



HAL
open science

Observabilité et reconstitution d'état des réseaux de distribution du futur

Monica Ionela Biserica

► **To cite this version:**

Monica Ionela Biserica. Observabilité et reconstitution d'état des réseaux de distribution du futur. Autre. Université de Grenoble, 2011. Français. NNT : 2011GRENT085 . tel-00721967

HAL Id: tel-00721967

<https://theses.hal.science/tel-00721967>

Submitted on 31 Jul 2012

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

« **Monica Ionela BISERICA** »

Thèse dirigée par « **Yvon BESANGER** » et
codirigée par « **Raphaël CAIRE** »

préparée au sein du **Laboratoire Génie Électrique de Grenoble**
dans l'**École Doctorale Électrotechnique Électronique**
Automatique et Traitement du Signal

Observabilité et reconstruction d'état des réseaux de distribution du futur

Thèse soutenue publiquement le « **16 septembre 2011** »,
devant le jury composé de :

M. Daniel ROYE

PR. Grenoble INP

Président

M. Mircea EREMIA

PR. Université de Bucarest

Rapporteur

M. Jean-Claude VANNIER

PR. Supélec

Rapporteur

M. Yvon BESANGER

PR. Grenoble INP

Directeur de thèse

M. Raphaël CAIRE

MCF. Grenoble INP

Co-directeur de thèse

M. Jean-Luc BESSEDE

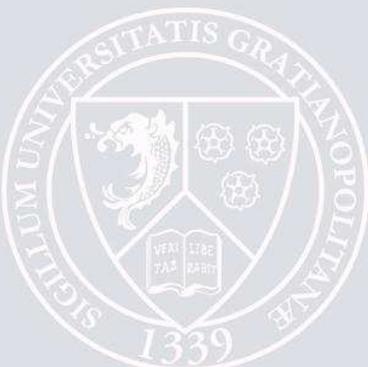
DR. ING. SCHNEIDER ELECTRIQUE

Examineur

M. Olivier CHILARD

ING. EDF R&D

Invité



A ma sœur

Dans les quelques lignes qui suivent je vais essayer d'exprimer par des mots simples mes sincères remerciements à :

Monsieur Daniel Roye - Professeur de l'Université Grenoble INPG, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse.

Monsieur Mircea Eremia, Professeur à l'Université « Politechnica » de Bucarest, pour avoir accepté de rapporter cette thèse, pour m'avoir transmis sa passion pour les réseaux électriques et pour m'avoir donné l'envie et l'occasion de continuer mes études dans ce domaine aussi passionnant.

Monsieur Jean-Claude Vannier, Professeur à Supélec pour avoir accepté de rapporter cette thèse et pour avoir participé à la soutenance et au jury.

Monsieur Jean-Luc Bessede, ingénieur chez Schneider Electric pour avoir accepté de participer au jury de cette thèse.

Je remercie également Monsieur Olivier Chilard, ingénieur de recherche EDF, d'avoir participé au jury de cette thèse ainsi que pour les nombreux conseils, les nombreux échanges scientifiques et techniques que nous avons eu durant les trois années de thèse et pour ses remarques très pertinentes lors de la soutenance.

Je remercie MM. James Roudet, Yves Marechal et Olivier Lesaint, à la direction du G2ELab pour m'avoir accueilli dans ce magnifique laboratoire et pour m'avoir permis d'y achever mes études de Master de Recherche et de Doctorat.

Je remercie également Messieurs Seddik Bacha et Daniel Roye, responsables de l'équipe Systèmes et Réseaux Electriques, pour m'avoir accueilli au sein de cette équipe mais aussi pour leur gentillesse et leur bonne humeur.

Je remercie Monsieur Nouredine Hadjsaid, Professeur de l'Université Grenoble INPG, pour m'avoir accepté au sein du GIE IDEA et pour m'avoir donné la possibilité de travailler dans un milieu industriel très enrichissant. Je remercie également Monsieur Christophe Kieny qui a eu la gentillesse et la patience d'avoir suivi les travaux de cette thèse.

Je remercie chaleureusement mon directeur de thèse, Yvon Besanger - Professeur de l'Université Grenoble INPG, pour sa confiance qu'il m'a montré et donné pendant tous ces années, pour sa patience et sa volonté de me connaître et de me comprendre. Yvon, tu m'as beaucoup appris du point de vue humain et scientifique et je t'apprécie énormément. Tous les moments partagés pendant ces années resteront de bons souvenirs dans mon cœur. Toutes tes remarques ont été toujours très importantes et ont permis de faire avancer les travaux de cette thèse.

Je remercie également Monsieur Raphael Caire, Maître de conférences à l'Université Grenoble INPG, co-encadrant de cette thèse, tout d'abord pour sa qualité humaine, pour toutes ces idées qui ont permis de faire avancer cette thèse, pour tout ce qu'il a apporté à ma formation humaine et scientifique, pour tous les bons moments partagés pendant ces années. Toutes vos remarques m'ont permis de beaucoup évoluer.

Je remercie Monsieur Sébastien Grenard, ingénieur de recherche EDF, pour toutes ses bonnes remarques qui ont donné de bonnes perspectives aux travaux de cette thèse, pour toutes les discussions scientifiques très intéressantes, mais aussi toutes les longues discussions humaines, pour les corrections très claires et précises qu'il a apporté à ce mémoire.

Je remercie Monsieur Philippe Deschamps ingénieur chez Schneider Electric, d'avoir participé aux travaux de cette thèse ainsi que pour les nombreux conseils, les nombreux échanges scientifiques et techniques.

Je commencerai cette partie par remercier tous mes collègues, tous mes amis que j'ai connu pendant cette période...je ne veux mentionner personne de peur d'oublier quelqu'un...donc un grand merci pour l'atmosphère conviviale et tous les moments sympas vécus dans ce labo...merci mes collègues de toutes les nationalités...vous êtes formidables...bonne continuation pour ce qui n'ont pas soutenu.

Toute ma vie j'ai voulu avoir des frères...ma mère ne m'en a pas donné, mais j'ai eu la chance de trouver trois magnifiques personnes. Ce n'est pas facile de dire en quelques mots tout ce que j'éprouve pour eux. Comment peut on exprimer des sentiments pour des personnes qui ont réussi de devenir ta famille ??? Est-ce que je pourrai dire qu'ils sont mes amis, mes collègues, mes camarades, des

personnes qui ont pris soin de moi et qui m'ont accepté avec toutes mes folies, qui m'apprécient, qui m'ont appris beaucoup de choses dont je ne pourrais pas les résumer toutes ici ???... je fume là et je ressasse plein de bons moments devant mes yeux, donc est-ce que des mots existent pour décrire ces choses là ??? Tous les trois m'ont beaucoup apporté et j'espère que j'ai pu leur montrer tout ce que j'éprouve pour eux. Quand j'étais triste ils ont essayé de m'apporter le sourire, quand j'étais déprimée ils ont pris soin de moi et ont été là que pour moi, quand j'ai eu des problèmes ils m'ont aidé, quand je ne comprenais pas le français ils ont eu la patience de m'expliquer...avec des mots simples...j'étais gâtée...un m'a appris à être plus calme, patiente, il m'a donné la possibilité d'accomplir un des mes rêves, sa famille m'a accueilli avec beaucoup d'amour...ce sont des moments que je n'oublierai pas... un autre m'a montré que je suis plus forte que je ne pensais, il m'a appris qu'il faut toujours garder la tête froide et que je sois réaliste, qu'il y a des personnes qui sont très douces même si elles ont une personnalité très dure et forte, je veux que tu saches que je t'apprécie énormément, mais énormément...et ouii le petit qui a essayé de me protéger comme il a su et il a pu, j'apprécie ça comme tu ne réalises pas, tu es le petit que j'ai voulu protéger, lui apprendre pleins choses...tu m'a appris aussi que ca existe des hommes très sensibles et qui peuvent comprendre une femme...j'ai deux frères plus grands et un petit que j'adore. Je vous aime fort fort et vous me manquerez beaucoup, mais beaucoup. Je sais que ca va durer toute notre vie...parce que ca existe des familles même s'il n'y a pas une relation de sang...merciiii pour tout, pour le temps que vous m'avez accordé parce qu'il y a très peu de personnes qui peuvent et veulent donner du temps pour écouter et pour comprendre...

Merci à tous les roumains du labo pour les moments qu'on a partagé ensemble, pour les nombreuses soirées, pour tous les échanges, pour les voyages et les vacances faites ensembles. Merci aux deux oranges les plus sympas et intelligentes du monde. Merci, mon ami, merci pour ton soutien...pour toutes ces années ...merci de m'avoir donné confiance en moi...merci pour tout. Merci les filles pour votre soutien, votre gentillesse, votre amour, votre protection, ce sont des moments que je me souviendrais avec beaucoup de nostalgie et d'amour.

Merci ma petite, merci d'avoir été très proche de moi dans ces moments difficiles, tu es devenue ma référence en nombre de mots par minute et tu m'as appris que ça existe toujours des personnes très pures et innocentes. Bébé, merci pour les moments sympas partagés ensemble et pour ta gentillesse. Tu es mon bébé préfère et prends soin d'elle.

Mes petits, vous avez été les premières personnes qui nous m'ont accueilli en France, je vous remercie beaucoup pour tous les bons conseils, pour l'amitié, les discussions nombreuses, les balades, les repas, le soutien...je vous souhaite une bonne continuation dans ce pays que vous avez décidé de rejoindre et plein plein de bons choses pour tous les trois.

Dans cette partie je veux remercier tous mes stagiaires, mes étudiants...vous m'avez beaucoup appris...c'était des moments très enrichissants et j'espère que je étais pas trop chiant, j'ai voulu seulement vous apprendre des choses. Ma petite stagiaire, tu es magnifique, je t'adore, merci pour toute cette période et tu resteras ma stagiaire et mon amie préférée. Je te souhaite une bonne continuation pendant ta thèse.

Dans cette partie je ne veux pas faire de différence entre ce que moi j'ai appelé « the best friends ». C'est pour cela que je parlerai dans le même paragraphe de ces personnes. Treize ans déjà et nous avons changé mais notre amitié est devenue plus forte que jamais. Merci à vous, merci pour le soutien que vous m'avez montré et donné pendant ces années, pour tous nos discussions interminables au téléphone et/ou sur messenger, merci de m'avoir accepté comme je suis ainsi qu'avec tous mes défauts, parce que vous avez réussi à ne pas me juger, pour mes blagues faites à la con, pour tout...et ouii...bien sûr que je vous aime...

Merci « puii » pour ta présence continue dans ma vie en France, tu es une personne magnifique de tous les points de vue...merci d'avoir été à mes cotes et là je sais que tu m'appelleras en quelques minutes pour parler...j'adore ta petite et toi aussi...je vous souhaite plein de bonheurs à tous les trois (pour le moment)...merci de ne pas m'avoir

« Tupiii », t'es apparu dans ma vie dans un moment...uff... je veux te remercier pour ta façon d'être, ta façon de te comporter avec moi...pour toutes les nuitées passées ensemble dans notre place préférée, tu sais bien de quoi je parle, pour les matins où tu m'as réveillé avec une tasse de café, avec ta chaleur, pour les dernières nuits de ma rédaction dans lesquelles tu as pris soin de moi...tous ces moments représentent pour moi beaucoup et tu sais bien...une belle amitié qui va durer...

Je veux remercier ma maman (je ne pourrais pas cacher l'identité de cette personne) pour tout qu'elle a fait pour moi et pour l'éducation qu'elle m'a donné....Merci maman et tu sais que je t'aime à ma façon comme toi tu m'aimes à ta manière.

J'ai pensé à ce moment depuis que j'ai commencé cette thèse, et voilà, là, ce temps est venu. Je ne voudrais pas dévoiler ton nom, ton identité, si tu es un homme ou une femme, je ne veux pas partager nos souvenirs. Je ne sais pas par quoi commencer et par quoi finir parce que ce n'est pas fini. Je garderai tous nos bons moments, ton aide, ton soutien inconditionnel pendant toutes ces années, que pour moi. Je n'ai pas de mots pour te remercier et pour exprimer ce que tu as pu faire pour moi. Dans cette vie et pour encore 100, tu seras mon petit ange, et oui... c'est toi qui m'as trouvé et... oui... c'est moi qui t'ai cherché... Je m'arrête ici et je préfère t'écrire une lettre juste pour toi. A-propos, notre ami (JD) t'attend aussi, juste histoire de rigoler ensemble (mdr). Je veux encore une fois te dire « MERCI DE TOUT MON CŒUR » pour ce que tu m'as fait devenir et ...à la prochaine fois, mon ange...pe malul la gârla (cum imi place să zic).

C'est une des parties les plus difficiles à écrire...pourquoi ? ...c'est très simple...c'est la partie dédiée à mon cœur, à ce qui a été mon idéal, mon modèle juste un moment dans ma vie...c'est la personne pour laquelle je suis maintenant ici et j'espère que je pourrai lui donner tout ce qu'elle a voulu pour moi et elle. Tout ce que j'ai fait c'était pour toi, mon cœur. Je t'aime fort....Merci d'avoir donné un sens à cette étape de notre vie.

Merci à toutes les personnes que j'ai connu pendant cette période (chaque personne m'a apporté au moins une chose, rien n'est dû au hasard dans la vie).

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	7
CHAPITRE I :.....	12
L'ETUDE ET SON CONTEXTE.....	12
I. Introduction	12
II. Le réseau de distribution actuel.....	12
II.1. Structure du réseau	12
II.2. La conduite actuelle des réseaux de distribution	16
III. Problématiques des réseaux de distribution du futur	18
IV. Solutions envisagées pour les réseaux de distribution du futur	20
V. La structure générale de l'estimateur d'état.....	21
V.1. Introduction.....	21
V.2. Les fonctions de l'estimateur d'état.....	22
V.2.1 Nature des données.....	22
V.2.2 Détermination de la topologie.....	22
V.2.3 Analyse de l'observabilité.....	24
V.2.4 Traitement des données fausses.....	24
V.3. Le modèle de mesure et les hypothèses	24
V.3.1 Formulation numérique	24
V.3.2 Substitution forward / backward.....	26

VI.	Estimateur transport versus estimateur distribution	27
VI.1.	L'estimateur d'état pour le réseau de transport.....	27
VI.2.	L'estimateur d'état pour le réseau de distribution	28
VI.3.	Comparaison entre l'estimateur du transport et l'estimateur de la distribution.....	31
VII.	Objectifs	32
CHAPITRE II :		34
L'ESTIMATEUR ET LES DIFFERENTS VECTEURS D'ETAT DEVELOPPES.....		34
I.	Introduction	34
II.	Description des estimateurs d'état.....	35
II.1.	L'estimateur des moindres carrés pondérés	35
II.2.	L'estimateur des moindres carrés pondérés contraints.....	37
II.3.	Factorisation orthogonale.....	39
II.4.	Les estimateurs robustes	41
II.4.1	<i>Introduction</i>	41
II.4.2	<i>La plus petite valeur absolue (LAV - Least Absolute Value)</i>	42
II.4.3	<i>Constante quadratique (QC - Quadratic Constant)</i>	43
II.4.4	<i>Racine carrée (SR - Square Root)</i>	44
II.4.5	<i>Le M-estimateur Généralisé de Schweppe - Huber (Schweppe - Huber Generalized M - SHGM)</i>	45
II.4.6	<i>Conclusions</i>	46
III.	Vecteurs d'état développés	46
III.1.	Réseaux d'études et hypothèses	46
III.2.	Vecteur d'état $I_i - \alpha_i$	49
III.2.1	<i>Hypothèses</i>	49
III.2.2	<i>Formulation numérique</i>	49
III.2.3	<i>Résultats</i>	51
III.2.3.1	<i>Premier scénario</i>	51
III.2.3.2	<i>Deuxième scénario</i>	54
III.2.4	<i>Conclusions</i>	55
III.3.	Vecteur d'état $V_i^2 - V_i V_j \sin \theta_{ij}$	56
III.3.1	<i>Hypothèses</i>	56
III.3.2	<i>Formulation numérique</i>	56
III.3.3	<i>Résultats</i>	57
III.3.3.1	<i>Premier scénario</i>	57
III.3.3.2	<i>Deuxième scénario</i>	58
III.3.4	<i>Conclusions</i>	59
III.4.	Vecteur d'état $P_i - Q_i - V_{NB}$	59
III.4.1	<i>Hypothèses</i>	59
III.4.2	<i>Formulation numérique</i>	59
III.4.3	<i>Résultats</i>	60

III.4.3.1 Réseau urbain	60
III.4.3.1.1 Premier scénario.....	60
III.4.3.1.2 Deuxième scénario	62
III.4.3.2 Réseau rural.....	63
III.4.3.2.1 Cas 1 d'étude.....	63
III.4.3.2.2 Cas 2 d'étude.....	65
III.4.4 Conclusions	68
IV. Différents algorithmes pour le vecteur d'état $V - \theta$	69
V. Comparaison des vecteurs d'état	75
VI. Conclusions	75
CHAPITRE III :	78
REGION DE CONFIANCE ET ESTIMATION D'ETAT.....	78
I. Introduction	78
II. Description de la méthode de la region de confiance.....	79
II.1. Introduction.....	79
II.2. Modèle mathématique.....	79
III. Résultats	82
III.1. Hypothèses	82
III.2. Résultats pour le réseau rural	86
III.2.1 Premier scénario	86
III.2.2 Deuxième scénario.....	87
III.3. Résultats pour le réseau urbain	89
IV. Comparaison entre les différentes méthodes d'estimation d'état utilisées	90
V. Conclusions	91
CHAPITRE IV :	94
LES PLANS D'EXPERIENCES	94
I. Introduction	94
II. Réglage de tension – VVC	95
III. Initialisation dans les plans d'expériences.....	96
III.1. Historique	96
III.2. Principe	97
III.3. Concept d'espace expérimental.....	98
III.4. Concept de modélisation mathématique	100

IV. Méthode de Taguchi	102
IV.1. Introduction.....	102
IV.2. Le modèle utilisé	103
IV.3. Principe	104
V. Plans d'expérience pour l'observabilité	105
V.1. Introduction.....	105
V.2. Hypothèses	106
V.3. Résultats	110
V.3.1 Configuration 0 du réseau rural étudié.....	110
V.3.2 Configuration 1 du réseau rural étudié.....	112
V.3.3 Configuration 2 du réseau rural étudié.....	113
V.3.4 Résultats finaux pour le réseau rural.....	114
V.4. Conclusions	119
CHAPITRE V :	121
RESEAUX DE NEURONES POUR LE PRE-FILTRAGE DES MESURES ET LA CREATION DES PSEUDO-MESURES.....	121
I. Introduction	121
II. Présentation générale des réseaux de neurones	122
II.1. Historique	122
II.2. Principe de fonctionnement.....	123
II.2.1 Introduction.....	123
II.2.2 Architectures.....	125
II.2.3 Apprentissage.....	127
II.2.4 Règles d'apprentissage.....	127
III. Résultats	129
III.1. Hypothèses	129
III.2. Amélioration des pseudo-mesures.....	130
III.2.1 Première méthode.....	130
III.2.2 Deuxième méthode.....	134
III.3. Réseaux de neurones pour pré-filtrage des mesures	137
III.3.1 Pré-filtrage mesures d'amplitude de tension	137
III.3.2 Filtrage des mesures de puissance active	140
IV. Conclusions	141

CHAPITRE VI :	144
NOUVELLE ARCHITECTURE DE L'ESTIMATION D'ETAT	144
I. Introduction	144
II. Réseau d'étude et hypothèses	144
III. Résultats	150
III.1. Cas d'étude 1	150
III.2. Cas d'étude 2	156
III.3. Cas d'étude 3	161
III.4. Cas d'étude 4	166
IV. Conclusions	170
CONCLUSION ET PERSPECTIVES	173
BIBLIOGRAPHIE	177
ANNEXES.....	189

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les réseaux électriques connaissent depuis quelques années de profonds changements dus aux décisions politiques énergétiques internationales. Ces décisions visaient l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence, décision prise, entre autres, par le Parlement Européen en 1996 et qui fixait les règles de la libéralisation du marché, et la réduction des émissions globales de gaz à effet de serre, en préparation du protocole de Kyoto en décembre 1997.

Ces directives européennes ont eu des conséquences immédiates, donnant place à une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution d'énergie électrique. De ce fait, on a vu apparaître, au niveau des réseaux de distribution, de nombreux producteurs d'énergie électrique. Ces nouveaux acteurs, généralement désignés sous le terme de « Génération d'Énergie Dispersée » (**GED**) ont pour rôle d'apporter une production locale d'énergie électrique au niveau des réseaux de distribution. Le protocole de Kyoto a favorisé l'apparition des producteurs à base d'énergies renouvelables.

Cette introduction massive de production décentralisée sur les réseaux de distribution remet en cause l'exploitation traditionnelle ainsi que la planification des réseaux de moyenne tension (en France majoritairement Moyenne Tension 20 kV ou HTA) et Basse Tension (BT 400V en France). Le réseau de distribution doit faire face à toutes les nouvelles contraintes induites par cette insertion de producteurs décentralisés, comme des problèmes de surtensions dans le voisinage des nœuds de raccordement, de plans de protection, de congestions, entre autres. Il s'agit également de soutenir l'insertion d'un plus grand nombre de GED tout en assurant une efficacité énergétique et une accessibilité à tous.

Or, un des objectifs du distributeur est de satisfaire, à tout instant, la demande d'électricité dans les meilleures conditions de coût, d'accessibilité et de qualité de service. Ces impératifs couplés à la nouvelle situation des réseaux de distribution expliquée ci-dessus font que l'on a vu apparaître, récemment, le concept de « Smart grid », ou réseau intelligent. Le réseau du futur devrait être contrôlé via des fonctions plus ou moins décentralisées appelées Fonctions Avancées d'Automatisation (ADA : Advanced Distribution Automation fonctions en anglais). Ces fonctions auraient pour rôle l'aide de l'opérateur du système à résoudre les problèmes, via des actions de téléconduite, qui peuvent apparaître au niveau de réseau de distribution. Parmi ces fonctions, on peut citer, par exemple, le réglage de tension

(avec éventuellement minimisation des pertes), la reconfiguration lente (minimisation des pertes) ou rapide (auto-cicatrisation suite à l'apparition d'un défaut), la reconstruction du réseau après un incident, entre autres.

Aujourd'hui, le réglage de tension apparaît comme l'une des premières à mettre en place, du au fait que les GED engendrent souvent, sur certains réseaux de distribution, des problèmes de tensions. En effet, l'insertion d'un trop grand nombre de GED peut engendrer directement ou indirectement des sur- et/ou des sous-tensions sur le réseau. La réglementation française prévoit que le profil de tension, sur le réseau de distribution HTA, doit rester dans les limites de $\pm 5\%$ autour de la tension nominale. Une des difficultés pour les distributeurs est donc de résoudre les problématiques de réglage de tension. Actuellement, ils peuvent seulement intervenir sur la consigne du régleur en charge pour essayer de maintenir la tension au poste source à une référence donnée. Avec ces équipements basiques, les surtensions provoquées par les GED, ainsi que les sous-tensions éventuellement simultanées provoquées par les variations des grosses charges et/ou la longueur des lignes peuvent ne pas être réglées. L'insertion des GED dans un réseau entraîne aussi des transits de puissances active et réactive qui peuvent provoquer une augmentation des pertes dans les lignes et transformateurs. Pour résoudre ces problèmes, une des fonctions envisagée pour l'opérateur du réseau est le réglage de tension (VVC : Volt Var Control en anglais). Celle-ci a été développée dans le cadre de travaux menés au GIE IDEA et du projet européen FENIX dans les dernières années. Cette VVC optimise les flux de puissance réactive dans le réseau tout en maintenant le plan de tension entre les limites réglementaires. Ainsi, d'un point de vue mathématique, cette fonction de réglage utilise la minimisation d'une fonction objectif représentant les pertes actives dans le réseau, avec comme contraintes la tenue des tensions dans la bande admissible. Elle coordonne un certain nombre de moyens de réglages que sont le régleur en charge, les consignes d'injection de puissance réactive des producteurs décentralisés.

Pour ce faire, l'opérateur doit améliorer sa « vision » du réseau afin de mieux le contrôler. Aujourd'hui, cette vision est obtenue au travers d'un SCADA (pour Supervisory Control And Data Acquisition en anglais - système de supervision et d'acquisition de données) utilisant très peu de capteurs en réseau, mais, comme on le montrera dans ce mémoire, ce n'est pas suffisant pour envisager, demain, la mise en oeuvre de fonctions automatiques évoluées. Dans le futur, afin de profiter de la flexibilité du réseau et des ressources locales, l'opérateur devra connaître précisément l'état de son système, ce qui veut dire avoir une image globale des grandeurs électriques avec plus ou moins d'exactitude. Pour ceci, il aura besoin d'un estimateur d'état qui, en utilisant des algorithmes adéquats, pourra fournir des données précises et fiables, donc avec un minimum d'erreur. Ce n'est actuellement pas le cas puisqu'aucune information n'est disponible au delà des courants, tensions au niveau du poste source (HTB/HTA) et les informations données par les indicateurs de passage de défaut communicants (IPD). Il est donc nécessaire de travailler sur le développement d'un estimateur d'état pour les réseaux de distribution. Ce dernier, basé sur des mesures et pseudo-mesures (modèles/connaissances) en réseau, devra permettre d'estimer, en « temps réel », l'état du réseau HTA. De telles fonctions d'estimation d'état sont largement utilisées et maîtrisées pour les réseaux de transport mais ne sont pas transposables directement dans les réseaux de distribution. Pour les réseaux de transport plusieurs recherches ont été faites et les auteurs ont proposé différentes méthodes d'améliorations [BOS-87] [WU-90] [MIL-94] [MIL-96] et une synthèse a été faite par Ali Abur et Antonio Gómez Expósito dans [ABU-04]. Les algorithmes proposés se basent sur les méthodes de moindres carrés pondérés et les M-estimateurs qui présentent une robustesse aux mauvaises données. Plusieurs auteurs proposent la même méthode (moindres carrés pondérés) pour les réseaux de distribution [LI-96] [BAR-

94] [WAN-03] [WAN-04] et [CHI-09]. Ils obtiennent de bonnes estimations des paramètres du réseau avec l'inconvénient qu'ils utilisent beaucoup de mesures. Les auteurs de [CHI-09] ont montré une bonne performance des estimations des amplitudes de tension avec peu de capteurs. L'étude bibliographique montre que les travaux sur l'estimation d'état des réseaux de distribution se trouvent à leurs prémices.

Dans ce contexte, une attention particulière sera donc portée, dans cette thèse, aux problèmes liés à l'estimation d'état des réseaux de distribution et pour cela, nous avons choisi la VVC comme fonction automatique d'application car c'est celle qui devrait être appliquée en premier dans les réseaux de distribution français. Nous proposons donc de développer un outil d'estimation d'état qui puisse répondre, le mieux possible, aux besoins de la fonction de réglage de tension pour les réseaux de distribution.

Afin de bien poser les bases du problème de l'insertion de GED dans les réseaux de distribution, le premier chapitre de cette thèse présente la structure actuelle des réseaux de distribution français. Le problème de l'estimation d'état a été étudié par plusieurs chercheurs depuis son introduction à la fin des années 1960 par Fred Schweppe. Il a, depuis, été largement implanté et développé pour les réseaux de transport. De ce fait, nous familiariserons donc le lecteur, dans ce premier chapitre, à la structure générale de l'estimateur d'état.

Le deuxième chapitre présentera les types d'estimateurs d'état les plus souvent trouvés dans la littérature pour les réseaux de transport. Le but sera d'adapter ces algorithmes pour les réseaux de distribution, puis d'en développer de nouveaux, compte tenu de la spécificité des réseaux de distribution. Les résultats obtenus avec ces méthodes seront présentés et comparés afin de pouvoir trouver celui qui donne les meilleures performances. Dans le même chapitre, nous présenterons de nouveaux vecteurs (grandeurs à estimer) d'état proposés et testés pour répondre aux besoins des Fonctions Avancées de Conduite. En effet, et pour garantir une meilleure performance, les vecteurs d'état sont basés sur les grandeurs dont ces fonctions ont besoin comme entrées. Le but sera de trouver une meilleure estimation de ces valeurs tout en restant dans le contexte actuel des réseaux de distribution, donc avec une faible instrumentation du réseau en termes de capteurs de mesure et de système de communications. Ce chapitre propose également une comparaison entre ces vecteurs d'état testés pour des réseaux de distribution provenant de données réelles. Deux vecteurs d'état ont été retenus à partir de ces études et en raison du temps de calcul, celui qui a attiré notre attention a été le vecteur d'état basé sur les amplitudes et les angles de tension ($V-\theta$). On peut noter qu'il s'agit aussi du vecteur d'état le plus souvent utilisé dans les réseaux de transport.

Le troisième chapitre montre les résultats obtenus avec une autre méthode que nous avons développée et testée pour le vecteur d'état retenu à partir des travaux du deuxième chapitre ($V-\theta$). Le but de ce chapitre a été de trouver un algorithme plus robuste pour l'estimation d'état. Il se base sur l'algorithme dit de la région de confiance. Cette méthode est plus robuste car elle réussit à converger même pour des problèmes mal conditionnés (en terme de matrices), comme cela a été le cas pour nos études, ainsi qu'en la présence de capteurs erronés.

Le quatrième chapitre aborde un aspect particulièrement important pour l'observabilité pour le pilotage du plan de tension des réseaux de distribution. Il s'agit de l'emplacement optimal des capteurs pour mieux répondre aux besoins de la fonction VVC. En effet, pour des raisons de coût, il n'est pas possible d'installer des capteurs dans tous les nœuds de consommation moyenne tension du réseau. Nous devons alors utiliser des modèles de charge à la place de capteurs dans une grande proportion. Malheureusement, ces modèles sont très imprécis car le comportement des charges BT (agrégés au niveau des postes HTA/BT)

n'est pas connu aujourd'hui. Ceci a un fort impact sur l'estimation d'état et donc sur la performance de la fonction VVC. Ces modèles de charge sont appelés "pseudo-mesures". L'approche de placement optimal choisie utilise les plans d'expériences (classiquement utilisés dans l'industrie pour le dimensionnement et la recherche des paramètres influents des machines électriques, entre autres) pour déterminer à la fois le nombre, l'emplacement et la précision des capteurs à implanter dans le réseau afin d'obtenir les meilleures performances possibles de l'estimation d'état couplée à la VVC. Du fait que même avec une approche optimale, le nombre de capteurs à déployer dans le réseau est important, le chapitre quatre propose aussi deux techniques pour réduire le nombre de mesures. La première est basée sur la diminution de la bande de variation des amplitudes de tension imposée à la VVC (renforcement des contraintes de la fonction objectif – mise en place d'une marge) et la deuxième est une diminution de la production de puissance active des GED, selon un pourcentage équivalent pour toutes les GED du départ en surtension, ou en fonction des distances électriques relatives des GED, donc de leur participation aux problèmes de tension.

Le cinquième chapitre vient familiariser le lecteur à l'utilisation des méthodes basées sur les réseaux de neurones, afin de montrer leur intérêt et leur utilisation pour l'estimation d'état. Ainsi, nous proposons cette approche pour deux applications différentes : la correction des pseudo-mesures, donc pour obtenir des modèles de charge plus précis (ou moins biaisés – correction grâce à la vision globale de notre estimateur) d'une part, et le pré-filtrage de mesures d'autre part. En effet, l'impact d'une mesure erronée sur la performance de l'estimation d'état a été démontré pendant les travaux du troisième chapitre et, de ce fait, nous proposons un pré-filtrage de ces mesures avant leur utilisation dans l'algorithme de l'estimateur d'état.

Enfin, le sixième et dernier chapitre présente une nouvelle approche pour l'estimateur d'état des réseaux de distribution utilisant l'ensemble des développements des chapitres précédents : plans d'expériences (pour l'emplacement optimal des capteurs) + réseaux de neurones (pour la création des pseudo-mesures et le filtrage des mesures) + estimation d'état (pour éliminer au maximum les erreurs de mesure et donner l'état le plus probable du réseau) + fonction d'automatisation (réglage de tension-VVC). Ainsi, une chaîne complète est proposée et testée sur quelques exemples.

Le travail présenté ici n'est qu'une étape d'un processus de recherche sur l'estimation d'état pour les réseaux de distribution d'aujourd'hui et du futur. Ce travail s'inscrit dans le cadre du projet de recherche « Observabilité » financé par l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) et il s'est déroulé au GIE IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir), groupe de recherche dont les partenaires sont Grenoble INP - G2ELab (Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble), Electricité de France et Schneider Electric.

Ce document se conclue donc sur l'ouverture de nouvelles perspectives qui seront développées dans des travaux ultérieurs.

CHAPITRE I :

L'ETUDE ET SON CONTEXTE

CHAPITRE I

L'ETUDE ET SON CONTEXTE

I. INTRODUCTION

Dans ce premier chapitre, nous faisons une courte présentation de l'état actuel des réseaux électriques de distribution en France, ses évolutions envisagées et l'importance d'avoir un réseau Moyenne Tension observable et contrôlable. Pour une meilleure compréhension de la problématique actuelle sur les réseaux électriques et dans une première partie, nous allons présenter la structure générale du système électrique et son évolution. Ensuite, les problématiques des réseaux du futur seront exposées. Une courte comparaison entre les différents types de réseaux sera faite pour donner la possibilité de se situer dans le contexte de ces travaux.

II. LE RESEAU DE DISTRIBUTION ACTUEL

II.1. Structure du réseau

Les réseaux électriques ont comme rôle d'assurer la connexion entre les centres de productions et les centres de consommation. L'équilibre entre la production d'énergie électrique et la consommation, aux pertes près, doit être assuré à chaque instant car le stockage d'énergie électrique n'est pas un processus simple et direct [MAR-98]. On ne peut pas, aujourd'hui, stocker l'électricité en grandes quantités et à un coût raisonnable, mis à part dans les barrages hydrauliques. Dans les pays munis d'un système électrique complexe, le réseau est classifié en fonction du niveau de tension et de son rôle (Figure 1.1). Ainsi, on peut distinguer trois types de réseaux [CAR-91] :

- Réseau de transport : il a comme objectif de transporter l'énergie électrique à très haute tension (en France 400kV et 225 kV) des gros producteurs (nucléaire, hydraulique, charbon, entre autres) vers les zones consommatrices (points de livraison). Il a une fonction d'interconnexion nationale et internationale, faisant la liaison avec les pays voisins.
- Réseau de répartition : il assure, à échelle régionale, la liaison entre les points de livraison et le réseau de distribution. La répartition est faite à haute tension, en France: 90 kV et 63 kV.
- Réseau de distribution : il réalise l'alimentation de tous les clients, à l'exception de gros clients industriels, qui sont connectés directement au réseau de transport ou de répartition.

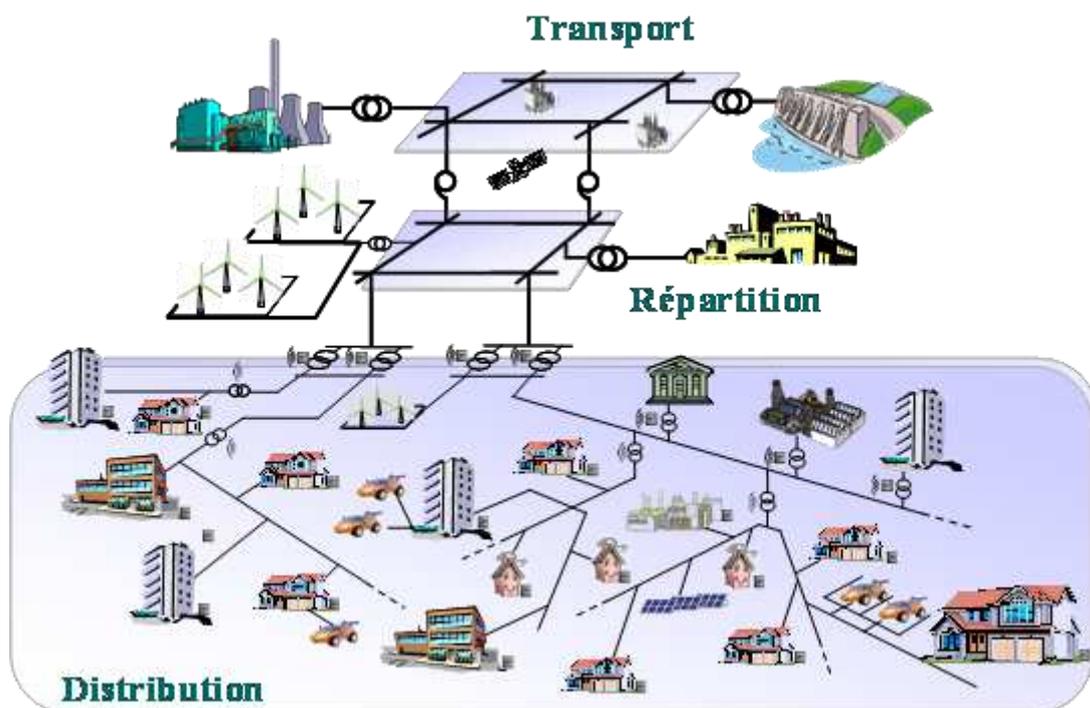


Figure 1.1. Hiérarchisation d'un réseau

De plus, le réseau doit assurer l'alimentation de ses clients avec une électricité caractérisée par :

- une puissance disponible : le besoin en électricité du consommateur ;
- une tension fixée : fonction du type de client et de la puissance demandée ;
- une qualité : interprétant la capacité de respecter les deux précédentes et de les maintenir dans le temps.

En France, les domaines de tension alternative appliqués depuis la norme UTE C 18-510 [UTE-11] sont (Figure 1.2) : domaine haute tension (HT), domaine basse tension (BT) et domaine très basse tension (TBT). Le domaine haute tension est divisé en deux niveaux HTB (haute tension de niveau B avec une tension plus grande que 50kV) et HTA (haute tension de niveau A avec une tension comprise entre $1\text{kV} < U_n \leq 50\text{kV}$). Le niveau HTB est aussi découpé en 3 zone HTB1 ($50\text{kV} < U_n \leq 130\text{kV}$) HTB2 ($130\text{kV} < U_n \leq 350\text{kV}$) HTB3 (350kV

$< U_n \leq 500\text{kV}$). Nous retrouvons le même principe pour le domaine basse tension. Ainsi nous avons basse tension de niveau B (BTB avec une tension $500\text{V} < U_n \leq 1\text{kV}$) et basse tension de niveau A (BTA avec une tension $50\text{V} < U_n \leq 500\text{V}$). Toutes les tensions inférieures à 50V correspondent au domaine TBT.

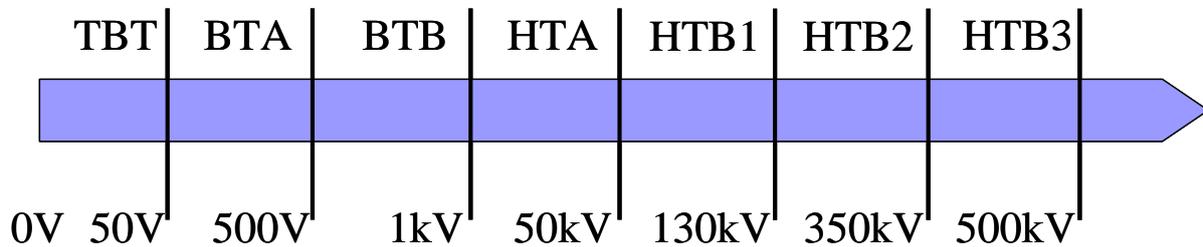


Figure 1.2. Domaines de tension en France [UTE-11].

Par l'intermédiaire de la « distribution HTA » l'énergie est livrée aux clients moyenne tension (souvent puissance souscrite $> 250\text{kW}$) ou aux postes de distribution publique (HTA/BTB) puis aux points de consommation BTB (réseau basse tension). C'est la structure du réseau de distribution moyenne tension (uniquement HTA) qui fait l'objet de cette section.

Pour diffuser l'électricité vers les consommateurs, le distributeur définit la topologie du réseau électrique. Ainsi, il choisira l'ensemble des éléments (schéma, plan de protection, mode d'exploitation) qui répondront le mieux aux critères technico-économiques au travers de grands choix techniques (niveaux de tension, régimes de neutre, entre autres). Dans cette partie, les topologies utilisées en France par les distributeurs seront décrites par des schémas de type unifilaire simplifié, représentant 3 fils en HTA et 4 fils en BT. Avant de choisir une topologie, il faut répondre à des objectifs comme : assurer la sécurité des personnes et des biens, obtenir un niveau de qualité de service fixé, être en concordance avec la densité de charge (densité d'habitats et/ou de consommation) et assurer le résultat économique souhaité [PUR-91].

Le réseau de distribution haute tension (HTA) en France s'étend sur environ 600 000 km fin 2008 [ERDF-10]. En Italie, le réseau HTA a une longueur environ 300 000 km et celui de la Belgique est aux alentours de 55 000 km [PUR-91]. Ainsi, le choix des architectures des réseaux HTA est essentiel pour un pays qui comporte des longueurs importantes de lignes.

Les topologies rencontrées le plus souvent sont :

- topologie radiale ;
- topologie coupure d'artère ;
- topologie coupure d'artère, de type maillé simplifié ;
- topologie boucle fermée, de type maillé.

Sur les réseaux HTA français, d'autres topologies sont aussi utilisées comme la double dérivation. La topologie radiale et la topologie coupure d'artère sont néanmoins les plus souvent retenues par les distributeurs français. Ces deux schémas, utilisés par ERDF, sont détaillés dans le Cahier Technique Merlin Gerin n° 155 [PUR-91] et définis par :

- leur principe de fonctionnement ;
- leur schéma unifilaire-type ;
- leur application-type ;

- leurs points forts et points faibles.

Schéma radial (ou simple dérivation)

Le principe de fonctionnement de ce schéma est l'utilisation d'une seule voie d'alimentation, aussi appelé schéma en antenne. Un seul chemin électrique peut alimenter tous les points de consommation qui sont sur cette structure (Figure 1.3). Les points d'alimentation sont les postes de distribution HTB/HTA (postes sources) et le type arborescent du schéma permet d'alimenter les consommateurs. Ce type de schéma est souvent utilisé pour les réseaux de distribution aériens et particulièrement en milieu rural. Il permet d'accéder facilement à des points de consommation de faible densité de charge (autour de 0.1 kVA/km^2). La seule protection étant le disjoncteur de départ du poste source, tout défaut sur le réseau provoque la coupure de tous les abonnés concernés par le départ. Elle a pour avantage principal son faible coût de mise en œuvre.

Schéma coupure d'artère

Dans ce schéma, les consommateurs peuvent être alimentés par deux chemins électriques possibles (Figure 1.3). Ainsi, il présente deux voies d'alimentation, donnant la possibilité de bouclage, mais seul un de ces deux chemins est effectif pour un poste HTA/BT donné. Entre les deux trajets, il y a toujours un interrupteur normalement ouvert (d'où le nom de boucle ouverte aussi utilisé pour ce schéma). Pour cette solution, il existe souvent des interrupteurs normalement fermés qui donnent la possibilité de fonctionnement à deux antennes. Par boucle, nous pouvons retrouver entre 15 et 25 points consommateurs. Ils sont raccordés par deux interrupteurs HTA (manuels ou télécommandés), fermés en régime normal de fonctionnement, à l'exception de celui (télécommandé) qui constitue le point d'ouverture de la boucle. Lors d'un défaut, des manœuvres de reconfiguration peuvent être faites, le point d'ouverture entre les boucles peut se déplacer afin de réalimenter les clients. Ce type de schéma est souvent utilisé pour les réseaux de distribution souterrains et particulièrement en milieu urbain.

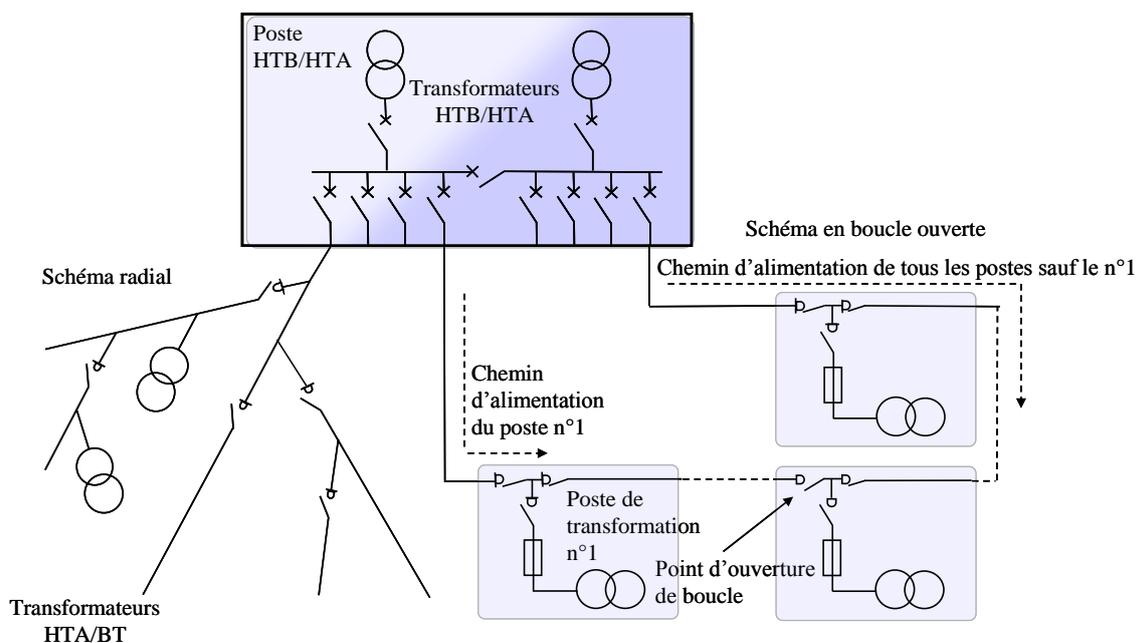


Figure 1.3. Les deux schémas de base d'un réseau de distribution HTA, radial (ou en antenne) et en coupure d'artère (ou boucle ouverte) [PUR-91].

Schéma double dérivation

Ce schéma est particulièrement utilisé dans la grande couronne parisienne, zone à forte densité de consommations, par ERDF et il est présenté dans la Figure 1.4. Pour cette solution, le réseau HTA comporte deux circuits "A" et "B" qui sont normalement sous tension. Les postes HTA/BT ne sont raccordés qu'à un seul circuit, ayant la possibilité de basculer sur l'autre circuit avec un interrupteur normalement ouvert. Les postes sont équipés avec des automatismes locaux. En conséquence, si le poste est connecté sur le circuit "A" et un défaut apparaît sur ce câble, l'automatisme détecte l'absence de tension sur ce câble. Il vérifiera la présence de tension sur l'autre circuit ("B") et donnera l'ordre d'ouverture d'interrupteur HTA connecté au câble "A" et de fermeture d'interrupteur HTA connecté au câble "B".

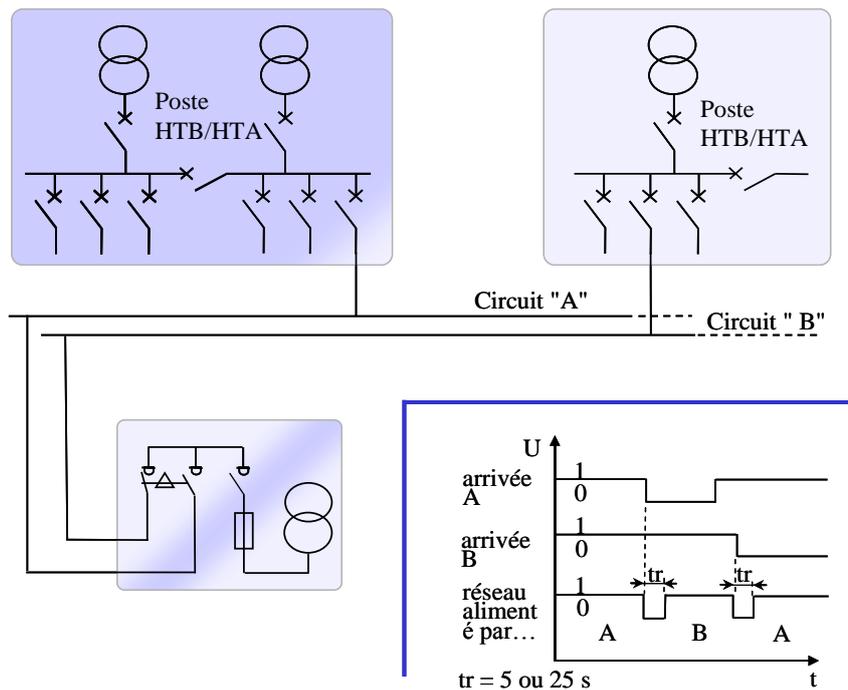


Figure 1.4. Schéma de distribution en double dérivation, utilisé par ERDF - France. Dans l'encadré, séquence de l'automatisme d'un permutateur Merlin Gerin, conforme aux spécifications EDF - France [PUR-91].

II.2. La conduite actuelle des réseaux de distribution

Dans les dernières années, nous avons assisté à la libéralisation du marché de l'énergie dans de nombreux pays qui demande un changement de l'organisation des réseaux électriques. Par exemple, avant cette ouverture, l'ensemble production - transport - distribution était géré à l'échelle d'un pays, d'une région. Cette structure était appelée « verticalement intégrée ». Après la directive 96/92/CE du Parlement Européen [DIR-96] complétée par la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 [DIR-03], cette structure a changé. Son objectif était d'encourager l'apparition de nouveaux acteurs dans le secteur du marché de l'électricité, en supprimant les monopoles. Ainsi, nous avons pu voir apparaître de nouveaux producteurs se raccordant sur les réseaux de distribution, ce qui nécessitera un changement des réseaux de distribution actuellement passifs vers des réseaux actifs. A certains endroits dans un réseau actif, les flux d'électricité peuvent éventuellement remonter de la distribution vers le transport, ce qui impose un autre fonctionnement du système électrique. Le réseau de

distribution doit faire face à toutes les contraintes dues par cette insertion de producteurs décentralisés, comme des problèmes de surtensions au niveau des nœuds de raccordement, de plans de protection, de soutenir l'insertion d'un nombre plus grands de GED tout en assurant une efficacité énergétique et une accessibilité à tous. Ce passage peut être accompli grâce à des réseaux contrôlables et flexibles, d'où la nécessité d'automatiser les réseaux de distribution pour mieux pouvoir les contrôler. De ce fait, on voit apparaître la notion de « Smart grid » où le réseau sera contrôlé via des fonctions appelées Fonctions Avancées d'Automatisation (ADA functions [EPRI-04]). Pour que les réseaux soient efficacement opérés, nous avons besoin de connaître l'état du système, donc d'avoir une bonne observabilité d'ensemble de ses paramètres électrotechniques, ce qui nous ramène sur le besoin d'utiliser un estimateur d'état.

Un des objectifs du distributeur est de satisfaire à tout instant la demande d'électricité dans les meilleures conditions de coût, d'accessibilité et de qualité de service. Ainsi, nous trouvons des points de regroupement, incorporant en un ou quelques points tout ce qui est nécessaire au contrôle - commande à distance d'un réseau HTA [PUR-91]. Ces centres de conduite reçoivent des informations en permanence des réseaux, puis les traitent pour concevoir des actions et émettre les ordres correspondants. Ces centres sont différents de ceux utilisés sur les réseaux de transport, les besoins du réseau de distribution étant spécifiques. En ce qui concerne les actions menées par les centres de conduite actuels nous pouvons mentionner :

- la reconfiguration du réseau et des manœuvres de consignation en cas de travaux programmés ;
- la détection/localisation des défauts et la réalimentation des consommateurs affectés.

Les actions maîtrisées par l'ensemble de ces centres de conduite portent le nom de téléconduite du réseau. En pratique, la téléconduite comporte plusieurs fonctions : télésignalisation, télémessure, et télécommande. Dans le sens de transmission des opérations entre l'exploitant et le réseau, ces fonctions peuvent se classer en deux groupes: télésignalisations et télémessures (télésurveillance), des appareils vers l'exploitant, et télécommande, de l'exploitant vers les appareils. La télésurveillance permet de connaître l'état du réseau en temps réel. Ainsi, elle rassemble les mesures des consommations instantanées ou pondérées des départs, les signalisations de position des différents appareils, mais aussi leur déclenchement éventuel sur défaut. Les centres de conduite sont équipés avec des images de type synoptiques, qui sont construites à partir des équipements réels et en fonction des besoins de l'exploitant. De ce fait, le conducteur de réseau peut visualiser les schémas d'exploitation, les valeurs des paramètres mesurés, le contenu détaillé des alarmes, les états de l'installation, entre autres. La télécommande donne la possibilité de l'ouverture et de la fermeture des appareils de puissance à distance, ainsi que de faire quelques actions de réglage ou d'actionner des automatismes. Cette fonction demande des opérations de validation et de confirmation avant l'exécution d'ordres de manœuvre, tous étant exécutés avec le maximum de sûreté [PUR-91].

