



HAL
open science

Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel

Aurélien Mercier

► **To cite this version:**

Aurélien Mercier. Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2015. Français. NNT : 2015GREAT078 . tel-01233275

HAL Id: tel-01233275

<https://theses.hal.science/tel-01233275>

Submitted on 24 Nov 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 GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Aurélien Mercier

Thèse dirigée par **Yvon Bésanger**

préparée au sein du **G2ELab**
dans l'**École Doctorale EEATS**

Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel

Thèse soutenue publiquement **le 28 septembre 2015**
devant le jury composé de :

M. Yvon BESANGER

Directeur de thèse, Professeur, Université Grenoble Alpes

M. Nouredine HADJSAID

Président du jury, Professeur, Université Grenoble Alpes

M. Jean-Claude MAUN

Rapporteur, Professeur, Université libre de Bruxelles

M. Kai STRUNZ

Rapporteur, Professeur, Technische Universität Berlin

M. Guillaume ROUPIOZ

Examineur, Ingénieur, Chef de projets Smart Grids, ERDF



*"Il est extrêmement rare que la montagne
soit abrupte de tous côtés"*

André Gide

Remerciements

Après 3 années passées au labo, la liste des personnes que l'on souhaite remercier est longue. Que ce soit pour ce qu'ils m'ont apporté dans mon travail ou à titre personnel, je dois beaucoup à l'ensemble des personnes qui vont se reconnaître ci-dessous.

Yvon, merci de m'avoir fait confiance et d'avoir été disponible tout au long de cette thèse, de m'avoir soutenu et encouragé à ne pas me limiter à mes travaux de recherche, notamment en enseignant, en encadrant des stagiaires ou encore en participant à la PhD school Européenne du KIC InnoEnergy.

Je tiens également à remercier l'ensemble des chercheurs du labo avec qui j'ai enseigné. Je vous ai d'abord eu en prof quand j'étais à l'IUT et à l'E3 puis en tant que collègues de travail pour enseigner des BE et TP. Dans les deux cas, ce fut toujours agréable et formateur.

Toujours au sein du labo, je voudrais remercier Cédric et Axel pour l'aide qu'ils m'ont apporté du début à la fin de mes travaux. Toujours disponibles et prêts à me filer un coup de main, ça a été un plaisir de travailler avec vous. Le simulateur est une bête capricieuse, sans vous, à l'énième « RT-Lab fatal crash » j'aurais très certainement raccourci le titre de ma thèse de « et simulation hybride temps réel » !

José, Diego, et Mahanna, merci pour votre contribution à mes travaux de thèse. Encadrer des stagiaires est enrichissant, mais encore plus quand ils viennent d'horizons si différents. Vous avez bien su me vendre vos pays, j'ai maintenant hâte de les découvrir ! Je vous souhaite réussites et épanouissements pour la suite de vos carrières, et j'espère qu'on se recroisera.

Le D052 ! Un bureau à tout faire : cours de pilotage d'aéronef ou de cuisine, silence absolu de 13h à 13h30, expérience d'évaporation de café et réserve nationale d'objets inutiles ! Plus que le bureau, pour tous les moments passés avec eux, je remercie les occupants. Ça a commencé avec Jean-Louis et Justine. Petit nouveau dans le bureau j'essaye de me faire discret, après une ou deux séances de chant à tue-tête de votre part, je comprends alors que le silence n'est pas de mise en permanence ! Merci à vous deux pour m'avoir accueilli dans ce bureau, et pour tout ce que j'ai pu partager avec vous : les randos, les soirées, les sorties VTT, les coinches...

Viennent ensuite Clémentine, Raph et Victor, nouveaux co-bureau, mais toujours superbe ambiance. Chacun à notre tour en période de rédaction, les petites habitudes n'en sont pas pour autant perturbées : la sieste c'est sacrée, tout comme le café. Merci à vous, pour m'avoir initié au jeu skitour, rendu coupable d'une disparition de jambon ou motivé à écrire un article à l'aide de gâteau à la morue. Les confs avec vous, c'est quand vous voulez : du surf à Lisbonne, des séances jacuzzi à Washington, une rando autour de Denver !

Et puis il y a tous les autres doctorants, avec qui je n'ai pas partagé un bureau mais de nombreux bons moments. Merci à Manue, Gaspard, Archi, Audrey, Mahmoud, et Jérôme, vous avez fortement contribué à rendre ma vie de tous les jours au labo agréable.

(Pour être complet, il y a aussi des personnes que l'on n'a pas envie de remercier, comme Delta Airlines et son service des bagages perdus, ou American Airlines et son service des bagages perdus ou encore British Airways et, encore et toujours, son service des bagages perdus...)

Plus généralement, je souhaite également remercier l'ensemble des doctorants du labo. Les footballeurs hors pair de l'équipe B avec qui j'ai toujours eu beaucoup de plaisir à jouer. Se prendre, en moyenne, une dizaine de buts par match et toujours revenir la semaine suivante en croyant à la victoire, plus que de la naïveté, c'est faire preuve de détermination ! Les membres d'Oplat 2013, je n'ai pas forcément été le membre le plus actif du groupe mais ça a tout de même été sympa d'organiser des petites choses avec vous.

A quoi servirait le paysage Grenoblois si les fins de journées ensoleillées n'étaient pas consacrées à se balader en montagne ! Un grand merci aux copains de la grimpe et de la montagne en général, et plus particulièrement à Tom et Babate. Votre présence à Grenoble m'est précieuse, que ce soit pour aller faire un Chamchaude au crépuscule, rater un 7a ou tout simplement boire un verre !

Un petit mot pour les copains du Danemark, nos weekends retrouvailles dans les capitales Européennes me sont chers, tout comme vous. Que de bons moments passés avec vous au cours de ces 4 dernières années. Et même quand les destinations de weekend commenceront à manquer, j'espère qu'on continuera de se retrouver.

Présents à mes côtés le jour de ma soutenance, mais également depuis de nombreuses années, merci à Etienne et Benoit. Lister mes bons souvenirs avec vous et ce que vous m'apportez seraient trop long, donc juste merci.

Perrine, et Nanie, deux frangines en or. Merci à vous deux d'avoir toujours été présentes pour me soutenir, mais également pour jouer, rigoler, voyager, discuter, faire la fête, m'envoyer de longs mails, faire des rollers, de l'escalade...

Merci à mes parents, malgré une scolarité pas toujours facile vous avez tout mis en œuvre pour que je puisse m'en sortir et partir dans une voie qui m'attirait. Si j'ai pu soutenir cette thèse, c'est en grande partie grâce à vous.

Et enfin, comment ne pas terminer ces remerciements par Anne-Laure ! Pour la thèse je te dois beaucoup : une relecture entière du manuscrit, une aide précieuse pour la préparation du pot, mais dans ma vie de tous les jours, je te dois infiniment plus !

Table des matières

Table des matières	- 5 -
Tables des figures	- 9 -
Tables des tableaux	- 12 -
Chapitre 0 Introduction Générale	- 13 -
- i - Enjeux de la thèse	- 14 -
- ii - Projet GreenLys	- 14 -
- iii - Positionnement des chapitres	- 15 -
Chapitre 1 Du réseau électrique classique vers le Smart Grid : état de l'art et modélisation	- 17 -
I.1 Introduction	- 18 -
I.2 Production, transport et distribution de l'énergie électrique.....	- 18 -
I.2.1 Les centrales de production	- 20 -
I.2.2 Le réseau de transport	- 22 -
I.2.3 Le réseau de distribution.....	- 22 -
I.3 Les moyens de régulation actuels des réseaux	- 27 -
I.3.1 Le réglage de la tension sur le réseau de transport.....	- 27 -
I.3.2 Le réglage de la tension sur le réseau de distribution	- 30 -
I.4 Les Génératrices d'Energie Décentralisées	- 32 -
I.4.1 Les différents types de GED d'origine renouvelable	- 32 -
I.4.2 Croissance et évolution des GED sur le réseau de distribution.....	- 34 -
I.5 Le réseau intelligent ou <i>Smart Grid</i>	- 36 -
I.5.1 Le Smart Meter dans le Smart Grid	- 38 -
I.5.2 Les Energy boxes dans le Smart Grid.....	- 38 -
I.5.3 Le Véhicule Electrique dans le Smart Grid	- 39 -
I.6 Modélisation et résolution	- 40 -
I.6.1 Modélisation des éléments du réseau.....	- 40 -
I.6.2 Modélisation des charges, des GED et de VE	- 42 -
I.6.3 Calcul de répartition de charge	- 42 -
I.7 Conclusion.....	- 42 -

Chapitre 2 Impact et sensibilité du réseau basse tension urbain à l'insertion de productions décentralisées et de récepteurs non conventionnels..... - 45 -

II.1	Introduction	- 46 -
II.2	Normes sur la fourniture et le raccordement	- 46 -
II.2.1	Norme NF EN 50 160.....	- 46 -
II.2.2	Normes de raccordement des GED.....	- 47 -
II.3	Etude d'impact sur le réseau basse tension des GED	- 49 -
II.3.1	Cas d'étude	- 50 -
II.3.2	Résultats insertion PV	- 56 -
II.4	Etude d'impact sur le réseau basse tension des VE.....	- 64 -
II.4.1	Cas d'étude	- 64 -
II.4.2	Résultats insertion VE	- 67 -
II.5	Etude de la sensibilité de la tension aux variations de puissance active et réactive	- 72 -
II.5.1	Le calcul théorique de la sensibilité	- 73 -
II.5.2	Modèle de réseau BT et valeurs réelles de la sensibilité	- 74 -
II.5.3	Déterminer la sensibilité avec les données d'un compteur intelligent.....	- 76 -
II.5.4	Déterminer la sensibilité en injectant des rampes de puissance avec un onduleur solaire.....	- 81 -
II.6	Conclusion.....	- 84 -

Chapitre 3 Raccordement des sources monophasées au réseau et système à Commutation Automatique de Phase..... - 85 -

III.1	Introduction	- 86 -
III.2	Pré-étude de raccordement des GED monophasées	- 86 -
III.2.1	: Critères de choix de phase et fonctions de pondération	- 87 -
III.2.2	: Comparaison de deux scénarios d'insertion de GED avec et sans pré-étude	- 92 -
III.3	Système à Commutation Automatique de phase	- 96 -
III.3.1	Présentation et intérêt du système CAP	- 96 -
III.3.2	Principe de fonctionnement.....	- 97 -
III.3.3	Simulation d'intégration d'un système CAP sur un départ BT	- 100 -
III.3.4	Impact du système C.A.P. à plus grande échelle sur le réseau de distribution.....	- 105 -
III.4	Conclusions	- 108 -

Chapitre 4 Stratégies de pilotage décentralisé et centralisé des générateurs décentralisées d'énergie

IV.1	Introduction	- 112 -
IV.2	Les solutions de pilotage des GED existantes	- 112 -
IV.2.1	Le Volt VAr Control (VVC).....	- 113 -

IV.2.2	Pilotage du facteur de puissance en fonction du niveau de puissance active	- 114 -
IV.2.3	Le pilotage de la puissance active	- 115 -
IV.2.4	Le Régulateur Auto-Adaptatif [LE 06]	- 115 -
IV.3	Présentation de solutions de pilotage décentralisé des GED	- 116 -
IV.3.1	Stratégie de pilotage en compensation locale	- 117 -
IV.3.2	Stratégie de pilotage en suivi de variation de tension	- 119 -
IV.3.3	Stratégie de pilotage mixte.....	- 123 -
IV.4	Evaluation des pilotages décentralisés en simulation	- 124 -
IV.4.1	Présentation du cas d'étude.....	- 124 -
IV.4.2	Présentation des résultats	- 125 -
IV.4.3	Interprétation des résultats	- 127 -
IV.5	Stratégies de pilotages centralisé et décentralisé	- 128 -
IV.5.1	Le pilotage de la puissance réactive.....	- 129 -
IV.5.2	La commutation de phase	- 130 -
IV.6	Conclusion.....	- 131 -
Chapitre 5 Evaluation des stratégies de pilotage en simulation hybride temps réel.		- 133 -
V.1	Introduction	- 134 -
V.2	La simulation temps réel " <i>Power Hardware In the Loop</i> "	- 134 -
V.2.1	Fonctionnement de la simulation PHIL.....	- 135 -
V.2.2	Présentation de la simulation PHIL pour l'évaluation des stratégies de pilotage des GED	- 136 -
V.3	Test du système C.A.P. en PHIL	- 137 -
V.3.1	Conception du prototype	- 139 -
V.3.2	Test en simulation PHIL	- 140 -
V.3.2	Conclusion des simulations en PHIL du système CAP et perspectives	- 146 -
V.4	Test des stratégies de pilotage en PHIL.....	- 147 -
V.5	Conclusion.....	- 150 -
Conclusion et Perspectives.....		- 151 -
Publications Scientifiques		- 156 -
Bibliographie.....		- 157 -

Table des figures

Figure I.1 : Répartition de la production d'électricité dans le monde par type d'énergies primaires [EDF 13]	20
Figure I.2 : Répartition de la production d'électricité en France par type d'énergies primaires en 2010 [CRE 12]	20
Figure I.3 : Le réseau historique et le réseau d'aujourd'hui et de demain	21
Figure I.4 : Le réseau de transport maillé français	22
Figure I.5 : Historique des fréquences de coupure moyenne sur le réseau de transport [RTE 12]	23
Figure I.6 : Architecture des postes HTB/HTA [AL 07]	23
Figure I.7 : Exemple d'architecture radiale d'un réseau rural [ALV 09]	24
Figure I.8 : Principales architectures en milieu urbain [ALV 09]	24
Figure I.9 : Illustration des chutes de tension dans un conducteur	26
Figure I.10 : Transformée de Fortescue d'un système déséquilibré [SCH 05]	26
Figure I.11 : Eléments agissant sur le réglage de la tension sur le réseau de transport [RIC 07]	28
Figure I.12 : Organisation des réglages de tension [RIC 07]	29
Figure I.13 : Schéma d'un régulateur en charge de transformateur HTB/HTA [BER 10]	31
Figure I.14 : Répartition des types de GED en nombre et en puissance cumulée [ERD 14]	34
Figure I.15 : Nombre d'installations PV et puissance cumulée sur le réseau de distribution d'ERDF par tranche de puissance [ERD 14]	35
Figure I.16 : Nombre d'installations éoliennes et puissance cumulée sur le réseau de distribution ERDF par tranche de puissance [ERD 14]	36
Figure I.17 : Illustration de la dérégulation du marché de l'électricité [ENS 09]	37
Figure I.18 : Modèle d'un conducteur 3 phases + Neutre [BEN 15]	40
Figure I.19 : Modèle de Kapp du transformateur	41
Figure II.1 : Schéma de branchement d'une installation monophasée [ERD 12]	49
Figure II.2 : Topologie du départ BT simulé	51
Figure II.3 : Nombre de placements possibles pour 0 à 12 PV connectés au réseau	52
Figure II.4 : Exemple des courbes de charge des clients monophasés du nœud 1	53
Figure II.5 : Somme de toutes les puissances consommées par les clients du départ	54
Figure II.6 : Puissance injectée par un PV	54
Figure II.7 : Nombre de placements possibles pour 0 à 7 PV connectés au réseau	55
Figure II.8 : Exemple de puissance consommée sur les 10 premiers jours par la charge 11	55
Figure II.9 : Somme de toutes les puissances consommées par les clients du départ	55
Figure II.10 : Puissance injectée par un PV sur les 10 premiers jours	56
Figure II.11 : Evolution des courants de neutre maximums aux différents nœuds du départ	57
Figure II.12 : Evolution des courants de neutre moyens aux différents nœuds du départ	58
Figure II.13 : Evolution des courants de phase moyens aux différents nœuds du départ	59
Figure II.14 : Evolution du déséquilibre maximum aux différents nœuds du départ	60

Figure II.15 : Evolution de l'énergie perdu sur le départ pendant 24 h	61
Figure II.16 : Evolution du courant moyen par jour et par nombre de PV dans la ligne 1	61
Figure II.17 : Evolution du déséquilibre maximum aux nœuds 2	62
Figure II.18 : Evolution de la tension des trois phases au nœud 4 durant les 28 jours	62
Figure II.19 : Pertes instantanées sur le départ	63
Figure II.20 : Puissance moyenne soutirée par un VE sur 24 heures	64
Figure II.21 : SOC moyen d'un VE sur une période de 24 heures	65
Figure II.22 : Exemple de puissance absorbée par 4 VE au domicile sur une période de 24 heures	65
Figure II.23 : Architecture des boucles de tests de la simulation 2	66
Figure II.24 : Evolution des courants de neutre maximum et moyen aux lignes 1 et 4	67
Figure II.25 : Evolution des 3 courants de phase moyens aux nœuds 1 et 4 du départ	68
Figure II.26 : Evolution du déséquilibre moyen aux nœuds 1 et 4 du départ	68
Figure II.27 : Evolution de l'énergie perdu sur le départ pendant 24 h	69
Figure II.28 : Mise en forme des résultats : calcul des moyennes	70
Figure II.29 : Evolution des courants de phase moyen et maximum dans la ligne 4	70
Figure II.30 : Evolution des courants journalier pour différent taux d'insertion de VE sur la ligne 1 phase 4	71
Figure II.31 : Evolution du courant de neutre, du déséquilibre et des pertes sur le départ	71
Figure II.32 : Topologie du départ BT 1346 de GEG	74
Figure II.33 : Erreur relative en fonction du nombre de calcul de Sp	78
Figure II.34 : Illustration du calcul de nœud5 phase A	79
Figure II.35 : Exemple sur 3 pas de temps de 2 charges à Ts=15 min puis à Ts =1min	80
Figure II.36 : Exemple de la valeur RMS de la puissance réactive fournit par l'onduleur	82
Figure II.37 : $V=f(Q)$ pour injection de réactif au nœud 11 phase 1	82
Figure II.38 : Convergence de la valeur de Sq au nœud 11 phase 1 en fonction de la durée de mesure	83
Figure II.39 : Plusieurs rampes avec variation de fréquence et d'amplitude	83
Figure III.1 : Illustration du raccordement d'une GED monophasée au réseau	87
Figure III.2 : Schéma de l'obtention du coefficient final	88
Figure III.3 : Fonction de calcul des coefficients de tension	89
Figure III.4 : Fonction de calcul des coefficients du déséquilibres de tension	90
Figure III.5 : Fonction de calcul des coefficients des courants	91
Figure III.6 : Réparation des clients sur le départ pour la pré-étude de raccordement	93
Figure III.7 : Exemple des coefficients finaux sur 7 jours pour le raccordement du client 1 à l'une des trois phases	94
Figure III.8 : Comparaison des dépassements de contrainte et des pertes avec et sans pré-étude de raccordement	95
Figure III.9 : Schéma du système CAP	97
Figure III.10 : Procédure générale de l'algorithme	98
Figure III.11 : Répartition du nombre de commutations des 125 simulations avec système CAP	101
Figure III.12 : Répartition par pourcentage de gain sur les pertes des 125 simulations	102
Figure III.13 : Exemple d'une courbe de charge entraînant des commutations à répétition entre 16 et 18 heures	102
Figure III.14 : Exemple des tensions et du déséquilibre avec et sans CAP sur 24h	104

Figure III.15 : Diminution des pertes (%) = f (Nombre de commutations) et Diminution du nombre de dépassements de contrainte = f (Nombre de commutations)	105
Figure III.17 : Répartition du nombre de commutations moyen par PV	106
Figure III.18 : Répartition par pourcentage de gain sur les pertes des 125 simulations	107
Figure III.19 : Evolution du nombre de dépassements de contrainte avec et sans CAP	107
Figure IV.1 : Gabarit de VVC [JAH 13]	113
Figure IV.2 : Illustration de l'augmentation du module du courant de ligne avec la VVC	114
Figure IV.3 : Facteur de puissance en fonction du niveau de puissance active produit [GAI 12]	115
Figure IV.4 : Les trois régimes du RAA en fonction des niveaux de tension [LE 06]	116
Figure IV.5 : Exemple de puissance réactive consommée par des clients BT sur 2 jours	117
Figure IV.6 : Schéma de la compensation locale	118
Figure IV.7 : Superposition de 54 jours de consommation de puissance active de 69 clients	121
Figure IV.8 : Superposition de 54 jours de consommation de puissance réactive de 69 clients	122
Figure IV.9 : Evolution de l'écart type des mesures de puissance réactive consommée en fonction du nombre de clients sur le départ	122
Figure IV.10 : Schéma du contrôle de la puissance réactive de l'onduleur	123
Figure IV.11 : Seuils de passage d'un pilotage à un autre en fonction de la tension	123
Figure IV.12 : Evolution des pertes sur le départ pour les 4 taux d'insertion en fonction des modes de pilotage	127
Figure IV.13 : Evolution des dépassements de contrainte en tension haute pour les 4 taux d'insertion en fonction des modes de pilotage (temps moyen par client sur 10 jours)	127
Figure IV.14 : Evolution des dépassements de contrainte en tension basse pour les 4 taux d'insertion en fonction des modes de pilotage (temps moyen par client sur 10 jours)	127
Figure V.1 : Architecture d'une plateforme de simulation PHIL [OPAL RT]	135
Figure V.2 : Consigne de courant envoyée à la source DC pour reproduire le comportement d'un PV	137
Figure V.3 : Simulation PHIL avec onduleur monophasé	137
Figure V.4 : Intégration du système CAP dans la simulation PHIL	138
Figure V.5 : Schéma d'un relai statique à opto-coupler [CRYDOM]	139
Figure V.6 : Schéma de principe d'un amortisseur RC	140
Figure V.7 : Implémentation des composants du prototype du système CAP	140
Figure V.8 : Tension aux bornes d'un interrupteur lors d'une commande à l'ouverture	141
Figure V.9 : Potentiel flottant entre le système CAP et l'onduleur durant une commutation	141
Figure V.10 : Courbe de production du PV pour la simulation PHIL et numérique	143
Figure V.11 : Déséquilibre avec et sans CAP en simulation PHIL	144
Figure V.12 : Déséquilibre avec et sans CAP en simulation numérique	144
Figure V.13 : Evolution des pertes sur l'ensemble du départ avec et sans le système CAP	145
Figure V.14 : Evolution des tensions des trois phases au nœud de connexion avec et sans le système CAP	146
Figure V.15 : Intégration du pilotage de la puissance réactive de l'onduleur dans la simulation PHIL	148
Figure V.16 : Puissance active et réactive	149

Table des tableaux

Tableau I.1 : Niveaux de tension et répartition entre transport et distribution en France	19
Tableau I.2 : Sections standards et matériaux utilisés en distribution	27
Tableau II.1 : Tension de raccordement par niveau de puissance [DEC 08]	47
Tableau II.2 : Caractéristiques du départ BT : Semi-Urbain	50
Tableau II.3 : Puissance d'abonnement et taux d'insertion	53
Tableau II.4 : Synthèse des 2 simulations	56
Tableau II.5 : Niveau de charge maximum des conducteurs de neutre avec et sans PV	58
Tableau II.6 : Sensibilité réelle du réseau GEG 1346 à charge P et Q constante	75
Tableau II.7 : Evolution de la sensibilité pour différent niveau de charge du réseau	75
Tableau II.8 : Résultat des calculs de sensibilité avec les compteurs intelligents	77
Tableau II.9 : Nombre d'échantillons calculé sur pour 20 jours de simulation avec Seuil= 800 W	78
Tableau II.10 : Résultats des calculs de sensibilité avec les compteurs intelligents pour $T_s=1\text{min}$	80
Tableau II.11 : Valeurs et erreurs relatives de l'estimation de S_p avec l'onduleur	82
Tableau III.1 : Nombre de coefficients	91
Tableau III.2 : Comparaison des dépassements de contrainte et des pertes avec et sans pré-étude de raccordement	94
Tableau III.3 : Evolution du nombre de dépassements de contrainte avec et sans CAP	102
Tableau III.4 : Nombre moyen de commutations et distance du nœud	106
Tableau IV.1 : $\cos \Phi$ des récepteurs domestiques [SCH 10]	118
Tableau IV.2 : Nombre de PV et puissance installée pour les 4 taux d'insertions	124
Tableau IV.3 : Sensibilités S_q aux points de connexion des clients	125
Tableau IV.4 : Niveau de pertes sans pilotage des PV en fonction du taux d'insertion	125
Tableau IV.5 : Synthèse des résultats des trois pilotages décentralisés des GED	128
Tableau V.1 : Cahier des charges des interrupteurs du système CAP	139
Tableau V.2 : Temps de reconnexion des onduleurs suite à une commutation	142

Chapitre 0

Introduction Générale

- i - Enjeux de la thèse

Avec la population mondiale croissante et les besoins énergétiques de plus en plus importants, ainsi que la nécessité de diminuer les émissions de gaz à effet de serre pour préserver la planète, une transition énergétique est indispensable. Commencée depuis l'arrivée des énergies renouvelables, l'évolution de cette transition énergétique est longue, mais exponentielle. Encore inexistantes sur le réseau de distribution il y a vingt ans, les énergies renouvelables de type panneaux photovoltaïques, éoliennes, centrales à biomasse, etc., sont aujourd'hui courantes. Intégrer massivement ces nouvelles unités de production en tous points du réseau n'est pas trivial et engendre de nombreuses contraintes techniques, avec notamment des problèmes de variation de tension, de réglage des protections, d'augmentation du déséquilibre de tension entre les phases, et également de planification liée à des moyens de production intermittente. Pour ces raisons, le réseau de distribution doit être repensé. Etant donné son étendue, il est économiquement inimaginable de le reconstruire, il doit alors être adapté. Une adaptation qui passe principalement par une instrumentalisation du réseau et une utilisation des nouvelles technologies de l'information et de la communication. Ces outils permettent de développer et d'imaginer des solutions automatisées de pilotage des récepteurs et générateurs connectés au réseau. C'est ce qui s'appelle la flexibilité et qui permet d'adapter consommation et production au besoin.

Depuis une dizaine d'année, en réponse à ces nombreux changements, le concept du *Smart Grid*, ou réseau électrique intelligent, est né. Ce réseau intelligent a pour objectif d'adapter le réseau de distribution à l'arrivée massive des génératrices décentralisées d'énergie, des véhicules électriques et des compteurs d'énergie intelligents.

Dans ce contexte porteur et d'avenir, de nombreux projets de recherche sont réalisés à l'échelle mondiale par académiques et industriels, dont le projet AMI-ADEME GreenLys, dans le cadre duquel s'est déroulée cette thèse. A l'aide d'outils de modélisation et de simulation, ces travaux de thèse ont pour objectif de présenter des solutions automatisées de pilotage des moyens de flexibilité du réseau de distribution.

- ii - Projet GreenLys

Le projet GreenLys est financé dans le cadre des programmes d'investissements d'avenir. Supporté par l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie), ce projet de 42 M€ et d'une durée de 4 ans implique les principaux acteurs du réseau de distribution français. Parmi les principaux partenaires sont présents : ERDF, Schneider Electric, GEG et GDF Suez pour les industriels et Grenoble INP comme académique [GREENLYS]. GreenLys est un projet de développement du réseau électrique du futur s'appuyant sur les réseaux de distribution des villes de Lyon et Grenoble pour construire un démonstrateur Smart Grid global à échelle un. Ainsi, GreenLys permettra d'ici 2016 de présenter un réseau « vitrine » capable de répondre aux enjeux du Grenelle de l'Environnement.

Les axes de recherche expérimentés dans le projet sont les suivants :

- Créer un réseau électrique auto-cicatrisant, plus automatisé, intelligent et aussi plus communicant en s'appuyant sur la nouvelle génération de compteurs Linky développée par ERDF.
- Accueillir massivement sur le réseau électrique des productions décentralisées, principalement à base d'énergies renouvelables avec le photovoltaïque et des véhicules électriques permettant le stockage d'énergie.
- Développer et tester les équipements et services de demain auprès des consommateurs en sollicitant leur participation active et mieux comprendre leur rapport à l'électricité (coût, impact sur l'environnement, etc.).
- Imaginer le modèle économique et réglementaire de demain prenant en compte l'ensemble des enjeux.
- Contribuer à la maîtrise des énergies et à la réduction de la facture des consommateurs par le développement de télé services.

GreenLys est décomposé en 11 lots permettant de répartir les travaux entre les partenaires et les 4 années du projet. Les études présentées dans cette thèse s'inscrivent dans le lot 6 :

- Lot 0 : Gestion du projet
- Lot 1 : Communication
- Lot 2 : Economie et attrait environnemental d'un système électrique intelligent
- Lot 3 : Agilité et performance du réseau de distribution, le réseau auto cicatrisant
- Lot 4 : Développement réseau / planification
- Lot 5 : Compteurs intelligents et système de communication
- **Lot 6 : Intégration système de VE, stockage et production distribuée**
- Lot 7 : Segmentation des usages et des clients et modèle d'affaire de l'agrégateur
- Lot 8 : Tarification, services à l'énergie et offres de MDE
- Lot 9 : Plateformes technologiques
- Lot 10 : Spécification, gestion des transitions et des paliers techniques

- *iii* - Positionnement des chapitres

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse sont répartis dans la suite de ce document en 5 chapitres où les points suivants sont développés :

- Chapitre I : Le contexte de ces travaux de thèse est défini. Le fonctionnement du réseau électrique d'hier et les attentes du réseau de demain sont abordés. Les nouveaux récepteurs du réseau de distribution, à savoir : les génératrices décentralisées d'énergie, les véhicules électriques, ou encore les compteurs d'énergie intelligents sont également présentés. Enfin les outils de modélisation utilisés pour la suite des travaux sont exposés.
- Chapitre II : Une fois le cadre de la thèse défini, une première étude consiste à observer l'impact des énergies décentralisées et des véhicules électriques sur le réseau de distribution. Cette étude est alors utilisée comme référence pour identifier les problématiques générées par ces récepteurs non conventionnels et développer dans les chapitres suivants des outils visant à diminuer ces problématiques. La deuxième moitié de ce chapitre développe des méthodes d'estimation de la

sensibilité locale de la tension à l'injection de puissance, à partir d'équipements présents sur le réseau, comme les compteurs d'énergie communicants ou les onduleurs solaires.

- Chapitre III : La très grande majorité des génératrices décentralisées d'énergie installées sur le réseau de distribution étant monophasées, un choix de phase de raccordement doit être fait. Le troisième chapitre présente deux méthodes permettant d'optimiser la phase de connexion de l'installation. La première est statique : une phase considérée comme « meilleure » est déterminée et conservée, la deuxième est dynamique : la phase de connexion change au cours du temps en fonction d'informations localement mesurables.
- Chapitre IV : Après les études de phase de raccordement du chapitre précédent, le chapitre IV aborde les problèmes de tension engendrés par les génératrices décentralisées. Dans la première partie, un état de l'art des pilotages existants des générateurs est présenté. Ensuite, trois pilotages décentralisés sont évalués en simulation. Enfin, la dernière partie compare les pilotages centralisés et décentralisés des récepteurs du réseau de distribution.
- Chapitre V : Dans ce dernier chapitre, les méthodes développées pour déterminer la phase de connexion et pour diminuer les problèmes de tension sont évaluées sur des équipements réels. Pour cela, une plateforme de simulation hybride temps réel est développée. Elle permet de disposer dans une même simulation, d'une partie numérique comportant la modélisation du réseau et d'une partie analogique composée d'équipements réels, comme un onduleur solaire. Le comportement des équipements réels est alors observé face aux méthodes de pilotage développées dans les deux chapitres précédents.

Chapitre 1

Du réseau électrique classique vers le Smart Grid :
état de l'art et modélisation

I.1 Introduction

Le réseau électrique constitue le vecteur de transit de l'énergie électrique. Sur le territoire français, il assure la liaison entre les centres de production et plus de 30 millions d'abonnés. Historiquement, le réseau électrique a fait son apparition à la fin du XIX siècle, avec l'opposition entre le courant alternatif et le courant continu portés respectivement par les pionniers des réseaux électriques Nikola Tesla et Thomas Edison. Le courant alternatif s'impose finalement, suite au projet d'alimentation de l'industrie de Buffalo aux Etats-Unis, comme moyen de transport de l'énergie électrique. En France, avant la seconde guerre mondiale, la quasi-totalité du territoire est interconnectée en 220 kV. C'est seulement en 1946 que l'Etat nationalise les entreprises d'électricité privées pour regrouper la production, le transport et la distribution en une seule entité : EDF. Cinquante ans plus tard, suite à une directive Européenne, en 1996, relative au marché intérieur de l'énergie électrique, la France ouvre progressivement son marché à la concurrence. Les fonctions de production et de transport de l'énergie électrique sont dissociées. Une société de transport de l'énergie est ainsi créée, RTE, ayant pour mission de garantir un accès équitable à tous les acteurs du marché de l'électricité. De façon identique, une société assurant la distribution de l'énergie fait son apparition, ERDF. C'est en 2007 que le marché français est complètement ouvert à la concurrence avec l'ensemble des abonnés pouvant choisir leur fournisseur d'énergie.

En parallèle de la libéralisation des marchés de l'énergie, une prise de conscience des sociétés occidentales sur les problèmes climatiques et le besoin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre font bondir le marché des énergies renouvelables. Durant cette même période, les réseaux électriques subissent alors ces deux grands bouleversements.

Ce premier chapitre explique le fonctionnement général du réseau ainsi que les défis qu'il doit d'ores et déjà relever pour faire face à ces profonds changements. Les principaux outils nécessaires à la suite de ces travaux sont abordés avec notamment les génératrices décentralisées d'énergie, les véhicules électriques ou encore le réseau intelligent du futur (*Smart Grid* en Anglais).

I.2 Production, transport et distribution de l'énergie électrique

Le rôle du réseau électrique est d'acheminer l'énergie des centres de production jusqu'aux consommateurs tout en garantissant une très grande robustesse et le meilleur rendement possible. La majorité des pertes sur le réseau sont des pertes par effet Joule dues à la résistivité des conducteurs. Diminuer la résistivité des conducteurs est excessivement coûteux, puisque cela revient à utiliser des conducteurs ayant une section plus importante ou des matériaux présentant une plus faible résistivité. La solution la plus intéressante économiquement est alors d'élever le niveau de la tension. En effet, les pertes Joule étant proportionnelles au carré du courant, à puissance équivalente, le courant circulant dans les conducteurs sera plus faible pour un réseau présentant un niveau de tension plus élevé. Ainsi, l'énergie électrique est acheminée des centres de production jusqu'aux consommateurs en transitant par différents niveaux de tension. En sortie des centrales de production, des lignes à haut niveau de

tension permettent de transporter des puissances importantes sur des longues distances, puis des lignes aux niveaux de tension de plus en plus bas acheminent l'énergie jusqu'aux points de consommation finaux. Le tableau I.1 illustre les niveaux de tension présents sur le réseau électrique français ainsi que la répartition entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

Niveaux de tension		Appellation d'après la norme	Gestionnaire	Kilomètres en France
400	kV	HTB	Transport	100 000 km
225	kV	HTB	Transport	
90	kV	HTB	Transport	
63	kV	HTB	Transport	
20	kV	HTA	Distribution	1,3 million km
400	V	BT	Distribution	

Tableau I.1 : Niveaux de tension et répartition entre transport et distribution en France

Quel que soit le niveau de tension considéré, les éléments constituant le réseau électrique sont principalement les mêmes. Ainsi, que ce soit sur le réseau de transport ou sur le réseau de distribution, les transformateurs, conducteurs, sectionneurs et disjoncteurs sont les organes fondamentaux du réseau. En plus de sa fonction principale d'acheminer l'énergie, le réseau électrique sert de plus en plus comme support de communication. En effet, dans l'objectif de renforcer la robustesse des réseaux et de faciliter leur exploitation, des moyens de communications sont installés et permettent aux gestionnaires de mieux appréhender et exploiter leurs réseaux. Le support de communication peut être directement le conducteur avec le Courant Porteur en Ligne (CPL), généralement utilisé en distribution, ou un autre câble principalement dédié à la communication, plus présent en transport, ou de la fibre optique insérée à l'intérieur du câble. La communication hertzienne ou par réseau téléphonique peut également être utilisée.

Maillon indispensable de la chaîne de l'énergie électrique, le réseau se doit d'être fiable et de présenter une grande continuité de service. Les sociétés modernes étant fortement dépendantes de l'énergie électrique, industries et particuliers, villes et pays se retrouvent paralysés en cas d'interruption de l'alimentation électrique. Dans le passé, plusieurs grandes coupures d'électricité, appelée *blackout en anglais*, se sont produites sur le réseau, par exemple en 2003 sur l'ensemble de l'Italie à la suite d'un report de charge entraînant des coupures en cascade, ou encore en 2008 dans le sud-est des Etats-Unis suite à une avarie dans un poste de transformation. Un blackout à une échelle nationale engendre pour le pays des pertes financières considérables de l'ordre de 1 % de son PIB par jour de coupure. Afin d'éviter ce genre de scénario, de nombreux moyens de surveillance et de sécurité sont mis en œuvre. Plusieurs centres de surveillance, appelés *dispatching*, sont répartis sur le territoire et veillent en permanence à la stabilité du réseau. Des réglages coordonnés des gros groupes de production permettent d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation. Le réseau de transport est construit et dimensionné à partir de la règle du $N - 1$, c'est-à-dire que la perte d'un élément quelconque du réseau peut être supportée sans impliquer de coupure d'alimentation. Et enfin, de plus en plus de moyens de communication et de capteurs sont installés sur le réseau pour permettre au gestionnaire d'obtenir une meilleure visibilité de son réseau. Ceci est particulièrement vrai aujourd'hui dans les réseaux de distribution.

I.2.1 Les centrales de production

Historiquement, la production d'électricité est centralisée et produite par de grandes centrales éloignées des zones de consommation et connectées au réseau de transport via des transformateurs élévateurs. Ces grands alternateurs sont généralement des machines synchrones entraînées par une turbine. Les sources d'énergie primaire entraînant ces turbines sont principalement les énergies fossiles, nucléaires ou hydrauliques. La puissance de ces groupes de production peut aller de quelques centaines de mégawatt pour les petites installations à gaz ou à charbon, à 1650 MW pour les tranches des centrales nucléaires de dernière génération.

Les centrales de production peuvent être différenciées selon le type d'énergie primaire qui entraîne leurs alternateurs. La figure I.1 présente la répartition des centrales en activité dans le monde en 2012.

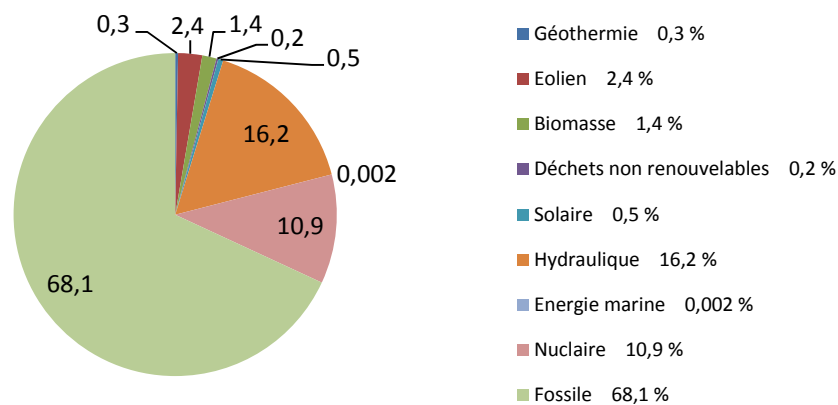


Figure I.1 : Répartition de la production d'électricité dans le monde par type d'énergies primaires [EDF 13]

Suite à la politique d'indépendance des énergies fossiles, prise par le gouvernement dans les années soixante, le mix énergétique français est fortement différent de la répartition des énergies primaires à l'échelle mondiale.

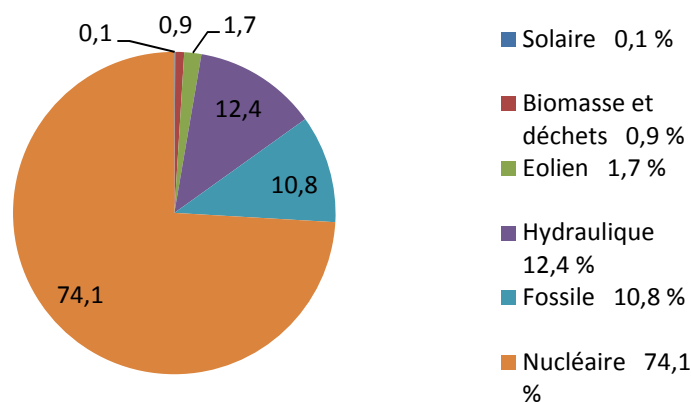


Figure I.2: Répartition de la production d'électricité en France par type d'énergies primaires en 2010 [CRE 12]

La stabilité du réseau est principalement assurée par le pilotage de ces grands groupes de production. Les réglages primaire, secondaire et tertiaire de fréquence-puissance permettent, grâce à des constantes de temps différentes, d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation tout en répartissant la réserve de puissance entre les groupes participant aux réglages. Cette réserve de puissance permet de répondre à tout moment à une augmentation de la consommation. La masse considérable des rotors de ces puissants alternateurs implique un important moment d'inertie capable d'amortir de brusques changements de consommation.

Depuis une quinzaine d'années, suite à la prise de conscience des problèmes environnementaux et au développement des énergies renouvelables, la production d'énergie électrique n'est plus uniquement centralisée. De plus en plus, des générateurs de faible puissance, exploitant principalement des énergies renouvelables, sont connectés au réseau en HTA et en BT. Ces Génératrices d'Energie Décentralisées (GED) injectent de la puissance sur des niveaux de tension qui, auparavant, alimentaient uniquement des points de consommation. Historiquement, le réseau électrique a été construit pour une production centralisée, les flux de puissance étant unidirectionnels, avec les grands groupes de production qui alimentent le réseau de transport, qui lui-même fournit de l'énergie au réseau de distribution, puis aux consommateurs. Avec l'augmentation des GED, le réseau et les systèmes de réglage et de protection doivent faire face à des flux de puissance bidirectionnels et des générateurs produisant de l'énergie de façon intermittente et dispersée. La figure I.3 compare l'organisation du réseau historique, avec une production centralisée et des flux de puissance unidirectionnels, au réseau actuel et futur avec de la production décentralisée.

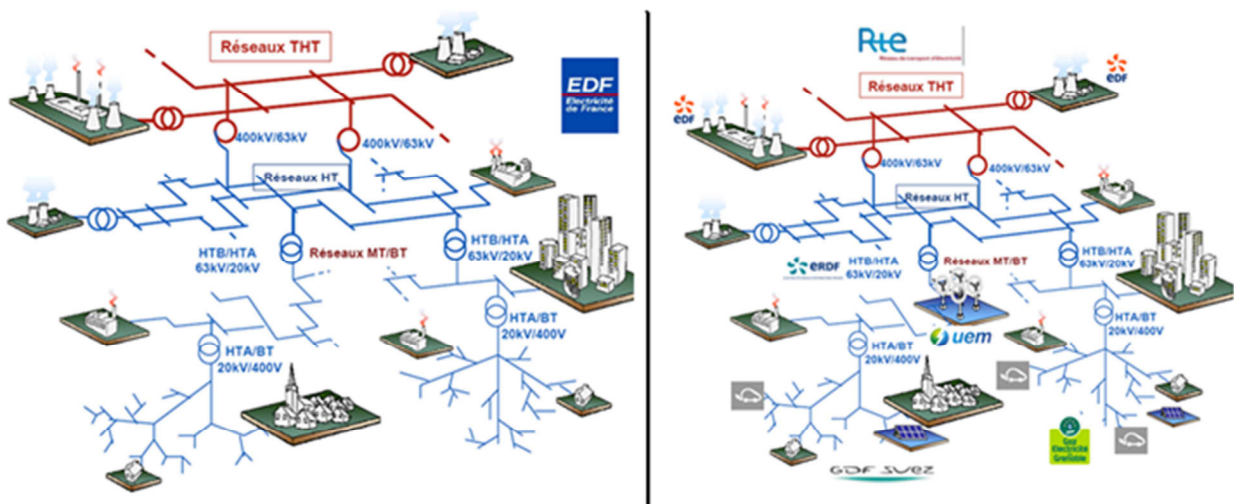


Figure I.3 : Le réseau historique et le réseau d'aujourd'hui et de demain

A l'heure actuelle, les réglages qui garantissent la stabilité et la qualité de l'onde de tension sur le réseau sont principalement assurés par les grandes unités de production du réseau. Cependant, le taux croissant de GED incite à imaginer des solutions où les petits générateurs, connectés sur le réseau de distribution, participent localement au service système. En effet, afin d'être en mesure de respecter les engagements internationaux liés à l'augmentation du taux d'énergie renouvelable dans le mix énergétique et la diminution des gaz à effet de serre, le réseau doit être capable d'accueillir de façon massive les énergies renouvelables sans impliquer des restructurations qui seraient excessivement coûteuses.

I.2.2 Le réseau de transport

Le réseau de transport assure la liaison entre les grandes centrales de production et le réseau de distribution. Il achemine l'énergie électrique sur des grandes distances à des niveaux de tension élevés afin de réduire les pertes par effet Joule. En France, le transport est fait à l'aide de quatre niveaux de tension (voir tableau I.1) pour un maximum de 400 kV. Dans certains pays plus étendus, le transport est fait sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres, les niveaux de tension peuvent alors atteindre 800 kV, voire 1 MV. Afin d'assurer sa robustesse, le réseau de transport présente une architecture maillée (voir figure I.4). Les flux de puissance se répartissent ainsi entre toutes les lignes. La variation des flux entre les différentes zones de production et les zones de consommation est importante et rend la gestion des réseaux de transport complexe. Les problèmes d'optimisation des flux énergétiques et des consignes de production de chaque centrale dépendent de nombreux paramètres technico-économiques et nécessitent un réseau fortement instrumenté.

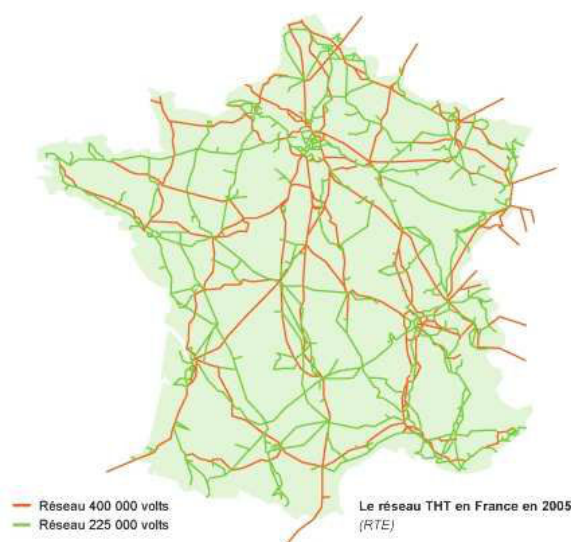


Figure I.4 : Le réseau de transport maillé français en France [RTE]

L'interconnexion des réseaux de transport d'électricité de plusieurs pays permet de favoriser les échanges économiques tout en renforçant la stabilité du réseau. En cas d'avarie sur un équipement de transport ou de production d'un pays, l'interconnexion des réseaux permet aux autres pays de le soutenir. L'ENTSO-E, signifiant en anglais *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (anciennement l'UCTE) est née en 2008 et regroupe 36 gestionnaires de réseau de transport (GRT) allant du Portugal à la Roumanie. Les gestionnaires membres de l'ENTSO-E assurent ensemble la gestion globale du réseau de transport européen.

I.2.3 Le réseau de distribution

Contrairement au réseau de transport, le réseau de distribution est principalement radial. A partir du poste de transformation HTB/HTA, qui marque la frontière entre le transport et la distribution, les conducteurs prennent des directions différentes pour couvrir la totalité des zones de demande. La distribution est faite à un niveau de tension inférieur à 50 kV, et se décompose en deux

réseaux, le réseau HTA, dont le niveau de tension est généralement de 20 kV en France, et le réseau BT à 400 V.

Les travaux de recherche présentés dans les prochains chapitres s'appliquent à la distribution, c'est pourquoi les principaux éléments de ce réseau sont présentés ci-dessous.

I.2.3.1 Les postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT

Les postes HTB/HTA, communément appelés « postes sources », alimentent le réseau de distribution. ERDF, principal Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) français, en gère plus de 2 200. Le primaire des transformateurs de ces postes sources est connecté au réseau de transport à des niveaux de tension compris entre 63 kV et 225 kV. Pour des raisons de fiabilité, la grande majorité des postes sources sont composés de deux transformateurs fonctionnant en régime radial, donc de façon indépendante en opération normale. En cas de défaillance, des interrupteurs permettent d'isoler le transformateur en défaut et de basculer la charge sur le transformateur restant. Le réseau de transport étant maillé, le primaire des postes sources est généralement alimenté par deux lignes HTB. Au secondaire, un ou plusieurs jeux de barre alimentent les départs HTA. La figure I.6 illustre les principales architectures des postes HTB/HTA.

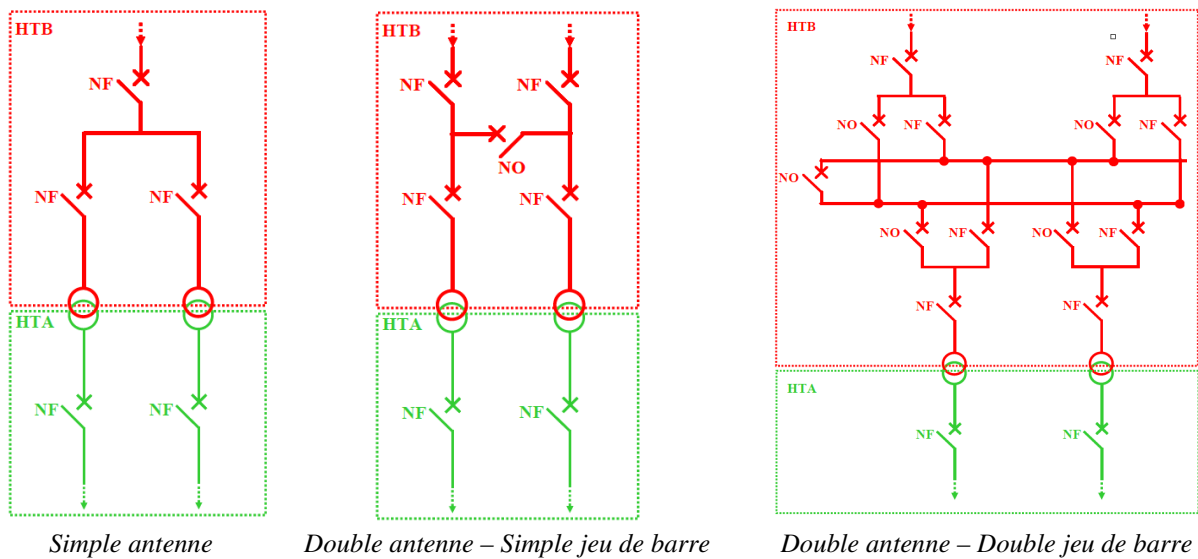


Figure I.6 : Architecture des postes HTB/HTA [AL 07]

Viennent ensuite les postes HTA/BT, dernier étage de conversion du niveau de tension avant les consommateurs finaux. Au plus proche des clients ces transformateurs, également appelés « postes de distribution publique », abaissent la tension à 400 V entre phases pour alimenter le réseau de distribution BT. ERDF en gère sur le territoire environ 750 000. Les postes HTA/BT se décomposent en deux catégories :

- Les postes sur poteau : ils sont limités à une puissance de 160 kVA, ils sont alimentés par le réseau aérien HTA et ils sont généralement utilisés en milieu rural ou péri-urbain.
- Les postes préfabriqués ou en immeuble : ils peuvent atteindre une puissance de 1 000 kVA et sont alimentés par le réseau HTA souterrain ou aérien. Ils remplacent de plus en plus les postes sur poteau dans le cadre d'enfouissement du réseau de distribution.

I.2.3.2 Les architectures des réseaux de distribution

Il est commun de distinguer les réseaux en milieu urbain des réseaux en milieu rural. En effet, la densité des charges étant beaucoup plus élevée en milieu urbain, le gestionnaire va privilégier une architecture souvent plus coûteuse mais plus robuste qu'en milieu rural.

Pour les réseaux HTA, l'architecture arborescente est la plus fréquente en milieu rural. Le réseau est construit bouclé mais en régime de fonctionnement normal, il est exploité radialement. Cela veut dire que des organes de coupure normalement ouverts insérés dans les boucles permettent la reprise de parties du réseau en cas de défaillance. La figure I.7 schématise ce type de réseau.

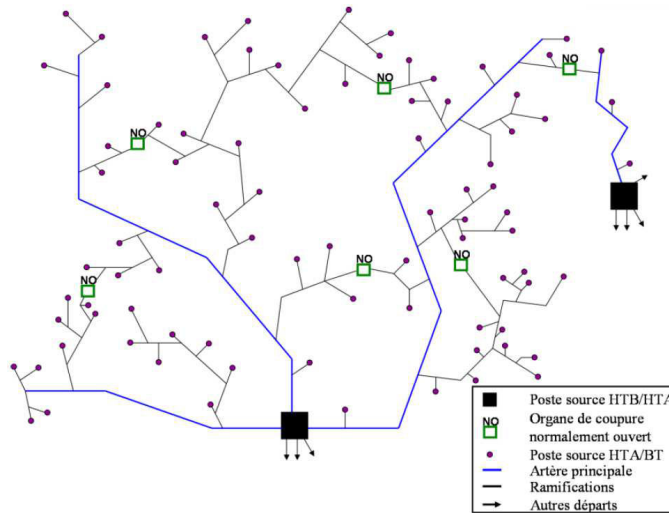
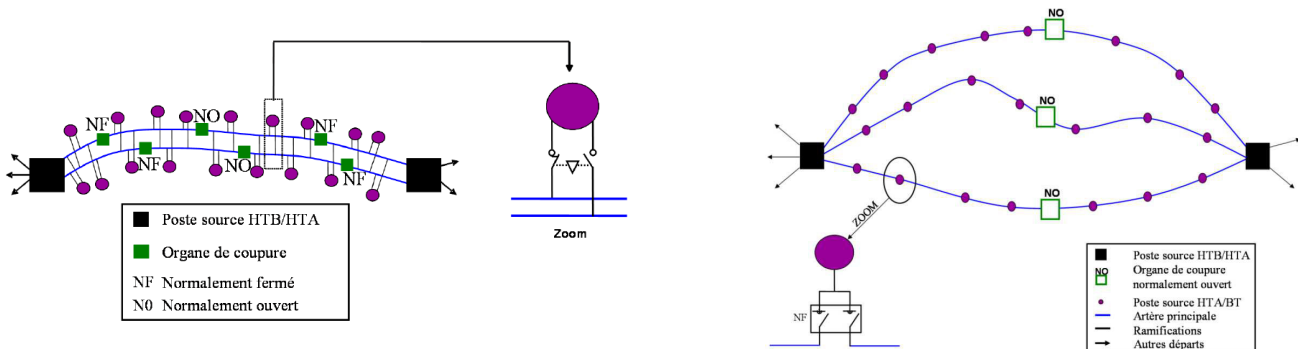


Figure I.7 : Exemple d'architecture radiale d'un réseau rural [ALV 09]

En milieu urbain, les architectures le plus fréquemment utilisées sont la double dérivation et la coupure d'artère, schématisées sur la figure I.8.



Architecture en double dérivation

Architecture en coupure d'artère

Figure I.8 : Principales architectures en milieu urbain [ALV 09]

La distribution suivant l'architecture en double dérivation est comparable à un réseau radial doublé depuis le jeu de barre du transformateur du poste source. Chaque poste HTA/BT est ainsi alimenté par un câble normal et un câble de secours. En cas de perte de la tension sur l'artère principale au point de connexion d'un poste HTA/BT, des organes, généralement automatiques, basculent le poste sur le câble de secours. Cette architecture présente une très grande robustesse mais

elle est très coûteuse, c'est pourquoi elle est utilisée lorsque les exigences de disponibilité sont importantes.

L'architecture en coupure d'artère est la plus répandue en distribution urbaine puisqu'elle présente un bon compromis entre le coût et la continuité de service. En coupure d'artère, un départ du poste source passe successivement par plusieurs postes HTA/BT avant de rejoindre un autre poste source. Un organe normalement ouvert entre les deux postes sources permet d'exploiter le réseau radialement. En fonctionnement normal, les deux organes de chaque poste HTA/BT sont normalement fermés. En cas de défaillance, le tronçon en défaut peut être isolé et l'ensemble des postes HTA/BT peuvent être alimentés en fermant l'organe normalement ouvert (déplacement du point d'ouverture).

Les réseaux BT, en aval des postes HTA/BT, sont exploités de façon radiale généralement sans possibilité de bouclage. Les départs sont courts et excèdent rarement plus de deux kilomètres, le nombre de clients alimentés par un départ dépend de la densité de population, en milieu urbain il est possible de trouver une quarantaine de clients sur un même départ.

I.2.3.3 Les conducteurs du réseau de distribution

Le choix des conducteurs et leurs caractéristiques techniques ont des importantes conséquences sur le réseau. En effet, les conducteurs installés par le GRD vont dicter le courant nominal du départ, mais aussi les pertes par effet Joule, les chutes de tension et partiellement le déséquilibre de tension. Dans la suite de ces travaux, les études d'intégration des GED et des véhicules électriques (Chapitre II), ainsi que l'étude de pilotage des GED (chapitre III, IV et V) comprennent des analyses de leurs impacts sur l'évolution des grandeurs suivantes : le courant, les pertes, les chutes de tension et le déséquilibre de tension sur le réseau. Afin de comprendre comment les conducteurs agissent sur ces grandeurs, un rappel est présenté ci-dessous :

- Chute de tension dans un conducteur monophasé :

Un conducteur est caractérisé par sa résistivité linéique r et sa réactance linéique x . La chute de tension est la conséquence de la circulation d'un courant dans un conducteur impédant. Elle s'exprime de la façon suivante :

$$\Delta V = R * I_{ligne} * \cos \varphi + X * I_{ligne} * \sin \varphi + j (X * I_{ligne} * \cos \varphi - R * I_{ligne} \sin \varphi) \quad (I.1)$$

Avec : ΔV : La chute de tension complexe.

I_{ligne} : Le courant complexe circulant dans la ligne.

φ : L'angle entre le courant de ligne et la tension en bout de ligne.

R et X : La résistance et la réactance de la ligne, obtenues à partir de la longueur de la ligne et de la résistance et la réactance linéique.

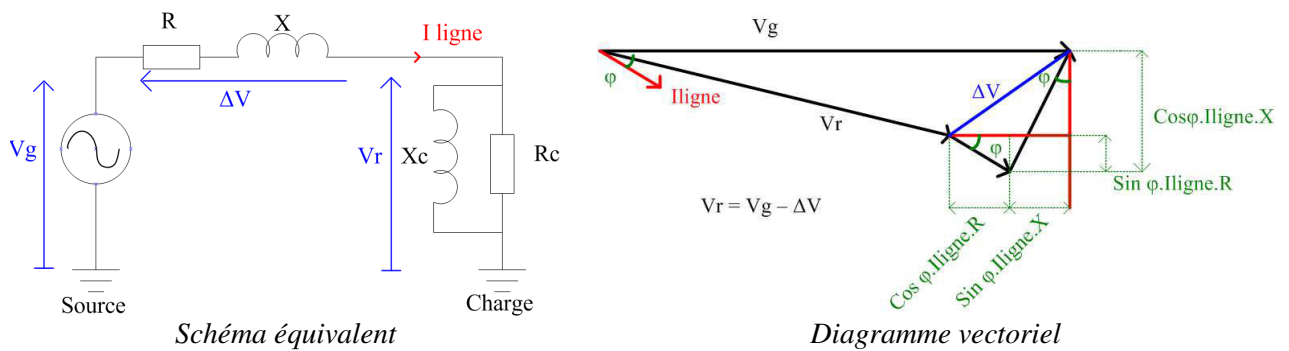


Figure I.9 : Illustration des chutes de tension dans un conducteur

- Pertes par effet Joule dans un conducteur

En plus de créer une chute de tension, la circulation d'un courant dans un conducteur impédant engendre des pertes par effet Joule (formule (I.2)). Les pertes Joule définissent le courant maximal admissible dans le conducteur. Pour un conducteur souterrain, c'est sa capacité à évacuer la chaleur générée par les pertes Joule qui va limiter son courant, tandis que pour un conducteur aérien c'est la dégradation de ses propriétés mécaniques.

$$P_J = R * I_{\text{ligne}}^2 \tag{I.2}$$

- Déséquilibre de tension dû aux phénomènes de mutuelle inductance

Le déséquilibre de tension est une grandeur contrainte par les normes de la distribution de l'énergie électrique (EN 50160). Il se traduit par des amplitudes et des déphasages différents entre les trois phases du réseau et dans les prochains chapitres, les simulations d'intégration de certains récepteurs et générateurs sur le réseau vont conduire à l'augmenter. La transformée de Fortescue est l'outil mathématique utilisé pour calculer ce déséquilibre. Cette transformée permet de représenter un système triphasé déséquilibré quelconque par la superposition de trois systèmes triphasés plus simples : direct, inverse et homopolaire. Les deux premiers sont des systèmes équilibrés au sens de rotation différent, tandis que le système homopolaire présente le même angle pour ses trois vecteurs (voir figure I.10). La somme vectorielle des trois systèmes de Fortescue permet de retrouver le système initial. Le déséquilibre est calculé à partir du ratio entre la composante inverse (V_i) et la composante directe (V_d) $\frac{V_i}{V_d}$ qui doit être inférieure à 0,02 (voir paragraphe II.2.1).

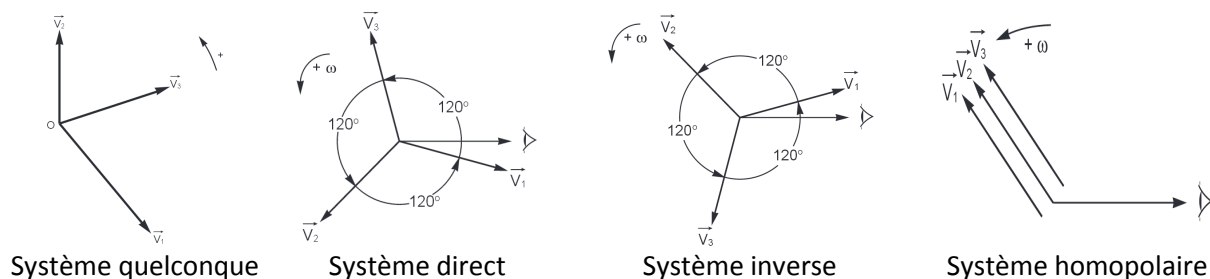


Figure I.10 : Transformée de Fortescue d'un système déséquilibré [SCH 05]

Le coefficient de mutuelle inductance des conducteurs désigne l'influence des champs magnétiques qu'ils émettent les uns par rapport aux autres. Ces inductions mutuelles peuvent se traduire par l'apparition d'une chute de tension supplémentaire sur les conducteurs. Dans le cas d'un

réseau équilibré, grâce à la construction globalement symétrique des lignes, les coefficients de mutuelles inductances sont très proches et se compensent, aucune tension n'est donc induite. Cependant, en cas de charge déséquilibrée sur un réseau triphasé, le champ magnétique émis par un conducteur étant proportionnel au courant qui circule à l'intérieur de ce dernier, les inductions mutuelles ne se compensent plus. Le déséquilibre de tension généré par le déséquilibre des charges est donc potentiellement accentué par les phénomènes de couplage magnétique. Ce constat est d'autant plus important sur un réseau souterrain où les coefficients de mutuelles inductances sont plus grands pour des câbles que pour des lignes aériennes.

