente, les travaux présentés caractérisent un algorithme de Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement (MFEL). Nonobstant une approche scientifique différant intégralement, l'objectif principal demeure identique en considérant une habitation pourvue d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable. À cet égard, une commande prédictive inédite établie sur une stratégie paramétrique est proposée. L'organisation de cette section est la suivante. En premier lieu, le principe de fonctionnement général de la commande prédictive est présenté. En second lieu, la formulation de l'algorithme MFEL basée sur la commande prédictive est révélée. En troisième lieu, des résultats de simulations sont exposés. Enfin, les conclusions et perspectives clôturent cette section.

2 Le principe de la commande prédictive

La commande prédictive fait partie de la catégorie regroupant les stratégies à base d'optimisation constituées des méthodes applicables en ligne. L'élaboration de celle-ci est généralement basée sur les techniques d'optimisation utilisées pour la résolution dynamique des problématiques de gestion de l'énergie de type optimisation globale. Les méthodes résultant des travaux de Pontriaguine et de Bellman sont les plus exploitées. La commande prédictive consiste à minimiser (ou maximiser) un critère coût sur un horizon de temps fini en calculant la séquence de commande optimale à partir d'un modèle de prédiction fidèle du comportement du système étudié. Bien qu'une série de commandes optimales minimisant le critère coût soit calculée en boucle ouverte sur l'horizon de prédiction considéré à chaque période d'échantillonnage, seul le premier élément de cette séquence est appliqué au système. Au pas de temps suivant, l'exercice est réitéré en consolidant ainsi le principe de l'horizon glissant (figure V.154).

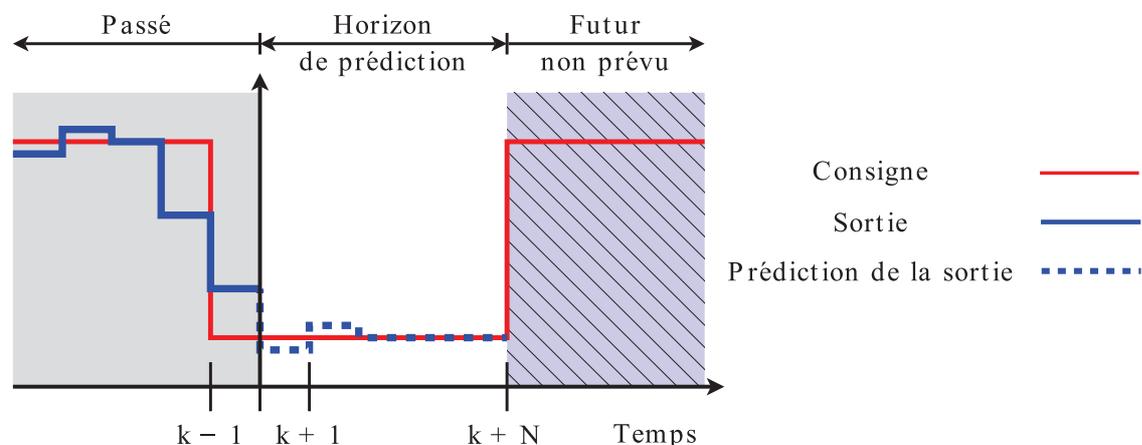


Fig. V.154 – Principe de fonctionnement de la commande prédictive

Bien que longtemps pénalisée par un coût élevé de l'implémentation, des difficultés liées à l'obtention d'un modèle de prédiction précis caractérisant l'efficacité de la commande et du problème relatif à la charge de calcul en ligne, la commande prédictive demeure actuellement utilisée dans d'innombrables applications [QB03]. Usuellement, la mise en oeuvre d'une loi de commande prédictive requière une procédure se scindant en deux catégories telle qu'illustrée par la figure V.155 [Mor11].

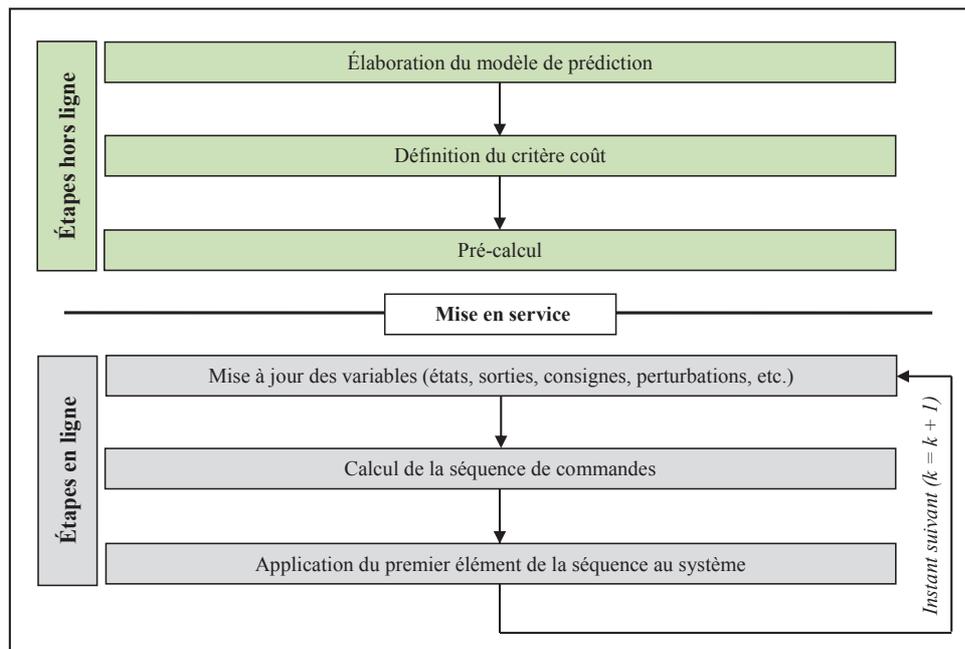


Fig. V.155 – Procédure de mise en oeuvre d'une loi de commande prédictive [Mor11]

La première catégorie est constituée des étapes hors ligne qui consistent de prime abord à l'élaboration du modèle de prédiction du comportement du système. Puis, le critère coût est formulé conformément à l'objectif de l'exercice traité. Enfin, l'étape de pré-calcul permet de réduire la charge en ligne en fixant les valeurs des paramètres invariants. La seconde catégorie regroupe les étapes en ligne réitérées à chaque pas de temps. En premier lieu, la mise à jour des variables est réalisée en qualifiant ainsi le fonctionnement de la stratégie en boucle fermée. En sus des variables courantes (état, sortie, consigne, perturbations, etc.), cette actualisation des paramètres peut être relative à l'horizon de prédiction, aux contraintes du problème d'optimisation, à la formulation du critère, etc. En second lieu, la séquence de commandes est calculée par le biais de la résolution du problème d'optimisation. L'importance de l'obtention d'une solution dans un délai inférieur à la période d'échantillonnage est mise en exergue. En troisième lieu, le premier élément de cette séquence est appliqué au système. Ce procédé aboutit ainsi à l'élaboration de la commande prédictive. Bien que la fonction coût soit libre, une convergence s'instaure autour de la formulation décrite par l'équation 3.1.

$$J(k) = \sum_{j=N_1}^{N_2} \delta(j) [\hat{y}(k+j|k) - \omega(k+j)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \lambda(j) \Delta u^2(k+j-1|k) \quad (3.1)$$

\hat{y} = La sortie prédite

ω = La consigne

Δu = L'incrément de la commande – $\Delta u(k) = u(k) - u(k-1)$

$(k+j|k)$ = La prédiction pour l'instant $k+j$ calculée au pas d'échantillonnage k

N_1 et N_2 = Les horizons de prédiction de la sortie

N_u = L'horizon de prédiction de la commande

δ et λ = Les facteurs de pondération sur l'erreur et sur l'effort de commande

3 La formulation de l'algorithme MFEL

Cette partie s'attache à présenter la formulation d'une commande prédictive originale basée sur une stratégie paramétrique constituant ainsi l'algorithme MFEL. L'objectif du contrôle est le suivant : exploiter la présence du véhicule considéré tel un générateur disposant de l'énergie distribuée pour minimiser la facture énergétique de l'utilisateur. La méthodologie proposée a la particularité d'offrir de multiples degrés de liberté favorisant ainsi l'analyse à posteriori de l'influence des paramètres sur les résultats. De prime abord, la définition du critère coût est présentée. Puis, les contraintes du problème d'optimisation sont introduites. S'ensuit la discussion du choix de l'horizon de prédiction. Enfin, la stratégie élaborée est exposée.

3.1 Le critère

Dans la littérature, les fonctions de coût usuellement proposées pour les stratégies de commande prédictive adoptent une forme quadratique permettant la minimisation individuelle ou simultanée selon une pondération, de l'erreur de suivi de la consigne, de la commande ou de son incrément. Toutefois, pour les travaux relatifs à une optimisation technico-économique telle que réalisée dans cette étude, le coût est généralement proportionnel au tarif de l'énergie à défaut de son carré. Ainsi, une formalisation linéaire de la problématique de gestion de l'énergie est proposée justifiant de ce fait la formulation du critère coût décrite par l'équation 3.2 évaluant la quantité d'énergie provenant du réseau électrique durant toute la disponibilité du véhicule, et ipso facto, son temps de présence à domicile. Pour cela, la somme de la consommation électrique provenant du réseau électrique à chaque pas d'échantillonnage est réalisée en incrémentant ou retranchant une quantité d'énergie à la courbe de charge domestique selon respectivement que le véhicule est chargé ou que celui-ci réalise une décharge conformément au profil de la commande u optimale résultant de la stratégie explicitée ultérieurement.

$$J(k) = \sum_{k=N_1}^{N_2} S_M(k) + [(1-j) \times (S_A - S_M(k))] \times u - j \times S_M(k) \times u \quad (3.2)$$

N_1 et N_2 = Les horizons de prédiction

S_M = La consommation électrique du logement

S_A = La valeur de l'abonnement d'électricité souscrit

u = La commande de charge ou de décharge du PHEV

k = Le pas d'échantillonnage

$j = 0$ lorsque $u > 0$ et $j = 1$ lorsque $u < 0$

3.2 Les contraintes

Les limites relatives au respect de l'abonnement d'électricité souscrit par l'utilisateur uniquement valable durant les phases de charge du PHEV, aux puissances de charge et décharge du véhicule et aux niveaux minimal et maximal pouvant être atteints par les batteries ont été considérées. Partant, celles-ci forment les contraintes dures de l'algorithme d'optimisation proposé et sont exprimées respectivement par les équations 3.3, 3.4 et 3.5. En ce qui concerne les contraintes d'égalité, elles se manifestent d'une part, à travers le réseau électrique devant assurer la demande en puissance du logement incluant le PHEV où les lois de la physique imposent l'équilibre des puissances à chaque instant (équation 3.6) et d'autre part, par une contrainte dite relâchée (équation 3.7) caractérisant l'atteinte de l'état de charge souhaité du véhicule à la prochaine utilisation. La contrainte qualifiée de relâchée est justifiée et découle implicitement d'une limite stricte constituant la stratégie explicitée ultérieurement. En sus, une contrainte supplémentaire a été introduite afin que la recharge du véhicule soit prohibée lorsque le logement a une consommation théorique excédentaire à la valeur de l'abonnement souscrit (équation 3.8).

$$S_{Maison}(k) + S_{PHEV}(k) \leq S_{Abonnement} \quad (3.3)$$

$$\underbrace{S_{Maison}(k) \times u}_{\text{Déchargement du PHEV}} \leq S_{PHEV}(k) \leq \underbrace{[S_{Abonnement} - S_{Maison}(k)] \times u}_{\text{Chargement du PHEV}} \quad (3.4)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(k) \leq SOC_{max} \quad (3.5)$$

$$S_{Maison}(k) + S_{PHEV}(k) - S_{Réseau}(k) = 0 \quad (3.6)$$

$$SOC(k) =^* SOC_{Final} \quad (3.7)$$

$$\text{if } S_{Maison}(k) \geq S_{Abonnement} \Rightarrow S_{PHEV}(k) = 0 \quad (3.8)$$

Excepté les limites relatives aux puissances de charge et de décharge du PHEV, les valeurs numériques des contraintes ne sont pas mentionnées en raison du développement de l'algorithme au regard du domaine de l'automatique et ipso facto, où toutes les valeurs sont normalisées. Concernant l'exception, de par la formulation du critère présenté précédemment, il est constaté que la commande maximale de chargement du véhicule commanditée par la stratégie correspond à l'énergie disponible résultant de la valeur de l'abonnement d'électricité souscrit soustraite de la consommation du logement au pas d'échantillonnage considéré. De ce fait, cette contrainte est qualifiée de dynamique et évolutive puisqu'elle nécessite une mise à jour durant le fonctionnement de l'algorithme. Celle-ci atteint une limite maximale égale à la valeur de l'abonnement d'électricité souscrit lorsque la consommation d'électricité du logement est nulle. Concernant la contrainte dynamique relative à la puissance maximale de décharge du PHEV, elle atteint un seuil maximal correspondant à la consommation du logement au pas d'échantillonnage considéré.

3.3 L'horizon de prédiction et la période d'échantillonnage

Une des spécificités fortes de la commande prédictive réside dans sa capacité à considérer un critère et / ou des contraintes dynamiques. Néanmoins, une quantité importante de paramètres variant au cours du temps augmente considérablement la charge de calcul en ligne et peut compromettre la résolution du problème d'optimisation si, par exemple, le temps d'obtention de la solution est supérieur à la période d'échantillonnage. Le délai nécessaire pour résoudre le problème d'optimisation évolue de concert avec la dimension de l'horizon de prédiction et le nombre de contraintes. Ces dernières caractérisant généralement des restrictions dures justifiées par les limitations physiques du système ne subissant aucune variation durant le fonctionnement de l'algorithme, il est récurrent de réduire l'horizon de prédiction au profit du temps de calcul mais au détriment de la précision. Le système traité disposant d'un unique paramètre dynamique relatif aux puissances de charge et décharge du véhicule, l'horizon de prédiction a été sélectionné eu égard au temps de présence à domicile du PHEV. Concernant la période d'échantillonnage choisie, celle-ci est corrélée à la fréquence des relevés de consommation d'électricité des appareils électriques domestiques, qui équivaut à 10 minutes et qui a permis l'obtention des bases de données des courbes de charges des logements qui ont été utilisées dans cette étude.

3.4 La stratégie

La commande prédictive proposée est caractérisée par une stratégie paramétrique exploitant les bases de données des courbes de charges des logements présentées à la section 2 du Chapitre II. Celles-ci représentent le modèle de prédiction de l'algorithme. Partant, compte tenu de l'utilisation de ces courbes de charges, la méthode exposée fait appel à une stratégie hors ligne pour le calcul d'une séquence de commande optimale appliquée à posteriori au cas traité en ligne et ipso facto, où la courbe de charge est inconnue. Justifié par le domaine d'application visé qui est le secteur résidentiel, il a été considéré que le tarif journalier de l'énergie est connu. La figure V.156 illustre le synoptique principal de l'algorithme MFEL basé sur la commande prédictive. La figure V.157 présente le principe

de fonctionnement de la stratégie appliquée à chaque période d'échantillonnage, en mode hors ligne, exploitant les courbes de charges domestiques constituant les bases de données.