Pour pouvoir utiliser d'autres fonctions plus avancées, l'opérateur a besoin d'une bonne connaissance de son système, ainsi, il pourra résoudre toutes les problématiques qui peuvent apparaître et que nous montrerons dans la section suivante.

III. PROBLEMATIQUES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR

Pendant ces dernières années, la problématique des réseaux de distribution a beaucoup évolué. Ainsi, de nombreux générateurs distribués ont été raccordés sur le réseau de distribution. Le réseau était, à l'origine, conçu dans un esprit hiérarchique (production dans les grandes centrales raccordées au réseau de transport et livraison aux clients finaux raccordés aux réseaux de distribution). Or, l'impact de ces générateurs distribués (on écrira par la suite **GED** pour *Génération d'Énergie Dispersée*) sur le plan de tension, entre autres, n'est pas toujours favorable. L'insertion d'un trop grand nombre de GED peut engendrer directement ou indirectement des sur- et/ou des sous-tensions sur le réseau. La réglementation prévoit que la tension sur le réseau de distribution HTA ne doit pas dépasser la limite des $\pm 5\%$ de la tension nominale [CAR-91].

Une des difficultés pour les distributeurs est donc de résoudre les problématiques de réglage de tension. Actuellement, ils peuvent intervenir sur la consigne du régleur en charge pour essayer de maintenir la tension au poste source à une référence donnée. Néanmoins, les surtensions provoquées par les GED, ainsi que les sous-tensions simultanées provoquées par les grosses charges peuvent ne pas être réglées. L'insertion des GED dans un réseau entraîne aussi un transit de puissances active et réactive qui peut provoquer une augmentation des pertes actives.

L'insertion des GED peut changer les transits de puissances. Il arrive aussi que le plan des protections doive être révisé. Dans des situations exceptionnelles, nous pourrions avoir des cas d'aveuglement des protections, donc de ne pas protéger la zone en défaut.

Un indice de la qualité de l'électricité souvent utilisé est la durée moyenne de coupure par client et par an (appelé critère B dans le jargon d'ERDF). Il est une valeur essentielle à la qualité de l'électricité distribuée : le distributeur cherche donc à le minimiser. Si l'année 2005 a marqué un record en terme de critère B, l'année 2006 a signifié une forte dégradation en matière de durée moyenne de coupure par client. L'année 2006 a été marquée par des conditions climatiques déplorables (des coups de vents, un mois de juillet très orageux, de la neige lourde en hiver). Ainsi, malgré les conditions climatiques et techniques il faut réussir à maintenir, pour le futur, une durée moyenne de coupure par client la plus petite possible et donc une qualité de l'électricité la meilleure possible.

La loi du 10 février 2000 [GOUV-00] reprend les grands principes de la directive européenne [EURO-96] : définition du rôle de l'opérateur historique, des opérateurs de réseaux, de la commission de régulation de l'électricité, des missions de service public. Ainsi, cette loi impose que « les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en oeuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée. »

En France les compteurs électriques installés sont majoritairement des compteurs électromécaniques. Ils mesurent la consommation et sont particulièrement adaptés aux tarifs réglementés. En conséquence, ils ne répondent pas forcément à l'évolution des besoins des différents acteurs du marché de l'électricité en matière de communication d'informations et d'offres tarifaires. ERDF a donc développé, à l'initiative de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), une nouvelle génération de compteurs, dits « communicants ». Ils

permettront de transmettre et de recevoir des données à distance, répondant à la plupart des besoins des clients soucieux d'améliorer la maîtrise de leur consommation d'énergie.

Ce système de compteurs, appelé « Linky » [ERDF-10], utilisera, entre autres, des communications par courant porteur en ligne. De ce fait, ERDF pourrait améliorer sa connaissance du réseau en disposant de données plus précises et actualisées, ce qui constitue une véritable révolution dans l'accès aux services énergétiques. Ce système est un automate de contrôle connecté avec les systèmes d'information d'ERDF, étant un système « esclave » qui reçoit des ordres qu'il exécute, et qui transmet en retour des comptes rendus et des mesures validées.

Ce système (Figure 1.5) repose sur cinq éléments principaux :

- le compteur communicant.
- le concentrateur, qui joue un rôle d'intermédiaire entre le système d'information central et les compteurs. Il interroge les compteurs, traite et stocke les informations qu'il reçoit avant de les transmettre groupées au système d'information central. Le concentrateur est situé dans les postes de distribution publique.
- le système d'information central, qui reçoit les demandes de la part des systèmes d'information internes d'ERDF, et les traite via un système automatisé.
- le réseau de communication local (LAN – Local Area Network en anglais) qui permet la communication entre les compteurs communicants et les concentrateurs. Il repose sur la technologie Courant Porteur en Ligne (CPL), utilisant le réseau électrique basse tension pour échanger des données et des ordres entre compteurs et concentrateurs.
- le réseau de communication étendu (WAN – Wide Area Network en anglais) qui permet la communication entre les concentrateurs et le système d'information central. Ce réseau s'appuie sur le réseau télécom, via les technologies associées (ex : GPRS - General Packet Radio Service en anglais).

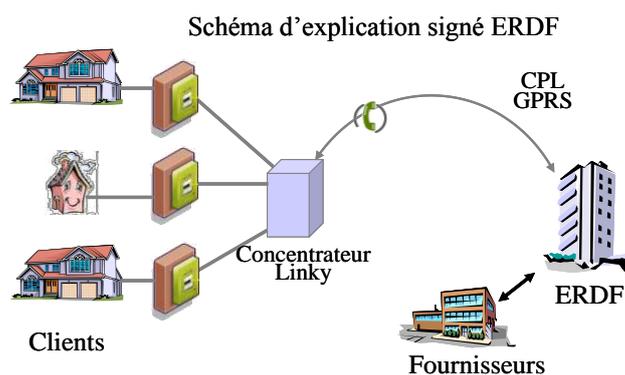


Figure 1.5. Le réseau de comptage de demain - ERDF [ERDF-10].

Le réseau de distribution doit devenir un réseau flexible qui permettra l'insertion d'un nombre important des producteurs, tout en restant un système fiable. Toutes ces préoccupations présentées montrent la nécessité d'avoir un réseau contrôlable et donc observable. Il existe donc un besoin impérieux de connaître l'état du système pour le contrôler. C'est le rôle d'un estimateur d'état qui fait le sujet de cette thèse et qui sera présenté plus en détail dans les parties suivantes.

IV. SOLUTIONS ENVISAGEES POUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR

Nous avons présenté, dans la section III de ce chapitre, une partie des problèmes qui peuvent apparaître dans les réseaux de distribution. De ce fait, on doit améliorer et optimiser les réseaux pour les rendre plus flexibles et fiables pour un développement durable. Ceci peut être fait à partir d'une instrumentation du réseau avec des fonctions de contrôle appelées Fonctions Avancées d'Automatisation. Dans ces conditions l'opérateur doit améliorer sa vision du réseau pour mieux le contrôler. Aujourd'hui, cette vision est obtenue au travers d'un SCADA [BOR-00] (Supervisory Control And Data Acquisition – système de commande et d'acquisition de données de surveillance) et quelques mesures, mais ce n'est pas suffisant. Demain, afin de profiter de la flexibilité des ressources locales et du réseau, l'opérateur devra connaître l'état de son système, ayant une image globale des grandeurs électriques avec exactitude. Pour ceci, il aura besoin d'un estimateur d'état qui, en utilisant des algorithmes adéquats, pourra fournir des données précises et fiables avec un minimum d'erreur. L'estimateur d'état donnera l'état le plus probable du système avec un minimum de mesures réelles faites (en raison de leur coût d'installation et d'exploitation) des modèles de charge, et la connaissance topologique du réseau.

Une des Fonctions Avancées d'Automatisation (FAA) est représentée par le réglage de tension [CAN-00], [CAI-04], [RIC-06], [RAM-06], [BER-10]. Il peut intervenir sur le régulateur en charge et/ou sur les GED pour maintenir le profil de tension entre les limites prévues par la réglementation. Il peut, aussi, limiter les pertes engendrées par les transits de puissance réactive dans les réseaux de distribution eux-mêmes et aussi entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution.

L'insertion des GED dans un réseau entraîne aussi un transit de puissance active, augmentant les pertes. De ce fait, des reconfigurations peuvent être envisagées pour optimiser les flux et de diminuer les pertes [ENA-08], [HER-10]. La reconfiguration des réseaux électriques représentera une autre fonction FAA pour l'opérateur.

On voit que, pour toutes ces fonctions, la connaissance de l'état du système est essentielle pour l'opérateur. Ainsi, l'estimateur d'état doit fournir une image correcte de l'état du réseau. En effet, nous pouvons envisager deux solutions :

- on installe de nombreux capteurs, comme c'est le cas du réseau de transport, mais le coût d'installation pourrait devenir énorme parce que le nombre de nœuds à surveiller pour les réseaux de distribution est très important ;
- on reconstitue l'état du réseau à partir de connaissances sur la charge (modèles), en rajoutant le nombre de mesures nécessaires pour obtenir une précision donnée à la sortie d'une fonction FAA.

V. LA STRUCTURE GENERALE DE L'ESTIMATEUR D'ETAT

V.1. Introduction

Afin de permettre une gestion plus flexible (par le réglage de tension, ou la reconfiguration du réseau par exemple), il existe donc un besoin de fonctions d'aide à l'opérateur au niveau des centres de conduite des réseaux de distribution. Ceci n'est concevable qu'avec une connaissance suffisante du point de fonctionnement du réseau. Ce n'est actuellement pas le cas puisque aucune information n'est disponible au delà des courants, tensions au niveau du poste source (HTB/HTA) et les informations données par les indicateurs de passage de défaut communicants (IPD).

Il est donc nécessaire de travailler sur le développement d'un estimateur d'état pour les réseaux de distribution. Ce dernier, basé sur des mesures et pseudo-mesures (modèles/connaissances) en réseau, devra permettre d'estimer, en « temps réel », l'état du réseau HTA. De telles fonctions d'estimation d'état sont largement utilisées et maîtrisées pour les réseaux de transport mais ne sont pas transposables directement dans les réseaux de distribution.

Le problème de l'estimation d'état a été étudié par plusieurs chercheurs, depuis son introduction à la fin des années 1960. Fred Schweppe [SCH-70_1], [SCH-70_2], [SCH-70_3] a été le premier à proposer un estimateur d'état pour le réseau de transport. Étant une fonction « en ligne », les calculs liés aux vitesses de stockage et de transmission numériques et la robustesse de la solution des algorithmes ont été soigneusement étudiés. La configuration des mesures et son effet sur l'estimateur d'état ont été liés au développement des méthodes d'observabilité. Les estimateurs d'état servent aussi pour filtrer les mesures erronées et autres informations reçues par le système SCADA. L'idée générale est celle d'un système de télégestion à grande échelle réparti au niveau des mesures et des commandes. Des systèmes SCADA sont employés pour surveiller ou commander la génération d'énergie électrique, le transport et la distribution.

En France, le système de distribution HTA triphasé est supposé équilibré : tous les éléments sont triphasés et quasi entièrement symétriques et les couplages et déséquilibres entre composantes peuvent donc ne pas être pris en compte dans nos études. De ce fait, et en utilisation normale, le réseau triphasé peut se réduire à un réseau équivalent monophasé [MYA-68]. En effet, en régime permanent, les lignes électriques peuvent ainsi être représentées par des quadripôles équivalents à constantes concentrées. Les transformateurs du réseau peuvent alors être modélisés par leur schéma équivalent monophasé. Ce qui implique que l'on considère en régime permanent que toutes les charges nodales et les flux de puissance sont triphasés équilibrés, les lignes sont transposées, et tous les autres dispositifs série ou shunt sont symétriques pour les trois phases. On peut encore simplifier le calcul en utilisant des grandeurs réduites. Ce type de calcul aboutit à un calcul de répartition de charge et il est largement utilisé dans l'estimation d'état.

Un estimateur d'état peut contenir les fonctions suivantes: préfiltrage des données brutes, détermination ou estimation de la topologie, analyse de l'observabilité, estimation d'état, traitement des données fausses (Figure 1.6).

Le rôle de la fonction, « détermination de la topologie », est de recueillir des données sur l'état des disjoncteurs et des interrupteurs, et d'en déduire la configuration du système. Ces données sont préfiltrées avant, donc les erreurs structurelles qui peuvent apparaître dans la

configuration du réseau sont éliminées. Avant de faire une estimation, il faut s'assurer que le réseau soit observable [ABU-04]; il faut donc déterminer si une solution d'estimateur peut être obtenue en utilisant la série de mesures disponibles. L'estimateur d'état détermine la meilleure estimation d'état du système sur la base du modèle de réseau et des mesures entachées d'erreurs recueillies par le système de mesure. En fonction du type d'estimateur utilisé, la partie de traitement des données fausses est faite soit à la fin, soit pendant chaque estimation. Ce traitement consiste à déterminer et à éliminer les erreurs grossières dans les mesures fixées.

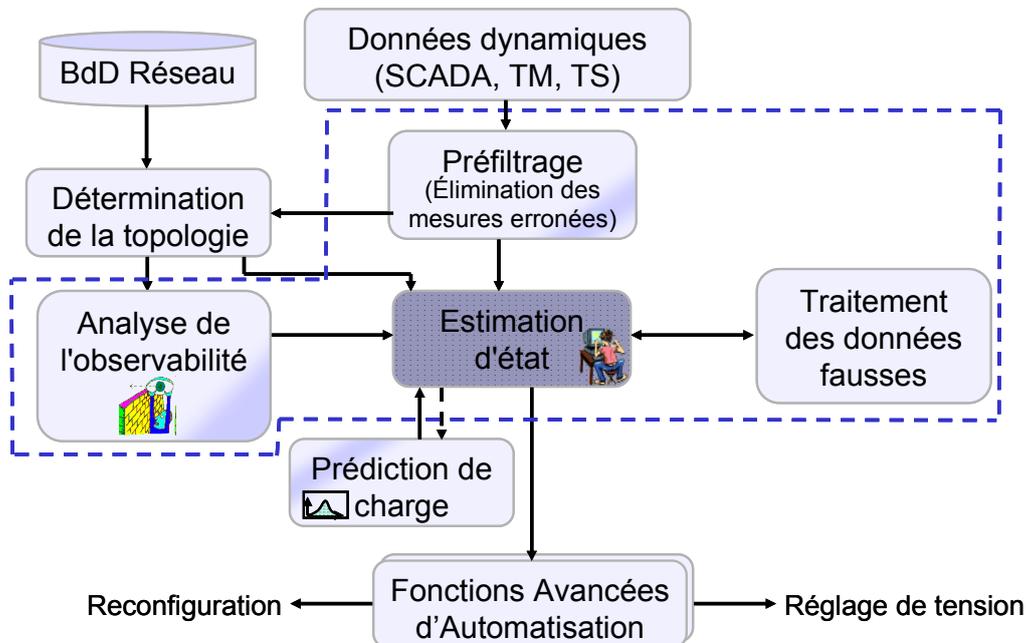


Figure 1.6. Structure générale de l'estimateur d'état

V.2. Les fonctions de l'estimateur d'état [ABU-04]

V.2.1 Nature des données

On peut distinguer deux types de données : les données aberrantes et les données imprécises. Au premier type sont affectées les mesures qui s'éloignent grossièrement des données correctes. Ces mesures correspondent à des points isolés ou à des petits groupes de points et peuvent être dues à des erreurs comme : le vieillissement du capteur, le calcul, l'arrondissement ou le changement d'unités. Ces données sont les plus dangereuses pour l'estimateur. Les données imprécises sont les variations inhérentes au capteur, à la collecte et à l'enregistrement des données. Ces données s'éloignent de la distribution statistique normale (gaussienne).

V.2.2 Détermination de la topologie

Cette fonction implique l'utilisation de modèles des composants de réseaux qui sont développés dans la littérature [KUN-94]. Les paragraphes suivants présentent les modèles mathématiques les plus courants utilisés pour les estimations d'état des réseaux électriques.

Les lignes peuvent être représentées par le modèle en Π dont les paramètres correspondent à la séquence positive du circuit équivalent des lignes. Une ligne reliant deux nœuds k et m avec une impédance série $R + jX$ et deux demi susceptances négatives qui donnent au total $j2B$, sera modélisée par le circuit équivalent indiqué à la Figure 1.5.

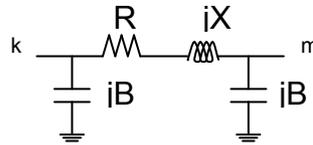


Figure 1.5. Le circuit équivalent de la ligne

Les transformateurs peuvent être caractérisés par le circuit équivalent (de la Figure 1.7) et les équations associées (1.1) [KUN-94]:

$$\begin{bmatrix} i_k \\ i_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y/a^2 & -y/a \\ -y/a & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_k \\ v_m \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

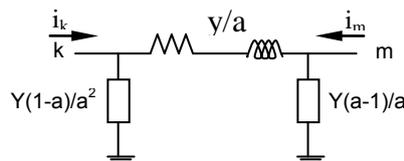


Figure 1.7. Le circuit équivalent du transformateur.

où : a – le rapport de transformation ;

y – l'admittance série de la ligne

i_k – le courant du nœud k

Y – l'admittance shunt de la ligne

Les charges peuvent être modélisées par : des admittances shunt ou des soutirages de puissances active et réactive. Les GED peuvent être considérées comme des injections de puissances active et réactive. Les bancs de condensateur sont représentés par des susceptances shunt. Ainsi, le modèle pour le réseau est donné par les équations nodales qui dérivent des lois de Kirchhoff pour les courants nodaux. En indiquant \mathbf{I} le vecteur des courants nodaux, \mathbf{V} le vecteur des tensions et \mathbf{Y} la matrice des admittances nodales, le modèle du réseau est fourni par l'équation suivante :

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_N \end{bmatrix} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \quad (1.2)$$

où :

- v_k – la tension du nœud k ;

- Y_{km} – l’admittance Y de l’élément série entre les nœuds (k, m) ;
- i_k – le courant dans le nœud k .

V.2.3 Analyse de l’observabilité

Si on a un ensemble de mesures et leurs localisations, l’analyse de l’observabilité détermine si une estimation peut être valable pour l’état du système dans l’ensemble des nœuds et lignes désiré. L’algorithme d’estimation suppose que le rang de la matrice Gain (deuxième dérivée de la fonction objectif) soit $2N-1$, autrement la configuration des mesures est insuffisante et le réseau est inobservable. Quand un réseau de distribution est inobservable, on peut rajouter des mesures fictives, des pseudo-mesures et/ou des mesures virtuelles, de manière à rétablir l’observabilité. L’observabilité d’un réseau peut être déterminée en utilisant le type et l’emplacement des mesures disponibles ainsi que par la topologie du réseau (théorie des graphes).

V.2.4 Traitement des données fausses

Un des rôles clé de l’estimateur est de détecter et d’éliminer les données fausses. Le traitement des données fausses dépend de la méthode utilisée par l’estimateur. Ainsi cette fonction est faite soit à la fin, soit pendant chaque estimation.

V.3. Le modèle de mesure et les hypothèses [ABU–04]

V.3.1 Formulation numérique

Le but de l’estimateur d’état est de déterminer l’état le plus probable du système basé sur les mesures entachées d’erreurs. Dans la littérature, nous trouvons plusieurs ouvrages et articles de référence qui décrivent en détail les estimateurs d’état [BOS–87], [WU–90], [ABU–04]. Son but est de résoudre un système d’équations non-linéaires avec, par exemple, la méthode des moindres carrés pondérés non contraints, unconstrained weighted least-squares en anglais (WLS). Cette méthode minimise la somme des carrés des résidus pondérée :

$$J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (z_i - h_i(x))^2 / R_{ii} = \frac{1}{2} [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (1.3)$$

où :

- z – est le vecteur des mesures ;
- $h_i(x)$ – est la fonction non linéaire qui relie la mesure z_i avec le vecteur d’état x ;
- R – matrice des covariances des erreurs qui donnera ensuite les pondérations des capteurs.

Si nous avons un ensemble de mesures donné par le vecteur z , nous pouvons écrire :

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (1.4)$$

où :

- $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_m]$ – est le vecteur d'état ;
- $h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$;
- $e^T = [e_1(x), e_2(x), \dots, e_m(x)]$ – est le vecteur des erreurs des mesures.

Les hypothèses suivantes sont faites, en ce qui concerne les propriétés statistiques des erreurs de mesures :

- $E(e_i) = 0$ (valeur attendue de l'erreur e_i) , $i = 1, \dots, m$;
- Les mesures d'erreurs sont indépendantes, c'est-à-dire $E[e_i, e_j] = 0$. D'où, $Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$, (σ_i^2 -variance de l'erreur).

Pour illustrer la précision attendue du capteur utilisé, la variance σ_i de chaque mesure i est calculée.

Les conditions de premier ordre d'optimalité pour la fonction objectif sont données par l'équation 1.5 :

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = \frac{1}{2} \left\{ -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] - [z - h(x)]^T R^{-1}H(x) \right\} \quad (1.5)$$

$$g(x) = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0$$

$$\text{où } H(x) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right] \text{ est le Jacobien}$$

L'équation non linéaire (1.5) de la matrice $g(x)$ peut être développée en série de Taylor autour du vecteur d'état x^k :

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (1.6)$$

$G(x)$ est appelée la matrice gain et elle est la dérivée de la matrice $g(x)$:

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x^k}$$

$$\text{où : } g(x^k) = -H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)] \quad (1.7)$$

$$\Rightarrow G(x^k) = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k)$$

et en négligeant les termes d'ordres supérieurs nous obtenons :

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k) \quad (1.8)$$

où :

- k - est l'indice d'itération
- x^k - est le vecteur solution à l'itération k

C'est une matrice creuse, positive et symétrique avec la condition que le système soit observable. Elle est typiquement difficilement inversable, étant une matrice creuse, l'inverse est en général une matrice pleine. Ainsi, elle est plutôt décomposée en ses éléments triangulaires et les équations linéaires suivantes sont résolues en utilisant des substitutions forward/ backward à chaque itération k . Au final, on obtient :

$$(1.7) \text{ et } (1.8) \Rightarrow [G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}[z-h(x^k)] \quad (1.9)$$

où $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$.

L'ensemble des équations donné par l'équation (1.9) est aussi appelé équations normalisées.

V.3.2 Substitution forward / backward

La substitution forward / backward est utilisée pour l'inversion de la matrice gain $G(x)$. La méthode de Cholesky, entre autre, peut être appliquée pour la décomposition de la matrice G . En conséquence, la matrice gain peut être écrite comme le produit d'une matrice triangulaire inférieure et sa transposition :

$$G = L \cdot L^T \quad (1.10)$$

En supposant que la matrice gain est correctement décomposée [JED-05] en ses facteurs de Cholesky L et L^T , la prochaine étape est de résoudre l'équation pour Δx^k : $LL^T \Delta x^k = t^k$, où t^k désigne la partie droite de l'équation. Cette solution est obtenue en deux étapes :

1. **Substitution forward** : Si nous notons $L^T \Delta x^k = u$, on peut obtenir les éléments de u à partir de l'équation $Lu = t^k$. La première ligne donnera la solution pour u_1 comme t_1/L_{11} . La substitution de u_1 dans le reste des lignes permettra de supprimer une équation. En répétant la même procédure pour u_2 et pour les autres séquences, on obtient la solution pour u :

$$\begin{aligned} L_{11}u_1 &= t_1 \Rightarrow u_1 = \frac{t_1}{L_{11}} \\ L_{21}u_1 + L_{22}u_2 &= t_2 \Rightarrow u_2 \\ &\vdots \\ L_{n1}u_1 + \dots + L_{nn}u_n &= t_n \Rightarrow u_n \end{aligned} \quad (1.11)$$

2. **Substitution backward** : Maintenant que u est connu, utilisant $L^T \Delta x^k = u$, on calcule Δx^k . Cette fois, les substitutions devraient commencer avec la dernière ligne, où le dernier élément du vecteur des solutions est obtenu comme $\Delta x^k(n) = u_n / L_{nn}$. En substituant dans les lignes restantes, le processus de substitution backward peut continuer jusqu'à ce que toutes les entrées soient calculées.

$$\begin{aligned}
L_{nn}\Delta x_n^k &= u_n \Rightarrow \Delta x_n^k = \frac{u_n}{L_{nn}} \\
&\vdots \\
L_{21}\Delta x_1^k + L_{22}\Delta x_2^k + \dots + L_{2n}\Delta x_n^k &= u_2 \Rightarrow \Delta x_2^k \\
L_{11}\Delta x_1^k + L_{12}\Delta x_2^k + \dots + L_{1n}\Delta x_n^k &= u_1 \Rightarrow \Delta x_1^k
\end{aligned}
\tag{1.12}$$

VI. ESTIMATEUR TRANSPORT VERSUS ESTIMATEUR DISTRIBUTION

VI.1. L'estimateur d'état pour le réseau de transport

Aujourd'hui, l'estimateur d'état est implanté largement sur les réseaux de transport. Le vecteur estimé (ensemble des grandeurs qui sont analysées dans le processus algorithmique) est souvent composé des amplitudes et des angles des tensions. L'introduction de la fonction d'estimation d'état a augmenté les performances du système SCADA, en diminuant les erreurs des mesures.

Pour les réseaux de transport, les nœuds sont les postes de transformation ou les postes « d'aiguillage » qui contiennent toutes les mesures nécessaires, de plus elles sont redondantes (doublées, voir triplées). Ainsi, il y a plus de mesures que nécessaires pour établir l'observabilité du système. En effet, la perte d'observabilité d'un système exploité proche de ses limites lors d'un incident (N-1) peut être catastrophique [GER-03].

Après l'introduction de la notion d'estimateur par Fred Schweppe, plusieurs auteurs ont proposé différentes méthodes d'améliorations [BOS-87] [WU-90], les estimateurs robustes étant introduits par [MIL-94] [MIL-96] et une synthèse étant faite par Ali Abur et Antonio Gómez Expósito dans [ABU-04].

En 1893, Charles Proteus Steinmetz a présenté un document sur la description mathématique simplifiée des formes d'onde d'un système alternatif. Steinmetz a appelé sa représentation un phaseur, [STE-93]. Avec l'invention des mesures de phase (PMU - Phasor Measurement Units en anglais) en 1988 par Arun Phadke G. et M. James S. Thorp à Virginia Tech, la technique de Steinmetz de calcul des phaseurs évolue dans le calcul des mesures réelles de phases qui sont référencés par rapport à une horloge grâce au système de satellites GPS. Au début, des prototypes des PMU ont été construits à Virginia Tech, et Macrodyne a construit le premier PMU industriel (modèle 1620) en 1992 [PHA-02]. Ainsi, plusieurs auteurs ont proposé l'utilisation des PMU pour l'estimation d'état dans les réseaux de transport. Par exemple, A. Abur et J. Chen [CHE-08] [ABU-08] proposent l'utilisation des PMU pour la détection des erreurs de topologie du réseau. Ensuite, ils se sont posés la question d'emplacement optimal des PMU. Ils montrent que des stratégies optimales peuvent être implémentées pour détecter les erreurs de topologie, mais en utilisant plus de mesures, leurs type et emplacement.

D'autre part, la formulation d'estimation d'état doit être modifiée lorsque les mesures des phases sont incorporées en raison de deux aspects. L'un est lié à la référence du noeud bilan, qui n'est plus nécessaire lorsque de mesures des phases sont présentes. L'autre est la composition numérique des problèmes rencontrés lors de l'initialisation, si les mesures de

phases existent. Par exemple le document [ZHU-07] montre une méthode qui utilise les coordonnées rectangulaires pour faciliter l'utilisation des mesures des phases de tension et de courant, sans aucune difficulté numérique et permet la détection et l'identification des erreurs dans ces mesures de phase. Une pratique de simplification est également présentée, illustrant la façon dont le nouveau Jacobien en coordonnées rectangulaires peut être découpé, conduisant à un simple test d'observabilité.

Comme l'utilisation des PMU a suscité l'intérêt des auteurs, des méthodes d'emplacement optimal ont été cherchées pour tirer le maximum d'avantages. Une méthode pour l'emplacement optimal des PMU est proposée par N. R. Watson dans [WAT-07]. La méthode se base sur des conditions de contingence : la perte d'une mesure et la coupure de courant d'une ligne. Tout d'abord, la condition de nombre minimal de la matrice de mesure normalisée est utilisée comme critère en liaison avec l'approche séquentielle d'élimination afin d'obtenir une condition déterminée complètement. Ensuite, une approche plus séquentielle est utilisée pour la recherche des candidats nécessaires pour la perte unique de mesure et une seule condition de panne d'une branche. Ces mesures redondantes sont optimisées par un programme d'intégration binaire (binary integer programming en anglais). Enfin, dans le but de réduire au minimum le nombre des PMU, une technique heuristique pour ordonner les positions des mesures est également proposée.

Comme le problème initial de l'estimation était l'analyse d'observabilité, les auteurs ont utilisé les PMU pour cet aspect. Le document [CAS-08] présente une technique pour déterminer le minimum de mesures requises pour assurer l'observabilité pour l'estimateur d'état si k capteurs échouent. La technique se base sur une programmation non linéaire.

Aussi, l'article [MAD-08] présente l'utilisation des matrices Grammiennes dans l'analyse d'observabilité. Cette matrice est construite en considérant les lignes des mesures de la matrice Jacobienne comme vecteurs, et peut être utilisée dans des méthodes d'analyse et de restauration d'observabilité. La détermination des pseudo-mesures non redondantes (normalement pseudo-mesures d'injections) pour la fusion des zones observables dans un système observable est effectuée en analysant les pivots de la matrice Grammien. La matrice Grammien peut également être employée pour vérifier la redondance locale, qui est importante dans la planification des systèmes de mesure. Quelques exemples numériques sont utilisés pour illustrer ces dispositifs dans [MAD-08].

VI.2. L'estimateur d'état pour le réseau de distribution

Actuellement, les seules mesures disponibles dans le réseau de distribution sont localisées au niveau du poste source. Ainsi, les seules mesures réelles sont les puissances active et réactive au niveau de l'arrivée HTA dans le poste source, l'amplitude de tension au jeu de barres et les amplitudes de courants en tête de chaque départ HTA. Le manque d'observabilité dans la distribution au delà du poste source est donc évident. En conséquence, des modèles de charges doivent être utilisés, étant appelés pseudo-mesures. Ces pseudo-mesures donnent des informations sur les puissances active et réactive consommées dans les postes de distribution publics HTA/BT avec, potentiellement et sans travaux plus poussés sur la question (historiques ou travail sur des modèles agrégés [DIN-11]), des erreurs très importantes (50% ou plus). D'autres valeurs utilisées, lorsque nécessaire, pour l'observabilité de nœuds d'étoilement dans le réseau de distribution sont les puissances active et réactive pour les nœuds sans charge. Elles sont toujours égales à zéro et sont appelées mesures virtuelles.

Plusieurs auteurs proposent la même méthode (WLS) pour les réseaux de distribution [LI-96] [BAR-94] [WAN-03] [WAN-04] et [CHI-09].

Le document [CHI-09] résume les études réalisées à EDF R&D sur l'estimateur d'état pour les réseaux de distribution dans le cadre du programme de recherche «Distribution 2015». Avec l'algorithme développé, un nombre supplémentaire limité de capteurs de tension doit être installé pour obtenir une estimation d'amplitude de tension exacte. Cependant, des résultats précis sur les variables secondaires, variables qui sont calculées à partir des grandeurs estimées que sont les variables primaires (amplitudes et angles de tension), sont obtenus seulement avec des mesures des puissances et tension (P/Q/V) à chaque poste HTA/BT.

Ainsi, pour l'amélioration des pseudo-mesures dans un réseau de distribution, un estimateur a été proposé par [WAN-04] qui rejette, aussi, les mauvaises données. La méthode choisit l'amplitude et l'angle pour le courant dans les lignes comme variables d'état et utilise des pseudo-mesures pour assurer la convergence de l'algorithme. L'estimation des pseudo-mesures aux nœuds de charge est faite avec des compteurs communicants, les AMR (Automated Meter Reading en anglais). Le type et l'emplacement des mesures sont aussi étudiés. L'inconvénient est qu'ils utilisent beaucoup de mesures dans les lignes.

Pour avoir une image globale d'ensemble des paramètres une nouvelle formulation pour l'estimateur d'état est proposée par Antonio Gómez Expósito [EXP-07]. Les variables d'état sont choisies de telle manière que le modèle de mesures soit linéaire, ainsi le vecteur d'état inclut la tension des nœuds et le courant dans les lignes. Dans le modèle obtenu, toutes les mesures sont linéairement liées aux variables d'état. Ils obtiennent une bonne convergence mais utilisent toujours beaucoup de mesures réelles dans les lignes.

Mais, au niveau du réseau de distribution, on ne peut pas avoir beaucoup de mesures, pour des raisons économiques principalement, donc le problème d'emplacement optimal des mesures est posé. L'article [SHA-05] présente une approche heuristique pour identifier les points potentiels des mesures de tension pour l'estimateur d'état. La technique développée identifie des endroits de mesure pour réduire l'écart de tension dans les nœuds qui ne disposent pas de mesure. Elle comporte les problèmes des méthodes classiques de placement de compteur de transport, qui ne s'appliquent pas directement aux systèmes de distribution à cause des mesures limitées, et la non observabilité du réseau. L'algorithme utilisé calcule l'erreur entre les grandeurs de tension obtenues initialement à partir d'un calcul de répartition de charge utilisant une évaluation du maximum des demandes de charge et des résultats obtenus avec des séries de calcul de répartition de charge utilisant les changements aléatoires des mêmes charges.

Pour compenser le nombre insuffisant de mesures, [MOT-04] utilise un modèle mathématique pour la charge qui peut être utilisé pour calculer toutes les valeurs et caractéristiques de chaque charge à chaque instant. Le modèle mathématique (puissance active, puissance réactive ou courant) est présenté et il est fonction de la température.

Nous avons vu l'impact des pseudo-mesures sur l'estimation d'état, mais il ne faut pas oublier aussi la précision des mesures effectuées dans le système et surtout l'impact qui peut être donné par une mauvaise information des niveaux de production dans le réseau. Ainsi, Antonio Simões Costa, et Mariana Carneiro dos Santos [COS-07] présentent une application de l'estimateur d'état pour télé-surveiller les GED. La méthode proposée prévoit un outil pour vérifier si les niveaux actuels de GED installés sur un réseau de distribution sont compatibles avec les valeurs attendues par l'opérateur du système. Si ce n'est pas le cas, les tests de l'hypothèse statistique sont effectués pour identifier les unités de production dont les

productions sont incompatibles avec les mesures prises à la charge. La méthode peut également fournir des estimations de quantité pour l'électricité non fournie.

A cause de la complexité des réseaux de distribution, d'autres auteurs proposent des méthodes plus exotiques, comme les agents locaux, les réseaux de neurones ou la logique floue pour dégrossir la problématique d'estimation d'état.

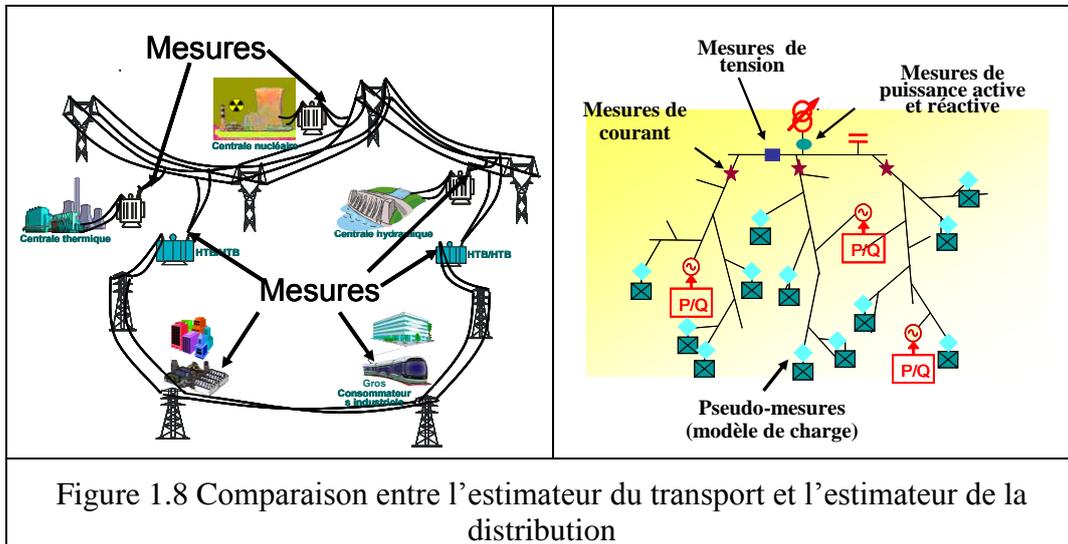
Le réseau de distribution est « plus grand » que le réseau de transport (beaucoup plus de noeuds) et on trouve donc la notion d'estimations par zones. Ainsi Mikael M. Nordman et Matti Lehtonen [NOR-05] proposent un concept basé sur des agents communicants locaux utilisés dans l'estimateur d'état. L'approche n'est pas basée sur la décomposition des algorithmes conventionnels d'estimation d'état. Les agents secondaires des postes sources participent successivement à une méthode originale d'estimateur d'état qui utilise principalement l'information disponible localement, des calculs statistiques et les interactions avec ses voisins. Topologie, observabilité et mauvaises données sont exécutées avec un mécanisme de dépassement symbolique. Ce mécanisme est lancé et commandé par le poste source principal. En plus du cadre théorique, l'applicabilité du concept est évaluée dans une étude de cas basée sur de vraies données d'entrée. Un poste source peut communiquer avec ses voisins, mais pas nécessairement directement avec le poste source principal (cette communication est réalisée en conduisant des paquets entre les sous-stations secondaires recevant le serveur central). Ils utilisent aussi beaucoup de mesures pour les entrées des agents.

L'estimation d'état doit être faite en temps réel, ainsi les auteurs [SAR-03] ont pensé utiliser la Logique Floue pour intégrer l'estimateur d'état et l'analyse de la répartition des charges. L'algorithme utilise des données historiques disponibles et des mesures en temps réel. L'influence des données historiques et la participation des catégories de consommateurs, mais aussi l'influence des mesures temps réelles sont décrites en utilisant les notations floues. L'estimateur correctif flou pour minimiser des variables floues est basé sur la disponibilité des mesures temps réel. Les solutions peuvent être utilisées directement, comme données d'entrée pour d'autres systèmes de gestion de la distribution à applications floues ou, indirectement, dans les algorithmes classiques. Un désavantage peut consister dans le stockage de la base de données des mesures.

Dans la même idée d'amélioration du temps de calcul, les auteurs [SON-07] proposent l'utilisation des réseaux de neurones pour l'estimation d'état. La tension estimée et la puissance réelle sont calculées par les méthodes WLSE (weighted least-squares estimator en anglais) et les réseaux de neurones. Les performances des deux méthodes sont comparées et ils trouvent une amélioration de 50% pour la précision de la puissance réelle et une amélioration de 40% pour la tension avec la méthode des réseaux de neurones, obtenant aussi une accélération du temps calcul. Le temps pris pour calculer avec WLSE est de 2,5 secondes pour 100 itérations et 30 secondes pour 1000 itérations. Le temps nécessaire pour calculer avec la méthode proposée est 1,5 secondes pour 100 itérations et 23 secondes pour 1000 itérations. La performance du réseau de neurones est comparée avec celle du WLSE et il y a une amélioration de la précision d'erreur de 50%.

VI.3. Comparaison entre l'estimateur du transport et l'estimateur de la distribution

Pour une meilleure compréhension de la problématique d'estimateur de distribution, nous montrons dans la Figure 1.8 les structures des deux réseaux et leurs mesures.



En France, on dénombre 2 200 postes de transformation qui raccordent 100 000 km de lignes à haute et très haute tension [RTE–09] et 742 700 postes de transformation HTA/BT avec 1,3 million de kilomètres de lignes de distribution [ERDF–10]. Nous voyons le nombre de nœuds important qui forment les réseaux de distribution. Dans tous ces nœuds, nous n'avons pas de mesures contrairement aux réseaux de transport où nous retrouvons des mesures réelles dans tous les postes.

Parce que le réseau de transport est maillé, avec un nombre de mesures faites dans tous les nœuds, avec même des mesures redondantes, nous avons des corrélations fortes entre les mesures faites. Ainsi, l'estimateur d'état peut corriger les erreurs des mesures avec une bonne précision et même détecter facilement les mesures erronées.

D'autre part, le réseau de distribution est radial, avec beaucoup de ramifications et peu de mesures réelles, en général situées au poste source. Pour assurer l'observabilité sur les réseaux de distribution, nous pouvons utiliser, comme nous l'avons déjà mentionné, des pseudo-mesures qui ont des erreurs très grandes, et des mesures virtuelles. En conséquence, les mesures faites sont pas ou peu corrélées (matrice G creuse). Ainsi, la dépendance entre les mesures choisies (mesures réelles, pseudo-mesures, mesures virtuelles) devient plus faible.

L'estimateur d'état pour les réseaux de transport existe donc depuis longtemps dans les centres de conduite des opérateurs et il connaît une problématique totalement différente que nous pouvons envisager pour les réseaux de distribution où, dans l'état actuel, n'existe pas d'estimateur implémenté.

VII. OBJECTIFS

Dans le cadre de ce chapitre, nous avons montré l'évolution du système électrique dans les dernières années. Egalement, nous avons vu l'implication de cette évolution au niveau du réseau de distribution. Ainsi, le contexte actuel des réseaux de distribution et leurs problématiques nous fixent le contexte de cette thèse et les objectifs que nous proposons qui seront présentés dans cette section. Tout d'abord, nous mentionnons que les problématiques du réseau de distribution ne sont pas les mêmes que pour le réseau de transport.

Pour enlever l'inconvénient du grand nombre de mesures réelles, comme nous avons pu le voir dans la littérature, nous avons pensé, dans un premier temps, à développer d'autres vecteurs d'état, mais aussi à utiliser d'autres algorithmes d'optimisation beaucoup plus robustes avec un nombre limité de mesures, ceci étant imposé par un coût de déploiement et d'opération raisonnable. Le nombre limité de mesures pose immédiatement la question de leur emplacement optimal.

Nous proposons donc une méthode d'emplacement optimal des capteurs, tenant compte de la performance demandée par le réglage de tension. Pour diminuer le coût global de l'instrumentation, nous proposons des méthodes de filtrage des mesures réelles et de correction (système) des pseudo-mesures. Elles sont basées sur les réseaux neuronaux et seront abordées pendant ce rapport au chapitre V. Ces méthodes nous aident à améliorer la performance de l'estimateur requise par les Fonctions Avancées d'Automatisation, en particulier le réglage de tension.

Nous pouvons remarquer que le rôle d'estimateur de distribution ne sera pas le même que pour le transport, à cause du manque d'informations et de l'impossibilité d'instrumenter tous les postes HTA/BT pour des raisons de coût. Ainsi, ce rapport propose une nouvelle approche de l'estimation d'état pour les réseaux de distribution, incluant une forte proportion de GED et le recours à des fonctions avancées d'automatisation.

CHAPITRE II :
L'ESTIMATEUR ET LES DIFFERENTS
VECTEURS D'ETAT DEVELOPPES

CHAPITRE II

L'ESTIMATEUR ET LES DIFFERENTS VECTEURS D'ETAT DEVELOPPES

I. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons détailler les différents algorithmes utilisés dans la littérature de spécialité pour le réseau de transport. Les travaux menés par EDF R&D [CHI-09] pour l'estimation d'état des réseaux de distribution se basent sur le concept existant au niveau des réseaux de transport. Ils obtiennent une bonne estimation pour les amplitudes de tension dans des conditions de mesures d'amplitude de tension précises. Puisque cet estimateur nécessite une grande instrumentation afin d'obtenir une estimation précise des puissances dans les nœuds de charge (variables d'entrées pour la fonction de réglage de tension) et sur le transit de puissance dans les lignes (paramètres qui peuvent être les variables d'entrées pour la fonction reconfiguration), nous avons développé d'autres formulations des vecteurs d'état pour les réseaux de distribution. Comme nous ne pouvons pas savoir à l'avance quelle formulation peut donner les meilleures estimations, nous avons formulé et testé trois vecteurs d'état. Plusieurs autres vecteurs d'état ont été développés, mais à cause du manque des mesures sur le réseau de distribution et de l'impossibilité d'établir l'observabilité du système nous ne montrons que ces trois meilleurs. De plus, l'impossibilité d'établir les équations liant les variables d'état aux grandeurs mesurées nous a ramené à ces propositions. Notre but était de trouver un estimateur pour alimenter la fonction VVC (Voltage Var Control), réglage de tension, développée au GIE IDEA par [BER-10].

Dans le but d'avoir une bonne connaissance des charges, nous avons proposé, entre autres, un vecteur d'état basé sur les amplitudes et angles des courants au niveau des nœuds. Pour pouvoir faire une comparaison entre les résultats que nous avons obtenus et les résultats d'EDF R&D, nous avons pris les mêmes scénarios et les mêmes réseaux. Ainsi, ce vecteur d'état a été testé sur un réseau urbain pour des raisons de contraintes existantes au niveau de ce type de réseau. Sur le même réseau, et avec les mêmes scénarios, un vecteur d'état pour

l'estimation des flux de puissances dans les lignes a été étudié. Comme notre but était d'estimer les puissances dans les postes HTA/BT nous proposons un vecteur d'état basé sur les puissances actives et réactives dans les nœuds de charge et aussi l'amplitude de tension au niveau du nœud bilan. Ce vecteur d'état a donné des résultats plus satisfaisants que les deux précédents. Ainsi, il a été testé à la fois pour le réseau urbain, mais aussi sur un réseau rural pour la validation des résultats obtenus avec le premier réseau.

Ensuite, une comparaison entre les différents types de vecteurs d'état développés sera faite pour nous donner la possibilité de choisir le meilleur pour la suite de ces travaux.

Puis, nous proposons plusieurs méthodes pour l'estimateur d'état dans le but d'améliorer sa robustesse et de gagner en temps de calcul. Enfin, nous réalisons une comparaison avec la méthode existante sur le réseau de transport et proposée par EDF R&D pour le réseau de distribution utilisé durant ces travaux.

II. DESCRIPTION DES ESTIMATEURS D'ETAT

Pendant le premier chapitre, nous avons fait une courte présentation d'algorithmes d'estimation d'état et donc, dans cette partie, nous allons montrer plus en détail les différents types d'algorithmes utilisés pour l'estimateur d'état, et en particulier pour celui du transport. Nous allons commencer avec l'estimateur le plus souvent utilisé : celui basé sur WLS et ensuite, nous allons voir des algorithmes qui sont plus « robustes ». Nous avons développé et testé sous Matlab tous ces algorithmes pour pouvoir faire ensuite une comparaison et vérifier celui qui donne les meilleurs résultats pour les réseaux de distribution. Le but était de trouver l'estimateur le plus adapté aux les réseaux de distribution français pour connaître l'état actuel du système.

II.1. L'estimateur des moindres carrés pondérés [ABU-04]

L'estimateur des moindres carrés pondérés est l'estimateur le plus souvent utilisé pour les réseaux de transport. Il implique une solution itérative des équations normalisées données par l'équation (1.9), avec la fonction objectif donnée par (1.3). Ainsi, une première initialisation doit être faite pour le vecteur d'état x_0 .

Les mesures peuvent être de divers types. Les mesures les plus couramment utilisées sont les puissances de transits dans les lignes, les puissances dans les nœuds, les amplitudes de tensions, les amplitudes de courants dans les lignes. Ces mesures algébriques peuvent être exprimées, en termes de variables d'état, soit en utilisant la forme rectangulaire, soit la forme des coordonnées polaires. Lors de l'utilisation des coordonnées polaires pour un système de N noeuds, le vecteur d'état aura $2N-1$ éléments.

La matrice de covariance est donnée par l'équation (2.1) si on considère un ensemble de m mesures :

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{R}_{22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{R}_{mm} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Elle nous présente la précision attendue de chaque capteur utilisé et est supposée être diagonale avec les variances des mesures comme diagonale.

La matrice gain \mathbf{G} est constituée en utilisant la matrice Jacobienne \mathbf{H} et la matrice de covariance d'erreur de mesure, \mathbf{R} :

$$\mathbf{G}(x^k) = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H} \quad (2.2)$$

Elle possède les propriétés suivantes:

- Elle est structurellement et numériquement symétrique ;
- Elle est creuse (encore moins creuse comparativement à \mathbf{H} , donc synonyme de plus de problèmes de conditionnement) ;
- Elle est, en général, non-négative, c'est-à-dire que l'ensemble de ses valeurs propres sont non-négatives. Elle est définie positive pour les réseaux entièrement observables.

En remplaçant l'équation (2.1) dans l'équation (2.2), la matrice gain peut être réécrite comme suit:

$$\mathbf{G} = \sum_{i=1}^m \mathbf{H}_i^T \mathbf{R}_{ii}^{-1} \mathbf{H}_i \quad (2.3)$$

La matrice gain \mathbf{G} peut être écrite comme le produit d'une matrice triangulaire inférieure et sa transposée, c'est ce qu'on appelle la décomposition de Cholesky de la matrice \mathbf{G} . La forme décomposée de \mathbf{G} a été donnée dans l'équation (1.10).

L'algorithme itératif pour l'estimateur des moindres carrés pondérés peut être décrit comme suit :

1. Commencer les itérations, initialiser l'index d'itération $k = 0$
2. Initialiser le vecteur d'état x^k
3. Calculer la matrice gain $\mathbf{G}(x^k)$
4. Calculer $t^k = \mathbf{H}(x^k)^T \mathbf{R}^{-1} (z - h(x^k))$
5. Décomposer $\mathbf{G}(x^k)$ et résoudre pour Δx^k
6. Test de convergence, $\max |\Delta x^k| \leq \varepsilon$
7. Si non, $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$, $k = k + 1$ et revenir à l'étape 3.
8. Si oui, stop.

L'algorithme ci-dessus implique le calcul suivant dans chaque itération k :

1. Calcul de t^k
 - Calcul de la fonction de mesure $h(x^k)$

- Construction du Jacobien $H(x^k)$
- 2. Calcul de $G(x^k)$ et de la solution de l'équation (1.9)
 - Construction de la matrice gain $G(x^k)$
 - Décomposition de $G(x^k)$ dans les facteurs de Cholesky
 - Exécution de la substitution forward/ backward pour résoudre le Δx^{k+1} .

II.2. L'estimateur des moindres carrés pondérés contraints

[ABU-04]

Lorsque nous avons des mesures virtuelles qui représentent des relations mathématiques exactes, nous pouvons les intégrer dans les équations de l'estimateur des moindres carrés pondérés. Ainsi, ces mesures auront des facteurs de pondération importants, ce qui veut dire plus de confiance dans ces mesures. Ceci nous ramènerait à introduire des problèmes au niveau du conditionnement des matrices, soit des coefficients $W_{mv,mv}$ trop grands dans la matrice des pondérations. Pour éviter cela, nous pouvons les utiliser comme contraintes, dans le modèle mathématique d'estimateur des moindres carrés pondérés contraints :

$$\text{Min } J(x) = \frac{1}{2} [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \quad (2.4)$$

avec les contraintes : $c(x) = 0$

où :

- $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_m]$ – est le vecteur d'état ;
- z – est le vecteur des mesures ;
- $h_i(x)$ – est la fonction non linéaire qui relie la mesure z_i avec le vecteur d'état x ;
- $h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$;

et $W = R^{-1}$ est la matrice de pondérations des mesures et $c(x) = 0$ représente la précision des mesures virtuelles (zéro injections), ces mesures n'étant donc plus utilisées dans le calcul de la matrice h .

La solution utilisée pour résoudre le modèle d'optimisation (2.4) sera décrite dans cette section. Elle reprend les contraintes d'égalité avec l'aide des multiplicateurs de Lagrange.

Afin d'obtenir l'optimum, la fonction de Lagrange est établie :

$$\mathfrak{L} = J(x) - \lambda^T c(x) \quad (2.5)$$

et les conditions de premier ordre d'optimalité sont dérivées :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathfrak{L}}{\partial x} = 0 &\Rightarrow H^T W [z - h(x)] + C^T \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathfrak{L}}{\partial \lambda} = 0 &\Rightarrow c(x) = 0 \end{aligned} \quad (2.6)$$

où la matrice C est le Jacobien de la fonction $c(x)$ ($C(x) = \partial c(x)/\partial x$).