Le réseau de distribution peut être souterrain ou aérien. Jusqu'au début des années 2000, la distribution souterraine était principalement réservée aux zones à forte densité de population. Désormais, les techniques d'enfouissement des lignes se sont démocratisées et le réseau de distribution est de plus en plus enfoui, pour des raisons d'esthétique et de prévention des risques météorologiques.

Il semble difficile de présenter de façon exhaustive les différents types de conducteurs utilisés en distribution. Cependant, les sections standards utilisées pour les lignes aériennes ou les câbles souterrains sont présentées dans le tableau I.2.

Niveaux de tension	HTA (20 kV)	BT (400 V)
Lignes aériennes	Amélec 3 x 75 mm ² , 3 x 148 mm ² , 3 x 228 mm ²	Cuivre : 3 x 48 mm ² + neutre 38 mm ² 3 x 22 mm ² + neutre 22 mm ²
Câbles souterrains	Aluminium : 3 x 95 mm ² , 3 x 150 mm ² , 3 x 240 mm ²	Aluminium : 3 x 150 mm ² + neutre 70 mm ² 3 x 70 mm ² + neutre 50 mm ² 3 x 50 mm ² + neutre 35 mm ²

Tableau I.2 : Sections standards et matériaux utilisés en distribution

I.3 Les moyens de régulation actuels des réseaux

Afin de maintenir le réseau, aussi bien de transport que de distribution, dans un mode de fonctionnement normal, les GRT et GRD disposent de plusieurs moyens d'action. Dans ces travaux de thèse, les problématiques de régulation de la fréquence ne sont pas abordées, ainsi, uniquement les moyens de réglages de la tension et des flux de puissance sont présentés ici. Il est important de maintenir la tension en tous points du réseau dans les limites définies par la norme. En effet, les sous-tensions perturbent certaines charges et engendrent des surcharges en courant, et donc une augmentation des pertes et des dysfonctionnements des systèmes de protection, tandis que les surtensions génèrent un vieillissement prématuré du matériel.

I.3.1 Le réglage de la tension sur le réseau de transport

Le périmètre de l'étude d'impact et des études de pilotage des prochains chapitres s'arrête au primaire du transformateur HTA/BT. Pour la suite de ces travaux, la tension est considérée comme

constante et égale à 1 p.u. au niveau de ces postes. Bien que les moyens de réglage de la tension utilisés sur le transport soient en dehors de ce périmètre d'étude, il est tout de même intéressant de les présenter.

La tension est une grandeur locale qui évolue en fonction du point du réseau considéré. Elle dépend principalement de la Force ElectroMotrice (FEM) des générateurs connectés au réseau, c'est-à-dire de la tension qu'ils imposent en leur point de connexion, et du niveau de charge et des transits de puissance réactive. Le niveau de charge du réseau n'est pas un paramètre sur lequel le GRT peut agir puisqu'il est imposé par les consommateurs. En revanche, le GRT peut piloter la FEM des générateurs et limiter le transit de puissance réactive. Réduire la circulation de puissance réactive sur le réseau permet de diminuer les pertes par effet Joule, et par conséquent de réduire la production de puissance active nécessaire, donc de diminuer les chutes de tension. La figure I.11 présente les éléments du réseau influant sur le transit de puissance réactive et donc sur le réglage de la tension.

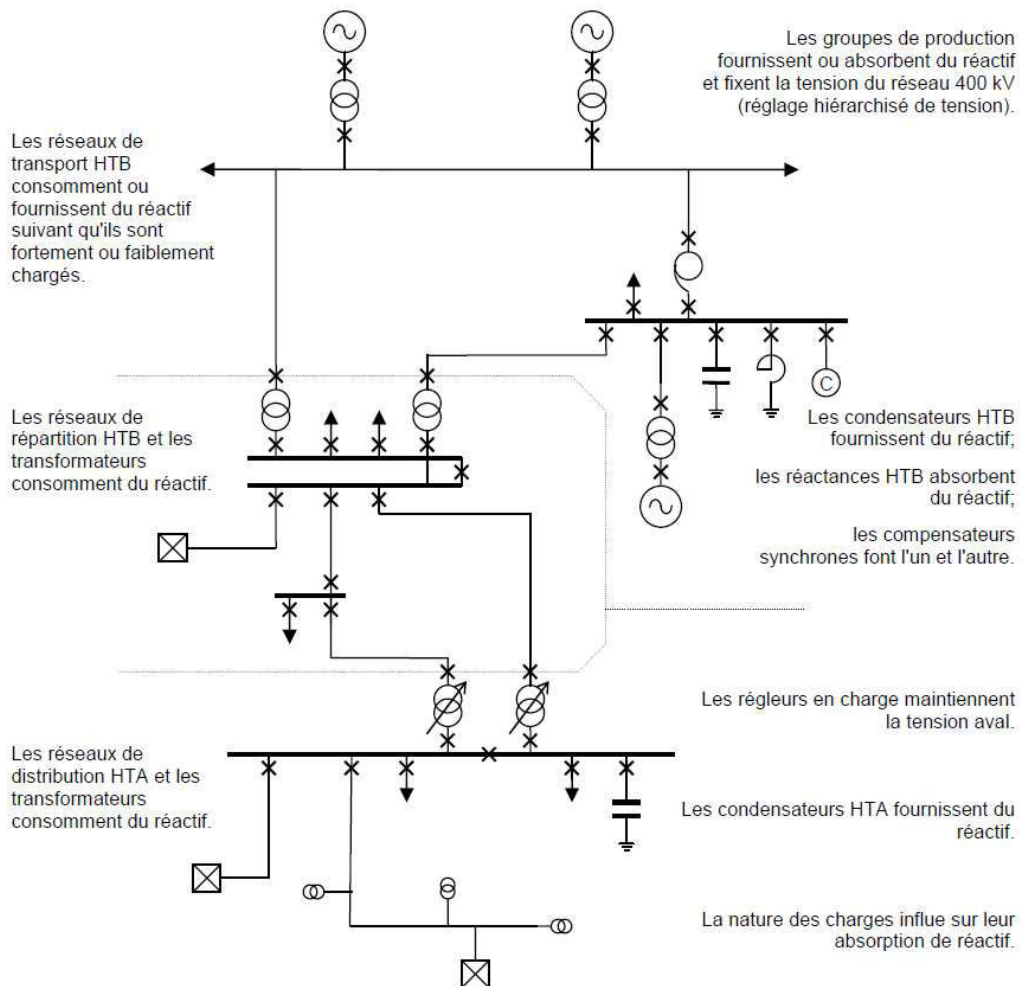


Figure I.11 : *Eléments agissant sur le réglage de la tension sur le réseau de transport [RIC 07]*

Afin de réguler au mieux le plan de tension et de limiter les échanges de puissance réactive, plusieurs niveaux de réglage sont mis en place : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire. Ces trois niveaux hiérarchiques interviennent à des échelles géographiques et avec des

dynamiques différentes, le but étant d'éviter les interactions. La figure I.12 illustre la hiérarchie entre les trois niveaux de réglage.

- Le réglage primaire : Il entre en action pour des variations de tension rapides mais de faible amplitude. Il répond rapidement avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms. Il travaille avec des grandeurs locales pour asservir la FEM du générateur. Le Régulateur Automatique de Tension (RAT) est le cœur du réglage primaire, il est programmé selon des spécifications fournies par le GRT [RTE 11].
- Le réglage secondaire : C'est un réglage coordonné par région appelé « zone de réglage ». Les objectifs sont de diminuer les échanges de puissance réactive sur de longue distance, et de maintenir la tension de consigne à un nœud pilote. Un nœud pilote est un point du réseau considéré comme représentatif du niveau de tension général de la zone de réglage. Il y a un nœud pilote par zone de réglage. Le réglage secondaire agit sur la consigne des groupes de production qui participent à ce réglage. Pour ne pas interagir avec le réglage primaire la dynamique de ce réglage est beaucoup plus lente, de l'ordre de la minute.
- Le réglage tertiaire : Contrairement aux deux précédents il est manuel et géré de façon nationale par le CNES (Centre National d'Exploitation du Système). Il utilise des algorithmes d'optimisation pour minimiser les coûts de production, les pertes et respecter les contraintes matérielles.

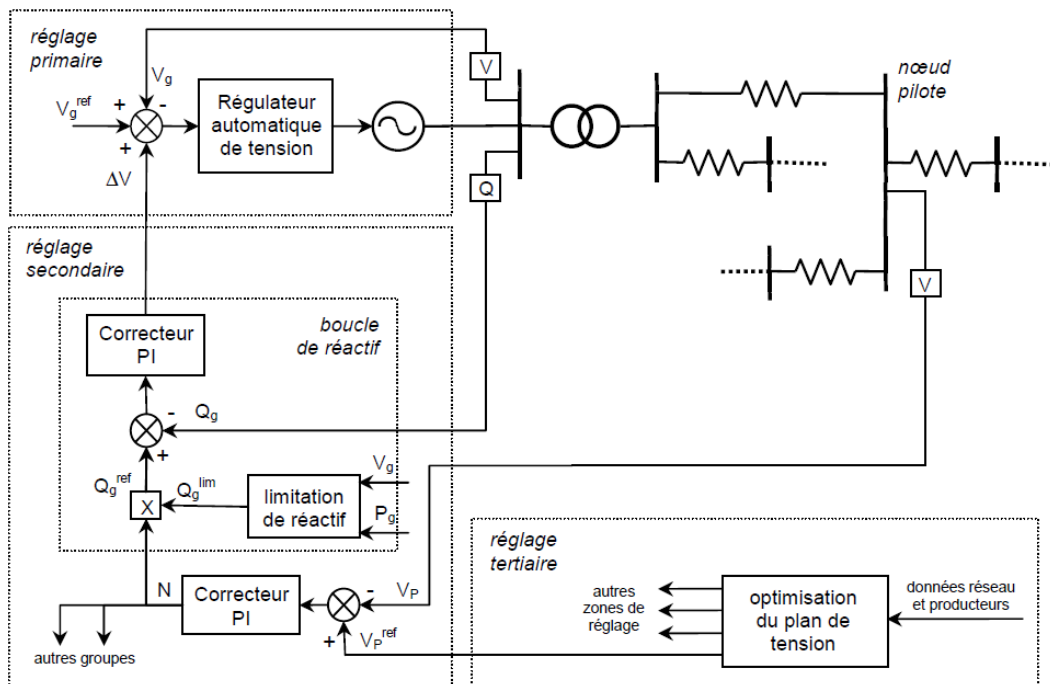


Figure I.12 : Organisation des réglages de tension [RIC 07]

Avec :

V_g : Tension mesurée de l'alternateur

$V_{g,ref}$: Tension de référence de l'alternateur

Q_g : Puissance réactive mesurée

$Q_{g,ref}$: Puissance réactive de référence

V_p : Tension mesurée du nœud pilote

$V_{p^{ref}}$: Tension de référence de nœud pilote

ΔV : Correction de $V_{g^{ref}}$

Q_{lim} : Limite du générateur en fonction de son point de fonctionnement

N : niveau de participation des groupes dans le réglage secondaire (entre -1 et 1)

I.3.2 Le réglage de la tension sur le réseau de distribution

Le réseau de distribution est bien moins instrumenté que le réseau de transport. Les systèmes de réglage de la tension sont moins nombreux et moins automatisés. Cependant, en l'absence de production décentralisée d'énergie sur le réseau, la topologie du réseau et les prévisions de l'évolution de la charge moyenne au cours du temps sont suffisantes pour permettre au GRD d'estimer les niveaux de tension aux différents nœuds du réseau. En cas de GED sur le réseau, l'évolution de la tension est plus difficilement prévisible. En effet, le GRD ne peut plus considérer une diminution progressive de la tension avec l'augmentation de la distance par rapport au poste le long du départ puisque les GED vont rehausser localement la tension en fonction de la puissance qu'elles injectent. Le niveau de tension à un nœud donné dépend alors de nouveaux paramètres, comme la proximité, le nombre et la puissance des GED du départ et, pour des GED de types renouvelables, les conditions météorologiques. Les moyens de réglage conventionnels peuvent alors se montrer insuffisants pour garantir un maintien de la tension dans les limites imposées par les normes de qualité de fourniture de l'énergie électrique. Les pilotages développés dans les prochains chapitres visent à résoudre ces problématiques sans impliquer de profondes restructurations du réseau de distribution.

Actuellement, les outils de réglage automatisés de la tension en distribution sont principalement les régleurs en charges et les bancs de condensateurs. Ils sont généralement placés dans les postes HTB/HTA. Au niveau des postes HTA/BT, des systèmes de réglage manuels sont généralement présents : les régleurs hors charge.

I.3.2.1 Le transformateur à régleur en charge

Le transformateur à régleur en charge constitue le principal outil de réglage de la tension sur le réseau de distribution. Il s'apparente à un transformateur au rapport de transformation modifiable de façon automatique par une boucle de régulation. Le but de ce dispositif est de modifier la tension au secondaire du transformateur afin de l'adapter au niveau de charge du réseau et donc de maintenir, sur la totalité du départ, la tension dans la plage de variation autorisée. Pour des transformateurs de poste source allant de 1 MVA à 36 MVA, les régleurs en charge possèdent un nombre de prises variant entre 17 et 25 [BER 10]. Un positionnement sur la prise la plus basse ou la prise la plus haute permet respectivement de fournir une tension au secondaire de 0,92 p.u. ou 1,22 p.u.. Le pilotage du régleur en charge est assuré par un automate asservissant la tension en un point prédéfini du réseau. Deux stratégies sont différenciables et nommées, réglage sans compoundage et réglage avec compoundage. Pour la première, le point de référence pour l'asservissement de la tension est le jeu de barre au secondaire du transformateur. Pour la seconde, c'est un nœud du réseau, considéré comme

représentatif, qui est choisi comme référence. La prise du régleur en charge est alors déterminée à partir de l'estimation de la tension en ce nœud grâce à la mesure du courant absorbé au transformateur.

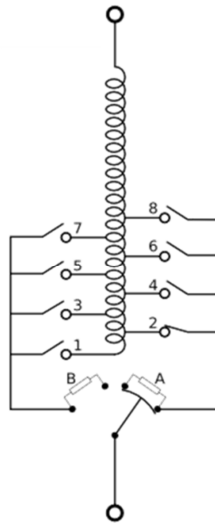


Figure I.13 : Schéma d'un régleur en charge de transformateur HTB/HTA [BER 10]

Dans ses travaux [CAN 00] démontre que les réglages des régulateurs en charges ne sont pas adaptés aux départs raccordant de nombreuses GED. En effet, sans compoundage les hausses de tension locale induites par les GED risquent de ne pas être détectées, tandis qu'avec compoundage, le courant absorbé au secondaire du transformateur n'est plus représentatif de la tension puisqu'il est faussé par le courant injecté par les GED.

I.3.2.2 Le transformateur régulateur hors charge

Les systèmes de réglage hors charge des transformateurs HTA/BT ont le même objectif que les régulateurs en charge des postes HTB/HTA : limiter les variations de la tension. Le changement de prise est cette fois-ci fait manuellement et hors tension. En effet, les régulateurs en charge sont des systèmes chers et complexes impliquant de la maintenance, ce qui rend inenvisageable jusqu'à aujourd'hui leur utilisation systématique au niveau des postes de distribution publique, étant donné leur nombre. Un changement de prise d'un régulateur hors charge implique l'intervention d'un technicien ainsi qu'une coupure de l'alimentation. Les changements de prise sont donc extrêmement limités. Ils peuvent intervenir en cas de modification de la topologie du réseau, d'un raccordement de nouveaux clients, ou si le départ est sensible à la saison de l'année pour choisir une prise haute en hiver et une prise basse en été.

I.3.2.3 Le banc de condensateurs

Au niveau des postes sources, des systèmes de compensation de l'énergie réactive sont installés. Appelés bancs de condensateurs, ils permettent de réduire le transit d'énergie réactive entre le réseau de distribution et le réseau de transport en connectant ou déconnectant des batteries de condensateurs sur le jeu de barre HTA du transformateur. Ce système automatisé calcule à partir du facteur de puissance mesuré au poste source la puissance réactive à injecter pour atteindre le facteur de puissance désiré.

Les bancs de condensateurs sont, à l'heure actuelle, utilisés pour réduire les pertes Joule et aider au réglage de la tension par compensation de réactif sur le réseau de transport et non comme des outils de réglage de la tension sur le réseau de distribution.

Ces différents outils de réglage se sont montrés efficaces et suffisants pour un réseau où la production est centralisée et le flux de puissance est unidirectionnel. Depuis une dizaine d'années, le nombre croissant de GED connectées en basse tension augmente les problèmes de régulation et conduit à penser à de nouvelles stratégies de pilotage. Le paragraphe suivant présente l'évolution du nombre de raccordements de GED sur le réseau de distribution ainsi que les technologies les plus fréquentes.

I.4 Les Génératrices d'Energie Décentralisées

Les Génératrices d'Energie Décentralisées ou GED, englobent l'ensemble des systèmes de faible puissance produisant de l'énergie électrique sur des niveaux de tension peu élevés. Le terme GED s'oppose au terme « production centralisée » représentant les centrales de fortes puissances connectées au réseau de transport. L'énergie primaire utilisée par les GED est généralement renouvelable et provient des énergies : hydraulique, solaire, géothermique et thermique issue de la biomasse. Législativement, les installations connectées au réseau de distribution ne doivent pas dépasser 12 MW [DEC 08].

Depuis une quinzaine d'années le nombre de GED connectées sur le réseau est en constante augmentation. Plusieurs facteurs expliquent cette croissance :

- L'ouverture du marché : depuis 2007, un producteur peut revendre l'énergie qu'il produit au meilleur acheteur à travers des contrats bilatéraux.
- Les incitations gouvernementales : suite aux différents sommets internationaux sur le réchauffement climatique, des engagements de diminution des émissions de gaz à effet de serre ont été signés par les pays occidentaux. Afin d'atteindre ces objectifs, les gouvernements en question mettent en place des subventions ou des incitations économiques afin d'accroître l'attractivité des GED.
- Les avancées technologiques : les différentes technologies de GED, principalement solaire et éolienne, ont vu au cours de la dernière décennie leur rendement augmenter tandis que le prix d'achat, les nuisances sonore ou visuelle, ou encore les contraintes d'installation ont diminué.

I.4.1 Les différents types de GED d'origine renouvelable

Bien que certaines soient beaucoup plus marginales que d'autres, plusieurs catégories de GED, classées en fonction de l'énergie primaire qu'elles exploitent, sont présentes sur le réseau.

I.4.1.1 Le solaire

Bien qu'elle ne soit pas l'énergie renouvelable représentant la puissance installée la plus importante, l'énergie solaire est de loin l'énergie renouvelable qui compte le plus d'installations. Dans

la très grande majorité des cas, l'énergie solaire est convertie en électricité à l'aide d'installation PhotoVoltaïque (PV) qui permet de transformer le rayonnement solaire en courant continu. L'autre solution, beaucoup plus rare et généralement pour des installations de puissances importantes, consiste à concentrer les rayonnements solaires pour produire de la chaleur qui est ensuite convertie en électricité ; c'est le solaire thermique.

Le PV a l'avantage de présenter un coût d'installation modéré (face aux autres types de GED) grâce à un faible taux d'équipement et une implantation sur site peu contraignante. Les PV sont les GED les plus présentes sur le réseau de distribution, la majorité des installations ne dépassent pas quelques kilo Watt.

I.4.1.2 L'éolien

Les éoliennes injectent de l'énergie sur le réseau électrique en convertissant, successivement, l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique. Bien que les investissements soient importants, l'énergie éolienne connaît une forte croissance ces dernières années. En effet, les technologies à maturité et les puissances de production toujours plus importantes, couplées à des subventions gouvernementales et à des prix de rachat du kilowatt intéressants permettent au secteur d'attirer les investisseurs.

Les éoliennes connectées sur le réseau de distribution sont principalement raccordées en HTA. Il existe néanmoins des installations de faible puissance connectées sur le réseau BT, appelées micro-éoliennes. Bien que les sociétés commercialisant des micro-éoliennes soient de plus en plus nombreuses, ces installations restent pour le moment relativement marginales. Le micro-éolien urbain, se déclinant sous de nombreuses formes (toit de bâtiment, tête de réverbère, bordure de route, etc.) trouve pour le moment difficilement sa place.

Les installations éoliennes sont connectées au réseau HTA pour des puissances comprises entre 12 MW et 36 kW, les parcs excédant 12 MW sont raccordés au réseau de transport. Les micro-éoliennes de puissance inférieure à 36 kW peuvent être connectées en BT.

I.4.1.3 L'hydraulique

Les installations hydrauliques utilisent l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau. Ce sont le débit et la hauteur de la chute d'eau qui dimensionnent la puissance de l'installation. Les centrales hydroélectriques peuvent être dites « au fil de l'eau », elles privilégient alors le débit à la hauteur, ou au contraire, de type « chute d'eau » où la puissance sera d'avantage issue de la hauteur. La puissance des installations hydroélectriques varie fortement, pouvant aller de 22 GW, pour le barrage des trois gorges en Chine, à quelques kilowatts. Les installations assimilables à des GED sont appelées microcentrales hydrauliques. L'ordre de grandeur de leur puissance est de 5 MW.

I.4.1.4 La biomasse

La production d'énergie électrique à partir des centrales thermiques à biomasse consiste à utiliser des combustibles d'origine organique renouvelables afin de produire de la chaleur pour entraîner une turbine. Bien que quelques petites installations soient présentes sur le réseau de distribution, les centrales à biomasse sont assez rarement considérées comme étant des GED

puisqu'elles présentent majoritairement des puissances nominales supérieures à 12 MW et sont donc connectées sur le réseau de transport.

I.4.1.5 La géothermie

La géothermie consiste à utiliser la chaleur des nappes d'eau souterraine pour entraîner une turbine. Fréquemment exploitée en cogénération chauffage / électricité, elle permet d'alimenter un réseau d'eau chaude et de produire de l'électricité. La géothermie reste un moyen de production d'électricité marginal en France. En revanche, elle est beaucoup plus exploitée dans les pays à fort potentiel géothermique comme en Islande, où 30 % de la production d'électricité est d'origine géothermique ou encore aux Philippines avec 17 %.

I.4.2 Croissance et évolution des GED sur le réseau de distribution

Depuis l'apparition des GED sur le réseau de distribution, les demandes de raccordement sont de plus en plus nombreuses. En 2014, ERDF compte 306 000 GED connectées sur son réseau de distribution, pour une puissance nominale de 16 GW. 99,7 % de cette puissance installée provient d'énergie renouvelable. Les 0,3 % restants sont issus de microcentrales thermiques traitant des déchets non renouvelables ou de cogénération non renouvelable. Les graphiques de la figure I.14 représentent la répartition des GED de types renouvelables sur le réseau de distribution d'ERDF en puissance cumulée et en nombre d'installations par catégorie de GED.

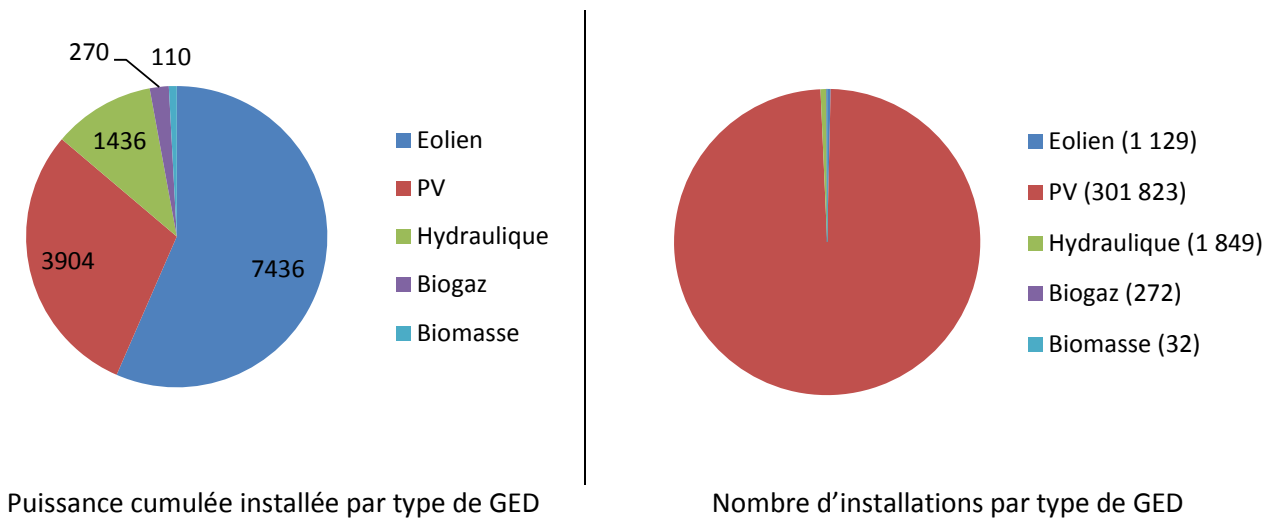


Figure I.14 : Répartition des types de GED en nombre et en puissance cumulée [ERD 14]

Ces graphiques illustrent la répartition non homogène des GED. Alors que les PV représentent plus de 98 % des GED connectées au réseau, ils représentent uniquement 30 % de la puissance installée. La tendance est inverse pour les éoliennes qui, en nombre, ne représentent que 0,4 % des GED mais en puissance presque 60 %. Au niveau de la distribution les centrales de type hydraulique, biogaz et biomasse restent marginales aussi bien en nombre d'installations qu'en puissance installée.

Les deux figures suivantes, I.15 et I.16, sont issues des données du rapport d'ERDF « Statistiques ENR CCP mai 2014 » [ERD 14], présentant le parc des GED raccordées à son réseau de

distribution. Elles illustrent, pour les PV et les éoliennes, la répartition du nombre d'installations et la puissance cumulée par tranche de puissance.

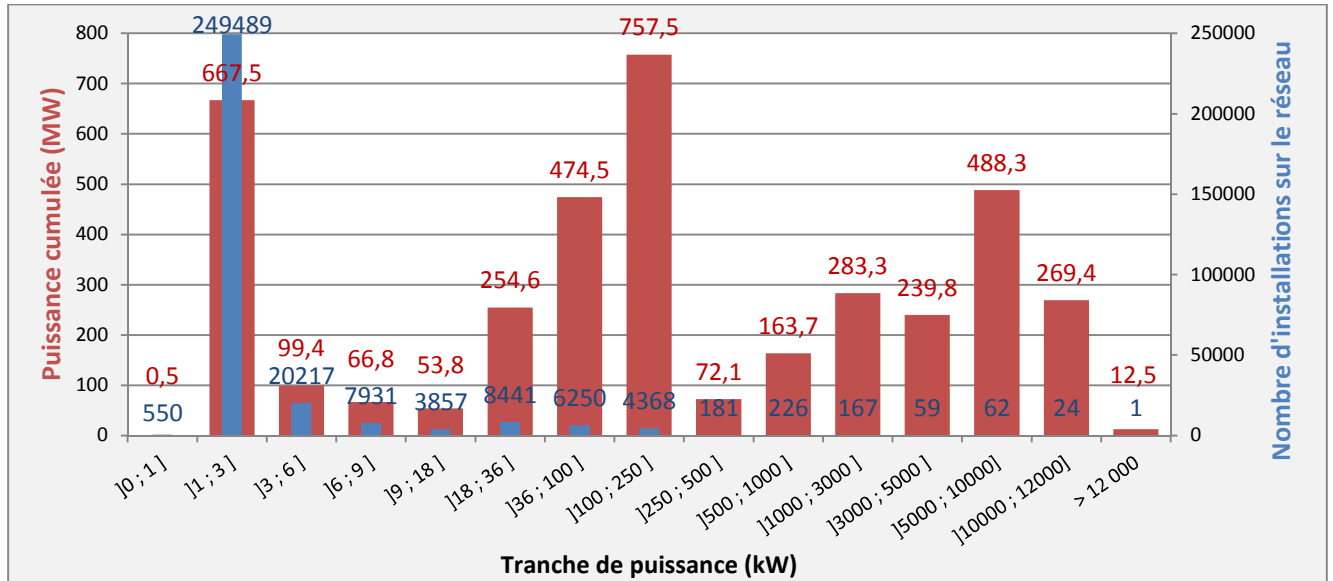


Figure I.15 : Nombre d'installations PV et puissance cumulée sur le réseau de distribution d'ERDF par tranche de puissance [ERD 14]

Les PV d'une puissance de 1 à 3 kW représentent 82 % des installations connectées au réseau de distribution. En revanche, ils ne représentent que 17 % de la puissance cumulée installée. En regardant uniquement les installations connectées au réseau BT, soit les installations de puissance inférieure à 36 kW, environ 70 % de la puissance installée provient des PV affichant des puissances crêtes comprises entre 1 et 6 kW. Pour cette raison, les simulations d'étude d'impact et de pilotage des GED, réalisées dans les chapitres suivants, considèrent principalement des PV de puissances crêtes de 1 et 6 kW.

La même représentation graphique est utilisée sur la figure I.16 pour la répartition des éoliennes. Contrairement aux PV, les éoliennes connectées sur le réseau de distribution sont principalement connectées au réseau HTA. La puissance cumulée et le nombre d'installations sur la BT sont faibles et ne représentent qu'un faible pourcentage des installations éoliennes. A partir de ce constat, les études des prochains chapitres, qui portent sur le réseau BT, ne considèrent pas les éoliennes dans les scénarios d'intégration et de pilotage des GED.

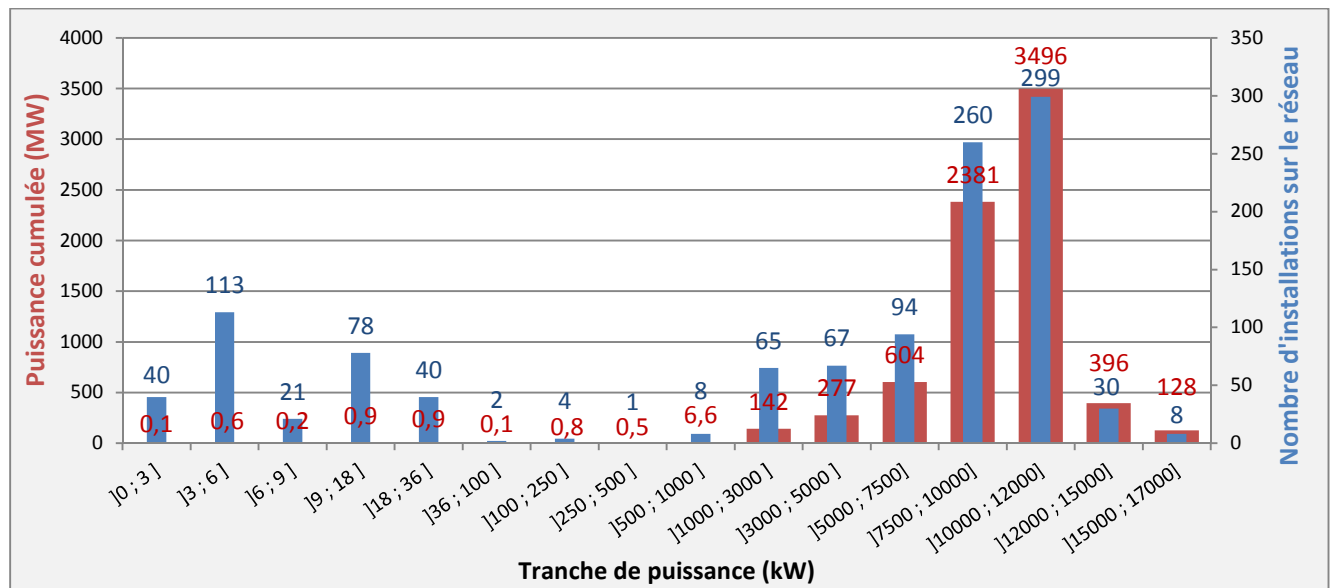


Figure I.16 : Nombre d'installations éoliennes et puissance cumulée sur le réseau de distribution ERDF par tranche de puissance [ERD 14]

I.5 Le réseau intelligent ou *Smart Grid*

Les deux premières parties de ce chapitre ont permis de présenter le réseau électrique et son fonctionnement tel qu'il a été construit historiquement, pour permettre à l'énergie électrique de circuler des grands groupes de production jusqu'aux consommateurs finaux, en transitant par plusieurs niveaux de tension. La partie I.4 a mis en évidence la forte croissance des GED au cours de ces dernières années. En plus des GED, d'autres facteurs conduisent à repenser l'architecture et l'exploitation des réseaux. Avec notamment l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence abordée précédemment, ou encore l'importante croissance du marché du véhicule électrique (VE) annoncée pour les années à venir, dont l'insertion massive non maîtrisée engendrerait d'importants pics de consommations. A cela s'ajoute la prise de conscience des problèmes environnementaux et le prix du kilowatt de plus en plus cher qui incitent les consommateurs à maîtriser leur dépense énergétique.

C'est dans ce contexte que le réseau de distribution est en train de muter vers un réseau dit intelligent, communément appelé Smart Grid. Ce réseau doit être en mesure d'accueillir en grande quantité des GED et des VE sans détériorer la qualité de l'onde de tension, la fiabilité de la distribution ou encore la sécurité des personnes. Il doit également offrir au GRD une bonne visibilité de son réseau, et lui donner la possibilité d'adapter ou d'influencer la consommation des clients en fonction de la puissance locale produite par les GED ou en fonction du prix de l'énergie. C'est le besoin de flexibilité, il permet de moduler la charge et de lisser la consommation afin de l'adapter à la production intermittente des GED renouvelables. Pour ce faire, le Smart Grid doit utiliser les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), le GRT, le GRD, les consommateurs et les producteurs doivent pouvoir échanger des données. Sur un réseau de distribution historiquement peu instrumenté, ce besoin de communication implique l'utilisation de nouveaux composants, comme

des compteurs d'énergie communicants, des concentrateurs de données, des "Energy boxes" (organe de pilotage et de gestion intelligente de l'énergie dans l'habitat), etc. Les données échangées entre ces différents acteurs du réseau sont alors des informations critiques impliquant une haute cyber-sécurité.

La définition du Smart Grid suivant la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) est présentée ci-dessous, la figure I.17 illustre la dérégulation de l'industrie de l'électricité avec l'ancien et le nouveau modèle.

Pour faire face aux mutations du paysage énergétique, il est nécessaire de moderniser le système électrique. Le contexte français et européen, dans lequel se sont développés les réseaux électriques, conduit à privilégier le déploiement des technologies de Smart grids plutôt que le remplacement et le renforcement massif des réseaux.

L'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication aux réseaux les rendra communicants et permettra de prendre en compte les actions des acteurs du système électrique, tout en assurant une livraison d'électricité plus efficace, économiquement viable et sûre.

Le système électrique sera ainsi piloté de manière plus flexible pour gérer les contraintes telles que l'intermittence des énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages tels que le véhicule électrique. Ces contraintes auront également pour effet de faire évoluer le système actuel, où l'équilibre en temps réel est assuré en adaptant la production à la consommation, vers un système où l'ajustement se fera davantage par la demande, faisant ainsi du consommateur un véritable acteur. [CRE SG]

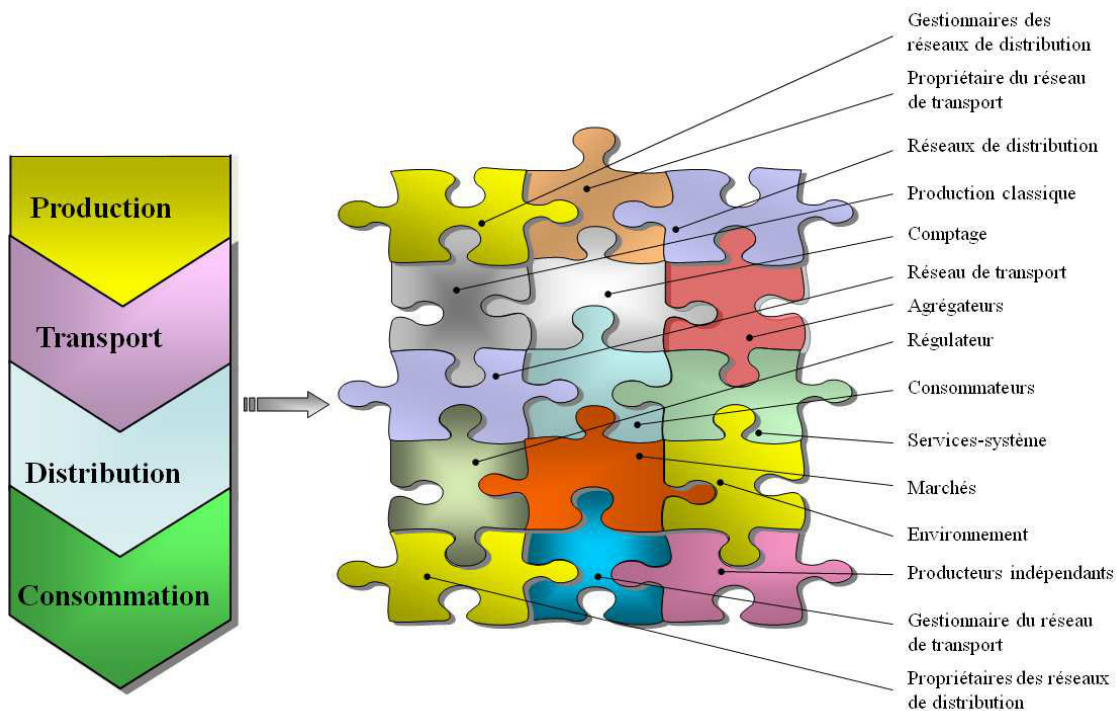


Figure I.17 : Illustration de la dérégulation du marché de l'électricité [ENS 09]

Les paragraphes suivants reviennent sur le rôle des compteurs intelligents (ou Smart Meter en Anglais), Energy boxes et véhicules électriques dans le Smart Grid.

I.5.1 Le Smart Meter dans le Smart Grid

Le rôle des compteurs intelligents, ou communicants, est capital dans le Smart Grid. En effet, ce sont eux qui permettent au GRD d'obtenir des informations, des mesures, en très grande quantité et en provenance de multiples points du réseau. Ces compteurs sont capables, pour la plupart, de mesurer en temps réel le module de la tension en leur point de connexion ainsi que les puissances active et réactive consommées par le client. Cependant, étant donné le nombre d'abonnés connectés au réseau de distribution, il est évident que l'intégralité de ces mesures ne peuvent pas être transmises en temps réel au GRD. Dans l'exemple du compteur communicant Linky, développé par ERDF et utilisé dans le projet GreenLys, des concentrateurs placés dans les postes de distribution publique agrègent les données. Ainsi, par défaut, le GRD reçoit des données agrégées de l'ensemble des postes HTA/BT, et en cas de besoin peut envoyer une requête pour obtenir des informations détaillées. Toujours dans le cas du compteur Linky, les données sont transmises entre le compteur et le concentrateur par Courant Porteur en Ligne (CPL), puis entre le concentrateur et le centre de supervision du GRD en signal GPRS [ERD Li].

Les données collectées permettent au GRD de mieux exploiter son réseau, d'identifier des zones à risque de dépassements de contrainte (tension ou courant), d'aider à planifier les investissements, etc. Dans de nombreux travaux expérimentaux, les données temps réel des compteurs intelligents sont les paramètres d'entrée permettant au GRD de déterminer des consignes de flexibilité (délestages diffus de charges, consignes de recharge ou de report de charge de VE, stockages, etc.). De plus, les interventions du GRD sur les compteurs peuvent être réalisées à distance sans contrainte de rendez-vous et la facturation est appliquée à partir de la consommation réelle.

Dans la suite de ces travaux, le déploiement des compteurs intelligents de type Linky est largement considéré. Les études des chapitres III, IV et V, portant sur le pilotage des GED, sont basées sur l'hypothèse d'un déploiement total du compteur intelligent.

I.5.2 Les Energy boxes dans le Smart Grid

Dans une approche Smart Grid, l'Energy box se traduit du point de vue du réseau par une charge capable de recevoir des consignes et de modifier sa consommation en conséquence. Placée chez le particulier, l'Energy box pilote les appareils domestiques en fonction des choix du consommateur et des consignes qu'elle reçoit. Ainsi, en cas de consigne de diminution de la consommation, elle coupe sur une période prédéterminée les appareils impactant peu le confort du client. Inversement, il est possible d'imaginer des consignes incitant à la consommation, ou au stockage, durant les périodes de faible consommation ou de forte production des GED. Les récepteurs permettant d'appliquer facilement ces consignes sont principalement les systèmes de chauffage, de climatisation et d'eau chaude sanitaire.

L'Energy box est un outil de flexibilité important dans la démarche de lissage et de maîtrise de la consommation énergétique. Bien qu'elle soit encore davantage au stade de la recherche que du

déploiement, elle apparaît comme un élément primordial dans un futur proche pour permettre au réseau de distribution d'accueillir massivement des GED. Son fonctionnement implique des moyens de communication avec le réseau et le GRD et/ou le fournisseur d'énergie, elle est dès lors fortement liée au compteur communiquant.

I.5.3 Le Véhicule Electrique dans le Smart Grid

La forte croissance annoncée du véhicule électrique (VE) dans les prochaines années est un facteur important à prendre en considération dans le développement du réseau électrique du futur. Bien que la voiture électrique ne soit pas un concept nouveau, des prototypes existant depuis la fin du XIX siècle, les progrès réalisés sur les batteries et l'autonomie, l'évolution des mentalités et les incitations politiques ont permis au marché du VE de devenir plus attractif. Lors du mondial de l'automobile de 2014, plus de 20 constructeurs présentaient des modèles 100 % électriques ou hybrides rechargeables. Sur le territoire français, entre septembre 2013 et septembre 2014, les ventes de VE ont augmenté de 135 % [CRE VE]. Les perspectives de croissance des VE divergent fortement selon les sources, cependant, d'ici 2020, les VE devraient représenter quelques pourcents de la part de vente des véhicules neufs.

La plupart des VE peuvent être rechargés de deux façons, une dite « normale » et une dite « rapide ». Bien que la puissance absorbée durant un chargement varie d'un véhicule à un autre, globalement une recharge normale absorbe autour de 3 kW et jusqu'à 50 kW pour une recharge rapide. En considérant prochainement un parc de VE important, la charge supplémentaire que devra alors fournir le réseau de distribution est considérable. De plus, sans pilotage intelligent des recharges, la puissance soutirée sur le réseau par un parc de VE est fortement concentrée sur une certaine période de la journée et tend à accentuer les pics de consommation journaliers. Par exemple pour un quartier résidentiel, une forte concentration de VE risque d'augmenter le pic de consommation du soir à cause des recharges de la majorité des véhicules en fin de journée. Afin d'éviter ce phénomène, de nombreuses études sont menées dans l'objectif de piloter la recharge des VE, par exemple par étalement dans le temps, de manière à ce qu'ils deviennent des outils de flexibilité.

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

Dans ce premier chapitre, le fonctionnement du réseau de distribution ainsi que les récepteurs non conventionnels tels que les VE, les Smart Home ou encore les GED viennent d'être présentés, la partie suivante porte sur les outils utilisés pour modéliser ces éléments.

I.6 Modélisation et résolution

Dans la suite de ces travaux, des modélisations de réseau de distribution basse tension sont utilisées pour étudier l'impact de GED et de VE sur les grandeurs caractéristiques du réseau ainsi que pour évaluer de nouvelles solutions de pilotage. Les modélisations utilisées ainsi que les outils de résolution sont présentés ci-dessous.

I.6.1 Modélisation des éléments du réseau

Les éléments du réseau de distribution modélisés et nécessaires aux simulations suivantes sont les conducteurs et les transformateurs. Deux modélisations sont utilisées en fonction de la simulation. Pour les études des chapitres II et III, les réseaux sont modélisés sous forme de matrices d'impédance, tandis que dans les chapitres IV et V, présentant des simulations sur un simulateur hybride temps réel, l'interface de développement est Matlab Simunlink.

Les conducteurs électriques à 4 fils, 3 phases plus le neutre, peuvent être modélisés de la façon suivante :

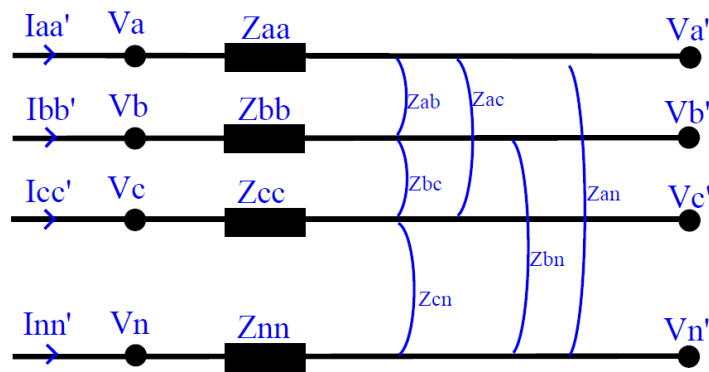


Figure I.18 : Modèle d'un conducteur 3 phases + Neutre [BEN 15]

A partir de cette modélisation, la matrice d'impédance s'exprime alors sous la forme :

$$\begin{pmatrix} V_a - V_a' \\ V_b - V_b' \\ V_c - V_c' \\ V_n - V_n' \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{pmatrix}}_{\text{Matrice d'impédance}} * \begin{pmatrix} I_{aa}' \\ I_{bb}' \\ I_{cc}' \\ I_{nn}' \end{pmatrix} \quad (I.3)$$

Cette modélisation est la plus standard pour un conducteur en distribution de 4 fils. L'effet capacitif des conducteurs n'est pas pris en compte puisque la faible longueur des départs en distribution permet de le négliger [CIR 03]. La matrice d'impédance (I.3) peut être simplifiée en faisant les hypothèses suivantes : les impédances propres des conducteurs de phase sont identiques (I.4) ; et toutes les impédances mutuelles sont identiques (I.5). Cela revient à considérer que la

mutuelle inductance ne dépend pas de la section et que le conducteur est construit de façon symétrique.

$$Z_p = Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} \quad (I.4)$$

$$Z_m = Z_{ab} = Z_{ac} = Z_{bc} = Z_{an} = Z_{bn} = Z_{cn} \quad (I.5)$$

Avec, Z_p : l'impédance propre d'un conducteur.

Z_m : l'impédance mutuelle entre deux conducteurs.

La matrice d'impédance peut alors s'écrire sous la forme simplifiée suivante :

$$Z_{\text{ligne}} = \begin{pmatrix} Z_p & Z_m & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_{nn} \end{pmatrix} \quad (I.6)$$

Les lignes des réseaux modélisés par la suite le sont à partir de cette matrice d'impédance (I.6). Les valeurs réactives et résistives des paramètres Z_p , Z_m et Z_{nn} sont, selon la provenance des réseaux, soit communiquées par le GRD (GEG, Gaz Electricité de Grenoble, gestionnaire du réseau de distribution de Grenoble) pour la modélisation de départs de Grenoble, soit prises en fonction des sections dans des catalogues de constructeurs de conducteurs.

Pour la modélisation des transformateurs, le modèle de Kapp est utilisé. Les éléments du modèle sont calculés à partir des informations disponibles sur les fiches de procès-verbal d'essais constructeurs fournis par GEG. A partir de ces fiches, les éléments du modèle sont retrouvés à l'aide des mesures réalisées durant les essais à vide et en court-circuit. Les éléments du modèle de Kapp monophasé sont présentés dans la figure I.19.

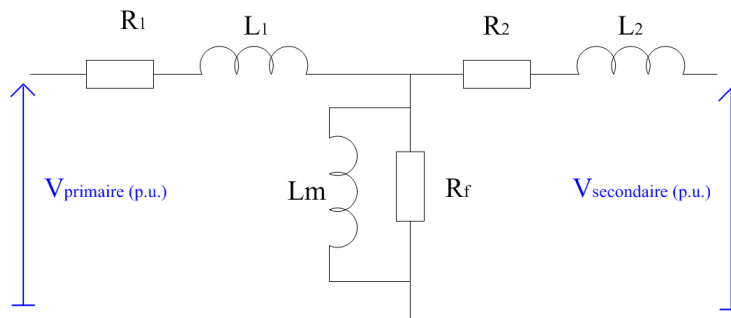


Figure I.19 : Modèle de Kapp du transformateur

Avec : R_1 et R_2 : résistance des enroulements primaire et secondaire.

L_1 et L_2 : inductance des enroulements primaire et secondaire.

L_m : inductance magnétisante.

R_f : résistance de pertes fer.

I.6.2 Modélisation des charges, des GED et de VE

L'objectif des chapitres suivants est d'évaluer, pour les GED et les VE, l'impact d'une insertion massive ainsi que l'impact de stratégies de pilotage sur les grandeurs caractéristiques du réseau en régime permanent. La modélisation des récepteurs se traduit alors uniquement par une absorption ou une injection de puissance sur le réseau. Les récepteurs sont modélisés à puissance constante, c'est-à-dire, pour une consigne de puissance donnée, le courant échangé avec le réseau dépend du niveau de tension aux bornes du récepteur. Les puissances active et réactive sont considérées, grâce à des campagnes de mesure réalisées par des partenaires du projet GreenLys chez des abonnés. Les harmoniques ne sont pas prises en compte, les courants échangés avec le réseau par les récepteurs sont purement alternatifs.

I.6.3 Calcul de répartition de charge

La résolution des réseaux modélisés est faite à partir des équations de répartition de charge classiques (I.7) permettant d'établir le rapport entre les tensions et les puissances active et réactive appelées à chaque nœud. Le calcul de répartition de charges, ou Load flow en Anglais, utilisé est triphasé avec conducteur de neutre et prend en compte les effets de mutuelle inductance. Il a été développé dans le cadre des travaux de thèse de [BEN15].

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^N V_i * V_j * Y_{ij} * \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ Q_i = \sum_{j=1}^N V_i * V_j * Y_{ij} * \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \end{cases} \quad (I.7)$$

Avec : N : le nombre de nœuds dans le réseau.

P_i et Q_i : les puissances active et réactive au nœud i .

V_i et δ_i : le module et la phase de la tension au nœud i .

Y_{ij} et θ_{ij} : le module et l'argument de l'élément ij de la matrice d'admittance du réseau.

La matrice d'admittance Y représente la topologie du réseau. Elle est construite à partir des matrices d'impédance de l'ensemble des lignes du réseau. Y est une matrice creuse étant donné que le réseau de distribution est radial et que de nombreux nœuds ne sont pas reliés entre eux.

I.7 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter le réseau électrique tel qu'il a été construit et exploité ainsi que les grands changements auxquels il doit faire face depuis plusieurs années. La dérégulation du marché de l'énergie et le taux croissant des génératrices décentralisées d'énergie et des véhicules électriques connectés au réseau de distribution ont ainsi été abordés. C'est dans ce contexte que le

réseau électrique intelligent, ou Smart Grid, a fait son apparition. Les éléments clé du Smart Grid utiles à la suite de ces travaux ont également été abordés.

Dans le chapitre suivant, l'impact des génératrices décentralisées et des véhicules électriques sur le réseau de distribution est étudié. Pour des taux d'insertion croissants, leurs impacts sont observés sur la tension, les pertes, le courant et le déséquilibre. Dans une deuxième partie, des méthodes permettant d'évaluer la sensibilité de la tension à l'injection des puissances active ou réactive sont développées.

Chapitre 2

Impact et sensibilité du réseau basse tension urbain à l'insertion de productions décentralisées et de récepteurs non conventionnels

II.1 Introduction

La dépendance des sociétés modernes à l'énergie électrique n'est plus à prouver, et le bon fonctionnement d'un pays, de son activité industrielle et de son économie, est directement lié à sa capacité à alimenter en permanence l'ensemble de son territoire en énergie électrique. C'est le rôle des réseaux de transport et de distribution. Ces systèmes complexes assurent la liaison entre les unités de production et les points de consommation. L'énergie électrique n'étant pas stockée à grande échelle, la production doit être ajustée à la consommation en temps réel. Un déséquilibre entre production et consommation entraîne des instabilités pouvant aller jusqu'à l'effondrement du réseau. L'objectif des Gestionnaires de Réseau de Transport et de Distribution (GRT et GRD) est, entre autres, de maintenir cet équilibre.

Le premier chapitre a mis en évidence l'augmentation du nombre de GED et de VE présent sur le réseau basse tension ainsi que les problématiques qui en découlent. L'objectif de ce second chapitre est, premièrement, de quantifier l'impact des GED et VE sur les grandeurs caractéristiques du réseau telles que la tension, le déséquilibre de tension et les courants de phase et de neutre. Pour cela, des simulations d'insertion de GED et VE basées sur une modélisation de réseau basse tension suivant les techniques exposées dans le premier chapitre sont menées. Dans la deuxième partie, des méthodes visant à estimer la sensibilité locale de la tension à l'injection de puissance active ou réactive sont étudiées.

Cette étude porte sur le comportement du réseau de distribution urbain face à des taux d'insertion massif de GED ou de récepteurs non conventionnels tels que les VE. L'étude est faite en régime continu et analyse l'évolution de variables sur des périodes longues allant de la journée à plusieurs semaines. Les variables observées sont : l'amplitude de la tension en différents points du réseau, le déséquilibre, les courants dans les conducteurs et les pertes par effet Joule sur le réseau.

II.2 Normes sur la fourniture et le raccordement

Les variables du signal électrique, comme la fréquence et l'amplitude, sont contraintes par différentes normes et règles. Avant d'étudier l'impact des récepteurs non conventionnels sur ces variables, il est nécessaire de connaître leurs variations maximales autorisées.

II.2.1 Norme NF EN 50 160

La norme française et européenne NF EN 50 160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » [NFE 00] décrit les principales caractéristiques de la tension fournie au point de livraison d'un client par le réseau de distribution dans des conditions normales d'exploitation. Parmi toutes les indications stipulées dans ce texte, les parties utiles à ces travaux sont rappelées ci-dessous :

- Amplitude nominale de la tension : dans le cas d'un système triphasé à quatre conducteurs : $U_{nominale} = 230 V$ entre phase et neutre.
- Variation de la tension : pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces de la tension fournie moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans la plage de $\pm 10\%$.
- Déséquilibre de tension : pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes de la composante inverse de la tension d'alimentation doivent se situer entre 0 et 2 % de la composante directe. Les composantes inverse et directe étant calculées par la transformée de Fortescue.

La norme présente également les caractéristiques que doit suivre la fréquence : valeur nominale et variation maximale. La stabilité fréquentielle est gérée au niveau du réseau de transport et des gros groupes de production raccordés à ce dernier. Cette étude étant basée sur le réseau de distribution, les problèmes fréquents ne seront pas abordés et la fréquence sera considérée comme fixée à sa valeur nominal : 50 Hz. En effet, l'impact de la production décentralisée d'un départ BT sur la stabilité fréquentielle d'un réseau interconnecté tel que celui de l'UCTE (Union pour la coordination du transport de l'électricité) est négligeable. De la même façon, les problèmes d'îlotage non désirés dus à la production décentralisée et de déconnexion sur variations de fréquence ne sont pas étudiés dans ces travaux. Comme détaillé dans l'introduction II.1, l'étude est faite en régime continu et les aspects de la norme concernant des phénomènes transitoires (creux de tension, flicker, etc.) n'ont pas d'utilité ici. De plus, l'étude se focalise sur la composante fondamentale des signaux, c'est pourquoi les réglementations concernant les harmoniques ne sont pas considérées.

II.2.2 Normes de raccordement des GED

Le Contrat de Raccordement d'Accès et d'Exploitation (CRAE) [CRA 14] permettant à un producteur d'avoir accès au réseau de distribution (BT et HTA) pour injecter de l'énergie est basé sur les documents, français ou européens, suivants :

- La norme NF EN 50 160 évoquée précédemment [NFE 00]
- La norme française NF C 15 100 « Installation électrique à basse tension », [NFC 02]
- Les guides UTE C15-712 « Installations photovoltaïques ».
- Et UTE C15-400 « Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution ».
- Et enfin le décret 2008-386 du 23 avril 2008, [DEC 08].

Ce dernier document spécifie les conditions à respecter pour obtenir l'autorisation de produire et d'injecter de l'énergie. Les conditions varient en fonction de la puissance installée. Le tableau II.1 présente les tensions de raccordement en fonction des puissances installées :

Domaine de tension	Puissance installée
BT monophasé	$\leq 18 \text{ kVA}$
BT triphasé	$\leq 250 \text{ kVA}$
HTA	$\leq 12 \text{ MW}$

Tableau II.1 : Tension de raccordement par niveau de puissance [DEC 08]

Les spécifications portent sur de nombreux domaines : l'installation et le réglage des systèmes de protection, la Compatibilité ElectroMagnétique (CEM), la déconnection fréquentielle, les courants harmoniques injectés, etc. Les articles de ces textes concernant l'injection de puissance réactive sont utiles à ces travaux de thèse et sont exposés ci-dessous. Les articles 9, 10 et 13 de l'arrêté du 23 avril 2008 stipulent :

Art. 9. – *Les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive.*

Art. 10. – *Toute installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité HTA doit pouvoir fournir ou absorber, au point de livraison, les puissances réactives minimales fixées comme ci-après :*

a) *Lorsque la tension au point de livraison est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5 %, l'installation de production qui délivre la puissance P_{max} doit pouvoir également, sans limitation de durée, fournir une puissance réactive au moins égale à $0,4 \times P_{max}$ ou absorber une puissance réactive au moins égale à $0,35 \times P_{max}$;*

b) *Lorsque la tension au point de livraison s'écarte de la tension contractuelle comme il est dit à l'article 13, l'installation de production doit pouvoir moduler sa production ou sa consommation de puissance réactive dans les limites d'un domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sous la forme d'un diagramme [U, Q].*

Art. 13. – *Lorsque, simultanément, la tension U s'écarte de U_c comme il est dit à l'article 12 et un régime exceptionnel de fréquence apparaît, la durée minimale de fonctionnement de toute installation de production dont la puissance P_{max} est supérieure ou égale à 5 MW, est la plus petite des valeurs de durée fixées à l'article précédent et dans le tableau de l'article 11. En outre, les pertes maximales de puissance admissibles se cumulent.*

Comme présenté dans le paragraphe I.4.2, la très grande majorité des demandes de raccordement au réseau de distribution sont pour des GED de faible puissance (inférieure à 3 kW pour des raisons fiscales), donc concernées par l'article 9. Pour les installations de plus forte puissance, l'article 10 présente :

- Dans le cas a), les valeurs maximales que l'installation doit être capable de fournir ou d'absorber. Il ne s'agit pas là d'une régulation, mais uniquement d'une consigne de facteur de puissance. Une étude de pré-raccordement faite par le GRD détermine le facteur de puissance de l'installation qui restera donc fixe.
- Dans le cas b), l'installation doit être capable de moduler sa puissance réactive dans un cas de fonctionnement déjà très dégradé : tension en dehors de l'intervalle]0.95 ; 1.05[p.u. et la fréquence en dehors de]49.5 ; 50.5[Hz. Et cela seulement pour les installations d'une puissance supérieure à 5MW. La petite production décentralisée ne participe donc pas aux réglages de tension et à la compensation de l'énergie réactive.

Pour le raccordement des installations monophasées au réseau, il existe plusieurs types de solutions présentées dans le document ERDF «Mode d'emploi pour le raccordement de votre installation de production» [ERD 12]. La solution la plus courante, schématisée Figure II.1, consiste à utiliser le coffret de branchement existant pour la consommation et d'ajouter le système de comptage et de protection de la GED. Cette solution implique un raccordement de la GED et de la maison systématiquement sur la même phase. D'autres types de raccordements présentés dans [ERD 12] existent mais restent plus marginaux. Ils s'appliquent pour des installations où le producteur souhaite

consommer sa propre production, quand la longueur du câble de liaison en zone privative est supérieure à 30 mètres, ou dans d'autres cas particuliers.

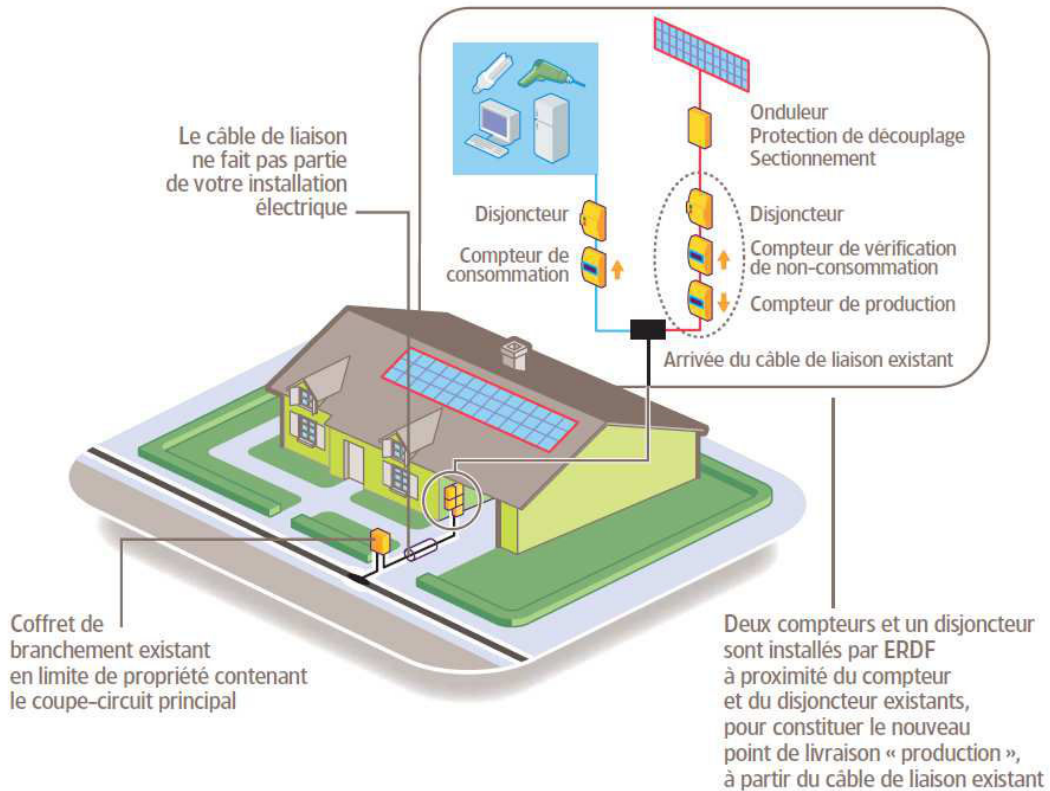


Figure II.1 : Schéma de branchement d'une installation monophasée [ERD 12]

Les stratégies de raccordement proposées dans le chapitre III ou de pilotages dans le chapitre IV, diminuent l'impact des GED sur le réseau en testant des solutions qui, aujourd'hui, ne sont pas avancées dans ces textes, en rendant par exemple les GED participantes aux services systèmes, ou encore en utilisant des historiques de consommation pour des pré-études de raccordements. Ces solutions seront comparées, à scénario équivalent, aux solutions actuelles de raccordement et d'exploitation précédemment présentées.

II.3 Etude d'impact sur le réseau basse tension des GED

L'objectif de cette étude est de quantifier l'impact des GED sur le réseau basse tension en suivant un scénario d'insertion et d'exploitation identique aux procédés actuels. En s'appuyant sur la modélisation d'un départ de réseau BT, inspiré d'un réseau réel, un calcul de répartition de charge, ou *Load Flow* en anglais (LF), permet de déterminer les tensions et courants des différents nœuds et lignes du réseau (voir paragraphe I.6.3). Pour chaque nouveau scénario d'insertion, un nouveau LF est recalculé. L'intérêt de cette simulation est d'atteindre des taux d'insertion de GED très importants. La grande majorité des GED connectées au réseau de distribution sont des panneaux photovoltaïques (PV) (voir paragraphe I.4.2). Pour cette raison, l'étude suivante est faite avec une insertion de PV. La

puissance absorbée par les consommateurs connectés au réseau est modélisée par des courbes de charge. Ces courbes proviennent de campagnes de mesure effectuées chez des clients par les partenaires du projet GreenLys : Schneider Electric et GDF Suez. La puissance produite par les PV est également issue de mesures sur des installations réelles.