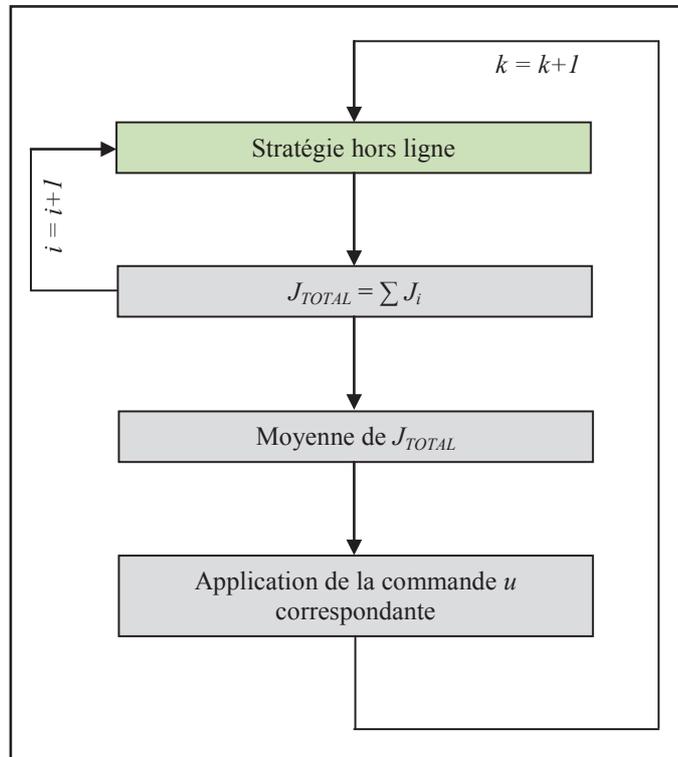


Fig. V.156 – Synoptique de l'algorithme MFEL basé sur la commande prédictive

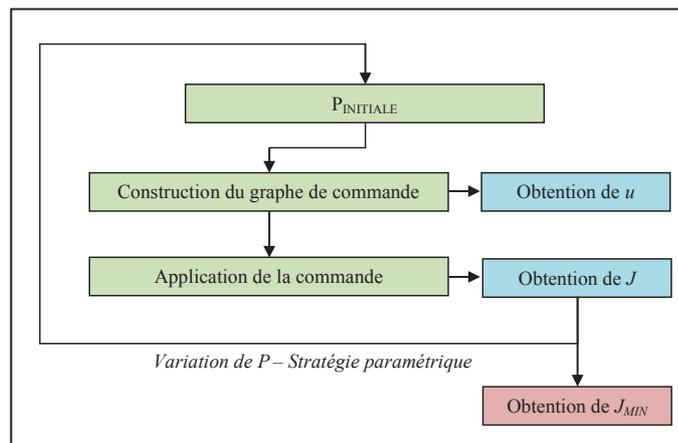
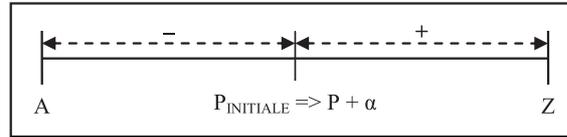
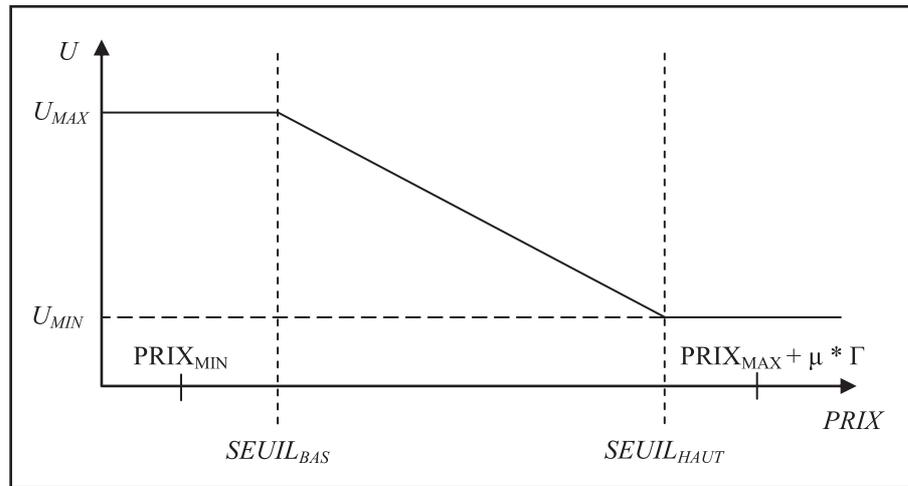


Fig. V.157 – Synoptique de la stratégie paramétrique appliquée en hors ligne

Selon le synoptique de l'algorithme MFEL (figure V.156), la première étape consiste à exécuter la stratégie hors ligne à chaque période d'échantillonnage pendant toute la durée de disponibilité du véhicule consolidant ainsi le principe de l'horizon rétrécissant appliqué. Cette stratégie s'identifie à une optimisation paramétrique dont le principe est le suivant. Initialement, un vecteur $P_{INITIALE}$ contenant 5 variables est généré (équation 3.9). Selon

la figure V.158, ce vecteur est borné suivant deux paramètres variables (A et Z) offrant des degrés de réglages. L'étape suivante s'attache à la construction du graphe de commande (figure V.159), liant linéairement la commande au prix de l'électricité, à partir duquel la commande u , à appliquer à un nombre souhaité de courbes de charges (indice i sur la figure V.156), est déterminée à partir de l'équation 3.10 et de la stratégie triviale suivante. Si G est inférieur ou égal à $SEUIL_{BAS}$, la commande est maximale. Par réciprocity, si G est supérieur ou égal à $SEUIL_{HAUT}$, la commande est minimale. Le cas échéant, l'équation 3.11 exprime le calcul de la commande u . De part la formulation de G , il est constaté par l'introduction du paramètre de réglage μ qu'il est possible d'incrémenter le prix de l'électricité en fonction de la consommation électrique du logement à l'instant considéré. Ce procédé comporte l'avantage de pouvoir influencer (augmenter ou diminuer) la sollicitation du véhicule. Ce qui s'avèrera déterminant pour l'analyse du vieillissement des batteries du véhicule lors d'un écrêtage des pics de consommation électrique du logement octroyant des avantages certains pour le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD). Les équations 3.12 et 3.13 expriment les seuils, respectivement bas et haut, permettant la construction du graphe de commande. Partant, pour tout l'horizon de prédiction, la commande u est appliquée aux courbes de charges sélectionnées en connaissant et considérant la variation du prix de l'électricité. Ainsi, le coût J_{TOTAL} correspondant à cette commande est obtenu aux heures de départ des véhicules. S'ensuit l'étape d'optimisation paramétrique consistant à trouver la combinaison optimale du vecteur P et ipso facto, de la commande u minimisant la fonction coût total relative à toutes les courbes de charges choisies en assurant le respect d'une contrainte d'égalité dure, de type statistique, introduite concernant les états de charges souhaités des véhicules aux heures de départ du domicile. Cette limite stricte est respectée lorsqu'un pourcentage désiré de PHEVs, parmi le nombre de cas traités par la stratégie hors ligne, a atteint un seuil préalablement fixé. Pour déterminer la combinaison optimale, une recherche exhaustive est réalisée dans la zone du vecteur P . Néanmoins, pour diminuer le temps de convergence de l'algorithme, une première incrémentation permet d'affiner la recherche dans la zone " + " ou " - " (figure V.158). Les équations 3.14 et 3.15 permettent la variation du vecteur P et ipso facto, de déterminer la commande u minimisant le critère coût conformément au procédé suivant. Si le coût J_{TOTAL} diminue et que la contrainte dure relative aux états de charges finaux des PHEVs est respectée, α est réajusté selon l'équation 3.14. Sinon, le réajustement est régi par l'équation 3.15. Partant, le vecteur P est mis à jour en l'additionnant avec α . Cette itération est répétée jusqu'à ce que la valeur absolue de α , qui est un paramètre de réglage, soit inférieure à une valeur fixée attestant la convergence de l'algorithme. Ayant déterminé la combinaison optimale de P , les profils de commandes u sur tout l'horizon de prédiction relatif à l'application de la stratégie paramétrique hors ligne sur les courbes de charges sélectionnées sont obtenus et aboutissent à une unique valeur de la fonction coût total servant de référence pour le cas traité en ligne. Effectivement, la commande u induite de la valeur moyenne de J_{TOTAL} est appliquée au cas traité en ligne pour la période d'échantillonnage considérée. Au pas de temps suivant et jusqu'à l'heure de départ du véhicule, l'ensemble de la méthodologie est à nouveau exécuté permettant l'obtention du profil optimal de la commande u qui a été appliquée au cas traité en ligne.

$$P = [G_{MIN}, G_{MAX}, U_{MAX}, U_{MIN}, \mu] \quad (3.9)$$

Fig. V.158 – Zone du vecteur P Fig. V.159 – Graphe de la commande u

$$G(kk) = PRiX(kk) \times (1 + \mu \times S_{MAISON}(kk)) \quad (3.10)$$

$$u(kk) = \frac{U_{MAX} + (U_{MIN} - U_{MAX})}{(SEUIL_{HAUT} - SEUIL_{BAS}) \times (G(kk) - SEUIL_{BAS})} \quad (3.11)$$

$$SEUIL_{BAS} = PRiX_{MIN} + G_{MIN} \times [(PRiX_{MAX} + \mu \times \Gamma) - PRiX_{MIN}] \quad (3.12)$$

$$SEUIL_{HAUT} = PRiX_{MIN} + G_{MAX} \times [(PRiX_{MAX} + \mu \times \Gamma) - PRiX_{MIN}] \quad (3.13)$$

$$\alpha = \min(Z, \beta^+ \times \alpha) \quad (3.14)$$

$$\alpha = \text{sign}(-\beta^- \times \alpha) \times \max(A, |\alpha|) \quad (3.15)$$

4 Les résultats

La stratégie de commande prédictive proposée est générique et ipso facto, extrapolable à différents algorithmes relatifs au tryptique réseaux électriques, véhicules électriques et secteurs résidentiels. Néanmoins, le réglage des paramètres est propre à chaque système étudié. Partant, en perspective du remplacement du modèle normalisé par les éléments proposés au Chapitre II, l'étude de l'influence des paramètres de réglages sur les indices de performances permettant d'évaluer l'efficacité de la loi de commande présentée précédemment, a été réalisée. Pour cela et dans l'éventualité de comparer l'algorithme de commande prédictive proposé avec d'autres stratégies, trois indicateurs de performances ont été introduits. Le premier caractérise le temps de simulation (T_S). Le second indice est la fonction coût exprimée par l'équation 3.2. Enfin, le troisième indice représente l'évolution de l'état de santé des batteries du véhicule (SOH). Partant de la proposition d'une commande prédictive normalisée n'utilisant pas les éléments réels (excepté les courbes de charges des logements), les résultats illustrés n'ont pas pour vocation de déterminer le gain financier optimal. Plaçant ces travaux en perspective, le présent objectif est d'illustrer le bon fonctionnement des fonctionnalités de la stratégie proposée. Pour cela, trois tests ont été réalisés. Le tableau V.74 récapitule les valeurs des paramètres de réglages et les temps de simulations. Les tests 1 et 2 sont pourvus du même profil journalier de tarification de l'énergie (figure V.160). En revanche, la valeur du paramètre β^+ est moins élevée pour le second test, aboutissant ainsi à un temps de simulation moins élevé. Eu égard au dernier test, les valeurs des paramètres de réglages sont identiques à celles du test précédent. Néanmoins, le tarif journalier de l'énergie est différent (figure V.160). Pour l'ensemble des tests, le nombre de cas traités par la stratégie paramétrique hors ligne s'élève à 500 et la contrainte dure relative aux états de charges finaux des PHEVs est respectée lorsque statistiquement 99% des PHEVs atteignent un état de charge supérieur à 95%. Par ailleurs, le temps de présence du véhicule, égal à 6h, ainsi que la courbe de charge du logement sont identiques durant les trois tests (figure V.161). Enfin, pour l'ensemble des tests, les figures V.162, V.163, V.164, V.165 et V.166 illustrent les évolutions respectivement des états de charges des PHEVs relatifs aux 500 cas traités par la stratégie paramétrique hors ligne, des états de charges obtenus pour le cas traité en ligne, des profils optimaux de la commande u ayant été appliquée au cas traité en temps réel, des états de santé des batteries du PHEV relatifs au cas traité en ligne et du critère coût pour le cas traité en temps réel.

Paramètres	Test 1	Test 2	Test 3
α_{INITIALE} et $\alpha_{\text{CONVERGENCE}}$	0.1 – 0.01		
μ	0		
Λ et Z	0.005 – 1.2		
Γ	1		
β^+ et β^-	1.5 – 0.35	1.1 – 0.1	
$\text{SOC}_{\text{INITIALE}}$	10%		
T_S	34mins	24mins	24mins