Le système d'équation non linéaire (2.6) peut être résolu itérativement en utilisant la méthode de Gauss-Newton, ce qui conduit à:

$$\begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T W \Delta z^k \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

où :

$$\begin{aligned} \Delta x &= x^{k+1} - x^k \\ \Delta z^k &= z - h(x^k) \end{aligned} \quad (2.8)$$

La matrice W ne doit plus avoir de valeurs importantes, donc une des causes du mauvais conditionnement est éliminée. Le conditionnement peut être encore amélioré en multipliant le Lagrangien de la fonction objectif avec un scalaire :

$$\mathfrak{L} = \alpha J(x) - \lambda_s^T c(x) \quad (2.9)$$

Le coefficient α n'a pas d'influence sur l'algorithme de l'estimateur d'état et il a la forme suivante : $\lambda_s = \alpha \lambda$. Le système d'équations à résoudre pour chaque itération est obtenu en substituant la matrice W par αW :

$$\begin{bmatrix} \alpha H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha H^T W \Delta z^k \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Pour l'amélioration du conditionnement de la matrice W (la taille de la matrice étant de $m \cdot m$), le scalaire α peut être choisi de la forme suivante :

$$\alpha = \frac{1}{\max W_{ii}} \quad \text{ou} \quad \alpha = \frac{m}{\sum_{i=1}^m W_{ii}} \quad (2.11)$$

En conséquence, les coefficients de la matrice pondérations seront normalisés et donc diminués, ainsi nous avons une amélioration du conditionnement de la matrice W . Néanmoins, si la valeur de ce coefficient est $\alpha = 1$, il peut donner un nouveau conditionnement de la matrice plus mauvais que dans le cas initial, parce que les valeurs W_{ii} sont plus grandes en comparaison des coefficients de la matrice C .

Dans l'approche classique, avec des mesures virtuelles intégrées dans l'algorithme d'estimateur, la multiplication de la fonction objectif avec un scalaire n'a pas d'influence sur l'amélioration du conditionnement, c'est un des avantages d'utiliser les mesures virtuelles comme contraintes.

Il est intéressant de montrer aussi la relation entre les deux formulations. On écrit la fonction objectif $J(x)$ pour l'approche générale de telle manière que les mesures virtuelles apparaissent séparément :

$$J(x) = \frac{1}{2}[z - h(x)]^T W [z - h(x)] + \frac{\rho}{2} c(x)^T c(x) \quad (2.12)$$

où ρ est une pondération avec une valeur beaucoup plus grande que les facteurs W_{ii} . Les conditions d'optimalités pour le scalaire sont :

$$H^T W [z - h(x)] - \rho C^T c(x) = 0 \quad (2.13)$$

ce qui peut être réécrit sous la forme :

$$\begin{aligned} H^T W [z - h(x)] + C^T \lambda &= 0 \\ c(x) + \frac{1}{\rho} \lambda &= 0 \end{aligned} \quad (2.14)$$

Le système suivant d'équations sera utilisé de manière itérative :

$$\begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & -1/\rho \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T W \Delta z^k \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Les équations (2.14) et (2.15) se rapprochent des équations (2.6) et (2.7) pour des valeurs importantes de ρ . En éliminant λ de l'équation (2.15) on obtient :

$$[H^T W H - \rho C^T C] \Delta x = H^T W \Delta z^k - \rho C^T c(x^k) \quad (2.16)$$

Les coefficients optimaux du Lagrangien sont donnés par :

$$\lambda = -\rho c(\hat{x}) \quad (2.17)$$

Si la valeur de ρ est plus importante, les résidus des mesures virtuelles sont plus petits, mais leur produit s'approche des valeurs des multiples du Lagrangien.

Ainsi, cette dernière méthode a été utilisée dans nos études. Pour le calcul du coefficient α , nous avons utilisé : $\alpha = \frac{m}{\sum_{i=1}^m W_{ii}}$ et pour ρ , nous avons pris une valeur

importante (10000 [CHI-09]).

II.3. Factorisation orthogonale [ABU-04]

Holten et al. comparent les performances de différentes méthodes (équations normales, transformation orthogonale, équations normales avec contraintes et méthode Hachtels) pour la décomposition de la matrice gain dans l'estimation d'état [HOL-88]. Il a été montré que la transformation orthogonale (appelée décomposition QR) est la méthode la plus stable, même si elle demande un temps de calcul plus important.

La décomposition orthogonale constitue une alternative numériquement plus stable pour la factorisation LU [ABU-04] [HOL-88], en particulier lorsque la matrice des coefficients est très mal conditionnée et que l'effort de calcul n'est pas la principale

préoccupation. Si nous avons la matrice \mathbf{A} de dimension $m \cdot n$, elle peut être décomposée en deux matrices de la forme suivante :

$$\mathbf{A} = \mathbf{Q}\mathbf{R} \quad (2.18)$$

où :

- \mathbf{Q} est une matrice orthogonale de dimension $m \cdot m$, ayant la propriété $\mathbf{Q}^T = \mathbf{Q}^{-1}$
- \mathbf{R} est une matrice de dimension $m \cdot n$ supérieure trapézoïdale avec les premières n lignes supérieur triangulaire et les $m-n$ lignes égales à zéro.

En conséquence, nous obtenons $\mathbf{Q}^T \mathbf{A} = \mathbf{R}$ et en décomposant \mathbf{Q} et \mathbf{R} en sous matrices nous avons :

$$\left. \begin{array}{l} \mathbf{A} = [\mathbf{Q}_n \ \mathbf{Q}_0] \begin{bmatrix} \mathbf{U} \\ 0 \end{bmatrix} = \mathbf{Q}_n \mathbf{U} \\ \mathbf{Q}^T = \mathbf{Q}^{-1} \end{array} \right\} \Rightarrow \mathbf{Q}_n^T \mathbf{A} = \mathbf{U} \quad (2.19)$$

où :

- \mathbf{U} - matrice regroupant les n premières lignes supérieur triangulaire de \mathbf{R} ;
- \mathbf{Q}_n - matrice regroupant les n premières lignes de \mathbf{Q} ;
- \mathbf{Q}_0 - matrice regroupant les $m-n$ dernières lignes de \mathbf{Q} .

Nous observons, à partir de l'équation (2.19), que nous pouvons calculer seulement la matrice \mathbf{Q}_n , n'ayant pas besoin de la matrice entière.

En reprenant l'équation (1.9) d'estimateur des moindres carrés pondérés :

$$[\mathbf{G}(x^k)] \Delta x^{k+1} = \mathbf{H}^T(x^k) \mathbf{R}^{-1} [z - h(x^k)] \quad (1.9)$$

et en notant :

$$\begin{aligned} \Delta z &= z - h(x^k) \\ \mathbf{R}^{-1} &= \mathbf{W} \\ \tilde{\mathbf{H}} &= \mathbf{W}^{1/2} \mathbf{H} \\ \Delta \tilde{z} &= \mathbf{W}^{1/2} \Delta z \end{aligned} \quad (2.20)$$

nous obtenons :

$$\tilde{\mathbf{H}}^T \cdot \tilde{\mathbf{H}} \cdot \Delta x = \tilde{\mathbf{H}}^T \cdot \Delta \tilde{z} \quad (2.21)$$

où la matrice gain est $\mathbf{G} = \tilde{\mathbf{H}}^T \cdot \tilde{\mathbf{H}}$.

L'équation (2.21) peut être réécrite sous la forme suivante, si nous considérons la propriété $\mathbf{Q}\mathbf{Q}^T = \mathbf{I}$:

$$\tilde{\mathbf{H}}^T \cdot \mathbf{Q} \cdot \mathbf{Q}^T \cdot \tilde{\mathbf{H}} \cdot \Delta x = \tilde{\mathbf{H}}^T \cdot \Delta \tilde{z} \quad (2.22)$$

et prenant en compte que $Q^T \tilde{H} = R$, nous avons :

$$\begin{aligned} R^T \cdot R \cdot \Delta x &= R^T \cdot Q^T \cdot \Delta \tilde{z} \\ U^T \cdot U \cdot \Delta x &= U^T \cdot Q_n^T \cdot \Delta \tilde{z} \\ U \cdot \Delta x &= Q_n^T \cdot \Delta \tilde{z} \end{aligned} \quad (2.23)$$

Ainsi, à chaque itération d'algorithme des moindres carrés pondérés, pour la résolution de l'équation (1.9), nous devons [SIM-81] [VEM-91] [WAN-84] :

- effectuer la factorisation $\tilde{H} = QR$
- calculer le vecteur $\Delta z = Q_n^T \Delta \tilde{z}$
- calculer le vecteur Δx utilisant la méthode de « backsubstitution » utilisant l'équation $U \Delta x = \Delta z$.

II.4. Les estimateurs robustes

II.4.1 Introduction

Un des rôles de l'estimateur d'état est de détecter, identifier et éliminer les erreurs qui peuvent apparaître dans les mesures ou dans le modèle du réseau. Dans le cadre de l'algorithme des moindres carrés pondérés, les erreurs sont supposées avoir des distributions normales, ce qui n'est pas toujours vrai. Dans le système électrique, nous pouvons avoir des capteurs qui sont mal calibrés et leurs erreurs ne suivent éventuellement plus une distribution normale. Ainsi, la notion d'estimateur robuste est introduite par Huber [HUB-81] [HUB-64], l'estimateur devant rester invariant à ces erreurs. Le M estimateur introduit par Huber dès 1981 a été utilisé plus tard pour l'estimation d'état pour le système électrique par Mili [MIL-94] [MIL-96]. Ces types d'estimateurs ont été appliqués pour les réseaux de transport et ils présentent une robustesse statistique définie par l'insensibilité de l'estimateur aux fausses mesures, en éliminant les fausses mesures et/ou en les remplaçant avec des mesures redondantes. Pour les réseaux de transport, nous avons des mesures redondantes dans les postes de transformation, en conséquence, le M estimateur donne une performance importante. Dans cette section, nous décrirons les M estimateurs les plus souvent utilisés.

Le M estimateur est une généralisation de l'estimation du maximum de vraisemblance (MLE – Maximum Likelihood Estimation en anglais) [ABU-04] par la minimisation d'une fonction objectif qui est exprimée en fonction des mesures résiduelles :

$$J = \sum_{i=1}^m \rho(r_i) \quad (2.24)$$

avec les contraintes : $z = h(x) + r$

où :

- $\rho(r_i)$ est la fonction de la mesure résiduelle r_i ;
- z est le vecteur de mesures ;

- x est le vecteur d'état ;
- $h(x)$ est la fonction non linéaire qui relie les mesures avec le vecteur d'état x ;
- r est le vecteur de résidus.

La fonction $\rho(r_i)$ doit avoir les caractéristiques suivantes :

- $\rho(r) = 0$ pour $r = 0$;
- $\rho(r) > 0$ pour tous les autres r ;
- $\rho(r)$ est croissante dans les deux directions $+r$ et $-r$;
- $\rho(r)$ est symétrique autour de zéro ($\rho(r) = \rho(-r)$).

Les estimateurs qui utilisent une fonction $\rho(r)$ seront décrits dans les parties suivantes.

La solution du M-estimateur peut être obtenue avec différentes méthodes :

- méthode de Newton, qui nécessite le calcul de la première et de la deuxième dérivée de la fonction ρ ;
- méthode basée sur « Iteratively Re-Weighted Least Squares » (IRLS), qui ne nécessite pas le calcul de la deuxième dérivée.

II.4.2 La plus petite valeur absolue (LAV - Least Absolute Value)

La plus petite valeur absolue, également connue sous le nom de « norme L1 », est une technique d'optimisation mathématique similaire à la technique des moindres carrés classique et qui tente de trouver une fonction qui se rapproche d'un ensemble de données. La méthode se base également sur l'estimation du maximum de vraisemblance si les erreurs ont une distribution Gaussienne et elle minimise la somme des erreurs absolues :

$$\rho(r_i) = |r_i|$$

la première dérivée est : $\Psi(r) = \frac{\partial \rho(r)}{\partial r} = \text{sign}(r)$ (2.25)

Le Tableau 2.1 fait une comparaison entre les caractéristiques de la méthode des moindres carrés et la méthode de la plus petite valeur absolue :

Moindres carrés	Plus petite valeur absolue
Solution stable	Solution instable
Une seule solution	Peut-être des solutions multiples
Pas très robuste	Robuste

Tableau 2.1. Comparaison entre la norme L1 et les moindres carrés.

La robustesse de cette méthode se traduit par sa bonne résistance aux données aberrantes. Cela peut être utile dans les études où les valeurs aberrantes peuvent être ignorées en toute sécurité. S'il est important de prêter attention à toutes les valeurs, même aberrantes, la méthode des moindres carrés est un meilleur choix.

La propriété d'instabilité de cette méthode signifie que, pour un petit ajustement horizontal d'une donnée, la droite de régression peut varier d'une grande quantité. La méthode a des solutions en continu pour certaines configurations de données, mais, en déplaçant une donnée avec une petite quantité, on peut sauter une configuration qui a de multiples solutions qui couvrent une région. Après l'adoption de cette région de solutions, la ligne de régression a une pente qui peut être très différente de celle de la ligne précédente. En revanche, pour l'estimateur WLS lors d'un petit ajustement d'un point de donnée, la droite de régression bouge légèrement (les paramètres de régression sont des fonctions continues de données). Ainsi, les solutions des moindres carrés peuvent être considérées comme stables.

Enfin, pour un ensemble de données, la méthode de la plus petite valeur absolue peut produire des solutions multiples, alors que la méthode des moindres carrés produit toujours une seule solution parce que la ligne de régression est unique [BLO-80] [NAR-82].

La Figure 2.1 montre la représentation graphique de la fonction d'estimateur LAV en fonction du résidu :

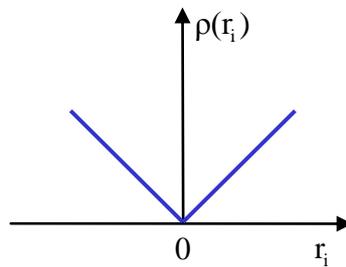


Figure 2.1. La fonction d'estimateur LAV.

II.4.3 Constante quadratique (QC - Quadratic Constant)

D'après la littérature, un des meilleurs M estimateurs qui rejette les mauvaises mesures est l'estimateur des constantes quadratiques (QC - Quadratic Constant en anglais) [ZHU-85] [BAL-97]. La fonction objectif minimisée par cet estimateur est donnée par l'équation (2.26) :

$$\rho(r_i) = \begin{cases} r_i^2 / \sigma_i^2 & |r_i / \sigma_i| \leq a \\ a^2 / \sigma_i^2 & \text{autrement} \end{cases} \quad (2.26)$$

avec la première dérivée donnée par :

$$\Psi(r_i) = \begin{cases} 2r_i / \sigma_i^2 & |r_i / \sigma_i| \leq a \\ 0 & \text{autrement} \end{cases} \quad (2.27)$$

où le paramètre **a** est une valeur de réglage des marges de la fonction, comme nous pouvons le remarquer dans la Figure 2.2. L'utilisateur impose des valeurs comprises entre 1 et 4 pour le paramètre **a** en fonction de l'état de son système.

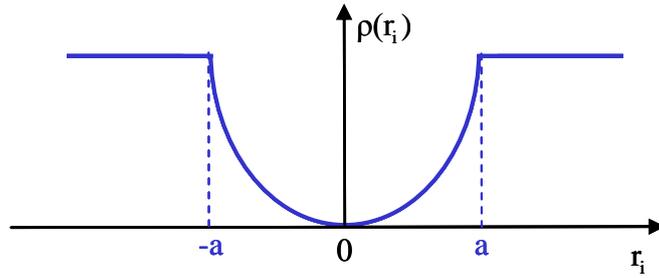


Figure 2.2. La fonction d'estimateur QC.

A partir de l'équation (2.26), il peut être observé que l'estimateur QC se comporte comme l'estimateur des moindres carrés quand les valeurs se retrouvent entre les limites. Tous les résidus situés en dehors des ces limites, correspondant aux mauvaises données, seront « rejetés ». L'élimination des valeurs fausses est faite en donnant des pondérations égales à zéro pour ces mesures, ainsi elles ne sont plus prises en compte.

Cette méthode présente une excellente robustesse parce que l'estimateur donne le bon comportement du système en présence de mauvaises données, mais pour un système qui reste toujours observable. Le principal inconvénient de cette fonction est qu'elle n'est pas convexe. Ainsi, des problèmes de convergence et des difficultés de calcul peuvent apparaître.

II.4.4 Racine carrée (SR - Square Root)

L'estimateur des racines carrées (SR - Square Root en anglais) a aussi pour but, comme le QC, de rejeter les mauvaises données, mais il le fait de façon moins radicale que le QC en adoucissant la fonction de rejection. Ainsi, les mauvaises données sont quand même prises en compte mais avec une pondération plus petite. La fonction objectif est donnée par l'équation 2.28 et elle est représentée dans la Figure 2.3 :

$$\rho(r_i) = \begin{cases} r_i^2 / \sigma_i^2 & |r_i / \sigma_i| \leq a \\ 4a^{3/2} \sqrt{r_i / \sigma_i} - 3a^2 & \text{autrement} \end{cases} \quad (2.28)$$

avec la première dérivée donnée par :

$$\Psi(r_i) = \begin{cases} 2r_i / \sigma_i^2 & |r_i / \sigma_i| \leq a \\ 2\sqrt{\frac{a^3}{\sigma_i r_i}} & \text{autrement} \end{cases} \quad (2.29)$$

En l'absence de fausses données, l'estimateur SR se comporte comme l'estimateur des moindres carrés pondérés. Il rejettera les mauvaises valeurs, mais moins que l'estimateur QC. Le coefficient **a** peut influencer la convergence de l'algorithme [MER-71]. S'il est trop petit, la convergence peut être lente et/ou il peut donner des minima locaux, ce qui représente un des inconvénients de cette méthode. Par contre, si le coefficient **a** est trop grand, il ne filtre plus les fausses données.

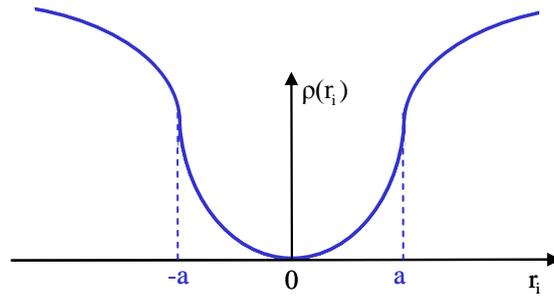


Figure 2.3. La fonction d'estimateur SR.

II.4.5 Le M-estimateur Généralisé de Schweppe - Huber (Schweppe - Huber Generalized M - SHGM)

L'estimateur proposé par Schweppe et Mallows, qui utilise la fonction objectif de Huber, est connu dans la littérature sous le nom d'estimateur SHGM [MIL-96]. Il rassemble les avantages des estimateurs WLS et LAV. Ainsi, pour des erreurs dans les limites, il se comporte comme l'estimateur WLS et il donne moins d'importance aux données fausses, en étant plus robuste que l'estimateur SR. L'équation (2.30) montre la fonction objectif de cet estimateur :

$$\rho(r_i) = \begin{cases} \frac{1}{2} r_i^2 / \sigma_i^2 & |r_i / \sigma_i| \leq a \omega_i \\ a \omega_i |r_i / \sigma_i| - \frac{1}{2} a^2 \omega_i^2 & \text{autrement} \end{cases} \quad (2.30)$$

avec la dérivée :

$$\Psi(r_i) = \begin{cases} r_i / \sigma_i^2 & \left| \frac{r_i}{\sigma_i \omega_i} \right| \leq a \\ \frac{a \omega_i}{\sigma_i} \text{sign}(r_i) & \text{autrement} \end{cases} \quad (2.31)$$

où ω_i est un facteur de pondération qui est censé diminuer l'impact des données fausses [ABU-04] [MIL-96]. La figure 2.4 présente la forme de la fonction objectif de l'estimateur SHGM.

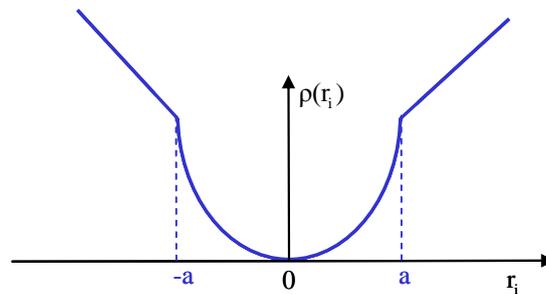


Figure 2.4. La fonction d'estimateur SHGM.

II.5. Conclusions

Dans cette partie, nous avons décrit les algorithmes les plus souvent utilisés pour l'estimateur d'état appliqués aux réseaux de transport. Ainsi, nous avons vu leurs propriétés et limites en fonction des applications souhaitées. En fonction de l'état du système, de nombre de mesures disponibles et de la confiance qu'on leur accorde, il faut choisir le plus adapté aux besoins de l'utilisateur. Différents algorithmes de résolution ont été présentés pour ces estimateurs. Pour les réseaux de transport, nous avons beaucoup de mesures pour ne pas avoir de problèmes d'observabilité du système, ainsi les M estimateurs proposés par la littérature peuvent rejeter les fausses données ou pour les cas défavorables de les moins les prendre en compte.

Dans la section suivante, nous proposons d'autres vecteurs d'état pour l'estimateur d'état des réseaux de distribution et nous testons ces algorithmes pour voir s'ils sont adaptés aux besoins des systèmes de distribution.

III. VECTEURS D'ETAT DEVELOPPES

III.1. Réseaux d'études et hypothèses

Pour avoir une meilleure vision sur les estimateurs que nous avons développés, des données de réseaux réels, fournies par EDF R&D, ont été utilisées dans nos études. Les réseaux dont on se sert sont des réseaux de distribution radiaux. La topologie du premier réseau est montrée dans la figure 2.5. Il s'agit d'un réseau urbain qui comporte 16 nœuds. Le nœud pour la référence d'amplitude et d'angle de tension est le nœud 16 (nœud bilan). Le réseau comporte 12 postes HTA/BT, chacun alimentant une charge. Pour le réseau urbain, nous avons une consommation maximale de 7.2 MW et 2.9 MVAR. Le deuxième réseau utilisé dans nos essais est un réseau rural. Nous l'appellerons rural 1 car nous avons utilisé un autre réseau rural (rural 2) dans la suite de ces travaux. Nous avons exploité seulement une poche de 53 nœuds de ce réseau. Le nœud bilan, pour ce réseau illustré dans la Figure 2.6, est le nœud 50. Ce dernier réseau a 25 postes HTA/BT qui alimentent les charges. Pour le réseau rural 1, nous avons une consommation maximale de 1.MW et 0.4 MVAR.

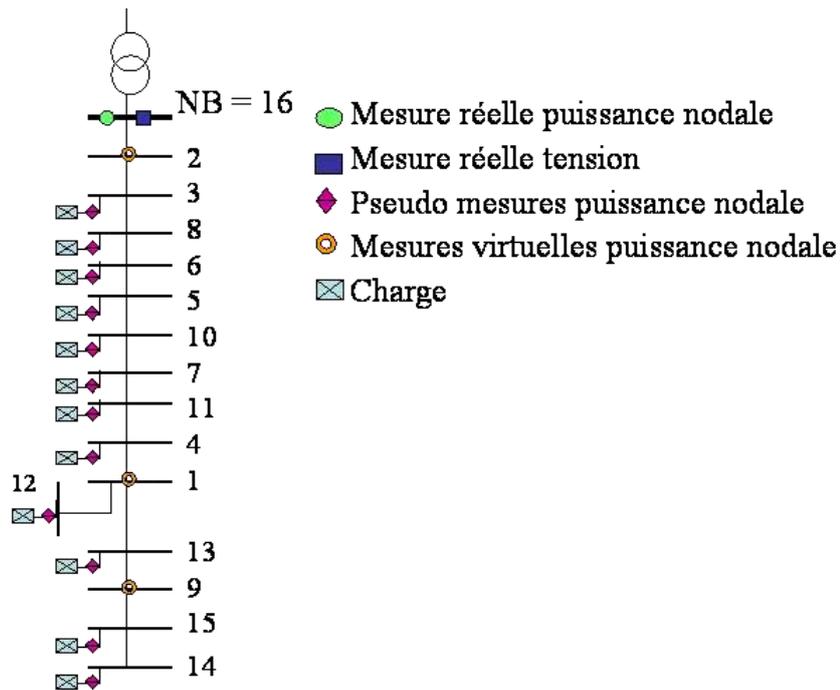


Figure 2.5. Réseau urbain.

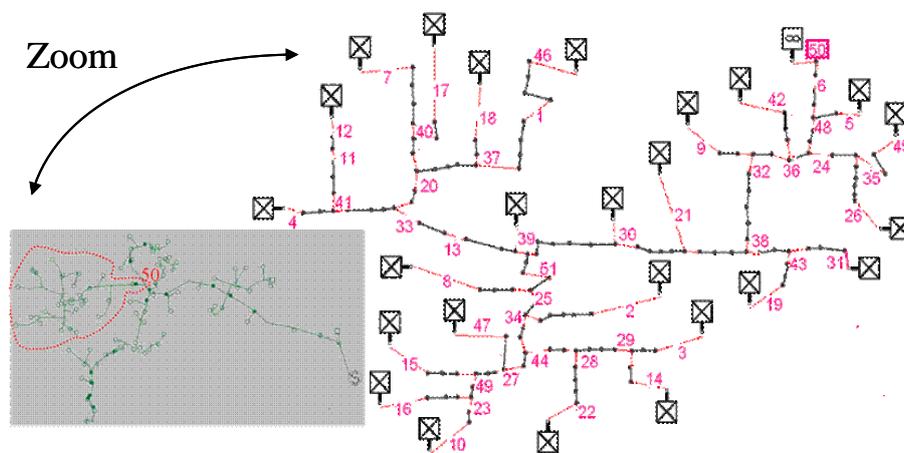


Figure 2.6. Réseau rural 1.

Les résultats obtenus avec les différents estimateurs développés, qui seront détaillés plus loin dans ce chapitre, ont été comparés avec ceux obtenus par EDF R&D avec le vecteur d'état $V-\theta$ (amplitude et angle de tension dans tous les nœuds du réseau) qui est utilisé dans le réseau de transport, mais modifié pour le réseau de distribution.

Nos estimateurs ont été développés sous Matlab. A cause de la complexité des équations et parfois de l'impossibilité de trouver leurs dérivées, nous avons utilisé la fonction `fmincon`, fonction de Matlab (Optimization Toolbox) pour les problèmes d'optimisation sous contraintes. Cette fonction doit réussir à trouver le minimum d'une fonction convexe non linéaire multi variables avec des contraintes non linéaires. Pour les problèmes généraux d'optimisation non linéaire, `fmincon` utilise la méthode SQP (programmation quadratique

séquentielle). L'estimation initiale du Hessien du Lagrangien est la matrice identité, et sa correction est faite par la formule de Broyden, Fletcher, Goldfarb et Shanno. Si le gradient de la fonction n'est pas fourni, Matlab l'estime par différences finies [MATh-07].

La performance d'un estimateur dépend de la configuration des capteurs. Donc, il y a la nécessité de trouver une configuration optimale des capteurs qu'on choisit de mettre dans les réseaux. Cette configuration doit être représentative pour chaque type d'estimateur. Pour nos études, nous avons choisi dans un premier temps la même configuration qu'EDF R&D pour arriver à faire une comparaison entre les différents types d'estimateurs développés. Ils ont utilisé, dans la recherche d'un estimateur adapté pour les réseaux de distribution, la manière suivante de positionnement des capteurs :

- des pseudo - mesures dans tous les postes HTA/BT ;
- des mesures virtuelles dans les nœuds sans charge ;
- des mesures réelles de tension et de puissances active et réactive dans le nœud bilan (au poste source).

Toutefois, cette configuration n'a pas donné la précision souhaitée pour l'estimateur. Ils ont alors fait des études de sensibilité pour améliorer la performance de l'estimateur. La méthodologie développée consiste à calculer la déviation de l'erreur relative pour les variables primaires et secondaires, ce qui conduit à :

- rajouter séquentiellement des capteurs PQ (puissances active et réactive) dans chaque poste HTA/BT en lieu et place des pseudo-mesures considérées ;
- rajouter séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT en plus des pseudo-mesures ;
- rajouter séquentiellement des capteurs PQV (puissance active et réactive et amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT en lieu et place des pseudo-mesures.

Cette configuration a été utilisée pour les deux réseaux réels pour pouvoir ensuite comparer nos résultats avec ceux obtenus par notre partenaire industriel. Cette modalité n'a pas été optimale pour les deux estimateurs que nous avons proposé parce que les études de sensibilités ne donnent pas des corrélations avec nos vecteurs d'état. Ainsi, elle doit être juste pour nos considérations, des études de sensibilité doivent être faites pour nos vecteurs d'état, mais nous l'avons adopté seulement pour pouvoir faire une comparaison sur les mêmes scénarios.

La performance des estimateurs a été étudiée avec les hypothèses suivantes :

- les pseudo-mesures et les mesures réelles sont modélisées par une distribution gaussienne (normale) centrée, respectivement, sur la charge moyenne des postes HTA/BT et sur les variables temps réel des capteurs ;
- la précision des capteurs des mesures réelles est de 1% ;
- la précision des pseudo-mesures est de 50% ;
- les mesures virtuelles sont modélisées sans erreur et sont considérées comme des contraintes ;
- le réseau urbain a été étudié à sa charge moyenne alors que le réseau rural a été étudié pour sa charge moyenne et sa charge maximale.

La performance des estimateurs a été évaluée sur 100 estimations à un même point de fonctionnement et les variables primaires, variables contenues dans le vecteur d'état, ainsi que

les variables secondaires, variables calculées à partir des variables primaires, doivent être dans les limites $\pm 1\%$.

EDF R&D nous a mis à disposition une maquette logicielle développée dans leurs études. Elle nous a offert la possibilité de construire nos données d'entrée pour nos simulations dans les hypothèses mentionnées ci-dessus. Avec la maquette nous pouvons :

- charger le réseau test souhaité (donné par EDF R&D : rural, urbain ou semi urbain) ;
- personnaliser ou utiliser les types de profils des charges et des productions qui sont disponibles ;
- faire des calculs de répartition des charges pour les différents états disponibles des réseaux : P_{\max}^* (puissance maximale de la charge), P_{moy} (puissance moyenne de la charge calculée pour une période de un an), $P(t)$ (puissance instantanée de la charge) ;
- changer l'état des interrupteurs télécommandés (modification de la topologie) ;
- établir l'instant de la simulation ;
- sélectionner la zone à estimer : tout le départ, entre 2 interrupteurs, zone choisie par l'utilisateur avec zones frontières ;
- choisir l'état du réseau : P_{\max}^* , $P(t)$;
- placer les capteurs : définir les pseudo - mesures et les mesures.

III.2. Vecteur d'état $I_i - \alpha_i$

III.2.1 Hypothèses

Dans cette approche, une nouvelle formulation est proposée dans le but d'améliorer l'estimation des charges. Le vecteur d'état est conçu avec les amplitudes et les angles des courants injectés dans les nœuds de charges. Il a été testé sur le réseau urbain pour deux scénarios :

- rajouter séquentiellement des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées; l'ordre des nœuds trouvé avec des études de sensibilité par EDF R&D pour ce scénario est : 16, 14, 3, 6, 7, 4, 5, 10, 13, 11, 9, 8, 12 ;
- rajouter séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT. De même, l'ordre des nœuds pour ce scénario est : 16, 14, 15, 9, 13, 12, 1, 4, 11, 7, 10, 5, 6, 8, 3.

III.2.2 Formulation numérique

Le but est de trouver les équations qui relient le vecteur d'état avec les mesures. Les équations données dans la littérature [KUN-94] (2.32) nous fournissent les expressions des tensions sous la forme complexe dans tous les nœuds :

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{V} \Rightarrow \underline{V} = \underline{Y}^{-1} \cdot \underline{I} \quad (2.32)$$

où :

- V – vecteur des amplitudes des tensions ;
- Y – matrice d’admittances nodales ;
- I – vecteur des amplitudes des courants.

Du fait que le vecteur d’état est composé seulement des amplitudes et des angles de courant injecté dans les nœuds de charges, le système d’équations a été décomposé de la manière suivante : les nœuds avec des charges occupent les premières positions dans les vecteurs, les autres étant occupées par les valeurs correspondant aux nœuds sans charges.

Les équations des mesures des amplitudes et angles de tensions (2.33) sont simplement déterminées à partir de (2.32) :

$$\begin{aligned} V_i &= \text{abs}\left(\sum_j Y_{ij}^{-1} \cdot I_j\right) \\ \theta_i &= \text{angle}\left(\sum_j Y_{ij}^{-1} \cdot I_j\right) \end{aligned} \quad (2.33)$$

où V_i est l’amplitude de la tension au nœud i et θ_i est l’angle de tension du nœud i par rapport à la référence qui est le nœud bilan.

Les mesures des puissances actives et réactives dans les postes HTA/BT sont données par les équations (2.34) :

$$\begin{aligned} P_i &= \text{Re}(\sqrt{3} \cdot V_i \cdot I_i^*) \\ Q_i &= \text{Im}(\sqrt{3} \cdot V_i \cdot I_i^*) \end{aligned} \quad (2.34)$$

Il convient de noter que, en utilisant l’ensemble proposé des variables d’état, toutes les mesures peuvent être exprimées en fonction de ces paramètres. De forme compacte, le modèle suivant est alors obtenu:

$$\begin{cases} z = h(x) + \varepsilon \rightarrow \text{linéaire} \\ c(x) = 0 \rightarrow \text{quadratique} \end{cases} \quad (2.35)$$

Cela nous amène à minimiser la fonction objectif donnée par la méthode de résolution des moindres carrés pondérés contraints:

$$\begin{aligned} \text{Min } J(x) &= \frac{1}{2} [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \\ \text{avec les contraintes: } &c(x) = 0 \end{aligned} \quad (2.36)$$

où :

- z – est le vecteur des mesures ;
- $h(x)$ – est la fonction non linéaire qui relie la mesure i avec le vecteur d’état x ;
- ε – est le vecteur des erreurs des mesures ;
- W – est la matrice des pondérations.

Les puissances actives et réactives dans les nœuds sans charges, donc des valeurs nulles, sont considérées comme des contraintes sous la forme $c(x) = 0$.

Les fonctions Lagrangiennes ont été approximées par la fonction `fmincon` de Matlab.

III.2.3 Résultats

III.2.3.1 Premier scénario

Pour ce scénario, nous rajoutons séquentiellement, voir section III.2.1, des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées :

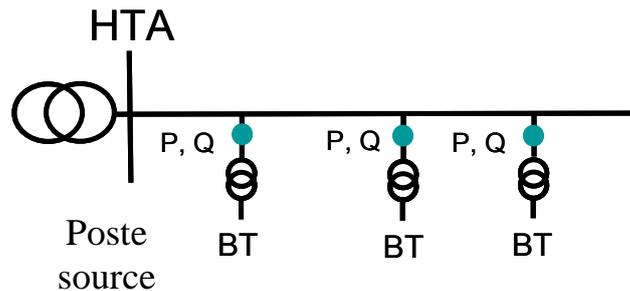


Figure 2.7. Emplacement capteurs PQ.

Les valeurs initiales des variables du vecteur d'état ont été fixées pour des valeurs qui satisfont les contraintes quadratiques ($c(x_0)=0$). Les formulations proposées pour l'estimateur d'état ont été programmées dans Matlab. Nous avons effectué 100 estimations et ensuite, les valeurs ont été comparées avec les valeurs réelles. La formule utilisée pour le calcul des erreurs est :

$$\varepsilon = \frac{\text{val estimée} - \text{val réelle}}{\text{val réelle}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (2.37)$$

Les courbes de performances pour ce scénario, montrées dans les figures suivantes, ont été conçues de la manière suivante :

- on définit la performance souhaitée de l'estimateur : les erreurs relatives de toutes les variables du réseau qui sont dans une bande de $\pm 1\%$;
- on fait 100 estimations avec tirages aléatoires sur les gaussiennes pour chaque variable d'entrée ;
- pour chaque nœud, on compte le nombre des valeurs estimées qui se trouvent dans la bande de performance $\pm 1\%$. Cet indice évolue donc entre 0 et 100 (Figures 2.13 et 2.14) ;
- pour ce scénario donné, on compte les valeurs maximales, moyennes et minimales de tous ces nombres trouvés dans la bande souhaitée, des nombres toujours compris entre 0 et 100 (Figure 2.8) ;
- on change le scénario et on retourne au premier pas.

L'estimateur idéal a ces trois valeurs, maximale, moyenne et minimale des erreurs relatives des variables sur tout le réseau, comprises dans la bande $\pm 1\%$. La performance d'un estimateur peut être définie comme: si les valeurs maximale, moyenne et minimale des erreurs trouvées dans la bande souhaitée sont confondues et proches de 100, on peut dire que

l'estimateur est performant. On peut aussi tracer cette performance en fonction de l'augmentation séquentielle des capteurs, ce qui nous indique s'il y a un nombre minimal de capteurs à partir duquel l'estimateur devient performant.

Les courbes avec un point rouge correspondent aux valeurs maximales, celles avec une étoile verte aux valeurs moyennes et celles avec un losange bleu aux valeurs minimales.

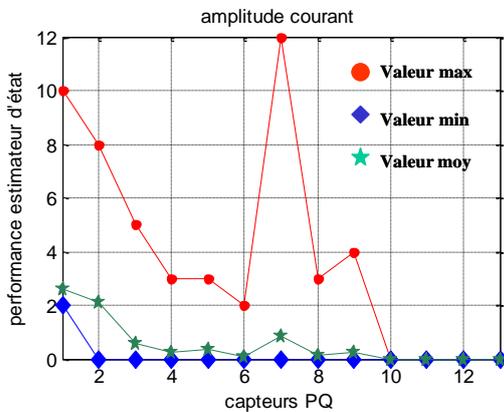


Figure 2.8. Performance de l'estimation des amplitudes des courants.

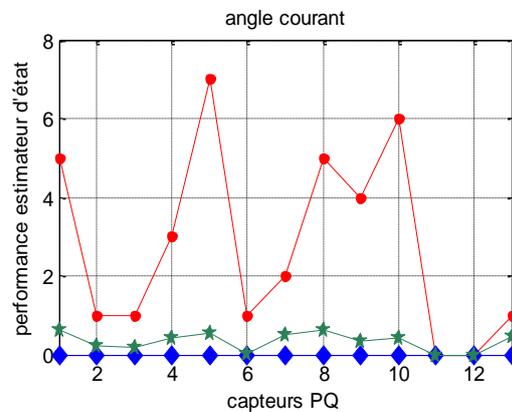


Figure 2.9. Performance de l'estimation des angles des courants.

En rajoutant séquentiellement des capteurs PQ dans chaque poste HTA/BT, l'estimation du vecteur d'état n'a pas été améliorée (Figures 2.8 et 2.9) et ainsi, on obtient une fausse estimation des puissances dans les postes HTA/BT (Figures 2.10 et 2.11). Comme attendu, nous observons que les mesures des puissances actives et réactives n'ont pas d'influence sur l'amélioration de ce vecteur d'état. Pour pouvoir obtenir des erreurs plus petites sur le vecteur d'état, il est donc conseillé d'utiliser des mesures des amplitudes et angles des courants dans les postes.

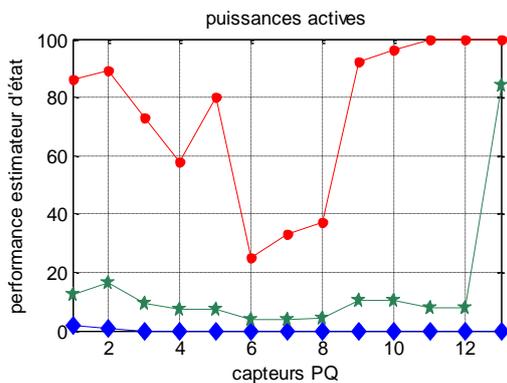


Figure 2.10. Performance de l'estimation des puissances actives.

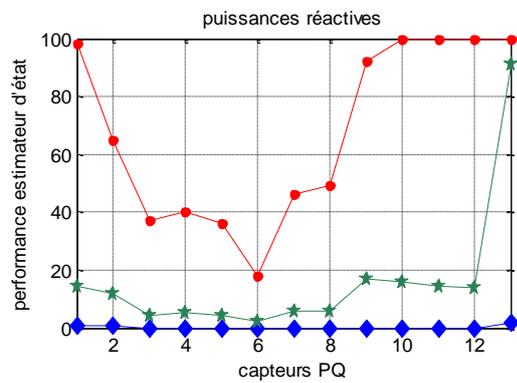


Figure 2.11. Performance de l'estimation des puissances réactives.

La Figure 2.12 nous montre que le calcul à partir de l'estimation $I_i - \alpha_i$ des amplitudes des tensions n'est pas influencé par les mesures faites. Sur l'essai effectué, les erreurs pour les amplitudes des tensions sont comprises dans la bande $\pm 25\%$ (Figures 2.13 et 2.14). En rajoutant séquentiellement des capteurs PQ dans les postes HTA/BT, EDF R&D avec le vecteur d'état $V-\theta$ obtient une bonne estimation des amplitudes de tensions et une amélioration de l'estimation de la charge instrumentée avec des capteurs PQ (Figure 2.15).

EDF R&D obtient ces résultats parce que les études de sensibilité ont été faites pour l'amélioration de leur vecteur d'état $V-\theta$.

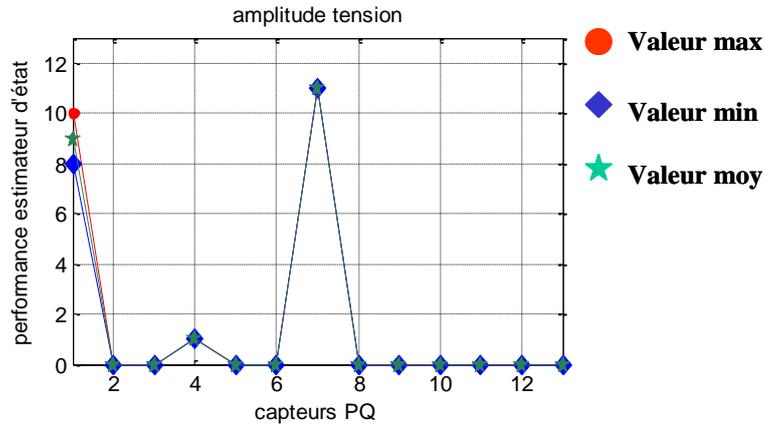


Figure 2.12. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

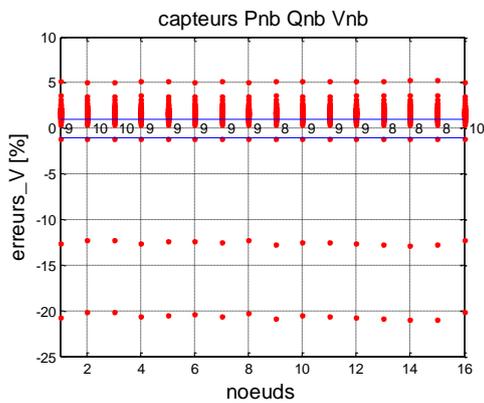


Figure 2.13. Performance de l'estimation des puissances actives.

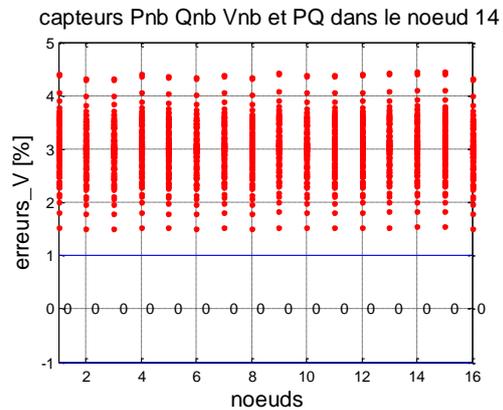


Figure 2.14 Performance de l'estimation des puissances réactives.

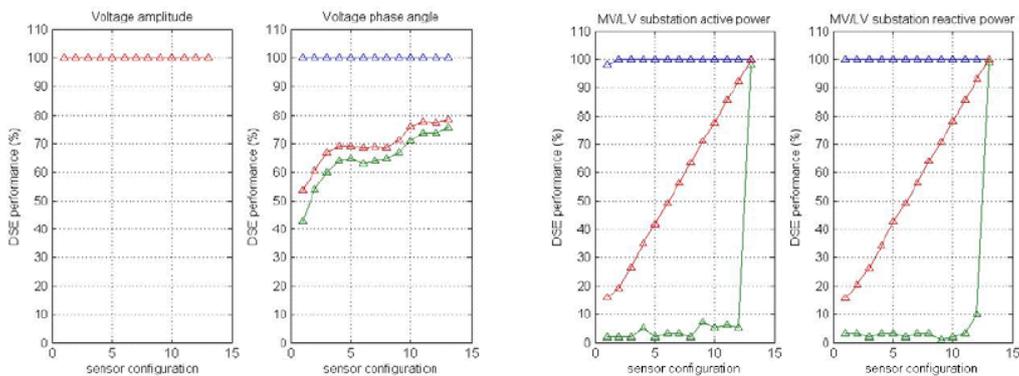


Figure 2.15. Performance de l'estimateur $V-\theta$ dans le cas où on rajoute séquentiellement et de manière optimale des capteurs PQ [CHI-09].

III.2.3.2 Deuxième scénario

Pour ce scénario, nous rajoutons séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste source HTA/BT :

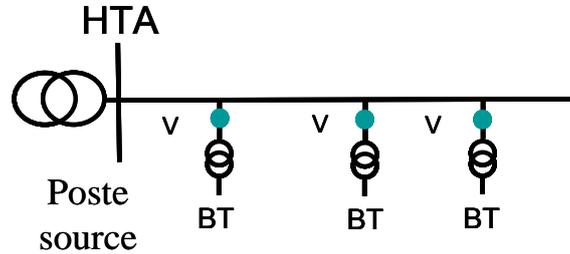


Figure 2.16. Emplacement capteurs V.

L'influence des capteurs V est visible pour les amplitudes des courants et des tensions (Figures 2.17 et 2.21), mais pas pour les puissances dans les postes HTA/BT (Figures 2.19 et 2.20) et les angles des courants (Figure 2.18).

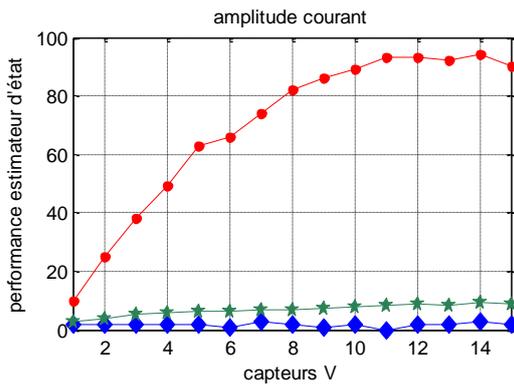


Figure 2.17. Performance de l'estimation des amplitudes des courants.

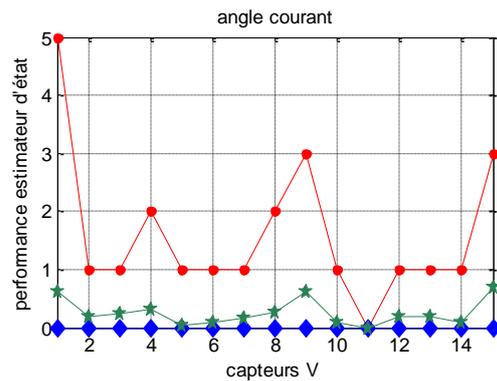


Figure 2.18. Performance de l'estimation des angles des courants.

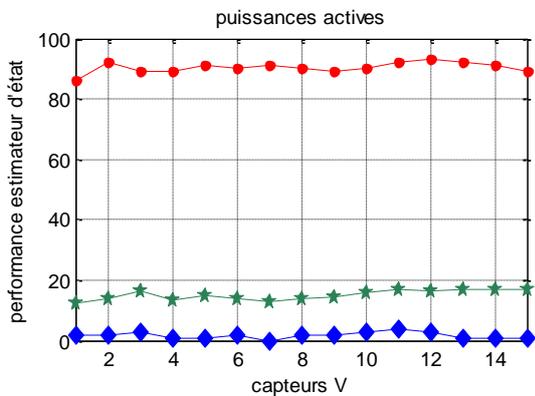


Figure 2.19. Performance de l'estimation des puissances actives.

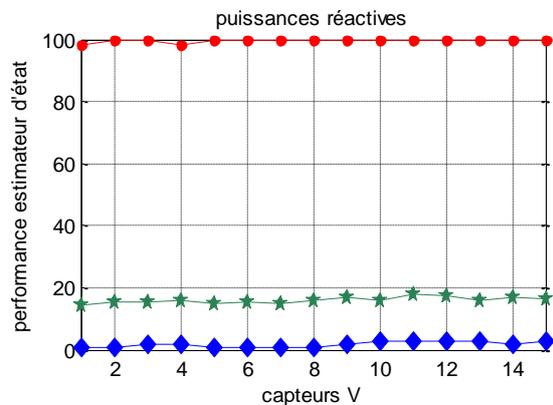


Figure 2.20. Performance de l'estimation des puissances réactives.

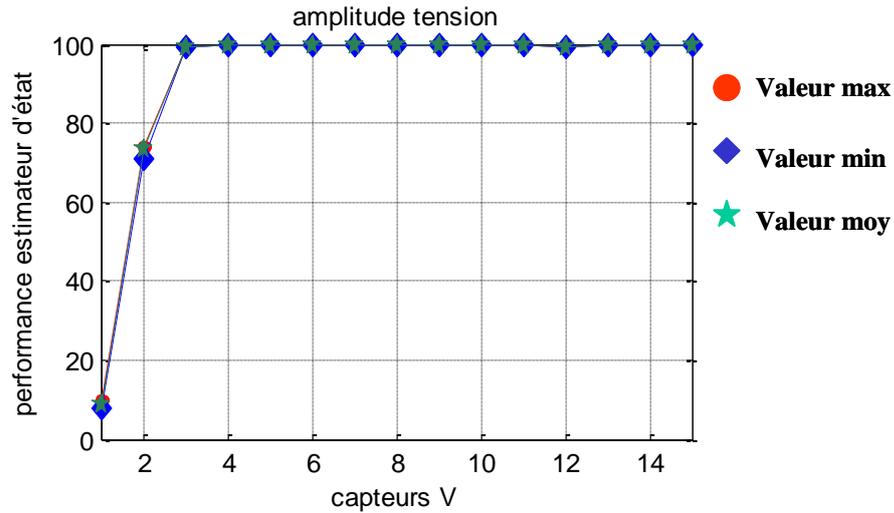


Figure 2.21. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

Nous pouvons observer que les capteurs des amplitudes des tensions ont une influence globale sur tout le plan des tensions du réseau, mais les capteurs PQ n'apportent pas une amélioration des résultats. Seulement avec 3 capteurs d'amplitude de tension, nous avons tout le plan de tension estimé dans la bande $\pm 1\%$. De ce fait, une bonne estimation des amplitudes des tensions est obtenue avec un nombre petit de capteurs V, donc le coût d'instrumentation du réseau est réduit pour cette variante.

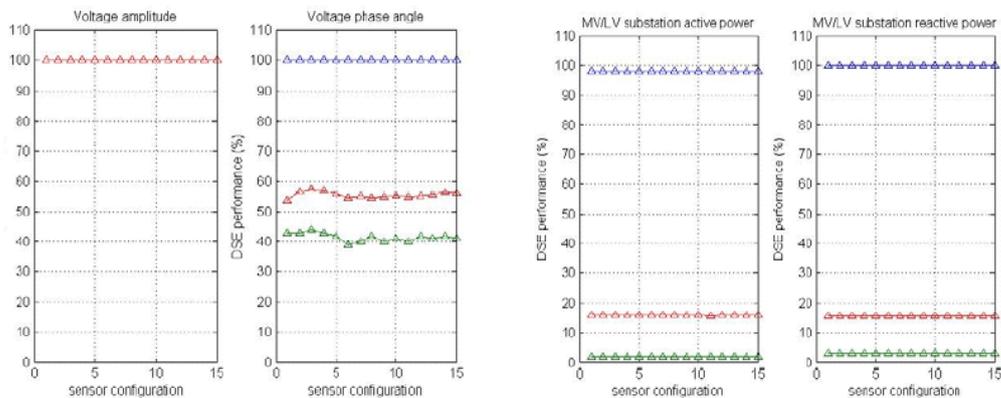


Figure 2.22. Performance de l'estimateur V- θ dans le cas où on rajoute séquentiellement des capteurs V [CHI-09].

III.2.4 Conclusions

- Les capteurs PQ ne sont pas adaptés à ce vecteur d'état et à la méthode de résolution choisie, on ne peut pas conclure pour les autres méthodes de résolution;
- Probablement, les mesures qui pourraient donner de bons résultats seront les mesures des amplitudes et des angles des courants dans les postes HTA/BT ou des mesures des courants transités dans les lignes ;
- En rajoutant des capteurs de V nous avons une bonne estimation du plan de tension.