II.3.1 Cas d'étude

Le départ BT considéré comporte 12 clients, 9 raccordés en monophasé et 3 en triphasé. Le réseau est de type semi-urbain avec la totalité des lignes souterraines. Le tableau II.2 répertorie les grandeurs remarquables de ce départ, la topologie est présentée figure II.2. Les réseaux urbains et semi-urbains se caractérisent par des longueurs de ligne généralement courtes en raison de la densité des consommateurs. Ces courtes distances de ligne réduisent considérablement les problèmes de chute de tension (voir paragraphe I.2.3). En revanche, la densité de charge élevée favorise les problèmes de surcharge. Les résultats de cette étude d'impact sont donc davantage focalisés sur l'évolution des courants de phase et de neutre, le déséquilibre et les pertes Joule, que sur les tensions.

Puissance apparente totale du départ	74.3 KVA			
Longueur totale du départ	1.322 km			
Numéro de ligne	1	2	3	4
Longueur (mètre)	49	573	237	463
Section Phase/Neutre (mm²)	150/70	70/50	70/50	70/50
Matériau	Aluminium	Aluminium	Aluminium	Aluminium
Impédance linéique Phase/Neutre (Ω/km)	0.206 + j*0.76	0.443 + j*0.78	0.443 + j*0.78	0.443 + j*0.78
	0.443 + j*0.78	0.641 + j*0.8	0.641 + j*0.8	0.641 + j*0.8
Intensité maximal admissible phase / Neutre (A)	324 / 150	195 / 100	195 / 100	195 / 100

Tableau II.2 : Caractéristiques du départ BT : Semi-Urbain

Les clients sont connectés sur les nœuds 2, 3 et 4. La répartition des clients est équilibrée : on retrouve à chaque nœud trois clients monophasés, un sur chacune des phases, et un client triphasé. Lorsqu'un nouveau PV est connecté au réseau, il est associé à un client et connecté sur la même phase (voir paragraphe II.2.2). Les clients triphasés se voient associé des PV triphasés. La répartition équilibrée des clients n'implique pas une absorption équilibrée de puissance puisque l'ensemble des clients ne consomme pas la même puissance (courbes de charge différentes).

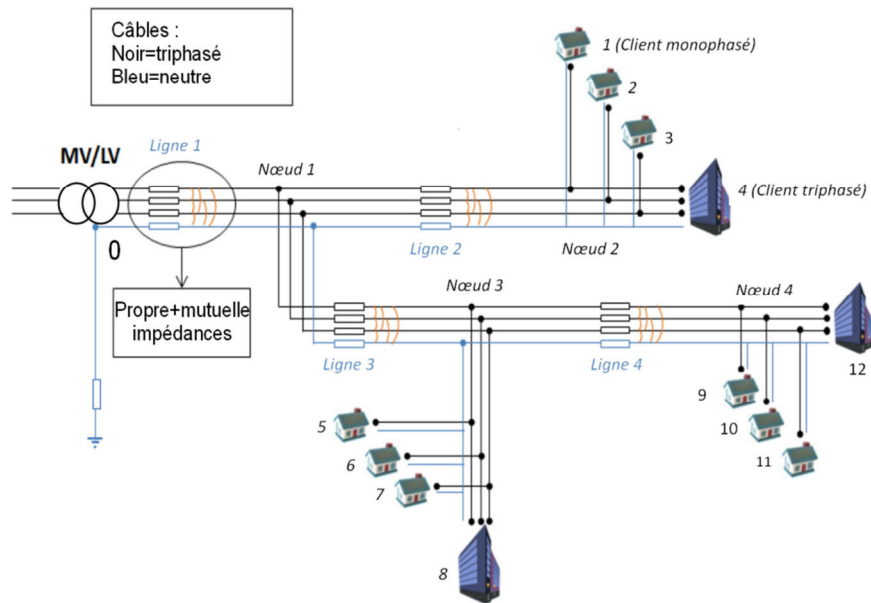


Figure II.2 : Topologie du départ BT simulé

Les courbes de charge utilisées se présentent sous forme de deux vecteurs pour chaque charge, l'un pour la puissance active, l'autre pour la puissance réactive. L'échantillonnage est de 5 minutes, soit 288 points pour une journée. La campagne de mesure a été réalisée en zone résidentielle sur une cinquantaine de consommateurs pour une période d'un mois. Concernant les courbes de production des PV, la puissance produite a été enregistrée sur toute l'année 2011 pour 13 panneaux ayant une puissance crête allant de 3kWc à 9kWc (kilo Watt crête). Comme le montre le tableau II.2, le départ considéré est court, ce qui implique que l'ensemble des consommateurs sont géographiquement proches. L'approximation suivante est donc faite : tous les PV injectent la même courbe de puissance. Ce qui revient à dire que l'ensoleillement de tous les PV du départ est identique. Les dates des courbes de production sont appliquées en correspondance avec les dates de la campagne de mesure de consommation (jour et mois).

Les éléments du départ (le transformateur, les lignes, les charges et le PV) ont été modélisés suivant les techniques présentées dans le premier chapitre (voir paragraphe I.6.1) : modélisation des trois phases plus neutre avec prise en compte des phénomènes de mutuelle inductance. La résolution est faite à partir des équations classiques de LF pour réseau triphasé déséquilibré (voir paragraphe I.6.3).

L'étude d'impact des PV se décompose en deux simulations :

- Simulation 1 : sur 24h:

Les 12 clients connectés au réseau deviennent successivement producteurs. La simulation commence sans aucun PV connecté et se termine avec 12 PV. Il est évident que la connexion d'un PV sur une phase ou une autre n'aura pas les mêmes conséquences sur le réseau. Afin de s'affranchir de cela, toutes les combinaisons de placements sont évaluées. Par exemple, pour deux PV connectés au réseau, la simulation est faite avec les deux PV associés aux clients 1 et 2, puis 1 et 3, et ainsi de suite

jusqu'à 11 et 12. Avec deux PV connectés il y a 2 parmi 12 solutions : $\binom{2}{12}$ soit 66. Le nombre total de placements à évaluer est obtenu par la somme des coefficients binomiaux :

$$\text{Nombre total de placements possibles} = \sum_{n=0}^{12} \binom{n}{12} = 4096$$

Avec : $n = \text{Nombre de PV connecté}$.

Le choix d'un départ de petite taille est justifié par cette valeur. Le nombre de placements possibles augmente de façon exponentielle avec le nombre de clients. Pour conserver un temps de simulation acceptable tout en ayant une étude exhaustive sur l'impact des placements, le nombre de clients est limité à 12. Le nombre de placements à évaluer par nombre de PV connectés sur le réseau est illustré figure II.3. Dans la simulation 1, chaque placement possible est évalué sur une journée, soit sur 288 points.

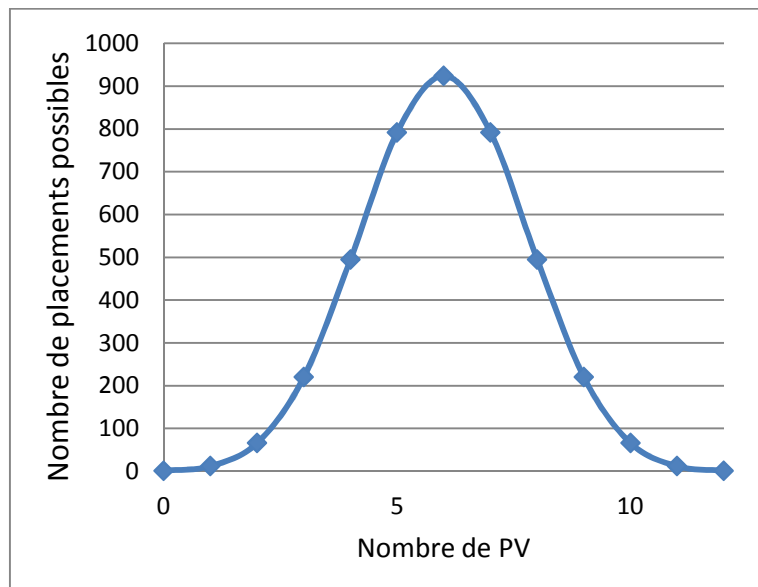


Figure II.3 : Nombre de placements possibles pour 0 à 12 PV connectés au réseau

Le taux d'insertion de PV sur le départ peut être calculé à partir du nombre de PV connectés au réseau et de leur puissance crête. Deux méthodes de calcul sont fréquemment utilisées dans la littérature [AND 13] [KOR 14] :

$$\text{Taux d'insertion de PV (\%)} = \frac{\sum \text{Puissance crête des PV}}{\text{Puissance nominale du départ}} \quad (II.1)$$

$$\text{Taux d'insertion de PV (\%)} = \frac{\sum \text{Puissance crête des PV}}{\sum \text{Puissance des abonnés du départ}} \quad (II.2)$$

L'équation (II.1) est la formule la plus courante. Cependant, la puissance nominale du départ, est souvent surdimensionnée. Calculer le taux d'insertion avec l'équation (II.2) permet de comparer le

niveau de charge réel du départ à la puissance PV totale installée. Les taux de charge présentés dans le tableau II.3 sont calculés à partir de l'équation (II.2).

Numéro de Client	1	2	3	4 (*)	5	6	7	8 (*)	9	10	11	12(*)
Puissance d'abonnement (kW)	3	3	3	9	3	3	6	9	3	3	6	9
<i>(*) Client triphasé</i>												
Nombre de PV connecté	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Taux d'insertion (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60

Tableau II.3 : Puissance d'abonnement et taux d'insertion

Les figures II.4, II.5 et II.6 présentent des exemples de courbes de charge et de production utilisées pour l'étude d'impact. Sur la figure II.4, les courbes de charge des 3 clients monophasés connectés au nœud 1 sont superposées. Il est intéressant de remarquer que les formes de ces courbes sont toutes très différentes et non cycliques, et donc difficilement prédictibles. L'étude de [GAR 14] montre que la prévision de consommation des réseaux BT est très compliquée dus au très faible foisonnement. Dans un réseau comme celui modélisé, le nombre de clients limité à 12 implique un coefficient de foisonnement faible. Réaliser l'étude avec des courbes de charge réelles est donc essentiel. La somme de toutes les courbes de charge, visible sur la figure II.5, représente aux pertes du réseau près la puissance au transformateur. L'allure de cette courbe n'est pas celle habituelle d'une courbe de charge nationale agrégée dont le pic principal est à 19 heures et le pic secondaire à 12 heures.

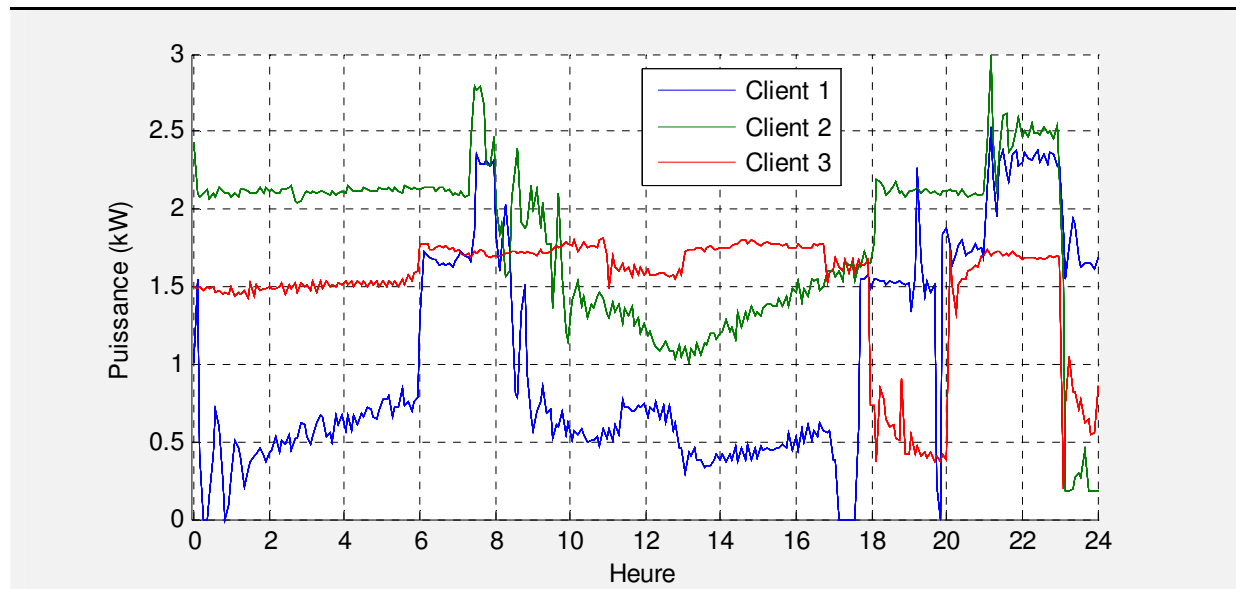


Figure II.4 : Exemple des courbes de charge des clients monophasés du nœud 1

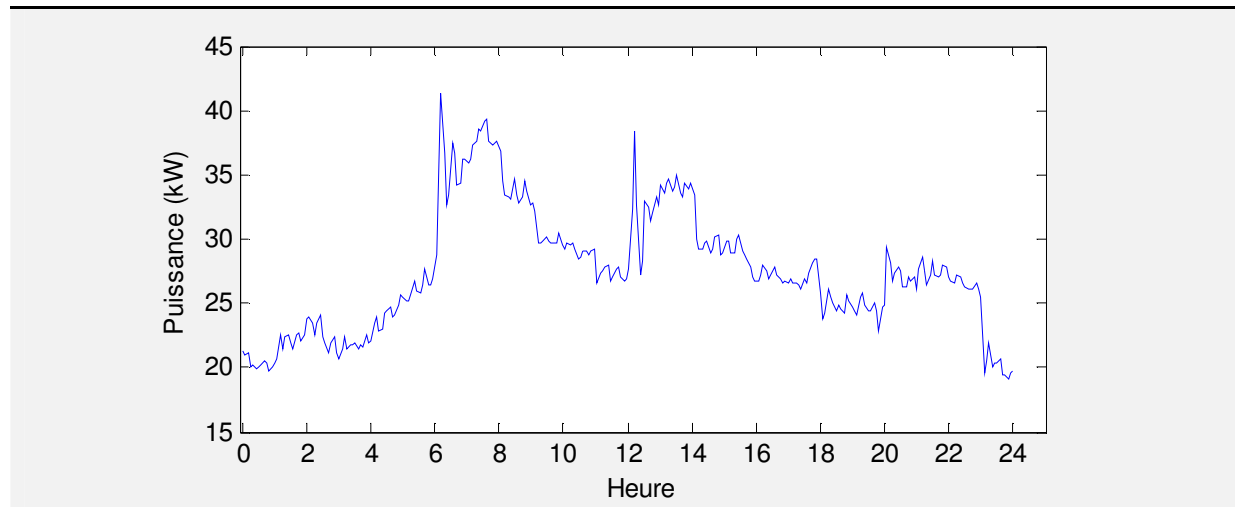


Figure II.5 : Somme de toutes les puissances consommées par les clients du départ

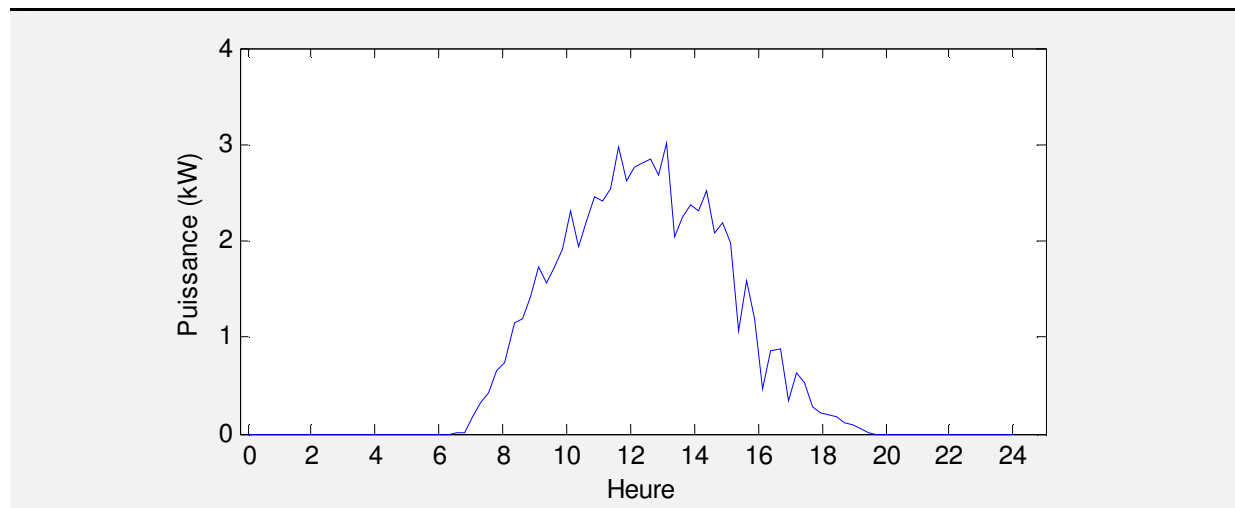


Figure II.6 : Puissance injectée par un PV

▪ Simulation 2 : sur 28 jours :

A la suite de la première simulation faite sur 24h, une deuxième simulation est faite sur une durée plus longue mais en diminuant le nombre de clients pour éviter l'explosion du temps calcul. Parmi les 12 clients du départ, uniquement 7 sont conservés et deviennent un à un producteurs. Mais cette fois-ci, l'étude n'est plus réalisée sur une seule journée mais sur 28 : 14 jours durant une période hivernale et 14 jours durant une période estivale. Comme dans la simulation 1, toutes les possibilités de placements sont évaluées. Une nouvelle fois, les courbes de production sont les mêmes pour tous les PV du réseau et coïncident par la date aux journées des courbes de charge. Les vecteurs d'entrée, contenant les courbes de charge et de production, sont désormais beaucoup plus grands avec 28 jours. Cependant, le nombre de cas à évaluer est beaucoup plus faible (Figure II.7) puisque le nombre de PV maximum est désormais limité à 7. Le temps de simulation reste acceptable. Les 7 clients conservés pour cette simulation ont été choisis aléatoirement, il s'agit des clients 1, 2, 4, 5, 8, 9, et 11 (voir figure II.2). Les autres n'absorbent plus aucune puissance pour toute la simulation (courbe de charge à zéro).

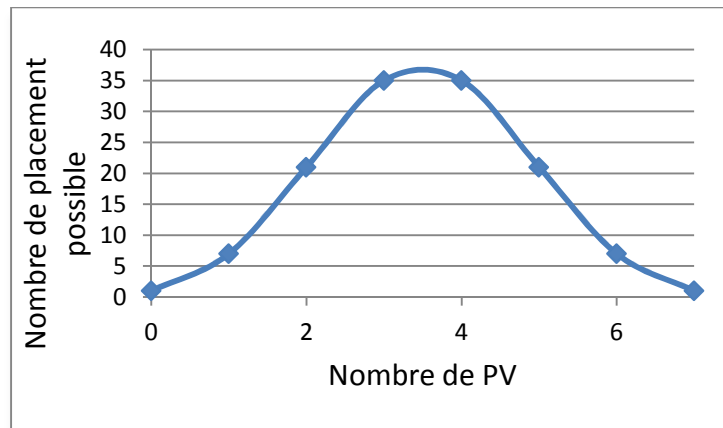


Figure II.7 : Nombre de placements possibles pour 0 à 7 PV connectés au réseau

Comme pour la première simulation, les figures suivantes II.8, II.9 et II.10 présentent un exemple des courbes de charge et de production. Pour les 10 premiers jours de la période estivale, on retrouve sur la figure II.8 la consommation du client 11, sur la figure II.9 la puissance totale consommée par les 7 clients et sur la figure II.10 la production d'un panneau solaire.

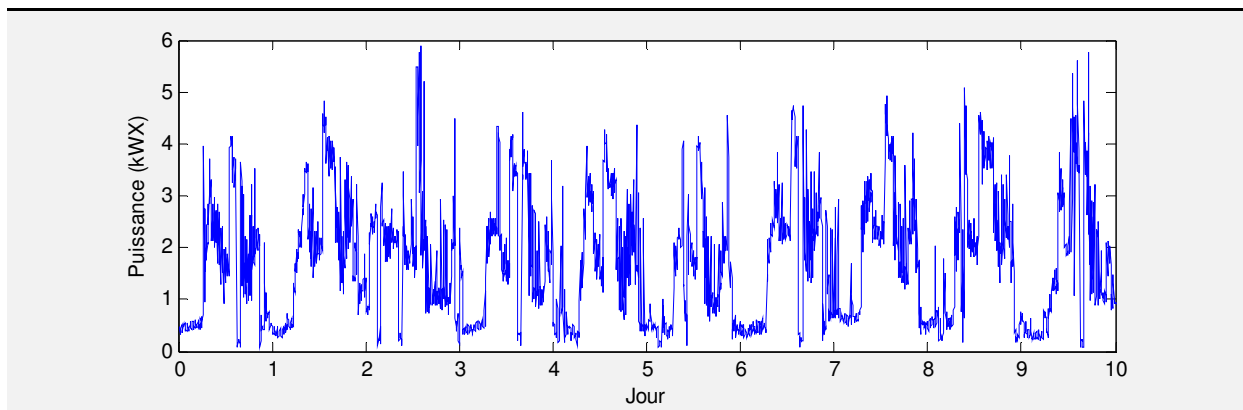


Figure II.8 : Exemple de puissance consommée sur les 10 premiers jours par la charge 11

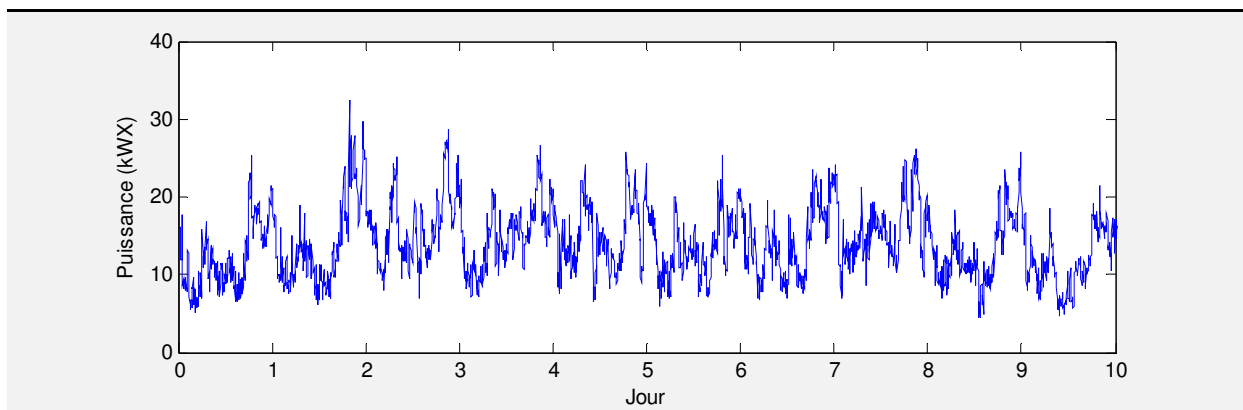


Figure II.9 : Somme de toutes les puissances consommées par les clients du départ

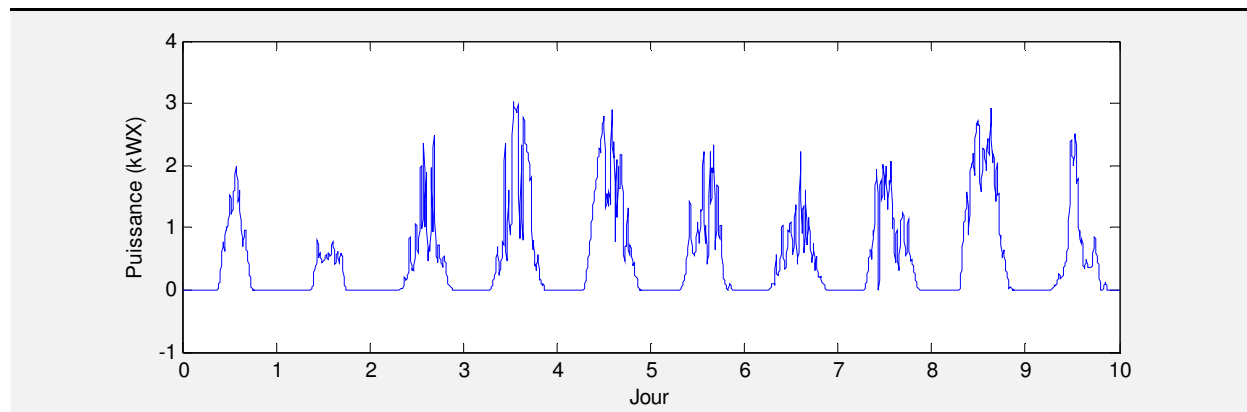


Figure II.10 : Puissance injectée par un PV sur les 10 premiers jours

L'objectif de cette deuxième simulation est de vérifier que les résultats obtenus dans le premier cas soient représentatifs, et ne dépendent pas uniquement des courbes de charge appliquées en entrée.

Synthèse des deux simulations :

Simulation	Nombre de clients	Nombre de PV minimum	Nombre de PV maximum	Nombre de jour simulé	Nombre de cas simulé
1	12	0	12	1	4096
2	7	0	7	28	128

Tableau II.4 : Synthèse des 2 simulations

II.3.2 Résultats insertion PV

Les résultats des deux simulations sont représentés graphiquement sous forme de boîtes à moustache. Ils portent sur l'évolution des grandeurs suivantes en fonction du nombre de PV connectés au réseau : les courants de phase et de neutre, le déséquilibre et les pertes sur le réseau. Comme le montrent les figures II.3 et II.7, le nombre d'échantillons de chaque boîte à moustache dépend du nombre de PV connectés (le nombre de placements possibles par nombre de PV connectés donne le nombre d'échantillons). L'axe des abscisses représente le nombre de PV insérés sur le réseau. Pour chaque taux d'insertion, la représentation graphique en boîte à moustache permet de visualiser différentes informations:

- La valeur médiane : barre horizontale rouge.
- La dispersion de 50 % des échantillons les plus proches de la médiane : intérieur du rectangle bleu.
- La dispersion de 25 % des échantillons les plus faibles : le trait pointillé sous le rectangle.
- La dispersion de 25 % des échantillons les plus forts : le trait pointillé au dessus du rectangle.
- Et enfin les valeurs maximales et minimales : les extrémités des moustaches.

II.3.2.1 Simulation sur 24h :

La figure II.11 présente l'évolution du courant dans le conducteur de neutre en fonction de l'augmentation du nombre de PV connectés. Les valeurs présentées sont les courants maximaux enregistrés au cours de la journée. De cette figure, plusieurs analyses peuvent être faites :

- Pour un nombre de PV connectés au réseau allant de 1 à 6, la majorité des placements génère une augmentation du courant de neutre. Cette augmentation peut être très importante dans les cas de « mauvais » placement. Si par manque de chance un PV est raccordé à une phase qui est déjà moins chargée que les deux autres, l'injection de puissance sur cette phase va augmenter le déséquilibre et par conséquent le courant dans le conducteur de neutre. C'est ce qu'on considère comme un mauvais placement. Par exemple, au nœud 1 avec 3 PV raccordés, en fonction du nœud et de la phase de raccordement des PV, le courant maximum peut varier entre 40 et 105A. Toujours au nœud 1, en l'absence de PV, le courant de neutre est de 47 A, tandis qu'en présence de PV, les valeurs les plus faibles sont inférieures. Certains placements permettent donc de diminuer le déséquilibre des charges, cependant l'évolution de la valeur médiane montre que le contraire est plus fréquent.

- Lorsque la majorité des clients possède un PV (entre 7 et 12 PV raccordés) le courant de neutre maximal a tendance à diminuer. En effet, quel que soit le placement, les nouveaux PV connectés vont réduire le déséquilibre généré par l'ensemble des PV. Avec 12 PV raccordés, leur impact sur le courant de neutre est nul puisque qu'ils injectent de façon équilibrée. Cela reste vrai en supposant qu'ils reçoivent tous la même irradiation, qu'ils aient la même puissance crête, et que les clients soient correctement répartis sur les phases.

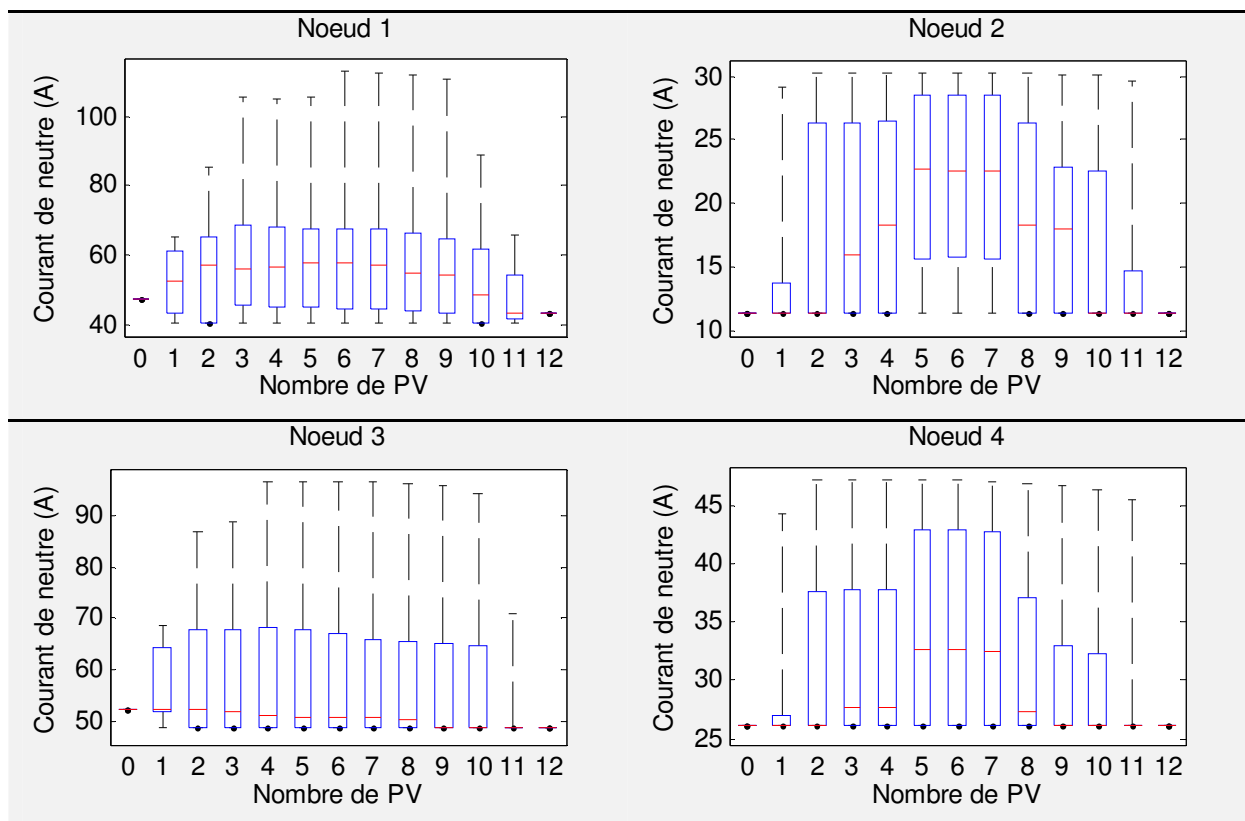


Figure II.11 : Evolution des courants de neutre maximums aux différents nœuds du départ

- Les PV connectés en bout de ligne, nœud 2 et 4, génèrent globalement des augmentations plus importantes du courant de neutre (évolution de la médiane), mais les plus mauvais placements restent relativement bornés (premier et troisième quartiles peu dispersés). En bout de ligne, le courant qui circule dans le neutre est uniquement dû au déséquilibre des charges locales, il ne dépend que très

peu du courant de neutre qui circule dans les lignes amont. L'ajout d'un PV en bout de ligne peut donc augmenter de façon importante le déséquilibre et le courant de neutre de la ligne en question, mais il ne peut pas y avoir de foisonnement avec une mauvaise connexion au nœud aval.

- Pour les nœuds 2 et 4, le courant maximal sans PV (respectivement 11 et 26A) reste la valeur la plus faible, quelque soit le placement et le nombre de PV. En regardant plus en détail les résultats de simulation, ce courant de neutre intervient pour ces deux nœuds le soir, lorsque la puissance des PV est nulle.

- Les courants maximaux engendrés par les plus mauvais placements sont proches des courants maximaux admissibles (données fournies par le fabricant, voir tableau II.2). Sachant que cette simulation est faite uniquement sur le fondamental des signaux, une prise en compte des harmoniques augmenterait encore le courant de neutre [SCH 00]. Un réseau qui se voulait surdimensionné avant l'insertion d'énergie renouvelable, se retrouve à un niveau de charge proche de sa valeur nominale sur le courant de neutre pour les nœuds près du transformateur [DOU 08], [JAS 13].

Nœud	Niveau de charge maximum du neutre sans PV (%)	Niveau de charge maximum du neutre avec PV (%)
1	31%	75%
2	11%	30%
3	52%	96%
4	26%	47%

Tableau II.5 : Niveau de charge maximum des conducteurs de neutre avec et sans PV

Les courants de neutre moyens aux nœuds 1 et 2 sont présentés sur la figure II.12 (moyenne sur les 24 heures de la simulation). L'évolution des valeurs moyennes reste proche de celle obtenue pour les valeurs maximales avec des amplitudes de variation plus faibles.

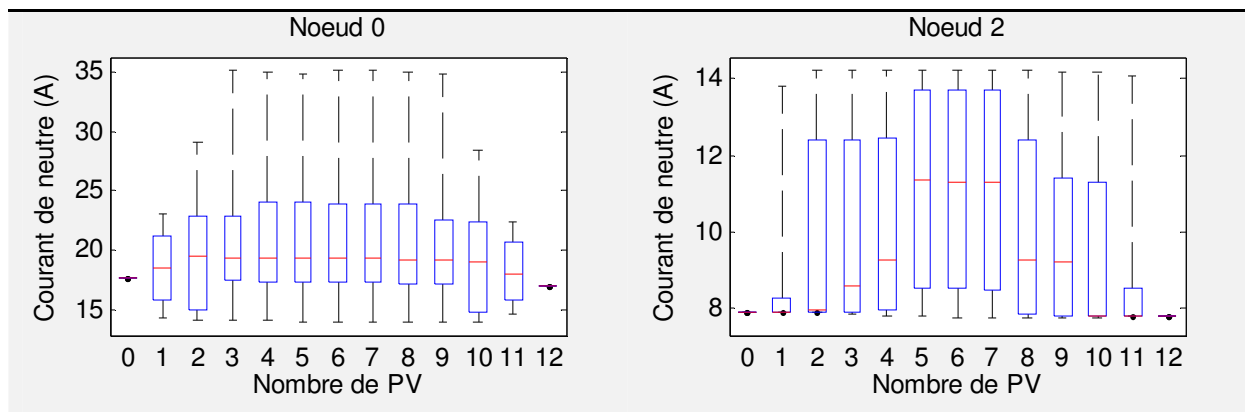


Figure II.12 : Evolution des courants de neutre moyens aux différents nœuds du départ

Il est intéressant de regarder l'évolution du courant moyen circulant sur les phases en fonction du nombre de PV. La figure II.16 présente, pour chaque taux d'insertion (de 0 à 12), les courants de phase moyennés pour tous les placements possibles. Dans un premier temps, pour un taux d'insertion croissant de 0 à 6/7 PV, le courant moyen diminue. Avec une production d'énergie locale, le courant absorbé par les charges ne transite plus par les lignes durant les heures de production des PV. Le courant moyen sur la journée diminue donc. Lorsque le taux de PV augmente d'avantage, de 7/8 à 12 PV, le courant moyen augmente à nouveau. Le seuil d'inversion des flux est franchi, ce qui signifie

qu'aux heures de forte irradiation, la production est supérieure à la consommation. Le flux de puissance s'inverse, ainsi le courant moyen sur la journée augmente. En fonction de la phase et du nœud, le taux d'insertion pour lequel le flux de puissance s'inverse est différent. L'objectif des pré-études de raccordement vues dans le chapitre III vise, en partie, à connecter les GED sur les phases qui s'inversent pour le taux d'insertion le plus grand.

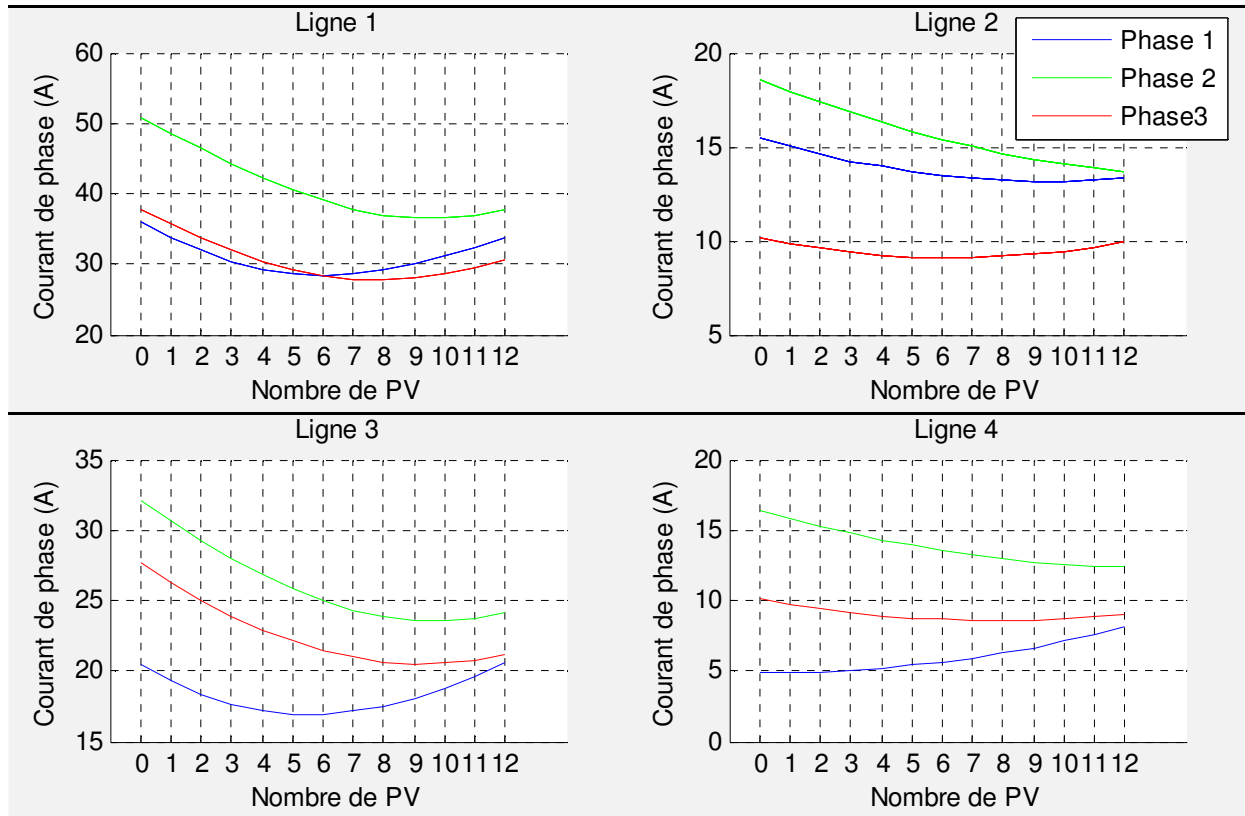


Figure II.13 : Evolution des courants de phase moyens aux différents nœuds du départ

Le déséquilibre de tension, calculé par le ratio $\frac{V_i}{V_d}$ (voir paragraphe II.2.1), ne doit pas dépasser 2 % [NFE 00]. Le courant circulant dans le conducteur de neutre et le déséquilibre sont étroitement liés. Les conclusions faites précédemment sur l'évolution du courant dans le neutre sont applicables au déséquilibre. La figure II.14 montrant les statistiques du déséquilibre aux 4 nœuds du réseau possède la même évolution que la figure II.11. Sur le nœud 4 pour un nombre de PV allant de 3 à 8, plus de 25% des placements génèrent des dépassements de contrainte sur le déséquilibre. De la même façon que pour le courant de neutre, quel que soit le nombre de PV connectés, à tous les nœuds le meilleur placement engendre toujours le même déséquilibre (0,41 % pour le nœud 2 par exemple). Cette valeur intervient le soir lorsque la production des PV est nulle, le placement des PV n'a donc aucun impact sur cette valeur.

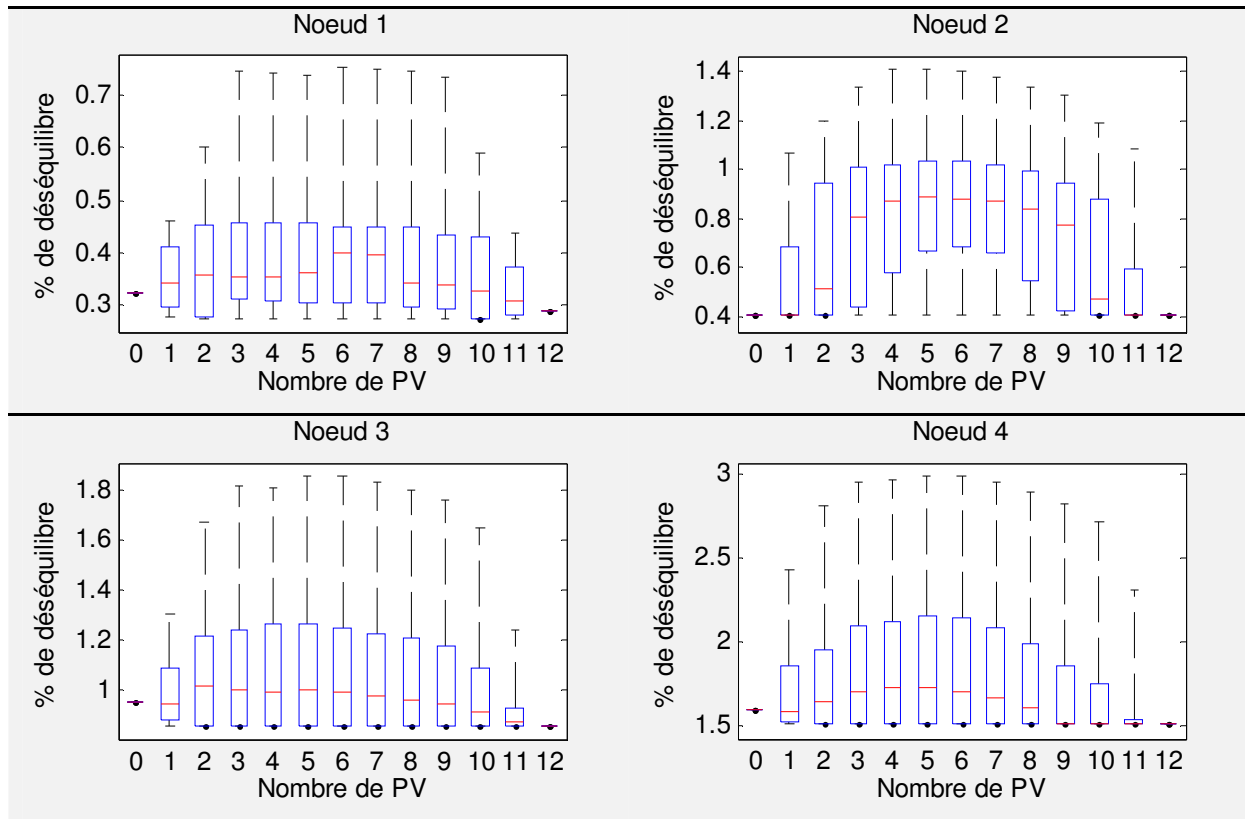


Figure II.14 : Evolution du déséquilibre maximum aux différents nœuds du départ

La dernière grandeur observée dans cette simulation est l'évolution des pertes sur le réseau. La figure II.15 présente la puissance perdue sur le réseau durant les 24 heures. Elles sont calculées de la façon suivante :

$$Pertes\ réseau = \sum_{ph=1}^3 (P_{transformateur_{ph}} + P_{PV_{ph}} - P_{charge_{ph}}) + \sum_{l=1}^4 (R_{neutre_l} * I_{neutre_l}^2) \quad (II.3)$$

$$Energie\ perdue = moyenne (Pertes\ réseau) * 24 \quad (II.4)$$

Avec : $P_{transformateur_{ph}}$: Puissance injectée ou absorbée au niveau du transformateur sur la phase ph .

$P_{PV_{ph}}$: Puissance fournie par les PV sur la phase ph

$P_{charge_{ph}}$: Puissance absorbée par les charges de la phase ph

R_{neutre_l} : Résistance du conducteur de neutre de la ligne l

I_{neutre_l} : Courant de neutre de la ligne l

Energie perdue : Energie perdue en kWh pendant 24h

L'évolution des pertes rappelle celle du courant de phase. L'interprétation est la même, les pertes diminuent tant que les PV contribuent à réduire le transit d'énergie sur les lignes et ré-augmentent à partir du moment où le flux s'inverse.

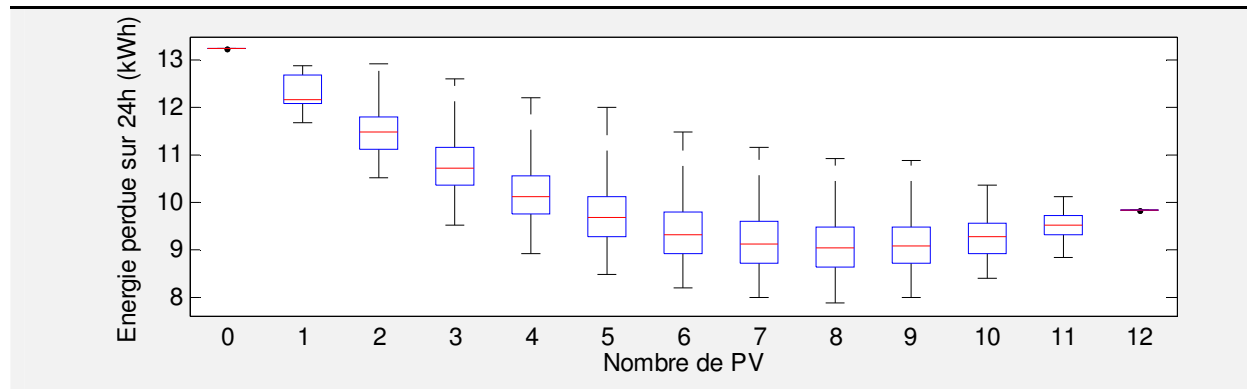


Figure II.15 : Evolution de l'énergie perdue sur le départ pendant 24 h

Cette première étude met en évidence des évolutions statistiques des grandeurs du réseau face à des taux d'insertion croissants de PV. Afin de vérifier que ces évolutions soient représentatives, la deuxième simulation permet de s'assurer que les analyses faites sont confirmées avec d'autres courbes de charges et une répartition des clients différente.

II.3.2.2 Simulation sur 28 jours :

Dans la simulation précédente, les résultats mettent en évidence le lien entre les courants de neutre et le déséquilibre, ainsi que le courant de phase et l'énergie perdue dans le réseau. Pour cette deuxième simulation, uniquement l'évolution des courants de phase et du déséquilibre est présentée. Les courants des trois phases dans la ligne 1 sont présentés dans la figure II.16. On observe la même évolution que dans la première simulation avec une diminution du courant moyen dans un premier temps, avant une augmentation liée à des taux d'insertion plus élevés. Dans la première simulation sur une seule journée, la variation était beaucoup plus importante (voir figure II.13). Ici, l'écart entre le courant moyen le plus faible et le courant moyen le plus important est uniquement de 1 A. Cette faible variation s'explique par la durée de la simulation. En effet, sur les 28 jours de simulation, la production PV est faible sur certaines journées (voir figure II.10). L'impact des PV moyenné sur les 28 jours est donc plus faible que précédemment.

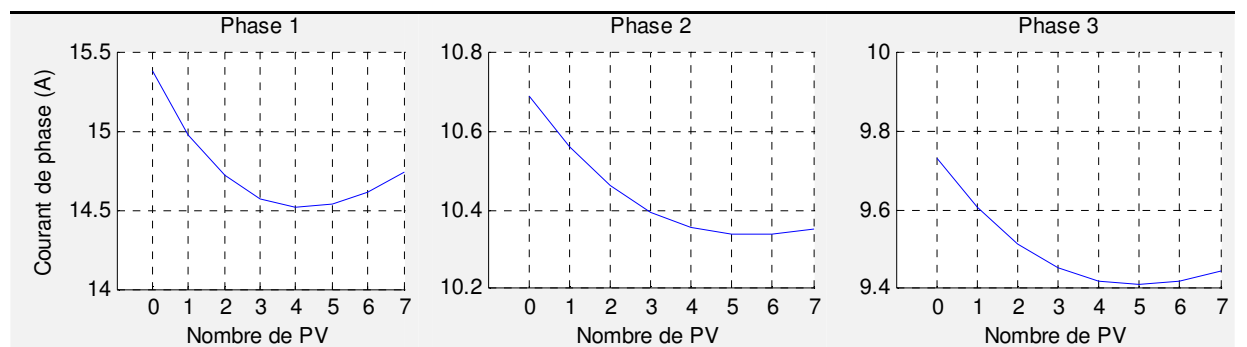


Figure II.16 : Evolution du courant moyen par jour et par nombre de PV dans la ligne 1

En ce qui concerne le déséquilibre, pour les nœuds 2 et 4 qui sont éloignés du transformateur, la tendance est la même que dans la première simulation. Cependant, pour le taux maximum d'insertion, le déséquilibre ne retrouve pas la valeur initiale sans PV. Contrairement à la première simulation à 12 clients, la répartition des 7 clients sur le départ n'est cette fois-ci pas équilibrée.

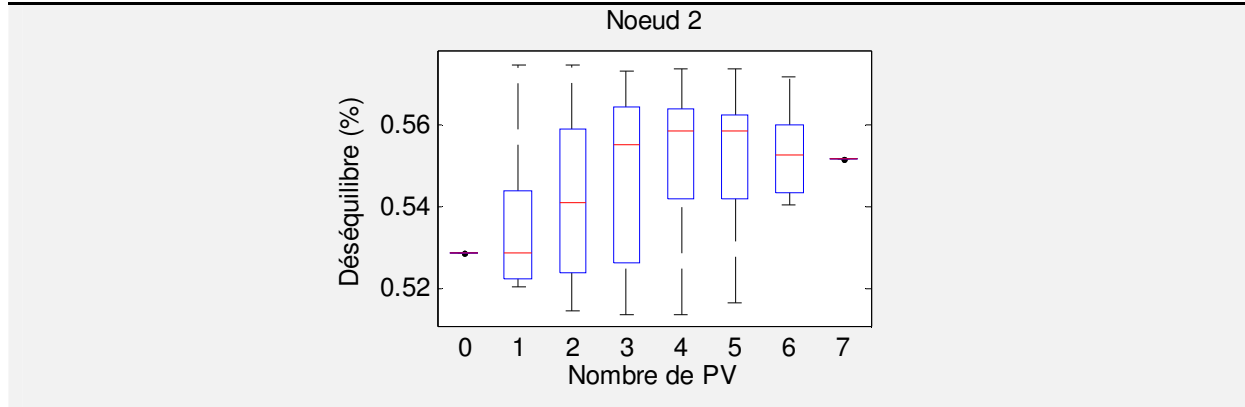


Figure II.17 : Evolution du déséquilibre maximum aux nœuds 2

A titre d'exemple, la figure II.18 présente les variations de la tension sur les trois phases au nœud 4 pour le cas où il y a un PV connecté sur la phase 1. Les 14 premiers jours sont durant la période hivernale, les 14 suivants durant la période estivale. Comme cela a été souligné précédemment, sur un réseau de type urbain avec des courtes distances de lignes, les PV n'occasionnent pas de problème de tension. La plus forte chute de tension est enregistrée durant la période hivernale avec une tension de 212 V, tandis que la plus haute intervient en été durant les heures de forte production solaire à 233 V. Sur toute la durée de la simulation, à tous les nœuds du réseau, la tension reste largement dans la limite $\pm 10\%$ de la tension nominale.

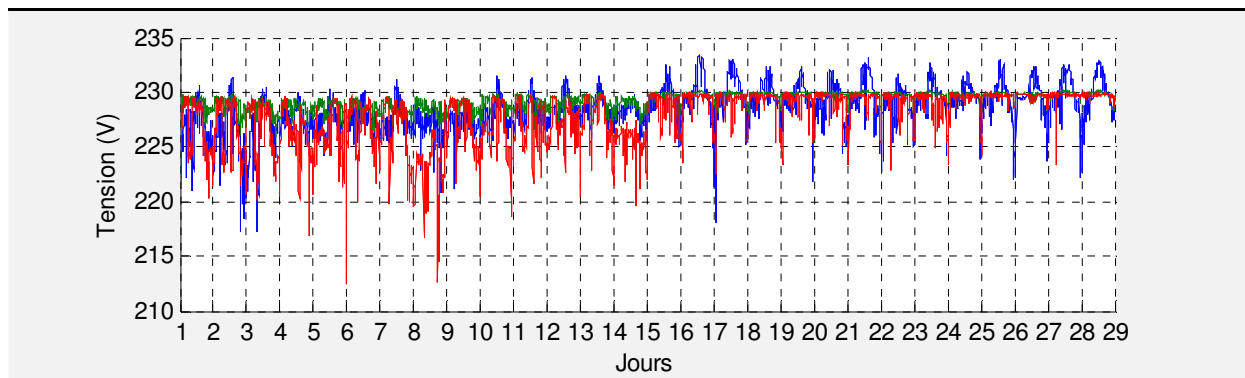


Figure II.18 : Evolution de la tension des trois phases au nœud 4 durant les 28 jours

La deuxième simulation réalisée sur une période de 28 jours, avec des courbes de charge et des courbes de production différentes et une autre répartition des clients a permis de retrouver les observations faites dans la première simulation.

II.3.2.3 Synthèse des deux simulations d'insertion de PV

Sur les deux simulations réalisées, aucun dépassement de contrainte sur la tension n'a été enregistré. En revanche, sur des réseaux ruraux où les longueurs de ligne sont beaucoup plus importantes et les impédances de ligne sont plus élevées, les problématiques de tension sont

fréquentes. En zone urbaine, le coût du conducteur ne représente que 20% du coût total de construction, car la majeure partie des frais correspond aux travaux de voirie puisque la plupart de la distribution est faite en souterrain [DOU 08]. Pour cette raison, les sections de câble sont généralement surdimensionnées face à la puissance nominale qu'ils alimentent en aval. Malgré cela, les simulations précédentes mettent en évidence des niveaux critiques de courant dans le conducteur de neutre pour des taux d'insertion de PV de 30% (un client sur deux possède un PV, voir tableau II.3). De plus, des valeurs de déséquilibre de tension supérieures à la limite imposée par la norme apparaissent en bout de ligne pour des taux d'insertion identiques (voir figure II.14). Le raccordement des GED, plus particulièrement des PV selon les techniques actuelles (voir paragraphe II.2.2), présente donc des risques de congestion au niveau des courants de neutre et des déséquilibres de tension. Les solutions de raccordement présentées dans le chapitre III ont pour objectif de réduire ces problèmes soulevés.

Cette étude d'impact présente également l'évolution des pertes sur un réseau en fonction de l'augmentation du nombre de PV connectés (voir figure II.15). Pour un même nombre de PV connectés, les pertes peuvent varier de 30% en fonction du placement. Si la zone géographique de raccordement du PV au réseau ne paraît pas être un paramètre modifiable, en revanche, la phase de raccordement peut être changée ou choisie intelligemment. La figure II.19 présente les pertes instantanées sur l'ensemble du réseau pour 3 PV connectés au réseau avec 12 consommateurs (simulation 1). Un PV est connecté à chacun des nœuds 2, 3 et 4. En connectant les PV sur l'une des deux autres phases les pertes peuvent être améliorées. La pré-étude de raccordement et le système à commutation automatique de phase développés dans le chapitre III contribuent également à diminuer les pertes en choisissant la meilleure phase de raccordement du PV monophasé.

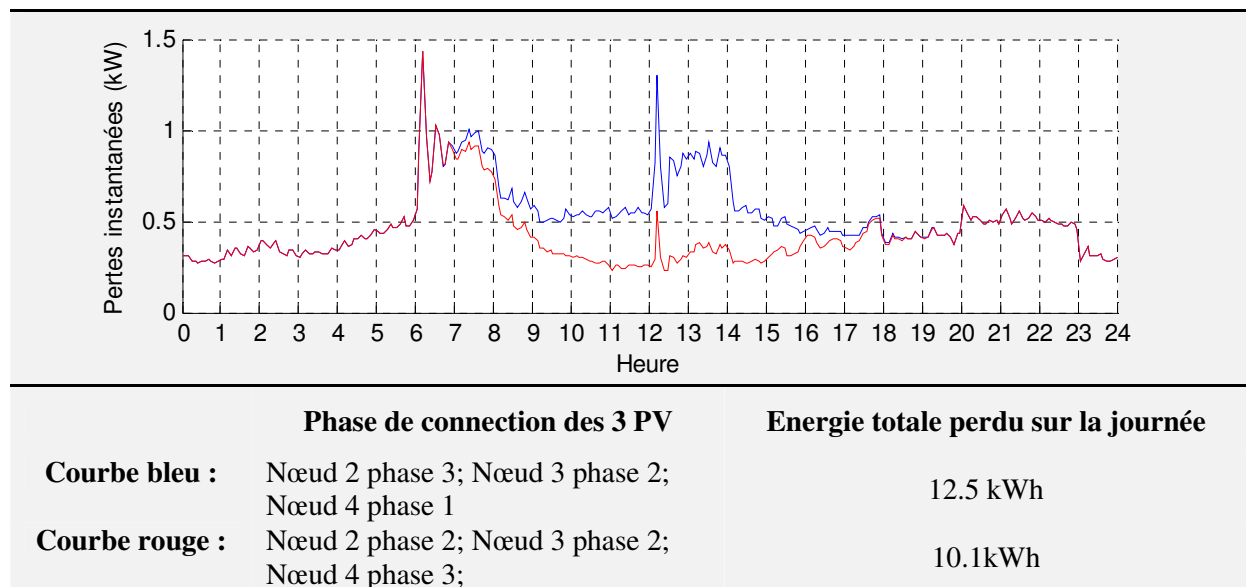


Figure II.19 : Pertes instantanées sur le départ

Un dernier point intéressant issu de cette étude d'impact est l'évolution inverse des grandeurs. Le lien entre les pertes et les courants de phases a été fait, ainsi que celui entre le courant de neutre et le déséquilibre. Or, ces deux couples de grandeurs évoluent de façon inverse avec l'augmentation du nombre de GED connectés au départ. Les pertes et les courants de phase sont optimaux pour des taux

d’insertion proches de 40%, taux pour lesquels, aux heures de production des PV, la puissance produite compense la puissance consommée, ce qui réduit le transit de puissance sur les lignes. Tandis que le déséquilibre et le courant de neutre deviennent optimaux pour des taux d’insertion supérieurs, lorsqu’il y a statistiquement plus de chance d’avoir, à un nœud donné, un PV sur chacune des phases. En milieu urbain, il sera donc difficile pour un GRD, sans aucun pilotage ou stratégie de raccordement, de contrôler le niveau d’insertion de GED afin d’optimiser tous les paramètres.

II.4 Etude d’impact sur le réseau basse tension des VE

De la même façon que pour les GED, l’impact des recharges des véhicules électriques (VE) sur le réseau est étudié dans cette partie. Les simulations sont réalisées sur le même départ BT que précédemment (voir paragraphe II.3.1). L’étude se décompose en 2 simulations présentées ci-dessous dans le cas d’étude.

II.4.1 Cas d’étude

La consommation d’énergie des VE sur le réseau est difficilement prédictible et dépend de nombreux paramètres. Le facteur principal étant le comportement des usagers (horaires de travail, distance domicile - travail, loisirs, etc), mais également d’autres paramètres comme l’état de charge du véhicule lors de son raccordement (plus communément appelé *Stat Of Charge*, SOC, dans la littérature anglo-saxonne), le type de recharge (rapide ou normale), ou dans une moindre mesure, la marque et le modèle de VE. Des études comportementales faites par Berkeley Lab ont permis de générer 3100 courbes de recharge de VE en se basant sur des données statistiques comme la distance domicile - travail, les horaires, l’autonomie des VE, etc. [LBNL]. A partir de ces 3100 courbes, la figure II.20 présente la puissance moyenne soutirée par un VE sur le réseau durant une journée. On distingue la puissance consommée pour une recharge du VE effectuée sur le lieu de travail ou à la maison. Le réseau modélisé étant un départ de quartier résidentiel, seule la recharge au domicile est considérée dans les simulations suivantes.

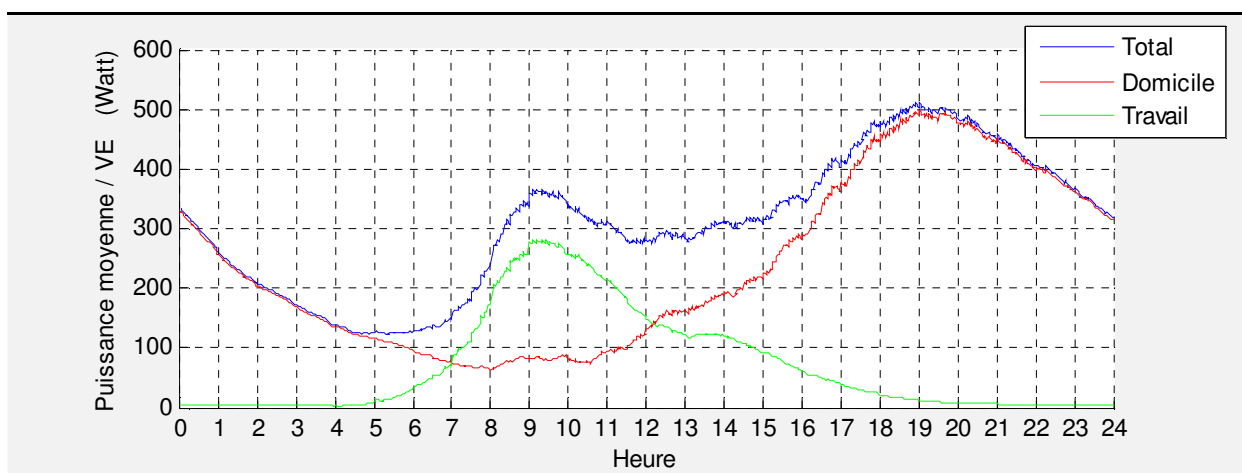


Figure II.20 : Puissance moyenne soutirée par un VE sur 24 heures

L'état de charge de la batterie du VE lors de sa connexion au réseau est un paramètre important puisqu'il va dicter la durée de la recharge du VE, et par conséquent l'énergie soutirée sur le réseau. Le niveau de charge moyen d'un VE électrique au cours de la journée est visible sur la figure II.21. Il est intéressant de noter que le niveau moyen d'énergie dans les batteries ne descend pas en dessous de 80%. Les cycles de charge effectués sur le réseau sont donc rarement des cycles de recharge complets des batteries.