Tab. V.74 – Données relatives aux 3 tests

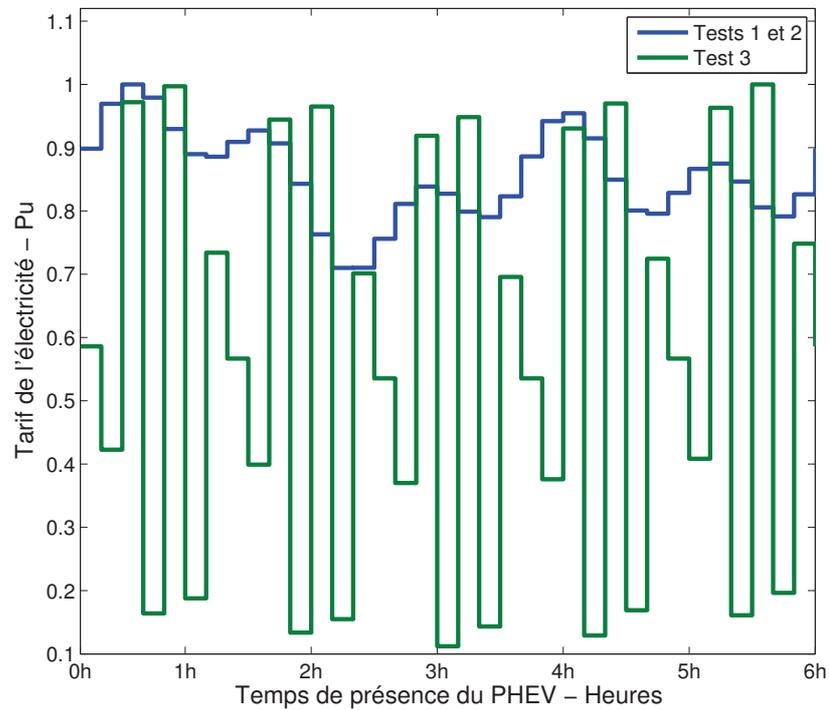


Fig. V.160 – Tarif journalier de l'énergie

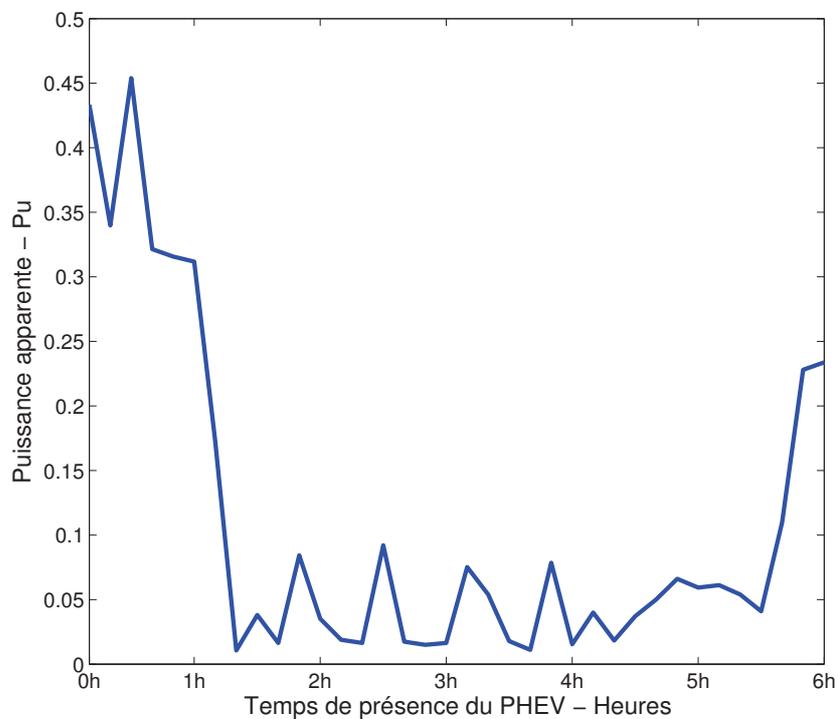


Fig. V.161 – Courbe de charge du logement – Cas traité en temps réel

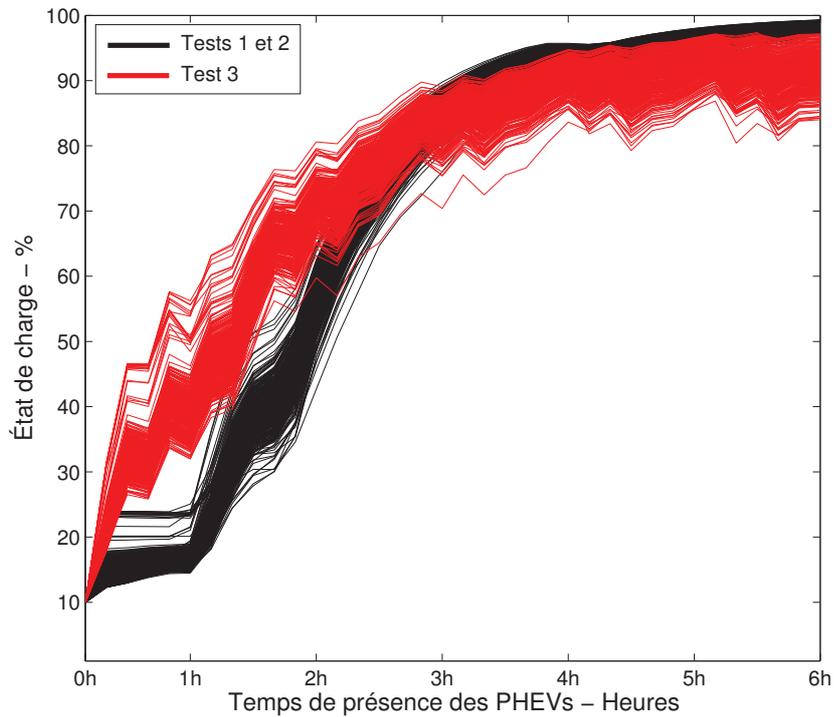


Fig. V.162 – Évolutions des SOC des PHEVs – 500 cas traités en hors ligne

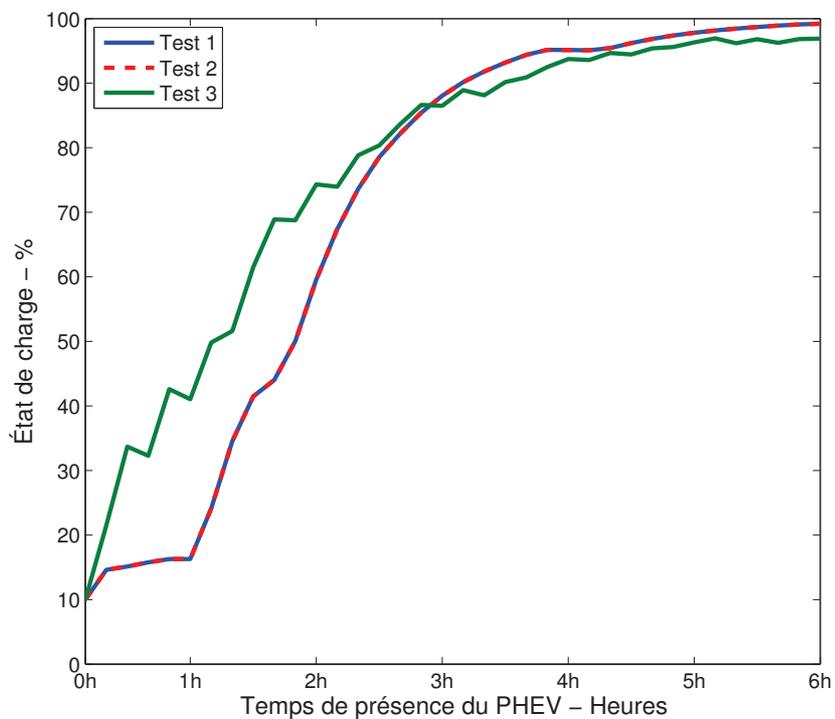


Fig. V.163 – Évolutions du SOC du PHEV – Cas traité en temps réel

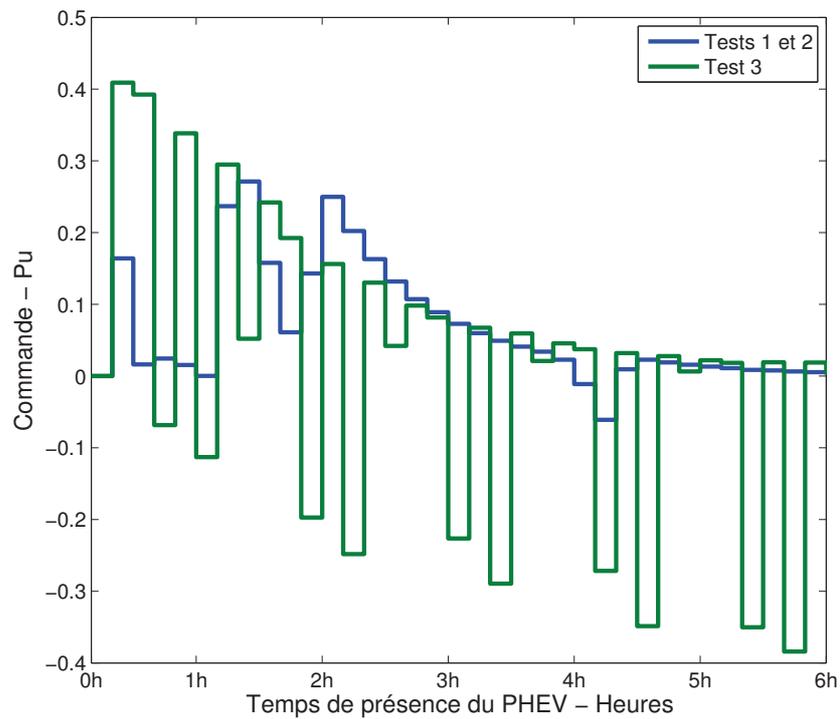
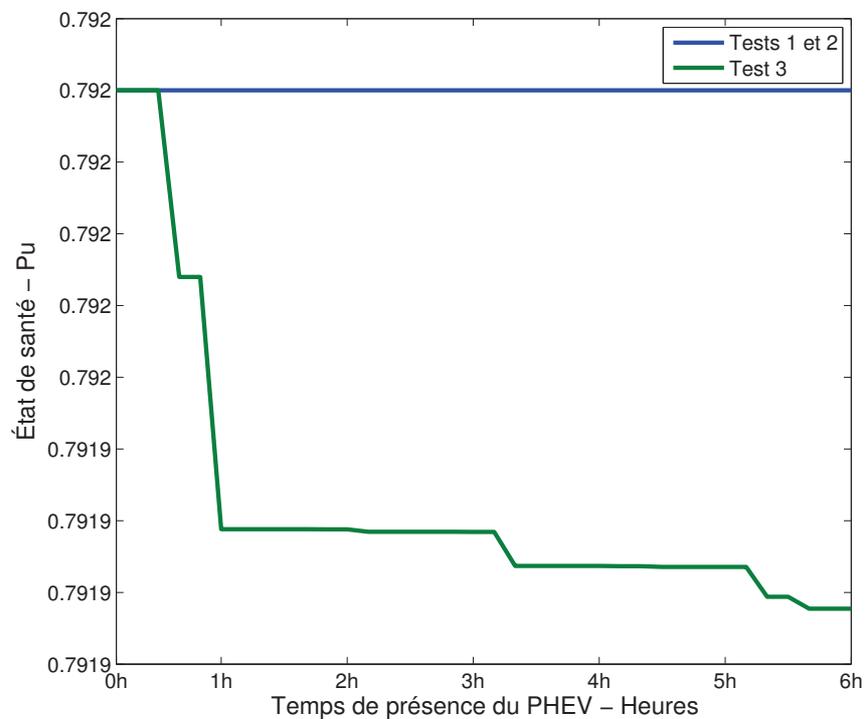
Fig. V.164 – Profils optimaux de la commande u du PHEV – Cas traité en temps réel

Fig. V.165 – Évolutions du SOH du PHEV – Cas traité en temps réel

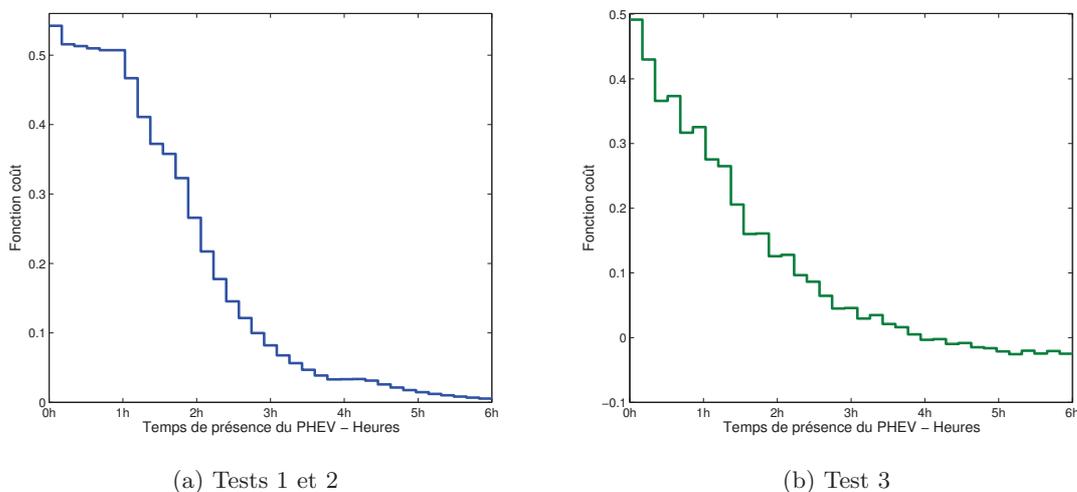


Fig. V.166 – Évolutions de la fonction coût – Cas traité en temps réel

5 Conclusion et perspectives

Basé sur la commande prédictive, un algorithme de Minimisation de la Facture Énergétique d'un Logement (MFEL) disposant d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable a été proposé. Eu égard au domaine visé, les perspectives se profilent selon deux catégories regroupant d'une part les travaux relatant le domaine de l'automatique et d'autre part, ceux destinés au secteur électrique. Concernant la première catégorie, les multiples travaux envisageables sont de prime abord, les variations de l'horizon de prédiction et de la période d'échantillonnage. Puis, la reconsidération de la relation linéaire liant la commande au prix de l'électricité. S'ensuit une perspective relative à la pertinence des résultats obtenus pour le cas traité en temps réel en fonction du nombre de courbes de charges sélectionnées pour l'application, en hors ligne, de la stratégie paramétrique. Actuellement étant limité par la consommation électrique du logement au pas d'échantillonnage considéré, la modification de la fonctionnalité corrélative à la puissance de décharge maximale du PHEV apportera un degré de liberté supplémentaire influençant à priori fortement les résultats. Nonobstant les études mentionnées, l'exploitation de l'algorithme est envisagée en remplaçant le modèle normalisé par les éléments relatifs au suivi dynamique de la tension, de l'état de charge et de l'état de santé des batteries des PHEVs d'une part et des distributions, obtenues à partir de l'algorithme probabilistique quadridimensionnel, caractérisant les heures de début de charges et de départ du domicile des véhicules, leurs types et catégories ainsi que leurs états de charges d'autre part. Partant, l'élaboration d'un abaque résultant des variations de tous les paramètres de réglages susmentionnés de l'algorithme de commande prédictive proposé permettra de quantifier les gains économiques pour les bénéficiaires.

CHAPITRE VI

VEHICLE-TO-GRID (V2G)

*Sanma şâhim herkesi sen sâdikâne yâr olur,
Herkesi sen dost mu sandın belki ol ağyâr olur,
Sâdikâne belki ol bu âlemde dildâr olur, Yâr olur ağyâr
olur dildâr olur serdâr olur.*

Yavuz Sultan Selim (le Terrible)

Résumé

Les travaux présentés dans ce chapitre prospectent la thématique du concept Vehicle-to-Grid relative à la contribution des véhicules électriques et hybrides rechargeables eu égard au maintien du plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel. Partant, une méthodologie générique aboutissant à l'obtention de l'outil indispensable au développement futur d'algorithmes optimaux de pilotage du plan de tension d'un réseau électrique est exposée. Puis, un algorithme intelligent de Pilotage de Plan de Tenion - PPT est proposé.

Chapitre VI - Vehicle-to-Grid (V2G)

Section 1 - La contribution des PHEVs au maintien du plan de tension

The people think of wealth and power as the greatest fate, but in this world a spell of health is the best state. What men call sovereignty is a worldly strife and constant war; worship of God is the highest throne, the happiest of all estate's.

Kanûnî Sultan Süleyman (Soliman le Magnifique)

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	296
2	UNE MÉTHODOLOGIE POUR PILOTER LE PLAN DE TENSION	296
2.1	Les éléments et le réseau électrique de type résidentiel	296
2.2	La recharge des PHEVs	297
2.3	La méthodologie et les résultats	301
2.4	Conclusion	307
3	L'ALGORITHME DE PILOTAGE DU PLAN DE TENSION	308
4	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	310

1 Introduction

De par leur capacité de stockage d'énergie et leur point de raccordement qui sera uniforme sur les réseaux électriques de type résidentiel dans le cas de la charge à domicile, les PHEVs sont très appropriés pour le service système (ou Vehicle-to-Grid) et pour ainsi soutenir les réseaux électriques notamment eu égard au plan de tension. Aussi, les travaux présentés dans cette section proposent-ils d'une part, une méthodologie permettant de piloter le plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel à partir des PHEVs connectés et d'autre part, un algorithme en ligne de Pilotage du Plan de Tension - PPT.

2 Une méthodologie pour piloter le plan de tension

Le procédé proposé aboutit à une formulation mathématique partageant équitablement entre tous les PHEVs connectés au réseau électrique, la puissance à consommer ou à injecter en fonction de la modification souhaitée du plan de tension moyen du réseau électrique. À cet égard, il a été considéré que chaque maison composant le réseau électrique étudié est équipée d'un unique PHEV. La méthodologie proposée a été appliquée sur le réseau électrique de type résidentiel utilisé pour les différentes études présentées précédemment dans ce manuscrit. À ce titre, en premier lieu, les éléments nécessaires pour la faisabilité de l'analyse et les principales caractéristiques du réseau électrique sont rappelés. En second lieu, les résultats de l'incrémentation de la consommation d'énergie des PHEVs chargés à différentes puissances sur les courbes de charges domestiques sont présentés. En troisième lieu, la méthodologie permettant d'établir une loi de comportement du plan de tension pilotable à partir des PHEVs et les résultats de simulations sont exposés. Enfin, une conclusion intermédiaire clôture cette partie.

2.1 Les éléments et le réseau électrique de type résidentiel

À l'instar des travaux présentés au chapitre précédent, la réalisation de la présente étude nécessite l'utilisation des éléments faisant l'objet du Chapitre II. Ces derniers représentent d'une part les bases de données des courbes de charges des logements (section 2) et d'autre part, les distributions, composées de 10 000 caractéristiques, qui contiennent les heures d'arrivée et de départ, les types et catégories ainsi que les états de charges, relatives aux PHEVs et qui sont générées à partir de l'algorithme probabilistique quadri-dimensionnel de connexions des PHEVs (section 3). En sus, le réseau électrique de type résidentiel présenté à la section 1 du Chapitre II est exploité. Il est rappelé que le réseau résidentiel considéré est de type urbain souterrain composé de 96 maisons avec une architecture très proche de celle qui existe en France (figure VI.167). La puissance assignée du transformateur HTA/BT est égale à 400kVA.