III.3. Vecteur d'état $V_i^2 - V_i V_j \sin \theta_{ij}$

III.3.1 Hypothèses

Cette étude est basée sur un nouveau vecteur d'état, il comprend le carré de l'amplitude de tension (V_i^2) et le produit entre les amplitudes des tensions de deux nœuds et le sinus des angles des ces amplitudes ($V_i V_j \sin \theta_{ij}$). Ce type de vecteur d'état a été choisi dans l'idée d'améliorer les flux de puissance dans les lignes et donc nous avons inclus les angles de tension dans le vecteur d'état. Pour cette étude, nous avons pris le réseau urbain (Figure 2.5) avec les mêmes scénarios obtenus pour le vecteur d'état $V-\theta$ avec des études de sensibilité et que nous les avons gardé pour pouvoir faire une comparaison. L'ordre des capteurs est donc le même que celui utilisé pour le vecteur précédent, voir section III.2.1 :

- rajouter séquentiellement des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées;
- rajouter séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT.

III.3.2 Formulation numérique

Les puissances dans les nœuds peuvent être exprimées en tant que fonctions explicites des tensions aux nœuds et des angles des tensions. Les équations données dans la littérature de spécialité [KUN-94] pour les puissances dans les nœuds, utilisées dans le calcul de répartition de charges, sont :

$$\begin{aligned} P_i &= V_i \sum_j V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i &= V_i \sum_j V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (2.38)$$

Les équations (2.38) sont déterminées à partir des lois de Kirchhoff et sont des équations non linéaires. Nous proposons un changement de variables :

$$U_i = V_i^2, W_{ij} = V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad (2.39)$$

Les expressions (2.38) ci-dessus deviennent alors:

$$\begin{aligned} P_i &= U_i G_{ii} + \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} G_{ij} \sqrt{U_i U_j - W_{ij}^2} + \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} B_{ij} W_{ij} \\ Q_i &= -U_i B_{ii} - \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} B_{ij} \sqrt{U_i U_j - W_{ij}^2} + \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} G_{ij} W_{ij} \end{aligned} \quad (2.40)$$

où :

- V_i est l'amplitude de tension du nœud i ;
- θ_i est l'angle de tension du nœud i avec $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$;
- $G_{ij} + jB_{ij}$ est l'élément ij de la matrice d'admittances nodales ;

- P_i, Q_i puissance active et réactive du nœud i .

Il convient de noter que, en utilisant l'ensemble proposé des variables d'état, toutes les mesures peuvent être exprimées en fonction de ces paramètres. La fonction `fmincon` de Matlab a été utilisée pour cette étude pour le calcul des dérivés des fonctions.

III.3.3 Résultats

Ce vecteur d'état a été testé pour les deux réseaux réels (Figures 2.5 et 2.6), utilisant toujours la maquette que nous avons eu à disposition.

III.3.3.1 Premier scénario

Pour ce scénario, nous rajoutons séquentiellement des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées.

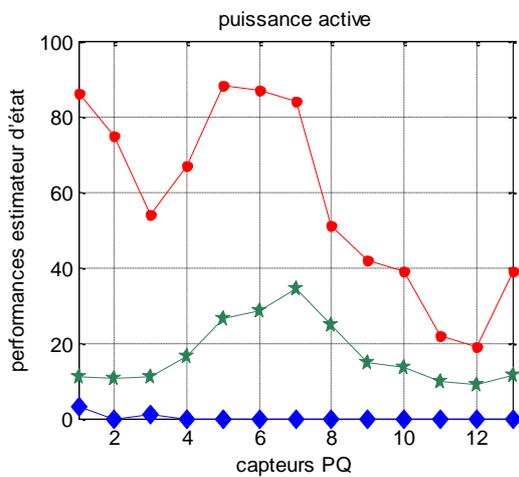


Figure 2.23. Performance de l'estimation des puissances actives

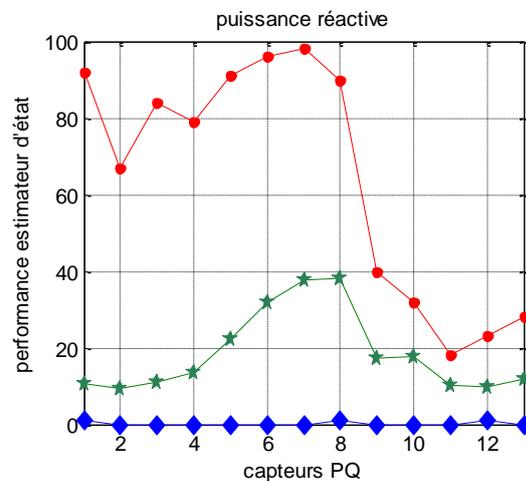


Figure 2.24. Performance de l'estimation des puissances réactives

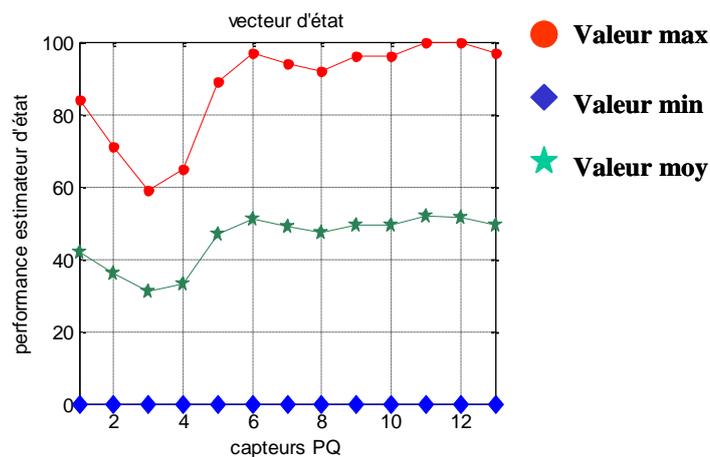


Figure 2.25. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

En rajoutant des capteurs de puissance dans les postes HTA/BT, on n'arrive pas à obtenir une influence sur notre vecteur d'état (Figure 2.25). Nous observons que les

paramètres calculés à partir de ce vecteur d'état ne sont pas corrélés aux mesures réelles faites (Figures 2.23 et 2.24).

Comme nous l'avons dit auparavant, les mesures des puissances actives et réactives n'ont pas d'influence sur l'amélioration de l'ensemble des amplitudes des tensions ou des angles des tensions, elles ne vont améliorer que les paramètres du nœud concerné. Pour pouvoir obtenir des erreurs plus petites sur le vecteur d'état, il est donc conseillé d'utiliser des mesures d'amplitudes et d'angles des tensions dans les postes.

III.3.3.2 Deuxième scénario

Pour ce scénario nous rajoutons séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT.

Dû au fait que dans le vecteur d'état nous avons le produit des amplitudes des tensions avec leurs angles, nous n'arrivons pas à avoir d'amélioration des performances dans le cas des mesures de V (Figure 2.28).

Comme le vecteur d'état ne dépend pas des mesures réelles faites, nous obtenons aussi de mauvais résultats pour les variables secondaires (Figures 2.26 et 2.27).

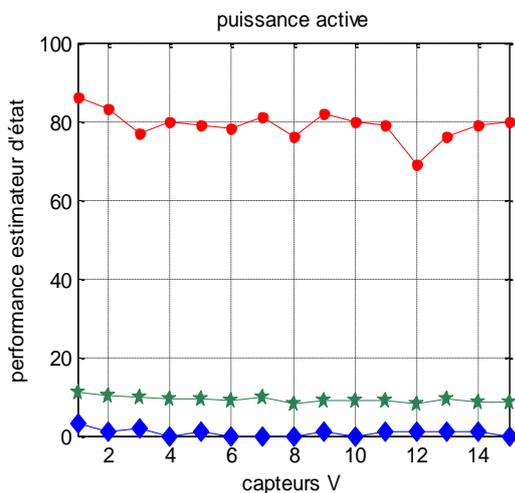


Figure 2.26. Performance de l'estimation des puissances actives

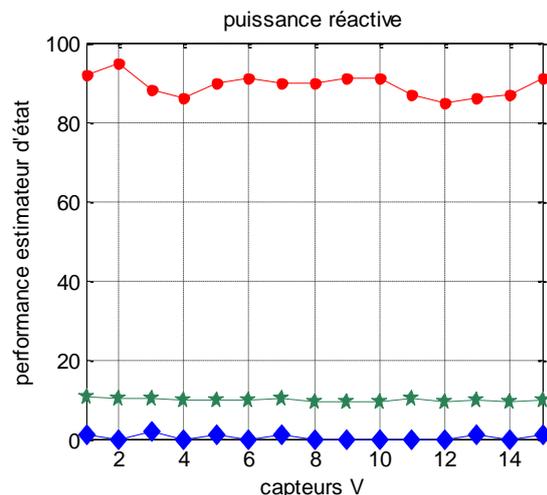


Figure 2.27. Performance de l'estimation des puissances réactives

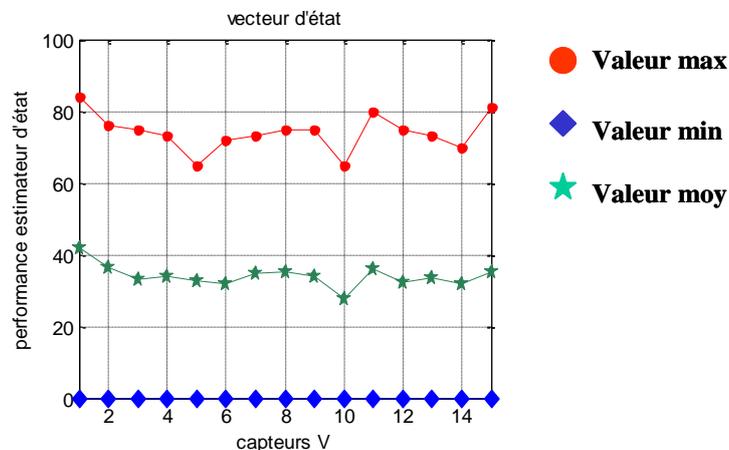


Figure 2.28. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

III.3.4 Conclusions

- Les capteurs PQ ou V ne sont pas adaptés à ce vecteur d'état ;
- Probablement, les mesures qui pourraient donner de bons résultats sont les mesures des amplitudes et des angles des tensions dans les postes HTA/BT faites simultanément.

III.4. Vecteur d'état P_i - Q_i - V_{NB}

III.4.1 Hypothèses

Dans cette approche, une nouvelle formulation est spécifiquement conçue pour estimer les puissances actives et réactives dans les nœuds de charge. La fonction VVC a, en effet, besoin comme données d'entrée les puissances active et réactive dans les nœuds de charge. Ainsi, nous avons pensé que, en les mettant comme paramètres du vecteur d'état, on obtiendra une estimation plus précise.

Les variables du vecteur d'état utilisés sont les puissances actives et réactives dans les nœuds de charge et l'amplitude de la tension au nœud bilan (NB). Le but est de trouver les équations qui relient le vecteur d'état avec les mesures.

Les mesures faites sont:

- une mesure réelle d'amplitude de tension au poste source V_{NB} ;
- une mesure réelle de puissance active au poste source P_{NB} ;
- une mesure réelle de puissance réactive au poste source Q_{NB} ;
- des pseudo-mesures de puissance active et réactive dans les nœuds de charge P_i et Q_i .

III.4.2 Formulation numérique

Les variables que nous avons choisies pour le vecteur d'état sont:

- la tension au poste source V_{NB}
- la puissance active au poste source P_{NB}
- la puissance réactive au poste source Q_{NB}
- les puissances active et réactive dans les nœuds de charge (P_i et Q_i).

Le vecteur \mathbf{h} sera déterminé à partir des calculs de répartition de charge. Il sera égal au vecteur d'état de chaque itération, dans le cas où le vecteur mesures n'est formé qu'à partir des mesures de puissances dans les nœuds et d'amplitude de tension au nœud bilan. Dans ces conditions, le vecteur \mathbf{h} et la matrice \mathbf{H} auront les formes suivantes :

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)}) = \mathbf{x}^{(k)} \quad (2.41)$$

$$H = \begin{bmatrix} 1 & 0 & . & . & 0 \\ 0 & 1 & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & . & 0 & 0 \\ 0 & . & 0 & . & 0 \\ 0 & . & . & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

La fonction objectif est la même que pour le vecteur d'état précédent et les erreurs ont été calculées avec la formule (2.37).

Les autres variables du réseau ont été calculées à partir du vecteur d'état en effectuant des calculs de répartition de charge parce qu'on ne pouvait pas écrire toutes les équations pour faire une résolution analytique (modèle du réseau). Aussi, pour les cas des mesures autres que celles comprises dans le vecteur d'état, des calculs de répartition de charge ont été faites pour calculer la matrice h . De ce fait, le temps de calcul était important (6h pour le réseau urbain et 30h pour le réseau rural). Un calcul de répartition de charge a été fait à chaque itération et pour 100 estimations.

Pour cet estimateur, les deux réseaux ont été utilisés avec des scénarios différents pour la réalisation des simulations.

III.4.3 Résultats

Ce vecteur d'état a été testé pour les deux réseaux réels donnés par EDF R&D, utilisant toujours la maquette logicielle. La boîte à outils de Matlab a été utilisée pour le calcul des dérivées.

III.4.3.1 Réseau urbain

Les deux scénarios pour lesquels on a testé cet estimateur sur le réseau urbain (Figure 2.5) sont les mêmes que pour l'estimateur $I_i - \alpha_i$, ainsi que l'ordre des capteurs pour les différents scénarios respectifs.

III.4.3.1.1 Premier scénario

Pour ce scénario, nous rajoutons séquentiellement des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées. L'ordre des nœuds pour ce scénario est : 16, 14, 3, 6, 7, 4, 5, 10, 13, 11, 9, 8, 12.

La Figure 2.29 montre la performance de l'estimation du vecteur d'état, donc des puissances actives et réactives dans les postes HTA/BT. Ainsi, on peut observer qu'en rajoutant séquentiellement des capteurs PQ dans ces postes, on arrive à améliorer seulement la performance du nœud concerné (la croissance de la valeur moyenne nous donne cette information).

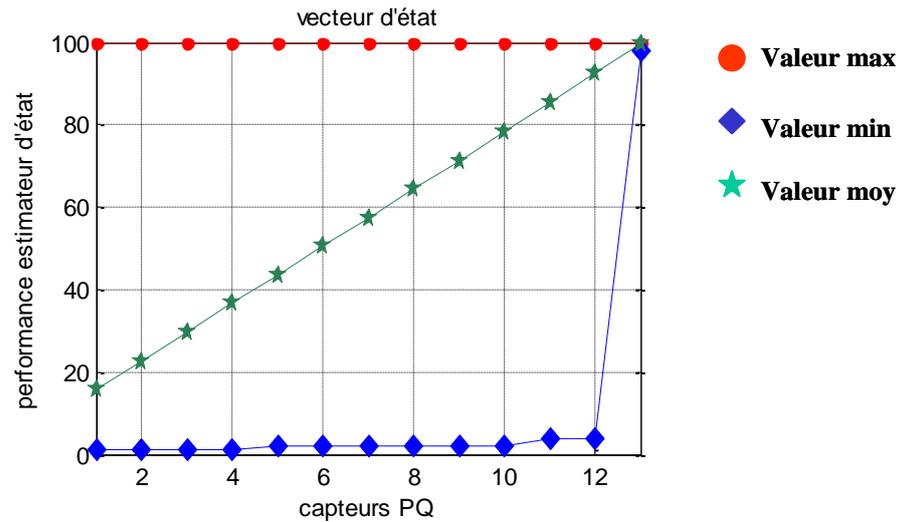


Figure 2.29. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

Le plan des amplitudes des tensions pour tout le réseau est estimé avec une précision bonne en utilisant seulement le capteur V du nœud bilan, mais le scénario n'a qu'une influence faible sur les angles des tensions (Figure 2.30).

Ainsi, les capteurs PQ ont une influence locale, parce qu'ils font une amélioration seulement dans les nœuds où on les met, et les capteurs V d'amplitude de tension peuvent donner une estimation satisfaisante de toutes les amplitudes des tensions pour tout le réseau, ils ont donc une influence globale.

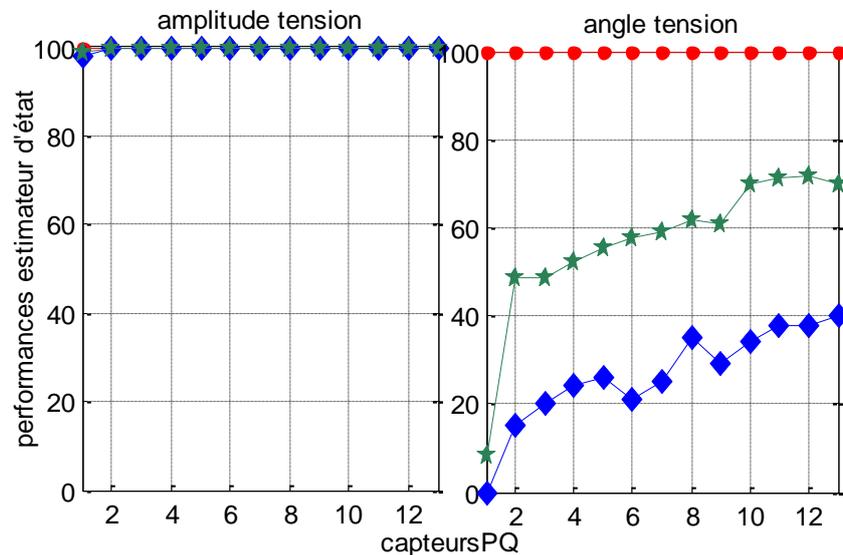


Figure 2.30. Performance de l'estimation des amplitudes et des angles des tensions.

Nous avons comparé les résultats de ce vecteur d'état avec ceux obtenus par EDF R&D avec le vecteur d'état V- θ , sur le même réseau et les mêmes scénarios. Ils ont obtenu une meilleure estimation pour les angles des tensions, ce qui est normal car ils ont choisi l'angle de tension dans leur vecteur d'état alors que pour nous, l'angle de tension est calculé à partir des variables estimées, ce qui inclut donc des erreurs d'estimation. Le vecteur d'état V- θ développé par EDF R&D sera détaillé dans les parties suivantes (§ IV).

III.4.3.1.2 Deuxième scénario

Pour ce scénario, nous rajoutons séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT. L'ordre des nœuds pour ce scénario est : 16, 14, 15, 9, 13, 12, 1, 4, 11, 7, 10, 5, 6, 8, 3.

La Figure 2.31 nous confirme la conclusion auparavant mentionnée qu'avec peu de capteurs V, on peut avoir un plan d'amplitude de tension bien estimé. Les mesures de V n'ont aucune influence sur l'estimation des angles des tensions et sur les puissances dans les postes HTA/BT (Figures 2.32 et 2.33). La valeur de 100 pour les performances des Figures 2.32 et 2.33 correspond aux mesures réelles du poste HTB/HTA où il y a des mesures PQV (puissance active, puissance réactive et amplitude de tension). La même conclusion est montrée dans les résultats obtenus par EDF R&D (Figure 2.22). Ils obtiennent toujours une meilleure estimation des angles des tensions parce qu'ils sont compris dans le vecteur d'état alors que nous les avons calculés à partir de notre vecteur d'état.

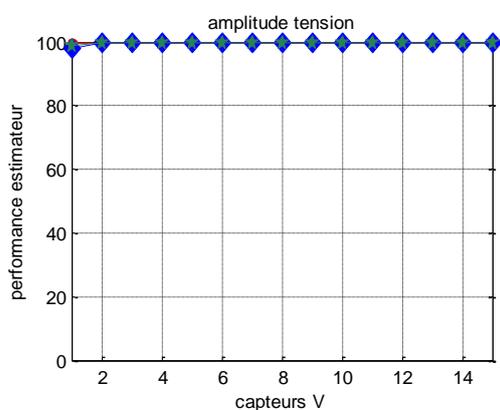


Figure 2.31. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

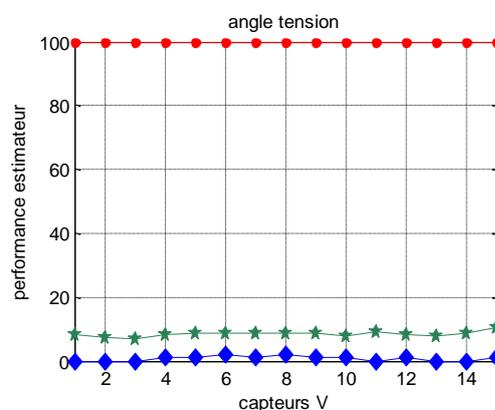


Figure 2.32. Performance de l'estimation des angles des tensions.

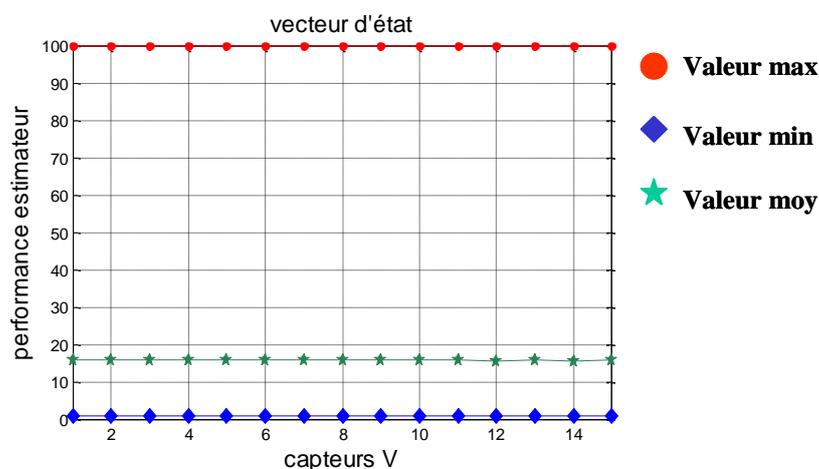


Figure 2.33. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

III.4.3.2 Réseau rural

Comme ce vecteur d'état présente un intérêt pour l'estimation des entrées de la VVC (puissances actives et réactives dans les nœuds de charge), nous avons fait, dans cette partie, des tests sur un autre réseau pour pouvoir valider nos conclusions. Ainsi, des simulations pour le réseau rural 1 (Figure 2.7) sur deux cas différents ont été menées :

1. Le réseau est chargé à sa charge maximale et les pseudo-mesures sont modélisées par une distribution gaussienne (normale) centrée sur la charge moyenne des postes HTA/BT ;
2. Le réseau est chargé à sa charge maximale et les pseudo-mesures sont modélisées par une distribution gaussienne (normale) centrée sur la charge maximale des postes HTA/BT.

Les scénarios, pour le premier cas, ont été choisis après des calculs de sensibilité faits par EDF R&D dans le but d'améliorer les puissances dans les nœuds, tout en ayant une bonne estimation des amplitudes de tension. Le deuxième scénario a été choisi parce qu'en rajoutant séquentiellement des capteurs PQ dans les postes HTA/BT, nous détériorons l'estimation des amplitudes de tension. Donc des capteurs PQV ont été rajoutés. Pour le premier cas, les études ont été faites avec les scénarios suivants:

- rajouter séquentiellement des capteurs PQ (puissances active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées;
- rajouter séquentiellement des capteurs PQV (puissances active et réactive, amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT.

Parce que pour ce deuxième cas d'étude on n'avait pas de détériorations de l'estimation de l'amplitude de tension, nous avons utilisé les scénarios :

- rajouter séquentiellement des capteurs PQ (puissances active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées;
- rajouter séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT.

A. Cas 1 d'étude

- ✚ **Premier scénario : on rajoute séquentiellement des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées**

L'ordre des nœuds trouvé avec des études de sensibilité par EDF R&D pour ce scénario est : 50, 2, 30, 21, 39, 31, 19, 17, 46, 7, 15, 18, 5, 42, 3, 26, 16, 22, 14, 45, 12, 47, 8, 9, 4, 10. Nous remarquons qu'en rajoutant des capteurs PQ, nous améliorons l'estimation seulement du poste concerné (Figure 2.36), mais une dégradation du plan des amplitudes des tensions (Figure 2.34) est obtenue. Les capteurs PQ n'ont pas d'influence sur l'estimation des angles des tensions (Figure 2.35).

Les conclusions obtenues dans le cas du réseau urbain sont retrouvées pour les études menées sur le réseau rural.

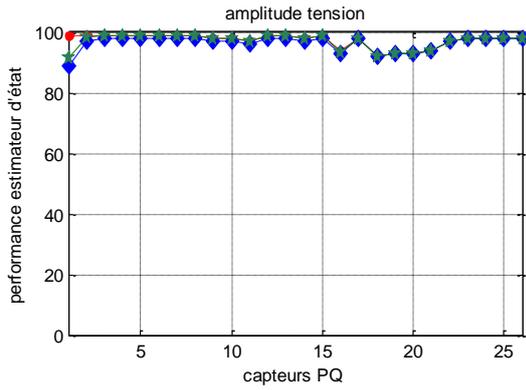


Figure 2.34. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

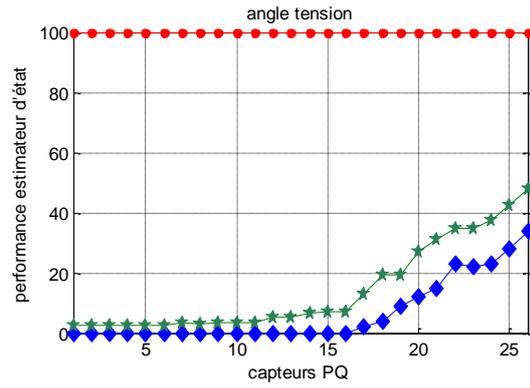


Figure 2.35. Performance de l'estimation des angles des tensions.

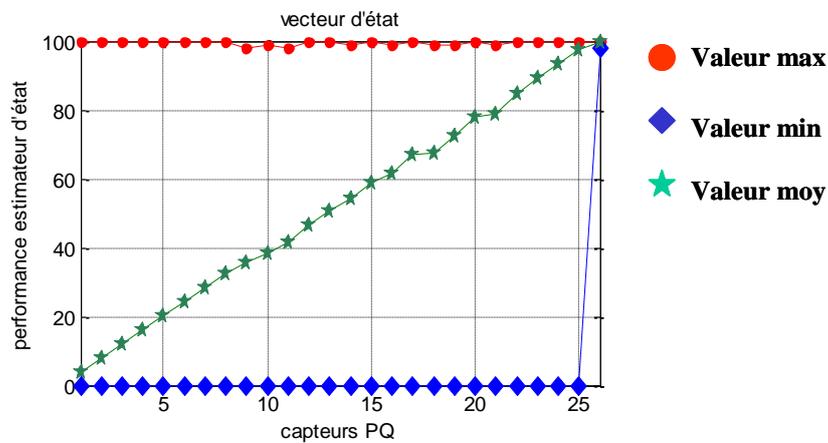


Figure 2.36. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

Deuxième scénario : on rajoute séquentiellement des capteurs PQV (puissance active et réactive, amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT

L'ordre des nœuds trouvé comme précédemment pour ce scénario est : 50, 2, 31, 22, 21, 4, 17, 46, 12, 39, 14, 16, 3, 30, 7, 19, 18, 15, 47, 10, 8, 9, 42, 26, 45, 5. Dans ce scénario, des capteurs PQV sont rajoutés dans chaque poste HTA/BT. Ainsi la performance des amplitudes des tensions est améliorée seulement avec deux capteurs (Figure 2.37), mais l'influence sur les puissances actives et réactives reste toujours locale (Figure 2.39). Les angles des tensions sont continûment estimés avec des erreurs importantes (Figure 2.38).

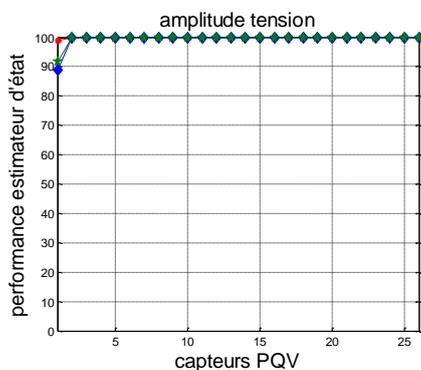


Figure 2.37. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

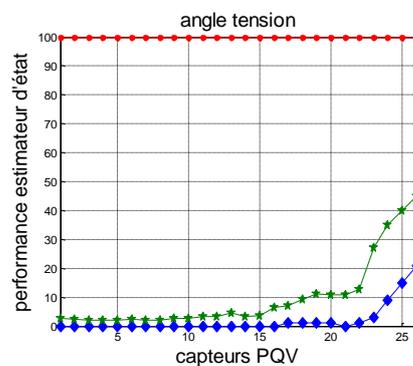


Figure 2.38. Performance de l'estimation des angles des tensions.

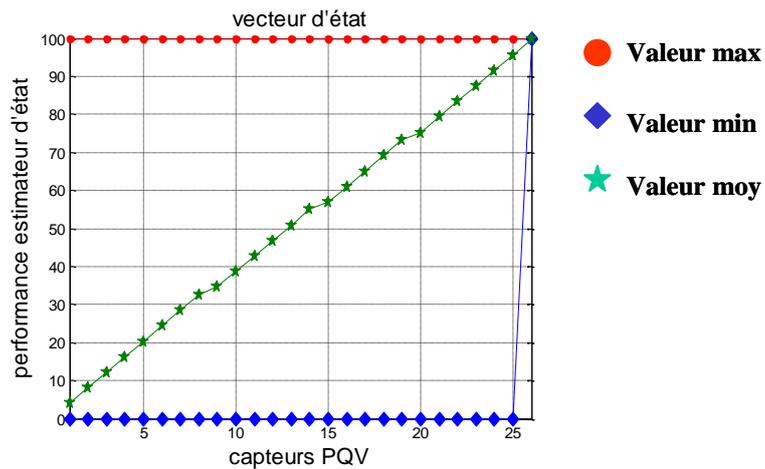


Figure 2.39. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

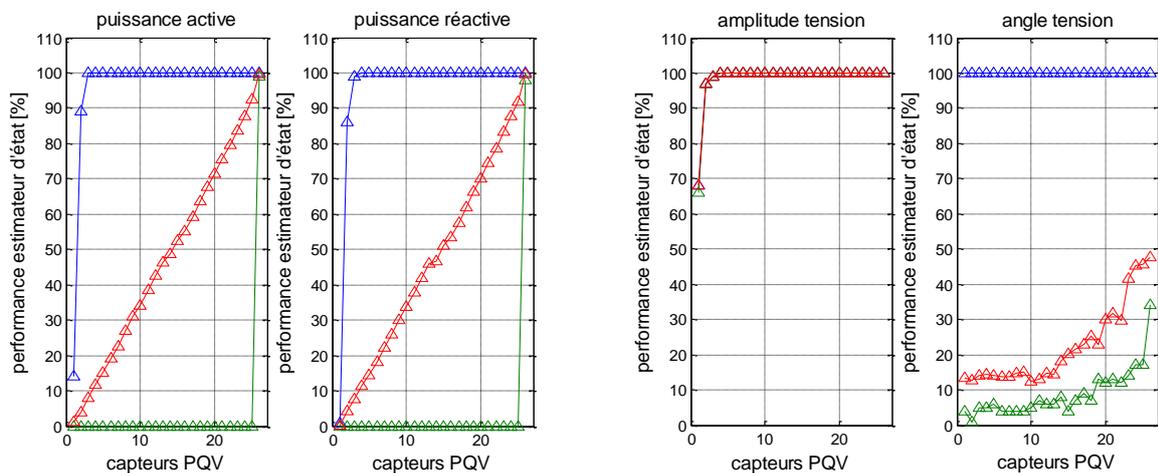


Figure 2.40. Performance de l'estimateur V- θ dans le cas où on rajoute séquentiellement des capteurs PQV - EDF R&D.

Les résultats obtenus par EDF R&D pour ce scénario sont montrés dans la Figure 2.40. Encore une fois, ils obtiennent une meilleure estimation des angles de tension parce qu'ils sont compris dans le vecteur d'état. La performance des amplitudes de tension avec peu de capteurs est supérieure pour notre vecteur d'état.

B. Cas 2 d'étude

✚ **Premier scénario** : on rajoute séquentiellement des capteurs PQ (puissance active et réactive) dans chaque poste HTA/BT au lieu des pseudo-mesures considérées

L'ordre des nœuds trouvé comme précédemment pour ce scénario est : 50, 2, 30, 21, 39, 19, 46, 42, 16, 18, 7, 17, 5, 15, 26, 3, 22, 45, 31, 14, 12, 4, 8, 47, 9, 10. Les figures des performances 2.41, 2.42 et 2.43 montrent que les capteurs PQ ont une influence toujours locale, sans influence sur l'estimation des autres variables.

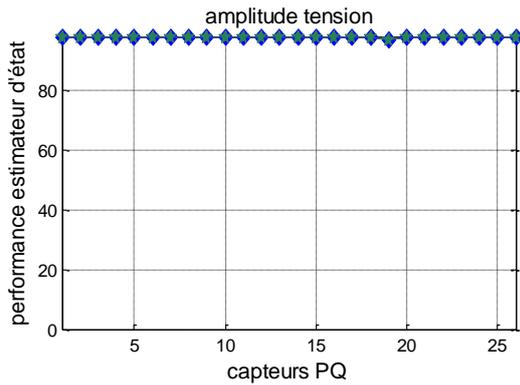


Figure 2.41. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

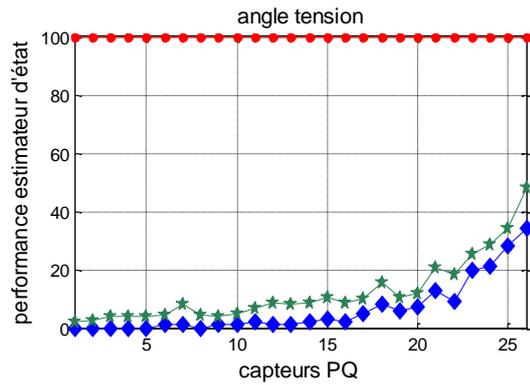


Figure 2.42. Performance de l'estimation des angles des tensions.

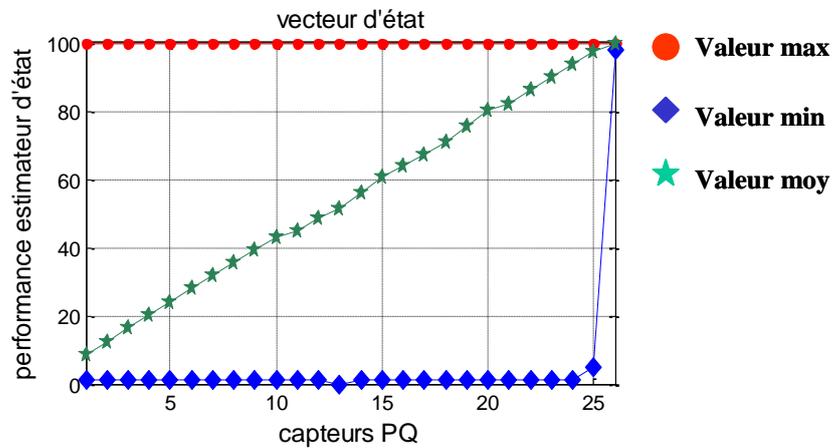


Figure 2.43. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

Les résultats trouvés avec l'estimateur $V-\theta$ (Figure 2.44) par EDF R&D pour ce scénario montrent une dégradation de la performance des amplitudes des tensions en ajoutant progressivement des capteurs PQ, ce qui n'est pas le cas pour nos études.

Avec notre vecteur d'état, nous n'avons plus besoin de rajouter des capteurs V dans les postes HTA/BT pour améliorer la performance du plan de tension.

Les mesures d'amplitude de tension ou de puissance active et réactive n'ont pas d'influence sur l'estimation des angles des tensions.

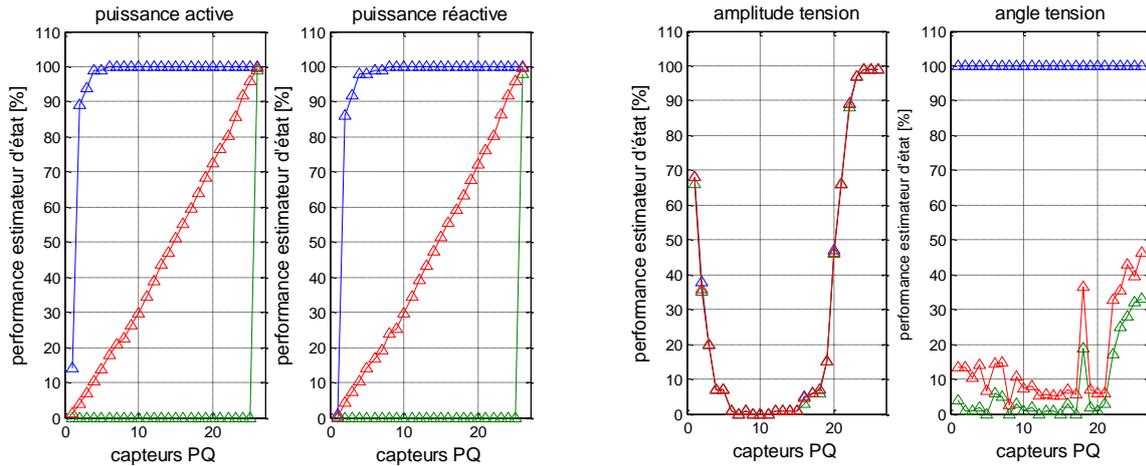


Figure 2.44. Performance de l'estimateur V- θ dans le cas où on rajoute séquentiellement des capteurs PQ - EDF R&D.

Deuxième scénario : on rajoute séquentiellement des capteurs V (amplitude de tension) dans chaque poste HTA/BT

L'ordre des nœuds trouvé comme précédemment pour ce scénario est : 50, 2, 31, 43, 19, 38, 21, 34, 17, 15, 49, 23, 10, 47, 27, 30, 7, 16, 44, 25, 46, 8, 1, 28, 29, 4, 12, 11, 41, 51, 40, 22, 39, 13, 33, 20, 14, 3, 37, 18, 9, 32, 36, 42, 26, 24, 35, 45, 48, 5, 6. En rajoutant des capteurs d'amplitude de tension, le plan de tension est très bien estimé (Figure 2.45). Les capteurs V n'ont aucune influence sur l'estimation des puissances dans les postes (Figure 2.47). Il est donc nécessaire de mettre des capteurs PQ dans ces nœuds si on veut une bonne précision sur ces variables.

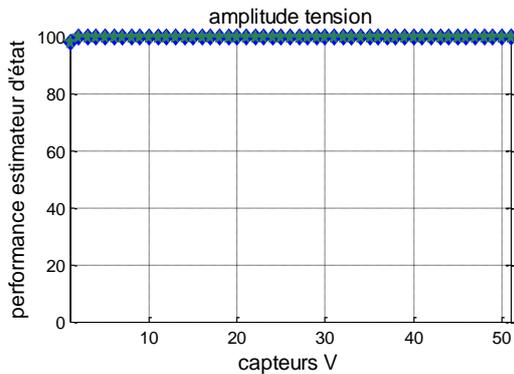


Figure 2.45. Performance de l'estimation des amplitudes des tensions.

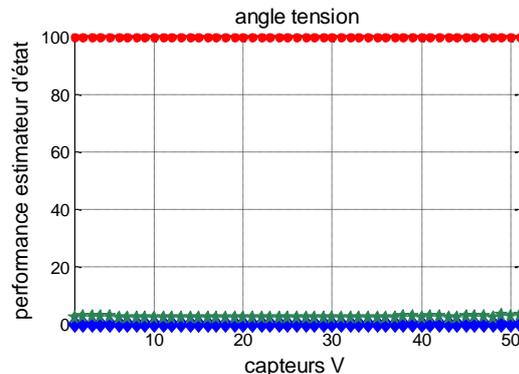


Figure 2.46. Performance de l'estimation des angles des tensions.

Les valeurs de 100 correspondent aux mesures réelles faites dans le poste source HTB/HTA, donc dans le nœud bilan (Figures 2.46 et 2.47).

La performance du plan de tension est maximale seulement avec deux capteurs V. Les résultats montrés dans les études faites par EDF R&D mènent aux conclusions que nous avons obtenues aussi (Figure 2.48).

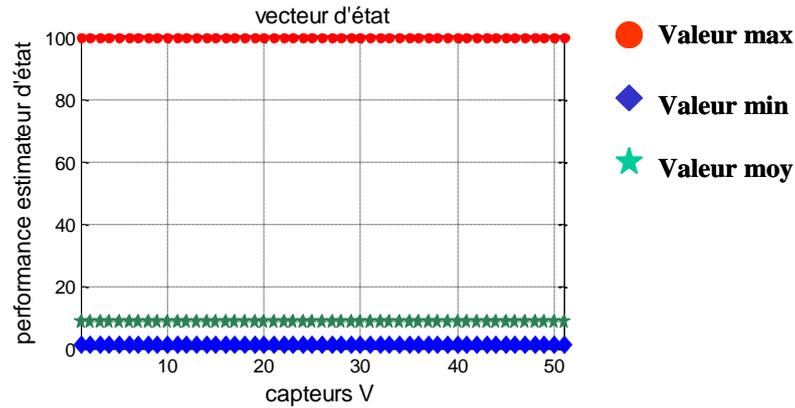


Figure 2.47. Performance de l'estimation du vecteur d'état.

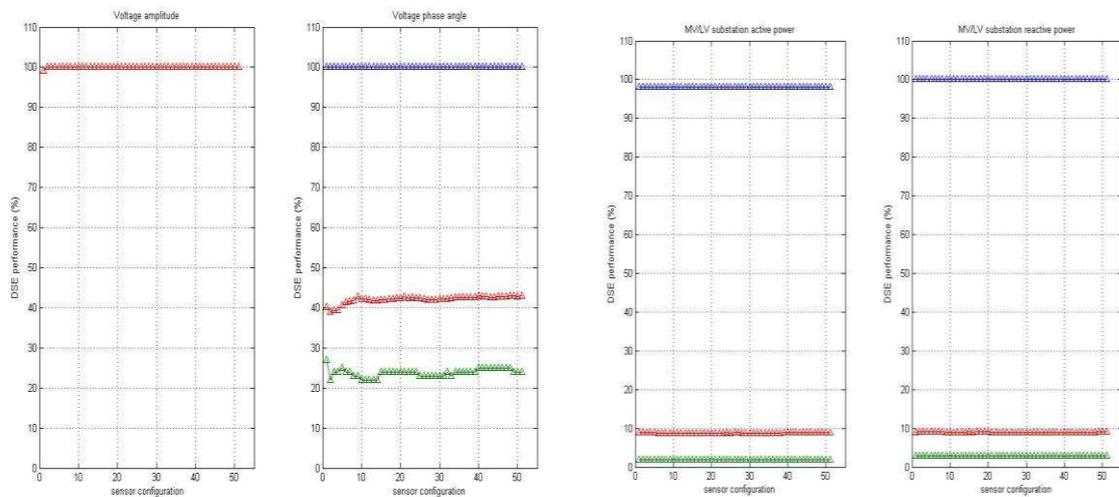


Figure 2.48. Performance de l'estimateur V-θ dans le cas où on rajoute séquentiellement des capteurs V - EDF R&D.

III.4.4 Conclusions

Les résultats que nous avons obtenus nous mènent aux conclusions suivantes :

- Les capteurs V n'ont pas d'influence sur l'estimation des puissances dans les postes HTA/BT, ils peuvent améliorer seulement le plan des amplitudes des tensions de manière générale ;
- Les capteurs PQ augmentent la performance des puissances, mais ont un caractère local, car on arrive à avoir des erreurs faibles seulement aux nœuds où sont implantés des capteurs ;
- Les angles des tensions ne sont pas influencés par les mesures que nous avons choisies, donc il semblerait que l'on ait besoin de faire des mesures des angles dans les nœuds.

IV. DIFFERENTS ALGORITHMES POUR LE VECTEUR D'ETAT V - θ

Le but de cette partie est de montrer et de développer le vecteur d'état V - θ avec plusieurs algorithmes d'estimation d'état pour pouvoir choisir la meilleure méthode, adaptée aux réseaux de distribution. Nous avons testé si l'algorithme proposé par EDF R&D est la plus adaptée pour ce vecteur d'état. Si nous avons un réseau avec N nœuds, le vecteur d'état sera composé de N amplitudes de tension et N-1 angles de tension, parce que l'angle du nœud bilan est choisi traditionnellement égal à zéro (référence des angles). Ainsi, les mesures seront calculées à partir du vecteur d'état. Pour tous les calculs, l'effet capacitif des lignes n'a pas été pris en compte.

Les équations (2.38) nous donnent les expressions pour les mesures de puissance active et réactive et leurs dérivées utilisées dans le calcul de la matrice **H** sont (2.43) et (2.44):

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i}{\partial V_i} &= 2V_i G_{ii} + \sum_{j \neq i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} &= V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})\end{aligned}\tag{2.43}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} &= \sum_{j \neq i} V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} &= V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} &= -2V_i B_{ii} + \sum_{j \neq i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} &= V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} &= \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} &= V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij})\end{aligned}\tag{2.44}$$

où :

- V_i est l'amplitude de tension du nœud i ;
- θ_i est l'angle de tension du nœud i avec $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$;
- $G_{ij} + jB_{ij}$ est l'élément ij de la matrice d'admittances nodales ;
- P_i, Q_i puissance active et réactive du nœud i.

Les matrices **h** et **H** pour les mesures de puissances actives et réactives transitées dans les lignes seront calculées à partir des équations (2.45), (2.46) et (2.47).

$$\begin{aligned} P_{ij} &= V_i^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{ij} &= -V_i^2 b_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (2.45)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} &= V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} &= -V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (2.46)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} &= 2V_i g_{ij} - V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} &= -V_i (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} &= -V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} &= V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (2.47)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} &= -2V_i b_{ij} - V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} &= -V_i (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned}$$

où :

- V_i est l'amplitude de tension du nœud i ;
- θ_i est l'angle de tension du nœud i avec $\theta_{ij} = \theta_j - \theta_i$;
- $g_{ij} + jb_{ij}$ est l'admittance longitudinale de la ligne entre le nœud i et nœud j ;
- P_{ij} , Q_{ij} puissance active et réactive transitées entre le nœud i et le nœud j.

Dans le cas de mesures du courant transité dans les lignes, les équations employées sont :

$$I_{ij}^2 = (g_{ij}^2 + b_{ij}^2)(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (2.48)$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_i} &= \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \\
\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_j} &= -\frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \\
\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} &= \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij}) \\
\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} &= \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_j - V_i \cos \theta_{ij})
\end{aligned}
\tag{2.49}$$

où :

- V_i est l'amplitude de tension du nœud i ;
- θ_i est l'angle de tension du nœud i avec $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$;
- $g_{ij} + jb_{ij}$ est l'admittance longitudinale de la ligne entre le nœud i et nœud j ;
- I_{ij} est le courant transité dans la ligne entre le nœud i et le nœud j .

EDF R&D a utilisé pour ce vecteur d'état l'estimateur SHGM présenté dans la section II.4.5. Les mesures virtuelles étaient considérées comme des contraintes pour éviter les problèmes de conditionnement des matrices. La méthode de calcul appliquée pour la résolution est « re-weighted least squares method (IRLS) » qui ne nécessite pas le calcul de la deuxième dérivée.

Ils ont amélioré la convergence de cet algorithme en utilisant la méthode suivante : si la variation calculée de x (Δx) conduit à une augmentation de la valeur de la fonction objectif (Figure 2.49), alors Δx est divisé par un facteur approprié (par exemple 10). Ainsi, dans cette situation, x_{k+1} est définie comme suit :

$$\begin{aligned}
\text{si } J(x_{k+1}) > J(x_k) \quad & x_{k+1} = x_k + \Delta x / 10 \\
\text{sinon} \quad & x_{k+1} = x_k + \Delta x
\end{aligned}
\tag{2.50}$$

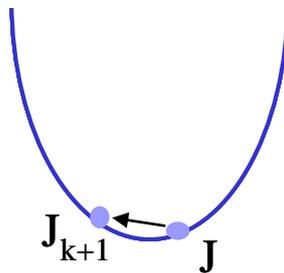


Figure 2.49 Fonction objectif.

Un organigramme simplifié est repris en Figure 2.50 pour illustrer l'estimateur développé.

Les résultats présentés auparavant nous ont montré l'influence locale des capteurs de puissance dans les postes HTA/BT et l'influence globale des capteurs d'amplitude de tension. De ce fait, nous nous intéressons pour la suite à l'estimation des amplitudes de tension. Nous

avons testé les différents types d'estimateurs, pour ce vecteur d'état, en présence d'un capteur d'amplitude de tension erroné. Le but était de voir la robustesse de l'algorithme en la présence de mauvaises données. Les résultats sont montrés dans l'Annexe A.1. Dans le Tableau 2.2 nous ferons une courte comparaison entre les différentes méthodes déjà présentées dans ce chapitre.

Les tests ont été faits pour deux réseaux réels, le réseau urbain décrit dans la section III (Figure 2.5) et un autre réseau rural, rural 2, de 55 nœuds avec un seul départ (Figure 2.51). Nous avons choisi de changer le réseau rural pour avoir la possibilité de tester sur d'autres configurations et ensuite de valider et comparer nos résultats. Aussi, le but était de tester la variante d'EDF R&D sur d'autres réseaux avec d'autres scénarios. 13 charges ont été distribuées sur le réseau et deux productions d'énergie électrique distribuées ont été introduites afin de rendre potentiellement les flux de puissances bidirectionnels sur le réseau en fonction du niveau de charge.

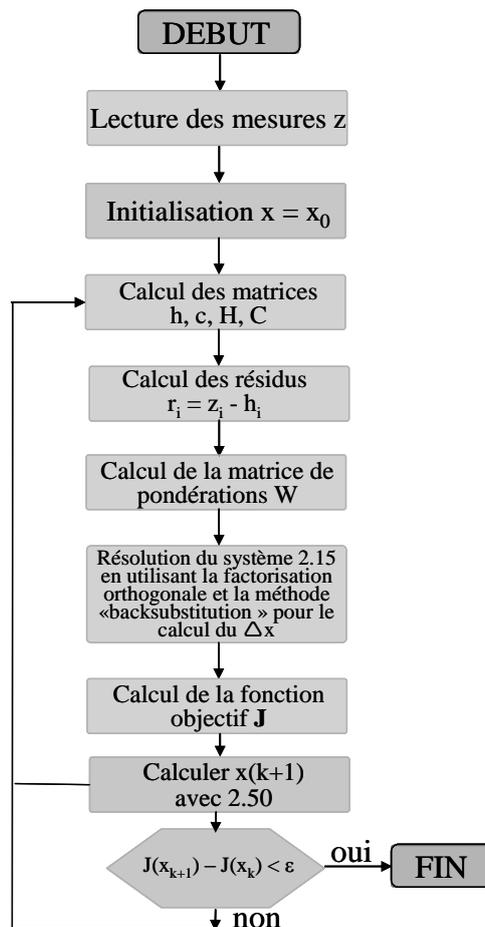


Figure 2.50 Organigramme simplifié.

Nous avons choisi de mettre des capteurs au poste source, aux nœuds GED et dans le nœud avec la charge la plus importante parce que cela représente le scénario de base le plus plausible élaboré avec nos partenaires industriels. Ainsi, les scénarios choisis pour nos simulations sont :

- **Réseau urbain :**

1. Capteurs PQV (puissance active, puissance réactive, amplitude de tension) avec une précision de 1% dans le nœud bilan et capteurs PQV avec une précision de 1% dans le nœud de charge le plus important (nœud 14) ;

2. Capteurs PQV (puissance active, puissance réactive, amplitude de tension) avec une précision de 1% dans le nœud bilan, capteurs PQ avec une précision de 1% dans le nœud de charge le plus important (nœud 14) et un capteur V dans le nœud 14 avec une erreur de 20% (20% correspond à une mesure de tension erronée, donc avec un bruit de mesure et pas un biais).