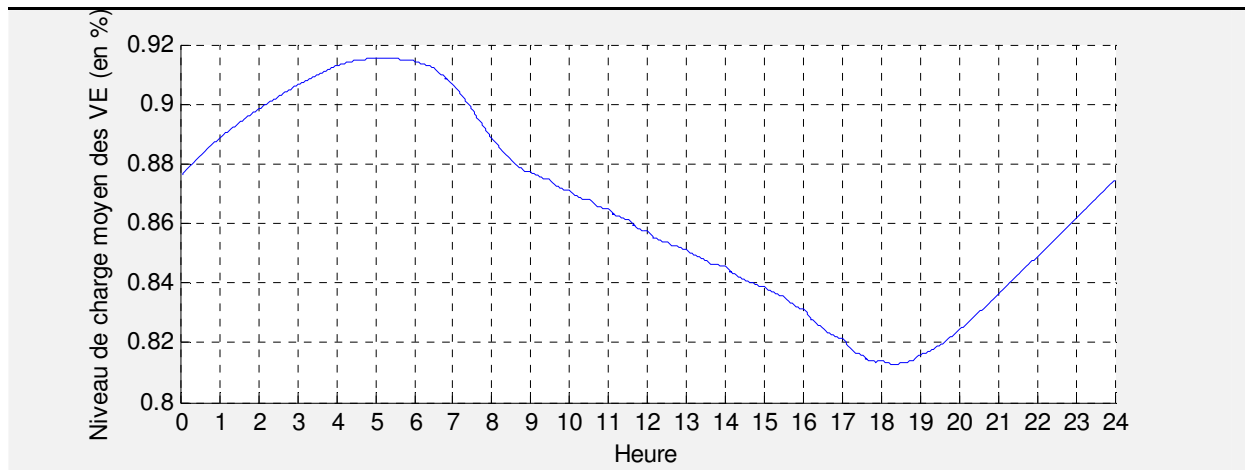


Figure II.21 : SOC moyen d'un VE sur une période de 24 heures

La figure II.22 montre 4 exemples de courbes de consommation de VE pour des recharges au domicile. Dans les simulations suivantes, ces courbes de charge de VE sont ajoutées aux courbes de charge des maisons auxquelles elles sont associées. En effet, si un consommateur possède un VE, sa consommation de puissance sur le réseau est la somme, point par point, des courbes de charge de la maison et du VE.

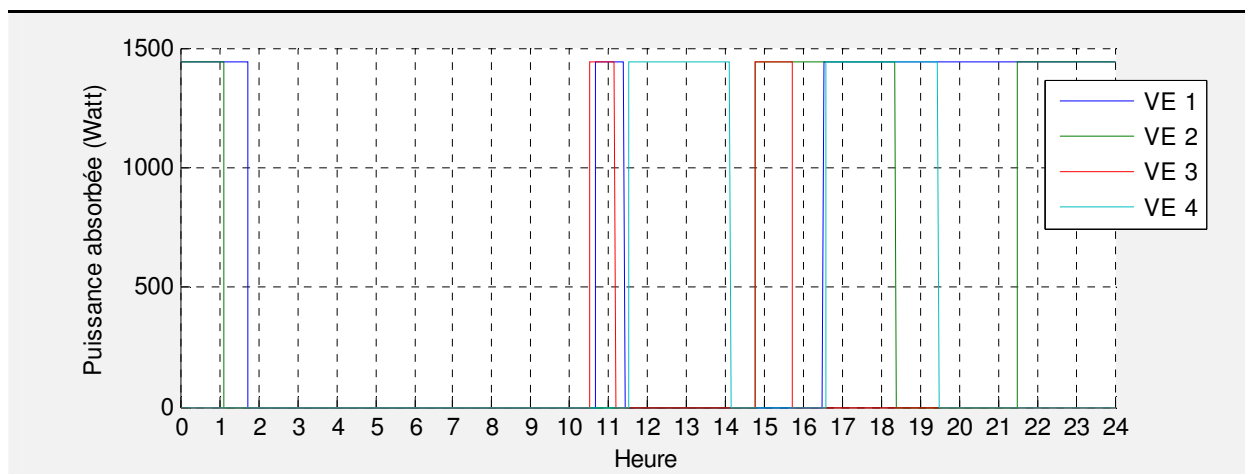


Figure II.22 : Exemple de puissance absorbée par 4 VE au domicile sur une période de 24 heures

Comme pour l'étude réalisée sur les PV, l'étude d'impact des VE se décompose en deux simulations :

- Simulation 1 :

Dans cette première simulation, les courbes de charge des maisons restent les mêmes pour tous les cas testés afin d'observer uniquement l'impact des VE sur le réseau pour différents taux d'insertion, phases et lieux de raccordement. Comme pour les PV dans la simulation 1 (voir paragraphe II.3.1), le nombre de VE passe progressivement de 0 à 12 avec une simulation pour chaque placement possible. Un placement correspond à l'appartenance d'un VE à un client et donc une connexion pour la recharge à la même phase que le domicile. On retrouve de nouveau un nombre de cas total à évaluer de 4096 (voir Figure II.3). Les courbes de consommations des VE sont tirées aléatoirement parmi les 3100 courbes disponibles. Une fois le LF calculé pour chaque cas, l'objectif est d'observer l'évolution statistique par taux d'insertion des pertes réseau, du déséquilibre, des courants et des tensions aux différents nœuds et lignes du réseau. L'utilisation des mêmes courbes de charge pour les maisons que dans la simulation 1 de l'étude d'impact des PV permet également de comparer à conditions équivalentes l'impact des PV et des VE sur un même réseau.

- Simulation 2 :

La simulation 1 permet d'observer l'impact des VE sur le réseau pour un cas : celui correspondant aux courbes de charge appliquées aux maisons. Afin de vérifier la représentativité de cette première simulation, une deuxième étude est faite. Elle compare quatre niveaux d'insertion de VE (3, 6, 9 et 12 VE) pour différentes données d'entrée tirées aléatoirement. La figure II.23 présente l'architecture de l'algorithme avec l'imbrication des tirages aléatoires. Les tirages des maisons sont réalisés dans une base de données de 69 clients sur une cinquantaine de jours. Ces données sont issues de campagnes de mesure réalisées par Schneider Electric et obtenues dans le cadre du projet GreenLys. Pour une même simulation, les courbes de consommation des 12 maisons sont tirées sur une même journée. Le but étant de conserver le lien entre la consommation de plusieurs clients en fonction du jour de la semaine, de la saison, de la température extérieure, etc.

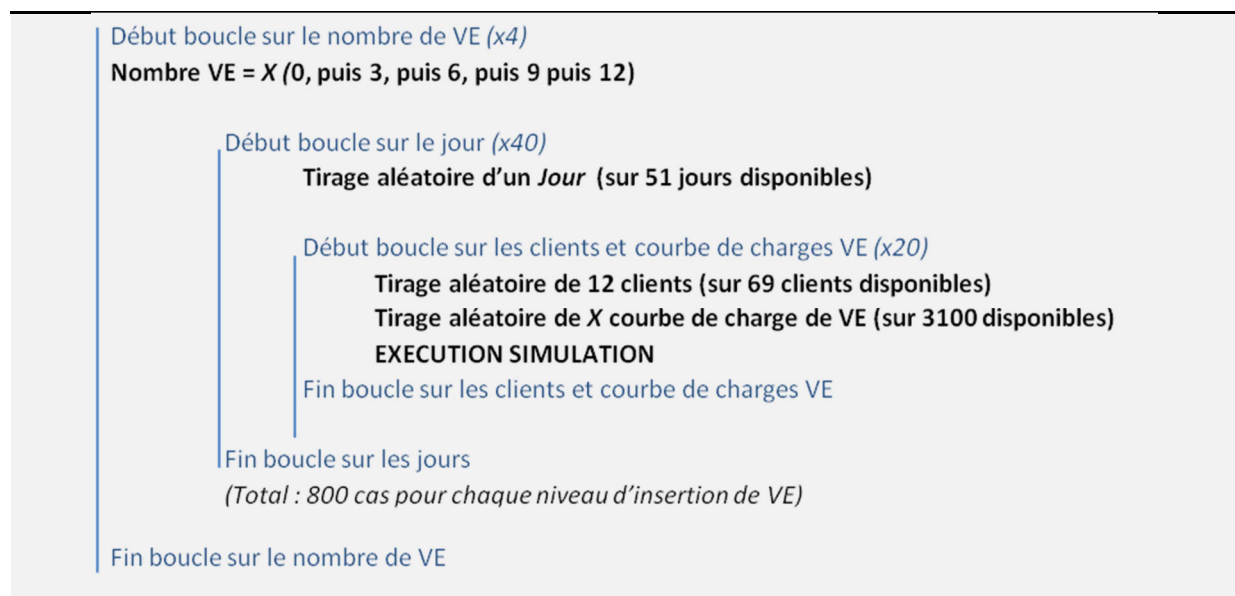


Figure II.23 : Architecture des boucles de tests de la simulation 2

II.4.2 Résultats insertion VE

Les résultats de l'étude d'impact des VE sur le réseau sont exposés et analysés ci-dessous à l'aide du même outil de représentation graphique que précédemment à savoir la boîte à moustache (voir paragraphe II.3.2). Les simulations 1 et 2 sont analysées respectivement dans les paragraphes II.4.2.1 et II.4.2.2.

II.4.2.1 Simulation 1 :

L'observation des courants dans les conducteurs de neutre pour l'insertion de PV avait révélé une augmentation importante de ceux-ci pour des niveaux d'insertion de PV proches de 50% (voir figures II.11 et II.12). La figure II.24 montre que dans les mêmes conditions, le phénomène ne se répète pas avec l'insertion massive de VE. La valeur médiane des courants de neutre moyens n'augmente que très légèrement avec le nombre de VE et uniquement quelques rares placements engendrent des variations importantes. Pour la grande majorité des placements, le courant maximum dans le neutre n'est pas impacté par le nombre de VE. Cela s'explique de deux façons. Premièrement, la puissance absorbée pour une recharge normale monophasée est d'environ 1,5 kW (voir figure II.22). Or, ce niveau de puissance n'est pas suffisamment grand devant la consommation des maisons pour impacter le courant de neutre de façon violente. Deuxièmement, alors que les forts niveaux d'insertion de PV avaient tendance à faire diminuer le courant de neutre, puisqu'injectant tous la même puissance sur le réseau, ils rééquilibrent la production (voir paragraphe II.3.2.1), les VE n'ont pas tous la même courbe de recharge. La présence d'un VE sur chacune des phases n'implique pas une consommation équilibrée. Le courant de neutre ne diminue donc pas pour des niveaux d'insertion de VE proches de 100%.

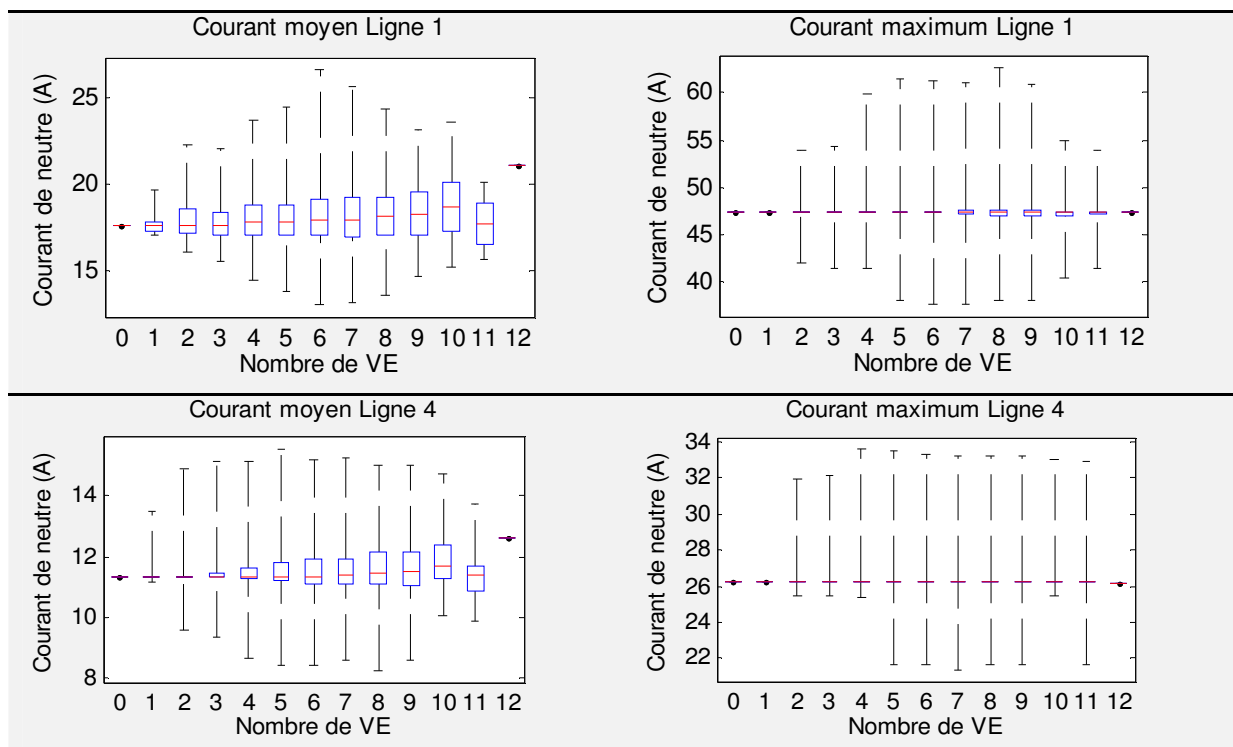


Figure II.24 : Evolution des courants de neutre maximum et moyen aux lignes 1 et 4

Sans surprise, les courants de phase moyens augmentent avec le nombre de VE présents sur le départ. Sur la figure II.25, le courant moyen journalier est représenté pour les trois phases des lignes 1 et 4. Les valeurs sont obtenues pour chaque niveau d'insertion de VE en moyennant pour tous les placements les courants moyens journaliers. La pente de ces droites traduit l'augmentation du niveau de charge journalier du départ. Pour ce réseau semi-urbain surdimensionné, même pour un nombre de VE maximum, les valeurs de charge moyenne et maximale restent très éloignées des courants maximaux admis par les câbles. Cependant, avec une augmentation de 13,5%, l'élévation des courants moyens sur l'ensemble du réseau n'est pas négligeable.

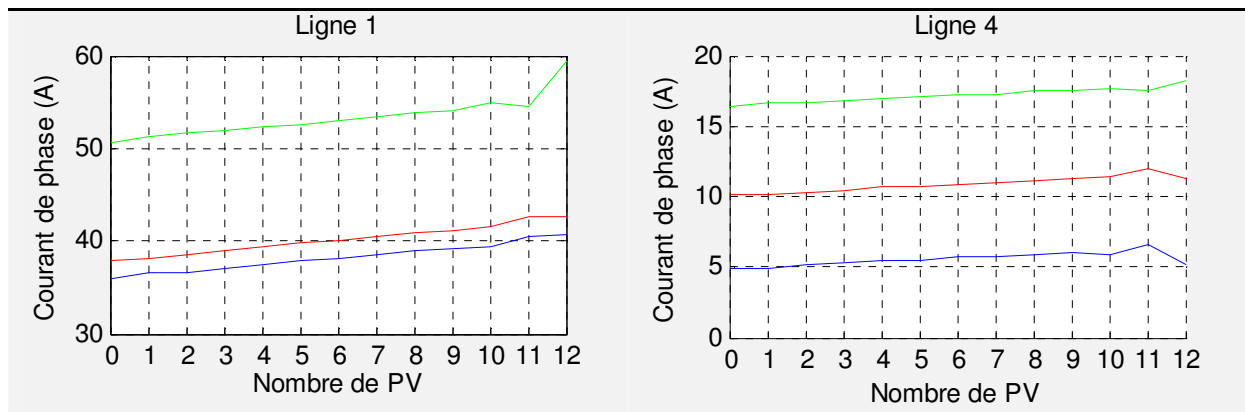


Figure II.25 : Evolution des 3 courants de phase moyens aux nœuds 1 et 4 du départ

Les résultats obtenus pour le courant de neutre se retrouvent sur le déséquilibre. La valeur médiane reste presque constante quel que soit le nombre de VE. On ne retrouve pas de phénomène en cloche avec l'augmentation du nombre de VE comme pour les PV (voir Figure II.14). Le placement va avoir un impact sur le déséquilibre puisque dans les cas d'insertion proches de 50% (entre 4 et 8 VE), un bon placement peut améliorer ou dégrader le déséquilibre mais avec des variations beaucoup plus faibles que pour les PV.

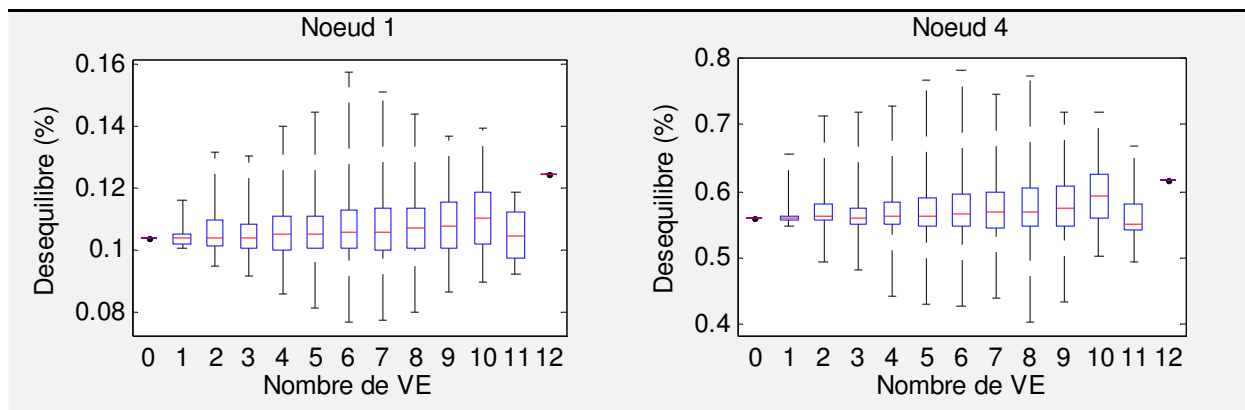


Figure II.26 : Evolution du déséquilibre moyen aux nœuds 1 et 4 du départ

Dernière grandeur observée dans cette première simulation : l'énergie perdue sur le réseau durant les 24 heures de simulation. La valeur médiane augmente de façon linéaire avec le nombre de VE, conséquence directe de l'augmentation des courants de phase.

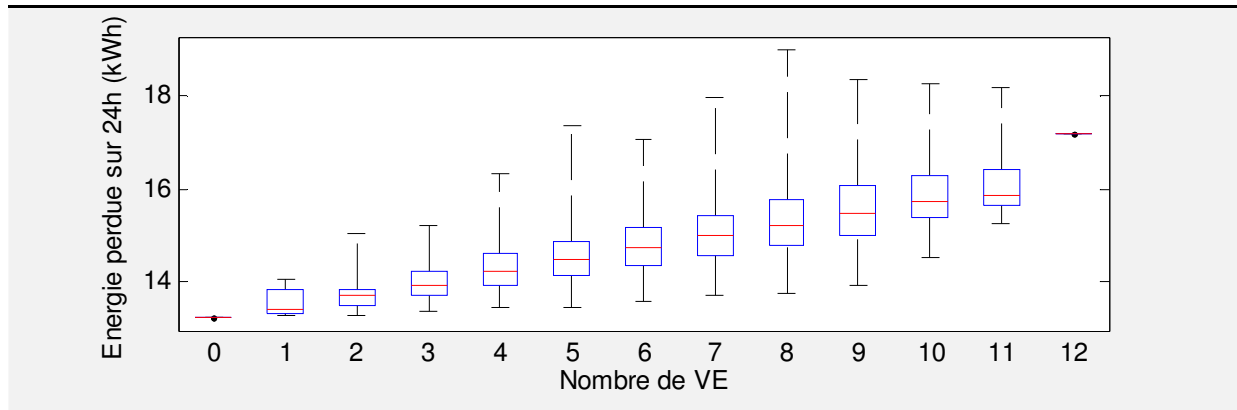


Figure II.27 : Evolution de l'énergie perdue sur le départ pendant 24 h

Réalisée dans les mêmes conditions que pour la simulation 1 des PV (réseau et courbes de charge des maisons identiques), l'insertion massive de VE semble moins problématique pour un réseau urbain ou semi-urbain français. Aucun dépassement de contrainte n'a été enregistré dans les 4096 cas de recharge testés. En effet, contrairement aux PV, la puissance consommée par les VE est répartie dans le temps. Même si cette répartition n'est pas uniforme, elle limite tout de même le pic de courant.

La deuxième simulation, présentée dans le cas d'étude II.4.1, reprend quatre niveaux d'insertion sans tester tous les placements possibles pour chaque cas, afin d'éviter l'explosion des temps de calcul comme précédemment, mais en effectuant des tirages aléatoires sur les courbes de consommation et de recharge.

II.4.2.2 Simulation 2 :

Comme présenté dans la figure II.23, pour chaque taux d'insertion, 800 cas sont évalués. Les résultats présentés sont issus des moyennes des résultats. La figure II.28 illustre les deux méthodes de présentation utilisées :

- Méthode 1 : en observant les moyennes de tous les cas en fonction de l'heure.
- Méthode 2 : en observant la moyenne sur tous les cas de la moyenne journalière.

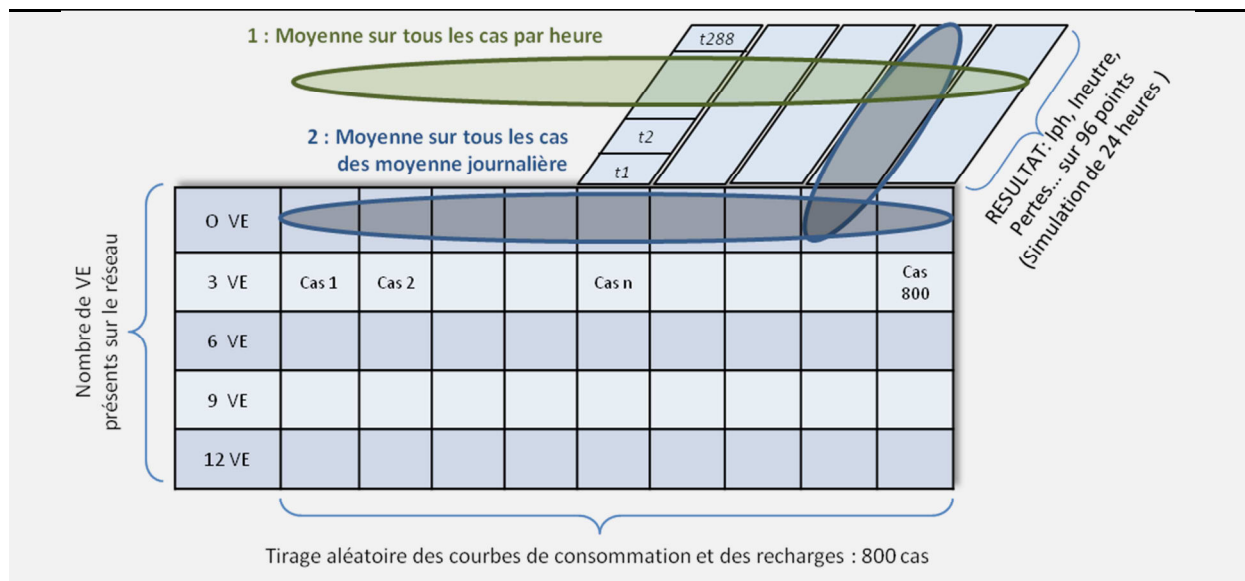


Figure II.28 : Mise en forme des résultats : calcul des moyennes

En procédant à la moyenne des résultats suivant la méthode 2 (moyenne sur tous les cas de la moyenne journalière) la figure II.29 expose l'évolution du courant maximal et moyen en fonction du nombre de VE. L'augmentation est linéaire, le passage de 0 à 12 VE sur le départ engendre une hausse importante des courants de phase maximums et moyens.

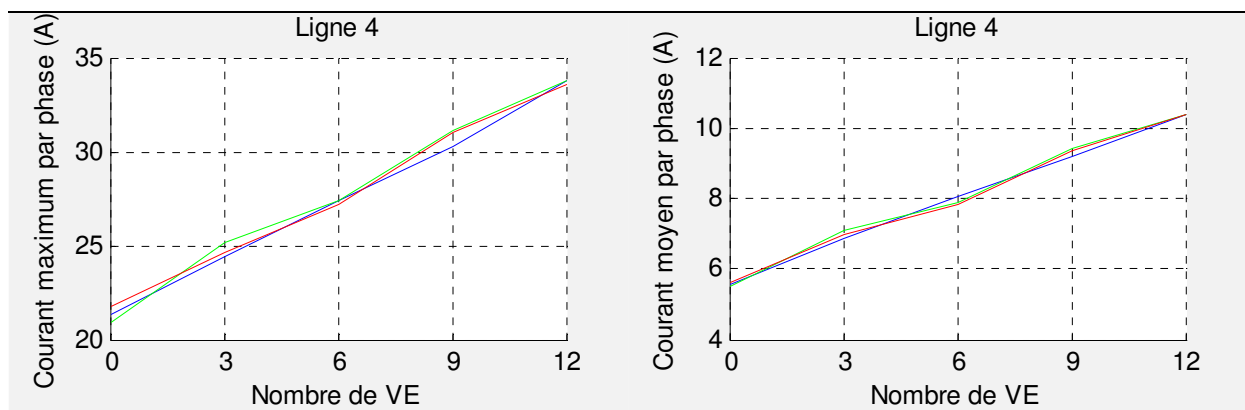


Figure II.29 : Evolution des courants de phase moyen et maximum dans la ligne 4

En observant la variation du courant au cours de la journée, suivant la méthode 1 (moyennes de tous les cas en fonction de l'heure), pour chaque niveau de VE, une accentuation du pic de consommation du soir est visible. La présence de 12 VE sur le réseau engendre statistiquement une augmentation importante du pic du soir (figure II.30).

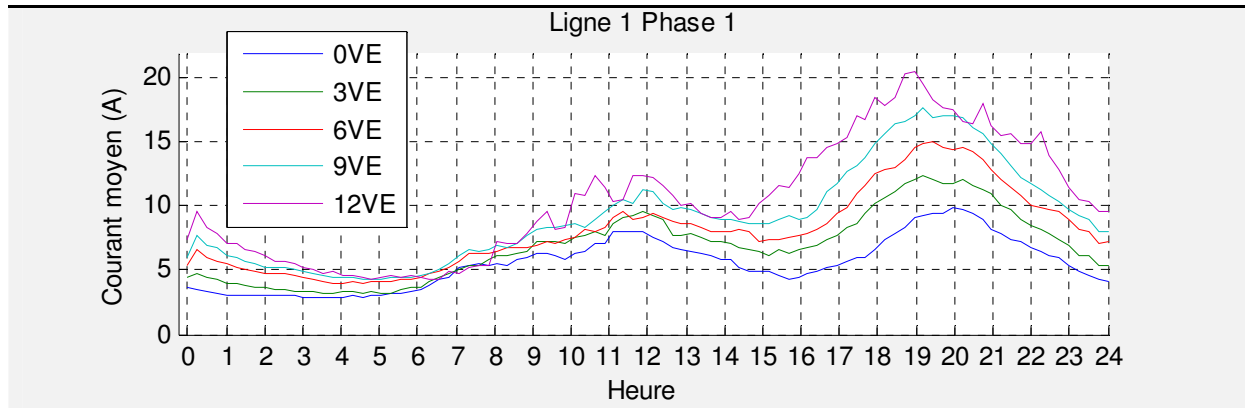


Figure II.30 : Evolution des courants journaliers pour différent taux d'insertion de VE sur la ligne 1 phase 1

La dernière représentation sous forme de boîtes à moustache visible en figure II.31 expose l'évolution du courant de neutre dans la ligne 1, le déséquilibre au nœud 4, ainsi que les pertes sur l'ensemble du départ. Les analyses faites sur l'évolution de ces grandeurs dans la première simulation se confirment : l'insertion de VE génère une hausse linéaire de ces valeurs. L'augmentation linéaire des valeurs médianes couplée à une dispersion très concentrée de 50% des échantillons (rectangle bleu) indiquent que ces observations restent vraies quelles que soient les courbes de consommation et de recharge. Cela indique également que le réseau est peu sensible au placement et à la phase de connexion du VE. C'est le nombre de VE présent qui est le facteur principal.

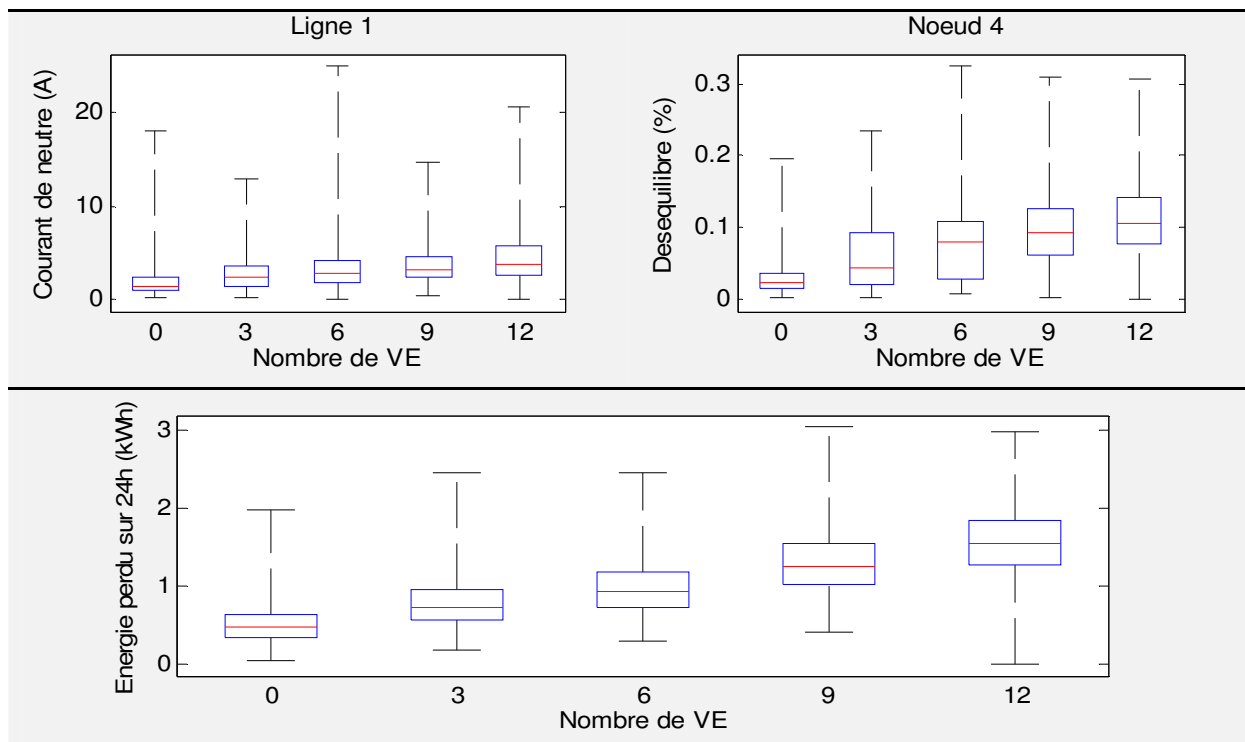


Figure II.31 : Evolution du courant de neutre, du déséquilibre et des pertes sur le départ

La simulation 2, basée sur 5 fois 800 tirages aléatoires, a permis d'obtenir des résultats représentatifs pour un réseau urbain ou semi urbain Français concernant l'impact de l'insertion de VE.

Les variations observées sur les grandeurs caractéristiques du réseau sont cohérentes avec les résultats de la simulation 1. Une synthèse des résultats est présentée dans le paragraphe suivant.

II.4.2.3 Synthèse des deux simulations d'insertion de VE

Les deux simulations d'insertion de VE, réalisées sur un départ de type semi-urbain, permettent de dégager certaines tendances. Premièrement, la représentation en boîte à moustache montre des faibles dispersions pour les grandeurs observées. Cela traduit pour la simulation 1 une faible dépendance des variables du réseau au point de connexion du VE (phase et nœud). Pour la simulation 2, avec un grand nombre de tirages aléatoires des courbes de charge, on remarque que statistiquement, l'impact des VE dépend peu des courbes de charge des maisons. En revanche, le nombre de VE est le facteur le plus important. Quelle que soit la variable du réseau observée (courant de neutre et de phase, déséquilibre et pertes), elle augmente avec le nombre de VE. Le pic de consommation du soir est également influencé par la quantité de véhicules présents. Sur un réseau déjà chargé aux heures de forte consommation, une forte insertion de VE risque d'engendrer des dépassements de contraintes sur les courants de phase maximaux admissibles.

Les simulations 1 d'insertion de PV et de VE, dont les scénarios sont identiques, montrent que dans ce contexte de réseau, les PV génèreront d'abord des contraintes sur les courants de neutre et le déséquilibre, tandis que les VE poseront davantage de problèmes sur le niveau de charge du réseau aux heures de fortes consommations. Une fois de plus, ce réseau semi-urbain aux lignes courtes ne reflète pas les problèmes de surtension et sous-tension pouvant apparaître sur un réseau rural.

Une étude croisée d'insertion de PV et de VE n'a pas été jugée utile puisque les deux dispositifs n'agissent que très peu avec le réseau sur les mêmes plages horaires.

II.5 Etude de la sensibilité de la tension aux variations de puissance active et réactive

Les études d'impact précédentes viennent de mettre en évidence que la phase de raccordement d'une GED peut avoir un impact très important sur le respect des contraintes du réseau (le courant dans le conducteur de neutre et les déséquilibres de tension), ainsi que sur les pertes. Les chapitres suivants, III et IV, exposent des stratégies de pilotage des GED permettant de limiter les dépassements de contraintes et de réduire les pertes. Ces pilotages concernent soit la phase de connexion des GED soit l'injection ou l'absorption de puissance réactive. Le bon fonctionnement de ces pilotages nécessite de bien anticiper les réactions du réseau, c'est-à-dire d'estimer l'impact que les pilotages vont avoir sur le réseau afin de valider ou non un changement de consigne. Par exemple, l'injection de puissance réactive au point de connexion d'une GED va-t-elle améliorer le plan de tension ? Ou encore, le changement de phase d'une GED monophasée va-t-il améliorer le déséquilibre de tension et le plan de tension ? Cette notion qui apparaît désigne la sensibilité du réseau, qui dépend de nombreux paramètres tels que: la topologie, les conducteurs, le niveau de charge du réseau, la phase et le nœud considéré, etc.

Objectif d'une analyse de sensibilité [GAN 08]:

« Quantifier l'impact de chaque facteur sur la sortie afin de hiérarchiser et calibrer les facteurs »

Deux méthodes peuvent être différenciées pour estimer la sensibilité du réseau en fonction du pilotage envisagé : la méthode centralisée ou la méthode décentralisée. Le pilotage d'un générateur électrique, ou d'un récepteur, en centralisé ou en décentralisé, n'implique pas la connaissance des mêmes paramètres. Un pilotage décentralisé doit calculer ces consignes uniquement à partir de valeurs locales, tandis qu'un pilotage centralisé calcule ces consignes de sortie à partir d'informations pouvant provenir de multiples points du réseau. En fonction du pilotage considéré, le calcul de sensibilité ne peut utiliser que les variables disponibles.

Pour les stratégies de pilotage développées dans les prochains chapitres, les expressions de la sensibilité S sont : $S_p = \frac{dV}{dP}$ et $S_q = \frac{dV}{dQ}$. Ces formules traduisent la variation du module de la tension locale pour une variation en ce même point de la puissance active ou réactive.

L'objectif ici est de déterminer la possibilité d'estimer la sensibilité en décentralisé à partir d'équipements électriques présents sur le réseau, comme les compteurs intelligents ou les onduleurs solaires. L'objectif est donc bien d'utiliser cette valeur de sensibilité pour des pilotages décentralisés de GED.

II.5.1 Le calcul théorique de la sensibilité

A partir des équations de calcul de répartition de charge (voir paragraphe I.6.3) de nombreux travaux présentent des solutions permettant de calculer la matrice de sensibilité d'un réseau [RIC 07] [THA 12]. La résolution de LF à partir de la méthode de Newton-Raphson fait intervenir les dérivées partielles des relations classiques de LF sous forme de matrice Jacobienne. Les termes constituant la diagonale de cette matrice représentent l'inverse de la sensibilité de la tension au nœud n à l'injection de puissance à ce même nœud. L'inverse des termes hors diagonale sont les sensibilités de la tension n à l'injection de puissance aux autres nœuds du réseau. Deux matrices sont différenciées, J_p et J_q représentant l'inverse de la sensibilité de la tension à l'injection, respectivement, de puissance active et de puissance réactive. Les matrices Jacobiennes J_p et J_q dans une résolution de LF suivant la méthode Newton-Raphson se présentent sous la forme suivante :

$$J_p = \begin{Bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{Bmatrix} ; J_q = \begin{Bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{Bmatrix} \quad (II.5)$$

Avec : J_p : Matrice des dérivées partielles de la puissance active

J_q : Matrice des dérivées partielles de la puissance réactive.

P_n et Q_n : Les puissances actives et réactives au nœud n .

V_n : La tension au nœud n .

n : Nombre de nœud dans le réseau.

Dans ses travaux, S. Conti [CON 10] compare plusieurs modèles permettant de calculer la sensibilité. Comme pour la résolution de LF, les méthodes proposées impliquent de connaître la matrice d'admittance du réseau. Celle-ci n'étant en général pas connue du GRD, la méthode d'estimation de la sensibilité en décentralisé expérimentée par la suite se base uniquement sur des mesures de puissance et de tension. Etant donnée la forte variation de la valeur de la sensibilité en fonction des caractéristiques et de la longueur des conducteurs, le calcul de S doit être fait pour chaque nœud du réseau. Dans l'objectif d'utiliser S pour le pilotage de GED, la valeur doit pouvoir être connue et calculable de façon simple.

II.5.2 Modèle de réseau BT et valeurs réelles de la sensibilité

Le modèle d'une partie du réseau BT Grenoblois fourni par Gaz Electricité de Grenoble (GEG), partenaire du projet GreenLys, est utilisé pour cette étude de sensibilité. La figure II.32 expose la topologie du réseau. Ce départ alimente 42 clients répartis sur 14 nœuds. Ce départ est utilisé pour tester les méthodes d'estimation de la sensibilité présentée ci-dessous.

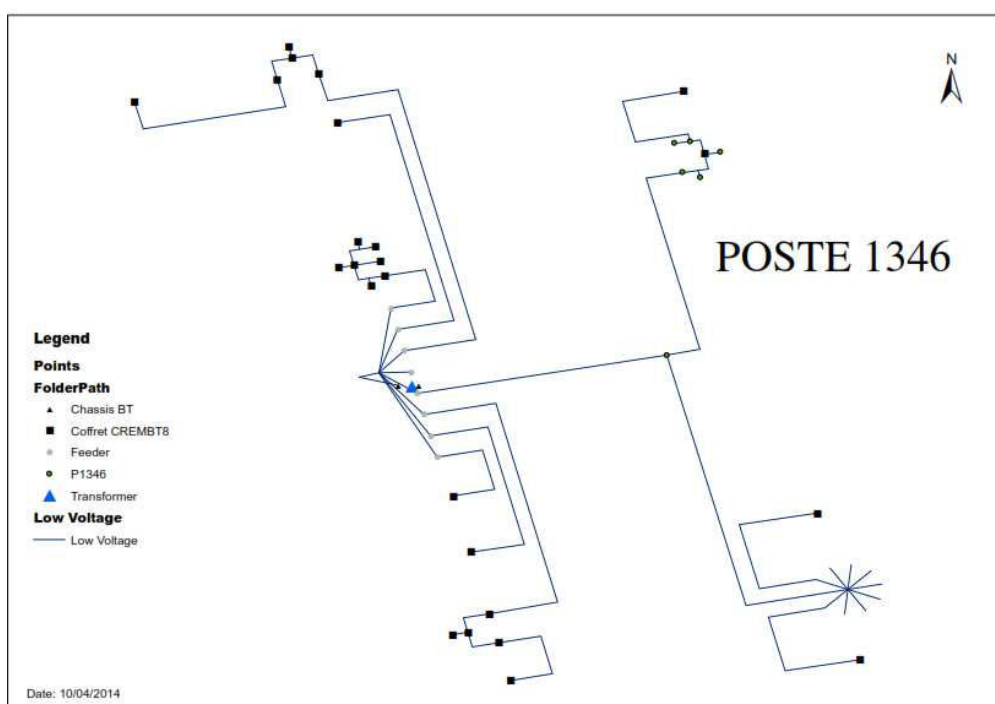


Figure II.32 : Topologie du départ BT 1346 de GEG

Les courbes de charge utilisées sont les mêmes que pour les simulations 2 des études d'impact de PV et VE. Il s'agit des puissances active et réactive consommées par 69 clients sur une période de 54 jours avec une fréquence d'échantillonnage de 15 minutes.

Afin de pouvoir, par la suite, comparer les valeurs de sensibilités estimées en décentralisé à la sensibilité réelle, une première simulation consiste à obtenir les valeurs réelles de S . Le tableau II.6

présente pour chaque nœud du réseau la sensibilité de la tension à l'insertion de puissances active et réactive. Ces valeurs sont obtenues lorsque toutes les charges consomment une puissance active et réactive constante égale à la moyenne de leurs courbes de charge. Un échelon est appliqué successivement à chaque charge sur P , puis sur Q , afin de mesurer la déviation de la tension. En procédant ainsi, la déviation de la tension enregistrée au nœud n est bien uniquement la conséquence d'une variation de consommation de puissances active ou réactive au nœud n puisque l'ensemble des autres charges du réseau est resté constante pendant la mesure. Cela revient à calculer l'inverse des termes constituant la diagonale de la matrice Jacobienne d'un LF de type Newton Raphson.

Charge	Sensibilité à la puissance active (V/W)			Sensibilité à la puissance réactive (V/VAr)			Distance transformateur / nœud (m)
	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 1	Phase 2	Phase 3	
1	-2,49E-04	-2,70E-04	-3,06E-04	-3,74E-04	-3,91E-04	-4,13E-04	10,374
2	-4,26E-04	-4,50E-04	-4,94E-04	-4,77E-04	-5,01E-04	-5,23E-04	20,227
3	-3,88E-04	-4,15E-04	-4,57E-04	-3,43E-04	-3,60E-04	-3,85E-04	30,792
4	-4,83E-04	-5,19E-04	-5,61E-04	-3,67E-04	-3,89E-04	-4,12E-04	40,844
5	-2,07E-04	-2,30E-04	-2,77E-04	-3,06E-04	-3,21E-04	-3,52E-04	18,213
6	-3,41E-04	-3,67E-04	-4,33E-04	-3,53E-04	-3,63E-04	-4,09E-04	41,003
7	-4,15E-04	-4,45E-04	-5,07E-04	-3,79E-04	-3,90E-04	-4,40E-04	53,513
8	-4,97E-04	-5,35E-04	-6,37E-04	-3,81E-04	-3,91E-04	-4,58E-04	49,051
9	-7,18E-04	-7,63E-04	-8,79E-04	-4,27E-04	-4,36E-04	-5,04E-04	64,159
10	-7,36E-04	-7,59E-04	-8,65E-04	-4,30E-04	-4,33E-04	-5,12E-04	65,47
11	-6,62E-04	-7,04E-04	-7,76E-04	-6,64E-04	-6,95E-04	-7,62E-04	39,031
12	-8,96E-04	-9,49E-04	-1,04E-03	-8,28E-04	-8,59E-04	-9,34E-04	54,998
13	-5,72E-04	-6,03E-04	-6,52E-04	-5,71E-04	-5,93E-04	-6,25E-04	29,244
14	-1,89E-04	-2,07E-04	-2,35E-04	-2,92E-04	-3,04E-04	-3,23E-04	9,492

Tableau II.6 : Sensibilité réelle du réseau GEG I346 à charge P et Q constante

Ces valeurs de S présentées dans le tableau II.6 sont calculées pour un niveau de charge moyen du réseau, et donc théoriquement valables uniquement pour ce point de fonctionnement puisque, comme le montrent les équations du calcul de répartition de charge (voir paragraphe I.6.3), la sensibilité n'est pas constante avec la puissance. Cependant, en recalculant la sensibilité pour différents niveaux de charge (voir tableau II.7), la variation enregistrée est très faible. En effet, pour un niveau de charge du réseau dont la valeur varie entre une fois et dix fois la puissance moyenne, la plus forte variation enregistrée sur S est inférieure à 2%. C'est pourquoi, pour la suite de l'étude, S sera considérée comme constante quel que soit le point de fonctionnement. Cette hypothèse s'applique dans le cadre d'un réseau urbain aux conducteurs faiblement impédants.

Nœud	1xPmoyenne	2xPmoyenne	4xPmoyenne	8xPmoyenne	10xPmoyenne	Plus grand écart (%)
7 Phase 1	-0,000415	-0,00041552	-0,00041835	-0,00041972	-0,0004227	1,86
14 Phase 1	-0,000189	-0,0001893	-0,00019027	-0,00019152	-0,00019258	1,85

Tableau II.7 : Evolution de la sensibilité pour différent niveau de charge du réseau

II.5.3 Déterminer la sensibilité avec les données d'un compteur intelligent

Comme expliqué dans le paragraphe I.5.1, les compteurs intelligents sont des dispositifs de comptage de l'énergie électrique capables de communiquer avec l'extérieur. Dans cette étude, les mesures de tension, de puissances active et réactive des compteurs intelligents sont utilisées afin de déterminer la sensibilité de la tension aux variations de puissances. Pour cela, les hypothèses suivantes sont faites : tous les consommateurs du départ BT considéré sont équipés d'un compteur communiquant qui mesure le module de la tension (V) à son point de connexion, ainsi que la puissance active (P) et réactive (Q) consommée par le client. L'étude est faite en décentralisé et a pour objectif de retrouver la sensibilité S au point de connexion du client uniquement avec les données de son compteur V, P, Q .

Pour cette simulation, un calcul de répartition de charge est exécuté sous Matlab Simulink sur le réseau GEG 1346 avec en entrée 20 jours de courbes de consommation à une fréquence d'échantillonnage de 15 minutes. Durant la simulation, les tensions, les puissances active et réactive enregistrées par l'ensemble des compteurs intelligents sont stockées avec la même fréquence d'échantillonnage. Cela revient à considérer que les compteurs intelligents sauvegardent un point de mesure toutes les 15 minutes. La sensibilité S est calculée à partir du calcul des dérivées de la tension et des puissances entre deux pas de temps.

$$S_{p n}(t) = \frac{\partial V_n}{\partial P_n} = \frac{V_{n_t} - V_{n_{t-1}}}{P_{n_t} - P_{n_{t-1}}} \quad (II.6)$$

$$S_{q n}(t) = \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} = \frac{V_{n_t} - V_{n_{t-1}}}{Q_{n_t} - Q_{n_{t-1}}} \quad (II.7)$$

Avec : $S_p(t)$: La sensibilité de la tension à la puissance active au nœud n à l'instant t .

$S_q(t)$: La sensibilité de la tension à la puissance réactive au nœud n à l'instant t .

V_n : Le module de la tension phase neutre au nœud n .

P_n : La puissance active consommée par la charge au nœud n .

Q_n : La puissance réactive consommée par la charge au nœud n .

Contrairement aux mesures idéales de S faites dans le paragraphe II.5.2, où la sensibilité au nœud n était calculée pour un échelon de puissance sur la charge n avec l'ensemble des autres charges constantes, désormais l'ensemble des charges évolue. Entre deux pas de temps de 15 minutes, la majorité des charges ont changé de valeur. La déviation de la tension au nœud n ne dépend donc pas uniquement de la variation de la charge connectée au nœud n , mais aussi de l'ensemble des autres charges. Les calculs de S_p et S_q seront donc faussés, et ce, d'autant plus que la variation de la charge n est faible devant les variations des charges voisines. Ainsi, afin de minimiser l'erreur dans l'estimation de S , le calcul est exécuté uniquement si la variation de la charge entre deux pas de temps est supérieure à un seuil. Ce seuil doit être assez élevé pour ne pas calculer S quand les variations de la charge sont faibles, mais suffisamment modéré pour obtenir des valeurs de S pour tous les consommateurs du réseau, y compris ceux qui ont les plus faibles variations de consommation. A un

nœud donné, tous les calculs de S sont ensuite moyennés sur une fenêtre glissante suffisamment longue pour avoir un nombre de points importants. Ainsi, chaque compteur intelligent calcule à l'instant t_1 ses sensibilités S_p et S_q si les variations de $|P|$ et $|Q|$ sont respectivement supérieures au seuil $Seuil_p$ et $Seuil_q$ entre le pas de temps t_0 et t_1 . Suite à l'observation des variations moyennes des courbes de charge les seuils sont fixés à 800 W et 60 Var.

Le tableau II.8 expose les résultats après 20 jours de simulation. Les valeurs de S calculées à chaque phase et nœud sont visibles ainsi que l'erreur relative par rapport aux valeurs de S idéales calculées dans le paragraphe II.5.2.

Charge	Sensibilité à la puissance active (V/W)						Sensibilité à la puissance réactive (V/Var)					
	Phase 1		Phase 2		Phase 3		Phase 1		Phase 2		Phase 3	
	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)
1	-2,22E-04	11	-3,08E-04	14	-2,95E-04	4	-4,90E-04	31	-5,16E-04	32	-6,91E-04	67
2	-4,38E-04	3	-4,55E-04	1	-3,59E-04	27	-8,42E-04	77	-1,29E-03	157	-1,27E-03	143
3	-3,68E-04	5	-4,35E-04	5	-3,28E-04	28	-1,22E-03	257	-6,17E-04	71	-8,28E-04	115
4	-4,63E-04	4	-5,24E-04	1	-5,83E-04	4	Pas de valeur	X	-7,73E-04	99	-1,64E-03	297
5	-2,56E-04	24	-2,49E-04	8	-1,96E-04	29	-3,94E-04	29	-7,06E-04	120	-5,42E-04	54
6	-5,01E-04	47	-5,15E-04	40	-4,02E-04	7	Pas de valeur	X	-6,74E-04	85	-1,15E-03	181
7	-6,61E-04	59	-4,51E-04	1	-4,74E-04	6	-2,42E-03	537	-6,91E-04	77	-8,68E-04	97
8	-4,38E-04	12	-2,81E-04	47	-5,51E-04	13	-7,06E-04	85	-6,31E-04	61	-9,82E-04	114
9	-8,23E-04	15	-9,48E-04	24	-8,96E-04	2	-1,57E-03	268	-6,81E-04	56	-8,94E-04	77
10	-9,00E-04	22	-7,77E-04	2	-7,72E-04	11	-1,23E-03	186	-1,07E-03	148	-9,49E-04	86
11	-7,15E-04	8	-7,20E-04	2	-8,00E-04	3	-1,99E-03	200	-2,40E-03	246	-1,31E-03	71
12	-7,93E-04	11	-1,26E-03	33	-1,10E-03	6	-2,49E-03	201	-1,36E-03	58	-1,70E-03	83
13	-6,40E-04	12	-5,99E-04	1	-7,67E-04	18	-1,01E-03	78	-3,91E-03	559	-8,52E-04	36
14	-1,85E-04	2	-1,92E-04	7	-2,38E-04	1	-2,70E-04	8	-5,37E-04	76	-4,32E-04	34

Tableau II.8 : Résultat des calculs de sensibilité avec les compteurs intelligents

Les valeurs obtenues sur la sensibilité de la tension aux variations de puissance actives, S_p , sont proches des valeurs réelles avec en moyenne une erreur relative de 14 %. Cependant, ces résultats sont très hétérogènes avec 8 estimations ayant une erreur relative supérieure à 25%. Ce grand écart entre les erreurs relatives des différentes phases et nœuds du départ provient des courbes de charge des clients qui sont toutes très différentes les unes des autres. En effet, comme présenté dans le tableau II.9, avec le même $Seuil_p$ pour tous les clients, le nombre de calculs de S_p effectué sur la même durée de simulation varie énormément en fonction du nœud et de la phase. La figure II.33 trace l'erreur relative obtenue pour les 42 points en fonction du nombre de calculs de S_p réalisé. Les courbes de charge ayant, sur les 20 jours de simulation, un nombre de $\Delta P > Seuil_p$ important obtiennent une meilleure valeur de S_p . Avec un nombre de calculs de S_p supérieur à 150, à l'exception d'un point, l'erreur relative est inférieure à 20%, avec plus de 300 valeurs elle chute à moins de 10%.

Concernant la sensibilité de la tension à la puissance réactive, S_q , la méthode ne fonctionne pas. En effet, la consommation de puissance réactive des clients est faible et impose de fixer le $Seuil_q$

bas, ainsi la sensibilité S_q est calculée pour des faibles variations de Q qui n'impliquent pas une déviation de la tension importante. Travailler avec la déviation angulaire de la tension en plus de la déviation en module permettrait d'améliorer le calcul de S_q , mais cette grandeur n'est pas mesurée par les compteurs intelligents.

La difficulté à fixer les seuils est illustrée par le tableau II.8. En effet l'hétérogénéité des courbes de charge est grande, ainsi, selon le client, le nombre de calculs de S effectué sur une même période diffère grandement.

Nœud	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Phase 1	96	24	55	34	149	1	6	46	241	88	195	55	91	105
Phase 2	136	289	151	98	248	103	115	32	42	462	264	107	88	337
Phase 3	94	39	101	78	291	238	262	143	111	275	95	105	17	413

Tableau II.9 : Nombre d'échantillons calculé sur S_p pour 20 jours de simulation avec $Seuil_p = 800\text{ W}$

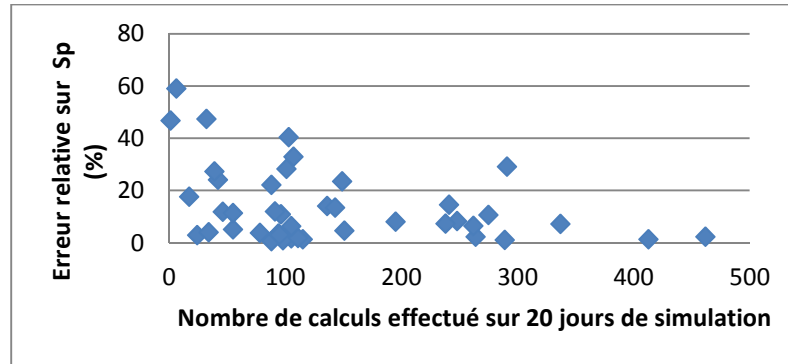


Figure II.33 : Erreur relative en fonction du nombre de calcul de S_p

Les deux courbes suivantes illustrent la méthode de calcul de sensibilité précédemment décrite. Ainsi, pour le calcul de S_p au nœud 5 sur la phase 1, durant les 20 jours de simulation, la variation de la puissance active du client a été 149 fois supérieure à 800 W entre deux pas de temps. Cela a permis de calculer la sensibilité S_p au nœud 5 phase 1 avec la moyenne de 149 valeurs. Sur la figure II.34, on retrouve sur le premier graphique la répartition des 149 valeurs de ΔP supérieures au seuil de 800 W avec leurs valeurs. Le second graphique montre la variation de la tension ΔV entre deux pas de temps sur l'ensemble de la simulation. Les croix rouges correspondent aux instants où la variation ΔP est supérieure au seuil et donc au calcul de S_p . La majorité des croix rouges sont situées sur un pic de ΔV , l'utilisation d'un seuil dans le calcul de S permet d'isoler les fortes variations de V dues à une variation importante de la charge connectée à ce nœud.

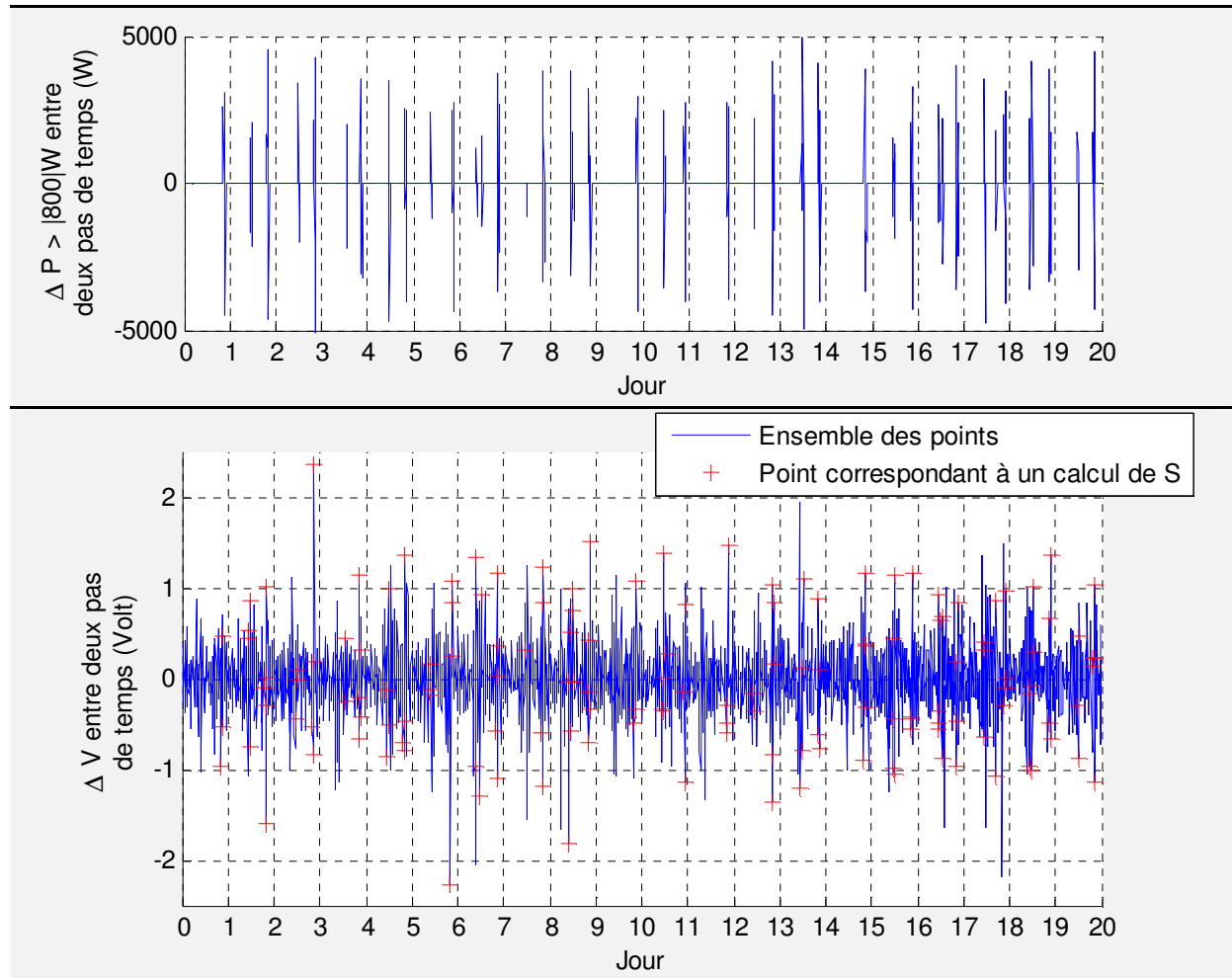


Figure II.34 : Illustration du calcul de S_p nœud5 phase 1

L'utilisation de courbes de charge ayant une fréquence d'échantillonnage de 15 minutes implique des variations de l'ensemble des clients entre chaque pas de temps. Avec un échantillonnage plus rapide, de l'ordre de la minute, on peut espérer que l'ensemble des charges n'ait pas évolué entre deux pas de temps, et ainsi calculer les valeurs de S de façon plus précise. En effet, si la mesure de S au nœud n est effectuée entre deux pas de temps où peu de charges autre que n ont changé, l'estimation de S est meilleure. Une deuxième simulation reposant sur la même méthode que précédemment est faite avec une fréquence d'échantillonnage plus faible dans l'objectif de voir si les valeurs S_p sont améliorées et si la méthode fonctionne pour le calcul de S_q . Ne possédant pas de courbe de charge avec des données sur les puissances active et réactive avec un échantillonnage à la minute, des hypothèses et des modifications des courbes de charge précédentes sont faites. Comme l'illustre la figure II.35, on passe d'un pas de temps de 15 minutes à un pas de temps d'une minute. Les valeurs des courbes à 15 minutes sont conservées mais l'instant de passage d'une valeur à une autre est tiré aléatoirement. Sur une durée de 15 minutes toutes les courbes changent de valeurs une fois, comme précédemment, mais pas toutes en même temps.

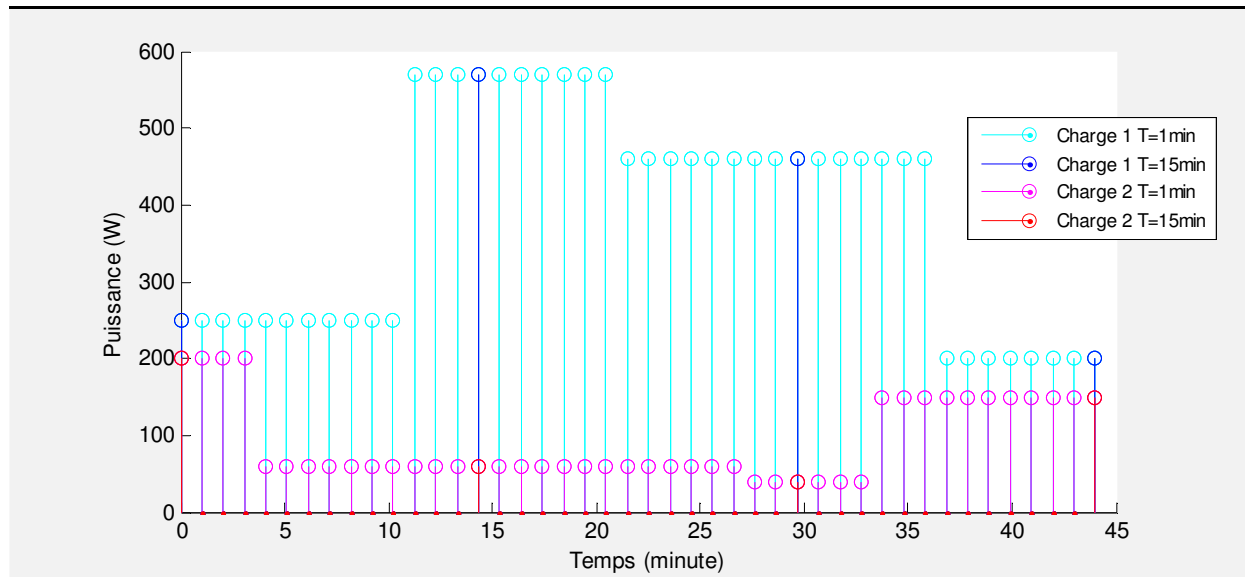


Figure II.35 : Exemple sur 3 pas de temps de 2 charges à $T_s=15$ min puis à $T_s=1$ min

La même simulation est refaite à partir de ces courbes de charge modifiées. Les résultats sont présentés ci-dessous dans le tableau II.10.