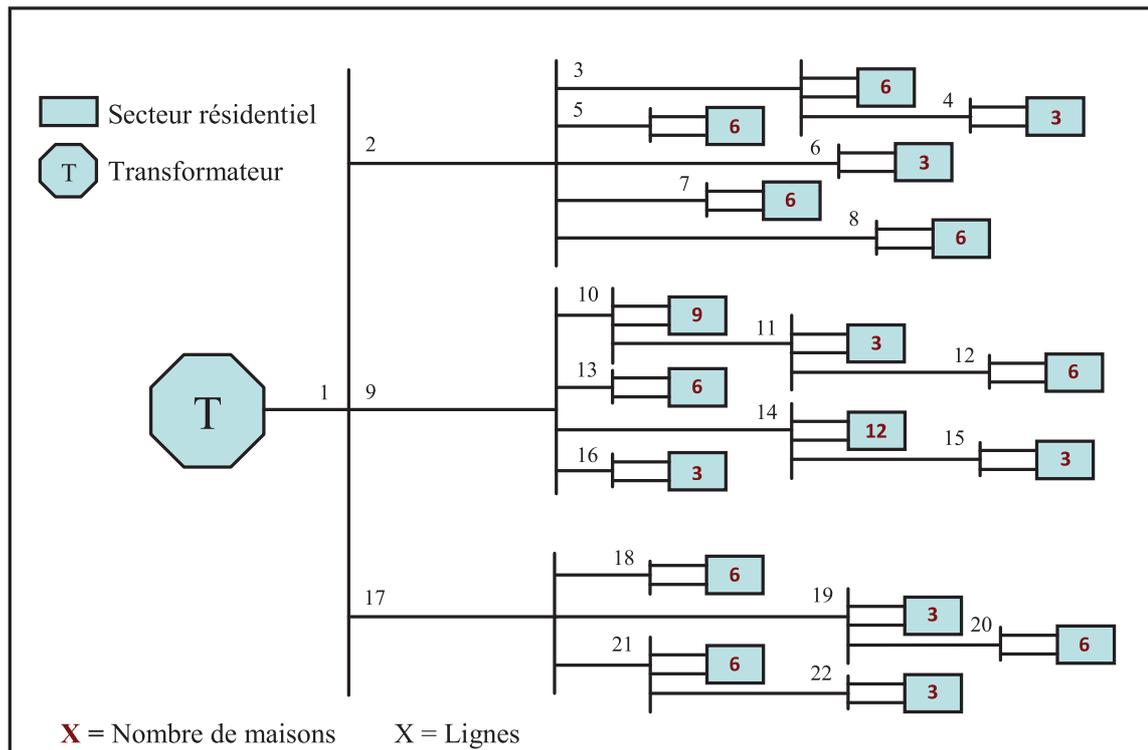
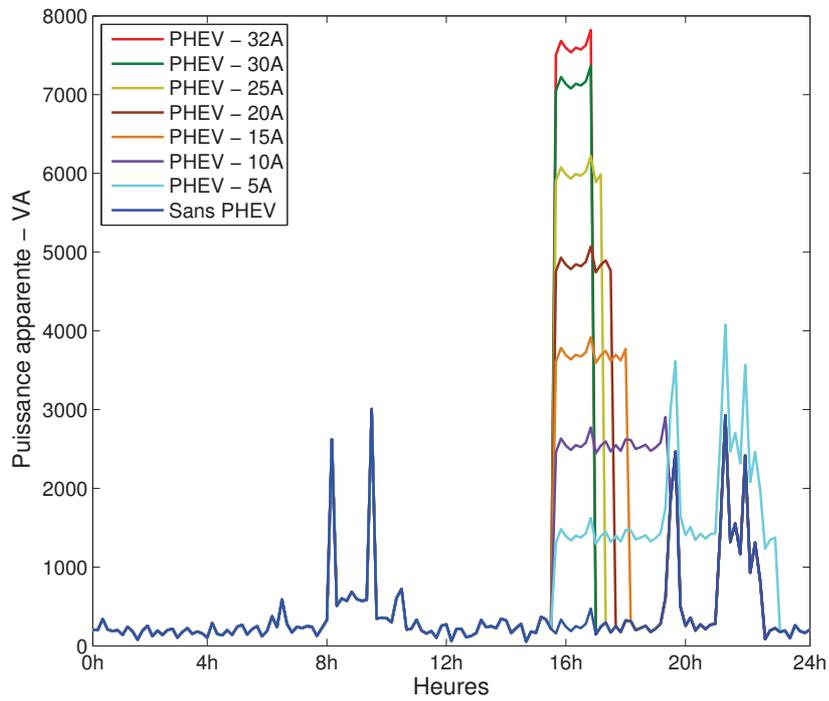


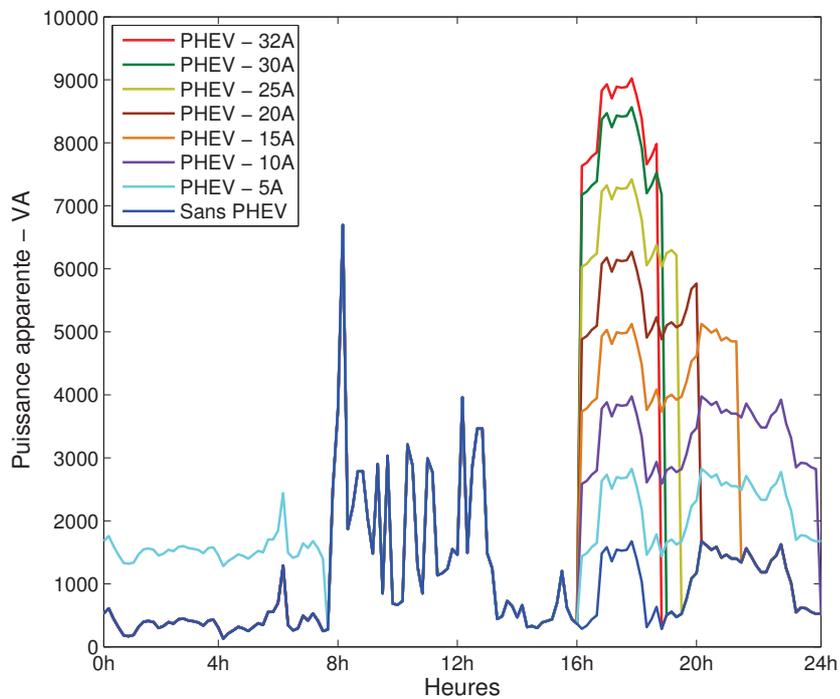
Fig. VI.167 – Le réseau électrique de type résidentiel

2.2 La recharge des PHEVs

Le tryptique constitué de l'algorithme Rule-Based présenté à la section 1 du Chapitre IV, des 10 000 données de chacune des distributions générées à partir de l'algorithme probabilistique quadridimensionnel de connexions des PHEVs présenté à la section 3 du Chapitre II et du modèle de batteries Lithium Ion Fer Phosphate également présenté à la section 3 du Chapitre II, a permis la création de nouvelles bases de données de courbes de charges de logements incrémentées de la consommation d'énergie des PHEVs chargés à différentes puissances de charges allant jusqu'à 32A par pallier de 5A. Une puissance de charge des PHEVs allant jusqu'à 230V-32A a été utilisée puisque ce palier de charge est envisagé pour la recharge à domicile des véhicules rechargeables [TBC10]. La figure VI.168 illustre 4 exemples d'applications de l'algorithme Rule-Based pour l'exercice réalisé. Le tableau VI.75 recense les données relatives aux exemples illustrés. La figure VI.169 illustre pour 2 bases de données sélectionnées arbitrairement, les moyennes des 1000 courbes de charges des logements sans PHEV puis incrémentées par la consommation d'énergie d'un PHEV par maison chargé aux différentes puissances susmentionnées.

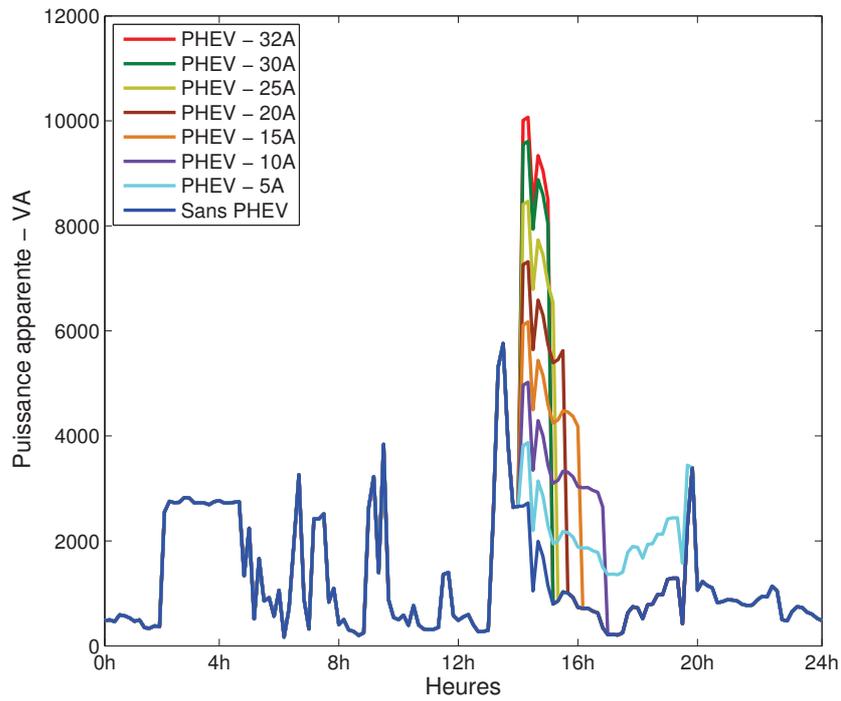


(a) Exemple 1

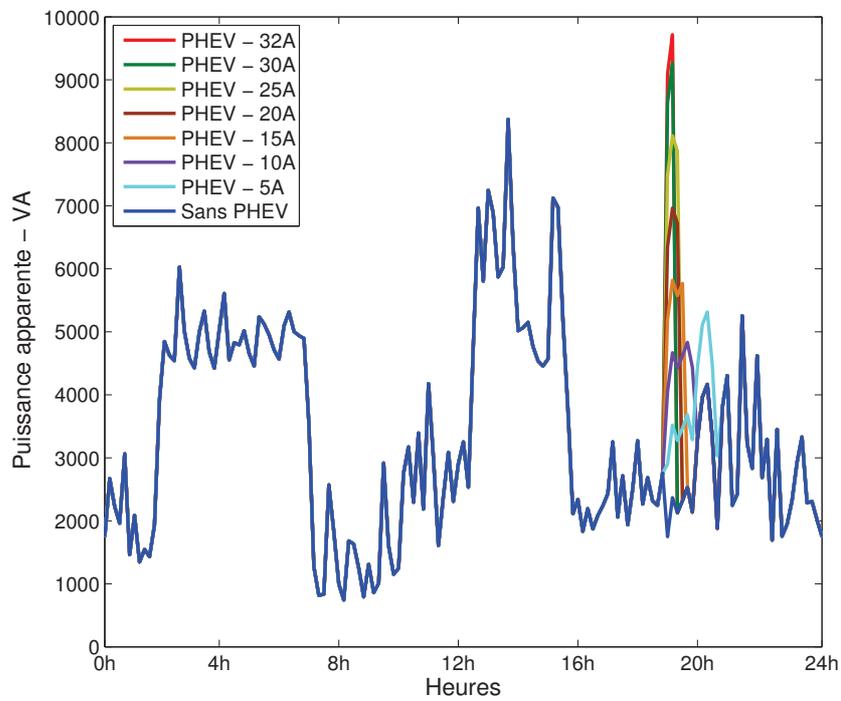


(b) Exemple 2

Fig. VI.168 – Exemples d'applications de l'algorithme Rule-Based

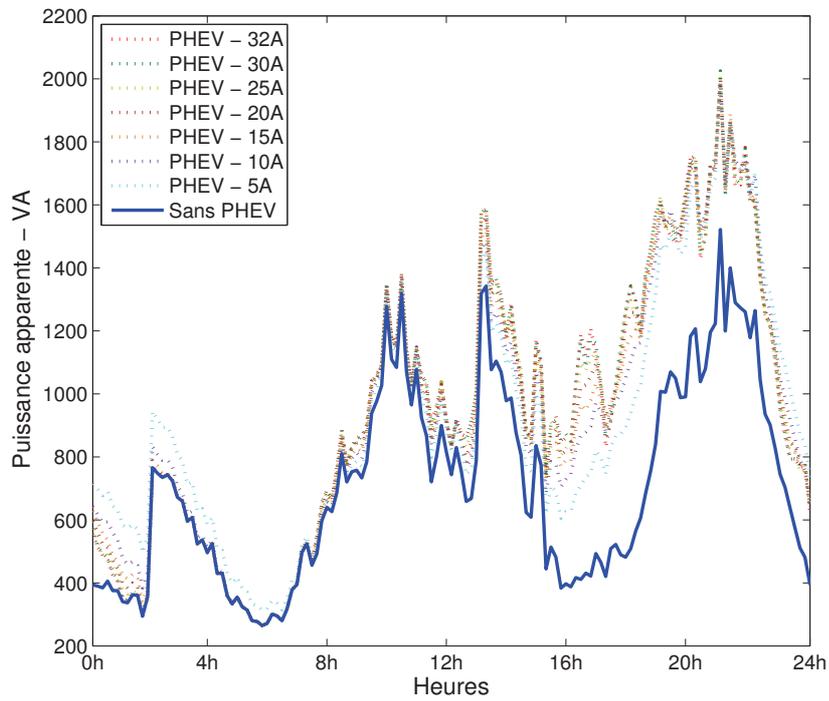


(c) Exemple 3

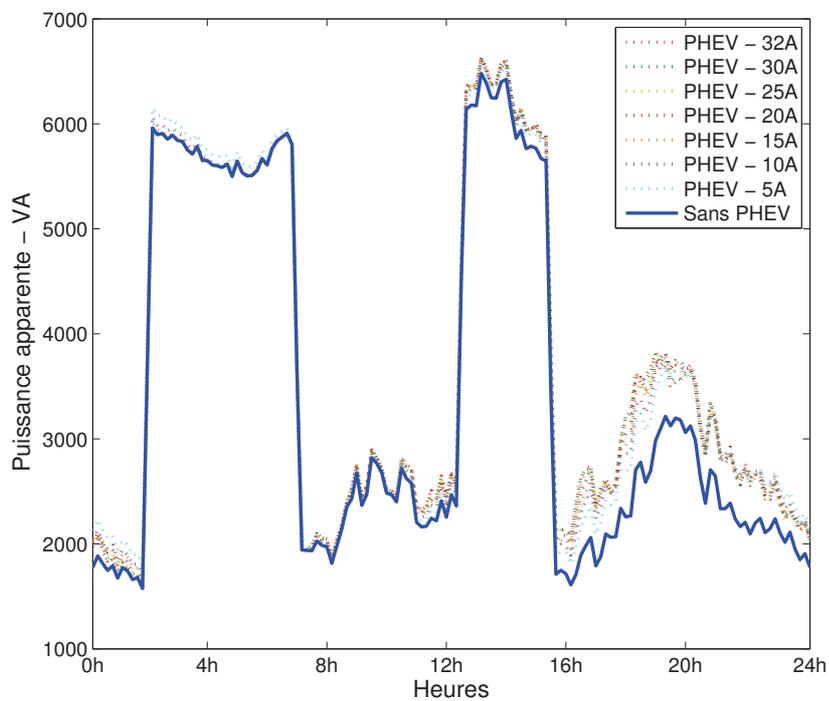


(d) Exemple 4

Fig. VI.168 – Exemples d’applications de l’algorithme Rule-Based



(a) 4P – Été – Sans chauffage électrique



(b) 6P – Hiver – Avec chauffage électrique

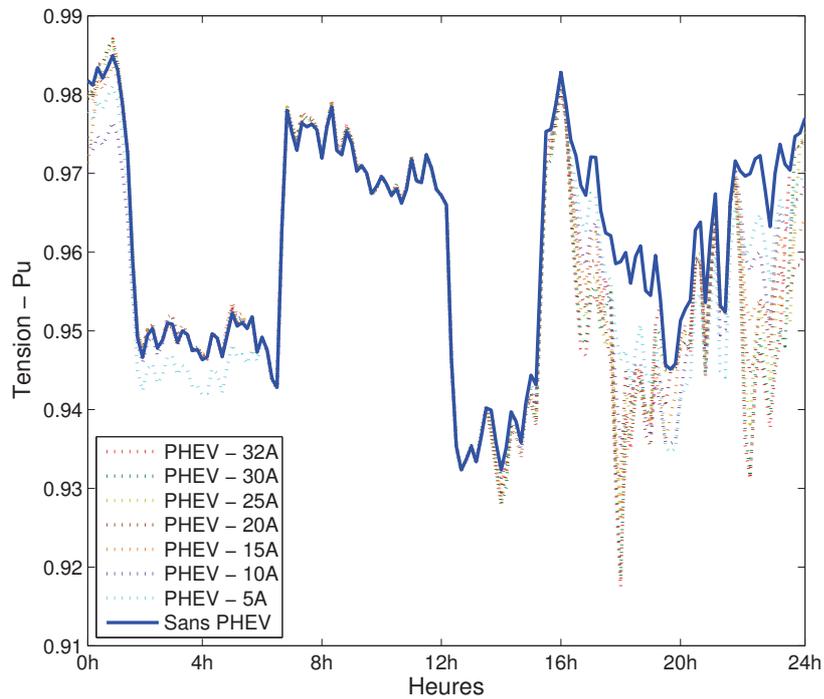
Fig. VI.169 – Courbes de charges moyennes

Exemple	1	2	3	4
PHEV				
Catégorie	CC	FS-SV	MS-S	MS-SV
Type	PHEV60	PHEV60	PHEV40	PHEV20
Heure d'arrivée	15h30	16h00	14h00	18h50
SOC	45%	35%	45%	75%
Maison				
Taille du logement	3P	6P	4P	5P
Chauffage électrique	Oui	Non	Non	Oui
Contrat souscrit	12kVA	9kVA	9kVA	12kVA
Saison	Été	Été	Hiver	Hiver