▪ **Réseau rural :**

1. Capteurs PQV dans le poste source et dans les nœuds avec GED (2 nœuds avec GED 37 et 51) avec une précision de 1% ;
2. Capteurs PQV dans le poste source et dans les nœuds avec GED (2 nœuds avec GED37 et 51) avec une précision de 1%, sauf pour le capteur de tension dans le nœud GED 51 qui a une erreur de 20% ;
3. Capteurs PQV dans le poste source, dans les nœuds avec GED (2 nœuds avec GED37 et 51) et dans le nœud de charge le plus important (nœud 52) avec une précision de 1% ;
4. Capteurs PQV dans le poste source, dans les nœuds avec GED (2 nœuds avec GED37 et 51) et dans le nœud de charge le plus important (nœud 52) avec une précision de 1%, sauf pour le capteur de tension dans le nœud de charge 52 qui a une erreur de 20% ;

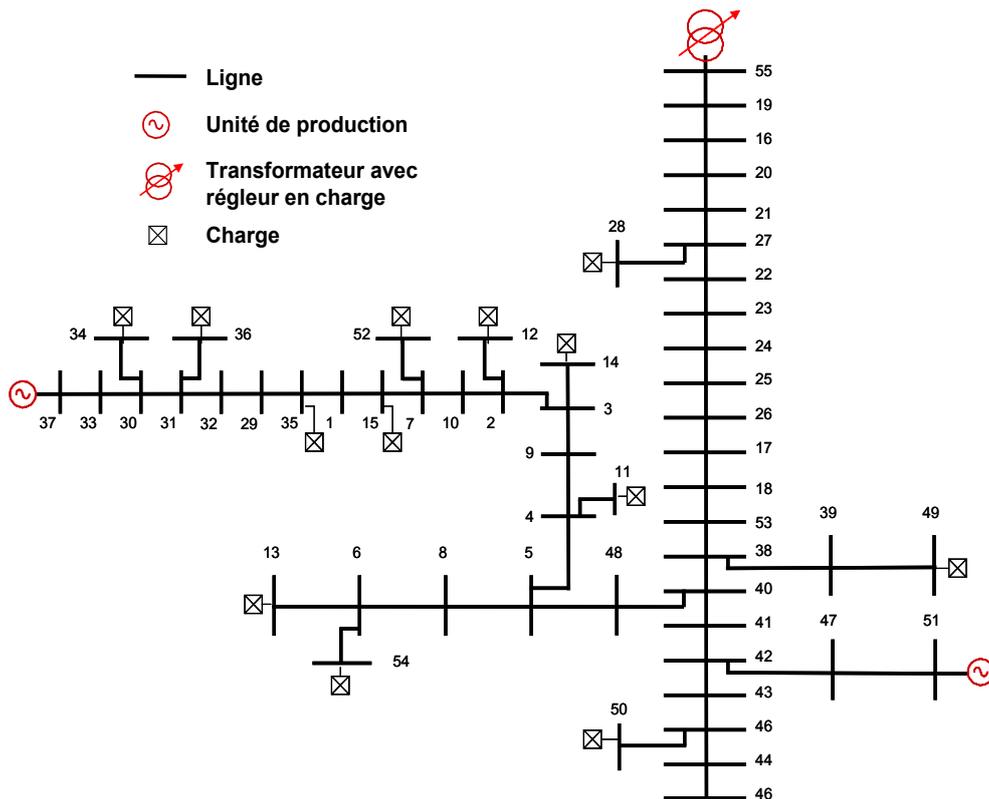


Figure 2.51 Réseau rural 2 avec deux GED.

Ces scénarios ont été choisis afin de pouvoir comparer les différents algorithmes. Ainsi, nous avons pu remarquer que les M estimateurs testés (SHGM, SR, QC) sont les plus rapides en temps de calcul parce qu'ils sont censés converger en deux d'itérations (ils prennent moins en compte les mesures erronées donc, en utilisant plus de mesures précises, ils

ont une convergence plus rapide). Mais aussi, ils peuvent diverger à cause du fait qu'ils rejettent trop de mesures erronées. La méthode des moindres carrés pondérés converge en quelques itérations (environ 4 itérations), mais le temps de calcul était suffisant rapide pour une utilisation en temps réel. L'estimateur proposé par EDF R&D est un M estimateur (l'estimateur SHGM) avec une sous-relaxation du pas de calcul Δx (équation 2.50), qui ainsi, a un temps de calcul plus long que le SHGM. La méthode de LAV converge avec un nombre important d'itérations, donc un temps de calcul plus important que l'algorithme proposé par EDF R&D. Nous n'obtenons pas une bonne estimation des angles de tension pour toutes les méthodes utilisées.

Nous obtenons une bonne estimation des amplitudes de tension en l'absence d'erreurs sur les capteurs de V pour les algorithmes proposés, sauf pour les M estimateurs SR et QC qui rejettent beaucoup de mesures à cause de résidus importants (les pseudo-mesures utilisées pour les autres nœuds de charge ont des résidus importants). Ainsi, ces estimateurs ont des problèmes de convergence (ils n'ont pas convergé pour tous les 100 tirages sur les gaussiennes de mesure et pseudo-mesures). En présence d'une mesure erronée de tension (20% d'erreur pour nos tests), nous retrouvons les observations présentées dans les sections auparavant. Ainsi, l'algorithme WLS n'est pas censé donner de bonnes estimations en présence d'erreurs, ce qui est le rôle des M estimateurs. Parmi les M estimateurs, celui qui a donné la performance la meilleure était la variante proposée par EDF R&D pour les tests effectués.

Algorithme	WLS	SHGM	Variante EDF R&D	LAV	SR	QC
Temps de calcul	+	++	-	--	++	++
Estimation des V avec peu de capteurs et sans erreurs de mesure	+	+++	++	+++	--	--
Estimation des V avec peu de capteurs et avec des erreurs de mesure	--	+	++	+	--	--
Nombre d'itérations	++	+++	+	--	+++	+++
Estimation des angles de tension	-	-	-	--	---	---
Problèmes de convergence	++	++	+	++	--	--
Adapté pour les réseaux de distribution	+-	+	++	+	--	--

Tableau 2.2. Comparaison entre les estimateurs.

Nous pouvons remarquer que, entre tous les algorithmes testés, la variante d'EDF R&D est la plus adaptée pour les réseaux de distribution considérés. Pour une généralisation, plusieurs types de réseaux et points de fonctionnement doivent être testés, car les réseaux de distribution sont très différents et complexes.

V. COMPARAISON DES VECTEURS D'ETAT

Dans cette section, une courte comparaison est présentée sur les différents vecteurs d'état présentés dans ce chapitre. L'algorithme utilisé pour le vecteur d'état $V-\theta$ est celui d'EDF R&D décrit dans la section IV.

Vecteur d'état	$I_i - \alpha_i$	$P_i - Q_i - V_{SB}$	$V_i^2 - V_i V_j \sin \theta_{ij}$	$V_i - \theta_i$
Algorithme de résolution	SQP	SQP	SQP	SHGM
Temps de calcul	++	-	++	++
Estimation des V avec capteurs PQV au noeud bilan	-	++	-	++
Estimation des puissances P_i et Q_i avec capteurs PQV au noeud bilan	--	-	--	--
Estimation des θ_i avec capteurs PQV au noeud bilan	--	--	--	--
Nécessite une initialisation spécifique	-	-	+	+

Tableau 2.3. Comparaison entre les différents vecteurs d'état.

Le temps de calcul pour le vecteur d'état $P_i-Q_i-V_{nb}$ est plus important car dans la détermination de la matrice \mathbf{h} , des calculs de réparation de charge, donc itératifs, sont faits. Nous avons une bonne estimation d'amplitude de tension pour les vecteurs d'état $P_i-Q_i-V_{nb}$ et $V-\theta$ parce que nous retrouvons les amplitudes de tension dans les vecteurs d'état de manière décorrélée. Nous ne pouvons pas avoir une bonne estimation des puissances actives et réactives à cause de l'influence locale des mesures de ce type. L'angle de tension est mieux estimé pour le vecteur d'état $V-\theta$ car il est compris dans le vecteur estimé.

L'estimation d'état est un processus itératif et il nécessite donc une initialisation du vecteur d'état. De ce fait, pour les vecteurs d'état composés de l'amplitude de tension et angle de tension, nous avons pris comme valeurs initiales 1p.u. et 0 respectivement parce que les amplitudes de tension sont autour de la valeur nominale et les angles de tension sont autour de zéro. Comme l'initialisation du vecteur d'état a un rôle important dans un processus itératif, nous avons choisi de l'initialiser pour les vecteurs d'état $I_i-\alpha_i$ et $P_i-Q_i-V_{nb}$ avec des valeurs obtenues à partir de calculs de réparation de charge basés sur les pseudo-mesures. C'est pour cela qu'ils nécessitent une initialisation spécifique.

VI. CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, nous avons décrit, testé et comparé les différents types d'algorithme d'estimation d'état proposés pour les réseaux de transport et adapté pour les réseaux de distribution. Des réseaux réels de distribution ont été utilisés. Parce que le réseau de

distribution est différent du réseau de transport, il y a la nécessité de trouver de nouvelles formulations. Dans cette idée, nous avons proposé différents vecteurs d'état pour l'estimation des réseaux de distribution. Nous avons ainsi testé et comparé différents types de vecteurs d'état pour des réseaux réels de distribution. Ces vecteurs d'état ont été choisis dans le but d'avoir une meilleure estimation des paramètres du réseau de distribution.

Pour pouvoir faire une comparaison entre nos propositions et celle d'EDF R&D nous avons choisi de reprendre les mêmes réseaux et scénarios. Comme les scénarios étaient conçus pour le vecteur d'état $V-\theta$ avec des études de sensibilité nous n'avons pas le même ordre des capteurs pour tous les vecteurs d'état que nous avons développés. Mais, nous pouvons retrouver des conclusions qui se rapprochent de celles obtenues par EDF R&D dans leurs recherches pour ces réseaux et scénarios. Ainsi, nous avons pu voir l'impact local d'une mesure de puissance active ou réactive et l'effet global d'une mesure d'amplitude de tension.

Au cours des comparaisons entre les vecteurs d'état proposés, nous avons vu que le vecteur d'état $V-\theta$ est le plus rapide en temps de calcul (des estimations en temps réel sont essentielles pour la conduite des réseaux), et il a la même performance d'estimation que le vecteur d'état $P_i-Q_i-V_{nb}$. Ainsi, nous avons choisi le vecteur d'état $V-\theta$ pour la suite de nos recherches. Ensuite il a été testé avec différents algorithmes proposés pour l'estimation d'état des réseaux de transport.

Pour amélioration de la robustesse de l'estimateur et pour avoir une convergence plus rapide de l'algorithme (adaptation des pas à chaque itération) nous proposons dans le chapitre suivant une autre méthode de calcul pour l'estimation d'état appelée la « région de confiance » [POW-70] (« trust region » en anglais).

CHAPITRE III :
REGION DE CONFIANCE ET ESTIMATION
D'ETAT

CHAPITRE III

REGION DE CONFIANCE ET ESTIMATION D'ETAT

I. INTRODUCTION

Dans le chapitre II, nous avons vu la nécessité d'utiliser un algorithme robuste pour l'estimation d'état en présence de données erronées, mais aussi le besoin de pouvoir adapter le pas de calcul pour ne pas avoir de problèmes de convergence (Equation 2.48). De ce fait, nous avons choisi de remplacer l'algorithme classique du moindre carré pondéré ou les M – estimateurs par l'algorithme des régions de confiance.

Les auteurs [HAS–06] présentent cette méthode pour l'estimateur d'état des réseaux de transport, comme étant un algorithme plus robuste que WLS ou les M-estimateurs. Cette méthode est plus robuste car elle converge même pour des problèmes mal conditionnés. Nous ferons une courte description de l'algorithme et ensuite nous montrerons les résultats obtenus avec différentes fonctions objectifs déjà utilisées dans le chapitre précédent.

Les fonctions objectifs utilisées pendant ces travaux ont été : fonction objectif de LAV (Least Absolute Value), de WLS (Weighted Least-Squares estimator), de QC (Quadratic Constant), de SR (Square Root), de SHGM (Schweppe - Huber Generalized M) et celle proposée par [HAS–06] pour les réseaux de transport et qui est basé sur la fonction **atan**. Seule une comparaison entre les fonctions LAV et **atan** sera présentée dans ce chapitre parce que sont celles qui ont donné les meilleurs résultats, le lecteur trouvera les autres fonctions objectif dans les annexes. Cette courte comparaison permettra de choisir l'algorithme le plus adapté pour nos réseaux de distribution en présence de mesures erronées.

II. DESCRIPTION DE LA METHODE DE REGION DE CONFIANCE

II.1. Introduction

Un algorithme à région de confiance est un algorithme d'optimisation différentiable destiné à minimiser une fonction réelle. L'algorithme est itératif et procède donc par améliorations successives. Cette méthode fait l'optimisation seulement sur une certaine région (que l'on appelle donc « la région de confiance ») de la fonction objectif avec un modèle de la fonction, souvent un second degré, par opposition à la fonction entière comme par exemple avec l'algorithme d'optimisation de Newton-Raphson. Quand un modèle adéquat de la fonction objectif se trouve dans la région de confiance, la région est augmentée. Inversement, si l'approximation est mauvaise, alors la région est diminuée.

La méthode d'évaluation consiste à observer le rapport de l'amélioration attendue de l'approximation quadratique à l'amélioration réelle observée dans la fonction objectif. Le seuil du ratio est donc utilisé comme critère d'expansion ou de contraction. La méthode de région de confiance choisit d'abord une dimension (la taille de la région de confiance), puis une direction de recherche.

Cette approche algorithmique permet d'obtenir la convergence quel que soit le point initial choisi. Elle s'apparente ainsi aux algorithmes à directions de descente en améliorant légèrement, mais parfois de manière décisive, leurs résultats de convergence. La conception de ces algorithmes est cependant plus compliquée que celle des algorithmes à directions de descente, ce qui limite parfois leur application, par exemple aux grands problèmes de moindres carrés qui n'ont pas la possibilité de calculer le Jacobien des résidus.

Cette méthode est utilisée par plusieurs algorithmes d'optimisation, par exemple l'algorithme Dogleg [POW-70]. L'algorithme Dogleg se rapproche d'une étape d'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM) dans la région de confiance du modèle de la fonction, utilisant un modèle quadratique. Levenberg [LEV-44] et Marquardt [MAR-63] ont utilisé une version modifiée de la méthode de Newton appelée méthode de Newton amortie. Plusieurs auteurs présentent l'algorithme Dogleg, comme étant plus robuste et rapide que la méthode LM [LOU-05], [MEH-07]. L'algorithme de Dogleg a été utilisé dans le cadre de cette étude et il fera le sujet de la section suivante.

II.2. Modèle mathématique

Les méthodes de région de confiance ont été étudiées au cours des dernières décennies et ont donné lieu à des algorithmes numériques qui sont fiables et robustes, possédant des propriétés de convergence forte et étant applicables même à des problèmes mal conditionnés [CON-00].

L'algorithme de Dogleg combine la méthode Gauss-Newton et la méthode de directions de descente (similaire à la technique LM) en résolvant les problèmes d'optimisation sans contrainte. Dans cette technique, l'optimisation est faite par le contrôle du rayon d'une région de confiance. Avec l'approche de région de confiance, une approximation de la fonction objectif f , appelée le modèle de la fonction m_c , est construite pour représenter le comportement de la fonction objectif à chaque itération [NOC-99]. Le pas de calcul est

déterminé de manière à minimiser le modèle \mathbf{m}_c et la dimension de la région de confiance est choisie en fonction de la performance de l'algorithme au pas antérieur.

Le modèle quadratique \mathbf{m}_c qui doit être résolu est le développement en série de Taylor autour de \mathbf{x}_k :

$$\min_{\delta \in \mathcal{R}^n} \left\{ \mathbf{m}_c(\mathbf{x}_k + \delta) = \mathbf{f}_k + \delta^T \nabla \mathbf{f}_k + \frac{1}{2} \delta^T \mathbf{B}_k \delta \right\} \quad (3.1)$$

avec les contraintes : $\|\delta\|_2 \leq \Delta_k$

où :

- δ est la solution optimisée de l'équation 3.1 ;
- Δ_k est le rayon de la région de confiance ;
- $\nabla \mathbf{f}_k = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k}$
- \mathbf{B}_k est la matrice Hessienne de la fonction objectif, $\mathbf{B}_k = \frac{\partial^2 \mathbf{f}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k^2}$;
- $\|\bullet\|_2$ est la norme L2.

La solution du modèle quadratique est présentée dans la Figure 3.1 et Powell propose d'approximer cette courbe avec une trajectoire linéaire par morceaux composée de deux segments. La première ligne va du point courant jusqu'au point de Cauchy, définie par la minimisation sans contraintes de la fonction objectif tout au long de la direction de descente $\mathbf{g} = \nabla \mathbf{f}_k$, et elle est donnée par :

$$\delta_{sd} = -\frac{\mathbf{g}^T \mathbf{g}}{\mathbf{g}^T \mathbf{B}_k \mathbf{g}} \mathbf{g} \quad (3.2)$$

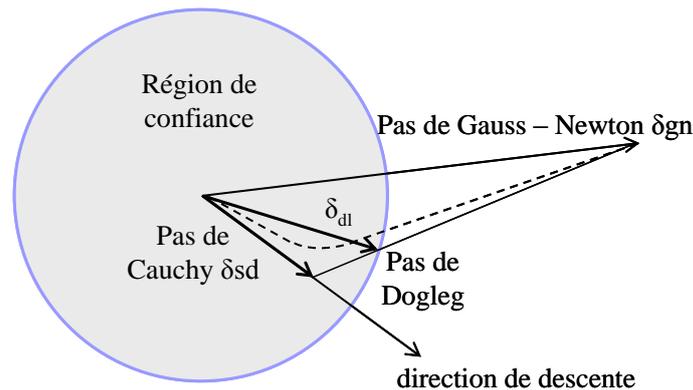


Figure 3.1. Approximation de Dogleg pour la trajectoire optimale (représenté en pointillés) avec le pas de Cauchy dans la région de confiance et le pas de Newton en dehors.

La ligne du deuxième segment va de δ_{sd} à δ_{gn} , le pas de Gauss-Newton, défini par :

$$\delta_{gn} = -\mathbf{B}_k^{-1} \mathbf{g} \quad (3.3)$$

Puisque la matrice B_k est définie positive, nous avons besoin de calculer l'inverse par la décomposition de Cholesky [DEN–96].

Un des problèmes de l'algorithme de région de confiance est la détermination du pas de calcul, plusieurs techniques étant utilisées dans la littérature. Les auteurs de [DEN–75] ont montré l'applicabilité de l'algorithme Dogleg pour les problèmes d'optimisation sans contraintes. Le pas de Cauchy est plus court que le pas de Gauss-Newton [DEN–96] et le pas de Dogleg, d'après Powell, est :

$$\begin{aligned}
& \text{si } \|\delta_{sd}\| > \Delta_k \\
& \delta_{dl} = \left(\frac{\Delta_k}{\|\delta_{sd}\|} \right) \delta_{sd} \\
& \text{sinon si } \|\delta_{gn}\| < \Delta_k \\
& \delta_{dl} = \delta_{gn} \\
& \text{sinon } \delta_{dl} = \delta_{sd} + \beta(\delta_{gn} - \delta_{sd}) \\
& \text{où } \beta \text{ est choisi pour avoir : } \|\delta_{dl}\| = \Delta_k \\
& \text{fin}
\end{aligned} \tag{3.4}$$

Ainsi, si le pas de Cauchy est en dehors de la région de confiance, le pas de l'algorithme sera donné par l'intersection du pas de Cauchy avec le rayon de la région. Autrement, si le pas de Gauss-Newton se trouve dans la région de confiance, le pas de Dogleg sera égal au pas de Gauss-Newton. Si le pas de Cauchy est dans la région de confiance et le pas de Gauss-Newton est en dehors, le prochain point d'optimisation sera calculé comme l'intersection entre le rayon de la région de confiance et la ligne qui réunit le pas de Gauss-Newton avec le pas de Cauchy (voir Figure 3.1). Plus de détails peuvent être trouvés dans [MAD–04].

Le paramètre β des équations 3.4 peut être calculé comme suit [MIZ–99] :

$$\begin{aligned}
\beta &= \frac{\Delta_k^2 - \delta_{sd}^T \delta_{sd}}{(\delta_{gn} - \delta_{sd})^T \delta_{sd} + \sqrt{\zeta}} \\
& \text{où} \\
\zeta &= (\delta_{gn} - \delta_{sd})^T (\delta_{gn} - \delta_{sd}) \Delta_k^2 + (\delta_{gn}^T \delta_{sd})^2 - (\delta_{gn}^T \delta_{gn})(\delta_{sd}^T \delta_{sd})
\end{aligned} \tag{3.5}$$

Une autre difficulté pour l'algorithme de région de confiance est de déterminer le rayon de la région à chaque itération. Notre choix de Δ_k est basé sur la concordance entre le modèle de la fonction m_c et la fonction objectif f aux itérations précédentes. Étant donné un pas δ_{dl} , cette mesure de concordance ρ_k est définie comme le rapport entre la réduction actuelle et la réduction prédite :

$$\rho_k = \frac{f(x_k) - f(x_k + \delta_{dl})}{m_c(0) - m_c(\delta_{dl})} \tag{3.6}$$

Comme le pas δ_{dl} est censé minimiser le modèle m_c pour une région qui inclue le pas zéro, nous avons en permanence $m_c(0) - m_c(\delta_{dl}) > 0$. Ainsi, si la valeur ρ_k est négative, cela signifie que la nouvelle fonction objectif $f(x_k + \delta_{dl})$ est plus grande que l'ancienne $f(x_k)$ et le pas δ_{dl} doit être rejeté. Par contre, si la valeur de ρ_k est proche de 1, nous avons une bonne concordance entre le modèle et la fonction objectif. La région de confiance peut ainsi être

agrandie. Plusieurs techniques sont proposées pour adapter le rayon de la région de confiance et nous les avons testées pour nos cas. Ainsi, la méthode proposée par [MEH-07] nous a donné les meilleurs résultats pour nos considérations :

$$\begin{aligned}
 & \text{si } \rho_k > 0.75 \\
 & \Delta_k = \max(\Delta_k, 3 * \|\delta_{di}\|) \\
 & \text{sinon si } (\rho_k \leq 0.75) \text{ et } (\rho_k \geq 0.25) \\
 & \Delta_k = \Delta_k \\
 & \text{sinon } (\rho_k < 0.25) \\
 & \Delta_k = 0.5\Delta_k \\
 & \text{fin}
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Si ρ_k se rapproche de zéro, cela signifie que la solution trouvée peut s'éloigner de la valeur optimale et ainsi le rayon de la région de confiance doit être diminué. D'après J. Dennis [DEN-79], entre les deux valeurs 0.25 et 0.75, la solution optimale est dans la zone de confiance et il ne faut pas changer le rayon.

La méthode de Dogleg que nous avons utilisée est connue comme l'algorithme simple de Dogleg et elle est montrée dans la Figure 3.2. Les mêmes auteurs [DEN-79] proposent la méthode double de Dogleg qui est la méthode modifiée de Powell dans le sens qu'ils introduisent un biais dans la direction de Gauss-Newton et une meilleure performance est observée.

La méthode de la région de confiance, en général, est plus rapide que la méthode de Newton et elle garantit une stabilité aux conditions initiales, ce que la méthode de Newton ne fait pas. En effet, l'algorithme de Newton donne de bons résultats si le point initial est proche de la solution optimale et il a un pas de calcul plus grand.

III. RESULTATS

III.1. Hypothèses

Dans cette partie, nous appliquons la méthode de région de confiance pour l'estimation d'état des réseaux de distribution. Pour nos simulations, nous avons utilisé les deux réseaux réels présentés dans le chapitre II (Figure 2.51 réseau rural et Figure 2.5 réseau urbain).

Les fonctions objectifs que nous avons employées sont : la fonction objectif de LAV et la fonction objectif proposée par un chercheur du gestionnaire de réseau de transport français (RTE) dans [HAS-06]. Il propose un nouvel M-estimateur plus robuste du point de vue statistique, robuste en présence de mauvaises données, et numérique, car convergent même pour des problèmes mal conditionnés. Ainsi, la robustesse numérique est liée à l'algorithme utilisé, la région de confiance, et la robustesse statistique est liée à la fonction objectif. L'algorithme qu'il utilise est celui de Levenberg-Marquardt. Pour nos études, la méthode de Dogleg a été appliquée, utilisant la fonction objectif proposée par RTE (Equation

$$\begin{aligned}
J(x) &= \sum_{i=1}^m \rho(z - h(x)) \\
\rho(r) &= \frac{2\lambda}{\pi} r \operatorname{atan}\left(\frac{\pi}{2\lambda}\right) - \frac{2\lambda^2}{\pi^2} \ln\left(1 + \frac{(\pi r)^2}{4\lambda^2}\right) \\
\frac{\partial \rho}{\partial r} &= \frac{2\lambda}{\pi} \operatorname{atan}\left(\frac{\pi}{2\lambda}\right) \\
\frac{\partial^2 \rho}{\partial r^2} &= \frac{4\lambda^2}{(\pi r)^2 + 4\lambda^2}
\end{aligned} \tag{3.8}$$

Le paramètre λ est donné par l'équation 3.9 [HAS-06] :

$$\lambda = \left\lfloor r_{\text{floor}(mP_\lambda)} \right\rfloor \tag{3.9}$$

où :

- **r** est le résidu ;
- **m** est le nombre des mesures faites ;
- **P_λ** est la probabilité d'avoir des mesures correctes ;
- **floor(A)** arrondit les éléments de A aux plus proches entiers inférieurs ou égaux à ces éléments.

Ainsi, le vecteur des résidus doit être mis dans l'ordre croissant des valeurs et le paramètre λ sera égal au résidu donné par l'équation 3.9. Le paramètre imposé est P_λ , qui sera choisi en fonction du nombre de mesures correctes que nous pouvons avoir statistiquement. Pour nos études, P_λ a été choisi égal à 0.8 (80% de mesures correctes considérées) à cause des pseudo-mesures présentes en nombre important.

Les deux fonctions objectif ont été testées pour les deux réseaux rural 2 (Figure 2.51) et urbain (Figure 2.5). Les scénarios utilisés pour le réseau rural étaient :

- capteurs PQV (puissance active et réactive, amplitude de tension) au poste source et aux deux GED situées dans les nœuds 37 et 51 ;
- capteurs PQV (puissance active et réactive, amplitude de tension) au poste source, aux deux GED situées dans les nœuds 37 et 51 et capteurs PQV dans le nœud 52.

Le scénario utilisé pour le réseau urbain était :

- capteurs PQV (puissance active et réactive, amplitude de tension) au poste source et au nœud 14.

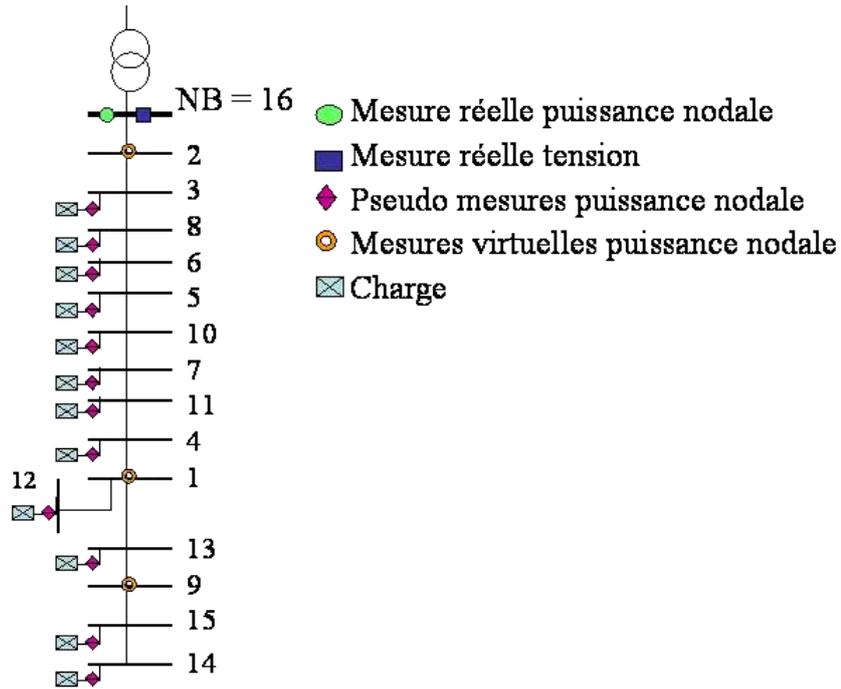


Figure 2.5. Réseau urbain.

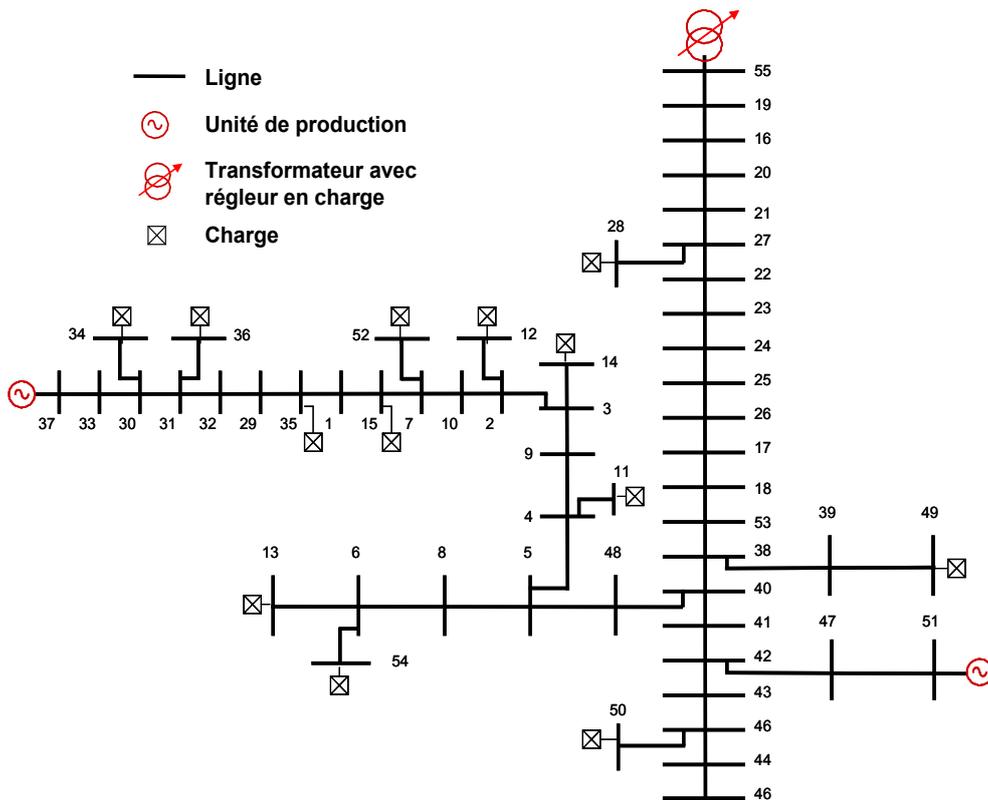


Figure 2.51 Réseau rural 2 avec deux GED.

III.2. Résultats pour le réseau rural

III.2.1 Premier scénario

Comme pour les simulations avec les M-estimateurs, nous nous intéressons à l'estimation des amplitudes de tension en présence d'un capteur d'amplitude de tension erroné, et pour le cas où toutes les mesures sont correctes. Ainsi, nous avons considéré que le capteur de tension du nœud 51 avait une erreur de 20%. Les résultats obtenus sont présentés dans les Figures 3.3 et 3.4.

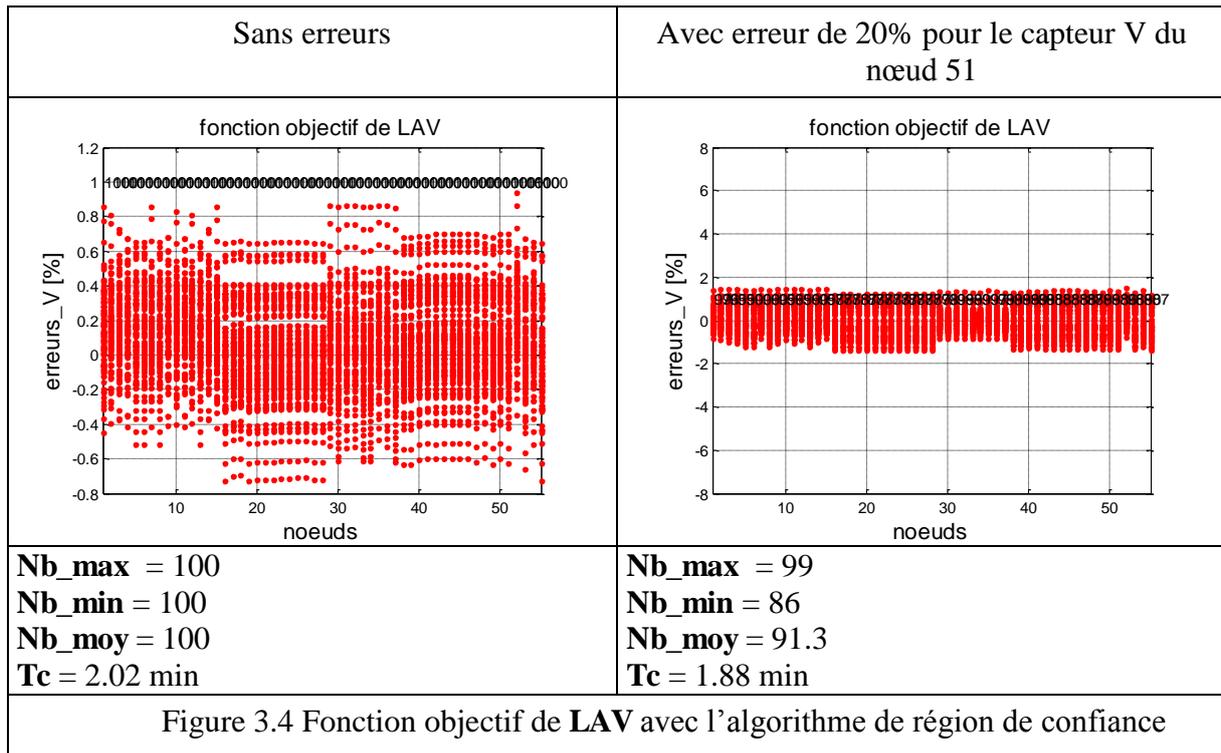
Notation : **Nb_max** = Nombre maximal d'erreurs trouvées dans les limites $\pm 1\%$

Nb_min = Nombre minimal d'erreurs trouvées dans les limites $\pm 1\%$

Nb_moy = Nombre moyen d'erreurs trouvées dans les limites $\pm 1\%$

Tc = Temps de calcul pour 100 estimations

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 51
<p>Nb_max = 100</p> <p>Nb_min = 99</p> <p>Nb_moy = 99.8</p> <p>Tc = 0.80 min</p>	<p>Nb_max = 91</p> <p>Nb_min = 25</p> <p>Nb_moy = 38.7</p> <p>Tc = 0.79 min</p>
<p>Figure 3.3 Fonction objectif atan avec l'algorithme de région de confiance</p>	



Nous pouvons remarquer que le temps de calcul est plus important que pour les M-estimateurs. Ceci est dû au critère d'arrêt que nous avons choisi (erreur très petite) pour bien contrôler les pas de calcul et la zone de confiance, et le nombre d'itérations égal à 100. Ainsi, l'algorithme fait 100 itérations pour chaque estimation par rapport aux M-estimateurs qui font 3-4 itérations par estimation.

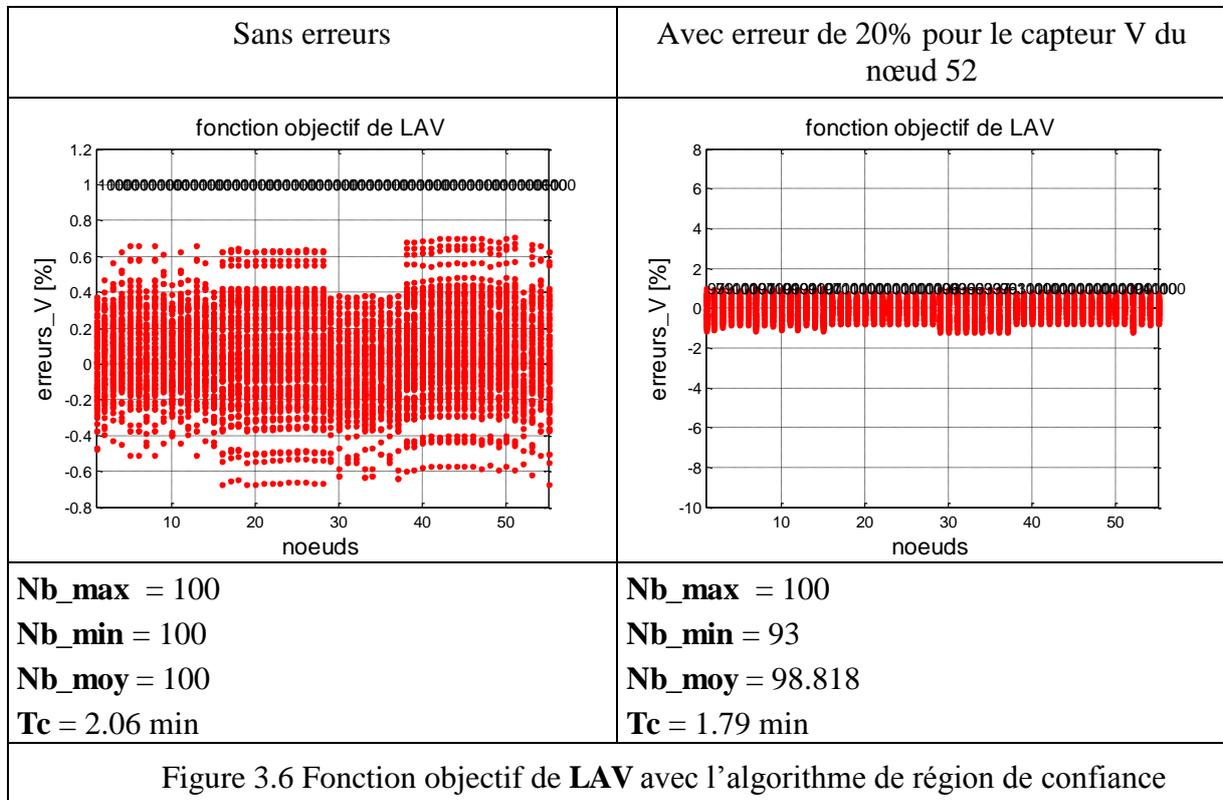
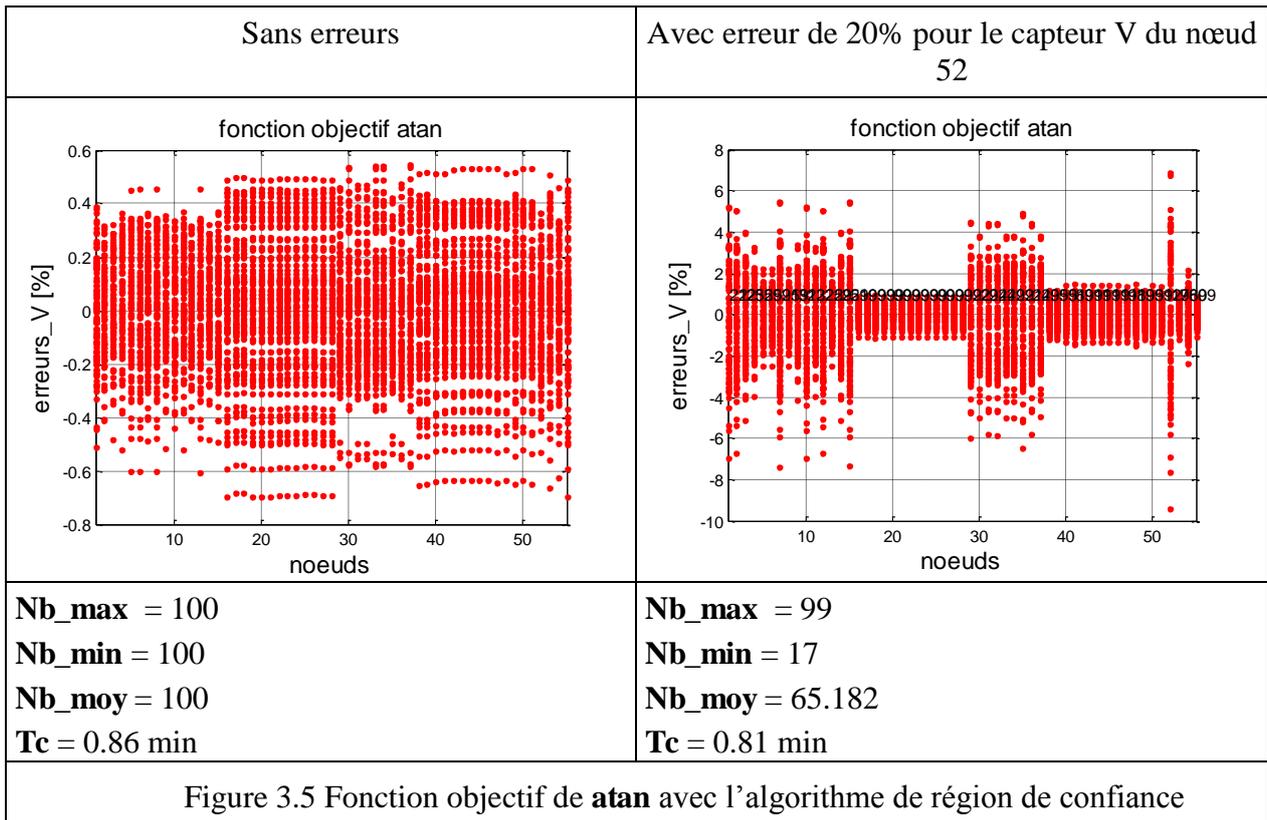
L'impact d'un capteur d'amplitude de tension erroné est visible sur l'ensemble du plan de tension estimé. Ainsi, des erreurs sont retrouvées avec les deux fonctions objectif. Elles sont toutefois beaucoup plus importantes pour la fonction objectif **atan**. La méthode de région de confiance avec la fonction objectif de LAV donne, sur notre exemple, des résultats meilleurs que ceux obtenus avec la fonction objectif **atan** : la moyenne des erreurs d'amplitude de tension en présence d'un capteur V erroné est proche de 90. Ces résultats sont aussi comparables avec le cas du M-estimateur présenté dans le chapitre II.

III.2.2 Deuxième scénario

Nous avons choisi pour ce scénario de rajouter des capteurs PQV au nœud 52 pour pouvoir observer le comportement des algorithmes. Les deux fonctions objectif ont été comparées du point de vue temps de calcul et performance d'estimation des amplitudes de tension. Des simulations avec une erreur de 20% pour le capteur de V dans le nœud 52 ont été effectuées.

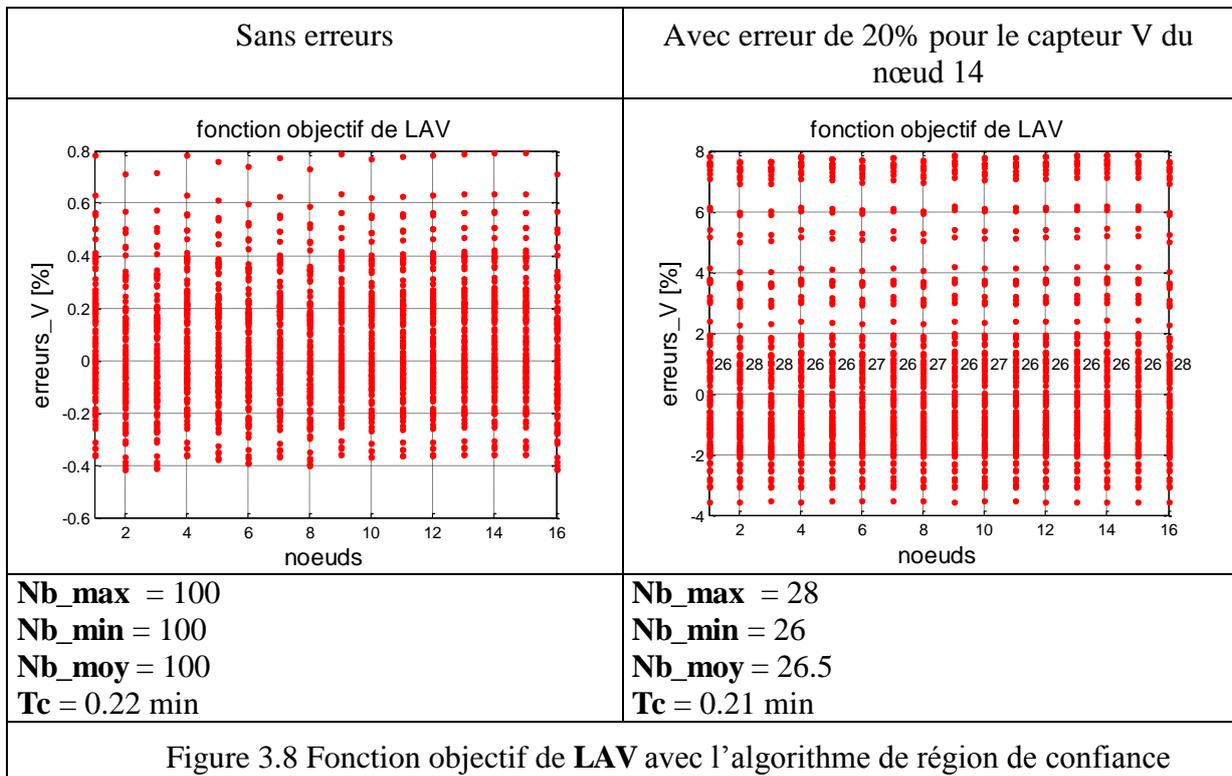
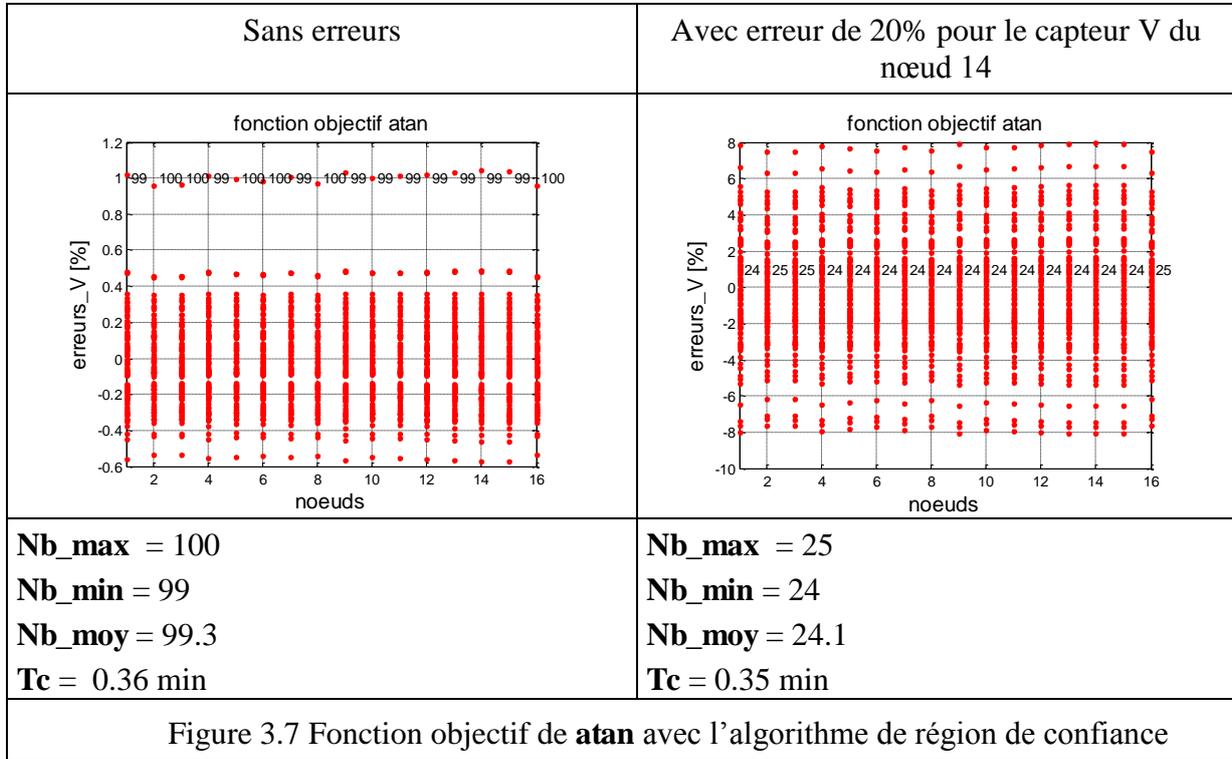
Les Figures 3.5 et 3.6 présentent les performances obtenues avec les deux fonctions. Nous retrouvons un temps de calcul plus important pour l'algorithme avec la fonction objectif de LAV, mais avec une meilleure performance que dans le cas de la fonction **atan**.

Pour le cas sans erreurs, l'estimation des amplitudes de tension est faite avec une bonne précision, plus petite que $\pm 0.7\%$, pour les deux cas choisis.



III.3. Résultats pour le réseau urbain

Le réseau urbain a été testé pour le cas le plus contraignant : il a toutes les pseudo-mesures centrées sur la puissance maximale (donc un énorme biais sur ces capteurs). Ainsi, les chutes de tension sont plus importantes car les courants de ligne sont importants, et l'estimation des tensions devient plus difficile.



Dans les Figures 3.7 et 3.8, nous pouvons remarquer l'influence d'un réseau fortement chargé, donc avec des chutes de tension importantes. Les performances des deux fonctions objectif sont comparables pour ce réseau.

Dans le cas de l'utilisation de la fonction LAV avec la méthode de région de confiance, nous avons un temps de calcul plus réduit que dans le cas des M-estimateurs. Les erreurs obtenues pour l'estimation des angles de tension, puissances actives et réactives sont importantes, comme pour les autres M-estimateurs.

Plusieurs fonctions objectif ont été testées (voir Annexes II), mais seulement celles qui ont présentées le plus d'intérêt, donc ayant les meilleurs résultats, ont été montrées dans cette section.

IV. COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENTES METHODES D'ESTIMATION D'ETAT UTILISEES

Dans cette section, une courte comparaison entre les différents types d'estimateurs développés est faite. Le but est de trouver l'estimateur le plus adapté aux réseaux de distribution français.

Dans le chapitre II, nous avons pu conclure que le vecteur d'état $V-\theta$ était le mieux adapté à nos besoins du point de vue performance d'estimation des amplitudes de tension. Ainsi, nous avons choisi de le tester avec différents algorithmes : WLS, les M-estimateurs et la région de confiance. Deux réseaux réels ont été choisis avec plusieurs scénarios pour nos études. La section 7 du chapitre 2 nous a démontré que la variante de M-estimateur de EDF R&D avait la performance la plus intéressante pour les scénarios choisis.

A partir des résultats obtenus avec la région de confiance dans ce chapitre, nous pouvons conclure que la fonction objectif la plus adaptée pour les scénarios choisis est la fonction de LAV, notamment en raison de meilleures performances lorsqu'il y a des mesures erronées. En conséquence, dans cette section, nous ferons une comparaison entre la méthode proposée par EDF R&D et l'algorithme de région de confiance avec la fonction de LAV.

Avec la méthode de région de confiance, nous pouvons avoir une convergence plus rapide et le pas d'estimation est adapté par l'algorithme. L'algorithme proposé par EDF R&D suppose une diminution de pas si l'estimation au pas $k+1$ donne une valeur pour la fonction objectif plus grande que à l'itération k . Dans l'algorithme de région de confiance avec la méthode de Dogleg, nous n'avons plus besoin de cette étape, qui est faite par l'algorithme lui-même.

Les deux méthodes donnent des performances correctes pour le cas sans erreurs de mesures sur les capteurs d'amplitude de tension. Même pour des réseaux avec des chutes de tension importantes, l'estimation de V est correcte s'il n'y a pas d'erreurs sur les mesures de tensions.

L'estimation des angles de tension, et en conséquence des puissances active et réactive, est faite avec des erreurs importantes. Pour pouvoir avoir une meilleure estimation sur ces grandeurs, il faut rajouter des mesures d'angle de tension et/ou puissances actives et réactives.

Algorithme	Variante EDF R&D	Région de confiance avec la fonction objectif de LAV
Temps de calcul	-	++
Estimation des V avec peu de capteurs et sans erreurs de mesure	+++	+++
Estimation des V avec peu de capteurs et avec des erreurs de mesure	++	+
Nombre itérations	+	+
Estimation des angles de tension	-	-
Problèmes de convergence	+++	+++
Adapté pour les réseaux de distribution	++	+

Tableau 3.1. Comparaison entre le M estimateurs var EDF R&D et région de confiance avec la fonction objectif de LAV.

Pour les réseaux choisis et les scénarios testés, nous pouvons remarquer la difficulté de trouver un estimateur et une méthode unique pour l'estimation d'état pour les réseaux de distribution. Pour la plus grande partie des tests, la variante de M-estimateur (SHGM avec une sous-relaxation) proposée par EDF R&D montre les résultats plus intéressants au niveau des performances d'amplitudes de tension.