Charge	Sensibilité à la puissance active (V/W)					
	Phase 1		Phase 2		Phase 3	
	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)	Valeur	Erreur (%)
1	-2,72E-04	9	-2,56E-04	5	-2,82E-04	8
2	-5,06E-04	19	-4,55E-04	1	-4,88E-04	1
3	-4,42E-04	14	-4,21E-04	1	-4,13E-04	10
4	-4,76E-04	1	-5,16E-04	1	-4,67E-04	17
5	-2,27E-04	10	-2,15E-04	6	-2,41E-04	13
6	<i>Pas de valeur</i>	<i>X</i>	-4,00E-04	9	-4,03E-04	7
7	<i>Pas de valeur</i>	<i>X</i>	-4,17E-04	6	-4,50E-04	11
8	-4,52E-04	9	-5,08E-04	5	-5,34E-04	16
9	-7,62E-04	6	-8,80E-04	15	-7,54E-04	14
10	-7,56E-04	3	-7,67E-04	1	-7,64E-04	12
11	-7,25E-04	10	-7,34E-04	4	-8,59E-04	11
12	-8,83E-04	1	-1,11E-03	17	-1,10E-03	7
13	-6,41E-04	12	-6,01E-04	0	-6,15E-04	6
14	-1,71E-04	9	-2,15E-04	4	-2,10E-04	10

Tableau II.10 : Résultats des calculs de sensibilité avec les compteurs intelligents pour $T_s=1$ min

Avec ces nouvelles courbes de charge, l'erreur statique est plus faible. Aucune valeur n'est cette fois-ci supérieure à 20 %. Cependant, ces résultats sont obtenus avec l'hypothèse forte que les courbes de charge n'évoluent qu'une fois toutes les 15 minutes. Les résultats sur S_q ne sont pas présentés car ils ne sont pas améliorés par rapport au premier test. Malgré une période d'échantillonnage plus petite, les variations de la puissance réactive restent trop faibles devant les variations de la puissance active pour permettre de calculer S_q .

Ces simulations ont permis de mettre en évidence la possibilité de calculer de façon décentralisée la sensibilité S_p à partir d'un compteur intelligent. L'algorithme utilisé est relativement simple et peu coûteux en puissance de calcul. Un compteur intelligent pourrait embarquer ce système d'estimation de sensibilité dans le but de communiquer, soit au GRD, soit aux GED locales cette information. Avec la connaissance de S_p , le GRD peut anticiper l'impact d'une absorption ou d'une production de puissance.

En revanche, calculer la sensibilité S_q uniquement à partir d'un compteur intelligent et de la consommation d'un client ne fonctionne pas. L'étude suivante vise à évaluer la possibilité d'estimer S_q avec un onduleur solaire.

II.5.4 Déterminer la sensibilité en injectant des rampes de puissance avec un onduleur solaire

La partie précédente vient de mettre en évidence les difficultés à évaluer la sensibilité de la tension aux variations de puissance réactive avec un compteur intelligent. En effet les faibles évolutions de la puissance réactive consommée par les clients ne permettent pas de générer des changements suffisamment importants sur la tension pour mesurer la sensibilité de façon précise. En revanche, en supposant une modification du contrôle commande des interrupteurs d'un onduleur solaire il est possible de piloter la puissance réactive. La méthode consiste à injecter et à absorber de l'énergie réactive avec l'onduleur tout en enregistrant le module de la tension. Une sinusoïde d'amplitude et de fréquence variant aléatoirement est injectée par l'onduleur, la tension à ses bornes est enregistrée. A la fin de la période de mesure, le nuage de point $V = f(Q)$ est tracé. Il permet de visualiser pour toutes les mesures effectuées le module de la tension obtenu pour un niveau d'énergie réactive produit par l'onduleur. Une interpolation linéaire permet d'extraire la fonction affine caractéristique de ce nuage de points. La pente de cette fonction affine représente la sensibilité de la tension à l'injection de puissance réactive. Une fois de plus, l'ensemble des autres charges du départ évolue durant la période de mesure, mais en effectuant les mesures sur un nombre de points suffisamment important, la valeur de S_q converge vers la valeur réelle.

L'intérêt de déterminer la sensibilité avec l'onduleur reste le même qu'avec le compteur intelligent : être capable localement de calculer cette valeur afin d'anticiper les réactions du réseau à des consignes de pilotage de GED. Sur le même réseau BT que précédemment (GEG 1346) des PV sont ajoutés à plusieurs nœuds. A la courbe de production d'énergie active classique d'une installation solaire est ajoutée une courbe d'énergie réactive. La valeur RMS de cette puissance réactive suit au cours de la journée une sinusoïde à une fréquence variant entre 10 et 100 périodes par jour ($1.15 \cdot 10^{-4}$ et 1.1510^{-3} Hz) et une amplitude variant entre 0 et 30% de la puissance nominale de l'onduleur (voir figure II.36). L'amplitude est choisie suffisamment élevée pour générer une déviation de la tension significative mais assez faible pour ne pas augmenter excessivement le transit d'énergie réactive. L'intérêt de l'injection de puissance réactive suivant une sinusoïde est d'obtenir une bonne répartition du nuage de points. Si la puissance apparente produite par l'onduleur excède sa puissance nominale, la puissance réactive est diminuée.

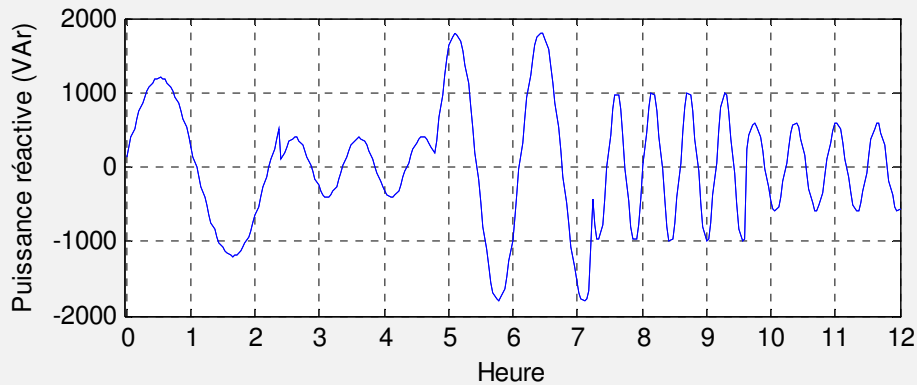


Figure II.36 : Exemple de la valeur RMS de la puissance réactive fournit par l'onduleur

La simulation est faite successivement pour 3 onduleurs monophasés placés en 3 points du réseau : nœud 4 phase 2, nœud 11 phase 1, nœud 14 phase 3. La sinusoïde aléatoire est appliquée sur une période correspondant à 20 jours, soit 1920 points avec un pas de temps de 15 minutes. La figure II.37 présente l'évolution de la tension au nœud 11 phase 1 en fonction de la puissance réactive injectée par l'onduleur. La droite rouge représente la fonction affine obtenue par régression linéaire.

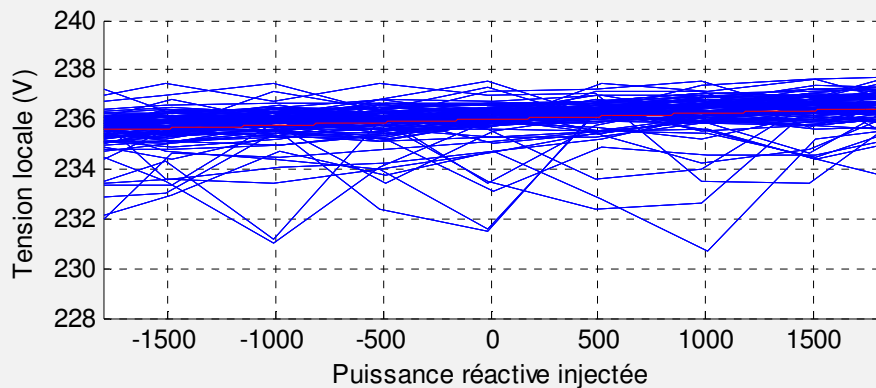


Figure II.37 : $V=f(Q)$ pour injection de réactif au nœud 11 phase 1

Le tableau II.11 expose les résultats de simulation pour les quatre placements d'onduleurs testés. La dernière colonne est l'erreur relative. Contrairement à l'étude précédente, les estimations de la sensibilité sont ici bien meilleures. La plus grande variation de la puissance réactive générée par l'onduleur permet un calcul plus précis de la sensibilité.

Place de l'onduleur	Sensibilité estimé par la pente de $V=f(Q)$	Erreur (%)
Nœud 4 phase 2	3,40E-04	5,5
Nœud 11 phase 1	4,32E-04	0,4
Nœud 14 phase 3	5,74E-04	8,1

Tableau II.11 : Valeurs et erreurs relatives de l'estimation de S_q avec l'onduleur

Ces résultats sont obtenus avec l'injection de la sinusoïde aléatoire sur une période relativement longue : 20 jours. La figure II.38 présente l'évolution de l'erreur relative de la sensibilité du nœud 11 phase 1 en fonction du nombre de jours. A partir d'une dizaine de jours l'erreur n'excède plus 10%. Plus que le nombre de jours, la vitesse de convergence de la sensibilité dépend du nombre

de points. A partir de 1000 points, l'erreur est acceptable. Avec une fréquence d'échantillonnage de l'ordre de la minute, le nombre de points nécessaire est acquis dans une journée.

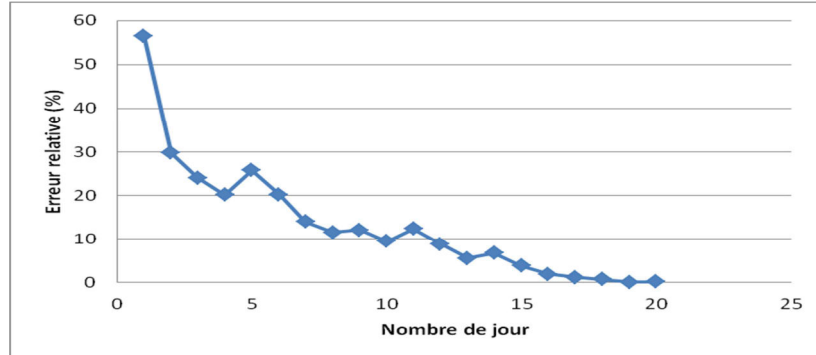


Figure II.38 : Convergence de la valeur de S_q au nœud 11 phase 1 en fonction de la durée de mesure

Dans le cas d'un déploiement systématique de cette méthode d'estimation de la sensibilité, la question du bon fonctionnement en cas d'estimation simultanée de plusieurs onduleurs se pose. Le cas le plus défavorable serait l'évaluation de S_q par deux onduleurs connectés sur la même phase et géographiquement proches. Le cas est évalué en simulation, avec l'aléatoire sur la courbe d'injection de la puissance réactive, les deux systèmes ne se perturbent pas. La figure II.39 présente l'erreur relative de S_q au cours de la simulation pour deux nœuds 4 et 5 phase 3.

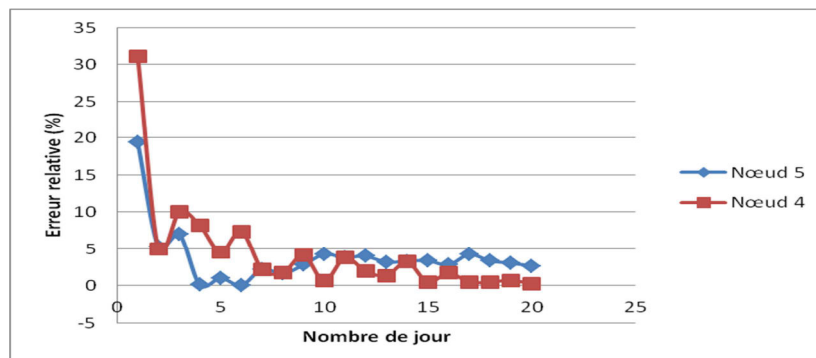


Figure II.39 : Plusieurs rampes avec variation de fréquence et d'amplitude

La simulation présentée tend à prouver qu'il est possible de déterminer la sensibilité S_q de façon décentralisée avec un onduleur solaire à condition d'effectuer les mesures sur un nombre de points suffisamment élevé. Avec un nombre de points supérieur à 1000, les résultats obtenus sont intéressants avec des erreurs statiques inférieures à 10 %. L'étude est faite avec l'hypothèse que l'onduleur puisse générer de la puissance réactive quel que soit le niveau de puissance active qu'il produit. A l'heure actuelle, cette hypothèse n'est pas vraie puisque les onduleurs solaires sont bridés sur le $\cos \varphi$. En effet, afin de limiter les fluctuations de la tension du bus DC la plupart des constructeurs limitent le $\cos \varphi$ à $\pm 0,8$. L'hypothèse faite ici sous-entend de surdimensionner la capacité de ce bus DC afin de pouvoir générer de la puissance réactive quel que soit le niveau de puissance active.

Sur toute la durée des mesures permettant d'obtenir le nuage de points $V = f(Q)$, l'injection de puissance réactive sur le réseau engendre une augmentation des pertes. Il est donc intéressant

d'effectuer les mesures avec une fréquence d'échantillonnage faible afin d'obtenir le nombre de points nécessaire sur une durée courte.

II.6 Conclusion

Ce chapitre a permis de mettre en évidence les problématiques créées par la forte intégration de PV et de VE sur un réseau de distribution urbain et semi-urbain. Les deux dispositifs génèrent des problèmes sur des grandeurs caractéristiques du réseau différentes. Comme l'a montré l'étude d'impact, les PV engendrent de forts niveaux de charge des conducteurs de neutre et d'importants déséquilibres de tension. Dans des situations où plusieurs PV se retrouvent connectés sur la même phase le déséquilibre de tension peut dépasser les limites fixées par la norme, et les courants dans les conducteurs de neutre approchent les limites constructeurs. Un réseau qui se voulait surdimensionné avant l'insertion de PV peut se retrouver en situation de congestion. En ce qui concerne les VE, leur impact sur le réseau est principalement lié à la quantité de véhicules. Le nœud et la phase de raccordement d'un VE impactent peu le réseau. En revanche, en grand nombre, les VE viennent augmenter le niveau de charge du réseau. Leur consommation non-uniforme au cours de la journée vient amplifier le pic de consommation du soir.

Dans l'objectif de pouvoir intégrer des PV et VE en forte quantité sur le réseau de distribution, le GRD doit être capable de maîtriser l'insertion de ces dispositifs et de piloter leur fonctionnement, ceci sans impliquer une instrumentalisation massive et coûteuse du réseau. Pour cela, anticiper l'impact de ces dispositifs sur le réseau est une étape primordiale. La deuxième partie de ce chapitre a permis d'évaluer des méthodes permettant de déterminer, de façon décentralisée, en tout point du réseau, la sensibilité du réseau à l'injection ou l'absorption de puissance. En utilisant des dispositifs présents sur le réseau, comme des compteurs d'énergie communicants ou des onduleurs solaires ces méthodes permettent de savoir, à un nœud donnée, l'impact qu'une variation de puissance active ou réactive va avoir sur le niveau de tension. Cette sensibilité permettra dans la suite de mettre en œuvre des solutions de pilotage. Bien que la tension ne soit pas la grandeur la plus problématique dans un réseau urbain, elle est tout de même un bon indicateur du niveau de charge, ainsi que du déséquilibre et donc du courant dans le neutre à partir de la connaissance des tensions des trois phases. En milieu rural la tension est plus problématique, anticiper ses variations a un intérêt direct.

Suite aux observations faites dans ce chapitre, les chapitres III et IV proposent des solutions visant à diminuer l'impact néfaste des GED et VE sur le réseau. L'étude d'impact des PV a mise en évidence l'importance de la phase de raccordement de l'installation monophasée. Suivant la phase de connexion l'impact de l'installation sur le déséquilibre du réseau et les pertes peut être totalement différent. Le chapitre III présente dans une première partie une solution de pré-étude de raccordement afin de déterminer la meilleure phase de connexion d'une installation monophasée. Dans une deuxième partie, un système permettant un changement dynamique de phase est étudié. Ce système validera la commutation de phase d'une installation en se basant en partie sur des estimations de la sensibilité locale.

Chapitre 3

Raccordement des sources monophasées au réseau et système à Commutation Automatique de Phase

III.1 Introduction

Durant la dernière décennie, de nombreux pays ont signé des accords internationaux les engageant à augmenter la part d'énergie renouvelable (EnR) dans leur mix énergétique. En France, d'ici 2020, 20 % de la production d'énergie électrique devra être issue d'EnR. Pour atteindre cet objectif, de nombreuses études sont menées afin d'être en mesure d'intégrer ces nouvelles sources d'énergie à un système électrique existant, non prévu pour cela à l'origine.

Le chapitre II a présenté à travers une étude d'impact les problématiques rencontrées par un réseau de distribution urbain face à une insertion massive de production décentralisée et de véhicules électriques. Dans ce contexte de réseau urbain ou semi-urbain, la problématique réside principalement dans l'élévation du courant dans les conducteurs de neutre et l'augmentation du déséquilibre de tension. Comme cela a été souligné dans le chapitre I, la très grande majorité des demandes de raccordement de nouvelles génératrices décentralisées d'énergie (GED) concerne des installations monophasées de faible puissance.

En prenant en compte ces considérations, le chapitre III évalue des solutions visant à minimiser l'impact des GED monophasées sur le réseau. Dans un premier temps, une pré-étude de raccordement est réalisée. Elle a pour objectif de déterminer, en amont du raccordement de la nouvelle GED, sur laquelle des trois phases du réseau l'injection de puissance est la plus souhaitable, ou la moins perturbante. Dans un deuxième temps, un système de commutation dynamique de phase est conçu. Il permet, contrairement à la pré-étude, de modifier en temps réel la phase de connexion de l'installation monophasée dans l'objectif de s'adapter aux fluctuations des charges du réseau.

III.2 Pré-étude de raccordement des GED monophasées

Le chapitre II a démontré que la phase de raccordement d'une GED monophasée a un impact important sur le réseau, notamment sur l'évolution du déséquilibre de tension et des courants dans les conducteurs de neutre. Cette pré-étude de raccordement vise à déterminer laquelle des trois phases du réseau est la meilleure. Le tout étant de déterminer les critères permettant de définir une phase comme étant la « meilleure », et être ensuite capable de vérifier ces critères pour chaque nouvelle demande de raccordement.

L'intérêt principal de la pré-étude est de pouvoir atteindre des taux d'insertion de GED élevés sans risque de congestion ou sans imposer un renforcement du réseau coûteux pour le GRD. L'intérêt secondaire est de trouver la phase de raccordement qui permet de diminuer le plus les pertes réseaux. A l'heure actuelle, dans la grande majorité des cas, les GED monophasées sont raccordées sur la même phase que le reste de l'installation du client (voir Figure II.1). La pré-étude de raccordement suivante utilise l'historique de consommation des clients et des producteurs, ainsi que les données topologiques du départ, afin de déterminer la phase la plus propice à recevoir la puissance produite par la nouvelle GED.

L'étude se décompose en deux parties : une présentation des critères permettant de déterminer la meilleure phase, puis la comparaison en simulation de deux scénarios d'insertion de GED avec et sans pré-étude de raccordement.

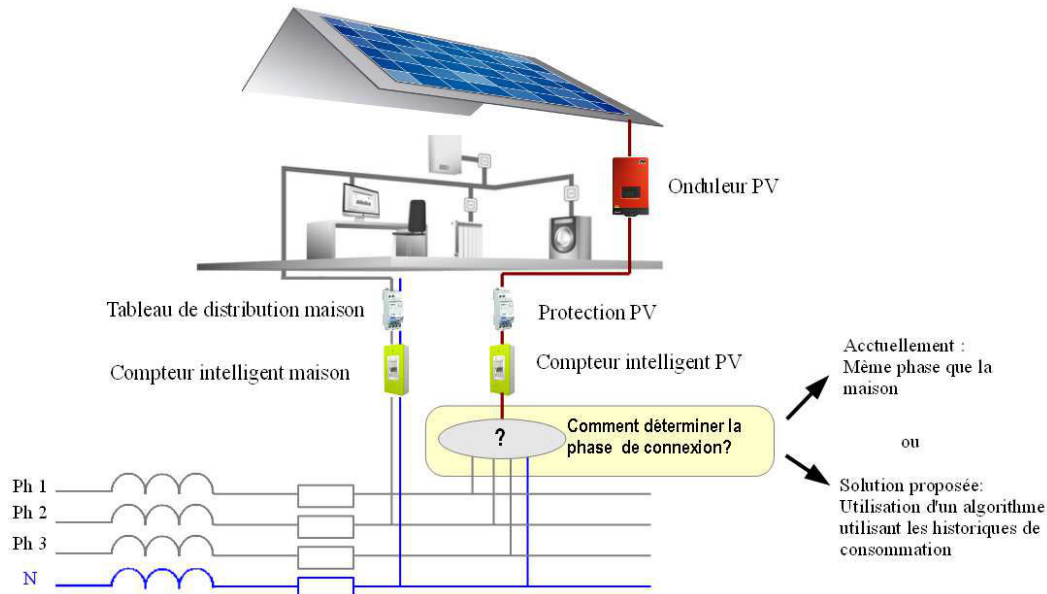


Figure III.1 : Illustration du raccordement d'une GED monophasée au réseau

III.2.1 : Critères de choix de phase et fonctions de pondération

La phase considérée comme étant la meilleure est celle des trois qui engendre le moins de dépassements de contrainte et le moins de pertes. Il y a dépassement de contrainte si une variable réseau se trouve en dehors des limites imposées par la norme (voir paragraphe II.2). Les dépassements de contrainte considérés sont :

- Le module de la tension en dehors de la plage $[0.9 ; 1.1]$ p.u.
- L'amplitude des courants de phase et de neutre supérieure aux courants maximaux admissibles dans les conducteurs.
- Et le déséquilibre de tension supérieur à 2% (rapport de la composante inverse sur la composante directe).

La meilleure phase de raccordement est déterminée grâce à l'historique de consommation des clients du départ et à la connaissance de la topologie du départ. Pour le fonctionnement de cette pré-étude, les hypothèses suivantes sont faites : les consommateurs et les producteurs connectés au départ sont équipés d'un compteur intelligent, et le GRD possède un historique de leur consommation. De plus, le GRD connaît l'architecture de son départ, les longueurs et les caractéristiques des conducteurs. A partir de ces informations, l'objectif de la pré-étude est d'évaluer successivement l'impact du raccordement de la GED sur chacune des trois phases. Afin de déterminer sur laquelle des trois phases la GED contraint le moins le réseau, des coefficients sont calculés pour chaque grandeur du réseau : le déséquilibre de tension, les courants de neutre et de phase, la tension et les pertes. Ces coefficients représentent pour chaque grandeur un niveau de sollicitation. La somme de tous ces coefficients permet d'obtenir un coefficient global représentant la qualité du raccordement. Le coefficient global le

plus faible désigne la meilleure phase pour le raccordement. Une étape de normalisation est indispensable pour assurer une homogénéité entre les grandeurs de différentes unités (% , ampère, volt, watt).

Lors d'une nouvelle demande de raccordement les étapes de la pré-étude sont les suivantes :

- Récupération des données topologiques du départ et construction du modèle.
- Récupération des historiques de consommation des clients du départ et affiliation des courbes au modèle.
- Création de la courbe de production de la nouvelle GED.
- Exécution du calcul de répartition de charge trois fois (une fois pour la nouvelle GED connectée à chacune des phases), et récupération des résultats (tensions, courants, et pertes)
- Calcul des coefficients de chaque grandeur (déséquilibre, courant de phase et neutre, tension, et pertes), puis calcul du coefficient global.
- Obtention du résultat avec la phase ayant le coefficient global le plus faible.

Quels que soient les gains d'un raccordement sur la meilleure phase, il est évident que pour être économiquement envisageable, la pré-étude doit demander un temps d'étude court au GRD. Un départ BT compte souvent moins de 40 noeuds. En se plaçant dans un contexte Smart Grid où le GRD connaît la topologie de son réseau ; modéliser un départ de cette taille sur un logiciel de calcul de répartition de charge adapté demande un temps acceptable. Grâce aux données des compteurs intelligents, le GRD associe au modèle l'historique des courbes de charge des clients. Cet historique est stocké, pour chaque charge, dans des vecteurs de n éléments. La longueur de n doit être un compromis entre une période suffisamment longue pour être représentative de la consommation périodique des clients et un temps de calcul acceptable. Une durée de 28 jours avec un pas de temps de 15 minutes est choisie. Ces 28 jours se décomposent en deux périodes : deux semaines sur une période hivernale et deux semaines sur une période estivale. On estime qu'avec une pré-étude menée sur 28 jours, le cycle périodique journalier de consommation d'électricité des clients est visible et représentatif de leurs habitudes de consommation. Ainsi, sans changement significatif du réseau, la phase qui a été la meilleure sur cette période de pré-étude de 28 jours a de grandes chances d'également être la meilleure phase dans le futur. En fonction du type de la nouvelle GED (PV, éolienne, cogénération) et de sa puissance nominale, une courbe de production correspondant à la période évaluée est ajoutée en entrée du LF.

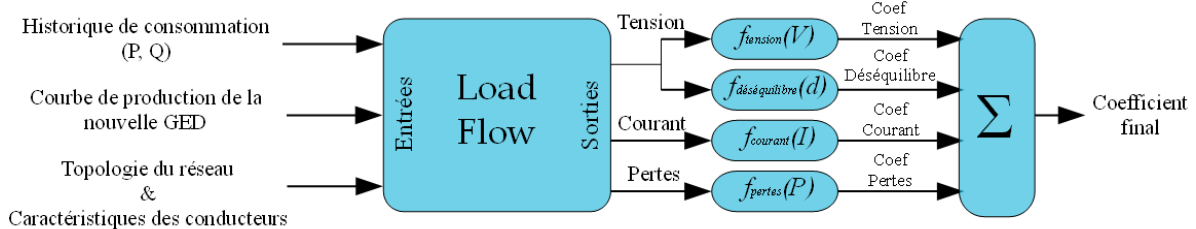


Figure III.2 : Schéma de l'obtention du coefficient final

Comme illustré dans la figure III.2, l'historique de consommation, la courbe de production de la GED sur n points, et les données du réseau sont les entrées du LF. En sortie du LF, les tensions et courants aux différents nœuds et phases sont récupérés ainsi que les pertes sur l'ensemble du départ. Les sorties sont également des vecteurs de n points. Ces vecteurs sont multipliés point par point aux fonctions de pondération qui permettent de normaliser les grandeurs et d'obtenir les coefficients de chacune d'entre elles.

A partir de la figure III.2 on peut écrire :

$$\text{Coef}_i [n \text{ point}] = \text{fonction}_i (\text{Sortie } LF_i [n \text{ point}]) \quad (\text{III. 1})$$

Avec :

i : Indice pour la tension, le déséquilibre, le courant et les pertes.

Coef_i : Coefficient donnant la qualité du placement pour chaque grandeur normalisée (tension, déséquilibre, courant et pertes). C'est un vecteur de n éléments.

Fonction_i : Fonction de pondération associée à chaque grandeur. Elle permet de normaliser les grandeurs et prend en compte les caractéristiques de la grandeur i concernée.

$\text{Sorties } LF_i$: Vecteur de sorties du LF sur n points.

Les quatre fonctions de pondération sont présentées ci-dessous.

III.2.1.1 Fonction de pondération sur la tension

Selon la norme Européenne EN 50160 [NFC 00] la valeur RMS de la tension doit rester dans la plage de 1 p.u. +/- 10% (voir paragraphe II.2.1). Comme le montre la figure III.3, la fonction de calcul des coefficients de la tension est définie par une zone constante et par deux fonctions quadratiques, une pour chaque contrainte : 0.9 et 1.1 p.u.

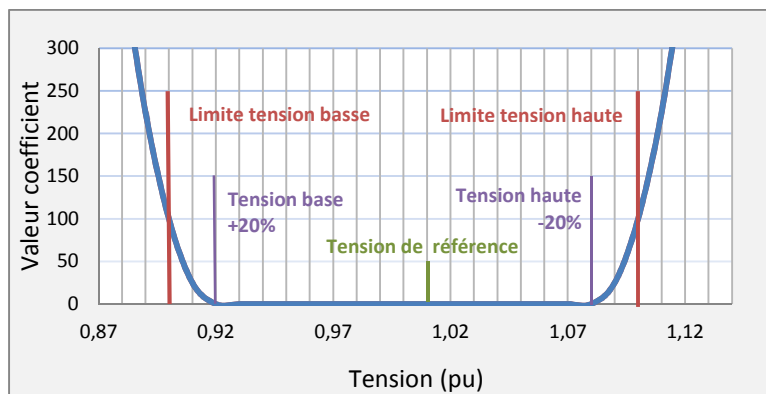


Figure III.3: Fonction de calcul des coefficients de tension

La fonction est construite à partir de polynômes du second degré $f(x) = ax^2 + bx + c$, où a , b et c sont déterminés de la façon suivante :

$$\begin{aligned} f(x) &= 100 & \text{pour } x &= \text{Limite de la norme} \\ f(x) &= 0 & \text{pour } x &= \text{Limite de la norme} - 20\% \end{aligned}$$

$$\frac{df(x)}{dx} = 0 \quad \text{pour} \quad x = \text{Limite de la norme} - 20\%$$

L'intérêt d'utiliser une fonction du second degré est d'obtenir une variation importante du coefficient en cas de dépassement de contrainte.

Les équations de la fonction sont donc :

$$f_{\text{Voltage}}(x) = 250\,000x^2 - 460\,000x + 211\,600 \quad \forall x \in [0 ; 0.92[$$

$$f_{\text{Voltage}}(x) = 250\,000x^2 - 540\,000x + 291\,600 \quad \forall x \in]1.08 ; +\infty[$$

$$f_{\text{Voltage}}(x) = 0 \quad \forall x \in [0.92 ; 1.08]$$

Grâce à cette fonction, les coefficients de tension (un pour chaque nœud et phase du départ), sont égaux à 0 tant que la tension reste bornée à plus de 20% des limites. Une valeur du coefficient compris entre 0 et 100 indique que la valeur de la tension s'approche de la limite, et une valeur supérieure à 100 indique un dépassement de contrainte.

Les deux fonctions suivantes, pour le déséquilibre et les courants, sont construites de la même façon.

III.2.1.2 Fonction de pondération sur le déséquilibre de tension

Pour le déséquilibre de tension, la norme impose que le ratio des tensions $\frac{V_{\text{negative}}}{V_{\text{positive}}}$ soit inférieur à 2% (voir paragraphe II.2.1). La fonction permettant d'obtenir les coefficients du déséquilibre est illustrée figure III.4.

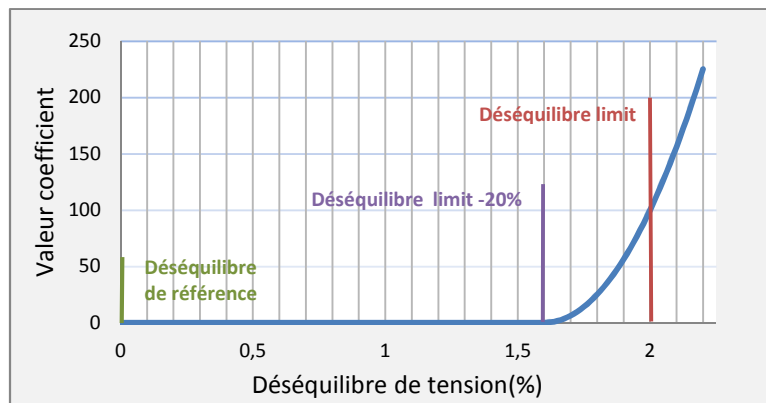


Figure III.4: Fonction de calcul des coefficients du déséquilibres de tension

Equations de la fonction:

$$f_{\text{Déséquilibre}}(x) = 625x^2 - 2\,000x + 1\,600 \quad \forall x \in [1.6 ; 100]$$

$$f_{\text{Déséquilibre}}(x) = 0 \quad \forall x \in [0 ; 1.6]$$

III.2.1.3 Fonction de pondération sur le courant

Les courants maximaux admissibles dans les conducteurs sont définis par les constructeurs. Les coefficients des courants de phase et de neutre sont obtenus à partir de cette valeur maximale suivant la fonction suivante.

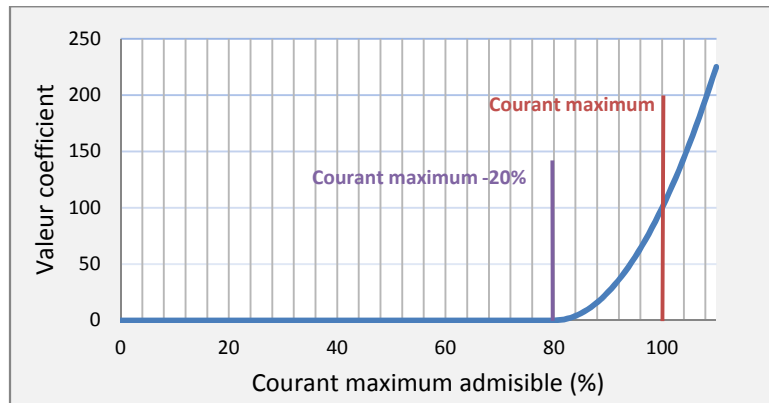


Figure III.5: Fonction de calcul des coefficients des courants

Equations de la fonction :

$$f_{courant}(x) = -833x^2 + 1\,333x - 400 \quad \forall x \in [Imac - 20\% ; +\infty[$$

$$f_{courant}(x) = 0 \quad \forall x \in [0 ; Imac - 20\%[$$

III.2.1.4 Fonction de pondération sur les pertes

Contrairement aux grandeurs précédentes, les pertes ne sont pas limitées par une norme. Pour cette raison, la fonction permettant de calculer le coefficient des pertes est choisie linéaire. La normalisation est faite à partir du niveau de pertes avant l'insertion de la nouvelle GED. Le coefficient est égal à 0 pour un niveau de pertes identique, 100 pour un niveau de pertes 20% supérieur et -100 pour 20% inférieur.

La fonction obtenue est alors :

$$f_{pertes}(x) = \frac{100}{0.2 * P_{sans\ nouvelle\ GED}} x - 500 \quad \forall x \in [0 ; +\infty[\quad (III.2)$$

III.2.1.5 Coefficient final

Les fonctions présentées précédemment permettent d'obtenir les coefficients représentatifs de la qualité du placement. Le tableau III.1 indique le nombre de vecteurs à n dimensions que l'on retrouve pour chaque grandeur en fonction du nombre de nœuds du départ.

Coefficient	Nombre de vecteurs		
Tension	3 phases	*	Nombre de nœuds
Courant de phase	3 phases	*	Nombre de nœuds
Courant de neutre	1	*	Nombre de nœuds
Déséquilibre de tension	1	*	Nombre de nœuds
Pertes réseau	1	*	Nombre de nœuds

Tableau III.1 : Nombre de coefficients

Le coefficient final, également sur n points, est obtenu en sommant point par point l'ensemble des coefficients :

$$Coef_{Final} = \sum_{n=1}^{n_{max}} \left(\sum_{ph=1}^3 Coef_{Tension_{n,ph}} \right) + \sum_{n=1}^{n_{max}} \left(\sum_{ph=1}^3 Coef_{Courant_{n,ph}} \right) + \sum_{n=1}^{n_{max}} Coef_{Déséquilibre_{n,ph}} + Coef_{Pertes_{n,ph}} \quad (III.3)$$

Avec : n : Nœud n du départ.

n_{max} : Nombre de nœuds sur le départ.

ph : Phase ph du réseau.

Ce coefficient final permet de comparer les trois raccordements possibles. Le nombre de pics sur le coefficient final représente le nombre de dépassements de contrainte, tandis que le niveau moyen donne une indication sur les pertes et la marge sur les contraintes.

Dans le paragraphe suivant, la pré-étude de raccordement présentée est évaluée pour un scénario d'insertion de GED et comparée au même scénario d'insertion sans pré-étude.

III.2.2 : Comparaison de deux scénarios d'insertion de GED avec et sans pré-étude

La simulation suivante évalue la pré-étude de raccordement précédemment présentée à l'aide du départ BT semi-urbain modélisé sous Matlab Simulink utilisé dans l'étude d'impact du Chapitre II (voir paragraphe II.3.1). Cette fois-ci, 7 consommateurs sont connectés sur le départ comme illustré sur la figure III.6. Les clients 3 et 5 possèdent un abonnement triphasé, tandis que les 5 autres clients sont raccordés en monophasé. Au cours de la simulation, les 7 clients vont devenir un à un producteur d'énergie en acquérant un PV. L'ordre d'acquisition est choisi aléatoirement et présenté figure III.6. Les résultats de simulations présentent deux cas :

- Dans le cas 1, le nouveau PV est automatiquement connecté à la même phase que le reste de l'installation du client.
- Dans le cas 2, à chaque nouvelle demande de raccordement une pré-étude, prenant en compte les installations PV déjà raccordées, est faite suivant la solution présentée précédemment.

Les deux cas sont ensuite comparés en nombre de dépassements de contrainte et en niveau de pertes sur le départ.

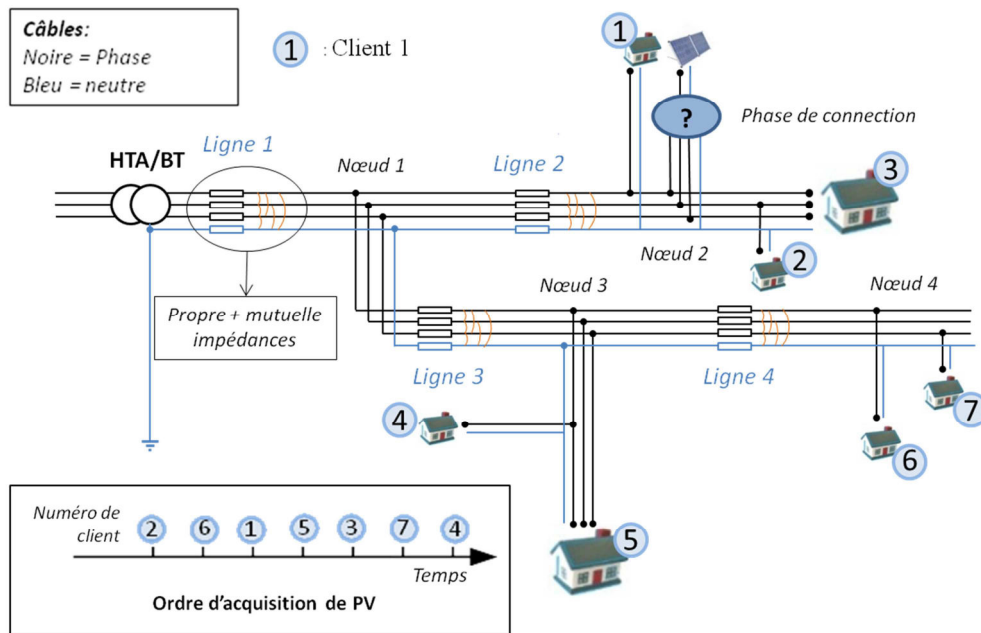


Figure III.6 : Réparation des clients sur le départ pour la pré-étude de raccordement

Les courbes de consommation modélisant la puissance soutirée par les clients sur les 28 jours de simulation sont les mêmes que celles utilisées dans les études d'impacts II.3.2.2 et II.4.2.2 fournies par Schneider Electric, partenaire du projet GreenLys. Les 5 clients monophasés souscrivent des abonnements de 6 kVA, tandis que les 2 clients triphasés possèdent un abonnement de 12 kVA. Les PV associés aux clients ont une puissance crête de 6 kVA pour les monophasés et 9 kVA pour les triphasés.

Les résultats de la pré-étude sont présentés dans le tableau III.2. Dans le cas 1, où le PV est connecté automatiquement sur la même phase que la maison, les pertes moyennes journalières et le nombre de dépassements de contrainte moyen journalier sont présentés. Dans le cas 2, ces mêmes grandeurs sont cette fois-ci visibles pour chacune des possibilités de raccordement sur les phases 1, 2 ou 3, ainsi que le coefficient final moyen calculé pour chaque raccordement possible. Le passage de $n - 1$ PV connectés à n PV se fait en prenant comme phase de raccordement des $n - 1$ PV celle qui a obtenu le coefficient final le plus faible lors de la pré-étude.

Les pertes moyennes sont calculées de la même manière que dans l'étude d'impact du chapitre 2 (voir paragraphe II.3.2). Elles représentent la puissance moyenne perdue sur l'ensemble du réseau durant la simulation. Le nombre de dépassements de contrainte moyen journalier comptabilise les dépassements de contrainte de la tension, du déséquilibre et du courant. Le franchissement d'une valeur limite sur un pas de temps à n'importe quel nœud ou quelle phase du départ de l'une de ces grandeurs est comptabilisé comme un dépassement de contrainte.

Nombre de PV connecté		1	2	3	4	5	6	7	
Taux d'insertion (%) (selon formule (2) chapitre II.2.2)		11	22	33	50	67	78	89	
Numéro de client		2	6	1	5	3	7	4	
Cas 1	Energie moyenne perdue par jour sur le réseau (kWh)	3,72	4,48	5,47	6,03	6,71	7,86	9,3	
	Dépassement de contrainte moyen par jour	0,11	0,29	14,11	13,21	13,00	1,79	2,61	
	Connexion: Noeud - Phase	N2 - P2	N4 - P1	N2 - P1	N3 - tri	N2 - tri	N4 - P3	N3 - P1	
Cas 2	Energie moyenne perdue par jour sur le réseau (kWh)	Phase 1	3,79	4,7	9,52	5,41	6,62	7,86	9,03
		Phase 2	3,72	4,77	5,05			8,07	8,67
		Phase 3	3,93	4,61	5,42			9,63	9,26
	Dépassement de contrainte moyen par jour	Phase 1	0,07	5,86	7,67	0,21	0,21	0,07	17,75
		Phase 2	0,11	5,75	0,36			3,86	0,07
		Phase 3	0,43	0,14	3,11			48,21	5,61
	Coefficient final moyen	Phase 1	-0,17	5,9	13	0,71	0,72	0,19	3,18
		Phase 2	0,29	4,99	0,91			3,71	0,08
		Phase 3	0,58	0,8	4,05			123	5,01

Phase retenu
 Meilleure phase pour les pertes
 Meilleure phase pour les dépassement de contrainte

Tableau III.2 : Comparaison des dépassements de contrainte et des pertes avec et sans pré-étude de raccordement

La figure III.7 présente à titre d'exemple les coefficients finaux obtenus pour les trois phases au nœud 2 pour l'insertion du troisième PV. Les trois phases ne génèrent pas le même nombre de dépassements de contrainte : sur la période observée, la phase 3 génère plus de dépassements de contrainte que les deux autres, tandis que la phase 2 présente une valeur moyenne plus faible témoignant une connexion plus intéressante pour les pertes sur le réseau.

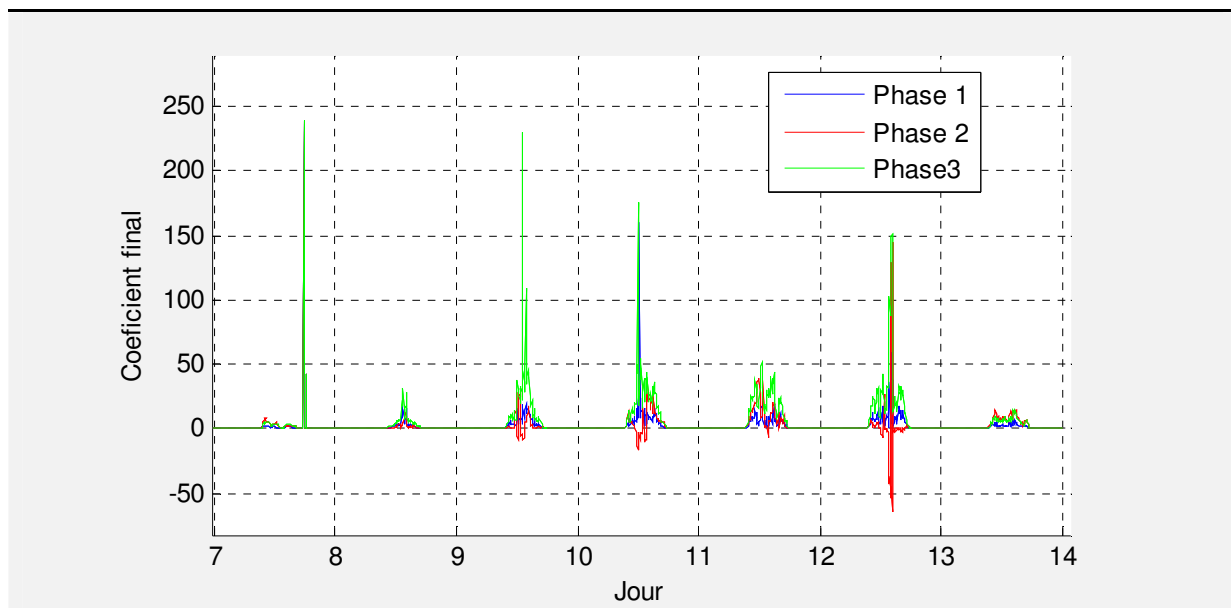


Figure III.7 : Exemple des coefficients finaux sur 7 jours pour le raccordement du client 1 à l'une des trois phases

Comme présenté dans le tableau III.2, les phases retenues pour le raccordement des PV sont souvent différentes de celles des installations des clients. Afin de quantifier le gain de la pré-étude, une deuxième simulation compare les pertes et les dépassements de contraintes obtenus avec les deux cas pour une nouvelle période. Chaque client conserve la même courbe de charge mais les jours considérés diffèrent. Cette fois, les données des jours suivants sont utilisées pour chaque période (hivernale et estivale).

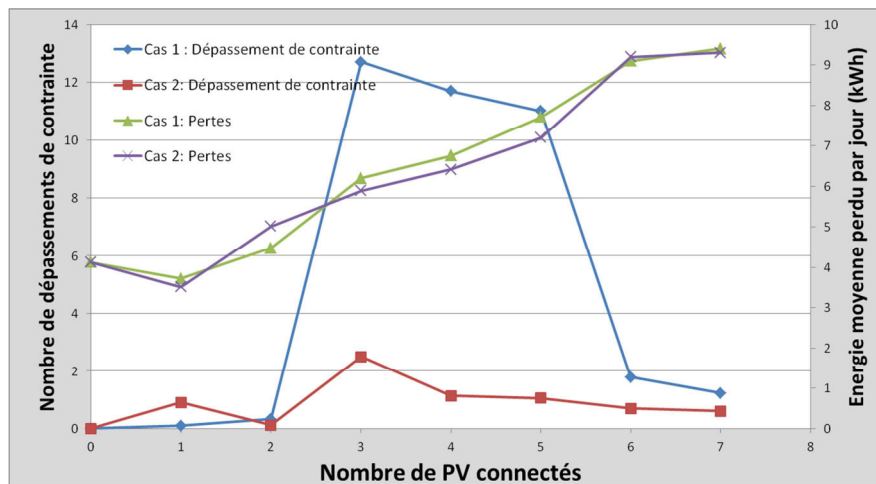


Figure III.8 : Comparaison des dépassements de contrainte et des pertes avec et sans pré-étude de raccordement

La figure III.8 expose les résultats. Le gain sur les dépassements de contrainte est très intéressant. Grâce à la pré-étude de raccordement, le nombre de dépassements de contrainte a très fortement diminué. Comme expliqué dans l'étude d'impact du chapitre II (voir paragraphe II.3), dans un contexte de réseau urbain les dépassements de contrainte dus aux PV concernent principalement les déséquilibres de tension et les courants de neutre. La pré-étude permet d'identifier les phases qui sont historiquement les plus chargées et ainsi d'éviter une connexion des PV sur les phases faiblement chargées. Concernant les pertes, la pré-étude n'apporte pas de gain significatif.

Cette pré-étude est basée sur le fait que la consommation d'énergie électrique d'un client est périodique. En effet, la phase étant calculée à partir de données historiques, si la consommation passée de chaque client n'est pas représentative de sa consommation future, la pré-étude de raccordement n'est pas bénéfique. Les résultats de la simulation précédente, faite à partir de données réelles, tendent à prouver que la périodicité dans la consommation d'un client est suffisante pour justifier la pré-étude. Cependant, au cours du temps, les habitudes et le comportement des clients peuvent évoluer et entraîner une modification de leur consommation d'énergie. La phase déterminée durant la pré-étude risque alors de devenir obsolète. Le système étudié dans le paragraphe suivant, appelé système à commutation automatique de phase, présente l'avantage de ne pas dépendre de la périodicité de la consommation et des évolutions comportementales des clients.

La pré-étude a été évaluée pour un scénario d'insertion de PV, étendre la pré-étude aux raccordements de nouveaux consommateurs et bornes de recharge de VE est une perspective. En procédant de la même façon, la pré-étude permettrait de connecter le consommateur sur la phase historiquement la moins chargée ou possédant des GED.

III.3 Système à Commutation Automatique de phase

Dans la continuité de la pré-étude de raccordement évaluée précédemment, un système permettant de choisir la meilleure phase de raccordement d'une GED monophasée en temps réel a été imaginé. Cette fois-ci, la phase de raccordement de la source n'est pas déterminée de façon permanente en aval, mais évolue au cours du temps en fonction de l'état du réseau. Ce système à Commutation Automatique de Phase, appelé système CAP par la suite, calcule la phase sur laquelle raccorder la GED uniquement à partir de mesures locales.

Avant d'évaluer le gain d'un tel système en simulation, l'architecture et le principe de fonctionnement de l'algorithme calculant la phase sont décrits.

III.3.1 Présentation et intérêt du système CAP

L'étude d'impact (voir paragraphe II.3.2) ainsi que la pré-étude de raccordement (voir paragraphe III.2) mettent en évidence l'impact de la phase de connexion d'une GED sur le réseau. En effet, les pertes réseau, mais plus encore le nombre de dépassements de contrainte, sont influencés par la phase sur laquelle l'injection de puissance est faite. Ainsi, modifier la phase de connexion va avoir un impact sur les grandeurs suivantes : le plan de tension, le déséquilibre, les courants de phase et de neutre et les pertes.

Dans l'objectif d'imaginer un système facilement intégrable entre la GED et le réseau, les mesures permettant de valider les conditions de permutation de phase sont exclusivement réalisées au niveau du système. Ainsi, le système n'est pas intrusif, aucun capteur n'est placé sur le réseau du GRD. Cela implique de travailler uniquement à partir de grandeurs mesurables de manière déportée, comme la tension, ou accessibles dans le système, comme le courant de la GED. Plusieurs travaux présentent des solutions permettant de changer de façon dynamique la phase de raccordement de GED monophasées en se basant sur des mesures de courant en ligne [KAR 12]. En connaissant le module et la phase des courants circulant localement sur les lignes du réseau public et celui créé par la GED, un algorithme utilise la transformée de Fortescue pour déterminer lequel des trois raccordements a le déséquilibre de courant le plus faible. Cependant, la mesure des courants de ligne implique l'installation de capteurs sur le réseau du GRD, ce qui semble être intrusif et coûteux. Pour cette raison, le système CAP est développé sans mesurer les courants de ligne. De plus, pour limiter le coût du système et s'inspirer de moyens de mesures semblables à ceux des compteurs intelligents, les mesures concernent uniquement le module des signaux. L'accent est mis sur le faible coût de développement du système CAP, puisque ce dernier perd tout intérêt si son prix de conception devient supérieur à celui d'un onduleur triphasé. En effet, un onduleur triphasé avec un contrôle commande évolué peut injecter la puissance de la GED de façon déséquilibrée dans l'objectif de rééquilibrer le réseau. Le système CAP, s'apparentant à un fonctionnement « tout ou rien » d'un onduleur triphasé avec un contrôle commande adapté, se doit d'être moins cher. Les travaux de [MEE 09] exposent des pilotages d'onduleurs triphasés visant à rééquilibrer le réseau et à limiter les variations de tension.

Comme indiqué dans le paragraphe I.4.2 la majorité des demandes de raccordement de GED concerne des installations de faible puissance connectées en monophasé, installations pour lesquelles

le système CAP est intéressant. L'estimation de la sensibilité du réseau, comme présenté dans le paragraphe II.5, est un facteur décisionnel clef de l'algorithme de pilotage du système de commutation. Le schéma suivant III.9 illustre l'architecture du système et son emplacement dans l'installation existante.

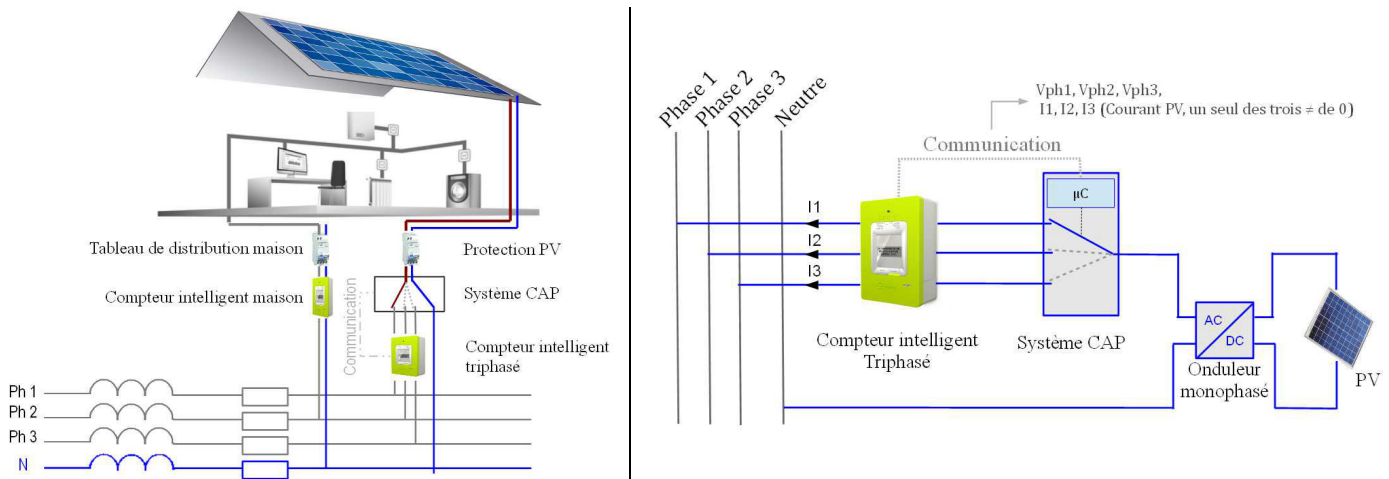


Figure III.9 : Schéma du système CAP

III.3.2 Principe de fonctionnement

A partir des mesures du module des tensions du réseau et du courant du générateur, le programme teste des inégalités à coefficients variables afin de valider ou non le changement de phase. Les sensibilités des trois phases S_p au point de connexion de l'installation sont des grandeurs nécessaires à l'algorithme calculant la phase optimale de raccordement. Comme présenté dans le paragraphe II.5, la sensibilité correspond à la variation de la tension par rapport à la puissance active injectée par le générateur. Cette sensibilité peut être considérée comme connue en utilisant la méthode d'estimation étudiée dans le paragraphe II.5.3, à savoir déterminer la sensibilité avec les données de compteurs intelligents ; ou inconnue, en l'estimant à l'aide d'un algorithme d'auto-apprentissage présenté ci-dessous. Dans ce cas-là, chaque commutation fait l'objet d'un calcul de sensibilité qui permet à l'algorithme d'auto-apprentissage d'affiner les coefficients des inéquations au fil du temps. La figure III.10 illustre le fonctionnement général de l'algorithme, en dissociant les deux parties : la commutation de phase et l'auto-apprentissage. Si la sensibilité des trois phases est considérée comme étant connue, uniquement la partie commutation de phase est implémentée. Les sensibilités sont considérées comme connues en supposant que le client installant la nouvelle GED possède un compteur intelligent avec un historique de consommation suffisamment important pour utiliser la méthode d'estimation de S_p développée dans le paragraphe II.5.3.

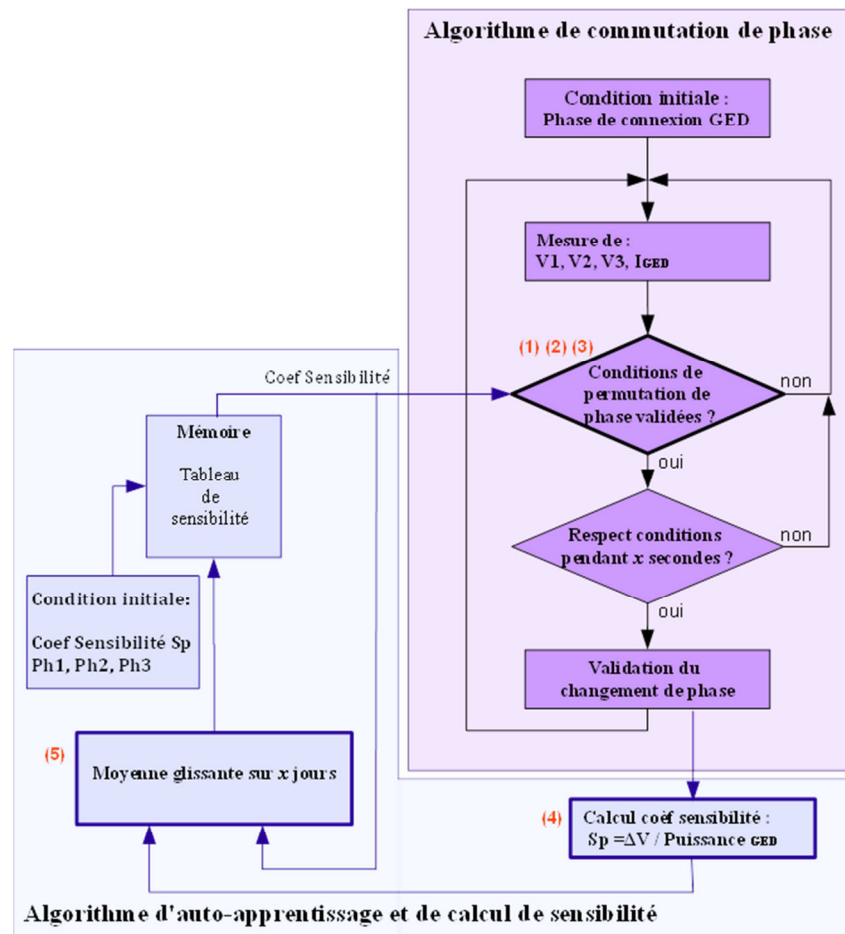


Figure III.10 : Procédure générale de l'algorithme

III.3.2.1 Algorithme de commutation de phase

A l'état initial, la GED est connectée sur une phase quelconque. L'algorithme utilise comme données d'entrée les mesures locales de tension des trois phases du réseau et le courant produit par la GED. Ces quatre grandeurs permettent de tester les inégalités de validation de commutation. Un changement de phase est autorisé si les trois inégalités restent vraies pendant une durée minimale. Les trois inégalités à valider pour commuter de la phase i vers la phase j sont :

$$(V_j + S_{p j (V/W)} * P_{GED}) * 0,95 < V_i \quad (III.4)$$

$$V_j < V_k \quad (III.5)$$

$$P_{GED} > 10\% P_{maxGED} \quad (III.6)$$

Avec : i, j, k : Les trois phases du réseau.

V_i : Le module de la tension phase i .

$S_{p j}$: La sensibilité de la phase j à l'insertion de puissance active.

P_{GED} : La puissance produite par la GED.

$P_{Max\ GED}$: La puissance maximale produite par la GED.

- Pour que l'inégalité (III. 4) soit validée, la tension de la phase i doit être supérieure de 5 % à la tension de la phase j après commutation. La tension de la phase j après commutation est estimée grâce au paramètre de sensibilité, connu ou calculé dans l'algorithme d'auto-apprentissage, et au courant produit par la GED. L'intérêt de la sensibilité $S_{p\ j}$ est de s'assurer que le déséquilibre de tension sera plus faible après la commutation en prenant en compte l'élévation de la tension qui va être engendrée par la connexion de la GED sur la nouvelle phase. La constante de 0,95 permet quant à elle d'ajouter une hystérésis de 5 % afin d'éviter des commutations répétitives.
- Pour que l'inégalité (III. 5) soit validée, la tension de la phase j doit être inférieure à la tension de la phase k . Si elle n'est pas validée, cela signifie qu'il est plus intéressant d'envisager la connexion sur phase j .
- Pour que l'inégalité (III. 6) soit validée, la puissance produite par la GED doit être supérieure à 10% de sa puissance nominale. Si la GED ne produit pas ou peu de puissance, un changement de phase aura un effet négligeable sur les grandeurs du réseau. Dans le cas d'un PV, l'inégalité (III. 6) permet d'empêcher les commutations par faible ensoleillement ou la nuit.

III.3.2.2 Algorithme d'auto-apprentissage

Dans le cas où la sensibilité est inconnue et calculée par l'algorithme d'auto-apprentissage, après chaque commutation, l'algorithme reçoit en données d'entrée la nouvelle phase de raccordement, la tension avant et après connexion de la GED sur cette nouvelle phase, ainsi que la puissance produite par la GED. La sensibilité est calculée grâce à l'équation (III. 7).

$$Sensibilité = \frac{V_{noeud\ client} (après\ connexion) - V_{noeud\ client} (avant\ connexion)}{P_{GED}} \quad (III. 7)$$

Une sensibilité différente est calculée pour chacune des trois phases du réseau. L'objectif de l'algorithme d'auto-apprentissage est d'affiner la valeur de la sensibilité après chaque nouvelle commutation pour converger vers une valeur proche de la réalité. La sensibilité du réseau n'est pas un paramètre constant. Elle dépend notamment de l'évolution du réseau et de son point de fonctionnement. En effet, la déviation de la tension pour une puissance injectée donnée n'est pas toujours la même et dépend de la puissance qui circule dans les conducteurs. Dans le cas d'un réseau urbain, où les impédances de lignes sont faibles, la non-linéarité de la sensibilité face au niveau de charge du réseau est faible et négligeable (voir paragraphe II.5.2). Pour des réseaux ruraux, où les lignes sont longues et fortement impédantes, cette simplification n'est plus vraie, et les niveaux de puissance qui transitent dans les lignes ainsi que les niveaux de tension vont modifier la valeur de S_p . Dans le cas des réseaux ruraux, la sensibilité du réseau est alors liée au niveau de charge, donc indirectement à l'heure de la journée et à la période de l'année. En effet la consommation d'électricité est cyclique, à l'échelle de la journée, la semaine et les saisons. Les courbes de production des GED renouvelables, telles que les PV, sont également cycliques. Pour ces raisons, plusieurs coefficients de sensibilité vont être calculés pour chaque phase en fonction du temps.

Lors d'une nouvelle commutation, le coefficient de sensibilité est calculé à partir de (4) puis moyenné sur une fenêtre glissante avec les valeurs calculées postérieurement sur la même phase et le

même créneau horaire avec la formule (III.8). Le coefficient de sensibilité utilisé dans l'algorithme de commutation de phase est donc issu d'un tableau à 3 x 12 dimensions correspondant aux 3 phases et à 12 créneaux horaires de 2 heures.

$$Coef_Sensibilité_{phase\ i, \text{ créneau horaire } h} = \frac{S_{p_{t_1}} + \sum_{t_1 - x_{jour}}^{t_1} S_{p_{t_n}}}{Nb_S_p + 1} \quad (III.8)$$

Avec : $S_{p_{t_1}}$: la nouvelle sensibilité calculée à l'instant t_1 .

$S_{p_{t_n}}$: la sensibilité calculée à l'instant t_n avec $n \in [t_1 - x_{jour} ; t_1]$.

x_{jour} : le nombre de jours choisis pour la moyenne glissante.