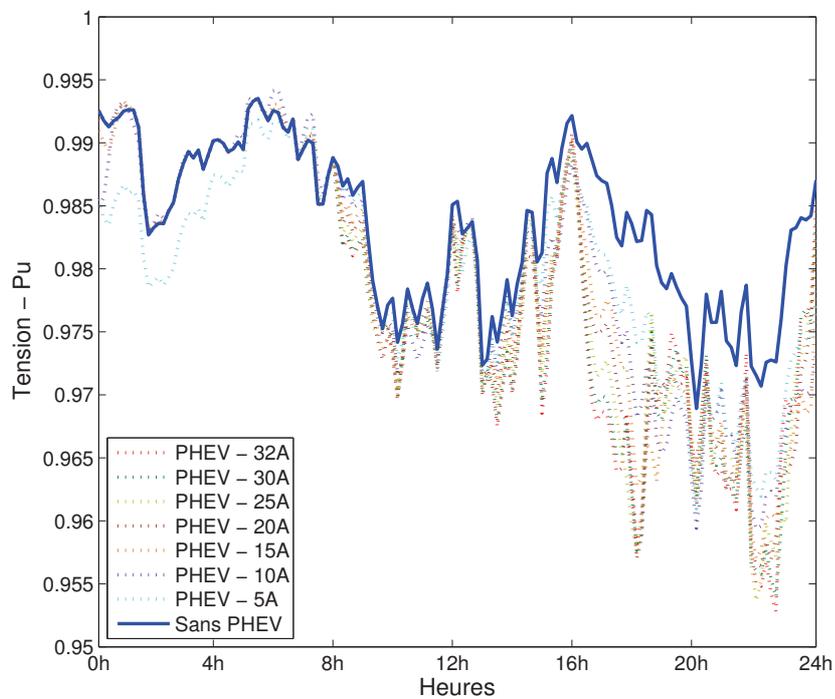
Tab. VI.75 – Données relatives aux 4 exemples

2.3 La méthodologie et les résultats

Partant de la méthodologie présentée à la section 3 du Chapitre III, les bases de données des courbes de charges des différentes tailles de logements sans PHEV puis incrémentées par la consommation d'énergie induite par l'intégration d'un PHEV par maison chargé à différentes puissances de charges, allant jusqu'à 32A par pallier de 5A, sont utilisées. À l'instar des études présentées dans le manuscrit, les spécificités relatives aux maisons en France ont été considérées. Celles-ci se manifestent d'une part par la représentation des différentes tailles de maisons sur le réseau électrique suivant la disparité française et d'autre part, par la probabilité de 23.9% que les maisons soient équipées d'une installation de chauffage électrique. Le procédé consiste à simuler le comportement du réseau électrique, de prime abord sans PHEV puis post intégration d'un PHEV par maison chargé aux différentes puissances susmentionnées. D'une manière cohérente, il est assuré que la courbe de charge affectée et les caractéristiques (heures d'arrivée et de départ, type et catégorie et état de charge) du PHEV intégré à chacune des 96 maisons composant le réseau électrique sont toutes différentes dans et à chaque simulation. Les courbes de charges des logements et les caractéristiques des PHEVs sont sélectionnées pseudo-aléatoirement. À chaque simulation, le profil de tension de chaque maison a été relevé de prime abord sans PHEV puis post intégration d'un PHEV chargé à des puissances de charges allant jusqu'à 230V-32A par pallier de 5A. À titre d'exemple, la figure VI.170 illustre les relevés des profils de tensions de deux maisons. En assurant la convergence des résultats, quatre simulations pour chaque saison ont été réalisées. Eu égard aux 8 simulations, un total de 768 profils de tensions à l'échelle des habitats ont été relevés. La figure VI.171 illustre les profils de tensions moyens du réseau électrique avec et sans PHEVs, obtenus à partir de la moyenne des 96 profils de tension des maisons relevés pour chacun des cas étudiés, pour 2 des 8 simulations réalisées.

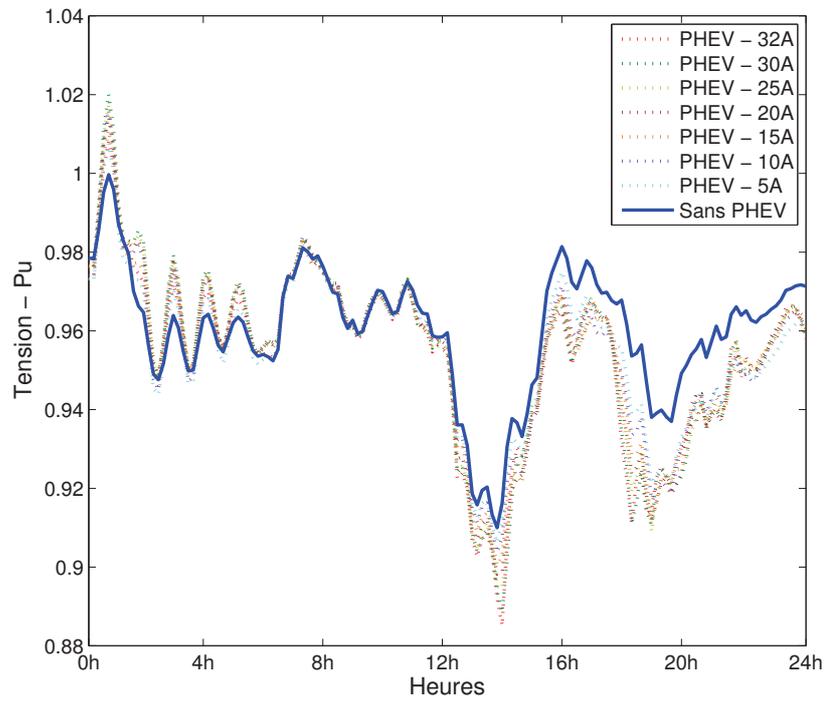


(a) Exemple 1

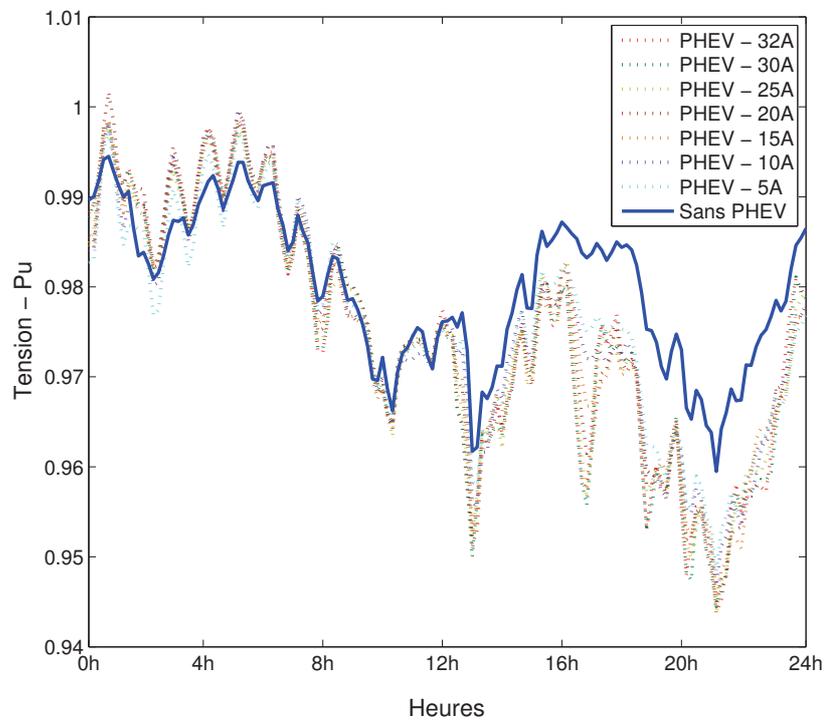


(b) Exemple 2

Fig. VI.170 – Profils de tensions d’une maison sans et avec un PHEV



(a) Hiver – Simulation 4



(b) Été – Simulation 3

Fig. VI.171 – Profils de tensions moyens du réseau électrique avec et sans PHEV

Pour chacun des 8 cas étudiés (i.e. réseau électrique sans puis avec un PHEV par maison chargé suivant les 7 puissances de charges) à chaque simulation, les monotones des profils de tensions des 96 maisons sont représentées en fonction des puissances apparentes consommées par celles-ci. Ces monotones forment des nuages de points représentatifs de la valeur du plan de tension du réseau électrique à chaque point de puissance évoluant de 0 à 12kVA par pas unitaire. En effectuant la moyenne de ces valeurs du plan de tension à chaque point de puissance, il est possible de déterminer une linéarité entre l'évolution moyenne du plan de tension du réseau électrique en fonction de la puissance apparente consommée à l'échelle d'un logement sans puis incluant un PHEV. Les figures VI.172 et VI.173 illustrent les caractéristiques linéaires déterminées pour chacun des 8 cas étudiés pour 2 simulations. Puis, l'exercice consistant à déterminer les caractéristiques représentatives de l'évolution du plan de tension moyen en fonction de la puissance apparente est extrapolé pour chacune des 7 puissances de charges des PHEVs. À ce titre, la figure VI.174 illustre la caractéristique moyenne obtenue à partir des 8 simulations pour une puissance de charge des PHEVs égale à 230V-32A. La figure VI.175 illustre, pour toutes les puissances de charges, les caractéristiques moyennes obtenues. L'important étant les coefficients directeurs de ces caractéristiques, les ordonnées de celles-ci sont normalisées à 1. Il est constaté que plus la puissance de charge des PHEVs est élevée et plus la capacité de modification du plan de tension moyen par ces derniers est importante. En traçant l'évolution des coefficients directeurs, déterminés pour chacune des puissances de charges, la pilotabilité du plan de tension moyen du réseau électrique, en fonction de la puissance de charge d'un PHEV connecté à chaque maison constituant le réseau électrique, est déterminée. De part son évolution quasi-linéaire, une relation linéaire est déduite (figure VI.176).

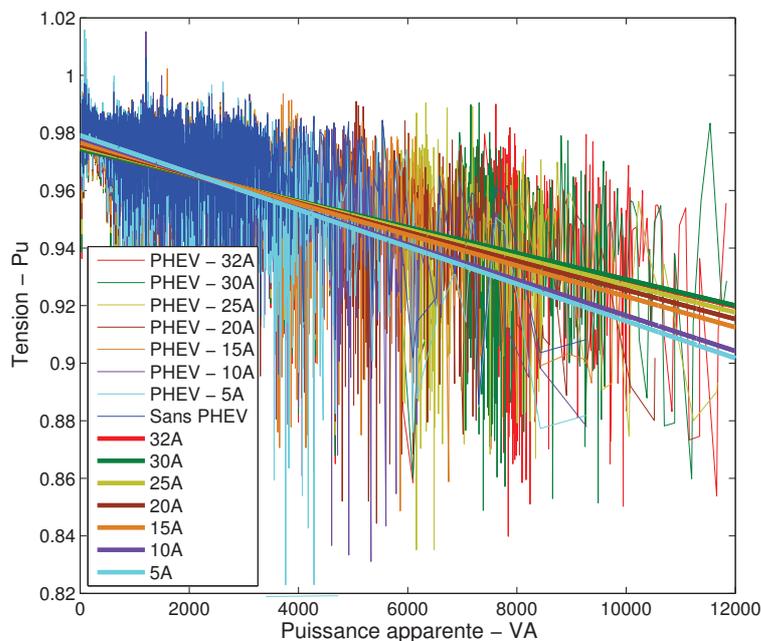


Fig. VI.172 – Caractéristiques linéaires – Été – Simulation 2

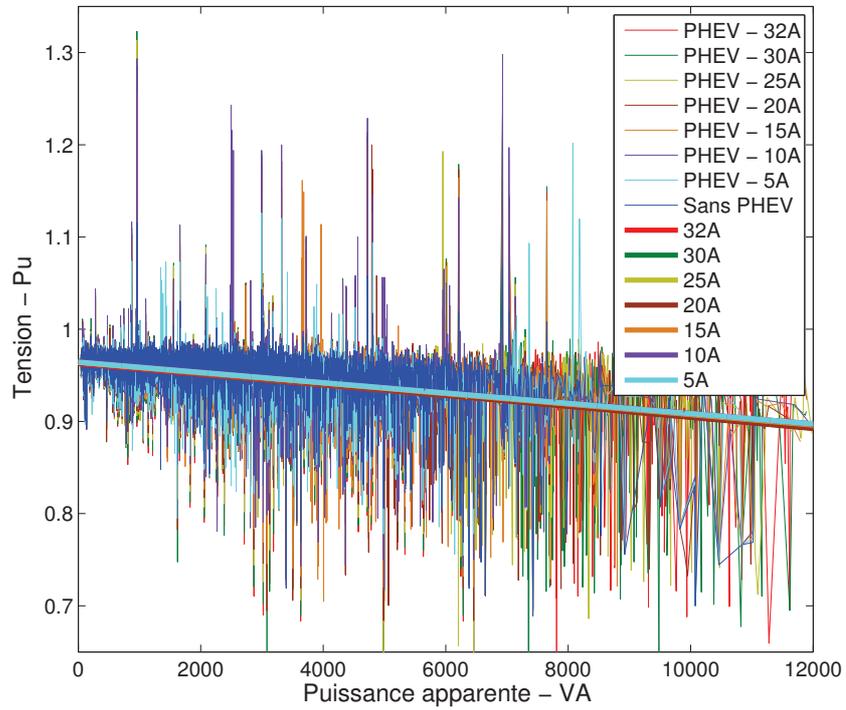


Fig. VI.173 - Caractéristiques linéaires - Hiver - Simulation 4

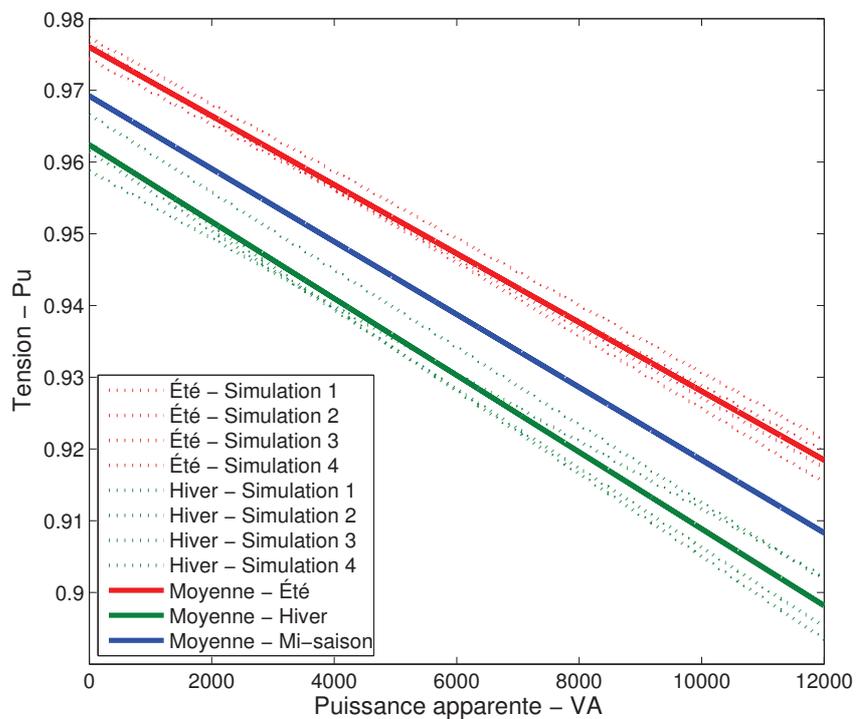


Fig. VI.174 - Caractéristiques linéaires pour $S_{PHEV} = 230V/32A$

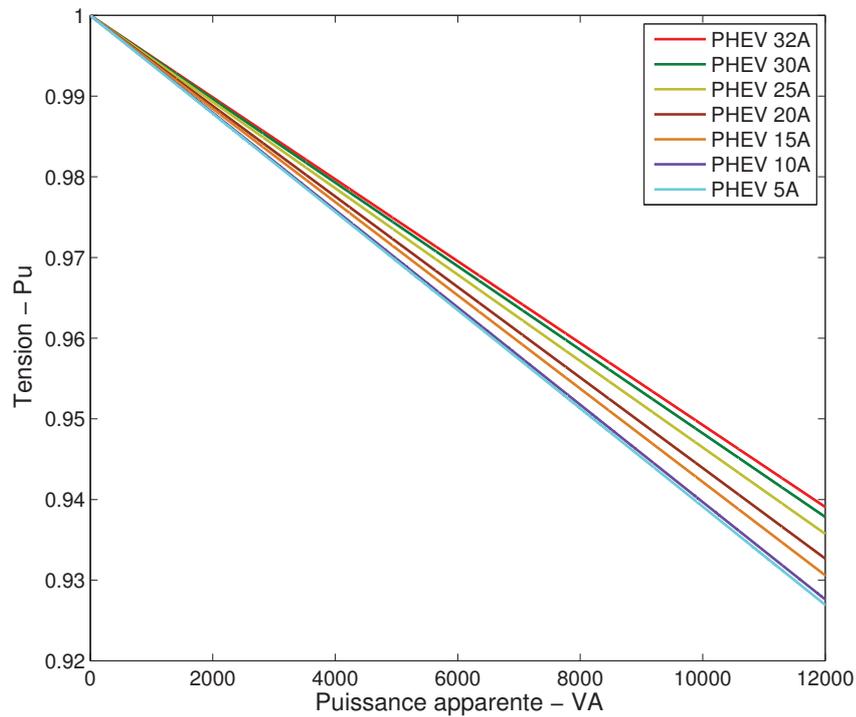


Fig. VI.175 – Caractéristiques linéaires pour les 7 puissances de charges des PHEVs