Cette performance des estimations des amplitudes de tension peut être intéressante pour une fonction de monitoring et de réglage de tension du réseau, mais n'est pas adaptée à des fonctions avancées qui utiliseraient les puissances actives et réactives au niveau des nœuds de charges et de GED.

V. CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, nous avons proposé une autre méthode pour l'estimation d'état pour les réseaux de distribution. Elle est basée sur la minimisation d'un modèle de la fonction objectif autour du vecteur d'état estimé à l'itération courante. Ce modèle quadratique \mathbf{m}_c qui doit être résolu est le développement en série de Taylor autour de \mathbf{x}_k . Si l'estimation du modèle est correcte, l'algorithme choisit d'augmenter la région de recherche qui représente la région de confiance de l'algorithme. Par contre, si l'estimation à l'itération courante s'éloigne de l'estimation au pas précédent, l'algorithme choisira de rejeter le résultat et il diminuera la région et le pas de calcul.

Les difficultés présentées par cette méthode sont le choix de la région de confiance et du pas de calcul. La littérature propose plusieurs solutions, mais l'algorithme reste sensible au

choix de ces solutions. Ainsi, nous avons pu observer plusieurs performances de cette méthode en fonction de la résolution adoptée.

Pour le pas de calcul, nous avons adopté l'algorithme de Dogleg que la littérature présente comme étant plus adapté que d'autres. Comme nous avons choisi des scénarios contraints avec peu de capteurs et à forte charge, nous avons pu identifier les limites des algorithmes utilisés.

Les réseaux de distribution français sont très variés et complexes. Ainsi, nous trouvons une difficulté à choisir une méthode générale pour l'estimation d'état. Néanmoins, pour la plus grande partie des tests, nous avons obtenu la performance la plus importante pour l'estimateur proposé par EDF R&D, tout en montrant qu'il ne pourra pas être utilisé dans tous les cas.

Dans ce qui précède, nous avons pu déterminer qu'il suffisait de peu de capteurs dans le réseau pour avoir une bonne estimation de l'amplitude de tension. Par contre, l'estimation des autres grandeurs (angles de tension, courants, puissances, ...) était mauvaise pour tous les algorithmes développés, principalement du fait du manque de corrélation entre elles dans le cas des réseaux de distribution. Ainsi, puisque nous avons retenu la variante d'EDF R&D comme la plus performante des solutions testées, la seule solution pour améliorer l'estimation des variables autre que V est de rendre le réseau plus observable, donc d'augmenter le nombre de capteurs. Ceci a néanmoins des limites, notamment du point de vue économique. Nous devons donc maintenant nous attacher à résoudre une problématique de nombre, de placement optimal de capteurs et de leur précision, points importants pour l'amélioration de l'estimation d'état. Ceci va être abordé dans le chapitre IV.

CHAPITRE IV :

LES PLANS D'EXPERIENCES

CHAPITRE IV

LES PLANS D'EXPERIENCES

I. INTRODUCTION

Durant les premiers chapitres, nous avons montré la nécessité d'avoir une observabilité correcte de notre système pour pouvoir ensuite bien le contrôler. Nous proposons dans ce chapitre une méthode novatrice pour avoir l'emplacement optimal des mesures pour permettre une meilleure efficacité des fonctions avancées d'automatisation dans un réseau de distribution. L'algorithme que nous proposons se base sur les plans d'expériences. Pour les systèmes avec beaucoup de paramètres à optimiser, les méthodes classiques (matrices de sensibilité) ou plus exotiques (algorithmes génétique) ont besoin de réaliser un nombre très important de tests pour obtenir les réponses souhaitées. Aussi, ces méthodes peuvent avoir des difficultés de calcul, par exemple des matrices creuses avec des dimensions importantes qui doivent être inversées. L'utilisateur peut alors se trouver dans l'impossibilité de réaliser tous les essais nécessaires, pouvant être limité par un temps de calcul important (explosion combinatoire) et/ou l'absence des données d'entrées nécessaires. La méthode des plans d'expériences doit permettre d'éliminer tous ces désavantages. En effet, le nombre d'expériences demandées pour trouver la réponse est considérablement réduit comme on le verra dans les sections suivantes.

Dans la littérature, les plans d'expériences ont souvent été utilisés pour résoudre les problèmes qui apparaissent lors du réglage des paramètres des correcteurs (beaucoup de paramètres qui influencent le correcteur et donc une difficulté à trouver les bonnes valeurs) [FAU-06]. Ils ont aussi été très utilisés pour la recherche des paramètres influents sur la réponse des machines très lourdes, donc difficilement transportables pour effectuer des tests, touchées par le vieillissement et donc dans l'impossibilité d'être testées avec les méthodes classiques, ainsi que pour le dimensionnement des machines [GIL-06]. Une courte description de la méthode et des scénarios choisis pour nos études sera présentée, ainsi que les résultats obtenus. Le but de ce chapitre n'est pas de détailler tous les types de plans

d'expériences, mais de faire une présentation de celui que nous avons choisi et des avantages qu'il présente.

Nos simulations étaient basées sur un emplacement optimal des capteurs pour un réseau de distribution dans le but de minimiser les problèmes de tension après l'application de la fonction avancée d'automatisation : VVC (réglage coordonné de tension et optimisation des flux de puissance réactive). Si les entrées de la fonction VVC, pour notre cas les puissances actives et réactives dans les nœuds de charge, présentent des erreurs importantes, elle peut ne pas donner les bonnes consignes pour l'optimisation du plan de tension et la minimisation des pertes. Ainsi, notre but était de trouver le nombre optimal de capteurs PQ pour avoir en sortie de la VVC un plan de tension dans les limites réglementaires, tout en minimisant les pertes du réseau. Pour une meilleure compréhension de la problématique nous présentons dans les parties suivantes l'algorithme du réglage de tension que nous avons utilisé pour ces études, la méthode des plans d'expériences, les hypothèses d'étude et les résultats obtenus.

II. REGLAGE DE TENSION – VVC [BER-10]

Le réglage de tension a pour but de ramener le plan de tension d'un réseau dans les limites imposées par la réglementation : $\pm 5\%$ autour de U_n . Actuellement, le réglage de tension sur les réseaux de distribution HTA est fait seulement à l'aide du régleur en charge (Figure 4.1) au niveau du poste de transformation HTB/HTA. Il règle la tension au niveau du jeu de barres du poste source HTB/HTA autour d'une tension de référence en changeant la position de la prise du régleur en charge. Ce type de réglage ne peut pas couvrir tout le réseau, ainsi, nous pouvons avoir des sous-tensions données par la consommation importante couplée à la longueur des lignes dans le réseau ou des surtensions données par l'insertion d'une puissance active significative par les producteurs, GED, dans le réseau.

Le réglage de tension que nous avons utilisé dans nos études a été développé dans le cadre d'une thèse de doctorat effectuée au G2Elab par Boris Berseneff [BER-10]. Il a proposé un nouveau concept de réglage de tension en agissant sur la position de la prise du régleur en charge puis sur les puissances réactives que les GED peuvent absorber, pour la diminution de la tension, ou injecter, pour l'augmentation locale de la tension (Figure 4.2). Cette proposition consiste à optimiser les flux de puissance réactive dans le réseau tout en tenant le plan de tension entre les limites réglementaires. Ainsi, la fonction objectif est représentée par la minimisation des pertes actives dans le réseau, avec comme contraintes la tenue des tensions dans la bande admissible.

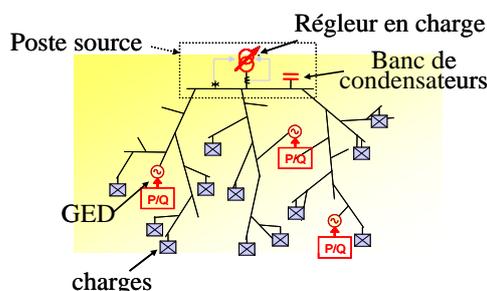


Figure 4.1. Etat actuel du réglage de tension au niveau des réseaux de distribution

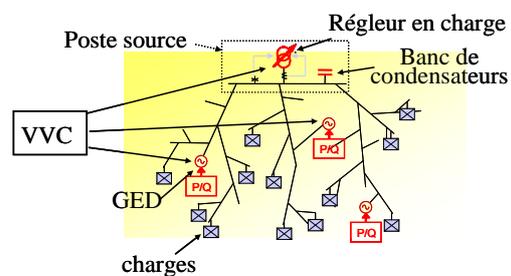


Figure 4.2. Principe du réglage de tension proposé par [BER-10]

Le régleur en charge est un dispositif contrôlé de manière discrète, il ne peut changer qu'une prise à la fois, par contre la puissance réactive des GED est une grandeur continue. En conséquence, [BER-10] a proposé un réglage mixte. Si nous nous retrouvons sur la prise n du régleur en charge, une optimisation des consignes de puissance réactive des GED est faite tout en minimisant les pertes actives dans le réseau et en maintenant le plan de tension dans les limites réglementaires. Ensuite, la prise du régleur en charge prend la valeur $n+1$ et une nouvelle optimisation des consignes est faite. La même technique est appliquée pour la valeur de la prise égale à $n-1$. La prise retenue sera celle pour laquelle les pertes obtenues sont les plus petites, représentant le cas optimal (Figure 4.3). Tout ceci considérant que le régleur en charge ne change que d'une prise à la fois en région nominal de fonctionnement.

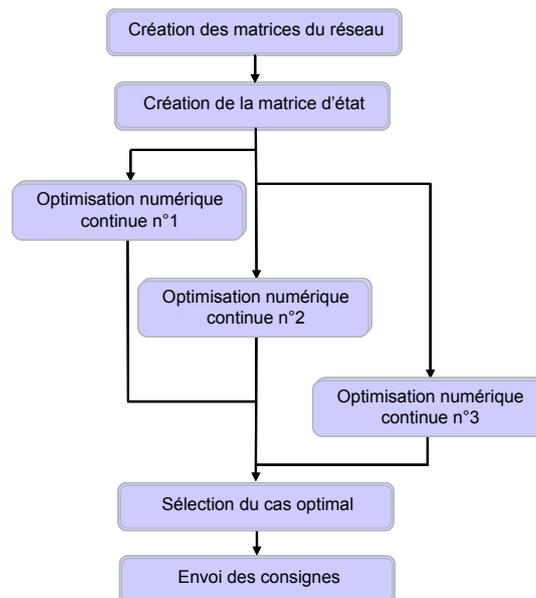


Figure 4.3 : Schéma synoptique de l'algorithme VVC [BER-10].

Les plans d'expériences ont été appliqués pour cet algorithme de réglage de tension. Ainsi, les réponses des plans d'expériences ont été qualifiées par les pertes optimales données par la VVC, en vérifiant qu'il n'y a pas de dépassements de tension. Le paragraphe suivant présente le principe des plans d'expériences, avant de montrer les résultats obtenus.

III. INITIATION DANS LES PLANS D'EXPERIENCES

III.1. Historique

Les plans d'expériences proviennent de méthodes mathématiques et statistiques appliquées à l'expérimentation. Les premières applications ont été faites dans le domaine de l'agronomie. Les scientifiques agronomes avaient beaucoup de paramètres à étudier, et peu de possibilités de renforcer le nombre d'expériences en raison de leurs durées. En 1925, Fisher [FIS-25], [FIS-35] a proposé une méthode pour étudier plusieurs paramètres simultanément. Cette méthode a été développée ensuite par des mathématiciens et statisticiens qui ont défini

les tables d'expériences. Ils ont déployé une méthode pour diminuer considérablement le nombre d'essais sans diminuer la pertinence des résultats. Ainsi, les entreprises, afin de diminuer le nombre de prototypes à réaliser lors d'un développement industriel, se sont intéressées à cette méthode. Dans les années 1960, au Japon, Taguchi [TAG-85] a permis une forte expansion de l'utilisation des plans d'expériences en milieu industriel. Au cours de ces dernières années, cette méthode a également connu une forte expansion dans la plupart des secteurs d'activités grâce à sa pertinence.

III.2. Principe

Nous avons retenu la méthode des plans d'expériences dans le but d'obtenir un maximum de renseignements avec un minimum d'essais. La caractéristique principale de l'algorithme est d'organiser au mieux les essais qui accompagnent une recherche scientifique ou des études industrielles [GOU-01]. Nous étions intéressés à l'aspect facteur de participation d'une variable d'entrée (une grandeur mesurée) par rapport à l'efficacité de la fonction VVC.

Les plans d'expériences ont été appliqués dans plusieurs disciplines et par les industries qui cherchent à avoir un lien entre une grandeur d'intérêt y , et des variables x_i . Si l'utilisateur s'intéresse à une fonction du type (4.1), donc à avoir une réponse en fonction de l'influence des variables d'entrées, il peut penser aux plans d'expériences :

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (4.1)$$

La dépendance d'un phénomène à plusieurs paramètres est étudiée dans différents domaines et l'utilisation de la méthode intuitive n'est pas toujours la meilleure. Cela est dû au fait qu'il faut imposer le niveau de toutes les variables, sauf une qui varie, et calculer les réponses ou sensibilités associées. Cette logique doit être répétée pour la variation de toutes les variables. Ainsi, le nombre d'essais à réaliser peut devenir irréalisable. Pour la méthode des plans d'expériences, le nombre d'essais peut être optimisé car les paramètres varient tous de manière coordonnée pendant une expérience. Les plans d'expériences nous permettent :

- d'organiser une expérimentation pour comparer et hiérarchiser les effets de plusieurs facteurs sur une réponse,
- d'évaluer et d'interpréter les effets principaux et les effets des interactions,
- de modéliser la variation d'une réponse au sein du domaine expérimental.

L'application des plans d'expériences consiste à suivre des règles mathématiques et à avoir une approche rigoureuse sur la caractérisation des « expériences » à mener. La littérature propose plusieurs types de plans d'expériences. L'utilisateur doit s'appuyer sur deux notions importantes pour pouvoir choisir la méthode la plus adaptée à ses besoins, celle de **d'espace expérimental** et celle de **modélisation mathématique** des grandeurs étudiées [GOU-00].

III.3. Concept d'espace expérimental

La réponse d'une expérience dépend de plusieurs variables (facteurs) qui peuvent prendre plusieurs niveaux (valeurs). La valeur donnée à un facteur pour réaliser un essai est appelée niveau. Pour avoir la possibilité d'étudier l'influence d'un facteur, en général, il faudra le limiter entre deux bornes, la borne inférieure étant le niveau bas et la borne supérieure étant le niveau haut (Figure 4.4). Le domaine de variation du facteur est constitué de toutes les valeurs comprises entre le niveau bas et le niveau haut.

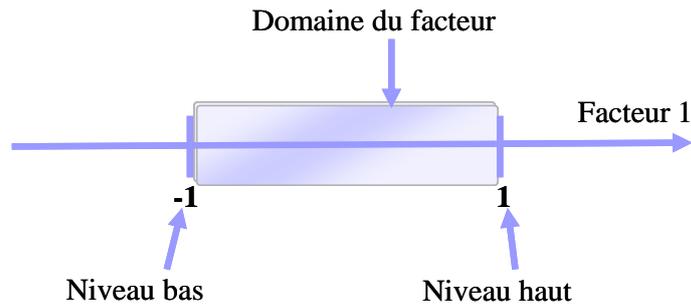


Figure 4.4 : Le niveau bas du facteur est noté par -1 et le niveau haut par 1 [GOU-00].

Si nous avons deux facteurs, il faut définir aussi le niveau haut, le niveau bas et le domaine de variation du deuxième. Il sera représenté par un axe gradué, orienté et orthogonal au premier. Ainsi, cet espace euclidien à deux dimensions sera appelé l'espace expérimental (Figure 4.5).

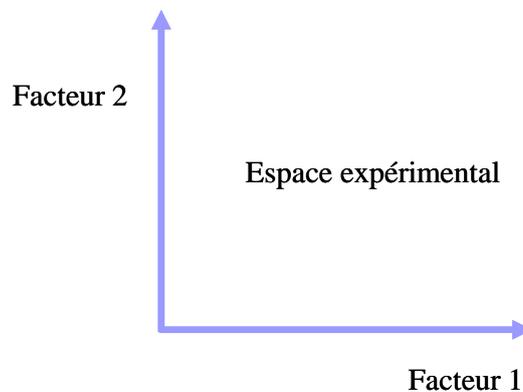


Figure 4.5 : L'espace expérimental défini par deux facteurs [GOU-00].

Une expérience donnée peut être représentée dans l'espace expérimental par un point qui a comme coordonnées le niveau x_1 du facteur 1 et le niveau x_2 du facteur 2 pour cette expérience (Figure 4.6).

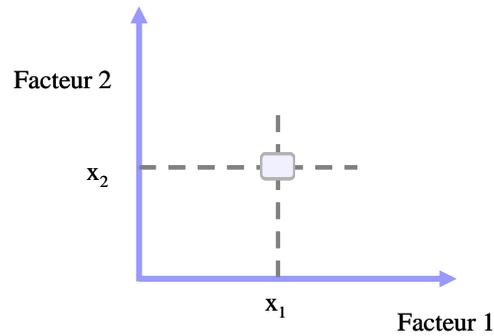


Figure 4.6 : Point expérimental défini par les niveaux de deux facteurs [GOU-00].

L'ensemble des points expérimentaux forme un plan d'expérience. Le regroupement des domaines de tous les facteurs définit le "domaine d'étude". Ce domaine d'étude est la zone de l'espace expérimental choisie par l'expérimentateur pour faire ses essais. Une étude, c'est-à-dire plusieurs expériences bien définies, est représentée par des points répartis dans le domaine d'étude (Figure 4.7). Par exemple, pour deux facteurs, le domaine d'étude est une surface, dans notre exemple $[-1, 1] \cdot [-1, 1]$ et l'espace expérimental est \mathcal{R}^2 . Cette modalité de décrire une expérimentation par des points dans un espace cartésien est une représentation géométrique de l'étude.

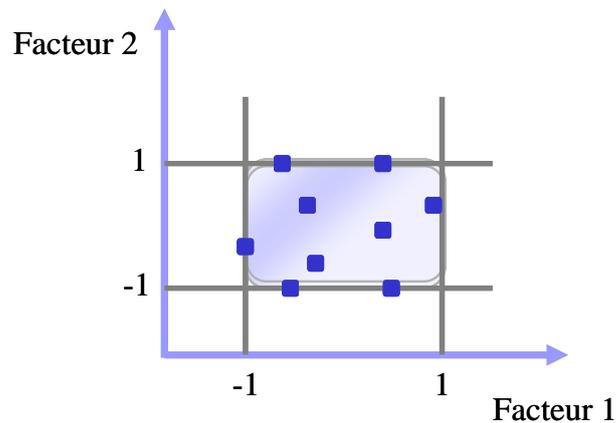


Figure 4.7 : Le domaine d'étude défini par l'expérimentateur [GOU-00].

A une réponse du système étudié correspond un point du domaine d'étude, ainsi, l'ensemble des réponses correspond à l'ensemble des points du domaine. Leur localisation est appelée "surface de réponse" (Figure 4.8).

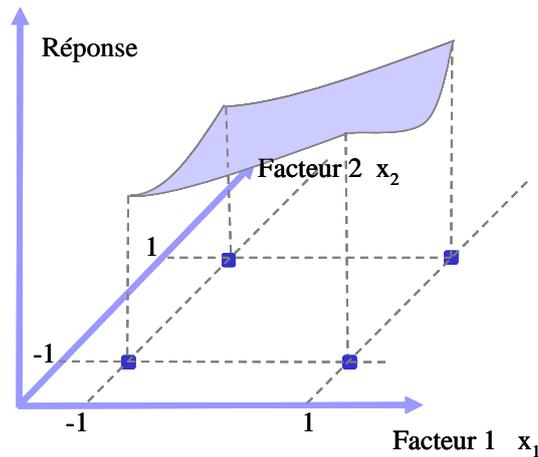


Figure 4.8 : La surface de réponse [GOU-00].

Les notions présentées sont applicables pour des variables continues, mais nous pouvons avoir aussi des variables discrètes. Dans ce cas, nous pouvons aussi parler d'espace expérimental, mais il n'aura pas les mêmes caractéristiques, représentant une généralisation à une dimension n .

III.4. Concept de modélisation mathématique [GOU-01]

L'utilisateur va souvent rechercher une fonction mathématique qui relie la réponse aux facteurs. Nous rappelons que toute fonction continue f , quelque soit son nombre de variables, peut être approchée en une somme de séries entières construite à partir de f et de ses dérivées successives en un point donné. Ainsi, nous prenons le développement en série de Taylor :

$$f(x, y) = f(x_0, y_0) + \frac{1}{1!} \frac{\partial f(x_0, y_0)}{\partial x} (x - x_0) + \frac{1}{1!} \frac{\partial f(x_0, y_0)}{\partial y} (y - y_0) + \frac{1}{2!} \left[\frac{\partial^2 f(x_0, y_0)}{\partial x^2} (x - x_0)^2 + 2 \frac{\partial^2 f(x_0, y_0)}{\partial x \partial y} (x - x_0)(y - y_0) + \frac{\partial^2 f(x_0, y_0)}{\partial y^2} (y - y_0)^2 \right] + \dots \quad (4.2)$$

Nous avons, autour de $x_0 = 0, y_0 = 0$, la série de MacLaurin et en changeant de notation pour $i = 1..2$:

$$y = f(x_1, x_2) \cong f(0,0) + \frac{1}{1!} \frac{\partial f}{\partial x_1}(0)x_1 + \frac{1}{1!} \frac{\partial f}{\partial x_2}(0)x_2 + \frac{1}{2!} \left[\frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2}(0)x_1^2 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} x_1 x_2 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} x_2 x_1 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2}(0)x_2^2 \right] + \dots \quad (4.3)$$

Les dérivées sont supposées constantes et le développement peut prendre la forme d'un polynôme de degré plus ou moins élevé, suivant le besoin de l'utilisateur:

$$y = a_0 + \sum a_i x_i + \sum_{i \neq j} a_{ij} x_i x_j + \sum a_{ii} x_i^2 + \dots \quad (4.4)$$

où :

- y est la réponse ou la grandeur d'intérêt. Elle est mesurée au cours de l'expérimentation et elle est obtenue avec une précision donnée.
- x_i représente le niveau attribué au facteur i par l'expérimentateur pour réaliser un essai. Cette valeur est parfaitement connue. On suppose même que ce niveau est déterminé sans erreur (hypothèse classique de la régression).
- a_0, a_i, a_{ij}, a_{ii} sont les coefficients du modèle mathématique adopté a priori. Ils ne sont pas connus et doivent être calculés à partir des résultats des expériences.

L'intérêt de modéliser la réponse par un polynôme est de pouvoir calculer, ensuite, toutes les réponses du domaine d'étude sans être obligé de faire toutes les expériences. Ce modèle est appelé "modèle postulé" ou "modèle a priori" [GOU-00].

Le modèle a priori peut être différent du modèle réel qui décrit le phénomène étudié. Ainsi, nous pouvons avoir un écart entre ces deux modèles, écart appelé « manque d'ajustement » (**lack of fit** en anglais).

Les réponses peuvent être aléatoires parce que nous pouvons avoir différents résultats si on mesure plusieurs fois une réponse en un point donné. Cette dispersion des résultats est appelée erreur expérimentale.

Le manque d'ajustement et l'erreur expérimentale, sont souvent réunis dans un seul écart, noté e . Le modèle utilisé par l'expérimentateur s'écrit alors :

$$y = a_0 + \sum a_i x_i + \sum_{i \neq j} a_{ij} x_i x_j + \sum a_{ii} x_i^2 + \dots + e \quad (4.5)$$

Chaque réponse est modélisée par un polynôme de la forme 4.5 dont les coefficients a_i sont les inconnues qu'il faut déterminer. Si nous avons n essais à la fin du plan d'expérience nous avons n équations avec p inconnues, où p est le nombre de coefficients a_i . En notation matricielle le système peut s'écrire comme :

$$y = Xa + e \quad (4.6)$$

où :

- y est le vecteur des réponses.
- X est la matrice de calcul, ou matrice du modèle, qui dépend à la fois des points expérimentaux choisis pour exécuter le plan et du modèle postulé.
- a est le vecteur des coefficients.
- e est le vecteur des écarts.

Si le système (4.5) n'a pas un nombre supérieur d'inconnues au nombre d'équations, nous pouvons utiliser la méthode de régression qui utilise le critère des moindres carrés. Nous avons une estimation des coefficients qui sera donnée par l'équation 4.7 :

$$\hat{a} = (X^T X)^{-1} X^T y \quad (4.7)$$

où X^T est la matrice transposée de X .

La littérature propose plusieurs types de plans d'expériences [GOU-00]. Parmi les plans d'expériences les plus classiques, on trouve :

- Les plans factoriels complets à deux niveaux.
- Les plans factoriels fractionnaires à deux niveaux.
- Les autres plans à deux niveaux.
- Les plans à plusieurs niveaux.
- Les plans pour surfaces de réponse.
- Les plans de mélanges.
- Les plans booléens.
- Les plans optimaux.
- Les plans pour simulations numériques.

Les plans factoriels complets à deux niveaux sont des plans qui possèdent un nombre de niveaux limité à deux pour chaque facteur. Au cours de l'expérimentation, toutes les combinaisons de niveaux sont effectuées et sont utilisées pour les variables continues et pour les variables discrètes. Leur inconvénient concerne le nombre d'essais demandé. Ainsi, s'il y a n facteurs, il faut effectuer 2^n essais. Les plans factoriels fractionnaires à deux niveaux permettent de réduire ce nombre, toujours en étudiant tous les facteurs. Pour ce type de plan d'expérience, nous pouvons avoir une réduction de 2^k fois d'essais, le nombre d'expériences effectuées étant de 2^{n-k} . Parce que le nombre d'inconnues est plus grand que le nombre d'équations, un modèle du système (4.6) sera calculé, où les coefficients a_i sont aliassés (groupés) dans des contrastes. Ainsi, ces contrastes représentent des combinaisons mathématiques des coefficients a_i , en réduisant le nombre des valeurs à estimer. Les paramètres estimés seront les contrastes l_i qui présentent la difficulté d'interprétation pour retrouver les coefficients a_i .

Les modèles mathématiques du premier degré sont employés par les plans factoriels complets et fractionnaires. Ils arrivent à couvrir la plupart des besoins des expérimentateurs et ils sont employés dans la majorité des cas. D'autres plans à deux niveaux, basés également sur un modèle mathématique du premier degré, ont été mis au point pour répondre à des situations particulières, comme les plans de Koshal, les plans de Rechtschaffner, les plans de Plackett et Burman, les tables de Taguchi et les plans supersaturés [GOU-01]. La méthode que nous avons utilisée et qui sera présentée dans la section suivante est la méthode de Taguchi.

IV. METHODE DE TAGUCHI

IV.1. Introduction

Nous avons vu l'apport de l'utilisation de plans fractionnaires qui permettent de diminuer considérablement le nombre d'essais à réaliser pour identifier les coefficients d'un modèle. Cependant, ce gain n'est pas sans conséquence parce que nous pouvons nous retrouver avec des confusions entre certaines actions (utilisation des alias) dans le cas des plans fractionnaires. La méthode préconisée par Genichi Taguchi a été conçue pour enrichir

les méthodes de plans d'expériences en apportant une amélioration considérable aux plans factoriels complets et fractionnaires.

Les tables standards de Taguchi considèrent que les interactions d'ordre 2, les interactions entre deux facteurs, sont négligeables sauf quelques-unes parfaitement identifiées. Les interactions d'ordre supérieur à 2 seront toujours considérées comme négligeables. Taguchi a proposé plusieurs tables qui répondent aux exigences d'utilisateurs.

L'expérimentateur peut choisir les facteurs et les interactions qu'il veut étudier en fonction du modèle utilisé et des objectifs souhaités. Dans les tables de Taguchi, les places des facteurs ont leur importance. Ainsi, les facteurs les plus difficiles à réaliser effectueront le moins de changement de niveau possibles. Ils seront regroupés par degrés de difficulté de réalisation.

Cette méthode a connu un succès dans un premier temps dans les secteurs industriels et en particulier dans le domaine agroalimentaire, puis a été reprise par les statisticiens pour un développement plus large.

IV.2. Le modèle utilisé [SAB-00]

Après le choix des facteurs qui peuvent influencer la réponse, l'utilisateur doit trouver un modèle correspondant aux hypothèses. Le modèle est une expression linéaire de la variable réponse en fonction des facteurs et des interactions que l'on suppose avoir un effet sur la réponse. De manière générale, le modèle peut être écrit par l'équation (4.8), comme étant une modalité symbolique en l'absence de ces coefficients pour voir l'interaction des facteurs :

$$y = a_0 + F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_1F_3 + F_2F_4 \quad (4.8)$$

Nous pouvons observer les effets des facteurs propres F_1 , F_2 , F_3 et F_4 , ainsi que les interactions F_1F_3 et F_2F_4 ; les autres interactions étant supposées négligeables. Le paramètre a_0 est un terme constant du modèle. F_1 , F_2 , F_3 , F_4 , F_1F_3 et F_2F_4 représentent les éléments du modèle.

Chaque ligne du tableau (ou matrice) d'expériences correspond à un essai expérimental indiquant les niveaux que doivent prendre les facteurs étudiés. Par exemple, si nous avons 3 facteurs : le facteur F_1 prend trois niveaux (1, 2 et 3), le facteur F_2 prend deux niveaux (1 et 2) et le facteur F_3 prend deux niveaux (1 et 2), nous pouvons écrire la table de Taguchi (Figure 4.9).

Nous pouvons observer que la Table de Taguchi limite le nombre de combinaisons des niveaux des facteurs, et donc, le nombre d'expériences à tester et pour identifier le niveau pris par un facteur, il suffit de regarder une ligne de la table, par exemple pour la dernière ligne du tableau on voit que le facteur F_1 a le niveau 3, le facteur F_2 à le niveau 1 et le facteur F_3 a le niveau 1, et que la réponse est y_9 .

N° d'essai	Facteur F1	Facteur F2	Facteur F3	Réponse y
1	1	1	1	y1
2	2	1	2	y2
3	3	2	1	y3
4	3	2	2	y4
5	2	1	1	y5
6	1	1	2	y6
7	2	2	1	y7
8	1	2	2	y8
9	3	1	1	y9

Figure 4.9 : Table des expériences [SAB-00].

IV.3. Principe [SAB-00]

Pour désigner une table de Taguchi, il faut tenir compte du nombre de lignes dans la table d'expériences. Pour l'exemple présenté, nous avons une table T9. Chaque facteur peut être caractérisé par :

- n_i – le nombre de niveaux que le facteur peut avoir (par exemple pour le cas présenté nous avons $n_1 = 3$ pour le facteur F_1) ;
- d_i – le degré de liberté du facteur F_i égal à $n_i - 1$;
- d_{ij} le degré de liberté de l'interaction $F_i F_j$, égal au produit $(n_i - 1)(n_j - 1)$;

Le modèle peut être caractérisé par son degré de liberté d_M , égal à la somme des degrés de liberté des éléments constituant le modèle et par les couples de niveaux $N_{i,j}(a,b)$, représentant le nombre de fois où le couple (a,b) se répète dans la table d'expériences (où \mathbf{a} désigne un niveau du facteur F_i et \mathbf{b} désigne un niveau du facteur F_j). Par exemple, si nous considérons les facteurs F2 et F3, donc $i = 2$ et $j = 3$ et nous regardons pour les niveaux $(2,1)$, donc $a = 2$ et $b = 1$, nous retrouvons le couple de niveau $N_{23}(2,1) = 2$ (pour y_3 et y_7).

La méthode de Taguchi consiste à utiliser des tables orthogonales par rapport au modèle choisi par l'expérimentateur. Une table d'expérience est considérée orthogonale si tous les éléments du modèle sont orthogonaux dans cette table. Deux facteurs F1 et F2 sont orthogonaux dans une table d'expériences si tous les couples de niveaux de ces facteurs existent et sont en nombre identique, donc le couple de niveau $N_{12}(a,b)$ est égal à une constante ($C_{1,2}$) non nulle quelque soit le couple (a,b) . Parce que tous les facteurs sont orthogonaux deux à deux dans une table orthogonale par rapport à un modèle, nous retrouvons :

$$\begin{aligned}
 T &= C_{1,2} n_1 n_2 \\
 T &= C_{1,3} n_1 n_3 \\
 &\vdots \\
 T &= C_{1,j} n_1 n_j \\
 &\vdots
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Une des difficultés pour l'expérimentateur réside dans le choix d'une table orthogonale appropriée à la construction du plan. Pour choisir la table, il faut d'abord déterminer ses dimensions, c'est-à-dire le nombre d'essais à réaliser correspondant au nombre de lignes. Ainsi, la propriété du choix de la table est déduite à partir de l'équation (4.9): le nombre d'essais dans une table orthogonale par rapport à un modèle vérifie :

$$T = k \cdot \text{PPCM}(n_i, n_j / i \neq j) \quad (4.10)$$

où k est un entier positif et PPCM désigne le plus petit commun multiple. Aussi, le nombre d'essais T doit être supérieur ou égal au degré de liberté du modèle d_M . Le nombre de colonnes de la table correspond au nombre d'éléments composant le modèle.

Nous voyons la dépendance du choix de la table au modèle utilisé. Dans nos études, nous avons utilisé les tables de Taguchi pour des modèles sans interaction, donc les facteurs n'ont pas de corrélations entre eux.

Le programme « GOT », développé au laboratoire G2Elab, contient déjà par défaut des plans d'expérience prédéfinis (Box, Taguchi, entre autres). Nous avons utilisé ce programme dans nos simulations. Il nous a permis d'avoir en sortie l'influence de chaque facteur (variable d'entrée) à la réponse (sortie), étant donné sous la forme d'une fonction (voir la section suivante § V).

Les tables de Taguchi utilisées dans nos études et leur façon d'interprétation seront détaillées dans le sous-chapitre suivant.

Plusieurs essais ont été faits sur différents réseaux et scénarios, mais nous allons montrer seulement ceux qui sont les plus importants pour nos considérations (l'emplacement optimal des capteurs PQ pour avoir un bon fonctionnement de la VVC).

V. PLANS D'EXPERIENCE POUR L'OBSERVABILITE

V.1. Introduction

Nous avons montré, avec tous les types de vecteurs d'état que nous avons développés avec différentes méthodes, que l'utilisation de mesures seulement au poste source et des pseudo-mesures pour les charges ne suffit pas pour avoir une bonne estimation du réseau. Ainsi, nous avons proposé l'utilisation des plans d'expériences. Le but des plans d'expériences pour l'estimation d'état est de nous aider à trouver le nombre, l'emplacement et la précision des capteurs pour un réseau donné.

Du fait que le réseau de distribution comporte beaucoup de nœuds, nous avons essayé de trouver le nombre et la précision des capteurs pour avoir les pertes en sortie de la Fonction Avancée d'Automatisation, réglage de tension (VVC) les plus proches possibles de la valeur optimale. Les pertes réelles sont calculées de la manière suivante : des valeurs réelles pour les puissances actives et réactives dans les postes HTA/BT sont introduites dans la VVC ; puis un calcul de répartition de charge est fait et on obtient la valeur des pertes réelles. Si la VVC a une mauvaise observabilité du réseau, elle va donner de mauvaises consignes aux GED et au

régleur en charge et donc, elle va s'éloigner de l'optimum et dépassera la tension réglementaire.

V.2. Hypothèses

Dans cette partie, le réseau utilisé avec la maquette logicielle est un réseau rural de 559 nœuds, avec 195 postes HTA/BT, chacun alimentant une charge, 4 GED, un régleur en charge et 7 départs HTA. Le nœud bilan est représenté par le nœud du niveau de tension HTB (63kV). Ainsi, nous avons pu faire le réglage de tension en réglant le plot du régleur en charge et les niveaux d'injection ou d'absorption de puissance réactive des GED. Le réseau utilisé est présenté dans la Figure 4.10. Notons qu'une des GED est sur un départ dédié. Il faut mentionner que dans cette partie, nous n'avons pas utilisé un calcul d'estimateur d'état, les valeurs mesurées étant introduites directement dans la VVC.

Nous avons donc fait le choix de trouver l'emplacement et la précision des capteurs PQ pour la fonction de réseau VVC considérée sans l'estimateur d'état. Ceci est dû à l'impact local des capteurs des puissances active et réactive sur la performance de l'estimateur d'état. Cette influence locale des capteurs PQ a été montrée dans le chapitre II par les études sur différents réseaux de distribution avec les vecteurs d'état proposés. De ce fait, nous présentons les résultats d'emplacement optimal des capteurs PQ dans un réseau de distribution pour l'amélioration de la sortie de la VVC, fonction avancée d'automatisation qui a besoin des puissances des nœuds en entrée. Aussi, en raison du nombre important de nœuds du réseau, l'estimateur d'état doit être effectué par poches qui, ensuite, doivent être corrélées. Autrement, les matrices \mathbf{H} (matrice Jacobienne) et \mathbf{G} (matrice Gain) seraient trop grandes (à cause du nombre des nœuds) et creuses (à cause de la structure radiale des réseaux de distribution et donc du manque des corrélations entre les mesures faites et les variables du vecteur d'état). Ceci implique des problèmes de conditionnement des matrices et la difficulté de calculer leurs matrices inverses.

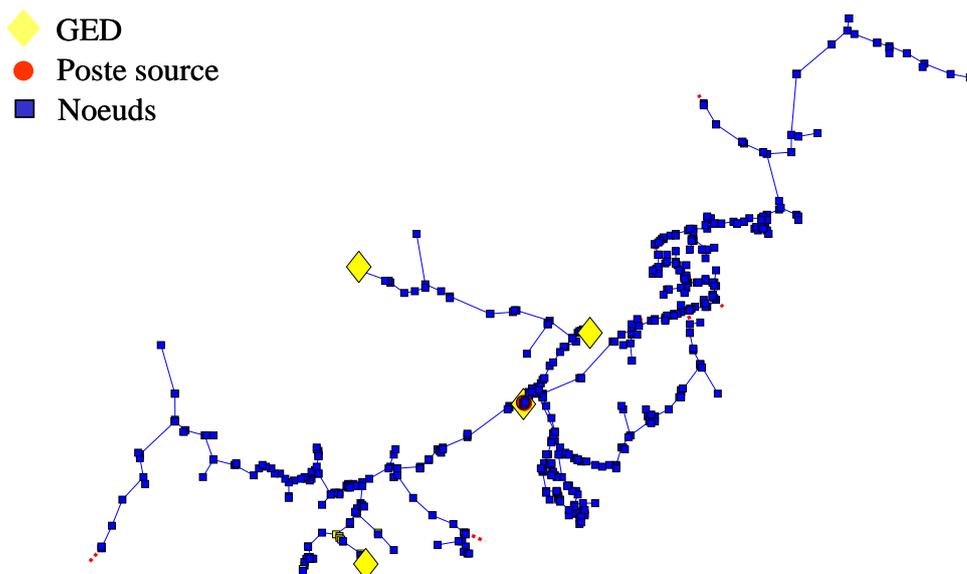


Figure 4.10 : Réseau rural (Configuration 0).

Comme nous l'avons vu précédemment pour les plans d'expériences, on a besoin de variables d'entrées, de facteurs, et de sorties (les réponses). Pour nos simulations, nous avons pris les hypothèses suivantes :

✚ les variables d'entrée x_i :

- sont les puissances dans les nœuds de charge (où on n'a pas de mesures réelles)
- prennent des valeurs entre 0 et 1 :
 - " 0 " représente une mesure réelle avec une précision de 1%
 - " 1 " représente une mesure (type pseudo-mesure) avec une précision de 50%
 - " 0.5 " représente une mesure avec une précision de 25%

✚ la réponse y :

- est représentée par les dégradations des pertes issues d'un calcul de répartition de charge (Load Flow en anglais) après un réglage de tension (VVC), calculées de la manière suivante :

$$y = \Delta \text{Pertes}_{\text{moy}}$$

$$\Delta \text{Pertes}_i = \frac{\text{Pertes}_{\text{calc}} - \text{Pertes}_{\text{réelles}}}{\text{Pertes}_{\text{réelles}}} \cdot 100 \quad i = 1 \dots 10 \quad (4.11)$$

$$\Delta \text{Pertes}_{\text{moy}} = \frac{\Delta \text{Pertes}_1 + \dots + \Delta \text{Pertes}_{10}}{10}$$

- la valeur " 10 " représente le nombre de tirages sur les gaussiennes des mesures.
- parce que les entrées ne sont pas corrélées, la forme de la réponse obtenue par les plans d'expérience est :

$$y = a_0 + \sum a_i x_i \quad (4.12)$$

- les coefficients a_i donneront l'importance d'une mesure de puissance active et réactive dans les nœuds HTA/BT.

✚ pour tous les calculs, nous avons utilisé :

- des capteurs PQV au poste source
- des capteurs PQV dans les nœuds avec GEDs

✚ nous avons utilisé les Tables de Taguchi 16 :

- on peut avoir 15 entrées pour les plans d'expériences.
- on aura 16 expériences, pour lesquelles les facteurs prendront les valeurs 0 ou 1 de manière optimisée par l'algorithme et une dernière expérience appelée "expérience de validation" pour laquelle la valeur prise pour tous les facteurs est 0.5.
- les Tables de Taguchi 16 prennent les valeurs 0 et 1 parce que l'algorithme va chercher à travailler avec les limites haute et basse du domaine d'étude.

- puisque nous avons pris les limites 0 et 1 pour le plan d'expérience, le programme GOT va faire un changement de variable (0 pour lui sera -1 et 1 sera 1).
- dans la Figure 4.11, on montre la forme d'une table de Taguchi 16 :

X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄	X ₁₅	Δperte s moy
0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	1	1	P ₁
⋮															⋮
1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	P ₁₆
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	P ₁₇

Figure 4.11 : Table de Taguchi 16.

Parce que nous avons 195 nœuds de charge, il a fallu faire 13 poches ($13 * 15 = 195$). Nous avons alors appliqué les tables de Taguchi 16 pour chacune d'elles.

Dans la suite, nous appelons « Configuration 0 » la première configuration introduite (Figure 4.10). Trois points de fonctionnement ont été choisis pour nos simulations. Deux de ces points correspondent à des points de la courbe de charge temporelle. Ainsi, nous avons choisi un point de fonctionnement quand le réseau est fortement chargé (18 janvier à 19h), un point quand le réseau est le moins chargé (10 août à 4h du matin) et un point quand toutes les charges sont à leur puissance maximale (cas non réaliste, mais extrême).

Les capteurs étant déployés dans le réseau, il faut qu'ils répondent à toutes les configurations topologiques possibles. En conséquence, nous avons choisi d'appliquer les plans d'expériences pour deux autres configurations de ce réseau.

La deuxième configuration (Configuration 1) adoptée dans nos études comporte 455 nœuds avec 157 postes HTA/BT, chacun alimentant une charge, 4 GEDs, un régleur en charge et 7 départs HTA (Figure 4.9). Nous avons ainsi choisi de supprimer une partie du réseau correspondant au départ le plus long (transfert de charge sur le poste source voisin). Les simulations ont été faites toujours sur trois points de fonctionnement : 7 janvier à 19h quand le réseau est fortement chargé, faible charge 10 août à 4h du matin et un point quand toutes les charges sont à leur puissance maximale.

Pour la troisième configuration (Configuration 2) sélectionnée nous avons rajouté à la Configuration 0, configuration initiale, une partie de réseau (Figure 4.10). Pour ce cas d'étude, nous avons 566 nœuds dont 197 postes HTA/BT, chacun alimentant une charge, 6 GED, un régleur en charge et 7 départs HTA. Les plans d'expériences ont été appliqués sur trois points de fonctionnement : 24 décembre à 19h quand le réseau est fortement chargé, 10 août à 4h du matin et un point de fonctionnement quand toutes les charges sont à leurs puissances maximales. Pour cette configuration, nous avons choisi le point de fonctionnement 24 décembre à 19h pour avoir une diversité (par rapport aux autres configurations) des points étudiés pour le réseau fortement chargé.

Les résultats pour tous les cas d'étude seront présentés dans la section suivante.

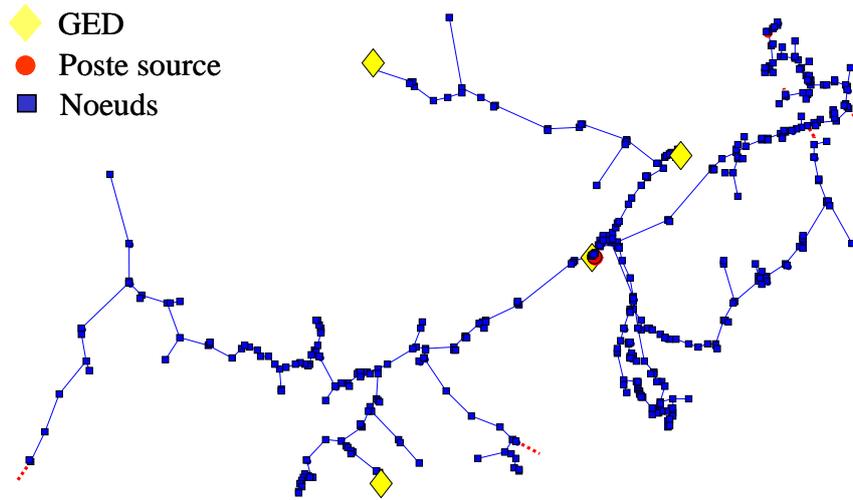


Figure 4.12 : Configuration 1 réseau rural.

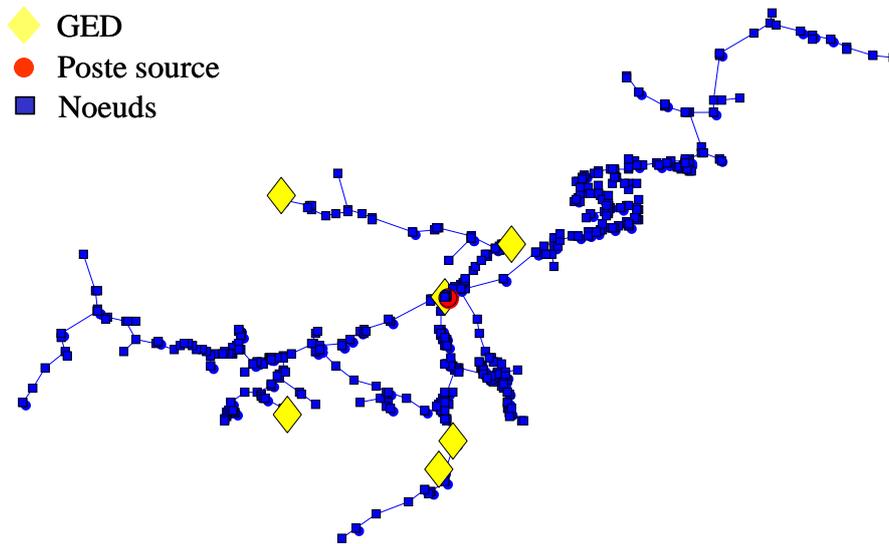


Figure 4.13 : Configuration 2 réseau rural.

Dans la suite, nous négligerons les produits $a_i x_i$ dont les coefficients a_i ont une différence supérieure à 0.05 par rapport au plus grand de ces coefficients. Cette valeur de 0.05 est empirique et indiquée par défaut dans le logiciel GOT. Elle peut être modifiée, mais les essais montrent que, à partir de cette valeur, l'influence des facteurs est négligeable. Ces coefficients a_i peuvent être positifs ou négatifs. Les coefficients négatifs indiquent que les facteurs qui leur correspondent peuvent augmenter la réponse.

Pour tous les tests de validation de l'emplacement, les pseudo-mesures ont été considérées centrées sur la puissance moyenne de la charge au niveau du poste HTA/BT.

Les cas d'étude ont été choisis pour se situer dans les situations les plus défavorables, donc les plus contraignantes au niveau de la conduite et du contrôle du réseau électrique :

- faible charge : apparition de surtensions pour une mauvaise observabilité donnée à la VVC ;

- forte charge : apparition de sous-tensions pour une mauvaise observabilité donnée à la VVC ;
- charge maximale : cas extrême.

V.3. Résultats

V.3.1 Configuration 0 du réseau rural étudié

Nous avons vu que les plans d'expériences ne peuvent être appliqués que sur un nombre limité de facteurs, à cause du nombre important d'essais qu'il faut effectuer. Le logiciel GOT nous a donné la possibilité d'utiliser les Tables de Taguchi. Il permet un nombre maximal de 15 facteurs, effectuant aussi 16 essais pour chaque expérience.

La configuration 0 du réseau rural comporte 195 nœuds de charge, ainsi comme nous l'avons précisé auparavant, il a fallu faire 13 poches. Les Tables de Taguchi ont été appliquées sur une poche à la fois.

Pendant que les variables (facteurs), de la poche dont nous nous servons prennent les niveaux indiqués par les Tables de Taguchi, les autres nœuds de charge restent fixes et ils ont leurs valeurs réelles. Cette méthode nous a permis de voir l'influence des facteurs de la poche concernée sur la réponse, la moyenne des dégradations des pertes issues d'un calcul de répartition de charge en sortie de la VVC.

Pour chaque poche, nous avons obtenu un polynôme de la forme (4.12) qui donne les facteurs, les charges pour nos cas, avec l'influence la plus grande sur la sortie. Nous n'avons pris en considération que les trois facteurs les plus importants, qui correspondent donc aux nœuds où il faut rajouter des capteurs.

Pour l'exemple, nous présentons la première poche (les premiers 15 nœuds de charge), pour le point de fonctionnement où les charges sont toutes à leur puissance maximale. Dans la Figure 4.14, nous montrons la forme prise par la Table de Taguchi pour cette poche.

Le polynôme correspondant à cette zone, donné par la Table de Taguchi, est donné par l'équation (4.13) :

$$y = 0.292 + 0.076x_9 + 0.063x_{40} + 0.051x_{10} + 0.025x_{11} + 0.025x_{22} + 0.021x_{27} + 0.019x_{44} + 0.019x_{23} + 0.012x_{29} + 0.01x_{24} + 0.009x_{28} + (-0.000)x_{20} \quad (4.13)$$

où 0.292 représente la valeur de la réponse au centre du domaine, 0.076 est l'effet du facteur x_9 , 0.063 est l'effet du facteur x_{40} , etc. Les 3 facteurs x_i qui ont les coefficients a_i les plus importants sont, dans l'ordre, x_9 , x_{40} et x_{10} . En conséquence, les nœuds 9, 40 et 10 seront les nœuds susceptibles d'accueillir des capteurs PQ.

Nous avons 13 poches pour cette configuration. Ainsi, pour chaque point de fonctionnement, nous aurons 13 nœuds qui occupent la première place dans les polynômes, les nœuds les plus influents dans chaque zone sur la réponse, 13 nœuds sur la deuxième position dans les polynômes et 13 sur la troisième position. Nous avons choisi d'afficher seulement les coefficients avec une différence de 0.05 par rapport au premier coefficient, le coefficient le plus grand. Nous pouvons nous retrouver dans des situations dans lesquelles le

polynôme indique un seul facteur. Cette situation est explicable parce que les autres nœuds de la poche ont une influence négligeable (vis-à-vis des paramètres choisis) sur la réponse.

X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₈	X ₂₀	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	X ₂₄	X ₂₇	X ₂₈	X ₂₉	X ₃₉	X ₄₀	X ₄₄	ΔPertes moy
0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	0.24345
0	1	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0.309
0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0.23794
0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	1	0.26654
0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	0	1	0	1	0	0.33212
0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0.22105
0	0	1	1	1	0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0.14726
1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0.43195
1	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0.37344
1	0	1	1	0	1	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0.29718
1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0.30535
1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0.37447
1	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0	1	0.22029
1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0.41837
1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0.52257
0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.017932
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.20704

Figure 4.14 : Table de Taguchi pour la première poche et point de fonctionnement à P_{max}.

Cette technique a été appliquée sur les trois points de fonctionnement et ensuite nous avons comparé les résultats obtenus. Ainsi, pour chaque point de fonctionnement nous présentons les premiers facteurs les plus importants, la première place occupée dans le polynôme, les facteurs sortis sur la deuxième position et les facteurs sortis sur la troisième position.

Les capteurs identifiés pour le point de fonctionnement 10 août à 4h du matin sont montrés dans la Figure 4.15, ceux pour le 18 janvier à 19h dans la Figure 4.16 et ceux pour le point de fonctionnement avec les charges à leurs puissances maximales dans la Figure 4.17.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	20, 107, 162, 267, 278, 394, 496, 535, 693, 864, 900, 902, 966
La deuxième place	44, 160, 163, 268, 359, 409, 507, 565, 662, 849, 877, 948
La troisième place	46, 119, 218, 249, 389, 392, 512, 534, 679, 805, 872, 962

Figure 4.15 : Facteurs identifiés avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement 10 août à 4 heures.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	46, 159, 218, 268, 388, 393, 451, 535, 693, 808, 900, 902, 966
La deuxième place	9, 160, 227, 268, 278, 394, 512, 534, 696, 806, 872, 933, 949
La troisième place	10, 120, 219, 269, 389, 412, 532, 657, 680, 744, 882, 955, 945

Figure 4.16 : Facteurs identifiés avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement 18 janvier à 19 heures.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	9, 159, 218, 268, 388, 393, 451, 535, 673, 806, 900, 902, 966
La deuxième place	46, 160, 162, 267, 278, 394, 496, 534, 693, 808, 874, 949
La troisième place	10, 118, 163, 248, 389, 409, 507, 565, 696, 712, 882, 954

Figure 4.17 : Facteurs identifiés avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement quand toutes les charges sont à P_{max} .