Nb_S_p : le nombre de sensibilités calculées sur les derniers x_{jour} pour la phase i sur le créneau horaire h .

III.3.3 Simulation d'intégration d'un système CAP sur un départ BT

Le système CAP précédemment présenté est évalué en simulation sur le départ BT utilisé pour mener l'étude d'impact II.3, et l'étude de pré-raccordement III.2 ; la figure II.2 schématise le départ. Les courbes de charge utilisées, issues de campagnes de mesures réelles faites chez des consommateurs, sont les mêmes que dans le chapitre II. Ce réseau possède 5 nœuds, et les nœuds 3, 4 et 5 alimentent des charges. A chacun de ces nœuds, les consommateurs sont répartis de façon équilibrée. Une GED de type PV est ajoutée au nœud 4. Une modélisation du système CAP est insérée entre le réseau et le PV dans la simulation. A l'initialisation de la simulation, le PV est connecté via le système CAP sur la phase 2 du réseau (cette phase est choisie aléatoirement).

Cette première simulation a pour objectif d'évaluer l'impact du système CAP sur les dépassements de contrainte et les pertes d'un départ BT. Pour cela, parmi les données de consommation disponibles, 125 tirages aléatoires de courbes de charge des consommateurs sont réalisés. Un tirage aléatoire représente une journée sur 96 points. Pour chacun de ces tirages, la simulation est faite deux fois. Une première simulation avec le système CAP activé puis une seconde sans le système où le PV est connecté au réseau de façon fixe sur la phase 2.

Les résultats se focalisent sur trois grandeurs : le nombre de commutations de phase par jour, les pertes sur le réseau et les dépassements de contrainte concernant le déséquilibre de tension. L'évolution des courants dans les conducteurs de neutre n'est pas observée puisque l'analyse du déséquilibre de tension est représentative de ce dernier. De même, comme cela a été souligné dans l'étude d'impact du chapitre II, dans un contexte urbain les problèmes de dépassement de contrainte sur la tension sont rares et ne sont pas observés dans cette étude. Cependant, les inégalités vues dans le paragraphe III.3.2.1, qui permettent de calculer la phase de connexion, utilisent le module des tensions locales, l'utilisation du système CAP tend donc à réduire les écarts de tension.

Le choix de certains paramètres de réglage du système a un impact important sur la fréquence de commutation. Ainsi, le réglage de l'hystérésis à 5 % dans l'inégalité (III.4) ou le seuil minimal de

production de la GED à 10 % dans l'inégalité (III.6), influent fortement sur le nombre de commutations. Suite à plusieurs tests, ces deux paramètres sont réglés de façon empirique afin d'avoir, en moyenne, un nombre de changements de phase de la GED pertinent. En effet, des réglages n'entraînant aucune commutation rendent le système inutile. Inversement, des réglages générant un nombre important de commutations, supérieur à une dizaine par jour, engendrent une perte de production non négligeable. De fait, dans le cas d'une installation PV, à chaque commutation l'onduleur stoppe l'injection de puissance. Le système CAP se reconnecte sur une nouvelle phase, l'onduleur vérifie alors que le réseau respecte un certain nombre de normes avant de réinjecter de la puissance. Durant ce laps de temps, d'environ une minute, l'énergie de l'installation est perdue. Dans le chapitre V, la simulation hybride temps réel intègre un onduleur physique, qui permet d'étudier cette période de reconnexion.

- Evolution des commutations sur les 125 tirages :

En moyenne, le système commute 4 fois par jour, avec un écart type de 3. La répartition du nombre de commutations est visible sur la figure III.11. Dans 7 % des cas, le système ne commute pas, tandis que dans 8 % des cas, le nombre de commutations est supérieur ou égal à 10. Ces valeurs confirment le choix des réglages de l'hystérésis à 5 %, et de la puissance minimale de la GED à 10 %.

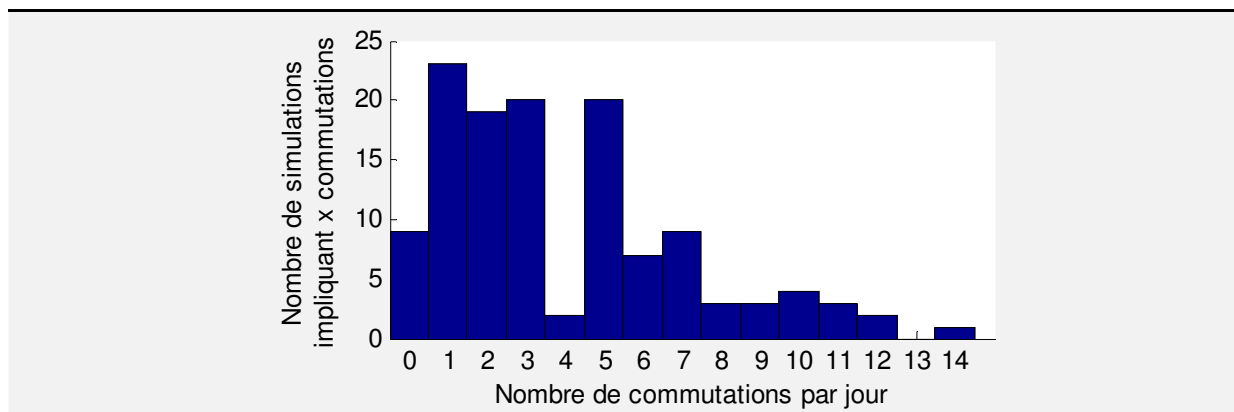


Figure III.11 : Répartition du nombre de commutations des 125 simulations avec système CAP

- Evolution des pertes sur les 125 tirages :

Avec le système CAP activé, l'énergie perdue sur l'ensemble du départ sur une journée diminue en moyenne de 9 %, passant en moyenne de 11,3 kWh à 10,2 kWh. La figure III.12 montre la répartition de la diminution des pertes sur le réseau, en pourcent, avec le système CAP activé.

Dans 5,6 % des cas une augmentation des pertes journalières est enregistrée. En observant ces 7 cas défavorables, deux situations sont identifiées. La première correspond à la présence d'une charge oscillante à une fréquence proche de la fréquence maximale de commutation du système CAP. En effet, pour commuter les inégalités du système CAP doivent être validées durant une période minimale afin d'éviter des commutations sur des événements transitoires (voir figure III.10). Dans le cas où une charge oscille avec une période légèrement supérieure à la période de validation de commutation, le système commute de nombreuses fois sans que ce soit avantageux puisque peu de temps après la

commutation, la GED est de nouveau sur la mauvaise phase. Cette situation est identifiée avec un nombre de commutations élevés et de fortes perturbations sur la tension. La figure III.13 présente un exemple de courbe de charge ayant entraîné ce genre de situation. La deuxième situation est moins problématique, elle traduit un cas où les charges sont relativement constantes. Le système commute très peu de fois sans amélioration, voire avec une légère augmentation des pertes.

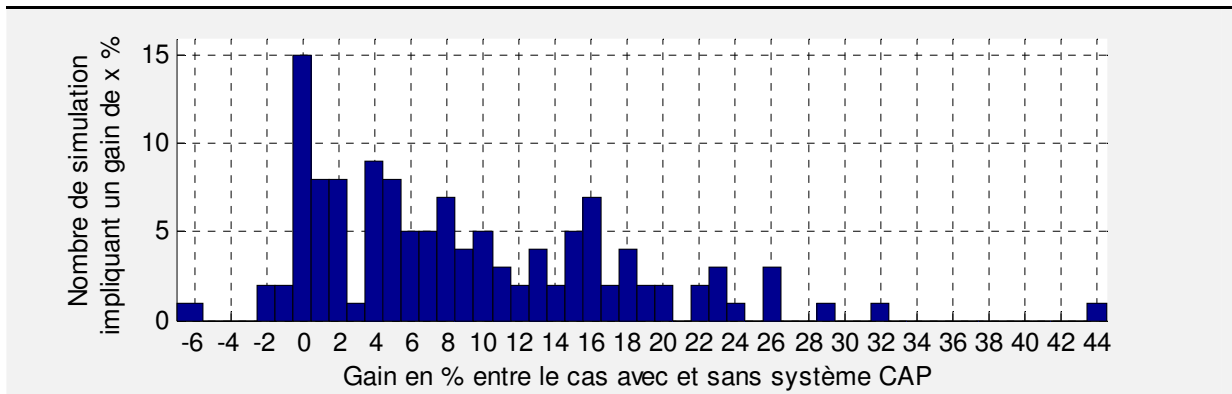


Figure III.12 : Répartition par pourcentage de gain sur les pertes des 125 simulations

Comme cela a été précisé, cette simulation ne prend pas en compte la diminution de la production de l'installation due à l'interruption durant les commutations. Les gains réels du système CAP sont donc légèrement plus faibles que ceux présentés ici. Cette diminution de la production est évaluée dans le chapitre V.

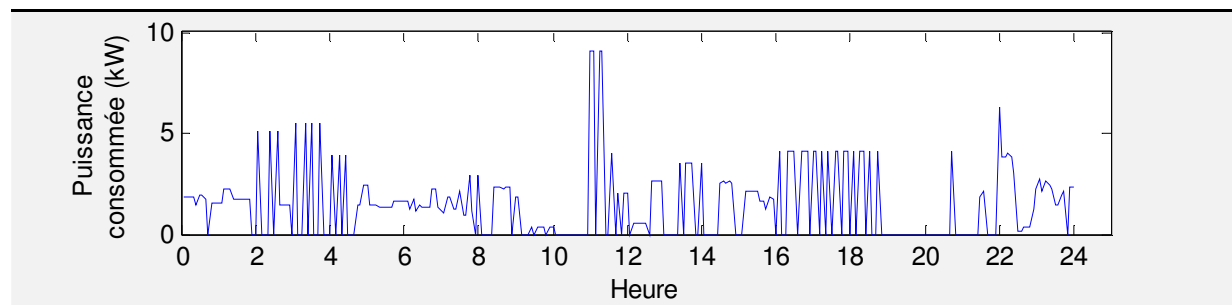


Figure III.13 : Exemple d'une courbe de charge entraînant des commutations à répétition entre 16 et 18 heures

- Evolution du déséquilibre sur les 125 tirages :

Le tableau III.3 expose les moyennes des évolutions du nombre de dépassements de contrainte de déséquilibre avec et sans le système CAP sur les 125 simulations. Un dépassement de contrainte est comptabilisé à chaque fois que le calcul du déséquilibre à un nœud est supérieur à 2 %.

	Sur l'ensemble du réseau	Au nœud 4 (emplacement du PV)	Au nœud 5
Sur la journée entière	-30% (10,48 à 7,29)	-22% (0,32 à 0,24)	-35% (8,56 à 5,53)
Sur la période de production du PV	-60% (5,2 à 2,1)	-47% (0,13 à 0,07)	-67% (4,43 à 1,45)

Tableau III.3 : Evolution du nombre de dépassements de contrainte avec et sans CAP

Le tableau précédent met en évidence le fait que la moitié des dépassements de contrainte interviennent en dehors des heures de productions des PV (sans système CAP, il y a en moyenne 10,48 dépassements de contrainte sur la journée et 5,2 sur les heures de production PV). Ce constat avait déjà été fait dans l'étude d'impact. Le système CAP ne peut agir que sur 50 % des dépassements de contrainte. Sur ces 50 %, il parvient à en supprimer, en moyenne, 60 %. Une perspective d'étude du système CAP appliqué aux charges permettrait de diminuer les problèmes de dépassements de contrainte en dehors des heures de production des PV, à condition d'être capable de concevoir un système CAP capable de commuter sans interrompre l'alimentation de la charge.

La simulation est faite avec le PV et le système CAP connectés sur le nœud 4 du réseau. Le nœud 5 est connecté au nœud 4 par un conducteur de 460 mètres (voir tableau II.2). Avec cette position « centrale », le commutateur de phase se montre efficace pour ce nœud voisin plus éloigné et plus sujet au déséquilibre.

Outre le nombre de dépassements de contrainte du déséquilibre, il est intéressant de regarder sa valeur moyenne. Pour les nœuds comportant des charges (3, 4 et 5) le déséquilibre moyen sur l'ensemble des simulations est de 0,56 % sans le système CAP, et de 0,50 % avec le système CAP, soit une diminution du déséquilibre moyen d'environ 9 %. Bien que la diminution du déséquilibre moyen contribue à diminuer les pertes en réduisant le courant dans le neutre, l'intérêt principal du système reste de diminuer les dépassements de contrainte.

- Observation temporelle :

Afin d'illustrer les résultats évoqués précédemment, un cas reflétant la moyenne en terme de gain est présenté sur la figure III.14. Au cours de la simulation sur 24 heures, les tensions des trois phases au nœud de raccordement de l'installation PV sont représentées, sur le premier graphique sans système de commutation, puis sur le deuxième graphique avec le système. Le troisième graphique permet de comparer le déséquilibre avec et sans le système CAP. Les instants de commutation sont visibles et représentés par les traits bleus. Enfin le dernier graphique montre l'évolution de la puissance injectée sur le réseau par le PV.

La figure met en évidence la diminution du déséquilibre grâce aux trois commutations. Bien que ça ne soit pas l'intérêt principal du système CAP dans un contexte urbain, les tensions sont davantage centrées autour de 1 p.u. avec la commutation de l'installation PV.

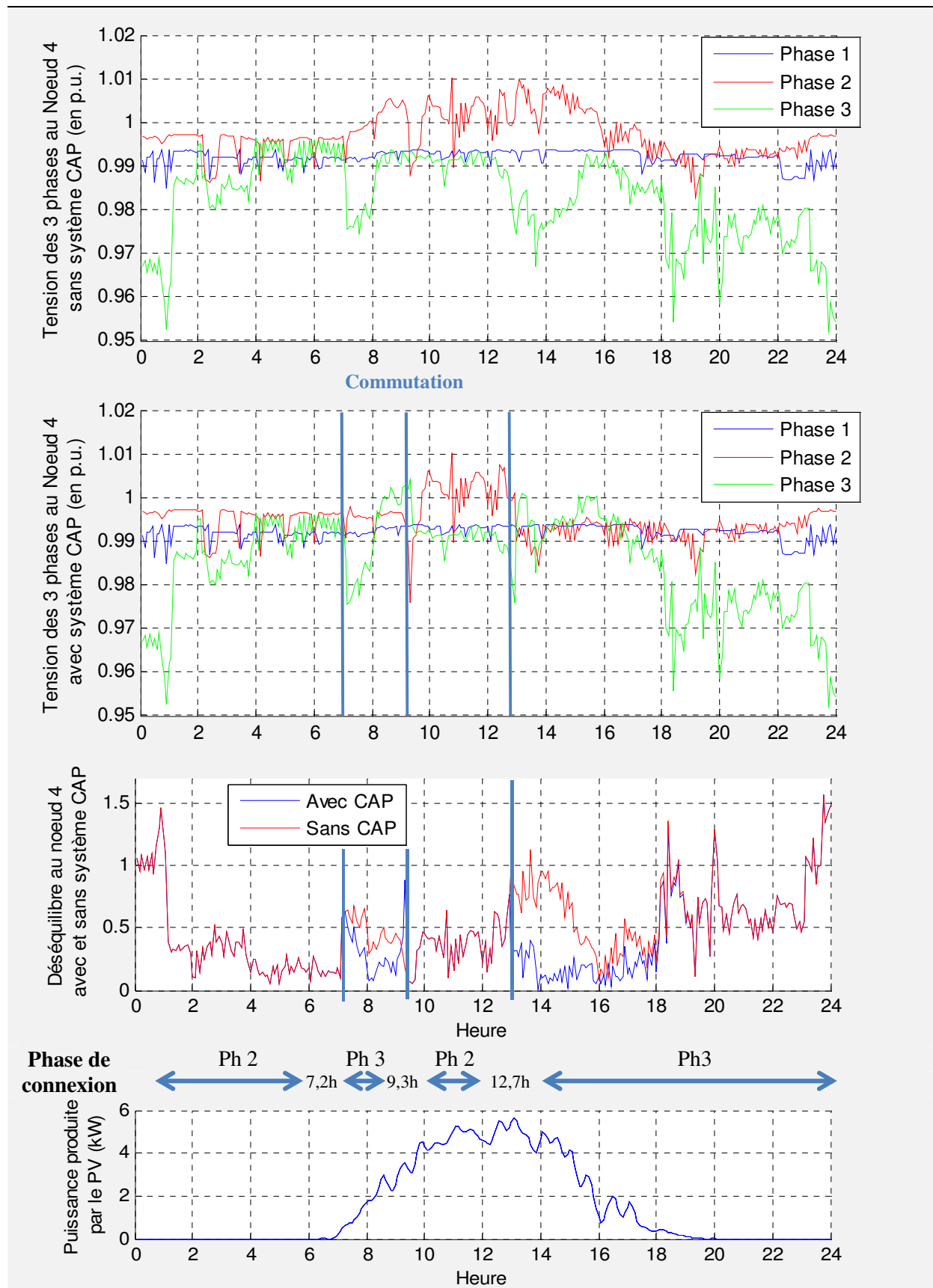


Figure III.14 : Exemple des tensions et du déséquilibre avec et sans CAP sur 24h

- Représentation croisée, gain et nombre de commutations :

Le nombre de commutations durant une journée dépend directement des paramètres du système CAP (hystérésis sur les niveaux de tensions, seuil minimal de production de la GED et durée de la période de validation de commutation). Ces trois paramètres ont été déterminés de façon empirique afin d'obtenir pour la majorité des simulations un nombre de commutations acceptable. La figure III.15 représente les deux fonctions suivantes :

- $\text{Gain sur les pertes (\%)} = f(\text{Nombre de commutations})$
- $\Delta \text{Nombre de dépassements de contrainte} = f(\text{Nombre de commutations})$

Ces deux graphiques mettent en évidence que les cas où les courbes de charge impliquent le plus de commutations ne sont pas les cas qui permettent au système CAP d'obtenir les meilleurs gains.

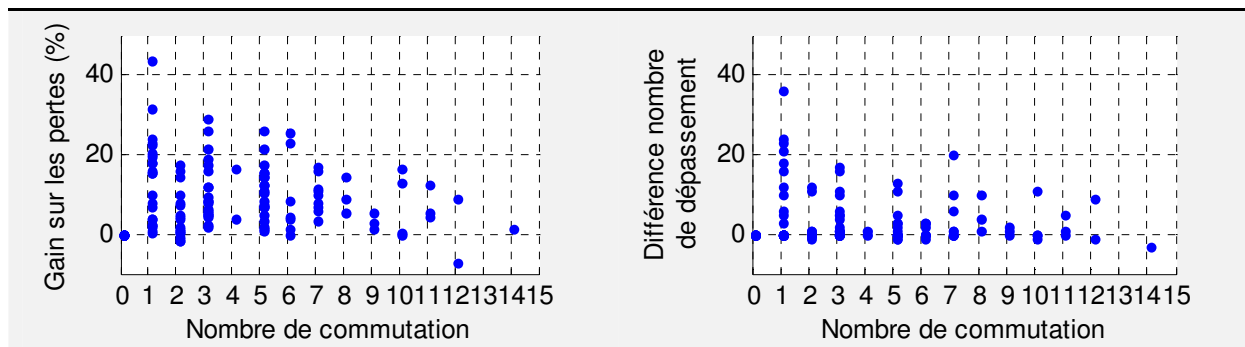


Figure III.15 : $\text{Diminution des pertes (\%)} = f(\text{Nombre de commutations})$ et
 $\text{Diminution du nombre de dépassements de contrainte} = f(\text{Nombre de commutations})$

III.3.4 Impact du système C.A.P. à plus grande échelle sur le réseau de distribution

Suivant le même principe que précédemment, 125 tirages aléatoires des courbes de charge des clients sont réalisés, puis simulés avec et sans le système CAP. Cette fois-ci, trois systèmes CAP sont intégrés sur le départ, un à chaque nœud client (3, 4, 5), et associés à une installation PV de 6 kWc. A l'état initial avant commutation, les trois PV sont répartis de façon équilibrée : un sur chaque phase (nœud 3 phase 1, nœud 4 phase 2 et nœud 5 phase 3). Pour chaque simulation, le cas avec le système CAP activé est comparé à un cas sans le système CAP, pour lequel le raccordement de 3 PV est ainsi déjà avantageux pour le réseau. Avec une répartition équilibrée des clients du départ (même nombre de clients sur chaque phase) et un PV sur chaque phase, il serait cohérent d'avoir des systèmes CAP commutant peu. Cependant, les courbes de charge des clients étant toutes très différentes les unes des autres, il peut être intéressant de connecter les PV de façon déséquilibrée, afin de compenser un déséquilibre des charges.

Ainsi, la prochaine simulation permet d'évaluer le comportement de plusieurs systèmes CAP connectés sur un même départ. Le nombre de commutations, le gain sur les pertes et le déséquilibre sont une nouvelle fois étudiés, de même que la répartition des PV sur les trois phases.

- Evolution des commutations sur les 125 tirages :

La moyenne de commutation des trois systèmes (sur les 125 simulations) est de 12,7, soit 4,2 commutations par installation. Cette valeur est proche de celle obtenue dans la simulation précédente avec un seul système CAP. Cependant, dans cette deuxième simulation, le nombre de commutations diffère grandement selon le système CAP comme le montre le tableau III.4.

	Nœud 3	Nœud 4	Nœud 5	Global
Nombre moyen de commutations	3,4	0,3	9	4,2
Distance cumulée entre le transformateur et le nœud (m)	622	286	749	

Tableau III.4 : Nombre moyen de commutations et distance du nœud

Le nombre de commutations est plus important sur les nœuds éloignés du transformateur. En effet, les variations de tension sont plus importantes et donc les conditions de commutation plus souvent validées. Sur l'ensemble des 125 simulations, 3 d'entre elles n'ont généré aucune commutation. Comme précédemment, la figure III.17 présente la répartition des commutations.

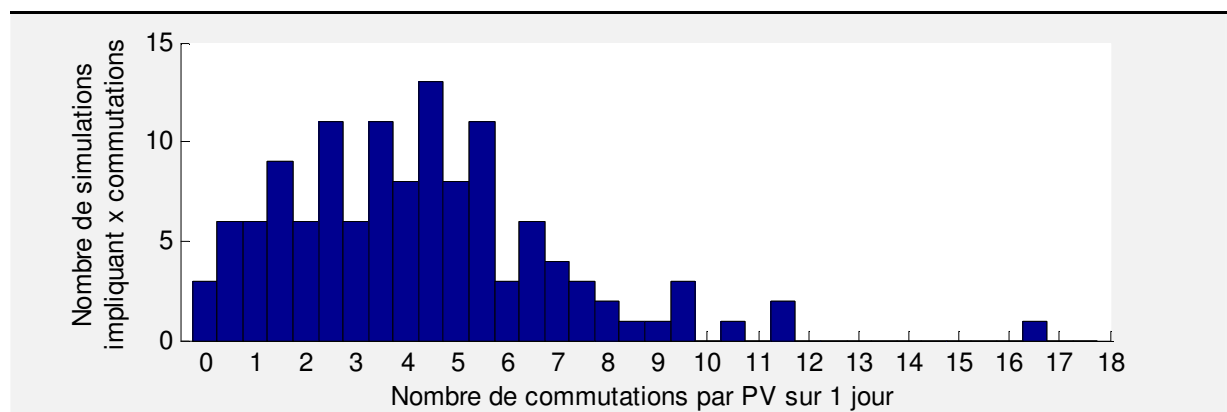


Figure III.17 : Répartition du nombre de commutations moyen par PV

Sur la période de production des PV une observation moyenne de la répartition des trois systèmes sur les phases est faite :

- 49 % du temps 1 PV est connecté sur chacune des phases du réseau.
- 48 % du temps 2 PV sont connectés sur la même phase, tandis que le troisième est sur l'une des deux autres phases.
- Et seulement 3 % du temps les 3 PV sont sur la même phase.

A part le dernier cas qui est marginal, les deux autres cas sont aussi fréquents. Cela prouve que dans un cas de raccordement traditionnel (connexion fixe) de GED monophasée, où la répartition des clients est optimale (autant de clients sur chaque phase), connecter les GED de façon équilibrée n'est optimale que 50% du temps.

- Evolution des pertes sur les 125 tirages :

En moyenne, les trois systèmes CAP engendrent une diminution des pertes sur le réseau de 13,6 %. Le gain est supérieur à celui obtenu avec un seul système CAP sans être pour autant trois fois

plus grand. Dans 7 cas, les pertes augmentent pour les mêmes raisons vues à travers l'étude comptant un seul système CAP.

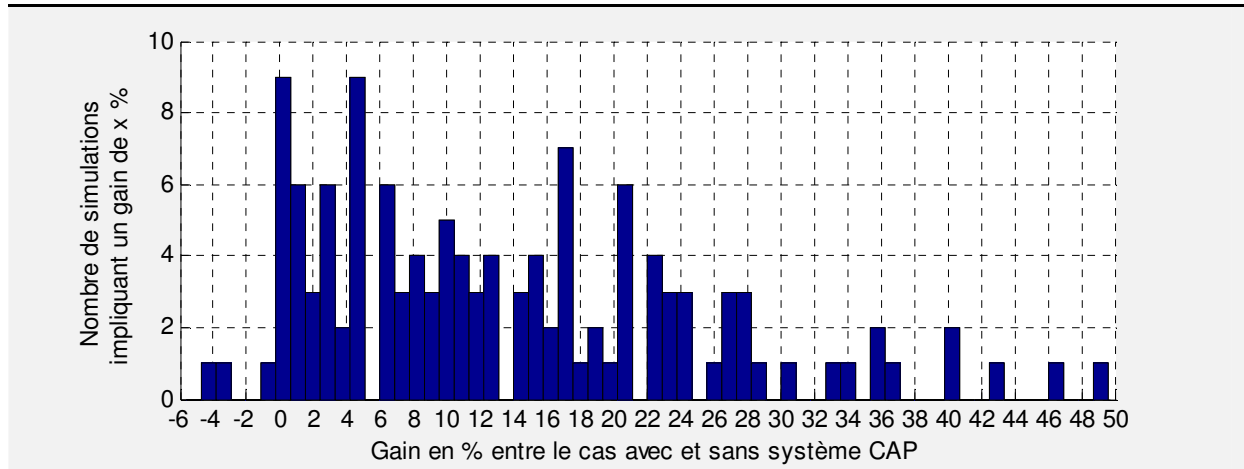


Figure III.18 : Répartition par pourcentage de gain sur les pertes des 125 simulations

- Evolution du déséquilibre sur les 125 tirages :

L'impact des trois systèmes CAP sur le déséquilibre est exposé dans le tableau III.19 et comptabilisé de manière identique à la simulation précédente et à l'étude d'impact du chapitre II.

	Sur l'ensemble du réseau	Au nœud 3 (emplacement d'un PV)	Au nœud 4 (emplacement d'un PV)	Au nœud 5 (emplacement d'un PV)
Sur la journée entière	-48% (13,3 à 7)	-51% (2,9 à 1,4)	-20% (0,23 à 0,18)	-48% (10,1 à 5,3)
Sur la période de production du PV	-74% (8,5 à 2,2)	-70% (2,1 à 0,6)	-54,6% (0,09 à 0,04)	-75% (6,3 à 1,6)

Figure III.19 : Evolution du nombre de dépassements de contrainte avec et sans CAP

L'efficacité du système est bien meilleure sur les nœuds éloignés du réseau. Sur le nœud 4, plus proche du transformateur, le système est moins performant mais le nombre de dépassements de contrainte initial est relativement faible.

Sur les 3 nœuds clients (3, 4 et 5) le déséquilibre moyen $\frac{V_i}{V_d}$ passe de 0,61 % à 0,56 % avec les systèmes à commutation automatique de phase.

Pour l'ensemble des deux tests, avec un puis trois systèmes CAP, aucun dépassement de contrainte en tension n'est apparu (tension à un nœud supérieure à 1,1 p.u. ou inférieure à 0,9 p.u.). Ce constat était prévisible, puisque l'étude a été faite avec la même modélisation de départ BT que l'étude d'impact. Les résultats des simulations du système CAP montrent que dans un contexte urbain, malgré de faibles variations, les tensions locales peuvent être des grandeurs décisionnelles pour des pilotages décentralisés. En effet, les inégalités permettant de valider un changement de phase de la GED se basent sur des mesures de module des tensions locales. Même si ces tensions restent largement dans la plage de variation autorisée par la norme, leurs faibles variations sont tout de même représentatives du déséquilibre et du niveau de charge du réseau et permettent de piloter le système.

Pour certains tirages aléatoires, l'activation du système CAP a généré une augmentation des pertes. Bien que cette situation ne représente qu'un faible pourcentage des cas, elle pourrait susciter une perspective d'amélioration de l'algorithme. Comme expliqué précédemment, une charge absorbant une puissance oscillante avec une forte amplitude peut générer des commutations répétées non désirables du système. Une perspective d'amélioration de l'algorithme serait de modifier les valeurs des paramètres de commutation (hystérésis sur les niveaux de tension, seuil minimal de production de la GED et durée de la période de validation de commutation) en cas de commutation répétée sur une période courte.

III.4 Conclusions

A la suite des observations faites dans l'étude d'impact du chapitre II, deux solutions permettant de limiter l'impact des GED sur le réseau ont été expérimentées. En effet, le chapitre II met en évidence les problématiques de déséquilibre de tension et de courant de neutre dans des réseaux urbains engendrées par une forte insertion de GED. La réduction du déséquilibre de tension et des courants dans les conducteurs de neutre passe par un rééquilibrage de la consommation et de la production sur les trois phases du réseau. Dans cette optique, une pré-étude de raccordement des nouvelles installations de production d'énergie a été évaluée. Le but étant de déterminer sur laquelle des trois phases connecter la nouvelle GED afin qu'elle n'aggrave pas le déséquilibre du réseau, voir qu'elle contribue à le rééquilibrer. En parallèle, une deuxième solution se voulant dynamique est présentée. Contrairement à la pré-étude, qui détermine une phase de connexion permanente, le système à Commutation Automatique de Phase (CAP) étudié dans la deuxième partie de ce chapitre permet à la GED monophasée de changer de phase en cours de production donc, en temps réel. Ainsi, la GED est en mesure de s'adapter aux variations du déséquilibre en son point de connexion. Les deux solutions ont fait l'objet de simulations afin d'évaluer leurs impacts respectifs sur le réseau. L'évolution du déséquilibre de tension et de l'énergie perdue sur le réseau a été comparée avec ou sans les systèmes CAP. Le système a engendré une diminution de ces deux grandeurs dans 94 % des simulations.

En simulation, ces deux solutions ont été uniquement associées à des GED de type PV. Une perspective intéressante est d'étendre leurs évaluations aux VE et aux raccordements de charges traditionnelles. La pré-étude semble facilement transposable à la connexion de nouveaux clients. En effet, en fonctionnant de façon similaire, l'objectif est alors de déterminer sur quelle phase connecter le nouveau consommateur selon son type d'abonnement. En revanche l'extension du système CAP aux consommateurs et aux VE implique une commutation sans interruption de l'alimentation.

Dans le chapitre suivant, des solutions de pilotage n'affectant pas la phase de connexion des récepteurs sont étudiées. En restant dans une approche Smart Grid, où les consommateurs sont équipés de compteurs communicants, des solutions de gestion de la consommation et de l'absorption de puissance réactive sont évaluées. Le dernier chapitre permet, à l'aide d'une plateforme de simulation hybride temps réel, d'étudier et de présenter un prototype de système CAP intégré entre un onduleur réel et un réseau modélisé. Ce prototype a pour objectif d'analyser le comportement d'un vrai

onduleur face à des commutations de phase ; d'estimer la perte de production due au temps de reconnexion, et enfin d'évaluer la faisabilité d'un tel système.

Chapitre 4

Stratégies de pilotage décentralisé et centralisé des générateurs décentralisés d'énergie

IV.1 Introduction

Toujours dans l'optique d'augmenter la capacité du réseau de distribution à accueillir des GED, de nombreuses solutions permettant de contrôler leur puissances de sortie sont actuellement étudiées. Ces pilotages peuvent être centralisé ou décentralisé, et travailler sur la puissance active ou la puissance réactive.

Les études menées dans le chapitre III ont évalué des solutions permettant d'optimiser le raccordement des GED monophasées pour limiter les problématiques de déséquilibre de tension sur un réseau BT triphasé. Deux solutions ont été testées, la première statique avec la pré-étude de raccordement, et la seconde dynamique avec le système à commutation automatique de phase. Elles répondent aux résultats de l'étude d'impact des GED du chapitre II, qui mettent en évidence les problématiques de déséquilibres de tension dans un réseau urbain ou semi-urbain.

Dans ce chapitre, la phase de raccordement des GED au réseau est fixe, l'étude se focalise désormais sur le pilotage de la puissance réactive échangée entre la GED et le réseau. Le contrôle de la puissance réactive impacte la tension locale et les pertes sur le réseau. Au vu des résultats du chapitre II, les problèmes de déviation de la tension dans un contexte urbain apparaissent comme secondaires. Les études réalisées dans ce chapitre s'appliquent donc davantage à des réseaux ruraux. En effet, les départs basse tension en milieu rural présentent des longueurs de ligne et des impédances plus importantes, ce qui a pour conséquence d'amplifier les variations de la tension le long du départ. De nombreuses études abordent les problématiques de tension générées par les GED sur des départs longs. Ainsi, dans leurs travaux de thèse [CAI 04], [RIC 07] et [BER 10] présentent ces problématiques.

Dans la section suivante, un état de l'art expose les solutions de pilotage des GED actuellement existantes ou présentées dans la littérature. Trois nouvelles solutions de pilotage décentralisé de la puissance réactive ont été développées et sont ensuite présentées sous les noms de « compensation locale », « suivi de variation de tension », et enfin « pilotage mixte ». Ces pilotages sont évalués en simulation numérique et comparés entre eux. Une dernière partie aborde des solutions de pilotage centralisé.

IV.2 Les solutions de pilotage des GED existantes

Suite à la forte augmentation de raccordements de GED sur le réseau public de distribution et les problématiques vues dans le chapitre II qui en découlent, de nombreuses stratégies de pilotage ont été, et sont étudiées dans la communauté scientifique internationale. Quelques-unes de ces stratégies sont déjà exploitées dans certains pays, notamment en Allemagne suite à la loi sur les énergies renouvelables [EEG 12]. Pour être implémentées les solutions de pilotage proposées doivent être en accord avec les normes de raccordement des GRD. Les normes françaises en vigueur concernant le raccordement sont données partiellement dans le chapitre II.

Avant de présenter les solutions de pilotage étudiées dans ces travaux de thèse, les paragraphes suivants abordent les principaux pilotages utilisés à l'heure actuelle et ceux présents dans la littérature.

IV.2.1 Le Volt VAr Control (VVC)

Les pilotages décentralisés des GED de type *Volt Var Control*, ou plus communément appelés VVC, sont les plus fréquents. Initialement pensé pour coordonner le pilotage de bancs de condensateurs et de transformateurs avec régleur en charge, le VVC est désormais fréquemment utilisé pour des pilotages de GED. Il consiste à utiliser la GED pour injecter ou absorber de l'énergie réactive sur le réseau en fonction du niveau de tension en son point de connexion. De nombreux articles scientifiques présentent des pilotages visant à limiter les fluctuations de la tension au point de connexion de la GED en pilotant l'échange de puissance réactive avec le réseau. Cette solution présente l'avantage d'être facilement implémentable sur les onduleurs et de fonctionner de façon parfaitement décentralisée [DOM 11].

Dans ses travaux, [JAH 13] évalue un pilotage d'onduleur solaire de type VVC. Le réactif injecté par l'onduleur dépend du gabarit présenté sur la figure IV.1. Les seuils de Q_{max} sont ajustés en temps réel en fonction de la puissance active qui transite dans l'onduleur de façon à ne pas dépasser la puissance apparente de l'onduleur. Les seuils sur le module de la tension aux bornes de l'onduleur sont fixés par le GRD. Dans le cas d'étude, sur un réseau rural réel modélisé, le pilotage développé par [JAH 13] permet de supprimer les dépassements de contrainte en tension. En revanche, pour un mauvais réglage de la bande morte D (voir figure IV.1), les pertes Joule sur le réseau peuvent augmenter de plus de 20 %. Ce constat est fréquent, le pilotage de GED basé sur des solutions de type VVC entraîne fréquemment l'augmentation des pertes sur le réseau.

De nombreux autres articles présentent des pilotages de type VVC, parmi lesquels [NEA 11], [KOB 11] et [BRA 09] exposent des solutions de pilotage du réactif intéressantes.

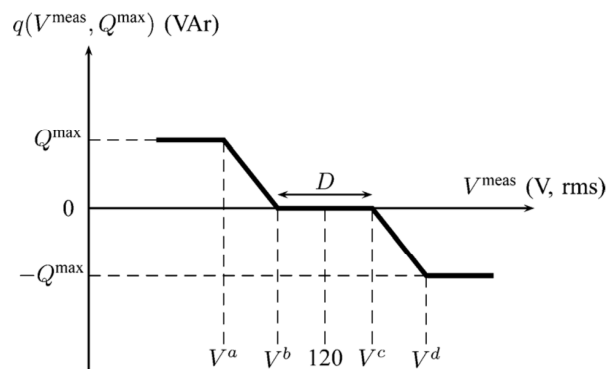


Figure IV.1 : Gabarit de VVC [JAH 13]

Le diagramme vectoriel de la figure IV.2 illustre l'augmentation des pertes sur le réseau dues à une sur-injection de puissance réactive par un pilotage de type VVC d'une GED. Cette augmentation des pertes réseau est la conséquence de l'augmentation du module du courant circulant dans les conducteurs. Le courant de ligne est la somme vectorielle d'un courant actif (noté I_a) et d'un courant réactif (noté I_r). Si le courant réactif injecté par la GED (noté $I_{r\ GED}$), suite à une tension en son point

de connexion trop faible, est supérieur au double du courant réactif circulant initialement dans la ligne, le module du courant dans la ligne est alors plus grand. En effet avec $|I_{r\ GED}| = 2 * |I_r|$ le module du courant en ligne I_{Total} sera identique à celui pour $I_{r\ GED} = 0$ mais avec un angle φ de signe opposé. Pour $|I_{r\ GED}| > 2 * |I_r|$ le module du courant I_{Total} est plus important que sans injection de réactif par la GED et donc les pertes augmentent.

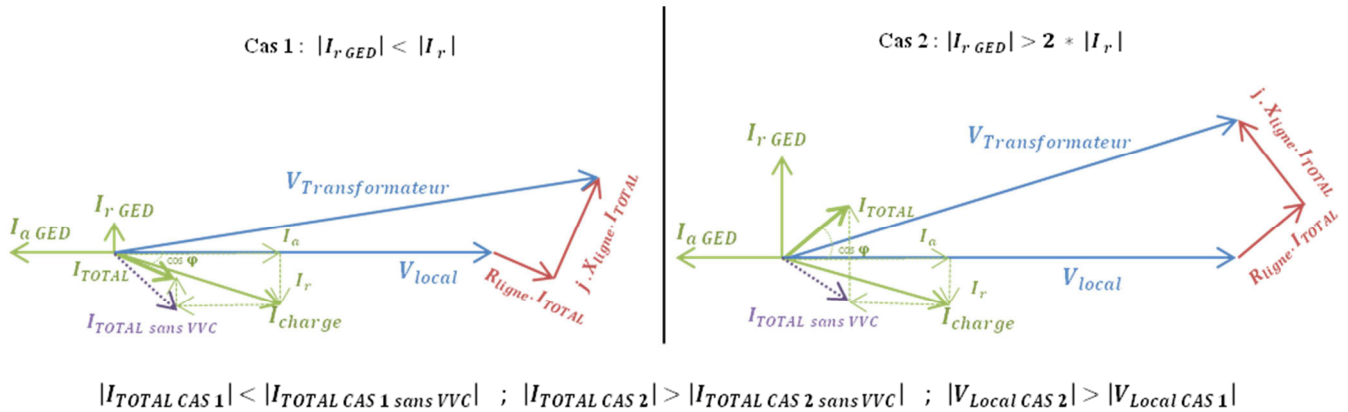


Figure IV.2 : Illustration de l'augmentation du module du courant de ligne avec la VVC

En limitant le courant réactif injecté par la GED à deux fois le courant réactif circulant dans la ligne en son point de connexion, les problèmes d'augmentation du module du courant seraient résolus. Cependant, connaître le courant de ligne implique l'installation de capteurs sur le réseau du GRD pour chacune des GED, ce qui ne paraît guère envisageable. Les solutions de pilotage décentralisé présentées dans la suite de ce chapitre visent à limiter les problèmes d'augmentation des pertes tout en utilisant des données locales.

IV.2.2 Pilotage du facteur de puissance en fonction du niveau de puissance active

Il est intéressant de regarder l'évolution des normes sur le pilotage des GED en Allemagne où le taux d'insertion des énergies renouvelables est beaucoup plus important qu'en France. En 2013, la puissance crête des PV installés en Allemagne était de 35700 MWc pour 4320 MWc en France [EUR 80].

Le guide d'application VDE-AR-N 4105 en vigueur en Allemagne depuis le 1er août 2011 impose aux installations PV de modifier leur facteur de puissance d'injection en fonction du niveau de puissance active produit. La figure IV.3 présente le gabarit du facteur de puissance. Ce pilotage du facteur de puissance permet de réduire la hausse de la tension locale aux heures de forte production, et ainsi augmenter la capacité d'accueil du réseau.

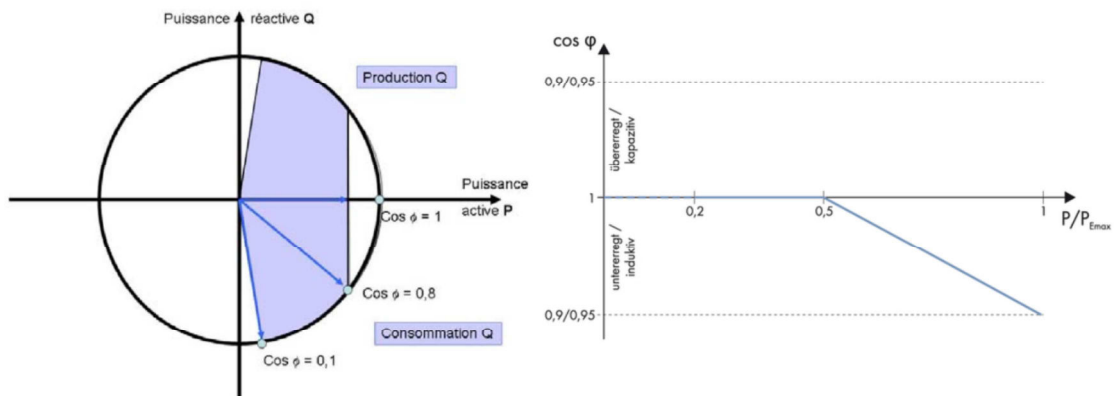


Figure IV.3 : Facteur de puissance en fonction du niveau de puissance active produit [GAI 12]

IV.2.3 Le pilotage de la puissance active

Comme l'ont montré les paragraphes précédents, en cas de déviation importante de la tension, le pilotage de la puissance réactive des GED peut vite montrer ses limites et engendrer une augmentation des pertes sur le réseau. A l'heure actuelle, la législation concernant le pilotage de la puissance active des GED diffère grandement d'un pays à un autre. Pour certains, en cas d'écart important de la tension, un changement de consigne peut être appliqué sur la puissance active des GED. Par exemple au Japon, l'actif diminue lorsqu'une limite haute de tension est atteinte [UED 08], ou en Allemagne, les installations solaires d'une puissance crête supérieure à 30 kWc doivent désormais être capables de limiter leur puissance active de sortie sur demande du gestionnaire [GAI 12]. Inversement, aux Etats-Unis, les normes basées sur le standard IEEE 1547 [IEE 03] interdisent le pilotage de la puissance active des GED connectées en basse tension [BRA 11].

Le pilotage de la puissance active engendre évidemment une perte de production, puisque par défaut, les GED sont construites pour injecter, à partir de la puissance primaire qu'elles reçoivent, la puissance électrique maximum. Cependant, si diminuer l'injection de puissance active sur un faible pourcentage de temps permet d'augmenter significativement la capacité d'accueil du réseau, le pilotage de l'actif devient intéressant.

Bien que les problématiques fréquentielles ne soient pas traitées dans ces travaux, il est intéressant de noter que la puissance active peut également être pilotée sur variation fréquentielle, allant de la diminution suivant un gabarit $Puissance\ active = f(fréquence)$, jusqu'à la déconnexion de la GED sur seuil de fréquence haute.

IV.2.4 Le Régulateur Auto-Adaptatif [LE 06]

Toujours dans l'objectif de rendre les GED actives dans le service système, et plus précisément dans la régulation de la tension locale, le Régulateur Auto-Adaptatif (RAA) est conçu pour piloter la puissance réactive, puis la puissance active, en fonction du niveau de tension. Dans ses travaux de thèse Thi Minh Chau Le [LE 06] présente le fonctionnement de ce dispositif qui fait l'objet d'un brevet [TRA 07].

Le RAA adapte son type de pilotage en fonction du niveau de tension à son nœud de raccordement. Trois régimes de fonctionnement sont distingués : le régime normal, le régime perturbé et enfin le régime critique. La figure IV.4 illustre les régimes de fonctionnement du RAA en fonction des niveaux de tension. Les trois fonctionnements sont décrits ci-dessous.

- Le régime normal : la tension est comprise entre $\pm V_{désirée}$ (voir figure IV.4), le RAA ne pilote pas la puissance active et agit sur la puissance réactive de façon à injecter, selon le choix, à puissance réactive constante ou à facteur de puissance constant. L'objectif étant de minimiser les pertes sur le réseau en injectant ou en absorbant de l'énergie réactive.
- Le régime perturbé : la tension sort de la plage $\pm V_{désirée}$ mais reste inférieure aux limites $\pm V_{admissible}$, le RAA ne pilote toujours pas la puissance active mais passe en mode régulation de tension par contrôle de la puissance réactive (VVC).
- Le régime critique : la tension sort de la limite $\pm V_{admissible}$, le pilotage de la puissance réactive n'est pas suffisant pour réguler la tension, le RAA pilote également la puissance active.

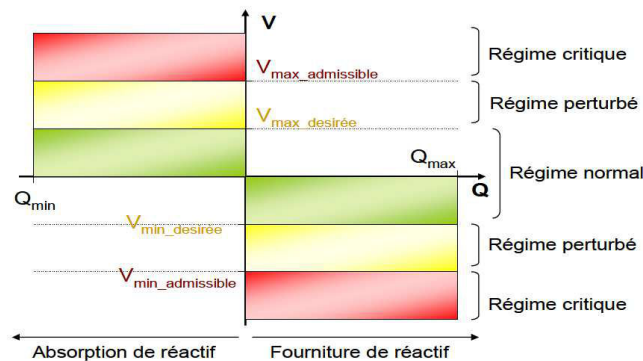


Figure IV.4 : Les trois régimes du RAA en fonction des niveaux de tension [LE 06]

Contrairement à un pilotage de type VVC traditionnel, le RAA présente l'avantage de distinguer différents modes de fonctionnement. Ainsi, en régime normal le risque d'augmenter les pertes par une surcompensation, identifiée précédemment, est diminué avec un bon choix de facteur de puissance ou de niveau de puissance réactive. Inspiré du RAA le troisième pilotage, présenté dans la suite de ce chapitre, bascule d'un mode de fonctionnement à un autre en fonction du niveau de tension à ses bornes.

IV.3 Présentation de solutions de pilotage décentralisé des GED

Trois nouvelles solutions de pilotage de GED monophasées de type PV sont ici présentées, puis évaluées en simulation dans le paragraphe suivant. Ces pilotages ont été développés dans l'objectif de minimiser l'impact négatif des GED sur le réseau de distribution. Comme vu précédemment, l'intérêt des stratégies jouant sur le pilotage de la puissance active et/ou, de la puissance réactive est principalement de résoudre ou de diminuer les problèmes de tension. Au vu des résultats de l'étude d'impact du chapitre II, ces pilotages sont donc plus intéressants pour des installations solaires connectées à un réseau rural.

Les trois modes de pilotage décrits ci-dessous travaillent sur l'injection ou l'absorption d'énergie réactive via le contrôle de l'onduleur solaire. Dans la suite de l'étude les trois pilotages expérimentés seront présentés sous les appellations suivantes :

- Pilotage 1 : Compensation locale.
- Pilotage 2 : Suivi de variation de tension.
- Pilotage 3 : Pilotage mixte

De la même façon que pour le système CAP présenté dans le chapitre III, les pilotages développés travaillent de façon décentralisée, uniquement à partir de mesures locales. Comme dans les simulations précédentes, les clients connectés au départ disposent de compteurs intelligents communicants.

IV.3.1 Stratégie de pilotage en compensation locale

Grâce aux campagnes de mesures faites chez des consommateurs par des partenaires du projet GreenLys, les courbes utilisées dans les simulations présentent de façons distinctes les puissances actives et les puissances réactives consommées. A titre d'exemple, les 4 courbes de la figure IV.5 présentent la puissance réactive consommée par 4 clients résidentiels souscrivant des abonnements de 6, 9 ou 12 kVA.

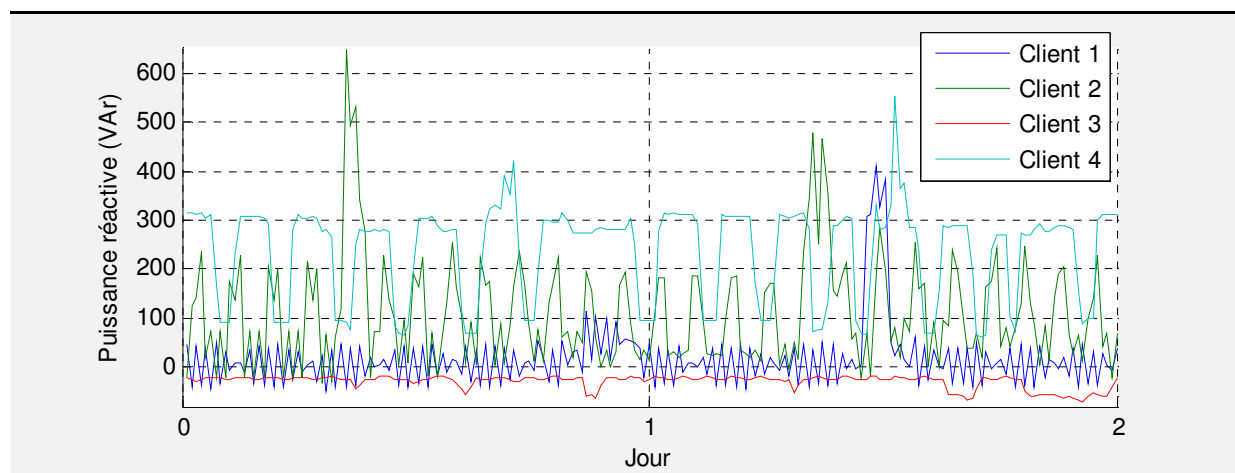


Figure IV.5 : Exemple de puissance réactive consommée par des clients BT sur 2 jours

Sur l'ensemble des données disponibles (69 clients sur 54 jours), le facteur de puissance moyen est de 0,9338. Cette valeur correspond à la moyenne des facteurs de puissance moyens de chaque client, eux-mêmes calculés point par point sur les 54 jours. Cette valeur moyenne, très proche de la limite de 0,93 imposée par EDF en France, montre qu'une diminution de 7 % du module de la puissance apparente circulant dans les conducteurs est possible en cas de compensation parfaite de la puissance réactive.

Le tableau IV.1 expose les principaux consommateurs d'énergie réactive parmi les récepteurs électriques présents chez les particuliers.

Récepteur	$\cos \varphi$
Lampes fluorescentes :	environ 0,5
Lampes à décharge :	0,4 à 0,6
Plaques à induction :	environ 0,85
Appareils Informatiques et électroniques :	environ 0,7

Tableau IV.1 : $\cos \varphi$ des récepteurs domestiques [SCH 10]

L'analyse des courbes de consommation des clients BT disponibles met en évidence le fait que la puissance réactive qu'ils consomment, bien qu'elle ne soit pas facturée, n'est pas négligeable.

Afin d'évaluer l'impact du contrôle de cette puissance réactive, une habitation possédant une installation de production PV (fig. IV.6) est considérée, la stratégie de pilotage associée est ensuite développée. Cette première stratégie de pilotage, appelée compensation locale, consiste à fournir avec l'onduleur de la GED l'inverse de la puissance réactive consommée ou absorbée par la maison afin d'obtenir un ensemble « récepteurs et PV » n'échangeant pas de puissance réactive avec le réseau.

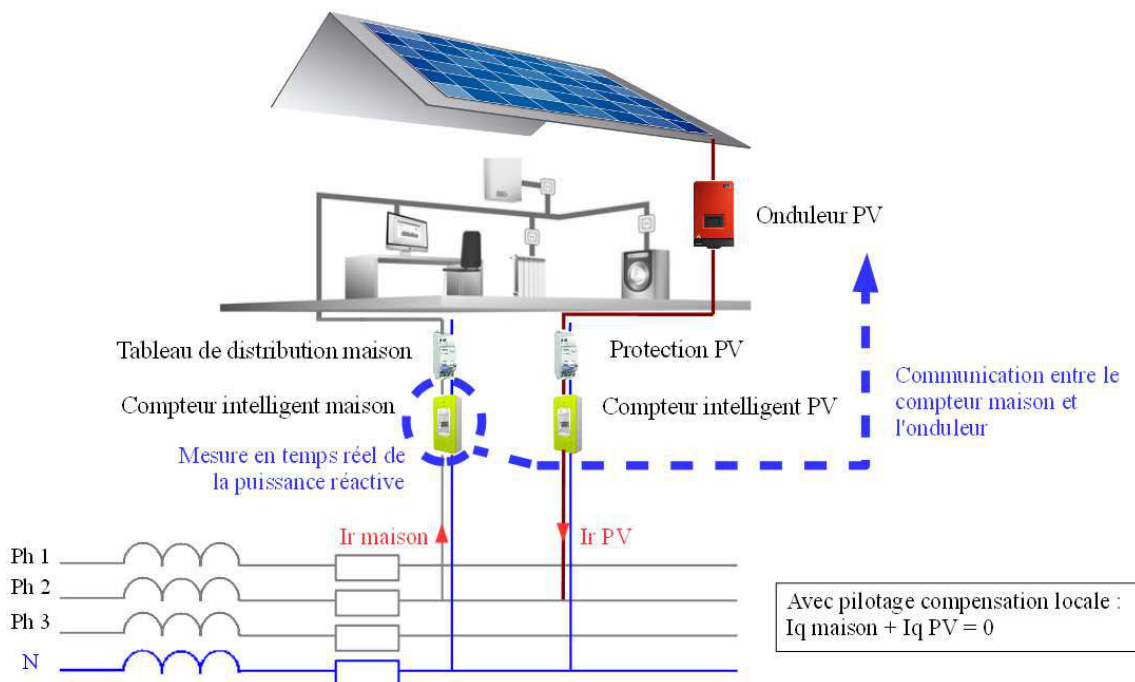


Figure IV.6 : Schéma de la compensation locale

La mise en place de ce pilotage implique plusieurs hypothèses :

- Une communication entre le compteur intelligent et l'onduleur doit être établie. Au niveau de l'onduleur, un port d'entrée, permettant de modifier des variables internes, est généralement disponible. Par définition, le compteur intelligent est communicant, que ce soit par Courant Porteur en Ligne (CPL) ou par un port, récupérer ses mesures est donc technologiquement réalisable.
- La fréquence d'actualisation de la consigne de l'onduleur doit être élevée afin de suivre l'évolution de la consommation de puissance réactive de la maison. En effet, la figure IV.5 montre que les variations au cours de la journée sont importantes, la dynamique de pilotage de l'onduleur doit donc être suffisamment rapide pour suivre les variations sans décalage.

- Le niveau de puissance réactive produit par l'onduleur doit pouvoir être modifié en temps réel par une action extérieure. Une variable interne dans l'algorithme de l'onduleur permet généralement de régler le facteur de puissance d'injection. Modifier en temps réel cette variable permet de piloter dynamiquement la puissance réactive injectée par l'onduleur. Les simulations réalisées dans le chapitre V, intégrant un onduleur réel, présentent cette commande.
- L'onduleur doit pouvoir injecter de la puissance réactive alors que la production du PV est nulle. En effet, pour compenser la puissance réactive consommée par la maison à toute heure de la journée, l'onduleur doit être capable d'absorber ou d'injecter de la puissance réactive en dehors des heures d'ensoleillement, ce qui revient à faire fonctionner l'onduleur avec un angle φ de $\pm 90^\circ$ (avec φ représentant l'angle entre la tension aux bornes de l'onduleur et le courant qu'il injecte). Cela est réalisable pour un onduleur dimensionné pour la compensation d'énergie réactive [PET 97], mais les onduleurs solaires ne sont pas conçus pour ce mode de fonctionnement. Ce dernier point est le plus problématique, et il implique une modification de la conception des onduleurs solaires pour pouvoir mettre en place ce type de pilotage. Actuellement, la plupart des onduleurs solaires sont bridés à des angles φ de $\pm 30^\circ$. La solution permettant d'augmenter cet angle maximum consiste à surdimensionner la capacité de lissage du côté DC de l'onduleur afin de limiter les fluctuations de la tension sur ce bus lors d'un déphasage important entre la tension et le courant [MAK 11], [HAV 12]. Cela nécessite donc une intervention de l'équipementier fabricant d'onduleurs PV au niveau de la conception.

Une installation globale d'un client, incluant les récepteurs et la production solaire, n'échangeant pas d'énergie réactive avec le réseau, permet de minimiser le module du courant qui transite dans les conducteurs, donc minimiser les pertes Joule sur le réseau et les variations de tension. Ce pilotage présente l'avantage de ne pas être intrusif. En effet, il est autonome et travaille uniquement à partir de mesures faites chez le client, ce qui lui permet d'être transparent pour le GRD. De plus, contrairement aux pilotages de type VVC présentés précédemment, le contrôle des onduleurs en mode « Compensation locale » ne risque pas d'augmenter les pertes sur le réseau.

Le pilotage est évalué en simulation numérique dans le paragraphe IV.4 pour différentes situations, puis sur un onduleur réel dans le chapitre V.

IV.3.2 Stratégie de pilotage en suivi de variation de tension

Cette seconde solution de pilotage décentralisé, présentée donc sous le nom de « Suivi de variation de tension », vise à limiter les fluctuations de la tension au point de connexion des GED. Elle est comparable à un pilotage de type VVC mais s'appuie sur un élément supplémentaire :

- La sensibilité S_q au point de connexion de la GED. Cette valeur de sensibilité représente la déviation de la tension à un nœud du réseau pour une injection ou une absorption de puissance réactive en ce même nœud. Le chapitre II présente une solution décentralisée permettant, à l'aide d'un onduleur solaire, de déterminer cette valeur S_q (voir paragraphe II.5.4).

A partir de cette valeur, S_q , l'algorithme de pilotage de la GED détermine au cours du temps la puissance réactive à injecter ou à absorber de la façon suivante :

$$Q_{consigne}(t) = \frac{V_{référence} - V_{mesurée}(t)}{S_q} \quad (IV.1)$$

Avec : $Q_{consigne}$: Consigne de puissance réactive à injecter ou à absorber sur le réseau par l'onduleur à l'instant t .

$V_{référence}$: Tension de référence au point de connexion de la GED, fixée par exemple à 230V.

$V_{mesurée}(t)$: Module de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur à l'instant t .

S_q : Sensibilité de la tension à l'injection ou à l'absorption de puissance réactive au point de connexion de la GED

En déterminant la puissance $Q_{consigne}$ suivant la formule (IV.1) il est prévisible de créer des situations de surcompensation identiques à celles présentées précédemment (voir paragraphe IV.2.1). En effet, la consigne de puissance réactive calculée par la formule (IV.1) correspond à la puissance à injecter qui, théoriquement, compense l'intégralité de la chute de tension ΔV , correspondant à $V_{référence} - V_{mesuré}$. Or, cette chute de tension provient principalement d'une circulation de puissance active. L'idéale serait donc de limiter $Q_{consigne}$ à un seuil maximum correspondant à une estimation de la puissance réactive qui transite dans la ligne. Cependant, dans une approche décentralisée, où la GED est pilotée uniquement à partir de mesures locales et où aucun instrument de mesure n'est installé sur le réseau, le transit de puissance réactive dans la ligne est inconnu. Le flux de puissance réactive échangé par la GED avec le réseau sera donc uniquement limité par la puissance apparente de l'onduleur :

$$Q_{limite}(t) = \sqrt{S_{nominale\ onduleur}^2 - P_{onduleur}(t)^2} \quad (IV.2)$$

Avec : $Q_{limite}(t)$: Puissance reactive maximale que peut produire l'onduleur à l'instant t .

$S_{nominale\ onduleur}$: Puissance apparente nominale de l'onduleur (par exemple 6 kVA).

$P(t)$: Puissance active qui transite dans l'onduleur à l'instant t .

Ce deuxième type de pilotage, limite les variations de la tension locale au détriment des pertes sur le réseau qui risquent d'augmenter durant les périodes où la puissance réactive consommée par les charges locales est fortement différente de celle injectée par la GED. Pour cette raison, une troisième solution de pilotage est présentée dans le paragraphe IV.3.3.

Le choix de limiter la puissance réactive à partir de la formule (IV.2) plutôt que de limiter Q_{limite} à une estimation de la puissance réactive qui transite sur le réseau, a été fait suite à l'observation de courbes de consommation. Plusieurs solutions pour déterminer Q_{limite} ont été imaginées :

- Etablir un gabarit en fonction du temps, représentatif de l'évolution journalière de consommation de réactif, afin de faire évoluer Q_{limite} avec l'heure de la journée.
- Déterminer Q_{limite} à partir de la puissance réactive moyenne consommée par le départ.

- Déterminer Q_{limite} à partir du facteur de puissance moyen du départ.

L'observation des données réelles de consommation de puissance réactive des clients BT montre que l'évolution de la consommation de cette puissance, contrairement à la puissance active, ne permet pas de déterminer des valeurs ou évolutions, représentatives ou caractéristiques.

En effet, pour la puissance active, en sommant les courbes de consommation de plusieurs clients, une forme caractéristique périodique apparaît par effet de foisonnement et représente donc une consommation journalière agrégée. La figure IV.7 illustre cette périodicité en superposant toutes les courbes disponibles (54 jours de consommation de puissance active de 69 clients). L'erreur relative moyenne entre la puissance journalière agrégée (représentée en noir) et les puissances journalières individuelle est de 12 %. Avec un coefficient de foisonnement plus faible, en considérant par exemple une agrégation de seulement 10 clients, la forme de la puissance moyenne apparaît toujours mais cette erreur relative monte à environ 20 %.