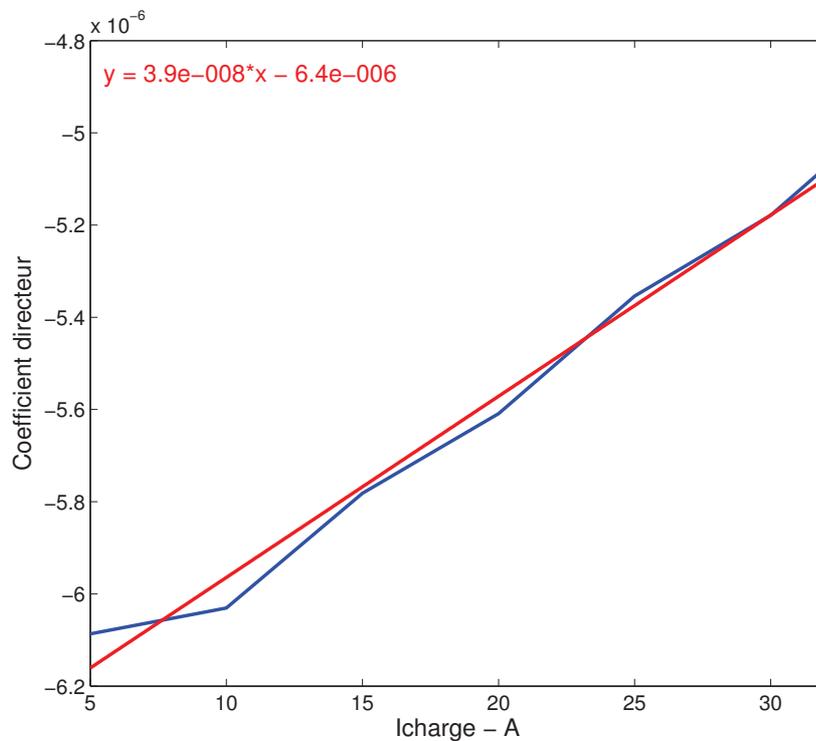


Fig. VI.176 – Évolution de la pilotabilité du plan de tension moyen

Les précédents résultats caractérisent la pilotabilité du plan de tension moyen du réseau électrique lorsque chaque PHEV intégré à chaque logement est connecté et que tous les PHEVs consomment ou sont tous chargés à des puissances identiques. Or, ce fonctionnement est peu probable dans le cas d'un réseau électrique intelligent fonctionnant suivant le concept du Smart Grid où chaque véhicule rechargeable opère différemment. Partant, basée sur l'évolution illustrée par la figure VI.176, la formulation de l'équation 1.1 est proposée. Celle-ci départage équitablement entre tous les PHEVs connectés au réseau électrique, la puissance totale à soustraire ou à ajouter aux PHEVs suivant une référence, ΔV , de modification du plan de tension moyen désirée. Ainsi, suivant l'état (S_{PHEV}) (consommation ou injection de puissance) à l'instant où la modification du plan de tension est souhaitée, l'équation 1.1 calcule pour chaque PHEV connecté au réseau électrique la nouvelle puissance de référence, $S_{PHEV-REF}$, en s'assurant que celle-ci respecte les limites physiques liées aux chargeurs embarqués des PHEVs. Pour cela, de prime abord, la puissance totale consommée par les PHEVs connectés est définie. Puis, celle-ci est divisée par le nombre de véhicules connectés au réseau électrique. Enfin, cet ensemble représente le dénominateur de la division de la référence de modification du plan de tension moyen. De part la formulation de l'équation 1.1 proposée, ΔV est positif pour relever le plan de tension et vice versa. Au final, la référence de consommation à assigner à chaque PHEV connecté au réseau électrique est déterminée pour un pilotage désiré du plan de tension moyen du réseau électrique étudié.

$$S_{PHEV-REF-n}(t) = S_{PHEV-n}(t) - \left[\frac{\Delta V(t)}{A \times \left(\frac{\sum_1^{m(t)} S_{S-PHEV-m}(t)}{n(t)} \right) + B} \right] \quad (1.1)$$

$S_{PHEV-REF}$ = La référence de consommation/injection du PHEV concerné [-7360W ; 7360W]

S_{S-PHEV} = La consommation d'électricité du PHEV concerné]0 ; 7360W]

S_{PHEV} = La consommation/injection d'électricité du PHEV concerné [-7360W ; 7360W]

ΔV = La référence de modification du plan de tension en pu

n = Le nombre de PHEVs connectés

m = Le nombre de PHEVs connectés et consommant de l'électricité

$A = 3.9e^{-8}$

$B = -6.4e^{-6}$

2.4 Conclusion

La méthodologie proposée dans cette partie permet le pilotage du plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel à partir des PHEVs connectés. D'une manière triviale, un départage équitable de la puissance requise pour une modification désirée du plan de

tension moyen du réseau électrique a été proposé entre tous les PHEVs connectés. De multiples perspectives d'études se profilent. Un algorithme intelligent pour une dissociation non équitable de la puissance nécessaire doit être développé. Cet exercice fait l'objet de la partie suivante. Une seconde perspective consiste à varier simultanément le taux de pénétration des PHEVs sur le réseau électrique et le taux de charge du transformateur (nombre de maisons qui constituent le réseau électrique), permettant l'élaboration d'abaques.

3 L'algorithme de Pilotage du Plan de Tension

Cette partie s'articule autour de la description d'une stratégie relative à une répartition intelligente de la puissance requise pour une modification moyenne souhaitée du plan de tension. De façon évidente, la répartition concerne les véhicules connectés au réseau électrique à l'instant où une variation est désirée. Une des particularités fortes de l'algorithme est son applicabilité en ligne. En sus de cette spécificité, le bon fonctionnement du réseau électrique et ipso facto pour l'exercice traité, le respect de la norme NF-EN-50160 relative à la qualité de l'énergie fournie aux clients finaux, a une importance telle que les états de charges souhaités des véhicules aux heures de départ ne sont pas considérés. Eu égard au fonctionnement, l'agrégateur constituant l'algorithme a un besoin de connaissance d'informations exogènes pouvant être transmises en temps réel par un protocole de communication standard. Ces données sont relatives d'une part, à la capacité de modification par les PHEVs du plan de tension moyen du réseau considéré (partie précédente) et d'autre part, à la présence des véhicules, leurs états de charges, les limites relatives à leurs puissances de charge et de décharge, les niveaux minimal et maximal pouvant être atteints par leurs batteries ainsi que leurs états (chargement, déchargement ou inopérant). Partant du principe que le système de gestion présenté est destiné au Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD), celui-ci sera physiquement positionné dans le poste de transformateur HTA/BT qui alimente le réseau électrique de type résidentiel. La stratégie proposée est exécutée lorsqu'une déviation du plan de tension moyen du réseau électrique est constatée en comparaison avec la norme NF-EN-50160 ou une limite prédéfinie par le GRD. Son principe de fonctionnement général repose sur une méthode itérative de sélection des véhicules pour une modification souhaitée du plan de tension moyen. À cet égard, ce sont les PHEVs en chargement et disposant des états de charges compris dans une plage, P_{SOC} , qui sont initialement sélectionnés. Dans la mesure où les véhicules choisis selon cette plage ne caractérisent pas une puissance suffisamment importante pour stabiliser le plan de tension à la valeur souhaitée, celle-ci est élargie conformément à la valeur d'une variable introduite nommée ΔSOC . Si la sélection de tous les PHEVs en chargement s'avère insuffisante, la stratégie consiste à considérer en sus les véhicules inopérants. Puis, l'itération précédemment décrite est à nouveau exécutée. Dans un contexte où la puissance résultant des PHEVs choisis par ce procédé est suffisante, deux méthodes dites "équitable" et "non équitable" sont proposées. Celles-ci sont explicitées ultérieurement. Néanmoins, dans une situation extrême où les deux procédés susmentionnés sont inefficaces, la stratégie décrite à la partie précédente est appliquée. Quelque soit l'état des PHEVs, celle-ci répartit la puissance totale équitablement entre tous les véhicules connectés au réseau électrique.

à soustraire ou à ajouter aux PHEVs suivant une référence, ΔV , de modification du plan de tension moyen désirée. Le synoptique illustré par la figure VI.177 et les explications relatives à chacune des étapes le constituant rendent triviale la compréhension du principe de fonctionnement de la stratégie de Pilotage de Plan de Tension proposée.

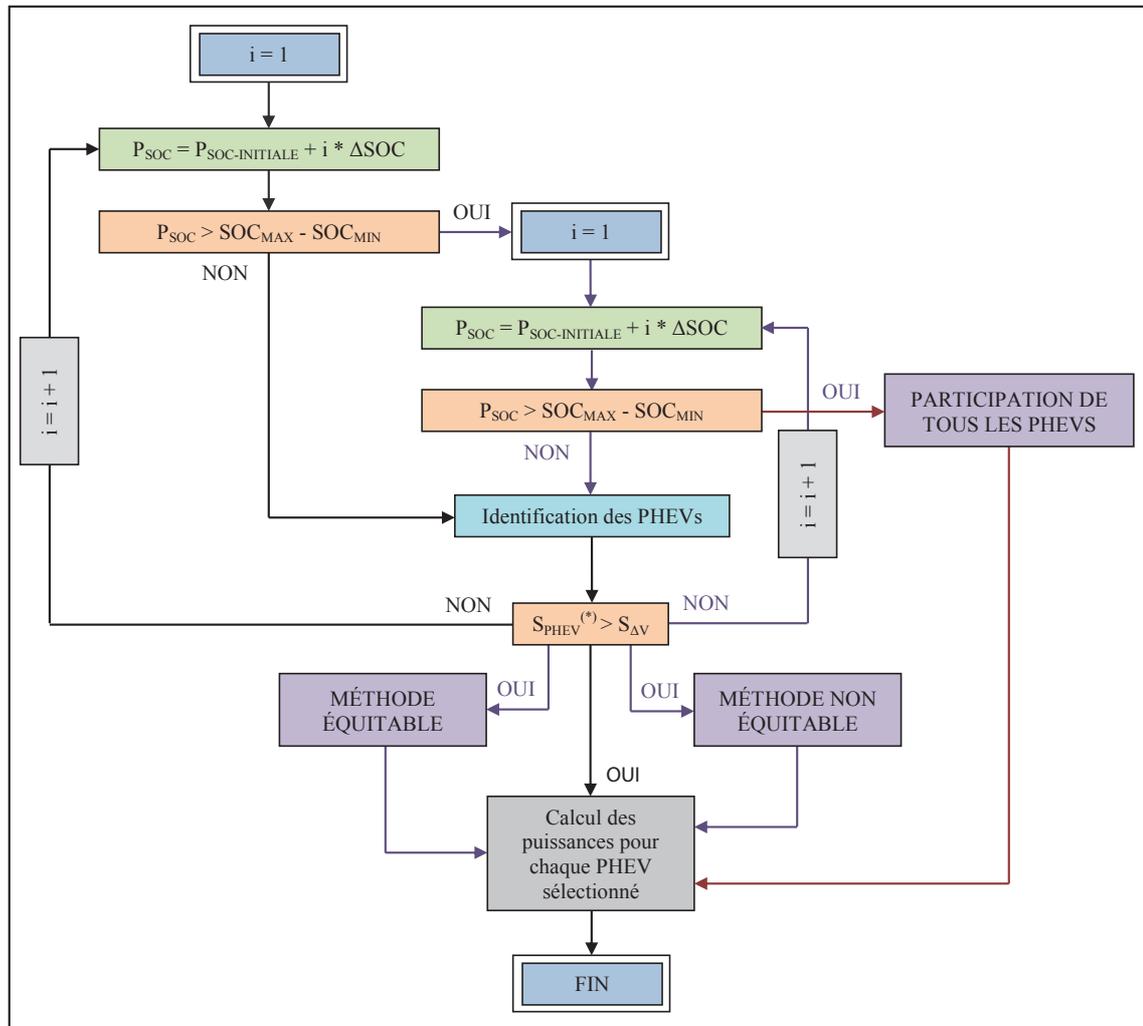


Fig. VI.177 – Synoptique de l’algorithme de Pilotage du Plan de Tension

La condition $P_{SOC} > SOC_{MAX} - SOC_{MIN}$ permet de définir si la plage a atteint son extension maximale. Les niveaux maximal et minimal, respectivement SOC_{MAX} et SOC_{MIN} , sont déduits des caractéristiques du PHEV le plus favorable connecté au réseau électrique.

L’étape d’identification des PHEVs consiste à cibler les véhicules ayant un SOC compris dans la plage actuelle. Pour le premier procédé, cela correspond aux PHEVs en mode chargement. Pour le second procédé, les véhicules en chargement et inopérants sont considérés.

La condition, $S_{PHEV} > S_{\Delta V}$, consiste à évaluer si la puissance résultant des PHEVs choisis est supérieure à celle requise pour modifier le plan de tension moyen. La notation (*) est relative au procédé considérant les véhicules inopérants en sus des véhicules en chargement.

La méthode équitable s'attache à une demande de puissance équivalente entre tous les véhicules connectés au réseau électrique en mode chargement et inopérants.

La méthode non équitable consiste, de prime abord, à suspendre la recharge de tous les véhicules en chargement. Puis, ces derniers étant alors tous inopérants, une demande de puissance équivalente est réalisée.

4 Conclusion et perspectives

Les travaux présentés dans cette section ont permis de proposer d'une part, une méthodologie générique aboutissant à l'obtention de l'outil indispensable au développement du concept Vehicle-to-Grid relatif à la contribution des véhicules électriques et hybrides rechargeables eu égard au maintien du plan de tension d'un réseau électrique de type résidentiel et d'autre part, un algorithme en ligne de Pilotage du Plan de Tension (PPT). La stratégie proposée demeure une prospection de la thématique traitée et de ce fait, les perspectives à son égard sont multiples. De prime abord, une étape de validation des fonctionnalités de l'algorithme PPT est nécessaire par le biais de simulations. Partant, la pertinence de la méthodologie présentée en premier lieu pourra être évaluée. Puis, la méthode de sélection des véhicules doit être reconsidérée en intégrant un critère relatif aux états de charges souhaités des véhicules aux heures de départ. Nonobstant un besoin d'informations exogènes supplémentaires puisque les heures de départ et la capacité des batteries devront être avisées à l'agrégateur, cette spécificité, couplée à des mesures de compensation financières, conduira à une acceptabilité supérieure des utilisateurs. Dans un registre similaire, des perspectives relatives à des approches technico-économiques se profilent. Celles-ci concernent l'évaluation des gains économiques d'une part, pour les usagers par l'élaboration d'un abaque résultant des évolutions du prix de rachat de l'électricité et du coût relatif à l'usure engendrée sur les batteries des véhicules électriques par l'algorithme PPT et d'autre part, pour le Gestionnaire du Réseau de Distribution qui suscitera des études élucidant la problématique relatant le choix entre rétablir le réseau électrique en exploitant les véhicules électriques ou accepter un fonctionnement plus ou moins dégradé de ce dernier. Ces travaux donneront naissance à des lois de sollicitation des véhicules rechargeables en fonction de l'état du réseau électrique. Partant, le développement de stratégies basées sur des théories optimales se substitueront aux méthodes intelligentes pour satisfaire les études visées.

Conclusion Générale

Cette thèse a le privilège de présenter les premiers travaux de recherches relatifs à l'impact des véhicules électriques hybrides rechargeables sur les réseaux électriques ainsi qu'aux concepts Véhicule-to-Grid (V2G) et Vehicle-to-Home (V2H) réalisés au laboratoire de recherche en génie électrique de Grenoble (G2ELAB) dans le cadre d'un doctorat. S'inscrivant dans la thématique émergente des réseaux électriques intelligents dit Smart Grids, l'objectif principal a été de consolider les bases nécessaires afin d'explorer davantage cette thématique disciplinaire riche en questionnements.