A partir de ces résultats, nous pouvons observer que nous avons 33 facteurs communs et 33 non communs pour les trois points de fonctionnements. Comme nous avons choisi des points de fonctionnement très différents, il est normal que nous ne retrouvions pas tout le temps les mêmes facteurs.

V.3.2 Configuration 1 du réseau rural étudié

La même démarche a été appliquée pour cette configuration aussi. Nous montrons dans les Figures 4.18, 4.19 et 4.20 les facteurs identifiés pour les trois points de fonctionnement choisis pour cette configuration.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	46, 159, 247, 359, 507, 565, 695, 741, 902, 940, 962
La deuxième place	24, 160, 248, 360, 533, 657, 679, 873, 941, 955
La troisième place	20, 162, 288, 535, 537, 693, 806, 945, 960

Figure 4.18 : Facteurs sortis avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement 10 août à 4 heures.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	46, 159, 248, 409, 507, 565, 693, 849, 902, 940, 955
La deuxième place	20, 160, 247, 288, 534, 537, 700, 873, 933, 949
La troisième place	24, 229, 411, 496, 657, 680, 741, 932, 947

Figure 4.19 : Facteurs sortis avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement 7 janvier à 19 heures.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	24, 159, 247, 409, 507, 673, 693, 808, 902, 945, 955
La deuxième place	46, 160, 235, 288, 496, 537, 700, 806, 933, 947, 954
La troisième place	107, 219, 231, 411, 512, 662, 701, 873, 932, 941, 961

Figure 4.20 : Facteurs sortis avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement quand toutes les charges sont à P_{max} .

Parmi les facteurs trouvés pour ce cas d'étude nous avons 28 facteurs communs et 25 non communs. Un nombre de 32 facteurs sont trouvés communs avec la configuration initiale, la configuration 0. Nous rappelons que la configuration 1 a un nombre de nœuds plus petit que celle initiale.

V.3.3 Configuration 2 du réseau rural étudié

Les Figures 4.21, 4.22 et 4.23 nous donnent les facteurs obtenus avec les Tables de Taguchi pour ses trois point de fonctionnement : réseau fortement chargé (24 décembre à 19 heures), faible charge (10 août à 4 heures) et le point de fonctionnement quand les charges consomment leurs puissances maximales.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	46, 107, 247, 350, 359, 496, 537, 662, 733, 842, 900, 902, 946
La deuxième place	44, 60, 249, 344, 393, 494, 512, 673, 741, 808, 877
La troisième place	34, 59, 267, 349, 394, 507, 535, 504, 839, 865

Figure 4.21 : Facteurs identifiés avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement 10 août à 4 heures.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	9, 159, 268, 278, 393, 451, 535, 693, 733, 808, 900, 902, 946
La deuxième place	46, 161, 267, 344, 388, 496, 537, 678, 712, 842, 882, 948
La troisième place	44, 60, 271, 350, 394, 507, 532, 673, 736, 839, 863, 960

Figure 4.22 : Facteurs sortis avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement 24 décembre à 19 heures.

Place occupée dans le polynôme	Facteurs obtenus
La première place	9, 159, 268, 278, 394, 451, 535, 693, 712, 808, 900, 902, 946
La deuxième place	10, 161, 267, 277, 388, 496, 565, 662, 733, 806, 882, 955
La troisième place	46, 160, 271, 275, 393, 507, 534, 678, 699, 839, 883, 949

Figure 4.23 : Facteurs sortis avec les plans d'expériences pour le point de fonctionnement quand toutes les charges sont à P_{max} .

Pour cette configuration, nous avons 33 facteurs donnés par les plans d'expériences qui sont communs pour les trois points de fonctionnement utilisés et 29 non communs.

Entre la Configuration 0, configuration initiale, et la Configuration 2 nous retrouvons 36 facteurs communs.

A partir des facteurs communs trouvés pour les trois configurations, nous avons fait des tests utilisant les capteurs PQV dans ces nœuds. Le but était d'avoir le plan de tension en sortie de la VVC dans les limites réglementaires. De ce fait, nous avons rajouté les capteurs donnés par les plans d'expériences pour les trois configurations dans l'ordre décroissant de leurs influences. Parce que les plans d'expériences ont été appliqués pour des points de fonctionnements spécifiques, les résultats obtenus sont optimaux pour les hypothèses utilisées. Ceci signifie que pour d'autres points de fonctionnements et/ou autres configurations, nous pouvons nous retrouver avec des sur et/ou sous-tensions en sortie de la VVC avec les mêmes capteurs trouvés optimaux pour un des cas utilisé avec les plans d'expériences. Ainsi, nous avons effectué d'autres tests sur d'autres points de fonctionnements en rajoutant les capteurs dans l'ordre décroissant de leurs influences. Le critère d'arrêt a été le plan de tension après la VVC dans les limites [0.95, 1.05] p.u. Ces études sont présentées dans la section suivante, ainsi que les hypothèses utilisées.

V.3.4 Résultats finaux pour le réseau rural

Le but de cette section est de trouver l'emplacement optimal des capteurs qui donnera en sortie de la VVC le plan de tensions dans les limites réglementaires pour des points de fonctionnements différents appliqués aux trois configurations considérées. Nous rappelons que l'emplacement doit correspondre pour tous les points de fonctionnement sur la courbe de charge et pour un maximum de configurations possibles du réseau.

Les points de fonctionnement choisis pour la validation des résultats obtenus avec les plans d'expériences sont montrés dans la Figure 4.24. Ils ont été adoptés de manière à être représentatifs du comportement du réseau pendant une année. Ainsi, nous avons choisi les 12 points de fonctionnement les plus contraignants.

Points de fonctionnement		
10/12 à 4h	10/12 à 19h	hiver
03/02 à 4h	03/02 à 19h	
04/04 à 4h	04/04 à 19h	printemps
23/05 à 4h	23/05 à 19h	
01/07 à 4h	01/07 à 19h	été
31/07 à 4h	31/07 à 19h	

Figure 4.24 : Points de fonctionnement choisis pour la validation des résultats avec les plans d'expériences

Ces 12 points de fonctionnements ont été testés pour les trois configurations du réseau rural (Configurations 0, 1 et 2).

Les entrées de la VVC seront les mesures réelles indiquées par les capteurs avec les Tables de Taguchi et pour les autres charges, nous utilisons des pseudo-mesures. Ainsi, les

erreurs que nous donnons pour ces entrées sont importantes. Si la VVC a des valeurs erronées comme entrées, elle peut ne pas trouver les bonnes consignes pour le régleur en charge et pour les puissances réactives injectées ou soutirées par les GED. En conséquence, si nous introduisons ces consignes fausses dans l'état du réseau que nous ne connaissons pas en réalité, nous pouvons nous retrouver avec un plan de tension qui n'est pas dans les limites réglementaires. Si nous ne localisons pas les capteurs avec cette méthode pour la fonction VVC, nous pouvons avoir un emplacement général des capteurs, par exemple en utilisant un calcul de répartition de charge à la place de la VVC.

La démarche que nous avons utilisée a été :

- Pour la configuration 0, nous avons effectué des simulations pour les 12 points, mentionnés dans la Figure 4.24, avec les capteurs trouvés communs (33 capteurs) pour les trois points de fonctionnements dans les trois configurations. Pour la suite, nous avons vérifié si le plan de tension en sortie de la VVC était dans les limites souhaitées, (puisque'il s'agit d'une contrainte imposée par la réglementation). L'ensemble de toutes les amplitudes de tension doit être dans les limites $\pm 5\%$ autour de U_n (19 kV -21kV ou 0.95p.u – 1.05p.u). Les résultats obtenus avec cet emplacement ont donné des sous-tensions pour les cas de forte charge (hiver à 19h) et des surtensions en été à cause de faible charge et beaucoup de production.
- De ce fait, nous avons rajouté les capteurs obtenus par les plans d'expérience avec des coefficients plus petits, toujours dans l'ordre décroissant des leurs valeurs et a priori, de leur influence. Ces capteurs correspondent aux coefficients obtenus sur les quatrième et cinquième places dans les fonctions données par les plans d'expériences. Nous rappelons que, initialement, nous avons considéré que les trois premiers coefficients les plus importants pour chacune des fonctions, mais cette hypothèse n'a pas été suffisante parce que le nombre de capteurs sorti avec les premiers trois coefficients n'a pas été suffisant. Ainsi, le nombre de capteurs trouvés pour la configuration 0 qui a donné le plan de tension entre les limites réglementaires correspond à une instrumentation de 56% des postes HTA/BT. Ce cas correspond au point **B** montré dans les Figures 4.26 et 4.27. Ce point est retrouvé aussi dans les Figures 4.28, 4.29, 4.30 et 4.31 qui correspondent aux deux autres configurations et nous expliquons plus loin leurs significations.
- Pour la suite, cette instrumentation a été testée pour les deux autres configurations 1 et 2. Nous avons observé que cette instrumentation n'était pas optimale pour donner le plan de tension dans la bande souhaitée pour ces deux configurations. De ce fait, nous avons rajouté d'autres capteurs obtenus pour ces deux configurations, toujours dans l'ordre décroissant de leurs influences. Ce cas correspond au point **E** qui ensuite a été testé aussi pour la configuration 0, en validant les résultats obtenus auparavant pour le point **B**.
- Cette instrumentation a donné, pour les configurations 1 et 2, des surtensions après le calcul de répartition de charge avec les consignes envoyées par la VVC pour les points de faible charge. Parce que le nombre de capteurs à déployer était important pour les points **B** et **E**, nous avons proposé deux techniques pour avoir la réponse souhaitée, c'est-à-dire le plan de tension dans les limites [0.95, 1.05]. Ces approches seront expliquées plus loin dans cette partie, ainsi que les résultats obtenus.

- Pour valider tous les résultats nous avons considéré aussi le point **C** qui correspond à une instrumentation de tous les postes HTA/BT, donc un pourcentage de 100%.

La Figure 4.25 montre le schéma de principe que nous avons utilisé pour ces tests. Nous avons rajouté séquentiellement des capteurs dans l'ordre d'importance des coefficients a_i dans les nœuds de charge indiqués par les plans d'expériences pour la Configuration 0 jusqu'au moment où le plan de tension en sortie de la VVC reste dans les limites $[0.95p.u - 1.05p.u]$. Dans la Figure 4.26, nous pouvons observer le nombre important de capteurs qu'il a fallu rajouter pour avoir le plan de tension dans les limites pour la configuration 0 (point **B** = 56% des postes HTA/BT sont instrumentés). Parce que le nombre des postes HTA/BT qui doivent être instrumentés est grand, nous avons trouvé deux solutions pour diminuer le nombre de capteurs. La première technique déployée était de diminuer les limites dans lesquelles la VVC règle la tension. Il s'agit donc de marges supplémentaires pour s'assurer que les erreurs de mesure ou de modèle (pseudo-mesures) ne créaient pas de sur/sous tensions. Le point **A** correspond à une diminution de 56V (0.0028 p.u) des limites de la VVC, le plan de tension en sortie d'un calcul de répartition de charges se retrouve alors entre les limites réglementaires.

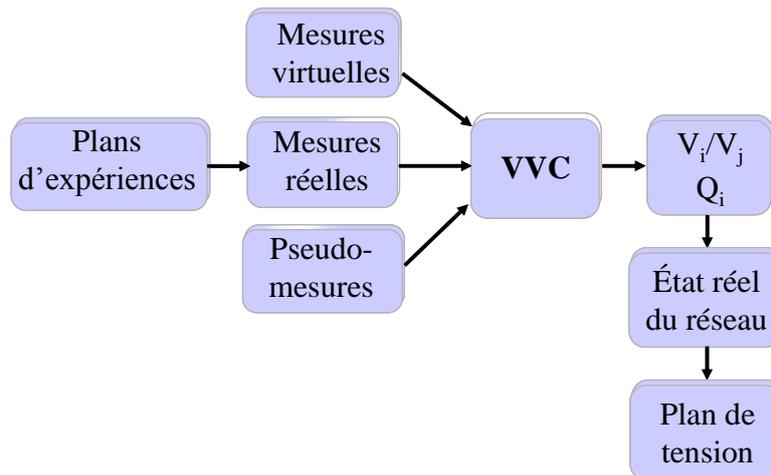


Figure 4.25 : Schéma de fonctionnement

Pour la validation des résultats, nous avons effectué des tests pour un nombre de capteurs correspondant à 69% des postes HTA/BT instrumentés (point **E**) et 100% (point **C**) (Figure 4.26).

En essayant de diminuer encore plus les limites de la VVC pour diminuer le nombre de capteurs déployés dans le réseau, nous avons constaté que la VVC ne peut plus trouver de solutions (non convergence de l'algorithme à cause des limites trop petites de recherche). Ainsi, nous sommes arrêtés au point **A** = 44% des postes HTA/BT instrumentés pour ce scénario.

La deuxième technique utilisée consiste à diminuer (pilotage à distance) la production des GED qui donnent des surtensions. Nous avons observé que les sous-tensions sont dues à une mauvaise consigne pour le régulateur en charge donnée par la VVC du fait des erreurs importantes sur ses entrées (les pseudo-mesures) et les surtensions sont dues aux mauvaises consignes de puissance réactive au niveau des GED calculées par la VVC. Les mêmes configurations de capteurs ont été utilisées pour cette procédure.

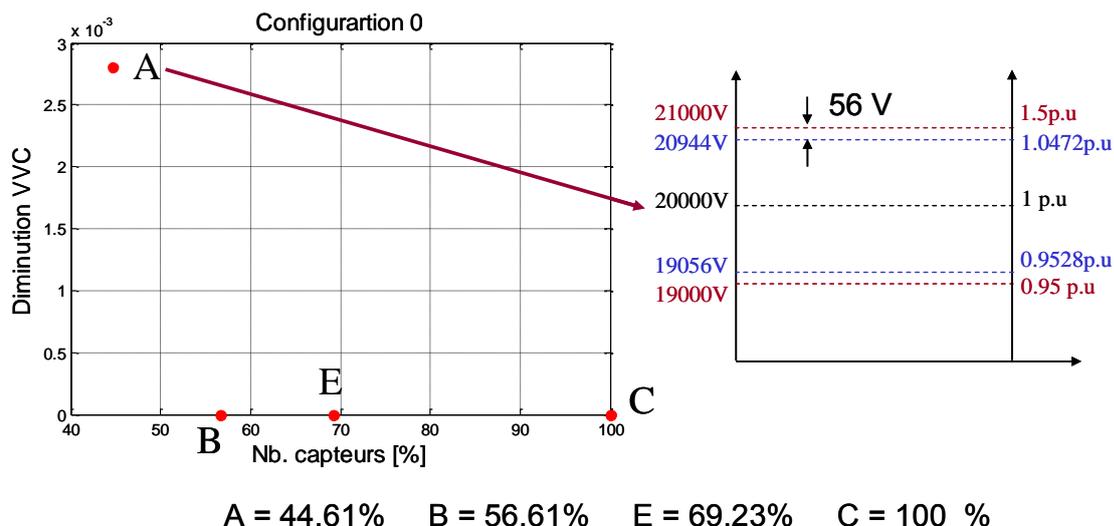


Figure 4.26 : Diminution des limites de la VVC – Configuration 0

La Figure 4.27 nous montre que pour la configuration des capteurs **A**, la production totale des GED doit être diminuée de 0.1 MW (~1.39 % de la production maximale, en identifiant la GED qui participe le plus à la contrainte) pour ne pas avoir de surtensions. Dans le même temps, nous avons diminué la limite inférieure de la VVC de 56V pour éviter d’avoir des sous-tensions. Pour les points B, E et C, nous retrouvons la production maximale des GED sans dépassement des limites réglementaires de la tension, ce qui est en corrélation avec les résultats obtenus avec la première technique – nous n’avons pas eu besoin de diminuer les limites de la VVC. Les tests ont été faits pour avoir le plan de tension entre les limites pour tous les 12 points de fonctionnement mentionnés.

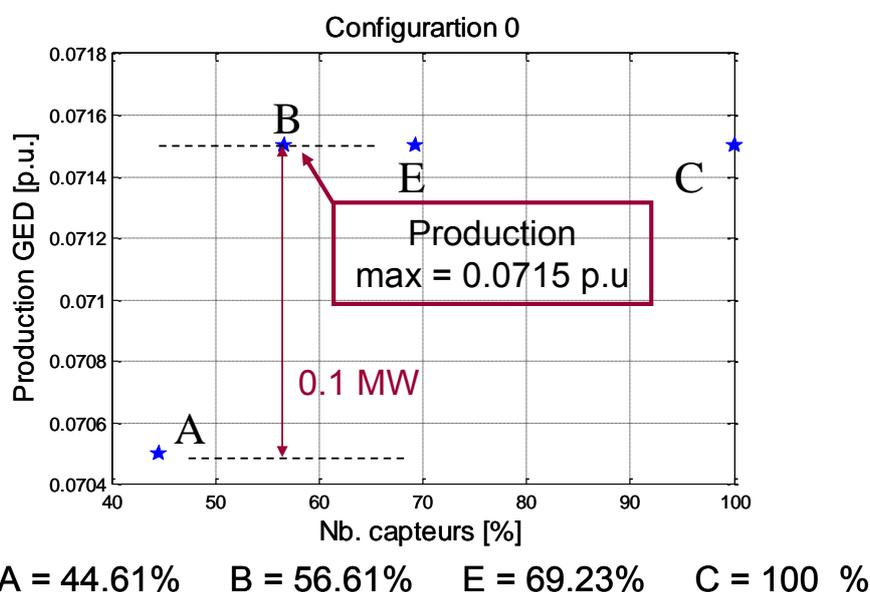


Figure 4.27 : Diminution de la production des GED – Configuration 0

Le même emplacement de capteurs a été pris pour la Configuration 1. Comme le réseau est plus petit, pour cette configuration, le nombre de postes HTA/BT à instrumenter sera aussi diminué par rapport à la configuration initiale. Nous retrouvons donc les points A, B et E avec d’autres valeurs en pourcentage. Les Figures 4.28 et 4.29 montrent les résultats obtenus avec les deux techniques pour la Configuration 1, pour les 12 points de

fonctionnement. Le réseau étant plus petit, les problèmes de surtensions induits par les GED sont accentués. Ainsi, pour les points de fonctionnement A, B et E, il faut diminuer les limites de la VVC ou la production totale des GED. Nous n'avons plus de problèmes de sous-tensions parce que la partie de réseau concernée par ces problèmes n'existe plus dans la Configuration 1, d'où l'importance de la reconfiguration couplée avec la gestion de la tension dans les réseaux.

Dans les Figures 4.30 et 4.31, on retrouve pour la Configuration 2 les points A, B et E, correspondant aux mêmes emplacements de capteurs que pour les autres configurations. Pour cette situation, nous avons plus de nœuds et deux producteurs de plus. Ainsi, nous avons des surtensions plus fortes, c'est pourquoi les diminutions des limites de la VVC ou de la production totale sont plus importantes. Le point D a été obtenu en rajoutant des capteurs obtenus avec les plans d'expériences pendant l'été. En conséquence, une partie des nœuds ne se trouvent pas dans les configurations 1 et 0, c'est la raison pour laquelle nous n'avons pas fait de simulations pour les autres configurations. Les résultats de ce point viennent montrer la robustesse de la méthode des plans d'expériences.

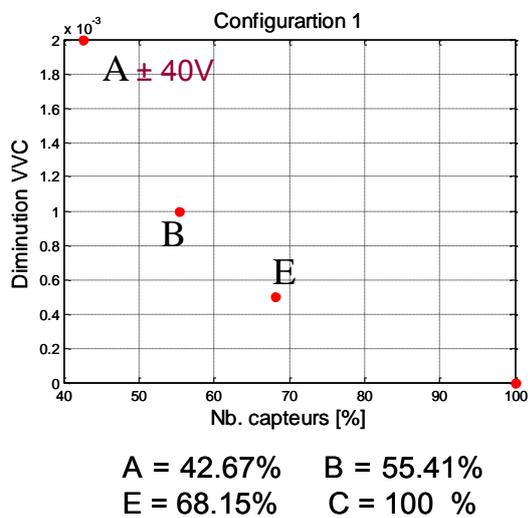


Figure 4.28. Diminution des limites de la VVC – Configuration 1

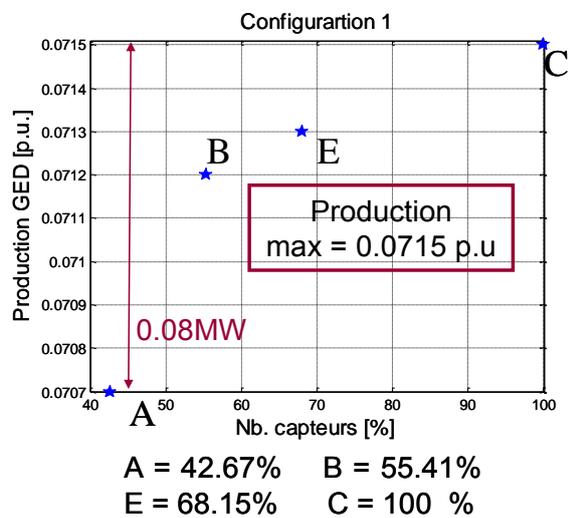


Figure 4.29. Diminution de la production des GED – Configuration 1

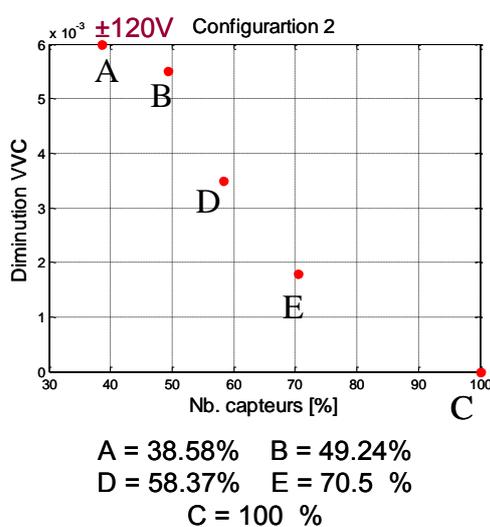


Figure 4.30. Diminution des limites de la VVC – Configuration 2

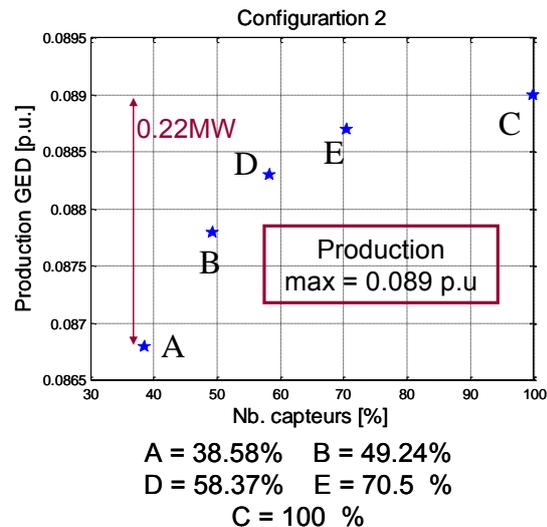


Figure 4.31. Diminution de la production des GED – Configuration 2

Notons que les diminutions des limites de la VVC ou de la production totale ne sont pas très grandes, ce sont des valeurs acceptables pour tous les cas.

Les résultats obtenus pour l'emplacement des capteurs avec les plans d'expériences ne correspondent pas à un emplacement des capteurs dans l'ordre décroissant des valeurs de charge (de la charge la plus grande vers la charge la plus petite). Ceci vient valider nos résultats parce que les charges qui peuvent influencer les pertes dépendent aussi de leurs emplacements dans le réseau (longueur électrique) (voir Annexe 3).

V.4. Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons décrit une méthode pour l'emplacement optimal des capteurs dans un réseau donné. Cette méthode est basée sur les plans d'expérience et donne la possibilité d'effectuer un nombre réduit d'essais, en dégrossissant le problème. Elle a été appliquée pour trois configurations possibles d'un réseau et pour trois points de fonctionnement choisis pour chaque cas.

L'application a été faite pour une fonction avancée de réseau, le réglage de tension (VVC). Le but était d'avoir un plan de tension à l'issue d'un calcul de répartition de charges après la VVC, dans les limites réglementaires. La VVC se trouve dans un cas avec une mauvaise observabilité en entrée, ainsi, elle ne peut pas donner de bonnes consignes pour le régulateur en charge et pour le réactif des GED. Nous avons rajouté des capteurs jusqu'au moment où le plan de tension obtenu avec ces fausses consignes est dans la bande $[0.95p.u - 1.05]$. Parce que le nombre de capteurs à déployer dans le réseau était important, nous avons proposé deux techniques pour le diminuer, en abaissant les limites de la VVC ou en diminuant la production totale des GED. Des simulations sur 12 autres points de fonctionnement ont été faites pour valider ces approches.

Dans ce chapitre, nous avons vu l'importance d'avoir une bonne connaissance des puissances des postes HTA/BT. Le nombre important de capteurs à déployer dans le réseau nous amène à proposer l'utilisation des réseaux de neurones pour le re-centrage des pseudo-mesures et, ainsi, éviter d'avoir beaucoup de mesures. Aussi, dans les chapitres précédents, nous avons vu l'importance d'avoir des mesures avec des erreurs petites. Ainsi, nous proposons également dans le chapitre suivant une méthode basée sur les réseaux neuronaux pour filtrer les mesures.

CHAPITRE V :

**RESEAUX DE NEURONES POUR LE PRE-
FILTRAGE DES MESURES ET LA CREATION
DES PSEUDO-MESURES**

CHAPITRE V

RESEAUX DE NEURONES POUR LE PRE-FILTRAGE DES MESURES ET LA CREATION DES PSEUDO-MESURES

I. INTRODUCTION

Dans le chapitre précédent, nous avons vu le nombre important de capteurs requis par la fonction de réglage de tension et de réactif de type VVC développée par B. Berseneff [BER-10] du fait que les pseudo-mesures se basent actuellement sur des modèles de charges ayant des incertitudes importantes. Aussi, la nécessité d'avoir des capteurs avec une bonne précision a été montrée dans les chapitres II et III, du fait de leurs impacts sur l'estimation globale des amplitudes de tensions.

En conséquence, nous proposons, dans ce chapitre, une méthode basée sur les réseaux de neurones pour le pré-filtrage des mesures réelles et aussi pour la création de pseudo-mesures plus précises (apport d'une vision globale par rapport à un modèle de charge local). Une présentation des réseaux de neurones dans les premières sections sera suivie par l'introduction des structures utilisées dans nos travaux, puis par les résultats obtenus.

II. PRESENTATION GENERALE DES RESEAUX DE NEURONES

II.1. Historique

L'origine des réseaux de neurones avait pour but de proposer une modélisation mathématique du cerveau humain. Deux biophysiciens de Chicago, McCulloch et Pitts, ont été les premiers à travailler sur la conception d'un neurone formel en 1943. Ils ont montré que des réseaux de neurones formels simples peuvent théoriquement réaliser des fonctions logiques, arithmétiques et symboliques complexes [MCC-59].

Le neurone formel qu'ils présentent est un modèle simple qui transforme ses entrées en sortie à partir d'une fonction de transfert et en suivant des règles précises. Le principe de ce neurone est de faire la somme de ses entrées et de comparer le résultat avec une valeur de référence. Si cette somme est supérieure ou égale à cette valeur, le neurone émet un signal, ce qui représente un modèle ultra simplifié du fonctionnement d'un neurone biologique.

Les réseaux biologiques présentant une plasticité synaptique, McCulloch et Pitts ont pensé à associer les neurones en réseaux de neurones et à donner des poids aux signaux transférés d'un neurone à l'autre. Ces poids ont la possibilité d'être modifiés par des règles d'apprentissage.

Pour l'utilisation des programmes de résolution classiques (heuristique) il faut construire l'algorithme pas à pas en fonction de la logique qu'ils présentent. Ainsi, parfois pour des problèmes plus compliqués, nous trouvons des difficultés pour avoir cette logique et arriver à l'implémenter. Les réseaux de neurones permettent de résoudre cet inconvénient parce que ce sont eux-mêmes qui déterminent l'évolution du réseau en fonction de ses coefficients synaptiques, du seuil de chaque neurone et de la façon de les ajuster. Ils sont censés opérer rapidement des classifications et apprendre à les améliorer. Cette phase d'apprentissage consiste à déterminer les coefficients synaptiques qui donnent la classification optimale des exemples présentés. Comme nous avons un nombre important de nœuds et nous nous retrouvons dans l'impossibilité d'établir les équations entre tous les paramètres, nous avons choisi d'adopter la méthode des réseaux de neurones pour la résolution des nos problèmes et, donc, de dégrossir nos études.

Les deux biophysiciens n'ont pas proposé de solution pour cette étape d'apprentissage des neurones. Ainsi, le physiologiste canadien Donald Hebb propose en 1949 une règle de modifications des connexions synaptiques, appelée règle de Hebb [HEB-49]. Il a proposé dans son ouvrage « The Organization of Behaviour » une règle simple qui permet de modifier la valeur des coefficients synaptiques en fonction de l'activité des unités qu'ils relient : la force de la connexion synaptique va aller croissante si les neurones sont activés de façon synchrone et répétée.

Cette règle de Hebb a donné la possibilité à Franck Rosenblatt en 1958 [ROS-58] de proposer le premier système capable d'apprendre par expérience, même si son instructeur commet quelques erreurs. Ce modèle était appelé perceptron. Il était inspiré du système visuel et possédait une couche de neurones d'entrée "perceptive" ainsi qu'une couche de neurones de sortie "décisionnelle".

Une période noire d'une quinzaine d'années arrivera dans le domaine des réseaux de neurones après la critique violente en 1969 du perceptron par Minsky et Papert [MIN-69]. Ils

ont montré les limites du perceptron en montrant son incapacité à résoudre les problèmes non linéairement séparables, tels que le célèbre problème du XOR (OU exclusif).

Il a fallu attendre le début des années 80 que le physicien John Joseph Hopfield donne une autre vision des réseaux de neurones. Ainsi, en 1982, il publie un article avec un nouveau modèle de réseau de neurones dit les réseaux récurrents (feed-back en anglais) [HOP-82]. Le perceptron était considéré comme un réseau « feed-forward ». Les réseaux récurrents constituent alors la deuxième grande classe de réseaux de neurones.

Werbos conçoit [WER-74] l'algorithme de rétropropagation du gradient de l'erreur. Il sera utilisé pour l'apprentissage des réseaux multi-couches de type perceptron (appelés MLP pour Multi-layer Perceptron en anglais), donnant ainsi un moyen simple d'entraîner les neurones des couches cachées. Cette technique ne connaîtra une popularisation qu'en 1986 par Rumelhart [RUM-86].

Ainsi, par la suite, les réseaux de neurones ont connu une forte ascension. Le statisticien Vladimir Vapnik a donné une théorie qui permet d'anticiper, d'étudier et de réguler les phénomènes liés au sur-apprentissage [VAP-98]. Le sur-apprentissage est une difficulté à laquelle doivent faire face tous les systèmes d'apprentissage parce que si nous entraînons les neurones avec un nombre pauvre d'exemples, le système sera inopérant sur des exemples non encore appris. Ainsi, il a proposé une technique de régulation d'un système d'apprentissage pour qu'il arbitre au mieux entre une modélisation pauvre et une modélisation trop riche qui serait optimisée de façon illusoire sur un nombre d'exemples trop petit.

II.2. Principe de fonctionnement

II.2.1 Introduction

Un réseau de neurones peut être caractérisé par sa topologie, ses règles d'apprentissage et les tests de validation du réseau, étant inspiré du fonctionnement des neurones biologiques (Figure 5.1). Le système nerveux humain compte plus de 1000 milliards de neurones interconnectés. Les neurones ne sont pas tous identiques. Avec des formes et des caractéristiques différentes, ils se répartissent en classes distinctes. Un neurone a des comportements différents en fonction de sa position dans le cerveau.

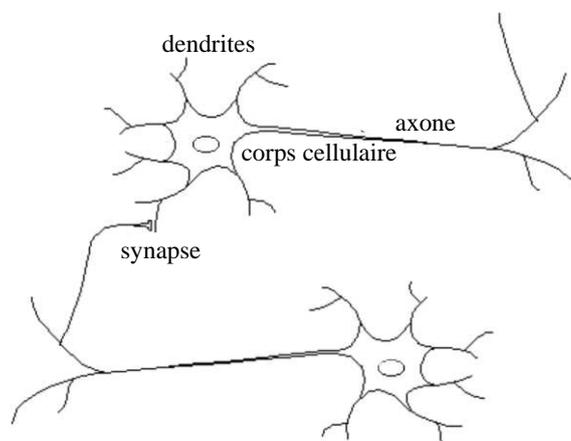


Figure 5.1 : Structure neurone biologique

Le corps cellulaire contient le noyau du neurone, les signaux envoyés au neurone sont captés par les dendrites, et c'est le long de l'axone que les signaux partent du neurone. On appelle une synapse une jonction entre deux neurones, et généralement entre l'axone d'un neurone et une dendrite d'un autre neurone. Grâce aux dendrites, le neurone peut recevoir les informations. Au niveau du corps cellulaire, il y a une sommation de toutes les informations. Via un signal électrique appelé potentiel d'action, le résultat est transmis le long de l'axone jusqu'aux terminaisons synaptiques. Le passage des informations, d'un neurone à un autre, sera permis par les neurotransmetteurs qui sont les résultats du fusionnement des vésicules synaptiques avec la membrane cellulaire. Les synapses possèdent une «mémoire» qui leur permet d'ajuster leur fonctionnement. En fonction de leur «histoire», c'est-à-dire de leur activation répétée ou non entre deux neurones, les connexions synaptiques vont donc se modifier. Ainsi, la synapse va faciliter ou non le passage des influx nerveux. Cette plasticité est à l'origine des mécanismes d'apprentissage [SNE-04].

Nous pouvons définir un neurone [HAG-02] comme l'élément basique du réseau qui reçoit une information d'autres éléments. Il fait des opérations avec cette information pour donner une seule sortie à d'autres neurones. Ainsi, le neurone formel est un modèle mathématique qui reprend les notions de fonctionnement des neurones biologiques, en particulier la sommation des entrées. Nous avons vu que les synapses n'ont pas toutes la même valeur à cause des connexions plus ou moins fortes entre les neurones. Ainsi, les auteurs ont proposé un modèle qui pondère la somme des entrées par des coefficients.

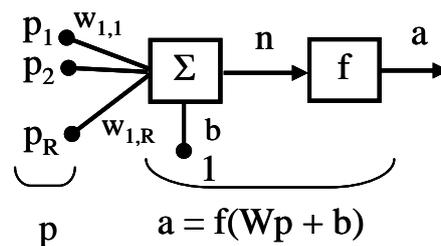


Figure 5.2 : Structure neurone simple

Un neurone peut être modélisé mathématiquement comme dans la Figure 5.2 avec ses entrées p_1, p_2, \dots, p_R , chacune avec un poids $w_{1,1}, w_{1,2}, \dots, w_{1,R}$ respectivement, et une variable b pour régler le décalage (offset en anglais) de ces entrées. Pour calculer la sortie du neurone, nous avons besoin d'une fonction d'activation f appelée aussi fonction de transfert. La sortie a est donnée par l'équation 5.1 [KRO-96] :

$$\begin{aligned}
 a &= f(Wp + b) \\
 W &= \begin{pmatrix} w_{1,1} \\ \vdots \\ w_{1,R} \end{pmatrix} \\
 P &= \begin{pmatrix} p_1 \\ \vdots \\ p_R \end{pmatrix} \\
 \Rightarrow a &= f\left(\sum_{i=1}^R w_{1,i} \cdot p_i + b\right)
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

Plusieurs fonctions de transfert existent et il faut les choisir en fonction du problème que l'on doit résoudre (Tableau 5.1). Elles peuvent être divisées en deux catégories : linéaires et non linéaires. La littérature propose, pour différentes architectures de réseaux de neurones, des fonctions de transfert plus ou moins adaptées pour la résolution des problèmes. Ainsi, dans le sous paragraphe II.2.2, nous présentons les architectures les plus souvent utilisées avec les fonctions de transfert associées.

II.2.2 Architectures [KRO-96]

Parce qu'un seul neurone ne suffit pas pour résoudre un problème compliqué, nous utilisons des réseaux de neurones qui sont constitués de plusieurs couches. Nous pouvons classer les architectures des réseaux de neurones en deux grandes catégories : les réseaux « feed-forward » et les réseaux « feed-back ».

✚ Les réseaux de neurones « feed-forward »

Dans ce type de réseau de neurones, aussi appelés réseaux statiques, l'information se déplace dans un seul sens, des entrées vers la sortie, et ils sont divisés en couches. Il n'y a pas d'interaction entre neurones de la même couche et l'information se déplace de couche en couche sans retard. Nous avons au moins une couche d'entrée et une autre de sortie. Grâce au fait qu'il n'y a pas de connexion entre les neurones de la même couche, ces réseaux sont très rapides. Ils sont appelés aussi « réseaux de type perceptron ». Dans cette structure de réseaux de neurones, nous pouvons trouver deux groupes :

1. les perceptrons ;
2. les réseaux à fonction radiale.

Pour la première classe nous retrouvons :

- ✚ Le perceptron monocouche : qui, historiquement, était le premier réseau de neurones. Il ne se compose que d'une couche d'entrée et d'une couche de sortie et a une structure très simple. Il était conçu pour la reconnaissance des formes et il peut être utilisé pour faire de la classification et pour résoudre des opérations logiques simples ("ET" ou "OU"). Il ne peut résoudre que des problèmes linéairement séparables ;
- ✚ Le perceptron multicouches : il a une ou plusieurs couches cachées entre l'entrée et la sortie. Il s'agit d'une extension du perceptron monocouche. Il peut résoudre des problèmes non-linéairement séparables et des problèmes logiques plus compliqués, ainsi que le problème du XOR. Les fonctions d'activation utilisées sont principalement les fonctions sigmoïdes (voir Tableau 5.1) ou à seuil.

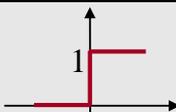
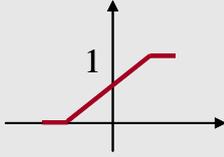
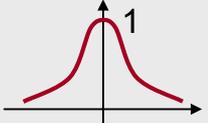
Fonction de transfert	Forme	Modèle mathématique
Pas unitaire		$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x < 0 \\ 1 & \text{si } x \geq 0 \end{cases}$
Sigmoïde		$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-\beta x}}$
Linéaire Seuillée		$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq x_{\min} \\ mx + b & \text{si } x_{\max} > x > x_{\min} \\ 0 & \text{si } x \geq x_{\max} \end{cases}$
Gaussienne		$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$
Identité		$f(x) = x$

Tableau 5.1 : Types de fonctions de transfert

Les réseaux à fonction radiale (Radial Basic Functions-RBF en anglais) utilisent des fonctions Gaussiennes pour l'activation et ont la même structure que les perceptrons multicouches. Ainsi, ils peuvent être employés dans les mêmes types de problèmes. L'apprentissage le plus utilisé pour les RBF est le mode hybride et les règles sont soit la règle de correction de l'erreur, soit la règle d'apprentissage par compétition.

✚ Les réseaux de neurones « feed-back »

Ce sont des structures alimentées de l'avant vers l'arrière, donc il y a retour en arrière de l'information et ils sont appelés aussi « réseaux récurrents ». Ce type de réseaux peut envoyer des informations aux neurones qui sont dans les couches précédentes, suivantes ou de la même couche, donc le regroupement des neurones n'existe plus en tant que tel. Ce type de réseau de neurones est beaucoup plus lent car pour chaque entrée, tous les neurones doivent calculer des états plusieurs fois jusqu'à ce qu'ils arrivent à un état stable.

Dans cette structure de réseaux de neurones nous pouvons trouver les groupes :

- Les cartes auto-organisatrices de Kohonen (SOM) [KRO-96] : ce sont des réseaux à apprentissage non-supervisé qui établissent une carte discrète. Cette carte sera ordonnée en fonction de séquences d'entrée. En conséquence, le réseau forme un treillage dont chaque noeud représente un neurone associé à un vecteur de poids. La correspondance entre chaque vecteur de poids est calculée pour chaque entrée. Le vecteur de poids avec la meilleure corrélation, éventuellement certains de ses voisins, seront modifiés afin d'augmenter la corrélation existante.
- Les réseaux de Hopfield [KRO-96] : ce sont des réseaux entièrement connectés à apprentissage non-supervisé. Ce type de réseau comporte une

connexion entre chaque neurone, ne faisant aucune différenciation entre les neurones d'entrée et de sortie. Ils fonctionnent comme une mémoire associative non-linéaire et sont capables de trouver un objet stocké en fonction de représentations partielles ou bruitées. Ils sont principalement utilisés pour la reconnaissance, mais aussi pour l'optimisation.

- les réseaux ART (« Adaptive Resonance Theorie » en anglais) [KRO-96] sont des réseaux à apprentissage par compétition qui peuvent être supervisés ou non. Dans les types de réseaux à apprentissage par compétition apparaît un dilemme « stabilité/plasticité » car pour un apprentissage par compétition, rien ne garantit que les catégories formées vont rester stables. Pour garantir la stabilité, les coefficients d'apprentissage doivent tendre vers zéro et ainsi le réseau perd de sa plasticité. Les réseaux ART permettent de résoudre ce problème. Dans ce type de réseau, les vecteurs de poids sont adaptés seulement dans la situation d'entrées proches des prototypes déjà connues par le réseau, phénomène appelé résonance. Si ces entrées sont trop éloignées, une nouvelle catégorie est créée et une cellule libre y est assignée avec comme vecteur prototype l'entrée correspondante.

II.2.3 Apprentissage [KRO-96]

La particularité des réseaux de neurones est constituée de la partie d'apprentissage qui peut être faite suivant différentes règles. L'apprentissage représente la mise à jour des poids des connexions des neurones, afin de réussir la tâche qui lui est demandée. Suivant les types d'apprentissage, nous pouvons avoir :

- **Le mode supervisé** : le réseau s'adapte par comparaison entre le résultat qu'il a calculé en fonction des entrées fournies, et la réponse attendue en sortie. Ainsi, le réseau va se modifier jusqu'à ce qu'il trouve la bonne sortie, c'est-à-dire celle attendue, correspondant à une entrée donnée.
- **Le renforcement** : il s'agit d'une sorte d'apprentissage supervisé, mais il n'y a pas de présence de guide. Le réseau apprend la corrélation entrée/sortie via une estimation de son erreur. L'index de performance, appelé aussi signal de renforcement, est le rapport échec/succès et il essaie de le maximiser. Il est capable de savoir si la réponse qu'il donne est correcte ou non, mais en ne connaissant pas la bonne réponse.
- **Le mode non-supervisé** : l'apprentissage est basé sur des probabilités et il est sans guide. Le réseau va se modifier en fonction des régularités statistiques de l'entrée et établir des catégories, en attribuant et en optimisant une valeur de qualité aux catégories reconnues.
- **Le mode hybride** : reprend en fait deux autres approches, puisque une partie des poids va être déterminée par apprentissage supervisé et l'autre partie par apprentissage non-supervisé.

II.2.4 Règles d'apprentissage [KRO-96]

L'apprentissage se fait à partir de règles, ainsi nous mentionnons dans cette section quelques exemples :

- **Règle de correction d'erreurs** : c'est le cas où l'on fournit au réseau une entrée et la sortie correspondante, constituant le paradigme d'apprentissage supervisé. Si on considère y comme étant la sortie calculée par le réseau, et d la sortie désirée, le principe de cette règle est d'utiliser l'erreur $(d-y)$, afin de modifier les connexions et de diminuer ainsi l'erreur globale du système. Le réseau va donc s'adapter jusqu'à ce que y soit égal à d . Si nous n'avons pas d'erreur, les poids restent inchangés. Elle est utilisée surtout dans le modèle du perceptron simple.
- **Règle de Hebb** : est basée sur le fonctionnement des neurones biologiques. Son principe est : si des neurones, de part et d'autre d'une synapse, sont activés de façon synchrone et répétée, la force de la connexion synaptique va aller croissante. La modification d'un poids synaptique w_{ij} ne dépend que de l'activation d'un neurone i et d'un autre neurone j , l'apprentissage étant localisé. Elle peut être exprimée de la forme suivante :

$$w_{ij}(t+1) = w_{ij}(t) + \eta y_i(t) x_j(t) \quad (5.2)$$

où : $y_i(t)$ sont les sorties en fonction au temps t ;

w_{ij} est le poids entre i et j ;

η est le coefficient d'apprentissage, où x_i est l'entrée de la synapse.

- **Règle d'apprentissage par compétition** : l'apprentissage n'active qu'un seul neurone, à la différence de la règle de Hebb où plusieurs peuvent être activés. Les données sont regroupées en catégories et les valeurs similaires sont rangées dans une même classe, en se basant sur les corrélations des données, et sont représentées par un seul neurone, on parle de « winner-take-all » (le meilleur neurone va représenter ces données). Dans un réseau à compétition simple, chaque neurone de sortie est connecté aux neurones de la couche d'entrée, aux autres cellules de la couche de sortie (connexions inhibitrices) et à elle-même (connexion excitatrice). La sortie va donc dépendre de la compétition entre les connexions inhibitrices et excitatrices. Seules les connexions du vainqueur seront mises à jour.
- **Apprentissage de Boltzmann** : Les réseaux de Boltzmann sont des réseaux symétriques récurrents. Ils possèdent deux sous-groupes de cellules, le premier étant relié à l'environnement (cellules dites visibles) et le second ne l'étant pas (cellules dites cachées). L'apprentissage est de type stochastique et consiste à ajuster les poids des connexions, de telle sorte que l'état des cellules visibles satisfasse une distribution probabiliste souhaitée.

Dans le Tableau 5.2 nous présentons une courte synthèse de la classification.

Paradigme	Règle d'apprentissage	Architecture	Algorithme	Tâches
Supervisé	Correction d'erreur	Perceptron Simple ou Multi-Couches	Perceptron, Rétro-Propagation, Adaline, Madaline	Classification, Approximation de fonctions, Prédiction, Contrôle
	Boltzmann	Récurrente	Apprentissage de Boltzmann	Classification
	Hebb	Multi-Couches non bouclés	Analyse de discriminants linéaires	Analyse de données, Classification
	par compétition	à compétition	LVQ	Catégorisation au sein d'une classe, Compression de données
		ART	ARTMap	Classification, Catégorisation au sein d'une classe
Non supervisé	Correction d'erreur	Multi-couches non bouclé	Projection de Sammon	Analyse de données
	Hebb	Non bouclé ou à compétition	analyse en composantes principales	Analyse de données, compression de données
	par compétition	à compétition	VQ	Catégorisation, Compression de données
		Cartes de Kohonen	SOM	Catégorisation, Analyse de données
		ART	ART-1, ART-2	Catégorisation
Hybride	Correction d'erreur et par compétition	RBF	RBF	Classification, Approximation de fonctions, Prédiction, Contrôle

Tableau 5.2 : Synthèse de la classification [KRO-96]

III. RESULTATS

III.1. Hypothèses

Le but de ce chapitre est de faciliter l'estimation d'état en utilisant les réseaux de neurones. Dans une première partie, nous allons présenter l'utilisation des réseaux de neurones pour l'établissement des pseudo-mesures. Ces tests font partie des travaux de projet de fin d'étude de Jon Aguirre [AGU-10] effectué au GIE IDEA. Le type et la méthode utilisés seront détaillés dans la section suivante.

Tous les tests sont effectués sur le réseau réel montré dans le chapitre 2 §VII (Figure 2.51). Il s'agit d'un réseau rural de 55 nœuds qui comporte 13 nœuds de charge et 2 producteurs. Notre but était d'améliorer l'ensemble estimation d'état (DSE) et réglage de tension (VVC).

Dans une seconde partie, pour améliorer les travaux présentés dans [AGU-10], nous avons pensé utiliser des réseaux de neurones plus complexes pour la création des pseudo-mesures dans le but d'avoir une meilleure performance d'ensemble DSE-VVC et, dans le même temps, de pouvoir contrôler la structure des réseaux de neurones. Nous avons vu dans les chapitres II et III l'impact d'une mauvaise mesure sur l'estimation d'état. Aussi, ce type de réseaux a été utilisé également pour pré-filtrer les mesures réelles du réseau. Nous avons conçu des architectures des réseaux de neurones pour le pré-filtrage des mesures d'amplitude de tension et de puissance active pour les cas des capteurs V ou P erronés (bruits des mesures).

III.2. Amélioration des pseudo-mesures

III.2.1 Première méthode [AGU-10]

La technique déployée pendant ces travaux était la rétropropagation (backpropagation en anglais) et la boîte à outils de Matlab a été utilisée. Elle est utilisée pour les réseaux de neurones avec plusieurs couches et des fonctions des transferts non linéaires, les poids du réseau sont calculés avec la méthode du gradient de l'erreur. Des vecteurs d'entrées et des vecteurs cibles sont utilisés pour entraîner le réseau jusqu'à ce que ses sorties approchent les valeurs désirées. Des réseaux comprenant un réglage de décalage, une couche sigmoïde (type de fonction de transfert non linéaire dite aussi courbe en S, très utilisée pour l'apprentissage de problèmes non linéaires, voir Tableau 5.1) et une dernière couche linéaire ont été utilisés pour ces travaux. Les réseaux de neurones doivent être capables d'approximer n'importe quelle fonction comprenant un nombre fini de discontinuités.

Si le réseau de neurones est bien entraîné, des réseaux "rétropropagation" peuvent travailler correctement avec des entrées différentes de celles de l'entraînement. Cette caractéristique est très importante car elle nous donne la possibilité d'utiliser des réseaux pour des cas (de charge) non encore rencontrés.

Le processus pour apprendre la technique "rétropropagation" est divisé en quatre points clés:

1. Assembler les données d'entraînement.
2. Créer le réseau.
3. Entraîner le réseau.
4. Simuler le réseau avec de nouvelles données.

Si nous donnons à Matlab [MATH-07] une matrice avec toutes nos données d'entrée et de sortie, le logiciel utilisera par défaut 60% des données pour l'entraînement du réseau de neurones, 20% pour la validation de l'apprentissage et les 20% restants pour tester le réseau. Si les résultats de notre réseau ne sont pas bons, nous pouvons changer ces pourcentages pour les améliorer.

Le réseau le plus utilisé pour la méthode "rétropropagation" est le réseau non récurrent avec plusieurs couches. Matlab a déjà une fonction pour la création des réseaux de neurones, donc le travail a consisté à définir le nombre de couches du réseau et le nombre de neurones dans chaque couche, ce qui revient à paramétrer correctement la boîte à outils correspondante. Le choix du nombre de couches et/ou des neurones peut être fait de manière systématique ou

en utilisant d'autres algorithmes d'optimisation comme les PSO (Particle Swarm Optimization en anglais) [LIU-09] ou les algorithmes génétiques et les PSO combinés [YAN-09].

D'abord, il faut initialiser le réseau (Matlab le fait par défaut quand nous en créons un) pour donner un point de départ à tous les poids des connections et aux décalages de chaque neurone. Il faut faire attention dans cette étape car on peut avoir des résultats différents pour des initialisations différentes. Le réseau peut être entraîné pour différentes applications comme l'approximation de fonctions, l'association de modèles ou le classement de modèles. Pour nos travaux, on s'intéresse à l'approximation des fonctions.

Le processus d'entraînement exige un ensemble d'exemples de bon comportement du réseau, avec des entrées \mathbf{p} et des sorties cibles \mathbf{t} . Pendant la formation, les poids et les décalages du réseau sont itérativement ajustés afin de minimiser la fonction de performance. Par défaut, la fonction de performance pour les réseaux non récurrents est l'erreur quadratique moyenne, c'est à dire la moyenne de l'erreur quadratique entre les sorties du réseau et les sorties désirées.

Tous ces algorithmes utilisent le gradient de l'erreur pour déterminer la façon d'ajuster les poids et les décalages afin de minimiser la fonction de performance. Le gradient est déterminé en utilisant la rétropropagation, qui consiste à effectuer des calculs de l'avant vers l'arrière dans le réseau.