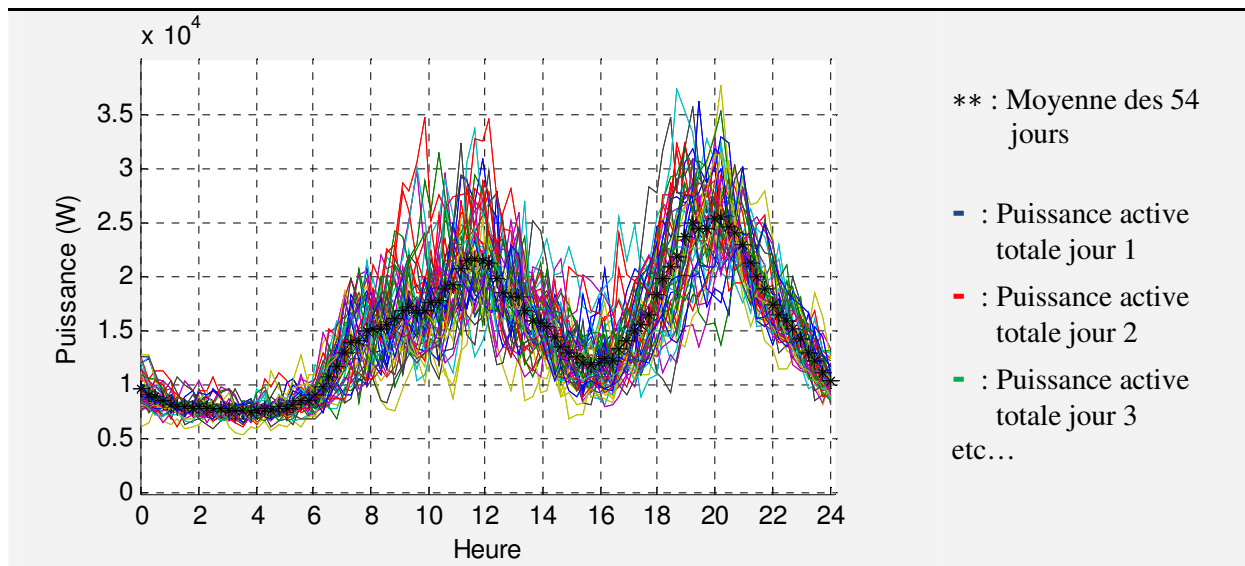


Figure IV.7 : Superposition de 54 jours de consommation de puissance active de 69 clients

Alors qu'en procédant de façon identique avec la puissance réactive, pour 69 clients, l'erreur relative moyenne, entre les points de la courbe de consommation moyenne et les consommations journalières, est supérieure à 25 % (figure IV.8) et dépasse 65 % avec un foisonnement plus faible de 10 clients.

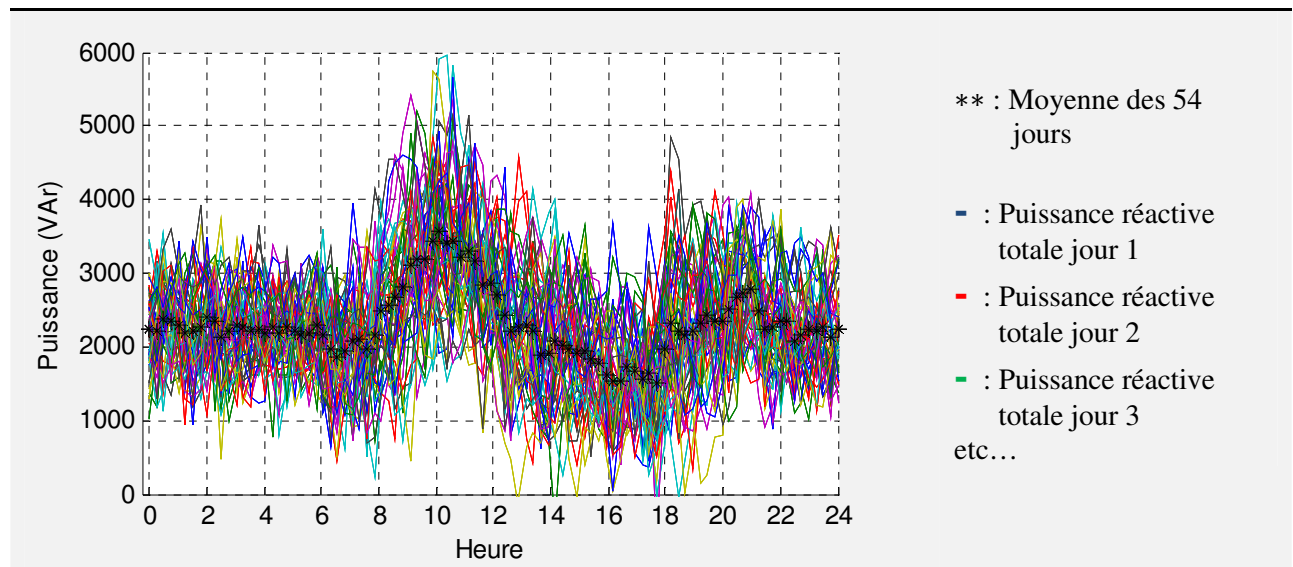


Figure IV.8 : Superposition de 54 jours de consommation de puissance réactive de 69 clients

Au vu de cette analyse, il paraît peu envisageable d'utiliser un gabarit pour déterminer la puissance réactive limite de l'onduleur Q_{limite} en fonction de l'heure de la journée.

Concernant la solution d'utiliser la puissance réactive moyenne consommée par un départ afin de fixer Q_{limite} , la valeur élevée de l'écart type indique que cette solution introduirait également une erreur très importante sur le choix de Q_{limite} . La figure IV.9 représente l'évolution de l'écart type de la puissance réactive absorbée sur un départ pour une durée de 54 jours en fonction du nombre de clients connectés. La courbe bleue représente la puissance réactive consommée en moyenne par un client. Pour chaque nombre de clients, 50 tirages aléatoires des courbes de charge utilisées sont réalisés. Pour 10 clients sur le départ, l'écart type est du même ordre de grandeur que la moyenne, ce qui implique une très forte dispersion des points. Même en supposant un départ alimentant de nombreux clients, les variations de la puissance réactive consommée par ce départ seraient très importantes, et la puissance moyenne consommée ne serait que très peu représentative de la puissance à un instant t .

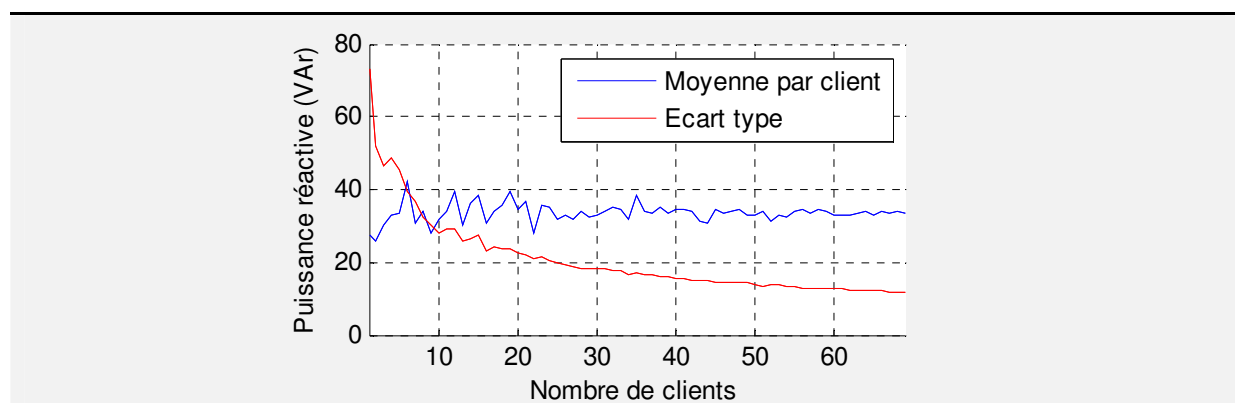


Figure IV.9 : Evolution de l'écart type des mesures de puissance réactive consommée en fonction du nombre de clients sur le départ

La dernière solution envisagée pour déterminer la valeur limite de la puissance réactive de la GED concerne le facteur de puissance. Suite aux observations précédentes, quel que soit le niveau de foisonnement, le facteur de puissance évolue fortement au cours de la journée. Estimer la puissance réactive transitant dans le réseau à partir du facteur de puissance moyen du départ et d'un profil standard de consommation de puissance active (comparable à la courbe moyenne de la figure IV.7) centré sur la puissance moyenne du départ engendre d'importantes erreurs.

A la suite de ces observations, la limitation est donc faite de façon traditionnelle en ajoutant une saturation calculée en temps réel suivant la formule (IV. 2) comme le montre la figure IV.10. La mesure de tension est filtrée avec un filtre passe bas, afin de ne pas répercuter d'éventuels régimes transitoires sur la consigne de réactif et pour maîtriser la dynamique du système.

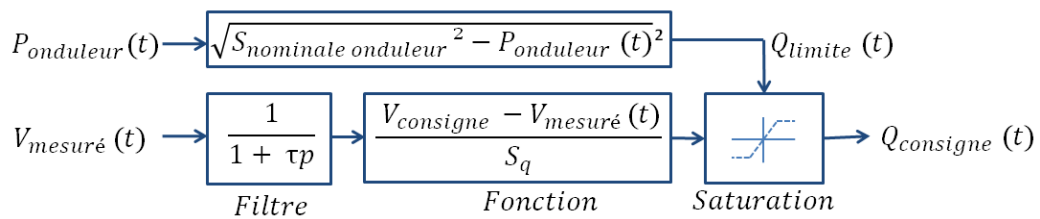


Figure IV.10 : Schéma du contrôle de la puissance réactive de l'onduleur

IV.3.3 Stratégie de pilotage mixte

Parmi les deux solutions de pilotage décentralisé présentées précédemment, la « compensation locale » se montre plus intéressante pour diminuer les pertes du réseau, tandis que le « suivi de variation de tension » a pour vocation de diminuer les variations de la tension locale. Ainsi, en s'inspirant du RAA, des seuils de tension, préalablement choisis, permettent à ce troisième pilotage de basculer d'un mode de pilotage à un autre afin de profiter des avantages des deux premières stratégies tout en limitant les inconvénients. Si la tension aux bornes de la GED se situe dans la plage prédéterminée, entre 0,92 et 1,08 p.u. (voir figure IV.11), la « compensation locale » permet de compenser le réactif consommé par le reste de l'installation et ainsi l'ensemble « GED plus charge » du client n'échange pas de réactif avec le réseau et contribue à minimiser les pertes. Si le module de la tension sort de l'intervalle [0,92 ; 1,08], la GED contrôle sa puissance réactive avec le « suivi de variation de tension » afin de résoudre les problèmes de tension au détriment des pertes sur le réseau. Afin d'empêcher le système de commuter d'un mode de pilotage à un autre de façon répétée pour des tensions proches des tensions de seuil, une hystérésis de 0,02 p.u. est ajoutée à chacun des deux seuils.

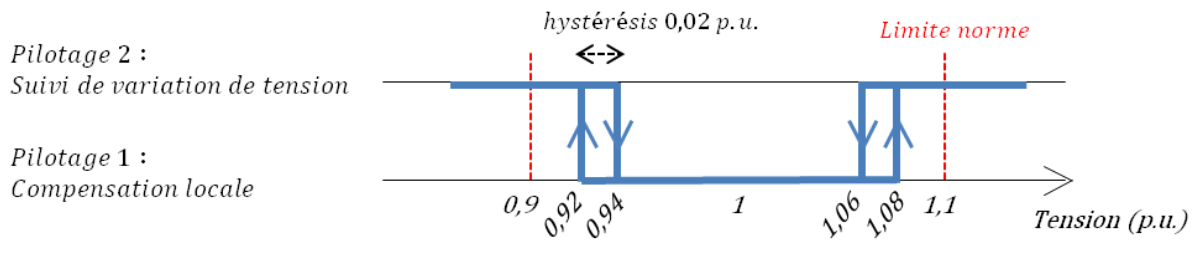


Figure IV.11 : Seuils de passage d'un pilotage à un autre en fonction de la tension

Ces trois modes de pilotage précédemment présentés sont testés en simulation numérique dans le paragraphe suivant, afin de comparer le nombre de dépassements de contrainte et le niveau de pertes sur le réseau pour des scénarios identiques. La possibilité de commander la puissance réactive d'un onduleur réel est évaluée dans le chapitre V grâce à la simulation hybride temps réel.

IV.4 Evaluation des pilotages décentralisés en simulation

IV.4.1 Présentation du cas d'étude

Le réseau BT, modélisé et utilisé dans les chapitres II et III pour l'étude d'impact et les études de raccordement des GED monophasées au réseau, est une nouvelle fois utilisé pour évaluer les solutions de pilotage décentralisé des GED. Cependant, l'étude d'impact réalisée dans le chapitre II a démontré que ce réseau urbain, aux longueurs de lignes courtes, n'est pas sujet aux problèmes de tension. Afin d'évaluer les pilotages dans des situations avec des dépassements de contrainte en tension, la topologie du réseau est modifiée en multipliant les longueurs de ligne par 2, et les impédances des lignes en conséquence. Suite à cette modification, les variations de la tension sont plus importantes au point de raccordement des charges et des PV, ce qui entraîne des dépassements de contrainte sur tension basse (module de la tension inférieur à 0,9 p.u.) ainsi que sur tension haute (module de la tension supérieur à 1,1 p.u.). La topologie du réseau et le placement des 12 clients du départ sont visibles sur la figure II.2. Une nouvelle fois, les courbes de consommation issues de campagnes de mesure faites par des partenaires du projet GreenLys sont utilisées.

Les trois pilotages sont évalués et comparés pour quatre taux d'insertion de GED : 25 %, 50 %, 75 %, puis 100 %, calculés suivant la formule (II. 2). Une fois de plus, l'hypothèse que tous les PV connectés au départ reçoivent la même irradiation solaire est faite, malgré le fait que le réseau soit plus étendu dans l'absolu, puisque les lignes sont deux fois plus longues : la nouvelle étendue géographique permet de garder cette hypothèse. La même courbe de production est donc utilisée pour l'ensemble des installations. Le tableau IV.2 présente le nombre de PV connectés sur le départ correspondant environ aux 4 taux d'insertions étudiés.

Taux d'insertion (%) (formule (II. 2))	25	50	75	100
Nombre de PV connectés	3	6	9	12
Puissance totale PV installée (kWc)	18	36	54	72

Tableau IV.2 : Nombre de PV et puissance installée pour les 4 taux d'insertions

Une courbe de consommation est aléatoirement associée à chacun des 12 clients du départ. Afin d'être représentative, la simulation est conduite sur une période de 10 jours, avec une fréquence d'échantillonnage de 15 min, c'est-à-dire, deux vecteurs de 960 points par client, un pour chacune des deux puissances active et réactive. Les courbes de production associées aux PV sont choisies en adéquation avec la période des courbes de consommation.

L'efficacité des trois pilotages est évaluée en comparant l'évolution des dépassements de contrainte en tension et des pertes sur le réseau. Une première simulation sans pilotage des PV permet de connaître le niveau de pertes et le nombre de dépassements de contrainte pour les quatre taux

d'insertion sans injection ou absorption de puissance réactive de la part des PV. Sans pilotage, les PV n'échangent donc aucune puissance réactive avec le réseau. Les pertes sur le réseau sont calculées à partir de la formule (II.3) présentée dans le chapitre II. Elles prennent en compte les pertes dans les trois conducteurs de phase et celles dans le conducteur de neutre. Elles représentent la puissance moyenne perdue durant les 10 jours de simulation. Les dépassements de contrainte sont comptabilisés en minutes par client et sont calculés de la façon suivante :

- 15 minutes avec dépassement de contrainte sont comptabilisées à chaque fois que la tension à une phase d'un des 3 nœuds raccordant des clients sort de l'intervalle $[0,9 ; 1,1]$ p.u. fixé par la norme [NFC 00]. L'incrémentación se fait par tranche de 15 minutes, puisque l'échantillonnage des courbes de charge en entrée est lui-même de 15 minutes.
- Pour une même période de 15 minutes, il est possible d'avoir n fois 15 minutes ajoutées au temps total de dépassement de contrainte si n points de connexion sont en sur-tensions ou sous-tensions.
- Le résultat final est une moyenne du nombre de minutes avec dépassement de contrainte par habitant sur la période simulée de 10 jours.

Les pilotages 2 et 3, respectivement « suivi de variation de tension » et « pilotage mixte », nécessitent la connaissance de la sensibilité de la tension à l'injection de puissance réactive au point de connexion de l'onduleur. Cette valeur S_q est déterminée à partir de la méthode présentée dans le paragraphe II.5.4. Les sensibilités obtenues pour chaque nœud sont exposées dans le tableau IV.3, et sont différentes des valeurs utilisées dans le chapitre III pour le système CAP puisque, dans le but de créer des dépassements de contrainte en tension, les longueurs des lignes ont été augmentées. Les impédances de ligne étant plus importantes, les sensibilités le sont également.

Nœud	Nœud 3			Nœud 4			Nœud 5		
	Ph 1	Ph 2	Ph 3	Ph 1	Ph 2	Ph 3	Ph 1	Ph 2	Ph 3
Sensibilité (V/Var)	0,0018	0,0026	0,0014	0,0019	0,0045	0,002	0,0012	0,0024	0,0013

Tableau IV.3 : Sensibilités S_q aux points de connexion des clients

IV.4.2 Présentation des résultats

Le tableau IV.4 affiche les niveaux de pertes moyens sur les 10 jours de simulation sans PV connecté au réseau puis pour 4 différents taux d'insertions. Les pertes sont ensuite normalisées afin de comparer les stratégies en fonction du taux d'insertion. Ainsi, pour chacun des 4 taux d'insertions, les pertes ci-dessous, sans aucune stratégie de pilotage, sont les valeurs de référence.

Taux d'insertion de PV (%)	0	25	50	75	100
Pertes moyennes (W)	304	358	436	548	594

Tableau IV.4 : Niveau de pertes sans pilotage des PV en fonction du taux d'insertion

Avec ces courbes de charges résidentielles, la consommation d'énergie est faible sur le départ au milieu de la journée, alors que les PV sont à leur pic de production. Cet écart se traduit par une inversion du flux de puissance et une augmentation des pertes avec l'augmentation du taux d'insertion de PV.

Sur la figure IV.12, l'évolution des pertes en fonction du mode de pilotage est visible pour les 4 différents taux d'insertion.

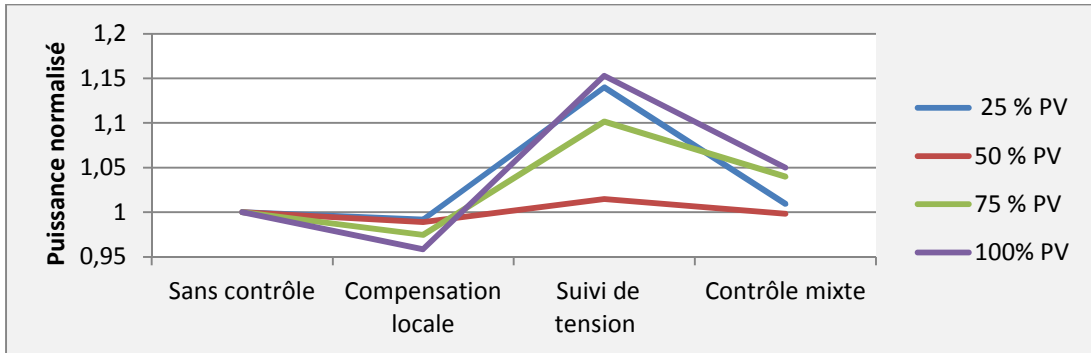


Figure IV.12 : Evolution des pertes sur le départ pour les 4 taux d'insertion en fonction des modes de pilotage

Les deux figures suivantes, IV.13 et IV.14, présentent respectivement les dépassements de contrainte sur tension haute et les dépassements sur tension basse.

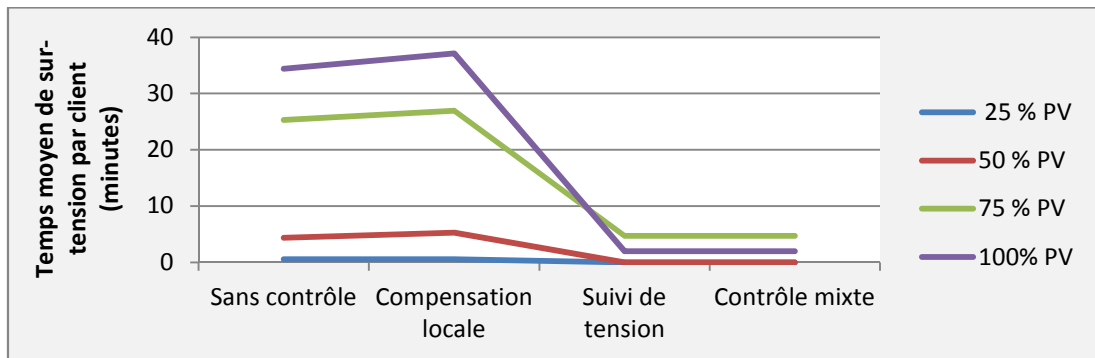


Figure IV.13 : Evolution des dépassements de contrainte en tension haute pour les 4 taux d'insertion en fonction des modes de pilotage (temps moyen par client sur 10 jours)

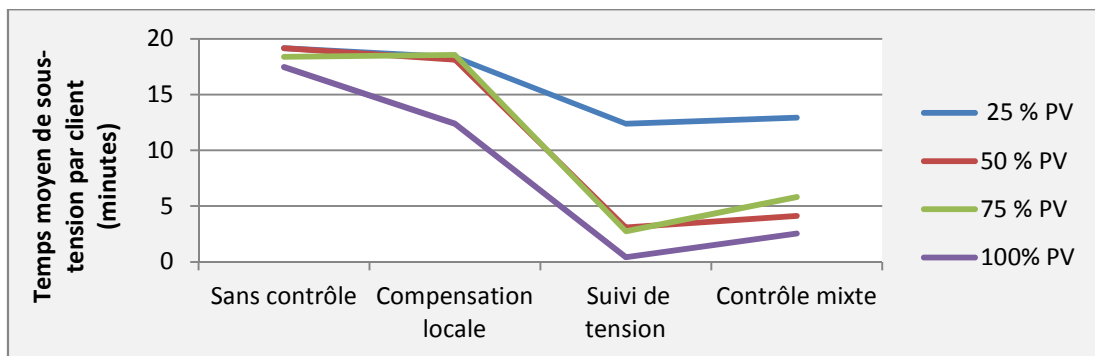


Figure IV.14 : Evolution des dépassements de contrainte en tension basse pour les 4 taux d'insertion en fonction des modes de pilotage (temps moyen par client sur 10 jours)

IV.4.3 Interprétation des résultats

- La compensation locale :

Au vu des figures IV.12, IV.13 et IV.14, l'impact du premier pilotage sur le réseau basse tension est analysé de la façon suivante :

- Quel que soit le taux de pénétration de PV, ce pilotage engendre systématiquement une diminution des pertes sur le réseau. Cependant, pour de faibles taux d'insertion, le gain sur les pertes est minime, avec moins de 1 % pour un taux d'insertion de PV de 25 %. Avec plus d'installations solaires, le gain devient plus intéressant, pour atteindre un maximum de 4,5 % lorsque le taux d'insertion est de 100 %.
- L'observation des dépassements de contrainte des surtensions met en évidence un effet indésirable. En calculant les dépassements de contrainte de façon binaire, c'est-à-dire que 252 V n'est pas un dépassement de tension, tandis que 253 V en est un, dans quelques rares cas, lorsque la tension est très proche de la limite haute, la compensation du réactif des clients ayant un PV augmente la tension, qui franchit alors le seuil de 1,1 p.u.
- Concernant les dépassements de contrainte dus à des tensions basses, la compensation locale, à l'image de la remarque faite pour les pertes, n'a un impact que très limité pour les faibles taux d'insertion, et devient plus intéressante pour les taux d'insertion plus élevés.

La compensation locale permet donc de réduire les pertes de façon certaine, puisque le courant réactif échangé entre l'onduleur et le réseau est la réponse à un courant réactif réel mesuré par le compteur intelligent du client. Cependant, même dans la situation la plus avantageuse, où tous les consommateurs sont équipés d'une installation solaire fonctionnant suivant ce pilotage, le gain sur les pertes ne dépasse pas les quelques pourcents. Ce premier pilotage n'a pas d'impact significatif sur les variations de la tension locale. Son principal avantage demeure dans sa simplicité et dans le fait qu'il ne soit pas intrusif.

- Le suivi de variation de tension :

L'objectif du pilotage 2 est de réduire les variations de tension au point de connexion de la GED. Les figures IV.13 et IV.14, présentant l'évolution des dépassements de contrainte en tension, affichent une diminution importante du nombre de minutes moyen par client en situation de dépassements de contrainte. Quel que soit le taux d'insertion de GED sur le départ, le gain sur les variations de la tension locale se montre intéressant. En revanche, les pertes sur le réseau (voir figure IV.12) sont fortement impactées par ce pilotage. Comme cela a été expliqué dans le paragraphe IV.2.1, le courant réactif injecté par la GED engendre une augmentation du module du courant en ligne, qui se traduit par une augmentation des pertes par effet Joules. Avec un taux d'insertion de 100 %, l'augmentation des pertes sur le départ est de 15 %.

En observant l'évolution du déséquilibre de tension au point de connexion de la GED, un effet indésirable est observé pour des taux d'insertion proches de 50 %. Pour ces taux d'insertion, il est fortement probable d'avoir à un nœud donné une répartition déséquilibrée des GED (par exemple une GED sur une phase et aucune sur les deux autres phases). Avec ce second pilotage, la phase où est

connectée la GED va se retrouver proche de la tension de référence grâce à l'injection de puissance réactive, tandis que les deux autres phases, ne raccordant aucune GED, ne sont pas compensées. Pour une répartition des charges équilibrée, cette situation conduit à une augmentation du déséquilibre de tension. Durant les simulations, cette situation se produit principalement pour un taux d'insertion de 50 %. L'augmentation moyenne du déséquilibre enregistrée est de 8 %.

Malgré une forte amélioration de la tension locale grâce au pilotage 2, l'augmentation du déséquilibre et surtout des pertes qu'il engendre conduisent au troisième pilotage, qui permet de limiter le mode « suivi de variation de tension » aux situations où la tension doit être pilotée afin d'éviter une sortie des limites.

- Le pilotage mixte :

Le passage d'un mode de pilotage à un autre, en fonction du niveau de tension aux bornes de l'onduleur, permet de limiter l'augmentation des pertes sur le réseau due à la surcompensation de puissance réactive. Les résultats sur les dépassements de contrainte sont comparables au mode précédent, puisque le pilotage est identique dès que la tension franchit les seuils fixés (voir figure IV.11). Concernant les pertes sur le réseau, le passage d'un mode à l'autre permet de limiter leur augmentation. L'augmentation moyenne la plus importante est de 5 % (voir figure IV.12).

Le tableau IV.5 synthétise les résultats obtenus pour chacun des trois pilotages.

Stratégie de pilotage	Points forts	Points faibles
Compensation locale	- Concept simple - Transparence totale pour le GRD - Diminution systématique des pertes sur le réseau	- Gain faible - Aucun impact notable sur les variations de tension
Suivi de variation de tension	- Gain intéressant sur la tension locale (aussi bien pour les surtensions que les sous-tensions)	- Augmentation des pertes sur le réseau - Risque d'augmentation du déséquilibre de tension dans certains cas.
Pilotage mixte	- Distinction entre un mode critique et un mode normal - Cumul des avantages des deux pilotages précédents dans chaque mode	- Nécessité d'optimiser les seuils de passage d'un pilotage à un autre. - Inconvénients des deux pilotages précédents dans chaque mode lorsqu'ils sont activés.

Tableau IV.5 : Synthèse des résultats des trois pilotages décentralisés des GED

IV.5 Stratégies de pilotages centralisé et décentralisé

En parallèle des études précédemment présentées sur le pilotage décentralisé des GED, des recherches sont réalisées sur le pilotage centralisé dans le cadre des travaux de thèse de Clémentine Benoit [BEN 15]. Afin de comparer les apports des deux types de pilotage, centralisé et décentralisé, ce paragraphe exploite des simulations de pilotage similaire réalisé en centralisé dans les travaux de thèse de [BEN 15] et en décentralisé dans les chapitres III et IV.

Contrairement aux trois pilotages présentés dans le paragraphe IV.3, les systèmes de pilotage centralisé impliquent des moyens de communication permettant au GRD d'avoir une vision globale de son réseau afin de piloter les différents moyens de flexibilité. Les moyens de flexibilité présents, ou envisagés, sur le réseau de distribution sont multiples, avec notamment le délestage diffus des charges, le stockage énergétique, les transformateurs avec régleur en charge, le pilotage des GED et la recharge des VE, etc. Dans cette étude, uniquement la flexibilité offerte par les GED est considérée afin d'être comparée aux solutions de pilotage décentralisé présentées précédemment. Que le pilotage soit centralisé ou décentralisé, l'objectif reste le même, ainsi, dans ses travaux [BEN 15] étudie des pilotages centralisés de GED visant à réduire les dépassements de contrainte (en amplitude de tension, en déséquilibre de tension et en amplitude de courant de phases et de neutre) et à diminuer les pertes pour de forts taux d'insertion de GED. L'objectif est d'augmenter la capacité d'accueil du réseau de distribution. Ce paragraphe compare ces deux approches en termes de gain sur les grandeurs physiques du réseau et évalue les conditions d'implémentation des deux solutions. Les comparaisons sont faites entre des stratégies travaillant sur le pilotage des mêmes sorties (les puissances des GED ou la phase de raccordement). Les résultats de ces comparaisons sont présentés de façon qualitative puisque l'évaluation des deux approches est faite sur des modélisations différentes.

IV.5.1 Le pilotage de la puissance réactive

Dans son approche de pilotage des puissances de sortie des GED en centralisé, [BEN 15] fait l'hypothèse que les informations suivantes sont communiquées en temps réel et constituent des données d'entrées accessibles pour l'algorithme du GRD calculant les consignes des GED :

- Le module de la tension aux bornes de l'ensemble des clients et des GED connectées au départ.
- Les puissances active et réactive, consommées par les clients et produites par les GED connectées au départ.

Dans un contexte de réseau Smart Grid, ces hypothèses sont faites en considérant que l'ensemble des consommateurs et producteurs sont équipés de compteurs intelligents capables de communiquer ces mesures. Contrairement à la plupart des solutions de pilotage centralisé proposées dans la littérature, la topologie du réseau, ainsi que les impédances des conducteurs, ne sont pas considérées comme connues pour le calcul des consignes. Une estimation de la topologie du réseau est faite grâce à une période d'apprentissage et aux données communiquées par les compteurs intelligents (voir chapitre II de [BEN 15]).

A partir de ces hypothèses, l'algorithme de calcul de répartition de charge optimale du GRD, OPF (Optimal Power Flow en anglais : calcul de répartition de charge optimal), détermine les consignes des puissance active et réactive de l'ensemble des GED présentes sur le départ dans l'objectif de diminuer les risques de dépassements de contrainte. Pour cela, l'OPF cherche à minimiser le déséquilibre des puissances à chaque nœud du réseau en respectant les contraintes suivantes :

$$- \begin{cases} \forall n \in \text{Noeud client} \\ \forall p \in \text{phase} \end{cases} \quad 0,9 < |V_{n,p}| < 1,1 \quad (IV.3)$$

$$- \quad 0,8 < \text{Coef Puissance}_{active} < 1 \quad (IV.4)$$

$$- Q_{consigne}(t) < \sqrt{S_{max\ GED}^2 - P_a(t)^2} \quad (IV.5)$$

- Avec : $|V_{np}|$: Le module de la tension au nœud n à la phase p .
- Coef Puissance_{active}* : Le coefficient appliqué à la puissance active produite par la GED, limité à 0,8 afin de ne pas pénaliser excessivement la production de puissance active.
- $Q_{consigne}(t)$: La consigne de production de puissance réactive de la GED à l'instant t .
- $S_{max\ GED}$: La puissance maximale de la GED
- $P_a(t)$: La puissance active produite par la GED à l'instant t .

Les résultats de cette optimisation, présentés dans les travaux de [BEN 15], mettent en évidence les gains plus intéressants obtenus par un pilotage centralisé des GED par rapport à un pilotage décentralisé, au détriment, bien entendu, d'un coût et d'une complexité de mise en œuvre plus élevés. Les problèmes de déviation de la tension sont résolus par le critère de convergence (IV.3) de l'optimisation, tandis que les fonctions à minimiser permettent de réduire les déséquilibres de tension et les courants de neutre, donc également les pertes sur le réseau. La connaissance globale de l'état du réseau en temps réel par le GRD permet donc de réduire les risques de dépassements de contrainte en tension sans augmenter les pertes et les déséquilibres de tension, contrairement aux solutions de pilotage décentralisé vues précédemment (notamment le pilotage par suivi de variation de tension présenté dans le paragraphe IV.3.2).

Cependant, les résultats des approches de pilotage centralisé sont à considérer avec précaution de par la complexité de réalisation qu'ils engendrent, comme évoqué ci-dessus. En effet, obtenir en temps réel l'ensemble des données nécessaires implique une importante structure de communication. De plus, la notion de temps réel reste relative, puisqu'équiper la totalité des usagers du réseau de distribution avec des compteurs communicants ne signifie pas disposer d'une communication temps réel. La fréquence de communication des équipements va fortement nuancer les résultats. Comme le montre la figure II.4, la dynamique de variation des courbes de consommation des clients peut être importante, avec une fréquence d'échantillonnage des communications des compteurs lente, les consignes de production de GED, une fois transmises, risquent de ne plus correspondre à l'état du réseau. Enfin, ce type de pilotage implique l'installation de matériels disposant d'une puissance de calcul importante dans les postes HTA/BT.

IV.5.2 La commutation de phase

Le concept du système à Commutation Automatique de Phase, présenté dans le chapitre III et fonctionnant de façon décentralisée, a été repris dans les travaux de [BEN 15] en le transposant à un pilotage centralisé. La décision de commutation de phase de la GED monophasée n'est donc plus prise suite à des mesures de grandeurs locales, mais suite à un calcul d'optimisation, utilisant les mêmes données d'entrées que précédemment dans le pilotage centralisé des puissances de sortie des GED

(voir paragraphe IV.5.1). La fonction objectif de l'OPF est de minimiser le déséquilibre en tous les nœuds raccordant des charges ou des GED. A la suite du calcul d'optimisation, le GRD envoie à chaque GED la phase sur laquelle se raccorder. Les variables de sorties sont donc uniquement les phases de connexion des GED, aucune consigne n'est donnée sur les puissances.

Ce pilotage centralisé est évalué en simulation dans les travaux de [BEN 15]. Avec la connaissance en temps réel de la tension et des puissances actives et réactives des clients, l'optimisation de la phase de connexion des GED permet de diminuer le déséquilibre de tension, les pertes sur le réseau, ainsi que les variations de tension aux bornes des utilisateurs.

Contrairement au pilotage des puissances de sortie des GED, où l'approche centralisée présente une plus-value importante par rapport à l'approche décentralisée, le gain apporté par le pilotage centralisé pour la commutation de phase des GED monophasées est plus discutable. En effet, pour le pilotage des puissances de sortie, l'approche centralisée permet de réduire les problèmes d'augmentation des pertes et du déséquilibre de tension que l'on peut retrouver avec un pilotage décentralisé (voir paragraphe IV.4.3 et IV.5.1). L'intérêt du pilotage centralisé est évident puisqu'il résout le problème principal rencontré avec le pilotage décentralisé. Pour ce qui est du pilotage de la phase de raccordement des GED, l'approche centralisée présente peu d'avantages devant la difficulté supplémentaire d'implémentation qu'elle implique. Une fois de plus, les modélisations étant différentes entre les études de [BEN 15] et celles de ces travaux de thèse, la comparaison ne peut être qualitative. Cependant, au vu des résultats de simulation du système CAP, présentés dans le chapitre III, et de l'étude de [BEN 15] (*chapitre III : Improved network operation with centralized Real Time information*), que le pilotage soit centralisé ou décentralisé, le contrôle de la phase de raccordement de la GED monophasée dégage des gains comparables.

IV.6 Conclusion

Dans la continuité des études de raccordement de GED monophasée étudiées dans le chapitre III, des stratégies de pilotage des puissances de sortie des GED ont été évaluées. Trois nouveaux pilotages décentralisés ont été présentés, tous trois imaginés dans un contexte de réseau Smart Grid où les consommateurs sont équipés de compteurs communicants. Le premier pilotage, la compensation locale de la puissance réactive, permet d'utiliser la GED pour compenser l'énergie réactive localement consommée par le client propriétaire de cette GED. Le deuxième pilotage, le suivi de variation de tension, utilise la valeur de la sensibilité locale du réseau, estimée suivant la méthode présentée dans le chapitre II, pour effectuer un pilotage de type VVC afin de limiter les fluctuations de la tension. Et enfin, le troisième pilotage présenté dans ce chapitre est un mix des deux premiers, où la GED est contrôlée suivant le premier ou le deuxième pilotage en fonction du niveau de tension à ses bornes. Ces trois pilotages décentralisés ont ensuite fait l'objet de simulations afin d'évaluer leurs impacts respectifs sur un départ basse tension utilisant des courbes de charge réelles. Les simulations ont permis de mettre en évidence la nécessité de pouvoir basculer d'un pilotage à un autre afin de limiter l'augmentation des pertes et du déséquilibre occasionnés par le second pilotage. Enfin, dans la dernière partie, le pilotage décentralisé de la phase de raccordement du chapitre III (système CAP), et

les pilotages de la puissance réactive de ce chapitre sont comparés qualitativement à des pilotages équivalents en centralisé. Cette comparaison montre que des problématiques rencontrées avec des pilotages décentralisés peuvent être résolus en travaillant avec des solutions centralisées. Cependant, le pilotage centralisé implique des moyens de communication supplémentaires importants avec les coûts associés. Pour le pilotage de la phase de raccordement des GED monophasées, la comparaison des deux approches, centralisée ou décentralisée, tend à conclure que la complexité engendrée par la solution centralisée ne produit pas une amélioration importante du système.

Le pilotage de la puissance réactive en décentralisé étudié dans ce chapitre et le système à Commutation Automatique de Phase présenté dans le chapitre III ont été étudiés de façon séparée. Réaliser des simulations joignant les deux pilotages est une perspective intéressante qui permettrait d'observer l'évolution de la capacité d'accueil d'énergie renouvelable d'un réseau en pilotant conjointement la phase de raccordement de l'installation ainsi que la puissance réactive. Concernant la comparaison des approches centralisée et décentralisée, une étude des deux types de pilotage à partir d'une même modélisation permettrait de quantifier leurs apports.

Les solutions de pilotage présentées dans les deux précédents chapitres ont été évaluées à partir de simulation numérique. La modélisation d'un départ BT a été utilisée pour observer l'évolution des grandeurs caractéristiques d'un réseau en fonction de la phase de raccordement ou du niveau de puissance injectée par des GED. Dans ces simulations, la GED est uniquement modélisée par une injection de puissance. Afin de tester le comportement des GED, et plus précisément celui des onduleurs solaires, face à ces stratégies de pilotage, le chapitre suivant reprend les pilotages dans des simulations hybrides temps réels intégrant un onduleur solaire physique.

Chapitre 5

Evaluation des stratégies de pilotage en simulation hybride temps réel

V.1 Introduction

Les stratégies de pilotage développées dans les précédents chapitres visent à minimiser l'impact néfaste des GED sur les grandeurs caractéristiques du réseau afin d'augmenter sa capacité d'accueil sans engendrer des frais de redimensionnement ou de renforcement importants. Pour valider le fonctionnement et la possibilité d'implémentation de ces stratégies de pilotage sur des GED réelles, ce chapitre met en œuvre des simulations hybrides temps réel permettant d'insérer des équipements physiques dans les simulations pour observer leur comportement face aux pilotages développés.

La simulation hybride temps réel est un outil permettant d'évaluer des équipements réels dans un environnement plus réaliste qu'en simulation purement logicielle. Dans cette étude, le système de production PV ainsi que le système à Commutation Automatique de Phase (CAP), développé dans le chapitre III, sont les équipements réels, tandis que leur environnement est le réseau de distribution modélisé.

Dans la première partie de ce chapitre, le principe de fonctionnement et l'intérêt de la simulation hybride temps réel sont présentés. Ensuite, le système CAP ainsi que les stratégies de pilotage de la puissance réactive du chapitre IV sont évalués en utilisant des onduleurs solaires commerciaux monophasés.

V.2 La simulation temps réel *“Power Hardware In the Loop”*

La simulation numérique présente de nombreux avantages devant la simulation analogique, elle rend la modélisation plus simple et plus rapide, les dangers de manipulation sont réduits et les modèles peuvent être rapidement modifiés. Cependant, pour que les résultats d'une simulation numérique soient exploitables et précis, une modélisation adaptée aux phénomènes étudiés doit être réalisée. Cette étape de modélisation peut s'avérer délicate étant donné qu'il n'est pas toujours évident de modéliser les systèmes étudiés. Dans le cas de ces travaux, les simulations présentées dans les chapitres précédents sont basées sur la modélisation de réseaux de distribution, de charges et de GED. La modélisation des réseaux électriques est bien connue et de nombreux modèles existent. Jusqu'à présent, les charges et les GED ont été modélisées dans le réseau comme des nœuds où de l'énergie est absorbée ou consommée (voir paragraphe I.6). Sachant que ce chapitre vise à vérifier le fonctionnement et l'implémentabilité des stratégies de pilotage précédemment développées sur des GED de type PV, l'onduleur solaire doit désormais être ajouté à la simulation. Cependant, la modélisation complète et réaliste d'un onduleur solaire serait extrêmement compliquée et impliquerait de connaître les algorithmes internes, les systèmes de sécurité ou encore les technologies des composants, c'est pourquoi il est plus facile et plus fiable d'intégrer à la simulation un onduleur réel. La simulation devient alors une simulation « hybride ».

La simulation hybride combine une partie numérique ("software") et une partie analogique ("hardware"). Dans cette étude, le réseau et les charges représentent la partie numérique de la simulation, tandis qu'un système de production photovoltaïque physique compose la partie analogique.

Une simulation hybride implique également une exécution en temps réel. En effet, la partie analogique de la simulation incorpore des éléments physiques pour lesquels une seconde de simulation représente une seconde dans la vie réelle. Ainsi, pour pouvoir synchroniser les parties numérique et analogique et échanger des variables entre elles, via des systèmes de conversion numérique-analogique et analogique-numérique, la partie numérique doit également fonctionner en temps réel. La dernière particularité de cette simulation est la présence de forte puissance, puisque l'installation PV peut produire plusieurs kilowatts. Un échange de puissance doit donc être réalisé entre un équipement *hardware* et un logiciel, ce qui ne peut se faire qu'à travers un système d'amplification, d'où le terme en anglais de simulation *Power-Hardware-In-The-Loop* ou *PHIL*.

V.2.1 Fonctionnement de la simulation PHIL

La figure V.1 présente le fonctionnement général d'un simulateur PHIL. Les modélisations sont faites sous un PC de développement puis compilées et chargées dans le simulateur temps-réel. Les variables du modèle numérique nécessaires aux équipements réels sont converties en format analogique puis envoyées à l'amplificateur qui adapte les signaux aux amplitudes souhaitées. Les équipements réels peuvent alors être connectés en sortie de l'amplificateur. Des capteurs bouclent le système en mesurant les grandeurs des équipements réels qui interagissent avec le modèle numérique. Certains systèmes peuvent être directement connectés au simulateur sans amplificateur si leurs signaux sont adaptés aux cartes d'entrée / sortie du simulateur (signaux de faible puissance), dans ce cas on parle de simulation HIL pour *Hardware-In-The-Loop*.

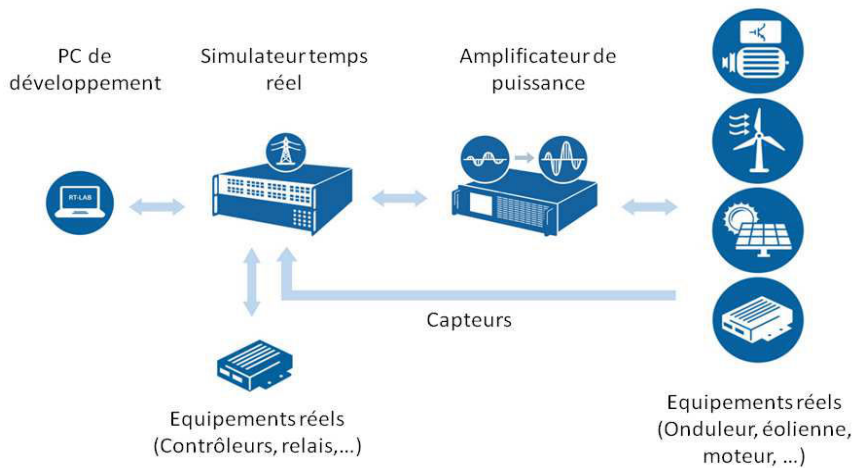


Figure V.1 : Architecture d'une plateforme de simulation PHIL [OPAL RT]

Le fonctionnement d'une simulation PHIL implique plusieurs règles :

- Un pas de simulation fixe permettant de synchroniser l'échange des données entre les parties numérique et analogique. En PHIL, il n'est pas possible d'utiliser un pas de temps variable, qui permet généralement dans le cas d'une simulation numérique classique d'adapter le pas de calcul à la dynamique des grandeurs simulées et donc d'optimiser le temps de calcul sans perdre en précision [OCN 08].

- Le choix d'une fréquence d'échantillonnage appropriée. Etant donné que le pas de simulation est fixe, le choix de la fréquence d'échantillonnage doit prendre en compte la précision désirée, la taille du modèle et la puissance de calcul du simulateur [GOM 05].
- L'utilisation de signaux temporels ou une reconstitution de signaux temporels. En effet, les équipements réels présents dans la simulation PHIL doivent être connectés à l'amplificateur par des signaux temporels. Dans la présente étude, les signaux entre l'onduleur et l'amplificateur doivent être des sinusoïdes (pas d'étude harmonique ici) avec une amplitude proche de 230 V et une fréquence de 50 Hz. La résolution du modèle à partir d'un Load Flow travaillant avec les valeurs RMS des signaux est donc proscrite ou impose de les convertir ensuite en signaux temporels.

V.2.2 Présentation de la simulation PHIL pour l'évaluation des stratégies de pilotage des GED

La simulation présentée est construite autour du simulateur temps réel RT-Lab développé par le constructeur Canadien OPAL-RT. Ce simulateur présente la particularité d'être compatible avec MatLab Simulink, ainsi la modélisation est faite sous Simulink puis les modèles sont convertis et exécutés sur le simulateur. Le système CAP et les pilotages de la puissance réactive du système PV, sont étudiées en simulation PHIL à partir des mêmes réseaux que précédemment modélisés sous Simulink. Les principales parties de la simulation sont présentées ci-dessous :

- Insertion de l'onduleur réel dans la simulation : elle se fait en récupérant les tensions des trois phases dans le modèle au nœud prédéterminé de raccordement (voir figure V.3). Le Convertisseur Numérique Analogique (CNA) permet d'obtenir en sortie du simulateur une consigne analogique pour piloter l'amplificateur. A partir d'un gain, l'amplificateur reproduit alors les tensions réelles qui permettent de connecter le système PV. Le courant produit par l'onduleur est mesuré et converti en signal numérique pour être pris en compte dans la modélisation du réseau sur le simulateur.

- Emulation du PV : afin de ne pas dépendre des conditions météorologiques pour effectuer les tests, le PV est émulé par une source de courant continu programmable. A travers un nano-calculateur de type Raspberry, une courbe de production journalière de PV est communiquée à la source DC qui la reproduit en sortie. L'onduleur applique un algorithme de type MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, en Anglais) permettant d'extraire la puissance maximale du PV à chaque point de fonctionnement en ajustant la tension du bus DC. Afin que l'onduleur reconnaisse le fonctionnement d'un PV et ne se mette pas en défaut, la source DC est programmée de façon à reproduire le comportement d'un PV. Ainsi, une caractéristique courant-tension typique de PV, $I = f(V)$, est embarquée sur le calculateur Raspberry afin d'ajuster le courant en sortie de la source DC en fonction des variations de tension du bus DC faites par l'onduleur (voir figure V.2).

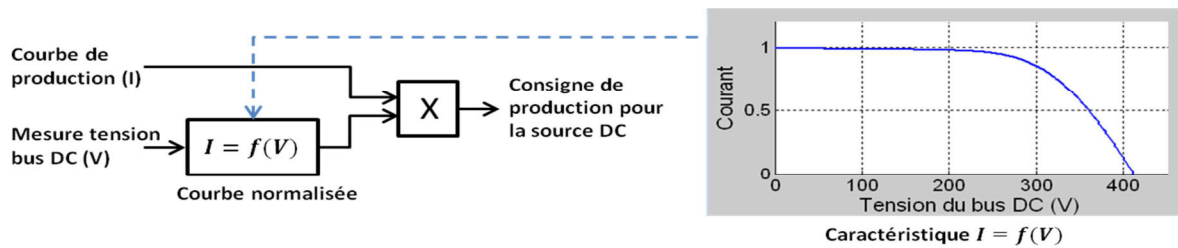


Figure V.2 : Consigne de courant envoyée à la source DC pour reproduire le comportement d'un PV

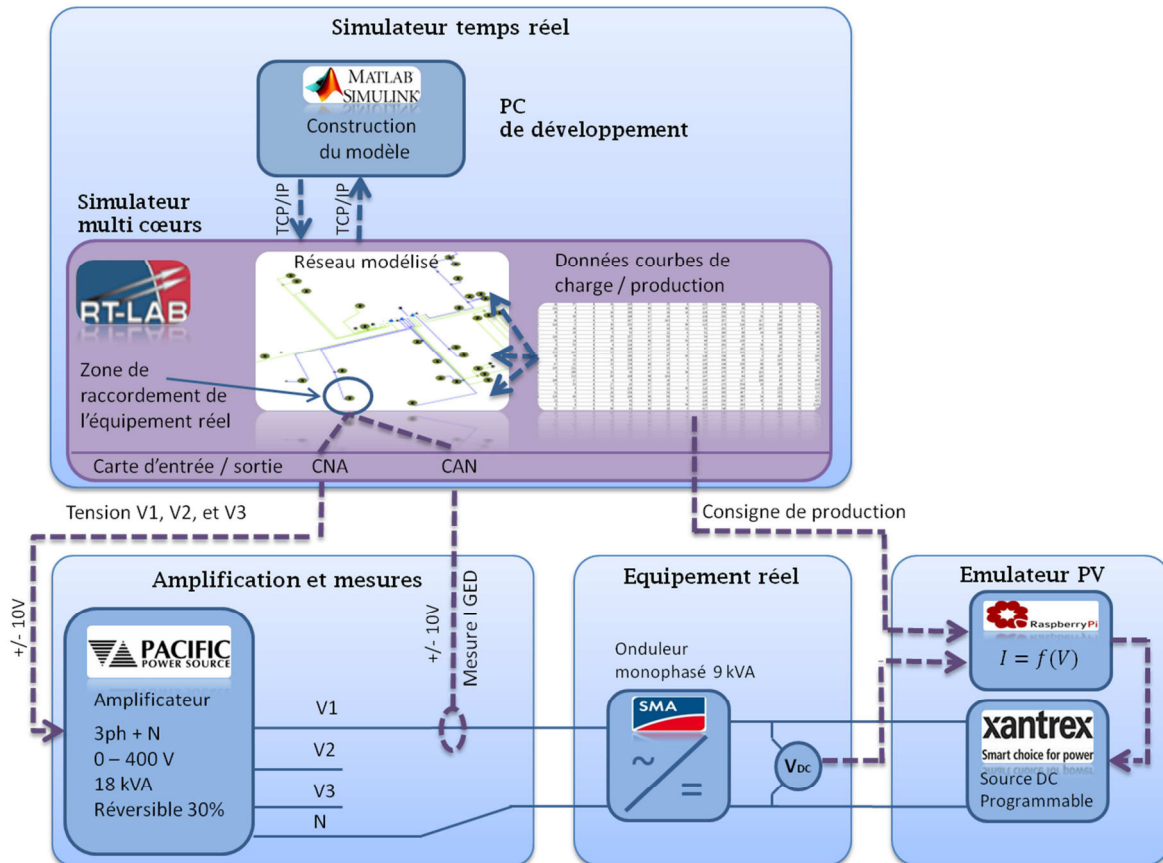


Figure V.3 : Simulation PHIL avec onduleur monphasé

V.3 Test du système C.A.P. en PHIL

C'est sur cette plateforme de simulation temps réel qu'un prototype du système à Commutation Automatique de Phase est ajouté. L'objectif de ce prototype est d'évaluer ce qui ne pouvait pas l'être à partir des simulations numériques réalisées dans le chapitre III, à savoir :

- Déterminer la faisabilité de réalisation du système et lever d'éventuelles problématiques de conception.
- Observer le comportement d'un onduleur solaire réel face à des commutations de phase rapides.
- Mesurer le temps de reconnexion de l'onduleur après une commutation. En effet, pour l'onduleur, une commutation est perçue comme une perte du réseau de distribution. Une fois reconnecté sur une nouvelle phase, l'onduleur procède à différents tests permettant de vérifier que le réseau soit

dans une configuration « normale » autorisant la production (fréquence, tension, pas de détection d'îlotage, impédance du neutre cohérente, etc.).

- Et enfin, vérifier que les gains obtenus avec le système modélisé du chapitre III soient cohérents avec ceux du prototype.

En reprenant la figure V.3, la figure V.4 illustre l'insertion du prototype du système CAP dans la simulation PHIL. A l'heure actuelle, pour des raisons de simplicité et de temps de développement, l'algorithme déterminant la phase de connexion n'est pas embarqué dans le prototype et reste sur le simulateur. Les valeurs de sensibilité des phases à l'insertion de puissance active, S_p , nécessaires aux calculs de la phase de raccordement (voir équation III.4), sont également gérées dans le simulateur. Dans une version finale, le système CAP pourra disposer d'un microcontrôleur permettant d'embarquer les algorithmes. Avec l'algorithme dans le simulateur, la consigne de commutation est envoyée au système CAP par la carte d'entrée / sortie du simulateur. Elle est calculée à partir de la mesure du courant fourni par l'onduleur et du module des tensions des trois phases au nœud de raccordement de l'onduleur. Le prototype du système CAP est inséré entre l'amplificateur et l'onduleur.

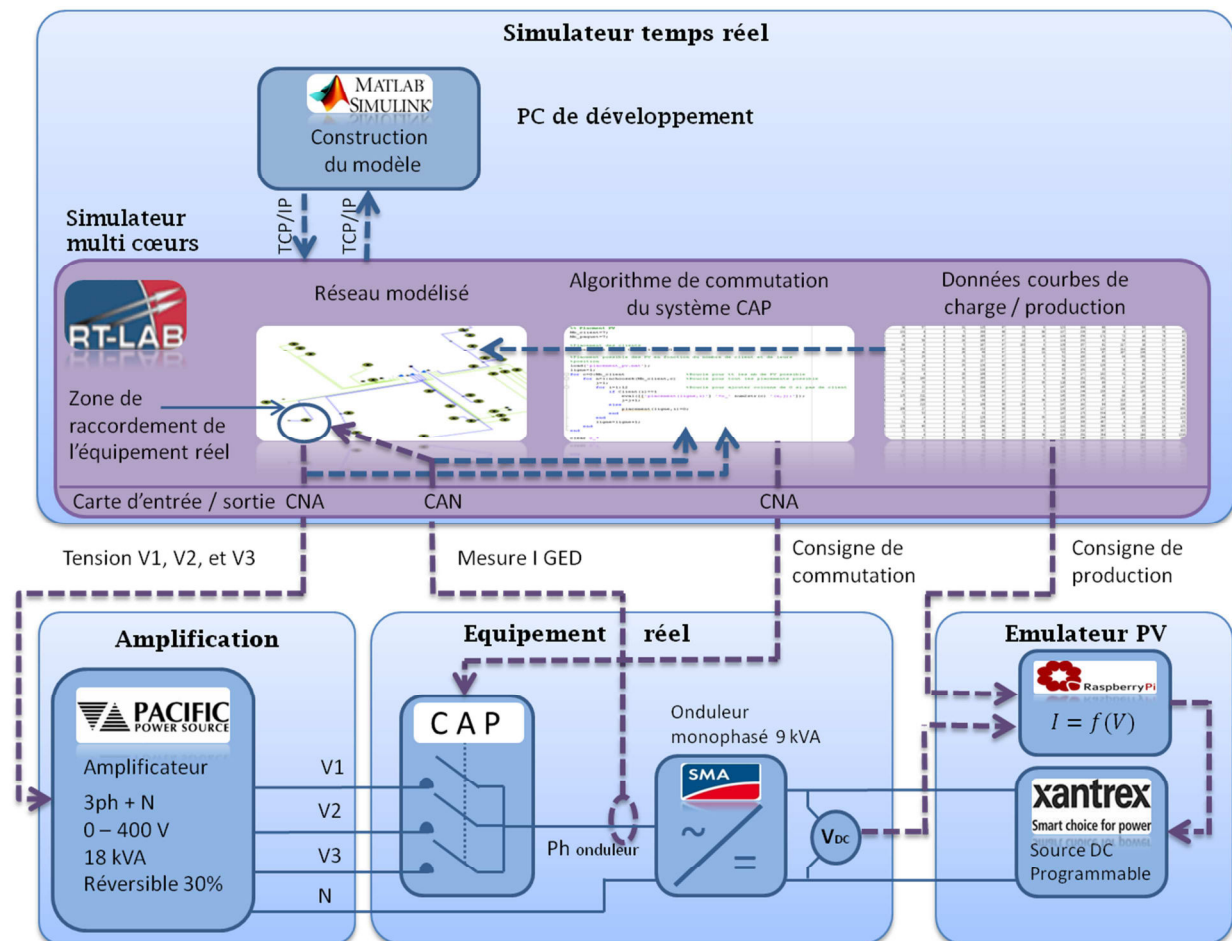


Figure V.4 : Intégration du système CAP dans la simulation PHIL

Les éléments constituant le prototype ainsi que la justification de leur choix sont présentés dans le paragraphe suivant. Les résultats des simulations PHIL du système CAP sont présentés dans le paragraphe V.3.2.

V.3.1 Conception du prototype

Le prototype est construit autour de trois interrupteurs permettant de raccorder l'installation solaire monophasée à l'une des trois phases du réseau. Les fonctions que doivent remplir les interrupteurs sont présentées dans le tableau V.1.

Fonctions des interrupteurs	
Maintenir une tension de 400 V	Lorsque l'un des trois interrupteurs est fermé, les deux autres doivent supporter une tension composée à leurs bornes.
Maintenir et interrompre un courant supérieur à 8 A	Bien que la puissance nominale maximale fournie par l'installation solaire soit de 9 kVA, soit 39 A sous 230 V, le courant pour le prototype est limité à 8 A puisque l'amplificateur, qui doit dissiper ce courant, est limité par construction pour une utilisation en absorption d'énergie à 2500 VA.
Etre pilotable à partir d'un signal analogique de 0 – 5 V	Pour cette première version où le signal de commande provient du simulateur, ce qui permet de s'affranchir d'un étage d'adaptation du signal.
Etre capable de dissiper les pertes par convection naturel	Afin de disposer d'une version prototype simple, les interrupteurs sont choisis pour fonctionner sans ventilateur.
Présenter une durée de vie en nombre de commutations supérieur à 100 000	En estimant un nombre maximum de commutations journalières par interrupteur à 10 sur une période de fonctionnement de l'installation solaire de 20 ans.
Afficher des pertes en conduction faible	En effet, en permanence l'un des trois interrupteurs est à l'état passant. Contrairement aux convertisseurs (hacheurs, onduleurs, etc.) la fréquence de commutation des interrupteurs dans le système CAP est extrêmement faible (quelques commutations par jour), les pertes par commutation ne sont donc pas un critère à prendre en compte.

Tableau V.1 : Cahier des charges des interrupteurs du système CAP

A partir des fonctions identifiées dans le tableau V.1, le choix des interrupteurs s'est porté sur des relais statiques (composants d'électronique de puissance), principalement pour la simplicité de leur commande à partir des cartes d'entrée / sortie du simulateur. Le circuit équivalent des composants retenus est présenté sur la figure V.5.

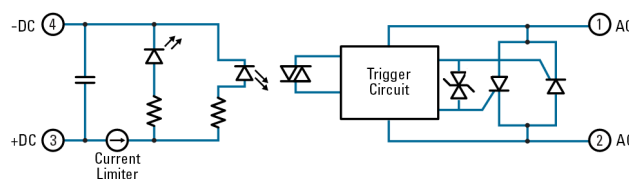


Figure V.5 : Schéma d'un relais statique à opto-coupler [CRYDOM]

L'ouverture de l'interrupteur pendant la production de l'onduleur, qui implique la coupure d'un courant pouvant être important couplé à la nature inductive du réseau et du filtre de sortie de l'onduleur, engendre de fortes surtensions aux bornes de ce dernier. Afin de réduire ces surtensions des amortisseurs de type RC sont ajoutés en parallèle des interrupteurs (voir figure V.6). R et C sont dimensionnés à partir du temps d'ouverture du composant, de la tension et du courant ainsi que du $\frac{\partial V}{\partial t}$ maximum toléré [CDE Guide].

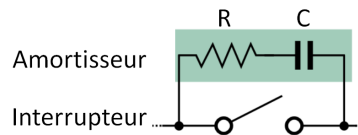


Figure V.6 : Schéma de principe d'un amortisseur RC

Une commande à la fermeture accidentelle de deux interrupteurs engendrerait un court-circuit biphasé. Bien que l'algorithme soit codé de façon à éviter cette situation, une protection matérielle est ajoutée au prototype sur un circuit imprimé constitué de portes logiques, afin d'autoriser une seule des trois sorties à être activée à la fois. Des fusibles à fusion rapide protègent les interrupteurs.

La figure V.7 présente le prototype avec l'implantation des différents éléments.

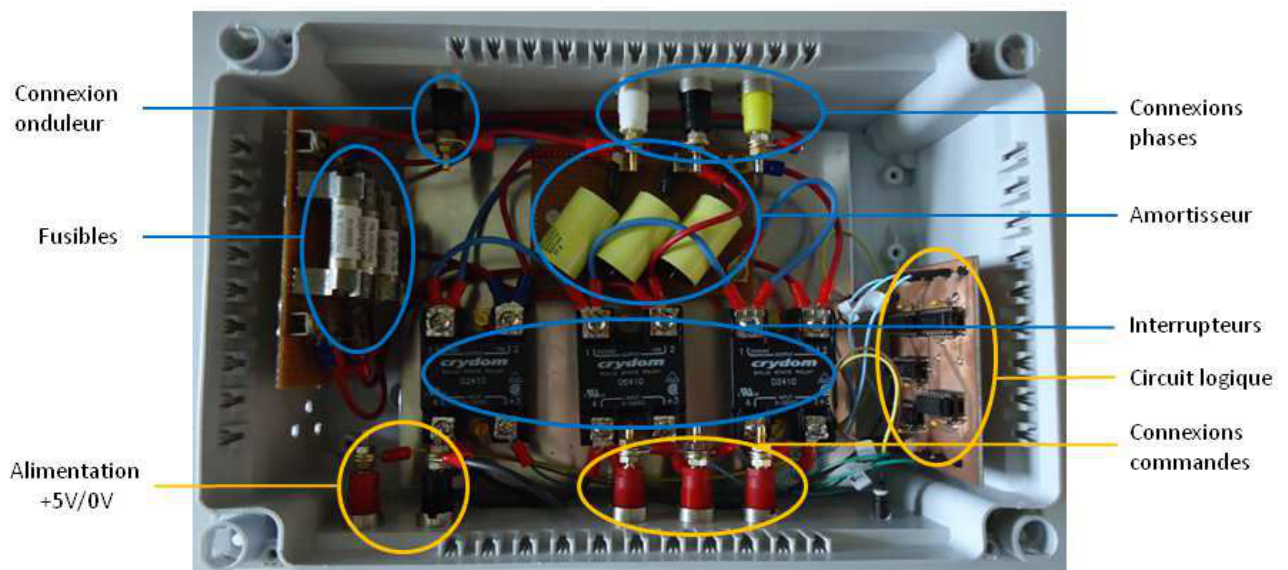


Figure V.7 : Implémentation des composants du prototype du système CAP

V.3.2 Test en simulation PHIL

A partir de la plateforme de simulation temps réel et du prototype, le fonctionnement du système CAP est alors évalué sur des onduleurs réels. Les principaux tests réalisés pour valider le système et présentés dans la suite de ce chapitre sont les suivants :

- Essai 1 : Observation du comportement de l'onduleur face à une commutation.
- Essai 2 : Mesure du temps de reconnexion.
- Essai 3 : Simulation d'une journée de production.