De prime abord, l'ensemble des outils indispensables au développement du domaine considéré a été construit et validé. Puis, l'introspection des futurs problèmes liés à la démocratisation des PHEVs a justifié l'orientation des travaux de recherches sur le secteur résidentiel. En conséquence, deux stratégies unidirectionnelles de recharge des véhicules électriques hybrides rechargeables ont été proposées. Celles-ci permettent un fonctionnement intègre des réseaux électriques en préservant la durée de vie des transformateurs de distribution et inhibant la dégradation du plan de tension. Ensuite, une contribution honorable au concept Vehicle-to-Home a été effectuée par la proposition d'un panel d'algorithmes relatifs d'une part à l'écrêtage des pics de consommation d'une habitation et d'autre part à la minimisation de la facture énergétique d'un logement. Enfin, la prospection du concept Vehicle-to-Grid a été réalisée en premier lieu par la proposition d'une méthodologie aboutissant à un outil essentiel pour le pilotage du plan de tension d'un réseau électrique et en second lieu par la présentation d'un algorithme intelligent.

Nonobstant les nombreuses perspectives mentionnées localement à l'égard de chacune des études présentées, il n'en demeure pas moins appréciable d'évoquer un objectif fort consistant à coupler, dans le contexte d'un logement pourvu d'un véhicule électrique, une stratégie composée d'un critère multi-objectif hiérarchisé consistant à préserver le bon fonctionnement du réseau électrique en minimisant la facture énergétique de l'utilisateur.

Bibliographie

- [A12] <http://www.a123systems.com>.
- [AA11] S.M.M. Agah and H.A. Abyaneh. "distribution transformer loss-of-life reduction by increasing penetration of distributed generation". *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pages 1128–1136, April, 2011.
- [Abd05] D. Ould Abdeslam. *Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : Application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension*. PhD thesis, Université de Haute Alsace, 2005.
- [ADE] ADEME. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie - <http://www2.ademe.fr>.
- [ADE09] ADEME. "étiquetage des véhicules (carlabelling)". Technical report, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, 2009.
- [ADE10] ADEME. "consommations conventionnelles de carburant et émissions de gaz carbonique des véhicules particuliers vendus en france". Technical report, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, 2010.
- [AH09] Marie Cécile Alvarez-Hérault. *Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [AH10] Khaled Alcheikh Hamoud. *Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : Application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [AK04] H. Abou-Kandil. *La commande optimale des systèmes dynamiques*. Lavoisier, 2004.
- [AKB10] J. Axsen, K.S. Kurani, and A. Burke. "are batteries ready for plug-in hybrid buyers?". *ELSEVIER - Transport Policy*, pages 173–182, May, 2010.
- [ALN05] A.Elmoudi, M. Lehtonen, and H. Nordman. "corrected winding eddy-current harmonic loss factor for transformers subject to nonsinusoidal load currents". *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, pages 1–6, June, 2005.
- [ANS98] ANSI/IEEE. "recommended practice for establishing transformer capability when supplying non-sinusoidal load currents". *C57.110*, August, 1998.

- [Bar05] Franck Barruel. *Analyse et conception des systèmes électriques embarquée. Application aux réseaux de bord d'avion*. PhD thesis, Université Joseph Fourier Grenoble, 2005.
- [Ber08] J.M. Bergeron. "l'automobile électrique comme solution de mobilité durable?". Master's thesis, Université de Sherbrooke, 2008.
- [BFL⁺00] P. Bastard, D. Fargue, P. Laurier, B. Mathieu, M. Nicolas, and P. Roos. *Électricité - Voyage au coeur du système*. Eyrolles, 2000.
- [BLD⁺00] D. Bass, F. Lambert, R. Davis, V. Rajasekaran, and J. Kennedy. "secondary distribution impacts of residential electric vehicle charging - first interim report". Technical report, Public Interest Energy Research - California Energy Commission, 2000.
- [BMR07] L. Baker, S. Marshall, and B. Rodland. "electric utilities : are they the gas stations of the future?". Technical report, Northwest Public Power Association, 2007.
- [Boë09] D. Boëda. *Étude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [Brs09] V. Brslica. "plug-in hybrids and new energy storages". *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE*, pages 516–523, September, 2009.
- [BS09] C. Botsford and A. Szczepanek. "fast charging vs. slow charging : Pros and cons for the new age of electric vehicles". *Electric Vehicle Symposium - EVS24*, pages 1–9, May, 2009.
- [BST⁺10] S. Babaei, D. Steen, L.A. Tuan, O. Carlson, and L. Bertling. "effects of plug-in electric vehicles on distribution systems : A real case of gothenburg". *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pages 1–8, October, 2010.
- [Bul06] K. Bullis. "how plug-in hybrids will save the grid". *Technology review*, December, 2006.
- [BZDS10] P. Bauer, Y. Zhou, J. Doppler, and N. Stembridge. "charging of electric vehicles and impact on the grid". *Mechatronika, 2010 13th International Symposium*, pages 121–127, June, 2010.
- [Cai04] R. Caire. *Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004.
- [Can00] J.F. Canard. *Impact de la génération d'énergie dispersée dans le réseaux de distribution*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [Car10] S. Carballes. "les véhicules particuliers en france". Technical report, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie - ADEME, 2010.
- [Cau11] M. Caujolle. *Identification et caractérisation des perturbations affectant les réseaux électriques HTA*. PhD thesis, École Supérieure d'Électricité, 2011.

- [CBC10] C.C. Chan, A. Bouscayrol, and K. Chen. "electric, hybrid, and fuel-cell vehicles : Architectures and modeling". *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, pages 589–598, February, 2010.
- [CCF] CCFA. Comité des Constructeurs Français d'Automobiles - <http://www.ccfa.fr/>.
- [CEI05] CEI. "loading guide for oil immersed power transformers". 60076-7, 2005.
- [CFSS09] R. Carlson, J. Francfort, M. Shirk, and J. Smart. "the effect of driving intensity and incomplete charging on the fuel economy of a hymotion prius phev". Technical report, USA Department of Energy National Laboratory, Idaho National Laboratory - INL, 2009.
- [CNHD10] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen. "the impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 371–380, February, 2010.
- [Cou08] V. Courtecuisse. *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*. PhD thesis, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers - Paristech, 2008.
- [Def01] C. Defeuilley. "50 ans d'extension du réseau électrique en france". *Flux*, pages 85–86, 2001.
- [Del02a] S. Deladreue. *Planification et fonctionnement des réseaux de grand transport de l'énergie électrique en environnement concurrentiel*. PhD thesis, École Supérieure d'Électricité - Université Paris 6, 2002.
- [Del02b] S. Delprat. *Évaluation de stratégies de commande pour véhicules hybrides parallèles*. PhD thesis, Université de Valenciennes et du Hainaut Cambresis, 2002.
- [Del06] A. Delaille. *Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques*. PhD thesis, Université Paris 6, 2006.
- [DGE03] DGEMP. "coûts de référence de la production électrique". Technical report, Direction Générale à l'Énergie et aux Matières Premières ; Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 2003.
- [DMMM10] S. Deilami, A.S. Masoum, P.S. Moses, and M.A.S. Masoum. "voltage profile and thd distortion of residential network with high penetration of plug-in electrical vehicles". *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pages 1–6, October, 2010.
- [Duv04] M. Duvall. "advanced batteries for electric-drive vehicles - a technology and cost effectiveness assessment for battery electric vehicles, power assist hybrid electric vehicles, and plug-in hybrid electric vehicles". Technical report, Electric Power Research Institute - EPRI, 2004.
- [EB06] I. Etzeberria and S. Bacha. *Compensateurs statiques d'énergie réactive, réglage de tension - L'exploitation des réseaux d'énergie électrique avec l'électronique de puissance*. Hermès, 2006.

- [EDF08] EDF. "edf au service des projets de transport des collectivités et des entreprises". Technical report, Électricité de France - Direction transports et véhicules électriques, 2008.
- [EE99] P. Escané and J.M. Escané. "réseau électriques linéaires à constante répartie". Technical report, Techniques de l'Ingénieur - D-1-100, 1999.
- [EE03] P. Escané and J.M.arie Escané. "modélisation des lignes et câbles". Technical report, Techniques de l'Ingénieur - D-1-102, 2003.
- [EGGE05] M. Ehsani, Y. Gao, S.E. Gay, and A. Emadi. "modern electric, hybrid electric, and fuel cell vehicles. fundamentals, theory, and design". Technical report, CRC Press - ISBN : 0849331544, 2005.
- [ELN06] A. Elmoudi, M. Lehtonen, and H. Nordman. "effect of harmonics on transformers loss of life". *Electrical Insulation, 2006. Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on*, pages 408–411, June, 2006.
- [Ene09] Enerzine, 2009. Pour un marché de masse du véhicule électrique - <http://www.enerzine.com>.
- [EPR07] EPRI. "technology primer : The plug-in hybrid electric vehicle". Technical report, Electric Power Research Institute, 2007.
- [Fra10] "les réserves en lithium sont suffisantes pour la demande mondiale et ceci à long terme". Technical report, Fraunhofer Institut, 2010.
- [FRC⁺11] L.P. Fernandez, T.G.S. Roman, R. Cossent, C.M. Domingo, and P. Frias. "assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 206–213, February, 2011.
- [Fre09] W. Frelin. *Impact de la pollution harmonique sur les matériels de réseau*. PhD thesis, École Supérieure d'Électricité - Université Paris 11, 2009.
- [Gar08] M.G. Fontela Garcia. *Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2008.
- [GE08] Y. Gao and M. Ehsani. "design and control methodology of plug-in hybrid electric vehicles". *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC '08. IEEE*, pages 1–6, September, 2008.
- [GI01] GIE-IDEA. "réseau de distribution commun". Technical report, Grenoble Electrical Engineering Laboratory (G2ELAB), 2001.
- [GKA11] M.D. Galus, S. Koch, and G. Andersson. "provision of load frequency control by phevs, controllable loads, and a cogeneration unit". *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, pages 4568–4582, October, 2011.
- [GLP08] Q. Gong, Y. Li, and Z.R. Peng. "trip-based optimal power management of plug-in hybrid electric vehicles". *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, pages 3393–3401, November, 2008.
- [GM03] J.C. Gomez and M.M. Morcos. "impact of ev battery chargers on the power quality of distribution systems". *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pages 975–981, July, 2003.

- [GR10] R. Genschel and S. Ralf, "System for Managing Electric Energy Grid Vehicle Exchange Devices", United States and Germany, WO 2010/123567 A1, Patent, 2010.
- [Had06] S.W. Hadley. "impact of plug-in hybrid vehicles on the electric grid". Technical report, Oak Ridge national Laboratory - ORNL, 2006.
- [Han08] W. Hankache. *Gestion optimisée de l'énergie électrique d'un groupe électrogène hybride à Pile à Combustible*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008.
- [HCF⁺11] A.H. Hajimiragha, C.A. Canizares, M.W. Fowler, S. Moazeni, and A. Elkaamel. "a robust optimization approach for planning the transition to plug-in hybrid electric vehicles". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 2264–2274, November, 2011.
- [HHS10] S. Han, S. Han, and K. Sezaki. "development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 65–72, June, 2010.
- [HSH12] S. Han, K. Sezaki, and S. Han. "economic assessment on v2g frequency regulation regarding the battery degradation". *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, pages 1–6, January, 2012.
- [HT08] S.W. Hadley and A. Tsvetkova. "potential impacts of plug-in hybrid electric vehicles on regional power generation". Technical report, Oak Ridge National Laboratory - ORNL, 2008.
- [HVBB05] B. Heilbronn, S. Vitet, G. Beuzemont, and C. Bleijs. "a new future for electric and hybrid vehicles". *International Battery, Hybrid, and Fuel-Cell Electric Vehicle Symposium - EV21 Monaco*, 2005.
- [IEA00] IEA. Technical report, International Energy Agency, 2000.
- [IEA09] IEA. "transport, energy and co2". Technical report, International Energy Agency, 2009.
- [IEA11a] IEA. "key world energy statistics". Technical report, International Energy Agency, 2011.
- [IEA11b] IEA. "technology roadmap - electric and plug-in hybrid electric vehicles". Technical report, International Energy Agency, 2011.
- [IEE93] IEEE. "load representation for dynamic performance analysis of power systems". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 472–482, May, 1993.
- [IEE95a] IEEE. "guide for loading mineral oil immersed transformers". *C57.91*, 1995.
- [IEE95b] IEEE. "standard load models for power flow and dynamic performance simulation". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 1302–1313, August, 1995.
- [IGBD05] V. Ignatova, P. Granjon, S. Bacha, and F. Dumas. "classification and characterization of three phase voltage dips by space vector methodology". *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pages 1–6, November, 2005.

- [Ign06] V. Ignatova. *Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique : Application aux creux de tension et à la pollution harmonique*. PhD thesis, Université Joseph Fourier Grenoble, 2006.
- [INS99a] INSEE. "résultats du recensement de la population - caractéristiques des résidences principales selon l'époque d'achèvement, mode de chauffage et combustible utilisé". Technical report, Institut National de la Statistique et des Études Économiques, 1999.
- [INS99b] INSEE. "résultats du recensement de la population - logement par catégorie selon le nombre de pièces". Technical report, Institut National de la Statistique et des Études Économiques, 1999.
- [INS07] INSEE. "résultats du recensement de la population". Technical report, Institut National de la Statistique et des Études Économiques, 2007.
- [IU09] IEEE-USA. "national energy policy recommendations". Technical report, Policy Position Statement, 2009.
- [J1799] SAE J1711. "recommended practice for measuring the exhaust emissions and fuel economy of hybrid electric vehicles", 1999.
- [JRF08] S.D. Jenkins, J.R. Rossmair, and M. Ferdowsi. "utilization and effect of plug-in hybrid electric vehicles in the united states power grid". *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC '08. IEEE*, pages 1–5, September, 2008.
- [JST+00] J.A. Jardini, H.P. Schmidt, C.M.V. Tahan, C.C.B. Oliveira, and S.U. Ahn. "distribution transformer loss of life evaluation : A novel approach based on daily load profiles". *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pages 361–366, January, 2000.
- [KCK08] B. Kramer, S. Chakraborty, and B. Kroposki. "a review of plug-in vehicles and vehicle-to-grid capability". *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, pages 2278–2283, November, 2008.
- [KCP11] N. Kim, S. Cha, and H. Peng. "optimal control of hybrid electric vehicles based on pontryagin's minimum principle". *Control Systems Technology, IEEE Transactions on*, pages 1279–1287, September, 2011.
- [Ker09] S. Kermani. *Gestion énergétique des véhicules hybrides : De la simulation à la commande temps réel*. PhD thesis, Université de Valenciennes et du Hainaut Cambrésis, 2009.
- [KSP07] M. Kintner, K. Schneider, and R. Pratt. "impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional u.s. power grids part 1 : Technical analysis". Technical report, Pacific Northwest National Laboratory - PNNL, 2007.
- [Kun94] P. Kundur. "power system stability and control". Technical report, Electric Power Research Institute - EPRI, 1994.
- [Lar10] E. Laroche. "commande optimale". Technical report, Cours de l'École Nationale Supérieure de Physique de Strasbourg, 2009-2010.

- [Le08] K. Le. *Gestion optimale des consommations d'énergie dans les bâtiments*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - Université de Danang, 2008.
- [Lho07] W. Lhomme. *Gestion d'énergie de véhicules électriques hybrides basée sur la Représentation Énergétique Macroscopique*. PhD thesis, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2007.
- [Lu09] W. Lu. *Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [LXH⁺08] N. Lu, Y. Xie, Z. Huang, F. Puyleart, and S. Yang. "load component database of household appliances and small office equipment". *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1–5, July, 2008.
- [Mak08] H. Maker. *Optimisation et gestion d'énergie pour un système hybride : Association Pile à Combustible et Supercondensateurs*. PhD thesis, Université de Technologie Belfort Montbeliard, 2008.
- [Man04] V. Manzo. *Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004.
- [Mat06] A. Mathieu. "hydroélectricité : Des mini-centrales aux barrages pharaoniques". Technical report, Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie - CREDEN, 2006.
- [MCFS08] S.J. Moura, D.S. Callaway, H.K. Fathy, and J.L. Stein. "impact of battery sizing on stochastic optimal power management in plug-in hybrid electric vehicles". *Vehicular Electronics and Safety, 2008. ICVES 2008. IEEE International Conference on*, pages 96–102, September, 2008.
- [MDM10] A.S. Masoum, S. Deilami, and P.S. Moses. "impact of battery charging rates of pev on smart grid distribution systems". *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pages 1–6, October, 2010.
- [ME00] S.N. Makarov and A.E. Emanuel. "corrected harmonic loss factor for transformers supplying nonsinusoidal load currents". *Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on*, pages 87–90, 2000.
- [MED10] F. Musavi, W. Eberle, and W.G. Dunford. "a high-performance single-phase ac-dc power factor corrected boost converter for plug-in hybrid electric vehicle battery chargers". *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, pages 3588–3595, September, 2010.
- [Meg04] M. Megdiche. *Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004.