V.3.2.1 Essai 1 : Observation du comportement de l'onduleur face à une commutation

Dans ce premier test la commande de commutation est gérée manuellement puisque l'objectif est uniquement d'observer la réaction de l'onduleur. La démarche est la suivante : un courant continu, produit par la source DC, est converti en alternatif par l'onduleur solaire avant de transiter par le système CAP et d'être injecté sur le réseau de distribution. Une commutation d'une phase vers une autre est réalisée pour différents niveaux de production. Le comportement de l'onduleur ainsi que la tension aux bornes des interrupteurs sont observés.

Les tests sont réalisés successivement sur trois onduleurs commerciaux :

- Un SMA monophasé de 9 kVA (modèle Sunny Mini Central 9000TLRP-10).
- Un Fronius monophasé de 1,8 kVA (modèle IG20).
- Un Axium monophasé de 1,75 kVA(modèle Platinuim 1.75).

Lors de la commande à l'ouverture de l'interrupteur passant, les trois onduleurs réagissent de façon similaire, ils se découplent du réseau et affichent une erreur correspondant à la perte du réseau de distribution. La figure V.8 affiche la forme de la tension aux bornes des deux interrupteurs du système CAP concernés par la commutation lors d'un test sur l'onduleur SMA. Grâce aux amortisseurs RC, aucune surtension n'est enregistrée à l'ouverture de l'interrupteur. Un Δt (temporisation) de 0,4 seconde est ajouté entre l'ouverture du premier interrupteur et la fermeture du second afin d'éviter tout risque de court-circuit biphasé. Durant ce laps de temps, la tension aux bornes des interrupteurs est flottante puisque l'onduleur s'est déconnecté du réseau (voir figure V.9). Le potentiel entre le système CAP et l'onduleur décroît progressivement en raison des amortisseurs. Sur la figure V.8, à $t_0 = 0$, le premier interrupteur est ouvert ; à $t_1 = 0,03$ seconde, l'onduleur se découple du réseau et à $t_2 = 0,4$ seconde, le second interrupteur se referme. A cet instant t_2 , l'onduleur n'est toujours pas reconnecté au réseau, cependant il voit à ses bornes une tension réseau « normale » permettant de démarrer son algorithme de connexion.

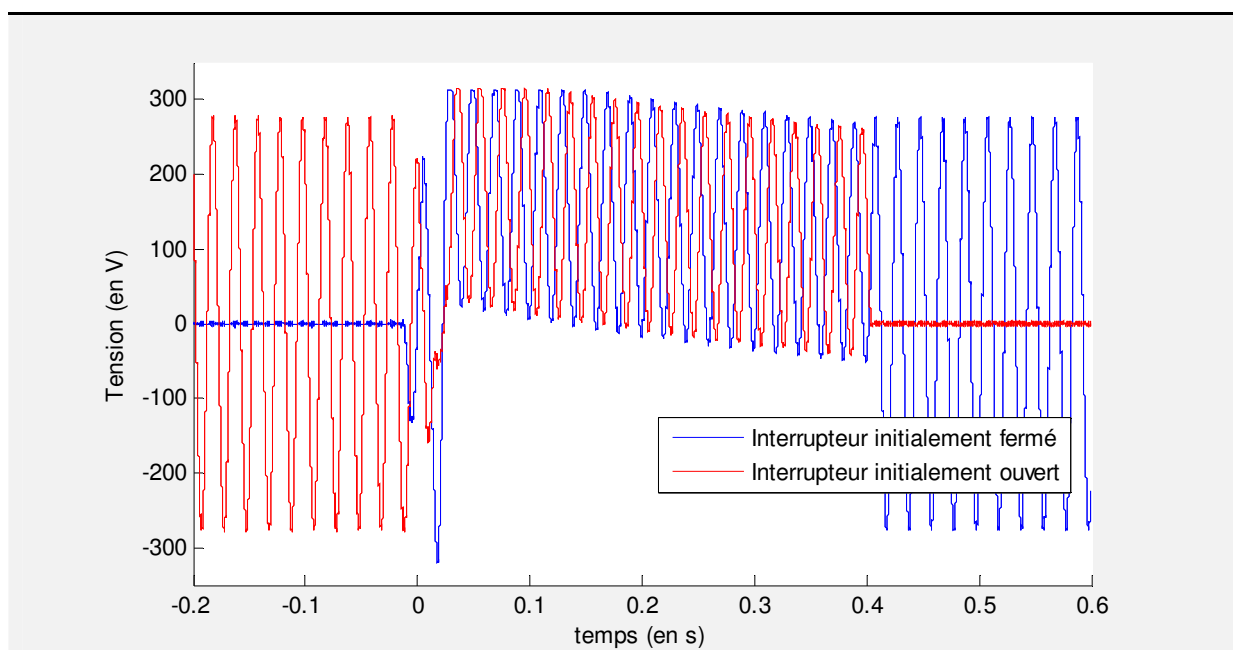


Figure V.8 : Tension aux bornes d'un interrupteur lors d'une commande à l'ouverture

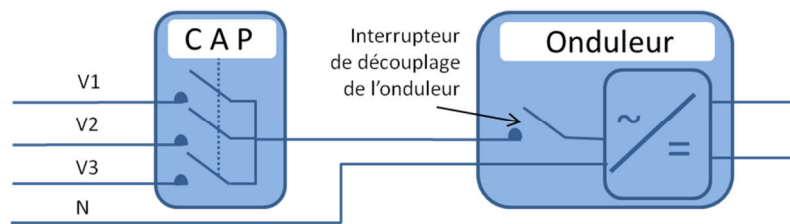


Figure V.9: Potentiel flottant entre le système CAP et l'onduleur durant une commutation

La durée du processus de reconnexion de l'onduleur, visant à vérifier que les conditions de raccordement sont validées (fréquence du réseau, niveau de tension, etc.), est observée dans l'essai suivant.

V.3.2.2 Essai 2 : Mesure du temps de reconnexion

La période durant laquelle l'onduleur n'est pas connecté au réseau suite à une commutation de phase correspond à une perte de production. Dans le chapitre III, ces pertes ont été négligées en supposant que comparé à la durée d'une journée de production, ce laps de temps est négligeable. Cette hypothèse est vérifiée dans ce deuxième essai en procédant de façon identique à l'essai précédent : les commutations sont commandées manuellement, les tests sont réalisés à partir des mêmes onduleurs et pour différents niveaux de production de la source DC programmable. Le tableau V.2 présente les temps de reconnexion enregistrés pour les trois onduleurs en fonction de la puissance qui transite dans l'installation à l'instant de la commutation.

	Pour une puissance de 1 kW	Pour une puissance de 2,5 kW
Onduleur SMA 9 kVA	- Entre 3 minutes et 3,5 minutes	- Entre 1 minute et 8 minutes - Pas de reconnexion pour l'un des essais.
Onduleur Fronius 1,8 kVA	- Entre 1 minute et 1,25 minute	
Onduleur Axium 1,75 kVA	- Environ 30 secondes	

Tableau V.2 : Temps de reconnexion des onduleurs suite à une commutation

Parmi les 3 onduleurs évalués, le Fronius et l'Axium présentent des temps de reconnexion courts et réguliers, en revanche le SMA se montre problématique. Ses temps de reconnexion sont aléatoires et les variations entre les différents essais sont importantes. Dans le cas d'une utilisation du système CAP chez des producteurs il est évident que le comportement de l'onduleur SMA serait gênant. Pour un nombre de commutations journalières moyennes de 4 (voir paragraphe III.3.3), un temps de reconnexion de 8 minutes implique la perte d'une demi-heure de production. De plus la commutation pour laquelle l'onduleur ne s'est pas reconnecté reste inexplicée. En tout état de cause, il est possible d'avancer que certains onduleurs réagiront plutôt mal à des déconnexions/reconnexions régulières, ce qui est assez logique puisqu'ils n'ont a priori pas été conçus pour cela. Une généralisation du système CAP devra donc probablement passer par une communication entre CAP et onduleur pour arrêter ce dernier proprement, voire une intégration du système CAP à l'onduleur lors de la conception.

V.3.2.3 Essai 3 : Simulation d'une journée de production

Le prototype du système CAP est testé pour une journée d'ensoleillement estivale, soit pour une période d'environ 12 heures de production. La courbe de production utilisée est présentée sur la figure V.10. Pour cette simulation, les trois interrupteurs sont pilotés par l'algorithme de commutation (voir figure III.10) embarqué sur le simulateur temps réel. Durant toute la simulation, le système fonctionne de façon autonome. A l'initialisation, l'installation est connectée sur la phase 1. Les valeurs de sensibilité, nécessaires à la validation des conditions de commutation (voir inéquation III.3), sont initialisées à une valeur moyenne de $5 * 10^{-4}$ V/W. Cette valeur est définie à partir des valeurs moyennes de sensibilité, obtenues suivant la méthode d'estimation de S_p présentée dans le paragraphe II.5.3, pour les nœuds de plusieurs réseaux modélisés. Les nouvelles sensibilités calculées à chaque commutation par l'algorithme d'auto-apprentissage (voir figure III.10) sont ensuite utilisées pour affiner la valeur des sensibilités. Dans le cas de l'onduleur SMA, où les temps de reconnexion sont longs et aléatoires, le calcul des sensibilités s'avère problématique et fréquemment faux. En effet, l'estimation de S_p , comme présentée dans le paragraphe III.3.2.2, implique de mesurer la tension sur la nouvelle phase à l'instant de déconnexion puis à l'instant de reconnexion de la GED afin de mesurer la déviation en tension qu'elle engendre. Plus le temps entre ces deux événements est long, plus les autres charges et sources du réseau ont des chances d'avoir varié et faussent alors la mesure de S_p . Avec des temps de reconnexion courts, la majorité des S_p calculées sont représentatives de la sensibilité du réseau et l'algorithme d'auto-apprentissage converge vers une valeur proche de la réalité.

En parallèle de la simulation PHIL, la même simulation est réalisée en numérique à partir de la modélisation du système CAP utilisée dans le chapitre III. L'objectif est de comparer les résultats obtenus avec le prototype et ceux issus de la simulation numérique afin de valider la modélisation du système CAP et les résultats du chapitre III. Pour cela, les mêmes courbes de charge et de production sont utilisées comme données d'entrée pour la simulation PHIL et pour la simulation numérique.

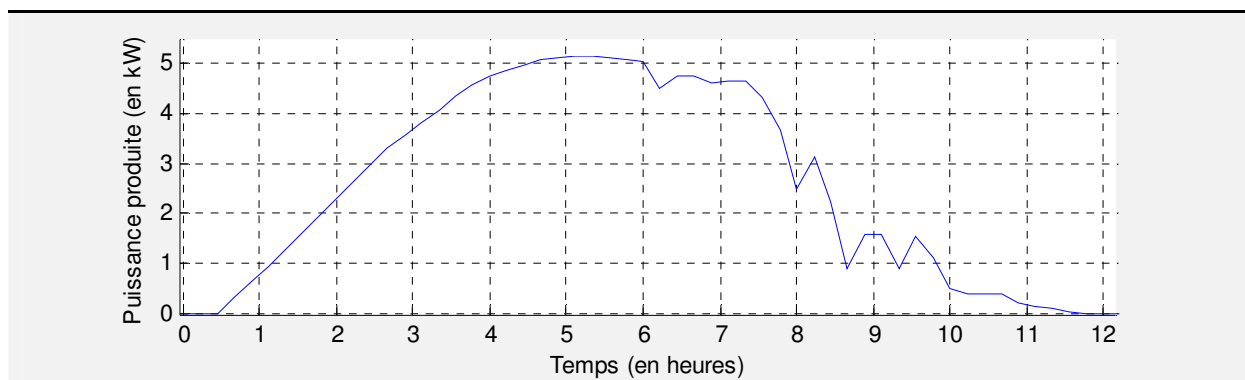


Figure V.10 : Courbe de production du PV pour la simulation PHIL et numérique

L'évolution du déséquilibre de tension au nœud de raccordement de l'installation est observée durant les 12 heures de production solaire. Les figures V.11 et V.12 présentent les déséquilibres avec et sans le système CAP, pour respectivement la simulation PHIL et la simulation numérique. Sur les deux graphiques, sont représentés en plus de l'évolution du déséquilibre :

- Les instants de commutations du système CAP, avec une incrémentation de la courbe verte de 0,5 à chaque commutation.
- La valeur moyenne du déséquilibre pour le système CAP désactivé (courbe bleue en pointillés).
- Et enfin, la valeur moyenne du déséquilibre pour le système CAP activé (courbe rouge en pointillés).

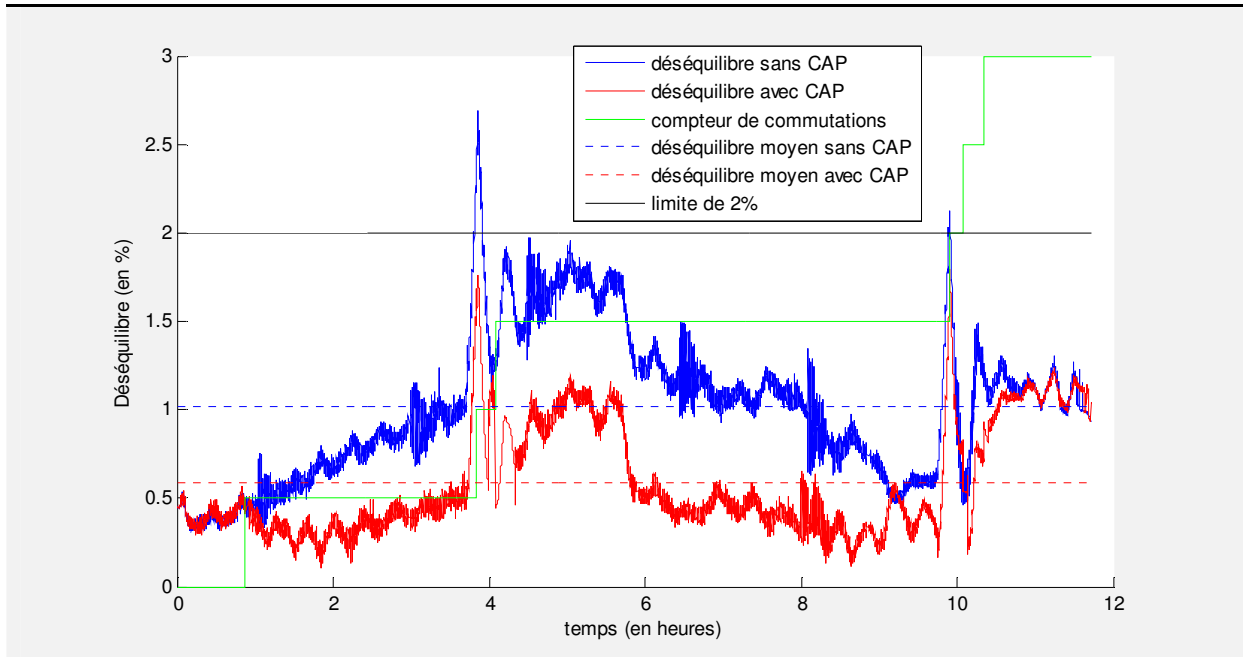


Figure V.11 : Déséquilibre avec et sans CAP en simulation PHIL

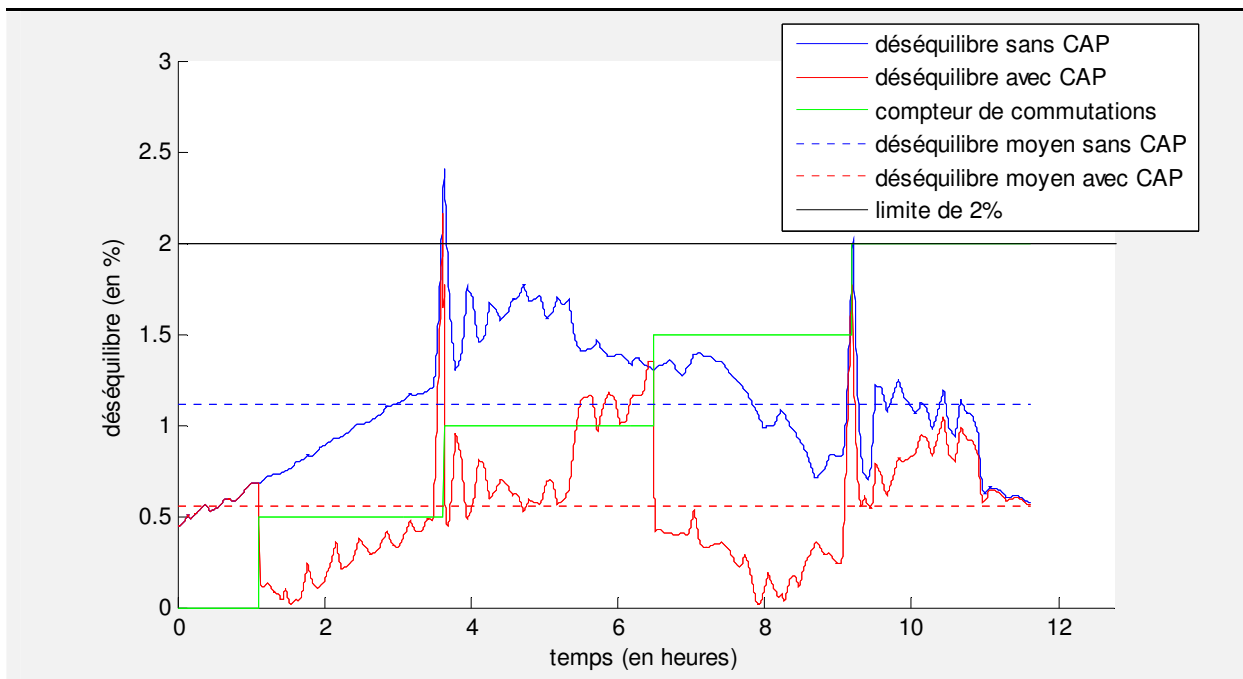


Figure V.12 : Déséquilibre avec et sans CAP en simulation numérique

En analysant les courbes des figures V.11 et V.12 conjointement, puis individuellement, les observations suivantes peuvent être faites :

- Les deux courbes bleues, présentant l'évolution du déséquilibre sans système CAP, sont assez proches. Celle de la simulation PHIL est plus bruitée, à cause des capteurs, mais les allures restent comparables.
- Les valeurs moyennes sans système CAP, présentées par les droites en pointillées bleues, affichent une légère différence, inférieure à 0,1 %, qui s'explique par la puissance injectée par la GED qui n'est pas exactement la même dans la simulation PHIL et la simulation numérique. En effet, pour la simulation PHIL, bien que la consigne de production soit la même que pour la simulation numérique, l'algorithme de MPPT de l'onduleur la modifie légèrement.
- Dans les deux simulations, les gains obtenus sur la réduction du déséquilibre moyen sont comparables avec une diminution d'environ 0,5 % du déséquilibre sur la période de production du PV.
- Les instants de commutation ne sont pas exactement identiques entre les deux simulations. Dans la simulation numérique, 4 commutations sont enregistrées. Parmi ces 4 commutations, 3 d'entre elles correspondent à des commutations de la simulation PHIL (même instant et commutation vers la même phase). Cependant, en PHIL, en raison du bruit de mesure, de la puissance produite par l'onduleur légèrement différente et principalement du temps de reconnexion de l'onduleur et donc des valeurs de sensibilité différentes, d'autres commutations interviennent.
- Dans les deux simulations, les pics sur le déséquilibre sont réduits grâce au système CAP.

De façon générale, il est possible de conclure en notant que la simulation numérique et la simulation PHIL présentent des différences en raison de la présence de l'onduleur réel, de capteurs et de filtrages pour la simulation PHIL, mais globalement, l'effet du système CAP sur le déséquilibre est dans les deux cas relativement proche.

La figure V.13 expose l'évolution des pertes sur le réseau avec et sans le système CAP durant la simulation PHIL.

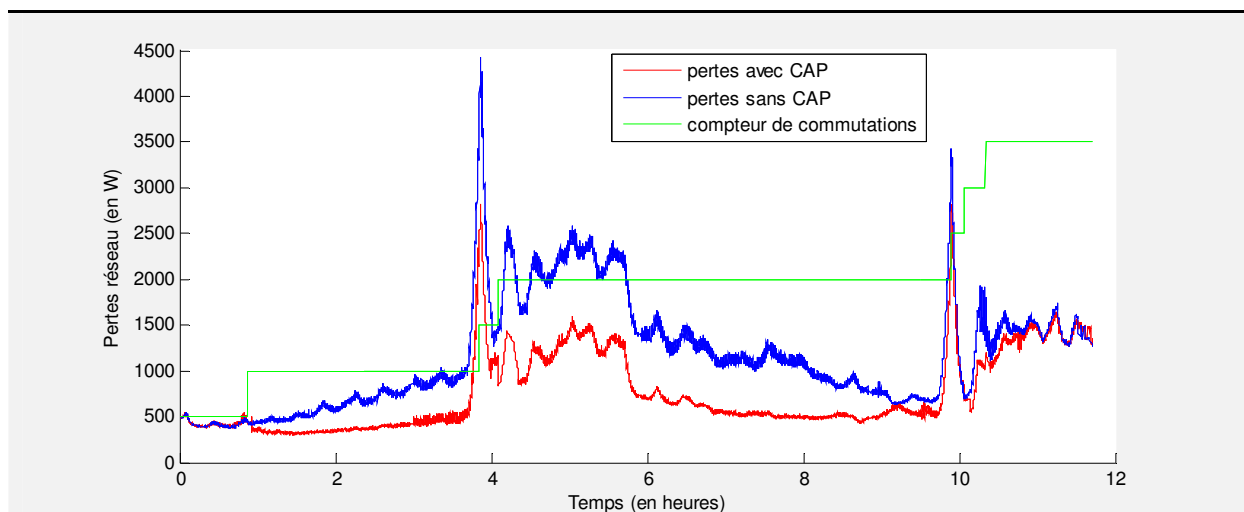


Figure V.13 : Evolution des pertes sur l'ensemble du départ avec et sans le système CAP

Les commutations de l'installation durant la journée permettent de réduire les pertes sur le réseau, grâce à la diminution du déséquilibre et donc la diminution du courant dans le conducteur de neutre, mais également grâce à la connexion de la GED sur la phase la plus chargée. Dans la

simulation PHIL la diminution des pertes générée par le système CAP est de 36 % (les pertes moyennes passent de 1,17 kW à 750 W). Dans la simulation numérique, la diminution enregistrée est de 40 % (les pertes moyennes passent de 1,2 kW à 715 W).

Enfin, la figure V.14 présente, sous forme de boîtes à moustache, les tensions enregistrées durant la simulation PHIL sur les trois phases au nœud de connexion de l'installation solaire avec et sans le système CAP. Pour chaque échantillon, l'ensemble des points enregistrés durant les 12 heures de simulation est pris en compte.

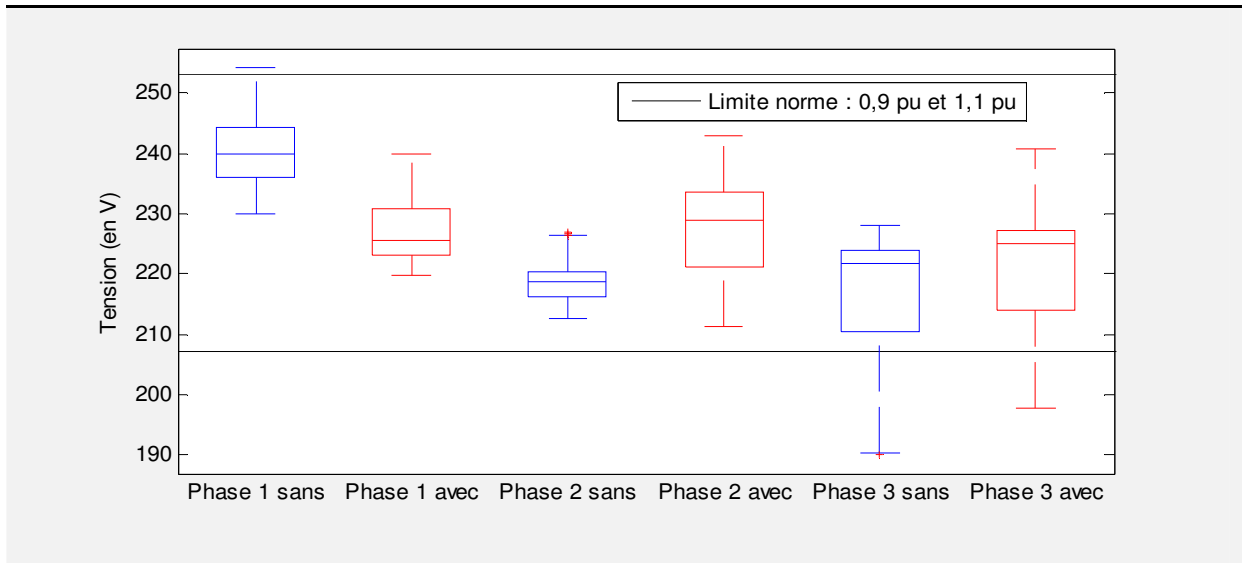


Figure V.14 : Evolution des tensions des trois phases au nœud de connexion avec et sans le système CAP

Pour les mesures de tension enregistrées sans le système CAP (en bleu), la phase 1 est globalement au-dessus de la valeur de référence (230 V), avec une valeur médiane à 240 V, tandis que les deux autres phases sont en dessous. Ce constat est logique, puisque comme stipulé précédemment, la GED est connectée par défaut sur la phase 1. Avec le système CAP activé (en rouge), les valeurs médianes sont davantage centrées sur la valeur de référence, mais la dispersion des points est plus importante. En effet, le fait de connecter la GED successivement sur différentes phases provoque, à l'échelle de la journée, une dispersion des points plus importante pour les phases 2 et 3, pour lesquelles sans le système CAP il n'y a pas d'injection de puissance. Concernant les dépassements de contrainte, sans le système CAP, sur les 12 heures de simulation, la phase 1 affiche un nombre de points correspondant à environ 1 minute de dépassement de contrainte sur tension haute, tandis que la phase 3 affiche un nombre de points correspondant à environ 1,1 heures de dépassement de contrainte sur tension basse. Avec le système CAP activé, la commutation de phase de la GED permet de supprimer les dépassements de contrainte sur la phase 1, et de les réduire à 13 minutes sur la phase 3.

V.3.2 Conclusion des simulations en PHIL du système CAP et perspectives

Les simulations PHIL réalisées à l'aide du prototype du système CAP permettent d'avancer les enseignements suivants.

- Premièrement, les onduleurs supportent à court terme l'ouverture du circuit et la reconnexion sur une nouvelle phase durant la production. Cependant, une étude à plus long terme devra être conduite, afin de déterminer si les commutations à répétition impactent le fonctionnement ou la durée de vie des onduleurs. Une autre solution est également en cours d'étude sur l'onduleur SMA: une communication entre le système CAP et l'onduleur permettant de transmettre une consigne d'arrêt avant une commutation. Une recommandation vers les fabricants d'onduleur peut également être faite afin qu'ils prennent en compte ou intègrent le système CAP dans la conception des onduleurs.
- Les résultats cohérents entre les deux simulations, PHIL et numérique, permettent de valider la modélisation du système CAP du chapitre III. Cependant, dans ces deux simulations le réseau reste modélisé, une perspective d'essai du prototype sur un réseau réel de distribution ou sur une modélisation analogique du réseau (micro-réseau) serait intéressante pour confirmer l'impact du système CAP sur les variations de tension et de déséquilibre.
- La simulation PHIL confirme la sensibilité du système aux valeurs des paramètres présents dans les inéquations, comme la constante d'hystérésis fixée à 0,95 (voir inéquation III.4), ou le seuil minimal de production de la GED fixé à 10 % (voir inéquation III.6). Ces paramètres ont été réglés de façon empirique afin d'obtenir, quel que soit la topologie du réseau et la variation des charges, un nombre moyen de commutations journalières du système compris entre 0 et 5. Une étude d'optimisation multi-objectifs pour différents placements du système sur le réseau permettrait de déterminer si d'autres paramétrages des constantes pourraient minimiser le nombre de commutations, le déséquilibre et les variations de tension.

En utilisant uniquement des grandeurs locales et en travaillant de façon décentralisée, le système parvient à réduire l'impact de la GED sur les variations de tension et le déséquilibre de tension.

V.4 Test des stratégies de pilotage en PHIL

A partir de la même plateforme de simulation PHIL que précédemment, les stratégies de pilotage de la puissance réactive des GED développées dans le chapitre IV sont étudiées sur un onduleur réel. L'objectif est de tester, en temps réel, la communication entre l'algorithme calculant les consignes de production de puissance réactive et l'onduleur. Le test est réalisé sur l'onduleur SMA de 9 kVA. La figure V.15 présente l'architecture de la plateforme permettant de réaliser ces essais.

L'onduleur SMA dispose de paramètres internes pouvant être ajustés afin de modifier son fonctionnement. Parmi ces paramètres, sont par exemple disponibles : la dynamique de la MPPT, la limitation de la puissance active et notamment le paramètre qui permet de choisir le facteur de puissance d'injection. Théoriquement, ces paramètres ne sont pas modifiés dynamiquement. Cependant, afin de pouvoir évaluer la faisabilité des stratégies de pilotage présentées précédemment, un microcontrôleur de type Raspberry est ajouté entre le simulateur temps réel et l'onduleur afin de venir réécrire les paramètres de l'onduleur dans le bon langage en temps réel.

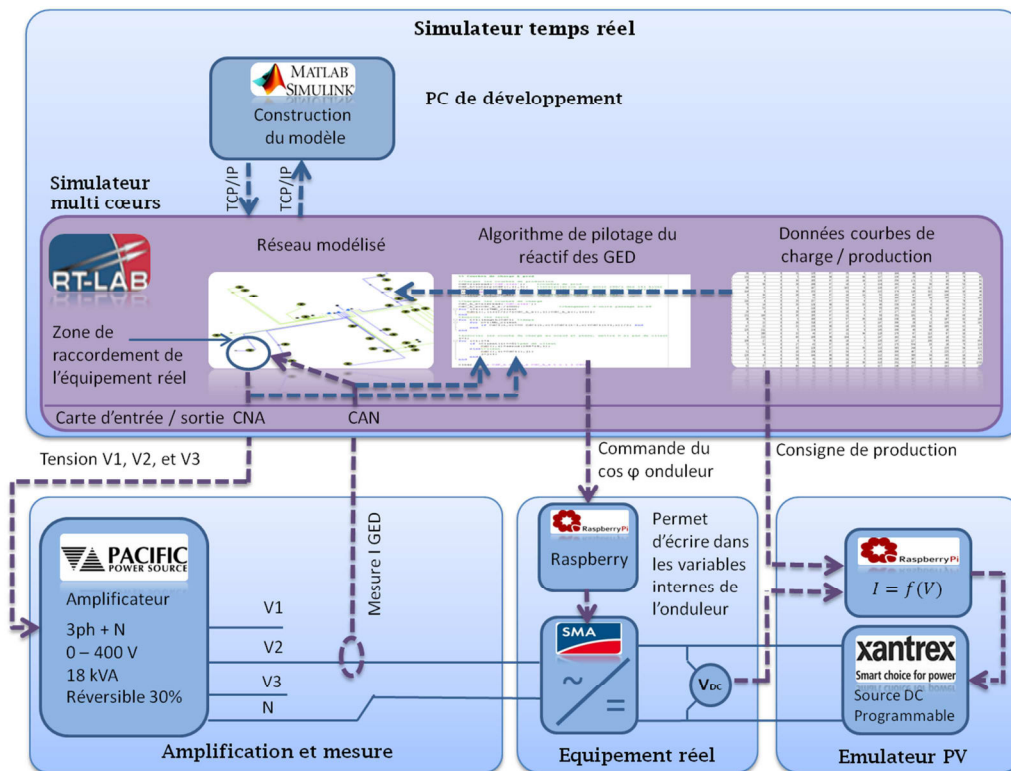


Figure V.15 : Intégration du pilotage de la puissance réactive de l'onduleur dans la simulation PHIL

Tel que développé dans le chapitre IV, la consigne de pilotage de l'onduleur calculée par l'algorithme se présente sous la forme de puissance réactive en VAR. Or, l'onduleur est paramétré par un facteur de puissance. La consigne est donc convertie à partir de la puissance active instantanée comme illustré dans l'équation (V. 1).

$$FP_{consigne}(t) = \cos(\varphi_{désiré}(t)) = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{Q_{désirée}(t)}{P_{instantanée}(t)}\right)\right) \quad (V. 1)$$

Avec : $Q_{désirée}(t)$: Puissance réactive à produire avec l'onduleur à l'instant t , déterminée par l'algorithme.

$P_{instantanée}(t)$: Puissance active injectée par l'onduleur à l'instant t .

$\varphi_{désiré}$: Angle désiré, déterminé à partir de $Q_{désiré}$ et $P_{instantanée}$.

$FP_{consigne}(t)$: Consigne de facteur de puissance transmise à l'onduleur.

L'algorithme de pilotage du réactif des GED est embarqué sur le simulateur temps réel. Par communication numérique, RT-Lab transmet la consigne au Raspberry qui l'écrit dans la variable de l'onduleur à travers une liaison série.

L'évaluation des stratégies de pilotage en simulation temps réel met en évidence la problématique concernant la limitation du facteur de puissance des onduleurs. En effet, comme cela a été précisé dans le chapitre IV, afin de limiter les fluctuations de tension sur le bus DC des onduleurs, le facteur de puissance est borné entre $\pm 0,8$. La puissance réactive maximale que peut injecter ou absorber l'onduleur dépend alors du niveau de puissance active qu'il injecte. En dehors des périodes

de production du PV ou durant les périodes de faible production, la consigne ne peut donc pas être appliquée par l'onduleur. Les résultats obtenus en simulation PHIL sont donc très éloignés de ceux du chapitre IV. Cependant, il est intéressant d'observer que le pilotage en temps réel du facteur de puissance de l'onduleur est facilement réalisable.

La figure V.16 présente les puissances active et réactive qui transitent dans l'onduleur. La convention de la figure est la suivante : une puissance positive est consommée, tandis qu'une puissance négative est injectée sur le réseau. La puissance active produite par le PV pour cette simulation est représentée par la courbe rouge. La puissance réactive idéale calculée par l'algorithme de pilotage de la GED à échanger avec le réseau est représentée par la courbe bleue. Et enfin, la puissance réactive qui est communiquée à l'onduleur en prenant en compte la limitation sur le facteur de puissance est représentée par la courbe verte.

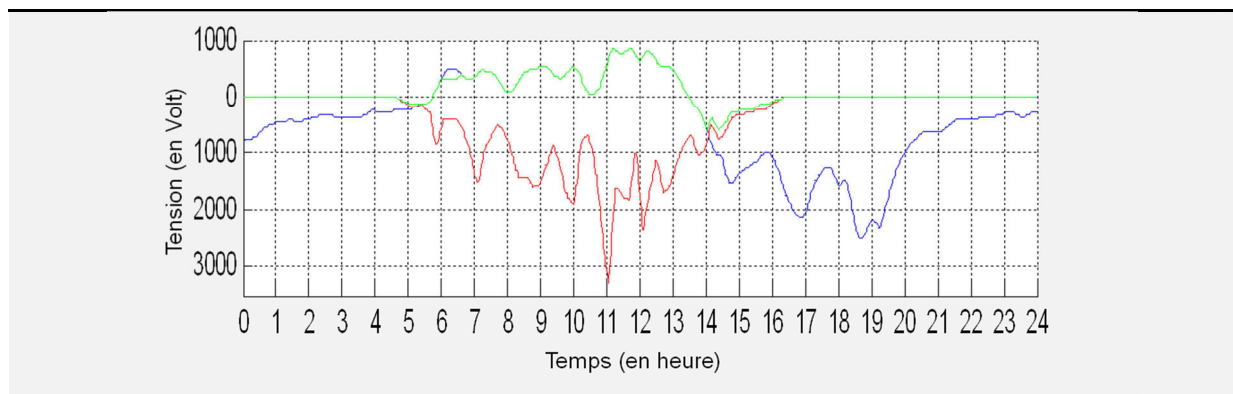


Figure V.16: Puissance active et réactive

Pour l'exemple de la courbe de production PV de la figure V.16, il apparaît alors que la consigne de la puissance réactive n'est pas respectée durant une grande partie de la journée. L'étude de l'impact des stratégies de pilotage du chapitre IV en simulation PHIL ne présente dès lors que peu d'intérêt puisque les résultats seront très éloignés de ceux obtenus avec les simulations numériques. En revanche, il est intéressant de constater que la réécriture de la variable interne du facteur de puissance en temps réel fonctionne et permet de piloter la puissance réactive. L'essai a été conduit uniquement sur un onduleur, afin de pouvoir généraliser le constat, le pilotage doit être évalué sur d'autres onduleurs provenant de fabricants différents.

La simulation PHIL permet de conclure sur la faisabilité et l'intérêt de l'implémentation des stratégies de pilotage développées dans le chapitre IV avec la recommandation suivante au près des fabricants d'onduleurs solaires: les capacités de lissage des bus DC doivent être surdimensionnées afin de pouvoir injecter ou absorber de la puissance réactive indépendamment du niveau de puissance active.

V.5 Conclusion

La plateforme de simulation PHIL construite autour du simulateur temps réel a permis d'évaluer sur des équipements réels, les pilotages présentés dans les précédents chapitres jusqu'alors uniquement étudiés en simulation numérique. Ainsi, des onduleurs solaires physiques sont intégrés dans la simulation grâce notamment à un amplificateur de puissance permettant de faire l'interface entre les signaux de faible puissance de la simulation et ceux de forte puissance des équipements réels. Un prototype du système à Commutation Automatique de Phase est également réalisé et inséré entre l'onduleur réel et l'amplificateur de puissance.

A partir de cette plateforme de simulation, le comportement de l'onduleur est alors étudié avec le système CAP du chapitre III, puis avec les stratégies de pilotage du chapitre IV. Ainsi, dans un premier temps l'onduleur est couplé à un système CAP lui imposant des permutations de phase au court de la journée, puis dans un second temps l'onduleur reçoit des consignes de production ou d'absorption de puissance réactive.

L'étude de ces deux concepts en simulation PHIL, qui visent à limiter l'impact des GED sur le réseau de distribution, permet d'appréhender leur intérêt ainsi que de déceler d'éventuelles problématiques d'implémentation. Ce chapitre a permis de présenter les deux études comme technologiquement réalisables et également d'envisager de nombreuses perspectives de développement et recommandations à transmettre aux constructeurs d'onduleurs pour pouvoir les intégrer. Avec notamment pour le système CAP :

- L'étude d'une communication entre l'onduleur et le système CAP afin d'envoyer une consigne permettant de couper l'onduleur avant la commutation de phase.
- Des simulations du système CAP sur le réseau réel de distribution.
- Ou encore, une étude d'optimisation des paramètres de réglage du système CAP pour améliorer l'impact du système sur le réseau sans augmenter le nombre moyen de commutations.

Concernant les stratégies de pilotage de la puissance réactive, la communication en temps réel avec l'onduleur fonctionne mais elle a été testée uniquement pour la marque SMA. Une étude plus étendue pour différentes marques d'onduleur est une perspective importante. De plus, le point fondamental est la recommandation aux constructeurs d'augmenter les limites de fonctionnement du facteur de puissance dans l'objectif de pouvoir exploiter les stratégies de pilotage dans des conditions équivalentes à celles présentées dans le chapitre IV.

D'une manière générale, dans le contexte Smart Grid, où les systèmes de production, y compris de petite puissance, seront amenés à rendre des services au réseau, les équipementiers devront réaliser des adaptations pour permettre à ces systèmes de participer plus activement à la gestion du réseau, alors qu'ils n'ont pas été prévus pour cela initialement. Ce chapitre a permis de donner quelques pistes et recommandations dans ce sens.

Conclusion et Perspectives

Les réseaux de distribution connaissent aujourd'hui une profonde métamorphose. En raison de plusieurs facteurs, leur rôle ne se limite désormais plus uniquement à acheminer l'énergie électrique des réseaux de transport jusqu'aux consommateurs. Ils doivent également être un support de communication, être capables de transporter l'énergie électrique de façon bidirectionnelle et être suffisamment instrumentés pour informer en temps réel le gestionnaire du réseau de son état de fonctionnement général. Ces nouvelles attentes du réseau de distribution proviennent du besoin de maîtrise de la consommation énergétique. En effet, avec les problèmes climatiques, la population mondiale croissante et la dépendance des sociétés modernes à l'énergie électrique toujours plus importante, il est alors primordial de développer le réseau afin de mieux maîtriser la consommation d'énergie électrique des consommateurs et de travailler sur une transition énergétique laissant plus de place aux énergies renouvelables.

C'est dans ce contexte que le terme du *Smart Grid* ou du réseau intelligent est né il y a une dizaine d'années. Son objectif est d'adapter le réseau de distribution existant aux nouveaux besoins, sans impliquer sa reconstruction ou son redimensionnement complet qui impliquerait des dépenses colossales. Ainsi, à l'aide des nouvelles technologies de l'information et de la communication, le *Smart Grid* se veut capable de communiquer des consignes de flexibilité aux abonnés afin de moduler leur consommation instantanée en fonction de la disponibilité des énergies renouvelables locales ou des pics de consommation périodiques. Il permet également de gérer les productions d'énergie décentralisées afin de pouvoir les accueillir massivement sans mettre en péril la stabilité du réseau et la qualité de l'onde de tension. Enfin, le *Smart Grid* offre au gestionnaire une meilleure connaissance de son réseau, lui permettant d'en optimiser l'exploitation, de mieux planifier les investissements et de réduire les risques de coupure électrique.

Dans ce sujet porteur et d'actualité, le projet GreenLys est lancé, en France, comme premier programme d'investissement d'avenir en 2012. Ce projet de grande envergure regroupe industriels et académiques pour développer, à échelle 1, un démonstrateur de réseau de distribution intelligent. Ces travaux de thèse contribuent au projet GreenLys en apportant des solutions de pilotage et de gestion des génératrices décentralisées d'énergie (GED) mais également des nouveaux récepteurs du réseau électrique comme les véhicules électriques (VE) ou les maisons intelligentes.

Ainsi, la première partie de ces travaux de thèse a permis d'évaluer l'impact des énergies renouvelables et des véhicules électriques sur le réseau de distribution pour différents taux d'insertion. Cette étude, réalisée dans un contexte urbain, présente un impact négatif des GED et VE sur le déséquilibre de tension. En effet les GED et VE, majoritairement monophasés sur le réseau de distribution, peuvent faire l'objet d'injection ou d'absorption de puissance importante sur leur phase de raccordement et ainsi déséquilibrer le réseau. En revanche, sur un réseau urbain, où les conducteurs sont généralement courts et surdimensionnés, l'étude présente un impact des GED et VE faible sur les variations de tension. Il est évident que pour un réseau rural, contrairement au réseau urbain, où les lignes sont longues et de section faible, les problèmes de tension générés par les GED et le VE sont plus importants.

A la suite de l'étude d'impact, le chapitre III présente des solutions visant à réduire les problématiques de déséquilibre de tension engendrées par les GED et VE. Deux solutions sont alors proposées. La première est une pré-étude de raccordement utilisant l'historique des données des compteurs intelligents pour déterminer laquelle des trois phases du réseau est la « meilleure » pour connecter un nouveau récepteur monophasé. Une phase est considérée comme étant la meilleure si elle est celle qui permet d'obtenir, principalement, le déséquilibre et les pertes réseaux les plus faibles pour la consommation historique du départ. En supposant que la consommation passée est représentative de la consommation future, la GED, ou le VE, est alors connecté de façon optimale. Bien que cette solution présente des résultats de simulation intéressants, elle a le désavantage d'être statique et de ne pas suivre l'évolution du réseau. En effet, à moyen terme, les habitudes des clients du départ peuvent évoluer et ainsi perturber leur consommation périodique, la topologie du réseau peut également être modifiée, conduisant la meilleure des trois phases à évoluer. Ce constat conduit à la deuxième solution développée dans le troisième chapitre : le système à Commutation Automatique de Phase (CAP). Il permet de modifier dynamiquement la phase de raccordement à l'aide de mesures locales et non intrusives pour le réseau afin de maintenir l'installation monophasée connectée sur la meilleure des trois phases. Les commutations dynamiques permettent de minimiser le déséquilibre de tension ainsi que les pertes sur le réseau. Les simulations réalisées présentent des résultats encourageant et incitent à réaliser un prototype du système afin de l'évaluer sur des onduleurs réels dans le chapitre V.

Les travaux du quatrième chapitre abordent des solutions visant à résoudre une problématique différente : les variations de tension occasionnées par les GED. Comme présenté précédemment, les réseaux ruraux sont d'avantage concernés par cette difficulté. Trois solutions de pilotage décentralisé ont été comparées :

- La compensation locale : en considérant un consommateur équipé d'une GED, le compteur intelligent est utilisé pour déterminer la puissance réactive à fournir avec la GED de façon à obtenir un ensemble « maison + GED » n'échangeant pas de puissance réactive avec le réseau. Les résultats de simulation montrent que ce pilotage réduit les pertes réseaux de façon assez faible et n'a pas d'impact significatif sur les variations de tension. Ce constat s'explique par la puissance réactive consommée par les clients résidentiels globalement faible. Cependant, le pilotage semble technologiquement facilement implémentable et, bien que faible, les gains apportés par le contrôle de la puissance réactive apparaissent positifs dans toutes les simulations réalisées.
- Le suivi de variation de tension : Contrairement au pilotage précédent, la puissance réactive produite ou absorbée par la GED, avec cette deuxième stratégie de pilotage, peut être élevée puisqu'elle est calculée en fonction de la déviation de la tension par rapport à une valeur de référence. Ce pilotage se base sur l'estimation de la sensibilité de la tension locale du réseau aux variations de puissance réactive, elle-même calculée par la GED par autoapprentissage. Ce pilotage se montre plus efficace que le premier pour diminuer les problèmes de variation de tension, en revanche, il engendre fréquemment une augmentation des pertes sur le réseau. En effet, la puissance réactive injectée par la GED pour rehausser la tension locale est souvent supérieure à la puissance réactive réelle qui transite dans la ligne, le module du courant augmente alors, ainsi que les pertes par effet Joule. Cependant, il peut être intéressant, dans certaines

- situations, de dégrader le rendement du réseau si cela permet d'éviter à la tension de sortir des plages de variation autorisées. Le principal étant d'être capable de détecter ces situations.
- Le pilotage mixte : Le but de ce troisième pilotage est de passer automatiquement d'un mode de contrôle du réactif à un autre en fonction de la tension locale. A partir des constats précédents, le pilotage mixte a pour objectif de prioriser la diminution des pertes du réseau lorsque la tension se trouve dans une zone considérée comme « normale » à l'aide du pilotage par compensation locale. Inversement, lorsque la tension sort de cette plage de variation, le pilotage en suivi de variation de tension est appliqué. Le contrôle de la puissance réactive de la GED suivant ce procédé permet de combiner les avantages des deux précédentes stratégies et se montre intéressant en simulation. Sur la modélisation d'un réseau de distribution volontairement agrandie afin de générer des situations de dépassements de contrainte, le pilotage mixte a permis de diminuer les problèmes de tension tout en ayant un impact faible sur le rendement du réseau.

Ces trois stratégies de pilotage impliquent la possibilité de communiquer avec la GED ainsi que de modifier son facteur de puissance. En considérant une installation solaire, le dernier chapitre de ces travaux a permis d'évaluer l'implémentabilité de ces solutions sur un onduleur solaire réel.

A la suite des travaux précédemment développés et évalués en simulation numérique, le chapitre V a pour objectif de tester les solutions *Smart Grid* des chapitres III et IV sur des équipements réels. Pour cela, une plateforme de simulation *Power Hardware In the Loop* (PHIL) a été construite autour d'un simulateur temps réel. La simulation PHIL permet de déterminer la faisabilité d'implémentation des systèmes imaginés, par exemple, en observant le comportement d'onduleurs solaires face aux pilotages proposés, ou encore de lever d'éventuels problèmes de conception. De ce fait, le dernier chapitre de ces travaux évalue les pilotages de la puissance réactive ainsi qu'un prototype du système CAP placé entre un onduleur réel et une modélisation numérique de réseau de distribution. Ces études démontrent que les pilotages du réactif sont implémentables sur des onduleurs et que le système CAP fonctionne et fournit des résultats intéressants aussi bien sur la diminution du déséquilibre de tension que sur les pertes réseaux. Mais avant tout, la simulation PHIL a permis d'ouvrir certaines pistes de recommandations aux équipementiers afin de faire évoluer le matériel connecté au réseau de distribution pour, qu'à l'avenir, il soit d'avantage en mesure de participer à la gestion du réseau et ainsi, devenir un outil de flexibilité. Parmi ces recommandations, le chapitre V met principalement en avant, le besoin de pouvoir communiquer aux onduleurs solaires, ou plus largement aux GED, des consignes de production ou d'arrêt. Une incitation des fabricants à construire des onduleurs capables de fonctionner avec des facteurs de puissance faibles est également une recommandation importante afin de rendre les GED participatives aux services systèmes. Et enfin, dans le cas du système CAP, intégré à l'onduleur, ou à la GED, la commutation de phase permettrait de simplifier la commutation et la communication tout en rendant l'installation plus compacte.

A la suite des travaux réalisés dans cette thèse, différentes perspectives d'étude sont envisagées. Notamment en évaluant l'impact d'un pilotage d'une GED monophasée qui regroupe la gestion de la phase de raccordement et le contrôle de la puissance réactive, c'est-à-dire, le système CAP couplé à la solution de pilotage mixte. En parallèle, l'évaluation du système CAP sur des charges est une perspective intéressante. Par exemple en déterminant si avec un certain pourcentage de charge équipée d'un système CAP, il est possible d'obtenir un réseau en permanence équilibré. Pour le

changement de phase d'une charge, il est évident que la problématique technologique de la commutation sans coupure de l'alimentation devra être considérée.

Inscrit dans le cadre du projet GreenLys, ces travaux de thèse présentent des solutions répondant aux besoins d'évolution du réseau électrique de distribution au vu des nouveaux enjeux environnementaux, sociétaux et économiques dont il fait l'objet. Face aux défis que doivent relever les acteurs du réseau, les pilotages développés dans ce manuscrit se veulent être des solutions permettant un meilleur fonctionnement du réseau et facilitant l'intégration des GED et des récepteurs non conventionnels.

Publications scientifiques

Articles scientifiques:

- **Deterministic optimal power flow for smart grid short-term predictive energy management**
C.Benoit, A. Mercier, Y. Bésanger, F. Wurtz
PowerTech, 2013 IEEE Grenoble France.

- **Best phase connection for DG using individual Smart Meter**
A. Mercier, C.Benoit, Y. Bésanger
PES General Meeting Conference & Exposition, 2014 IEEE Washington USA.

- **MILP formulation for large scale peak shaving problems in Low Voltage smart Grids**
C.Benoit, A. Mercier, Y. Bésanger, F. Wurtz
Optimization & Inverse Problems in Electromagnetism, 2014, Delft, Pays Bas

- **Comparative study of solar panel decentralized controls in low voltage network with real time simulation**
A. Mercier, C.Benoit, A. Rumeau, C. Boudinet, Y. Bésanger
PES General Meeting Conference & Exposition, 2015 IEEE Denver USA.

- **Residential load shedding contribution to peak shaving** (en cours de relecture)
C.Benoit, A. Mercier, Y. Bésanger, F. Wurtz
IEEE Transactions on Smart Grid

Brevet déposé :

- **Système de raccordement d'un générateur local monophasé à un réseau triphasé**
A. Mercier, C.Benoit, Y. Bésanger

N. Réf : B13766 FR

Bibliographie

- [ALV 09] Thèse Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT, « architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée », Grenoble INP, 2009.
- [AND 13] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, B. Kroposki, « Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders », IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 4, no. 2, avril 2013.
- [BEN 15] Thèse Clémentine Benoit, « Models for investigation of flexibility benefits in unbalanced Low Voltage Smart Grids », Grenoble INP, 2015.
- [BER 10] Thèse Boris Berseneff, « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur », 2010.
- [BRA 09] M. Braun, T. Stetz, T. Reimann, B. Valov, G. Arnold, « Optimal reactive power supply in distribution networks-technological and economic assessment for PV-systems » Photov. Solar Energy Conf., Hamburg, Germany, 2009.
- [BRA 11] M. Braun, « Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? state of the art, progress, and future prospects », Prog. Photovolt 2011.
- [CAI 04] Thèse Raphaël CAIRE « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », 2004.
- [CAN 00] Thèse Jean-François CANARD « impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », 2000
- [CDE Guide] Application Guide Snubber Capacitors, Designing RC Snubber Networks
<http://www.cde.com/resources/catalogs/igbtAPPguide.pdf>
- [CIR 03] R.M. Ciric, A. Padilha Feltrin, L.F. Ochoa, « Power flow in four-wire distribution networks-general approach » IEEE Transactions, Power Systems, Nov 2003.
- [CON 10] S. Conti, S. Raiti, G. Vagliasindi, « Voltage sensitivity analysis in radial MV distribution networks using constant current models », Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE
- [CRA 14] ERDF, « Modèle de Contrat de Raccordement, d'Accès et d'Exploitation (CRAE) pour une installation de production de puissance <36 kVA raccordée au réseau public de distribution basse tension », 2014.

- [CRE 12] Commission de Régulation de l'Énergie : « Évolution du mix: les réseaux en première ligne », Janvier 2012
- [CRE SG] Commission de Régulation de l'Énergie, définition du Smart Grid.
<http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=definition-smart-grids>
- [CRE VE] Dossier de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), « Smart Grid, Les véhicules électriques ».
<http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=vehicules&action=imprimer>
- [CRYDOM] Datasheet Crydom Series 1 240 VAC
http://www.crydom.com/en/products/catalog/s_1.pdf
- [DEC 08] « Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique », Journal Officiel de la République Française, Avril 2008.
http://www.legifrance.gouv.fr/jopdf/common/jo_pdf.jsp?.numJO=0&dateJO=20080425&numTexte=8&pageDebut=06920&pageFin=06925.
- [DOM 11] A. D. Domínguez-García, C. N. Hadjicostis, « Distributed algorithms for control of demand response and distributed energy resources » IEEE Control Decision Conference Orlando, USA, 2011.
- [DOU 08] A Doulet, J.P. HORSON « Réseaux de distribution – Enfouissement », Technique de l'ingénieur, Référence D4225, 2008.
- [EDF 13] EDF, Observ'ER, et Fondation d'énergie pour le monde : « La production d'électricité dans le monde : perspectives générales », 2013.
<http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap01-Fr.pdf>
- [EEG 12] Texte de loi Allemand, « Erneuerbare-Energien-Gesetz », (Loi sur l'énergie renouvelable), 2012.
- [ENS 09] Cours ENSE3 Grenoble INP, « Construction électrique le réseau électrique ».
- [ERD 11] ERDF : « Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT », 2011.
- [ERD 12] ERDF : « Mode d'emploi pour le raccordement de votre installation de production », 2012.
- [ERD 14] ERDF : Statistique ENR CCP mai 2014.
http://tecsol.blogs.com/files/ccp_22-05-2014_pr%C3%A9sentation_v1.pdf
- [ERD_Li] ERDF, « Linky, le compteur communicant d'ERDF »,
<http://www.erdfr.fr/linky-le-compteur-communicant-derdf>
- [EUR 80] Observatoire des énergies renouvelables : <http://www.eurobserv-er.org/>

- [GAI 12] Bruno Gaiddon, HESPUL, Contribution au livrable GreenLys : 6.3.1, octobre 2012
- [GAN 08] INSA Lyon : « Analyse statistique de sensibilité », Irène Gannaz 2008.
- [GAR 14] A.Garulli, S. Paoletti, A Vicino, « Models and Techniques for Electric Load Forecasting in the Presence of Demand Response », Control Systems Technology, IEEE Transaction, 2014.
- [GOM 05] Thèse Christophe GOMBERT, « Simulation temps-réel des dispositifs d'Electronique de Puissance dédiés aux Réseaux d'Energie Electrique », 2005.
- [GREENLYS] Projet GreenLys : <http://greenlys.fr/>
- [HAV 12] A. M. Hava, U. Ayhan, V. V. Aban, «A DC bus capacitor design method for various inverter applications», IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2012.
- [IEE 03] «IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 1547, 2003
- [JAH 13] P. Jahangiri, D. C. Aliprantis, « Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters», IEEE Transactions on power systems, 2013
- [JAS 13] J. Jasseny, « Observabilité du réseau de distribution électrique - synthèse de mesure », Schneider Electric, 2013.
- [KAR 12] H. Karami, B. Vahidi, M.S.Naderi, G. Gharehpetian, M. R Vatani, «A novel and practical solution to mitigate voltage unbalance in LV networks by connection and on-line control of a single phase DG», IEEE Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2012.
- [KOB 11] H. Kobayashi, H. Hatta, “Reactive power control method between DG using ICT for proper voltage control of utility distribution system,” IEEE Power Energy Soc, General Meeting, San Diego, USA, 2011.
- [KOR 14] R. Kordkheili, B. Bak-Jensen, J. R-Pillai, P. Mahat, « Determining Maximum Photovoltaic Penetration in a Distribution Grid considering Grid Operation Limits », IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, 2014.
- [LE 06] Thèse Thi Minh Chau LE, « Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations », 2006
- [LBNL] Lawrence Berkeley National Laboratory, Veg-Sim : <http://v2gsim.lbl.gov/>
- [MAK 11] A. Maknouninejad, N. Kutkut, I. Batarseh, «Analysis and Control of PV Inverters Operating in VAR Mode at Night», IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, 2011.
- [MEE 09] B.Meersman,B. Renders, L. Degroote,T. Vandoom, L. Vandeveldel, «Control design of grid-connected three-phase inverters for voltage unbalance correction», IEEE Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009

- [NEA 11] R. Neal, R. Bravo, « Advanced Volt/VAr control element of Southern California Edison's Irvine smart grid demonstration» IEEE Power Syst. Conference (PSCE), Phoenix, USA, 2011.
- [NFC 00] Norme NF EN 50160, 2000.
- [NFC 02] Norme NF C 15-100, 2002.
- [OCN 08] Thèse Dan OCNASU, « Modélisation, Commande et Simulation Temps-Réel Hybride des Systèmes de Génération Non Conventionnels », 2008
- [OPAL RT] OPAL RT Technologies, Qu'est que le Power Hardware-In-the-Loop ?
<http://www.opal-rt.com/fr/power-hardware-loop-phil>
- [PET 97] Thèse Patrice PETITCLAIR, « Modélisation et Commande de structures FACTS : (Flexible Alternative Current Transmission System) Application au STATCOM (STATIC COMPensator) », 1997.
- [RIC 07] Thèse Olivier RICHARDOT, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la production décentralisée », 2007.
- [RTE] Carte du réseau de transport en France : <http://www.rte-france.com/fr/la-carte-du-reseau>
- [RTE 11] RTE : « Documentation Technique de Référence Article 8.3 Trame type de Cahier des charges des capacités constructives pour une installation de production raccordée au RPT », 2011.
- [RTE 12] RTE, Rapport annuel sur la qualité de l'électricité, résultats 2012.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_annuel_qde_2012_1.pdf
- [SCH 00] J. SCHONEK, « Les singularités de l'harmonique 3 », Schneider Electric, cahier technique numéro 202, édition septembre 2000.
- [SCH 05] Schneider, Cahier technique n°18, « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques », 2005.
- [SCH 10] Schneider Electric - Guide de l'installation électrique - Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques, 2010.
- [THA 12] Thèse ASSEM THABET « Estimation de l'état pour la surveillance des systèmes de grandes dimensions. Application aux réseaux électriques », 2012.
- [TRA 07] Tuan TRAN QUOC, Guillaume RAMI, « Control method and device for a decentralised energy production device and installation comprising at least two production devices which are provided with said control device », Application number: WO2006FR02571 20061123, 2007.

- [UED 08] Y. Ueda, K. Kurokawa,, T.Tanabe, K Kitamura, H. Sugihara, «Analysis Results of Output Power Loss Due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems», IEEE Industrial Electronics Society, 2008.

Dans le domaine des réseaux de distribution d'électricité, l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence et l'insertion massive des génératrices décentralisées d'énergie de ces dernières années conduisent à une profonde modification du fonctionnement et de l'exploitation des réseaux. Dans ce contexte, des solutions de pilotage de la consommation et de la production doivent être apportées, afin de permettre au réseau actuel d'accueillir les nouvelles unités de production et les charges de demain, telles que les panneaux photovoltaïques, les micro-éoliennes, la cogénération, les véhicules électriques, les maisons intelligentes, etc. Ces pilotages permettent d'influencer la consommation et la production instantanées des utilisateurs du réseau. Ainsi, il devient possible d'agir sur la consommation de façon à lisser les pics ou synchroniser la demande aux périodes de forte production des énergies renouvelables. De la même façon, la production peut être pilotée pour participer aux services systèmes. Ces stratégies de pilotage, basées sur l'utilisation des nouvelles technologies de l'information et de la communication, ont pour objectifs d'éviter une dégradation de la qualité de l'onde de tension et une reconstruction complète du réseau de distribution, qui serait économiquement très coûteuse.

Ces travaux, intégrés au projet GreenLys, financé par l'agence française de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, évaluent l'impact des génératrices décentralisées d'énergie et des véhicules électriques sur le réseau de distribution, puis développent des solutions de pilotage. Deux types de pilotage sont étudiés : le pilotage de la phase de raccordement d'une installation monophasée, puis le pilotage de la puissance réactive des génératrices décentralisées d'énergie. Ces pilotages sont développés en s'appuyant sur les nouveaux composants des réseaux électriques de demain, comme les compteurs intelligents. Dans une dernière partie, les stratégies de pilotage développées sont évaluées sur des équipements réels à partir d'une plateforme de simulation hybride temps réel.

In the electricity distribution network field, because of the electricity market opening and the large-scale insertion of dispersed generators (DG) in these last years, the network undergoes radical modification in both operation and exploitation. In this context, some new integration solutions are develop in order to be able to connect DGs, such as photo-voltaic panels, micro wind turbines, cogeneration units, etc, and the new loads, such as electric vehicles and smart homes, without disturbing the voltage wave quality nor requiring a very expensive power systems reinforcement. The objectives of those solutions are to influence the consumer consumption in order to reduce the peak consumption level and shift the consumption on the high renewable production periods, and to control DGs output to participate in the ancillary services. The new information and communication technologies (NICT) are strongly used in the development of those control strategies.

This PhD work is included in the French project GreenLys supported by the French environment and energy management agency. GreenLys is a 4 years project focused on the development of a real scale Smart Grid in the two French cities Lyon and Grenoble. As a first step, this work evaluates the impact of DGs and the electric vehicles on the distribution network. From the result of this impact study, two types of decentralized control strategies are investigated. The first one is focused on the phase connection. Since the majority of consumers and DG connected on the distribution grid are single phases, methods allowing to choose the best phase connection are studied. The second one is focused on new DG reactive power control strategies. In the last part, the strategies are evaluated on a Power Hardware In the Loop simulation with real solar inverter.