- [MHBW11] J. Mullana, D. Harriesb, T. Bräunla, and S. Whitely. "modelling the impacts of electric vehicle recharging on the western australian electricity supply system". *ELSEVIER - Energy Policy*, pages 4349–4359, July, 2011.
- [MHCI12] Y. Ma, T. Houghton, A. Cruden, and D. Infield. "modeling the benefits of vehicle-to-grid technology to a power system". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 1012–1020, May, 2012.
- [Min09a] "les chiffres du transport - edition 2009". Technical report, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, 2009.
- [Min09b] "rapport annuel au parlement sur la mise en oeuvre des engagements du grenelle environnement". Technical report, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la mer, 2009.
- [Mon08] Le monde "les ressources limitées de lithium pourraient poser problème", 2008.
- [Mor11] P.D. Morosan. *Commande prédictive distribuée. Approches appliquées à la régulation thermique des bâtiments*. PhD thesis, École Supérieure d'Électricité - Rennes, 2011.
- [MVH⁺10] K. Mets, T. Verschueren, W. Haerick, C. Develder, and F. De Turck. "optimizing smart energy control strategies for plug-in hybrid electric vehicle charging". *Network Operations and Management Symposium Workshops (NOMS Wksp)*, 2010 IEEE/IFIP, pages 293–299, April, 2010.
- [NE07] NRDC and EPRI. "environmental assessment of plug-in hybrid electric vehicles". Technical report, Natural Resources Defense Council - Electric Power Research Institute, 2007.
- [Nèg11] L. Nègre. "livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules « décarbonés »". Technical report, Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2011.
- [Ngo08] C. Ngo. "analyse et perspectives énergétiques mondiales". Technical report, Techniques de l'Ingénieur - Référence BE8515, 2008.
- [Ngu10] T.H. Nguyen. *Mécanismes décisionnels pour la reconfiguration dynamique des réseaux de distribution électrique*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [Nif09] H. Nifenecker, 2009. Et s'il y avait 600 millions de voitures électriques - <http://energie.lexpansion.com>.
- [Nou08] A. Nouh. *Contribution au développement d'un simulateur pour les véhicules électriques routiers*. PhD thesis, Universités de Technologie Belfort Montbeliard et de Franche Comté, 2008.
- [NRD07] K. Najdenkoski, G. Rafajlovski, and V. Dimcev. "thermal aging of distribution transformers according to ieee and iec standards". *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pages 1–5, June, 2007.

- [ORN10] ORNL. "plug-in hybrid electric vehicle value proposition study". Technical report, Oak Ridge National Laboratory, 2010.
- [OTN⁺10] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K.M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama. "autonomous distributed v2g (vehicle-to-grid) considering charging request and battery condition". *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pages 1–6, October, 2010.
- [OTN⁺11] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K.M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama. "autonomous distributed v2g (vehicle-to-grid) satisfying scheduled charging". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 559–564, March, 2011.
- [Pal00] A. Palma. "multimotif adaptée à la dynamique des comportements de déplacement en ile-de-france - maddif". Technical report, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, 2000.
- [PDK12] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic. "bevs/phevs as dispersed energy storage for v2b uses in the smart grid". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 473–482, March, 2012.
- [PDM07] K. Parks, P. Denholm, and T. Markel. "costs and emissions associated with plug-in hybrid electric vehicle charging in the xcel energy colorado service territory". Technical report, National Renewable Energy Laboratory - NREL, 2007.
- [PDS09] T. Pollok, T. Dederichs, and T. Smolka. "technical assessment of dispersed electric vehicles in medium voltage distribution networks". *Congrès International des Réseaux électriques de Distribution - CIREN*, pages 1–4, June, 2009.
- [Pha05] C.D. Pham. *Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
- [PHKMT11] R. Pratt, D. Hammerstrom, M.C.W. Kintner-Meyer, and F.K. Tuffner, "Grid Regulation Services for Energy Storage Devices Based on Grid Frequency" , United States, WO 2011/127047 A2, Patent, 2011.
- [PPN06] "building a market for gas-optional flexible-fuel hybrids - plug-in hybrid electric vehicles". Technical report, Plug-In Partners National Campaign, 2006.
- [QB03] S.J. Qin and T.A. Badgwell. "a survey of industrial model predictive control technology". *ELSEVIER - Control Engineering Practice*, pages 733–764, July, 2003.
- [Ram06] G. Rami. *Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [RGNS12] A.D. Los Rios, J. Goentzel, K.E. Nordstrom, and C.W. Siegert. "economic analysis of vehicle-to-grid (v2g)-enabled fleets participating in the regulation

- service market". *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, pages 1–8, January, 2012.
- [RI11] N. Roterling and M. Ilic. "optimal charge control of plug-in hybrid electric vehicles in deregulated electricity markets". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 1021–1029, August, 2011.
- [Ric06] O. Richardot. *Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [Rif09] Y. Riffonneau. *Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau*. PhD thesis, Université Joseph Fourier Grenoble, 2009.
- [Rio07] V. Rious. *Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production*. PhD thesis, École Supérieure d'Électricité - Université Paris 11, 2007.
- [Rou08] G. Rousseau. *Véhicule hybride et commande optimale*. PhD thesis, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2008.
- [RTE09] RTE. "bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en france". Technical report, Réseau de Transport d'Électricité, 2009.
- [RTE10] RTE. "statistiques de l'énergie électrique en france". Technical report, Réseau de Transport d'Électricité, 2010.
- [RY11] M.J. Rutherford and V. Yousefzadeh. "the impact of electric vehicle battery charging on distributions transformers". *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE*, pages 396–400, March, 2011.
- [Sal07] F.R. Salmasi. "control strategies for hybrid electric vehicles : Evolution, classification, comparison, and future trends". *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, pages 2393–2404, September, 2007.
- [SES11a] E. Sortomme and M.A. El-Sharkawi. "optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 131–138, March, 2011.
- [SES11b] E. Sortomme and M.A. El-Sharkawi. "optimal combined bidding of vehicle-to-grid ancillary services". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 70–79, March, 2011.
- [SES11c] E. Sortomme and M.A. El-Sharkawi. "optimal scheduling of vehicle-to-grid energy and ancillary service". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 351–359, March, 2011.
- [SGAT97] P.T. Staats, W.M. Grady, A. Arapostathis, and R.S. Thallam. "a procedure for derating a substation transformer in the presence of widespread electric vehicle battery charging". *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pages 1562–1568, October, 1997.

- [SGJ08] M. Savaghebi, A. Gholami, and A. Jalilian. "transformer dynamic loading capability assessment under nonlinear load currents". *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, pages 1–5, September, 2008.
- [Sha03] E. Gholipour Shahraki. *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*. PhD thesis, Université Henri Poincaré Nancy 1, 2003.
- [SHMV11] E. Sortomme, M.M. Hindi, S.D.J. MacPherson, and S.S. Venkata. "coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicle to minimize distribution system losses". *Smart Grid, IEEE Transactions on*, pages 198–205, March, 2011.
- [SHS08] J.W. Stahlhut, G.T. Heydt, and N.J. Selover. "a preliminary assessment of the impact of ambient temperature rise on distribution transformer loss of life". *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pages 2000–2007, October, 2008.
- [SML01] G. Swift, T.S. Molinskiand, and W. Lehn. "a fundamental approach to transformer thermal modeling - part i : Theory and equivalent circuit". *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pages 171–175, April, 2001.
- [SMSME12] P. Sanchez-Martin, G. Sanchez, and G. Morales-Espana. "direct load control decision model for aggregated ev charging points". *Power Systems, IEEE Transactions on*, pages 1577–1584, August, 2012.
- [SN08] D.M. Said and K.M. Nor. "simulation of the impact of harmonics on distribution transformers". *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, pages 335–340, December, 2008.
- [Sov09] B. Sovacool, 2009. Le véhicule sur secteur : un concept à double sens - <http://www.techniques-ingenieur.fr>.
- [SPR09] S. Shao, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman. "challenges of phev penetration to the residential distribution network". *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pages 1–8, July, 2009.
- [Ste94] R. Stengel. *Optimal Control and Estimation*. Dover Books on Mathematics, 1994.
- [SZK09] M. Shams-Zahraei and A.Z. Kouzani. "a study on plug-in hybrid electric vehicles". *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, pages 1–5, January, 2009.
- [SZZ11] A.R. Salisa, N. Zhang, and J.G. Zhu. "a comparative analysis of fuel economy and emissions between a conventional hev and the uts phev". *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, pages 44–54, January, 2011.
- [TBC10] H. Turker, 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*, pages 1–8, October, 2010.

- [Ten09] A. Teninge. *Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : Application en milieu insulaire*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [Thi04] D. Thirault. *Architectures des réseaux de distribution pour l'électrification rurale des pays en développement*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004.
- [TIA07] "plug-in hybrids (phevs) : A path to emissions reduction and energy security". Technical report, TIAX LLC, 2007.
- [TMA⁺09] J. Taylor, A. Maitra, M. Alexander, D. Brooks, and M. Duvall. "evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations". *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pages 1–6, July, 2009.
- [Tri10] P. Tritschler. *Optimisation de l'architecture électrique et gestion d'énergie pour un système à Pile à Combustible embarquée dédié à l'application agricole*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [UTE00] UTE. "union technique de l'électricité et de la communication, caractéristique de la tension fournie par les réseaux publics de distribution", 2000.
- [WE11] S.G. Wirasingha and A. Emadi. "classification and review of control strategies for plug-in hybrid electric vehicles". *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, pages 111–122, January, 2011.
- [WWYC11] L. Wu, Y. Wang, X. Yuan, and Z. Chen. "multiobjective optimization of hev fuel economy and emissions using the self-adaptive differential evolution algorithm". *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, pages 2458–2470, July, 2011.
- [ZQAZ11] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou. "modeling of the cost of ev battery wear due to v2g application in power system". *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, pages 1041–1050, December, 2011.
- [ZTS11] L. Zhang, B. Tim, and S.G. Scott. "fuel reduction and electricity consumption impact of different charging scenarios for plug-in hybrid electric vehicles". *ELSEVIER - Journal of Power Sources*, pages 6559–6566, August, 2011.

Atatürk'ün Gençliğe Hitabesi

Ey Türk Gençliği !

Birinci vazifen, Türk istiklâlini, Türk Cumhuriyetini, ilelebet, muhafaza ve müdafaa etmektir.

Mevcudiyetinin ve istikbalinin yegâne temeli budur. Bu temel, senin, en kıymetli hazinendir. İstikbalde dahi, seni bu hazineden mahrum etmek isteyecek, dahilî ve haricî bedhahların olacaktır. Bir gün, İstiklâl ve Cumhuriyeti müdafaa mecburiyetine düşersen, vazifeye atılmak için, içinde bulunacağın vaziyetin imkân ve şerâitini düşünmeyeceksin! Bu imkân ve şerâit, çok nâmüsaid bir mahiyette tezahür edebilir. İstiklâl ve Cumhuriyetine kastedecek düşmanlar, bütün dünyada emsali görülmemiş bir galibiyetin mümessili olabilirler. Cebren ve hile ile aziz vatanın, bütün kaleleri zaptedilmiş, bütün tersanelerine girilmiş, bütün orduları dağıtılmış ve memleketin her köşesi bilfiil işgal edilmiş olabilir. Bütün bu şerâitten daha elîm ve daha vahim olmak üzere, memleketin dahilinde, iktidara sahip olanlar gaffet ve dalâlet ve hattâ hıyanet içinde bulunabilirler. Hattâ bu iktidar sahipleri şahsî menfaatlerini, müstevlilerin siyasi emelleriyle tevhit edebilirler. Millet, fakr ü zaruret içinde harap ve bîtap düşmüş olabilir.

Ey Türk istikbalinin evlâdı! İşte, bu ahval ve şerâit içinde dahi, vazifen; Türk İstiklâl ve Cumhuriyetini kurtarmaktır! Muhtaç olduğun kudret, damarlarındaki asil kanda mevcuttur!

Gazi Mustafa Kemâl ATATÜRK

20 Ekim 1927



Ton premier devoir est de protéger et de sauvegarder éternellement l'indépendance turque et la République de Turquie. C'est l'unique fondement de l'existence et de l'indépendance. Ce fondement est ton trésor le plus précieux. Même dans l'avenir, il y aura des personnes mal intentionnées internes et externes qui voudront te priver de ce trésor. Si un jour, tu es obligé de défendre l'indépendance et la république, tu ne penseras pas aux conditions et aux circonstances où tu te trouveras pour accomplir ta mission! Ces conditions et ces circonstances peuvent se manifester à un moment inopportun. Les ennemis qui attenteront à ton indépendance et à ta république peuvent devenir les auteurs d'une victoire sans précédent dans le monde. Tous les arsenaux de la chère patrie peuvent être occupés par force ou par ruse, toutes ses armées défaites et tous les coins du pays effectivement occupés. Le plus douloureux et le plus grave, c'est qu'à l'intérieur même du pays ceux qui détiennent le pouvoir peuvent être dans la mégarde, l'aberration et voire la trahison. Même ces détenteurs de pouvoir peuvent unir leurs intérêts aux aspirations politiques des envahisseurs. La nation peut tomber dans le besoin et la misère. Enfant de l'avenir turc! Même dans ces conditions et circonstances, ton devoir est de sauvegarder l'indépendance et la République turque! La force dont tu auras besoin réside dans le noble sang qui coule dans tes veines!

VÉHICULES ÉLECTRIQUES HYBRIDES RECHARGEABLES : ÉVALUATION DES IMPACTS SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET STRATÉGIES OPTIMALES DE RECHARGE

Résumé : Les engagements étatiques relatifs au secteur du transport promouvoient la popularisation des véhicules rechargeables conformément aux exigences actuelles qu'elles soient environnementales, techniques ou encore économiques. Ipso facto, ces travaux de thèse, assimilés à la thématique des Smart Grids, exposent une contribution à une gestion orientée du tryptique réseaux électriques, véhicules rechargeables et secteurs résidentiels. La première étape du travail consiste en l'évaluation des impacts liés à un taux de pénétration élevé. Les travaux se sont ensuite focalisés sur deux problèmes importants qui sont la tenue du plan de tension et le vieillissement accéléré des transformateurs de distribution HTA/BT, plus particulièrement ceux alimentant des secteurs résidentiels. Partant, des stratégies de modulation de la charge des batteries embarquées sont proposées et évaluées. Dans une seconde partie, en se basant sur l'hypothèse de bidirectionnalité énergétique du véhicule électrique hybride rechargeable (Plug-in Hybrid Electric Vehicle - PHEV), est exploré les possibilités d'effacement de pointe et de diminution des puissances souscrites ; conformément au concept Vehicle-to-Home. Les aspects économiques ne sont pas évacués ; à ce titre la minimisation de la facture énergétique d'un logement fait l'objet d'un regard particulier sous contrainte d'une tarification variable, le V2H servant de levier. Le véhicule bidirectionnel est enfin mis à contribution via une algorithmique adaptée à des fins de réglage du plan de tension et contribue ainsi au concept Vehicle-to-Grid.

Mots clés : PHEV, Smart Grids, Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Grid

PLUG-IN HYBRID ELECTRIC VEHICLES : ASSESSMENT OF IMPACTS ON THE ELECTRIC GRID AND OPTIMAL CHARGING STRATEGIES

Abstract : The national commitments concerning terrestrial transport are promoting rechargeable vehicles according to actual environmental, technical or economic exigencies. To this end, the contribution of this thesis, related to the Smart Grids, covers simultaneously the fields of electric utility grids, rechargeable vehicles, and residential areas. The first step consists in the assessment the impacts caused by a high penetration level. The research then focuses on two major problems : the voltage plan and the aging rate of low voltage transformer, particularly those supplying residential areas. Therefore, unidirectional Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) charging strategies have been proposed and evaluated. In the second part, based on the bidirectional PHEV, the possibility of consumption peak shaving and decrease of subscription contracts both under the concept Vehicle-to-Home are explored. The economics aspects are not ignored, so a particular attention is paid of energy cost minimization for a housing under variable pricing of energy constraint. The bidirectional vehicle is finally used in an adapted algorithmic for voltage plan control, thus contributing to the concept Vehicle-to-Grid.

Keywords : PHEV, Smart Grids, Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Grid