Pour avoir une meilleure vision d'ensemble DSE-VVC, la méthode de Monte Carlo a été déployée. Elle est souvent utilisée pour résoudre des problèmes stochastiques d'une ou plusieurs variables aléatoires. La méthode de Monte Carlo est une méthode très puissante en termes de modélisation et de résolution des systèmes complexes, donc très utilisée quand nous ne pouvons pas appliquer des solutions déterministes. Elle est définie au sens large comme étant une technique de résolution d'un modèle en utilisant des tirages aléatoires. Il s'agit donc d'une simulation stochastique [GEN-03], [RUB-08].

Le schéma de la Figure 5.3 représente l'application de la méthode de Monte Carlo à un système et cela peut être résumé avec les étapes suivantes:

1. Au cours d'un échantillon, les tirages sur les variables d'entrée (mesures) sont réalisés de façon aléatoire selon leur loi de probabilité (gaussienne).
2. Pendant la simulation Monte Carlo, plusieurs échantillons seront utilisés et pour chaque échantillon, une analyse déterministe du système sera faite pour obtenir des variables de sortie (pertes du réseau minimisées par la VVC).
3. Un histogramme sera réalisé avec toutes les variables de sortie.
4. L'histogramme sera modélisé avec une fonction de densité de probabilité de type gaussienne.

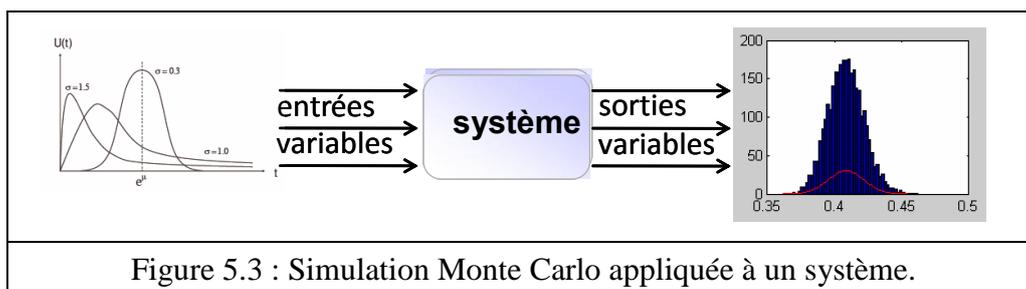


Figure 5.3 : Simulation Monte Carlo appliquée à un système.

La simulation Monte Carlo n'améliore pas l'estimation d'état, mais elle sert comme outil d'analyse pour tester les algorithmes utilisés avec les différents scénarios. La méthode de Monte Carlo reconstruit la gaussienne des pertes du réseau (ou la dégradation des pertes en raison d'une mauvaise observabilité et en conséquence d'une mauvaise prise de décision de la fonction VVC). La modification des pertes sera l'indice de performance d'ensemble. Plus de détails sur la modalité d'utilisation de la méthode de Monte Carlo peuvent être trouvés dans [AGU-10].

La Figure 5.4 présente le schéma fonctionnel dans lequel les réseaux de neurones ont été introduits. Donc, si par exemple nous avons un réseau avec 20 charges et nous disposons de capteurs seulement dans 3, les valeurs des 17 autres charges seront fournies par le réseau de neurones à partir des 3 charges mesurées et de son entraînement sur des calculs de répartition de charge aléatoires. Une fois que nous avons le point de départ de toutes les charges, l'estimateur d'état corrigera l'état du réseau pour alimenter la fonction avancée du réseau (ici la VVC).

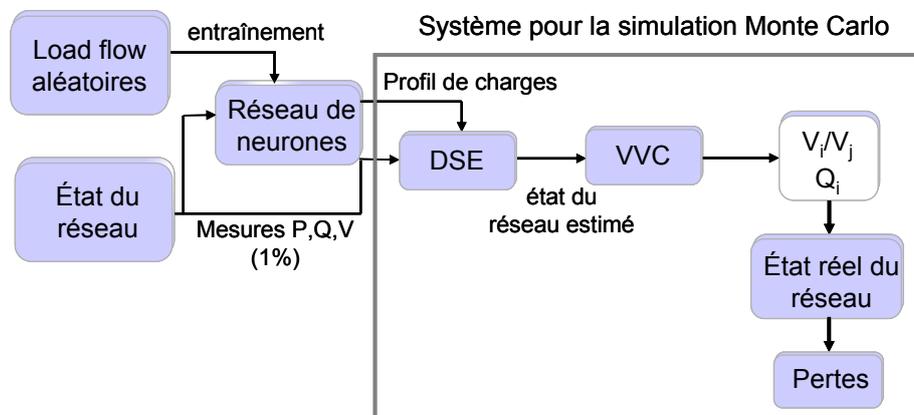


Figure 5.4 : Schéma de fonctionnement.

Pour que les réseaux de neurones soient capables de nous donner ces distributions de puissances dans notre réseau, pendant l'entraînement, nous lui donnerons 3000 ou 4000 cas de calcul de répartition de charge (load flow en anglais) aléatoires avec le but que ces réseaux de neurones arriveront à comprendre la logique de la distribution de charges à partir des flux d'entrée du système. Pour effectuer un load flow aléatoire, nous prenons la limite supérieure et inférieure d'une charge, $P \in [0.2 \cdot P_{max}, P_{max}]$ (il n'y a jamais moins de 20% de la charge sur un poste HTA/BT, compte tenu du foisonnement). Pour chaque cas, nous faisons un tirage aléatoire uniforme de puissance pour chaque charge dans ces limites. Nous lançons ensuite le load flow, et en faisant ce processus 3000 ou 4000 fois, nous obtenons un bon vecteur cible pour l'entraînement. Il est clair qu'avec peu de données d'entrée, le réseau de neurones ne sera pas capable de donner des estimations des puissances très précises, mais le but n'est pas forcément d'avoir une très bonne précision, mais plutôt d'avoir un meilleur résultat (écart type) que les anciennes pseudo-mesures très peu précises (écart type plus grand que 50%) avec leur valeur moyenne égale à la puissance moyenne de la charge considérés.

Les réseaux de distribution peuvent avoir beaucoup de configurations. De ce fait, pour rendre possible l'utilisation de ces méthodes, basées sur le fonctionnement des réseaux de neurones, en temps-réel dans les centres de conduite, nous pouvons envisager dès entraînements des neurones hors temps-réel pour toutes les configurations possibles du réseau et un stockage de ces résultats ou une reconstruction des réseaux de neurones dès qu'il y a un changement de configuration. Les deux cas présentent des difficultés de mise en œuvre qui

doivent être prises en compte, mais dans le contexte actuel, nous pouvons disposer de serveurs avec une très grande capacité de stockage et des programmes d'optimisation du temps de calcul assez performants. Ainsi, nous pouvons envisager leur utilisation dans les centres de conduite.

Le réseau de neurones utilisé comporte trois couches de neurones {12, 32, 10} (le nombre de neurones pour chaque couche). La fonction de transfert utilisée pour activer les neurones est tan-sigmoïde pour les trois couches avec un apprentissage supervisé, utilisant la règle de correction d'erreurs Trainrp. Trainrp est une fonction de transfert qui adapte les poids et les biais pour minimiser l'erreur d'algorithme back-propagation. Nous avons choisi d'utiliser trois couches parce que la littérature montre de bons résultats des réseaux de neurones pour ce nombre. Le choix du nombre des neurones pour chaque couche a été fait de manière systématique, aussi, nous allons pu envisager l'utilisation des méthodes d'optimisation comme nous avons mentionné auparavant (algorithmes génétique et/ou autres).

Si, dans le DSE, on introduit des valeurs réelles, donc sans aucune imprécision, nous allons obtenir à la sortie de la chaîne DSE-VVC les pertes réelles égales à 0.3296 p.u. Pour les simulations, nous avons utilisé des capteurs au poste source, aux deux GED ainsi qu'au nœud 52 (rappel : les plans d'expériences ont été appliqués sur ce réseau et le nœud 52 était le plus influent sur les pertes).

Des tirages sur les gaussiennes des mesures réelles ont été faits et les pseudo-mesures sont donnés par RNN. Ainsi, à la fin, la gaussienne des pertes joules a été reconstituée. Pour voir l'apport des RNN sur l'ensemble DSE-VVC, nous présentons plusieurs scénarios que nous avons considéré.

Dans la Figure 5.5, nous montrons 4 scénarios choisis. La courbe en bleu (mixte) correspond au scénario S1 dans lequel nous allons fait des simulations avec des capteurs PQV dans le poste source HTB/HTA, PQ 1% dans les nœuds producteurs GED et pour les autres nœuds de charge, nous avons utilisé des pseudo-mesures centrées sur la puissance moyenne avec une erreur de 50%. Le scénario S2 (courbe pointillée) correspond à des mesures réelles PQV au poste source, PQ aux GED, PQ dans le nœud 52 avec la charge la plus importante et des pseudo-mesures avec des erreurs de 50% dans les autres charges. Les réseaux de neurones ont été aussi utilisés pour le scénario S3 (courbe trait interrompue) où nous avons des mesures PQV au poste source, PQ aux GED, PQ dans le nœud 52. Pour les autres nœuds de charge, les données obtenues avec le réseau de neurones ont été utilisées. Le scénario S4 (courbe continue) montre le cas idéal avec des mesures réelles, donc avec une erreur de 1% dans tous les nœuds (Tableau 5.6). Le nœud 52 correspond au nœud avec l'indice PRAO 902 (numérotation donnée par le logiciel de planification EDF) et qui peut être retrouvé dans les figures des capteurs obtenus avec les plans d'expériences (chapitre IV).

La gaussienne de sortie du cas pour lequel nous utilisons des réseaux de neurones est centrée autour de 5% par rapport au cas idéal (capteurs partout). Par contre si nous n'utilisons pas les réseaux de neurones (RNN), la gaussienne est centrée sur 15%, donc l'apport des réseaux de neurones à l'amélioration des résultats de notre fonction avancée de réseau est évident, ainsi que l'apport des capteurs supplémentaires (PQ 52).

Pour la reconstitution des gaussiennes des pertes, nous avons fait 1000 tirages sur les gaussiennes des paramètres d'entrée, donc 1000 simulations du bloc DSE-VVC ont été faites.

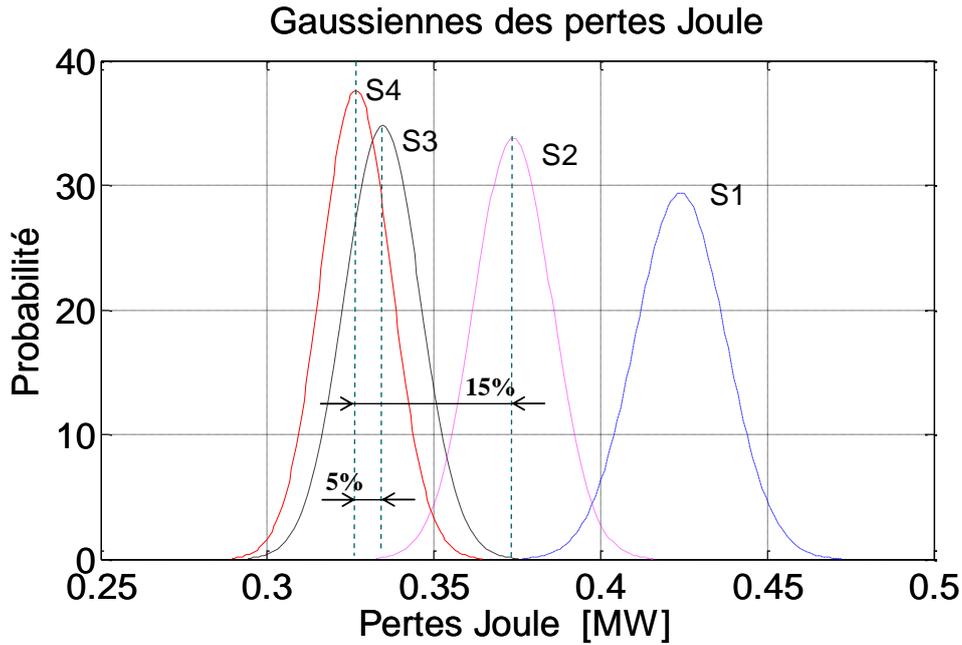


Figure 5.5 : Gaussiennes des pertes après la simulation Monte Carlo sur l'ensemble DSE-VVC pour les 4 scénarios choisis.

Pour améliorer ces résultats et aussi, pour gagner en temps de calcul, nous avons proposé la deuxième méthode qui sera présentée dans la section suivante.

Scénarios	Capteurs
S1	PQV au poste source PQ aux deux GED Pseudo-mesures centrées sur P_{moy}
S2	PQV au poste source PQ aux deux GED PQ au nœud 52 Pseudo-mesures centrées sur P_{moy}
S3	PQV au poste source PQ aux deux GED PQ au nœud 52 Pseudo-mesures données par les RN
S4	PQV au poste source PQ dans tous les nœuds

Tableau 5.3 : Synthèse des 4 scénarios choisis.

III.2.2 Deuxième méthode

La boîte à outils de Matlab est conçue pour donner la possibilité de créer différents types de réseaux de neurones. Cela donne l'opportunité pour plusieurs fonctions d'utiliser le même type de réseau. Cette flexibilité est possible parce que Matlab utilise la représentation orientée objet pour les réseaux de neurones. Cette représentation permet la définition de plusieurs architectures de réseaux et l'utilisation de plusieurs algorithmes pour ces

architectures [DEM–01]. Pour la suite de ces travaux, nous avons utilisé ce type de réseau personnalisé pour nous donner une meilleure flexibilité dans nos études.

Le but était de tester différentes structures que nous avons conçues pour améliorer les pseudo-mesures et pour avoir une meilleure rapidité en temps de calcul. De ce fait, nous avons eu la possibilité de contrôler l'architecture des réseaux de neurones.

La première méthode présentée (§ III.2.1) obtient des erreurs plus faibles pour les pseudo-mesures reconstituées que dans le cas d'utilisation des modèles de charge centrés sur la puissance moyenne. Si, dans le cas avec des pseudo-mesures centrées sur la puissance moyenne, nous pouvons avoir des erreurs entre 0 et 100% par rapport aux vraies valeurs, dans le cas d'utilisation des réseaux de neurones avec la première méthode nous retrouvons des erreurs entre 0 et 50% par rapport aux vraies valeurs. En ayant pris un réseau de neurones « par défaut », on a bien amélioré les pseudo-mesures. De ce fait, nous avons essayé d'améliorer encore en travaillant sur la structure et dans le même temps d'avoir un contrôle sur le contenu des réseaux de neurones.

Ce type de réseau de neurones personnalisé a été déployé pour reconstruire les pseudo-mesures, mais aussi dans le but de pré filtrer les mesures réelles, les résultats seront présentés dans la section suivante.

Avant de construire un réseau de neurones personnalisé, il faut définir son architecture. Nous avons commencé avec une structure simple de trois couches, chaque couche ayant une fonction d'entraînement. Pour avoir les meilleurs résultats en sortie, nous avons testé de manière systématique le nombre de neurones pour chaque couche, ainsi que les fonctions de transfert. Comme entrées, nous avons utilisé les mesures réelles que nous avons dans le réseau de distribution, donc les mesures d'amplitude de tension, mesures de puissances actives et réactives dans le poste source et les nœuds avec producteurs (GED). Parce que le nombre d'entrées était petit et que le nombre de sorties était plus grand (nombre de charges dans le réseau important), nous avons choisi de sortir 3 nœuds de charge pour avoir une bonne approximation donnée par les réseaux de neurones.

Nous avons groupé les entrées en fonction de leur type, ainsi, nous retrouvons 2 entrées dans le réseau de neurones personnalisé, les amplitudes de tension et les puissances. Les réseaux de neurones sont censés bien approximer les résultats si ils ont un nombre d'entrées plus grand que le nombre de sorties, un nombre suffisant d'entraînements et si la bande de variation des entraînements n'est pas trop grande. De ce fait, nous avons pensé à faire l'entraînement sur une variation de charge de 10% et de sortir seulement 3 charges à la fois. Les fonctions de transfert sont des fonctions prédéfinies dans la boîte à outils de Matlab.

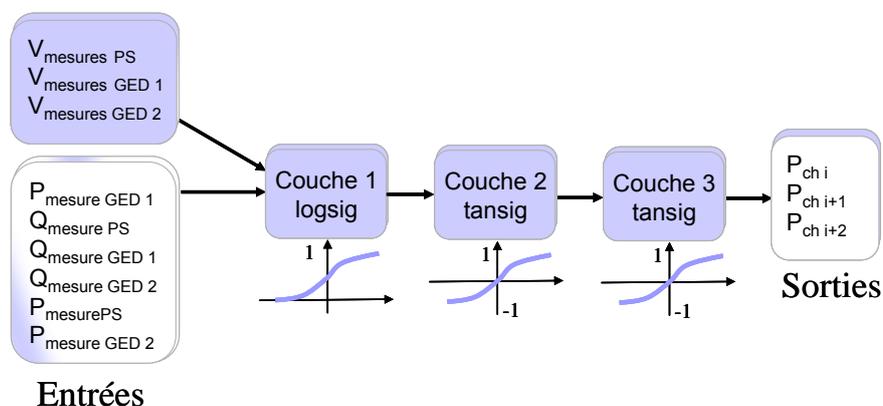


Figure 5.6 : Architecture de réseau de neurones personnalisé pour la création des pseudo-mesures.

Dans la Figure 5.6, nous présentons le réseau de neurones que nous avons conçu pour l'étude de minimisation des erreurs des pseudo-mesures. Nous avons construit le réseau de neurones en précisant le nombre d'entrées, le nombre de couches, les connexions entre les entrées et les couches, les connexions entre les couches, le nombre de sorties, les cibles pour les sorties, les biais associés aux couches, les limites de variation des entrées, le nombre de neurones pour chaque couche, la fonction de transfert associée à une couche, l'algorithme d'entraînement et la règle d'apprentissage. Comme règle d'apprentissage, nous avons choisi la minimisation d'erreur quadratique moyenne avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt (trainlm - fonction prédéfinie sous Matlab). Cet algorithme d'entraînement a été choisi grâce à ses performances en temps de calcul (le système DSE-VVC doit tourner en temps-réel), c'est la méthode la plus rapide, mais elle demande une mémoire plus importante. Plusieurs tests ont été faits pour cette application, mais cette structure a donné les meilleurs résultats. De ce fait, les autres tests effectués sont montrés dans l'Annexe A.4.

Dans cette section, nous montrons seulement les résultats obtenus pour les trois premières charges, représentant la validation de cette méthode. Les résultats complets seront montrés dans le chapitre suivant, avec le nouveau concept d'estimation d'état que nous proposons pour les réseaux de distribution. Ainsi, nous présentons dans la Figure 5.7 les erreurs pour trois nœuds de charge, calculées avec l'équation 5.3, que nous obtenons pour un entraînement de 4000 calculs de répartition de charge. Ensuite, pour valider cet entraînement, nous avons fait des simulations pour 100 autres entrées obtenues pour 100 autres répartitions de charge dans la bande de variation choisie. Les erreurs pour ces 100 points sont présentées dans la Figure 5.8. Le nombre de neurones utilisé pour chaque couche était de 23 (couche 1), 14 (couche 2), 3 (couche 3). Nous avons commencé avec un nombre de neurones pour la première couche plus grand que le nombre des variables d'entrée et pour la couche 3 égal aux variables de sortie. Le nombre de neurones pour chaque couche (1 et 2) a été testé de manière systématique pour obtenir les meilleurs résultats.

$$\text{erreur} = \frac{\text{valeur obtenue} - \text{valeur réelle}}{\text{valeur réelle}} \cdot 100 \text{ [\%]} \quad (5.3)$$

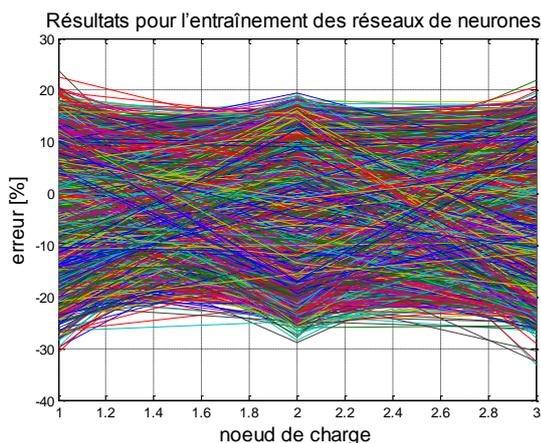


Figure 5.7. Les erreurs obtenues pour l'entraînement des réseaux de neurones

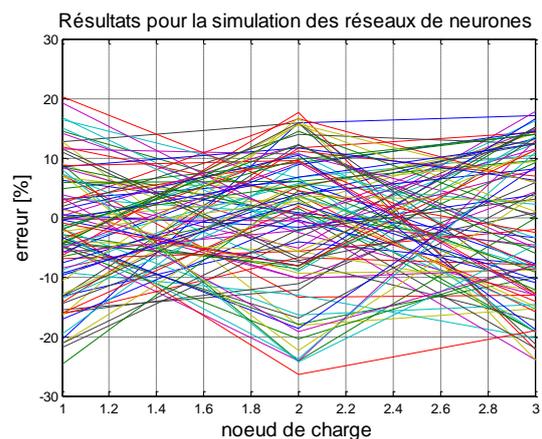


Figure 5.8. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones

Nous pouvons observer que nous arrivons à obtenir des erreurs pour les pseudo-mesures jusqu'à 30% et avec cette méthode nous pouvons contrôler l'architecture des réseaux de neurones, ainsi que son mode de fonctionnement.

Le même principe a été utilisé pour les autres nœuds de charge. Les résultats obtenus ont montré que nous obtenons des erreurs entre 0 et 30% pour tous les modèles de charge. Ces résultats nous montrent l'intérêt d'entraîner les réseaux de neurones sur des variations de charge plus petites pour avoir de meilleurs résultats. Les tests effectués pour des variations plus grandes sont montrés dans l'Annexe A4.

Une thèse sur la modélisation de prédiction des charges est en cours au GIE IDEA. Les résultats sont obtenus en utilisant des courbes de charge et de température réelles collectées par EDF depuis plusieurs mois concernant 7 postes HTA/BT alimentant différents types de charges (résidentiel, tertiaire, industriel). Des méthodes prédictives à court terme (J+1, J+2) sont développées et les résultats obtenus pour la prédiction des charges HTA/BT montrent des erreurs autour de 12 % [DIN-11]. Ainsi, nous pouvons envisager une utilisation des prédictions de charge obtenues par [DIN-11] pour l'entraînement de nos structures de réseaux de neurones et tester si nous arrivons à les améliorer encore plus.

La méthode que nous avons développée représente une solution pour dégrossir le problème d'estimation d'état pour les réseaux de distribution. Aussi, elle nous donne l'opportunité de configurer le réseau de neurones et de mieux les contrôler, tout en profitant des facilités de la boîte à outils de Matlab, telles que les fonctions déjà prédéfinies pour les fonctions de transfert. D'autres configurations de réseaux de neurones peuvent être envisagées pour l'amélioration des erreurs de pseudo-mesures. Par le contrôle des réseaux de neurones, nous comprenons la possibilité de choisir la structure des neurones, de réaliser les corrélations entre les couches et les neurones.

Même si nous avons amélioré les précisions des pseudo-mesures, le besoin des mesures réelles précises reste important pour une bonne estimation d'état. De ce fait, nous proposons, dans la section suivante, l'utilisation de réseaux de neurones également pour le pré-filtrage des mesures (nous avons vu dans le chapitre III l'impact d'une mauvaise mesure de V sur le plan de tension estimé).

III.3. Réseaux de neurones pour pré-filtrage des mesures

Pendant ces travaux de thèse, nous avons montré l'impact d'une mauvaise mesure sur l'estimation d'état : un capteur d'amplitude de tension avec une erreur importante influence l'estimation du plan de tension sur tout le réseau. Ainsi, nous proposons d'utiliser les réseaux de neurones personnalisés pour pré-filtrer les mesures d'amplitude de tension et puissance active avant qu'elles entrent dans l'algorithme de l'estimateur.

III.3.1 Pré-filtrage mesures d'amplitude de tension

Nous proposons dans cette section une méthode basée sur les réseaux de neurones pour l'amélioration des mesures erronées d'amplitude de tension. Une structure de 3 couches avec 27 neurones pour la couche 1, 30 neurones pour la couche 2 et 2 neurones pour la couche 3 (Figure 5.9) a été utilisée pour le pré-filtrage des mauvaises mesures d'amplitude de tension. Le nombre et les fonctions de transfert ont été testés systématiquement pour obtenir les meilleurs résultats.

Pour cette étude, nous proposons la structure des réseaux de neurones présentée à la Figure 5.9 qui a comme entrées des mesures PQV au poste source et à la GED 2 et une mesure d'amplitude de tension dans le nœud de la GED 1. Le but était de pré-filtrer la mesure

erronée au nœud de la GED 1. Les sorties sont les deux mesures d'amplitudes de tensions des GED.

Deux scénarios ont été définis pour la validation de cette méthode. Ainsi, nous avons considéré que le capteur d'amplitude de tension de la GED 1 a une erreur de 20% pour le premier scénario et de 10% pour le deuxième.

L'entraînement a été fait sur une variation de charge entre $0.2 P_{\max}$ et P_{\max} en utilisant des calculs de répartition de charge. Dans la Figure 5.10, nous présentons les résultats obtenus pour l'entraînement des réseaux de neurones, donc avec des valeurs réelles données par les calculs de répartition de charge. Nous pouvons observer que le réseau a été bien entraîné, ayant des erreurs autour de zéro.

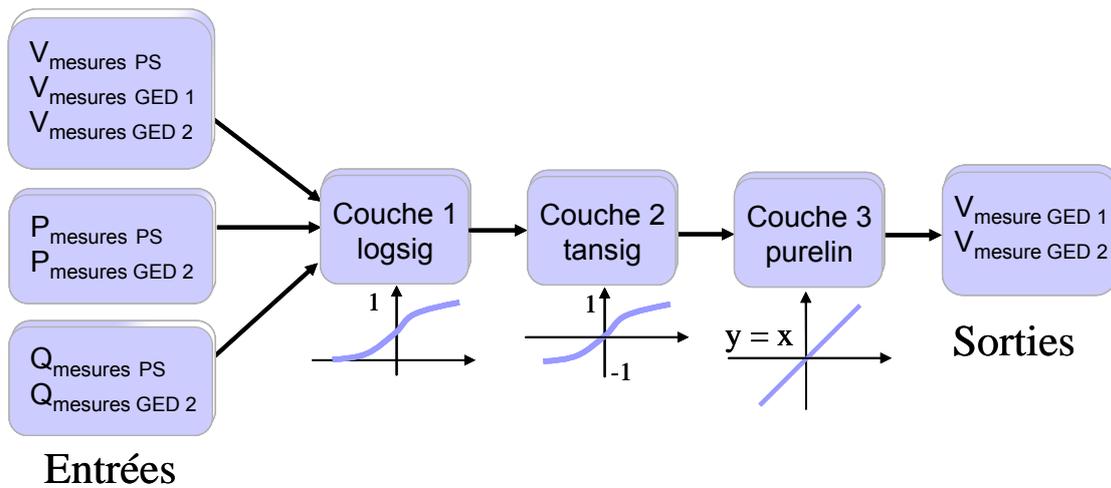


Figure 5.9 : Architecture réseau de neurones personnalisé pour le préfiltrage d'amplitude de tension.

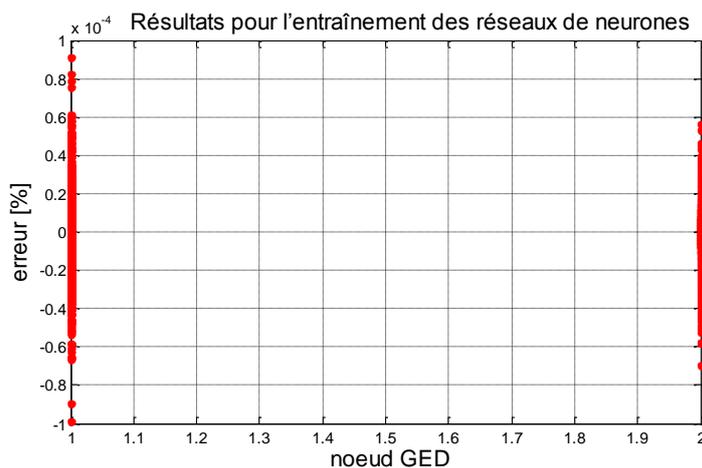


Figure 5.10 : Les erreurs obtenues pour l'entraînement des réseaux de neurones.

Pour les simulations du premier scénario, la mesure d'amplitude de tension de la GED 1 présente des erreurs constantes de 20% plus grandes que les valeurs réelles. Les Figures 5.11 et 5.12 montrent les résultats obtenus pour les simulations des réseaux de neurones sur 100 autres points de fonctionnement obtenus de la même manière avec des calculs de

répartition de charges. Nous pouvons observer, dans la Figure 5.11, que l'erreur de 20% sur le capteur d'amplitude de tension de la GED 1 a été diminuée jusqu'à 7.5% environ. La mesure précise de la GED 2 n'a pas été influencée par la présence de cette erreur sur le capteur V de la GED 1 (Figure 5.12).

Pour valider cette structure proposée pour le pré-filtrage des mesures d'amplitude de tension, nous avons fait des simulations avec des erreurs constantes de 10% pour le capteur V de la GED 1. Les Figures 5.13 et 5.14 présentent les erreurs pour les deux GED pendant les simulations. L'erreur du capteur de V de la GED 1 a été réduite de 4%, n'impactant pas la mesure correcte du capteur V de la GED2.

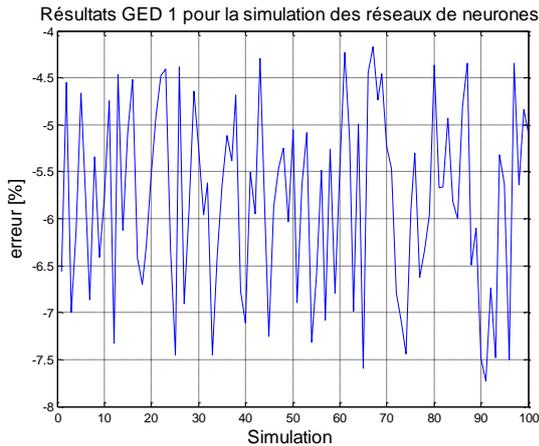


Figure 5.11. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones - GED1_20err

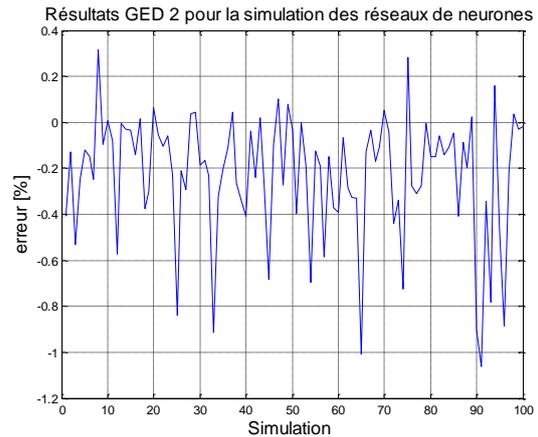


Figure 5.12. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones - GED2_20err

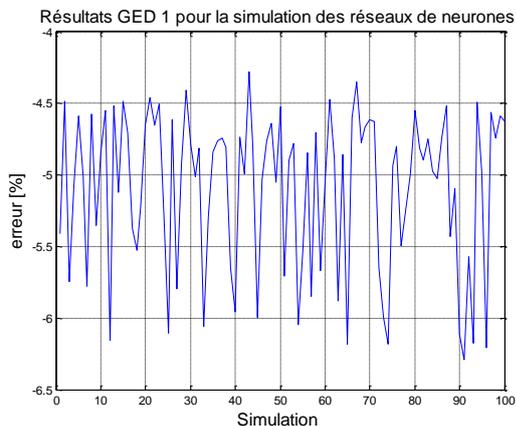


Figure 5.13. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones - GED1_10err

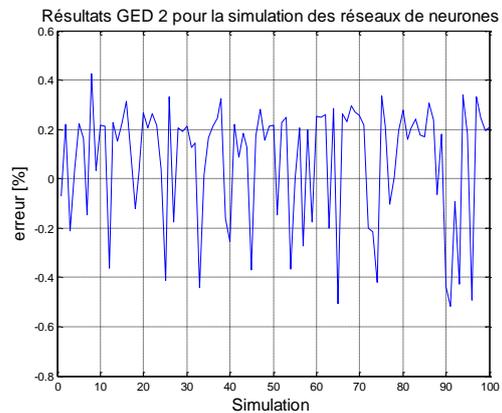


Figure 5.14. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones - GED2_10err

Dans cette partie, nous avons proposé, implanté et testé sous Matlab une méthode qui utilise les réseaux de neurones pour le pré-filtrage des mesures d'amplitude de tension. Dans les chapitres précédents, nous avons vu l'impact d'une mauvaise mesure de V sur l'estimation du plan de tension pour l'ensemble des nœuds du réseau. Ainsi, avant d'introduire ces mesures dans l'estimation d'état, nous avons proposé de les pré-filtrer en utilisant cette

technique. Cette méthode doit être utilisée après le cas de création d'une pseudo-mesure d'amplitude de tension si nous avons le cas d'un capteur en panne et pour filtrer les mesures réelles d'amplitude de tension qui contiennent des erreurs de mesures, avant de donner ces valeurs à l'estimateur d'état.

III.3.2 Filtrage des mesures de puissance active

Dans cette partie, nous proposons une structure des réseaux de neurones qui a été développée sous Matlab pour le pré-filtrage des mesures de puissance active. Plusieurs tests ont été faits et nous présentons la structure qui a donné les résultats les plus satisfaisants. Nous présentons ces tests en détail dans l'Annexe A4. Cette structure de trois couches comprend 23 neurones pour la première couche, 14 neurones pour la deuxième couche et 1 neurone pour la troisième couche. La Figure 5.15 montre la structure utilisée et les fonctions de transfert associées. Nous avons considéré comme entrées les mesures de PQV au poste source et aux deux GED, puisque ce sont des mesures que nous pouvons avoir en réalité dans le réseau. On s'intéresse à pré-filtrer la mesure de puissance active de la GED1, ainsi, elle a été considérée comme la seule sortie du réseau de neurones. Pour avoir de meilleurs résultats, les réseaux de neurones ont été entraînés sur des variations de charges petites, donc des charges qui varient entre $0.2P_{\max}$ et $0.4P_{\max}$. Les données ont été obtenues avec des calculs de répartition de charge aléatoires sur cet intervalle de variation.

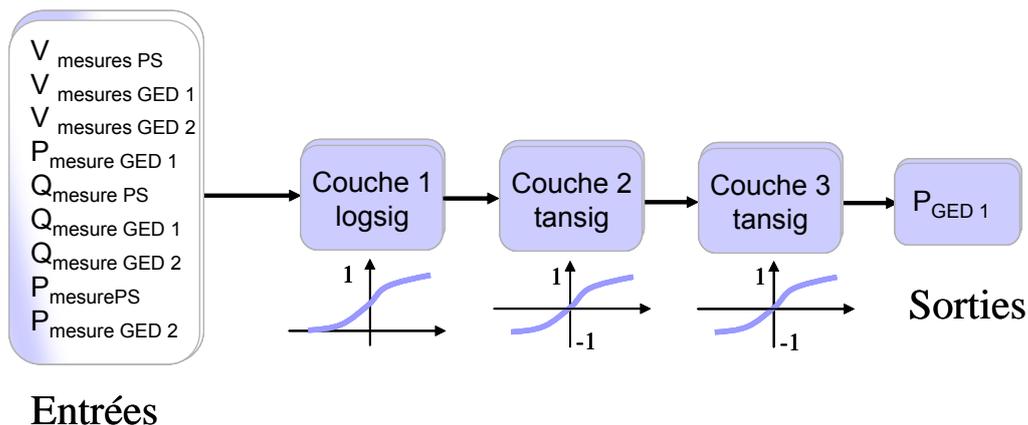


Figure 5.15 : Architecture réseau de neurones personnalisé pour le préfiltrage des mesures de puissance active.

Les simulations ont été faites pour 100 autres points de fonctionnement obtenus avec des calculs de répartition de charge aléatoires. Dans la Figure 5.16, nous présentons les résultats (les erreurs calculées avec l'équation (5.3) pour l'entraînement des réseaux de neurones) obtenus pour le cas sans erreurs de capteur de puissance active dans le nœud de la GED 1. Ainsi, nous observons qu'en l'absence d'erreurs de mesure, les erreurs données par notre structure de neurones proposée sont très proches de zéro. Nous avons fait des simulations également avec une erreur constante de 25% plus grande que la valeur réelle pour le capteur P de la GED1. Les résultats que nous avons pour ce scénario de simulation sont montrés dans les Figures 5.17 et 5.18 et les erreurs pour les 100 points de fonctionnement ne sont pas plus grandes que 8%. De ce fait, nous avons une amélioration de la précision du capteur de puissance active de la GED1 de 17%.

Dans cette partie, nous avons proposé, testé et validé une structure de réseaux de neurones pour le pré-filtrage d'une mesure de puissance active et nous avons obtenu une amélioration de 17%.

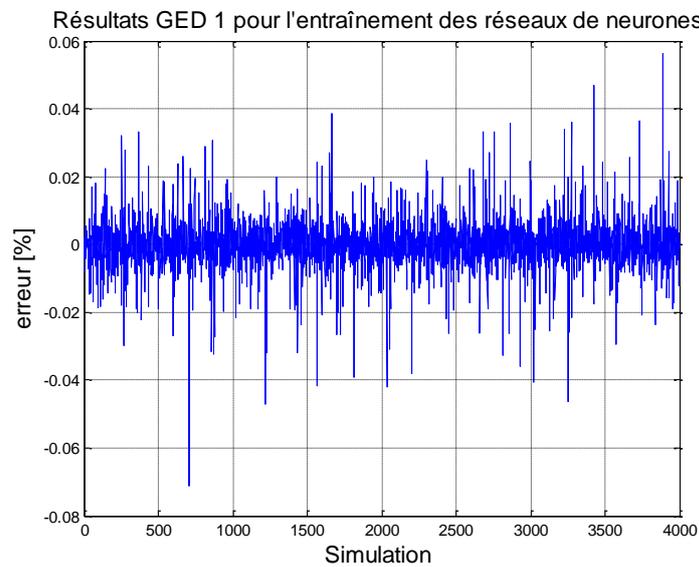


Figure 5.16 : Les erreurs obtenues pour l'entraînement des réseaux de neurones.

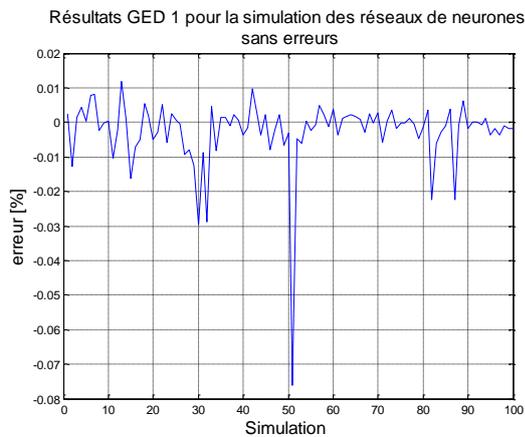


Figure 5.17. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones - GED1 sans erreurs

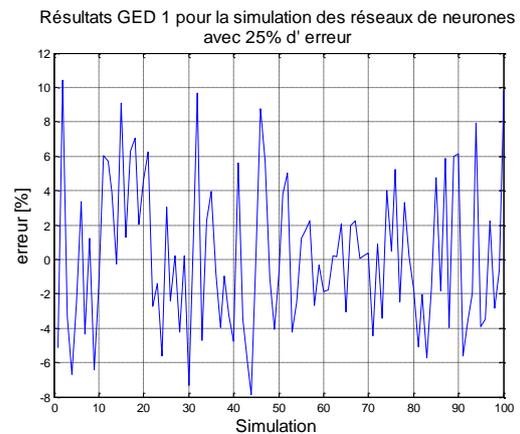


Figure 5.18. Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones - GED2 avec une erreur constante de 25%

IV. CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, nous avons proposé l'utilisation de réseaux de neurones pour améliorer les mesures. Le but était d'avoir des données d'entrée plus précises pour l'estimateur d'état et par conséquent, pour le réglage de tension.

Dans une première partie nous avons proposé l'utilisation de la boîte à outils de Matlab pour la correction des pseudo-mesures grâce à une vision globale du réseau. Nous avons vu que l'apport pour l'ensemble DSE-VVC était d'environ 15% sur les pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC. Ainsi, nous avons proposé d'autres structures de réseaux de neurones que nous avons développées pour pouvoir contrôler leurs contenus et aussi améliorer le temps de calcul. Ces types de réseaux de neurones ont été implantés sous Matlab en utilisant des fonctions de transfert déjà prédéfinies dans le logiciel de simulation. Nous les avons utilisées pour améliorer les pseudo-mesures de puissance active et réactive, ensuite pour le pré-filtrage des mesures d'amplitude de tension et de puissance active que nous pouvons avoir dans nos réseaux de distribution. Les résultats obtenus ont montré l'intérêt d'utiliser les réseaux de neurones pour la création des pseudo-mesures plus précises (souvent un dé-biaisage + une diminution de l'incertitude) et pour le pré-filtrage des mesures avant qu'elles ne soient introduites dans l'estimateur d'état. Le but était de voir l'apport que nous pouvons avoir en utilisant les réseaux de neurones et leurs limites. Ainsi, les méthodes proposées peuvent être utilisées avant l'utilisation d'estimateur d'état et elles peuvent être encore améliorées en trouvant d'autres structures et fonctions de transfert associées. Nous avons essayé de dégrossir le problème d'estimation d'état pour les réseaux de distribution en utilisant les réseaux de neurones avant d'entrer les données dans le DSE.

Nous avons vu pendant ces travaux que le DSE tout seul ne pouvait pas résoudre tous les problèmes d'estimation des réseaux de distribution. De ce fait, dans le chapitre suivant nous proposons une autre approche pour avoir un réseau de distribution observable et contrôlable : la chaîne plan d'expérience - réseaux de neurones - estimateur d'état – réglage de tension sera présentée et testée avec différents scénarios pour les réseaux de distribution.

CHAPITRE VI :
NOUVELLE ARCHITECTURE DE
L'ESTIMATION D'ETAT

CHAPITRE VI

NOUVELLE ARCHITECTURE DE L'ESTIMATION D'ETAT

I. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous proposons une nouvelle approche pour l'estimation d'état des réseaux de distribution. Ce concept consiste dans l'emplacement optimal des capteurs en utilisant les plans d'expériences, ensuite à établir des pseudo-mesures pour les charges non instrumentées, puis de pré-filtrer les mesures d'amplitude de tension et de puissance active que nous avons dans notre système en utilisant les réseaux de neurones ; enfin d'entrer toutes ces données dans l'estimateur d'état qui alimente la fonction de réglage de tension et du réactif développée par B. Berseneff [BER-10].

Les méthodes ont été présentées et validées dans les chapitres précédents, ainsi, nous présentons dans ce chapitre le réseau, les hypothèses utilisés et les résultats que nous avons obtenus pour la chaîne globale.

Cette chaîne n'a été testée que sur un seul réseau donc les conclusions obtenus sont difficilement généralisables. Pour réaliser cela, il faudrait appliquer la chaîne à d'autres réseaux dans des travaux ultérieurs.

II. RESEAU D'ETUDE ET HYPOTHESES

Le réseau utilisé pour ces simulations est le réseau réel présenté dans la Figure 2.51 du chapitre II. C'est un réseau rural de 55 nœuds avec 13 postes HTA/BT et deux producteurs

(GED). Nous avons choisi le même réseau utilisé dans le cas des plans d'expériences pour avoir l'emplacement optimal des capteurs et aussi pour avoir le pré-filtrage des mesures d'amplitude de tension avec les réseaux de neurones présentés dans le chapitre V. Pour les pseudo-mesures, nous avons choisi d'utiliser d'une part (pour les simulations d'un cas d'étude considéré) des pseudo-mesures avec des erreurs de 20%, ordre de grandeur trouvé avec les réseaux de neurones, ainsi que dans les travaux menés par [DIN-11]. D'autre part, nous utilisons encore des pseudo-mesures avec une erreur de 50% (pour un autre cas d'étude considéré) parce que l'estimateur sera être implanté dans les réseaux de distribution français avant le déploiement généralisé des compteurs Linky qui vont fournir des informations pour construire des modèles de charge.

Les scénarios utilisés pour ce chapitre ont été choisis pour pouvoir faire une comparaison avec les résultats obtenus avec les différentes méthodes proposées séparément. Ainsi, nous avons appliqué la chaîne complète sur le réseau rural Figure 2.51, qui représente un départ du grand réseau rural présenté à la Figure 4.10. Le but était d'avoir en sortie de la VVC des pertes plus proches de la vraie valeur, donc un meilleur fonctionnement de cette fonction. Comme les réseaux de distribution sont très complexes et variés, plusieurs tests doivent être faits pour pouvoir trouver une conclusion générale sur la chaîne que nous proposons dans cette étude.

A partir des plans d'expériences, nous avons trouvé les nœuds de charge les plus importants pour l'optimisation des pertes avec les consignes données par la VVC. Ainsi, nous avons choisi de faire des simulations avec des capteurs PQV – puissances active et réactive, amplitude de tension dans le premier nœud le plus influent sur la sortie de la VVC, qui est le nœud de charge 52. Tous les cas d'étude avec les scénarios choisis essaient de couvrir les cas possibles que l'opérateur pourrait rencontrer sur son système d'une part avant l'arrivée des compteurs Linky (pseudo-mesures centrées sur la puissance moyenne avec des erreurs de 50%) et d'autre part après que toutes les informations des compteurs intelligents soient prêtés à être incorporées dans la structure de l'estimateur d'état (pseudo-mesures centrées sur la valeur réelle avec des erreurs de 20% ou moins). Les mesures réelles que nous avons considérées pour les cas d'étude sont les mesures de puissances active et réactive et l'amplitude de tension au poste source et au niveau des deux GED présentes dans notre réseau (nœuds 37 et 51). Les erreurs des mesures réelles ont des distributions gaussiennes avec un écart type de 1%.

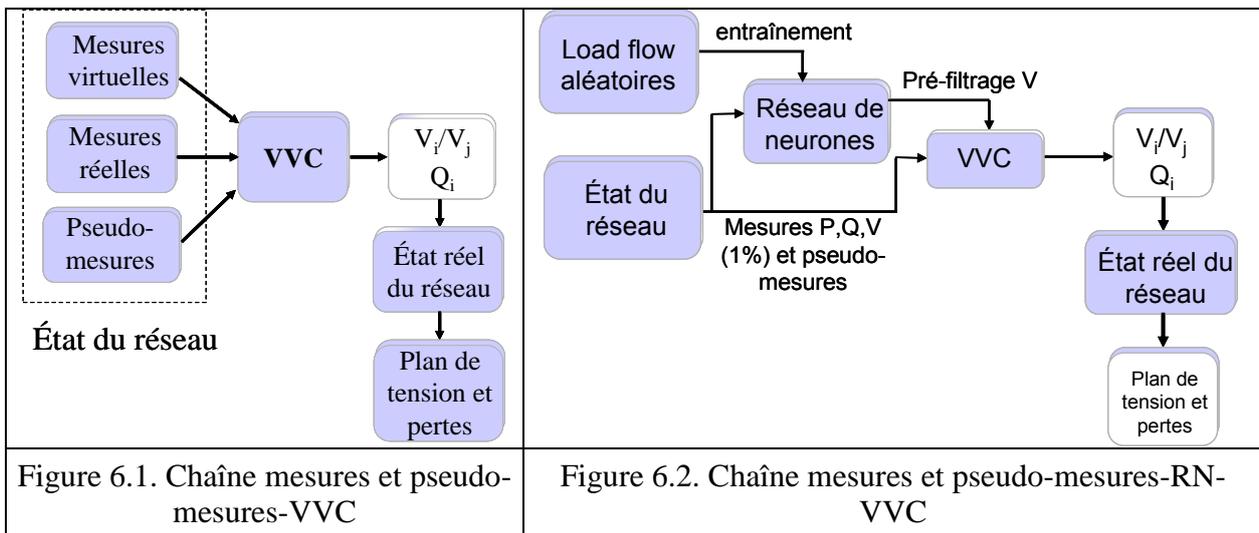
Les cas d'étude que nous avons pris en compte sont :

1. **Cas 1 d'étude** : toutes les mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) ont des erreurs de 1% et les pseudo-mesures sont centrées sur la puissance moyenne avec une erreur de 50% ;
2. **Cas 2 d'étude** : toutes les mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) ont des erreurs de 1% et les pseudo-mesures sont centrées sur la puissance réelle avec une erreur de 20% ;
3. **Cas 3 d'étude** : toutes les mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) ont des erreurs de 1%, sauf le capteur d'amplitude de tension de la GED 37 qui a une erreur de 20% et les pseudo-mesures sont centrées sur la puissance moyenne avec une erreur de 50% ;
4. **Cas 4 d'étude** : toutes les mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) ont des erreurs de 1%, sauf le capteur d'amplitude de tension de

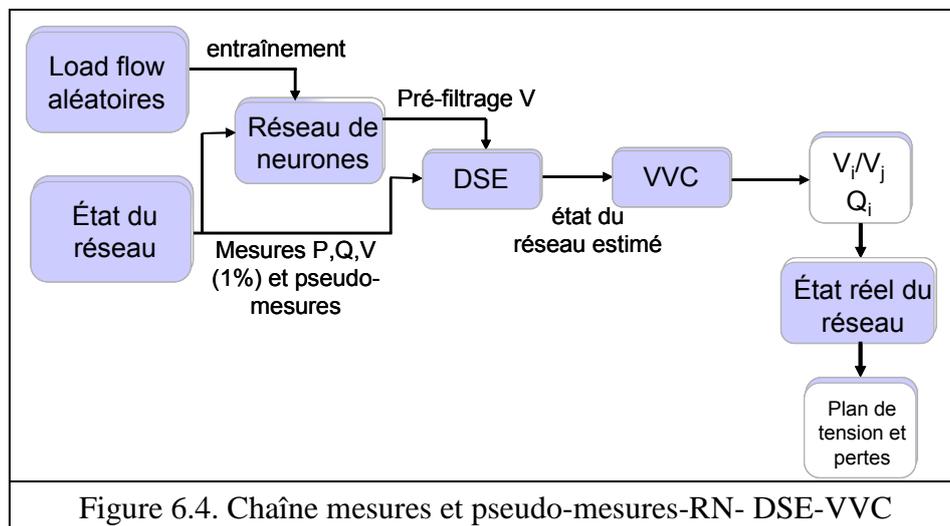
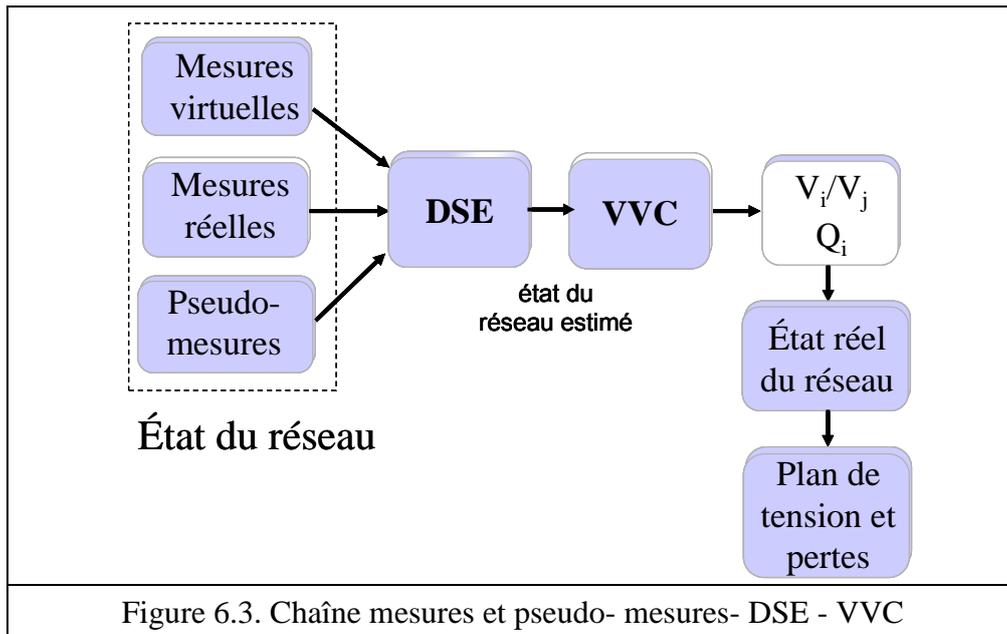
la GED 37 qui a une erreur de 20% et les pseudo-mesures sont centrées sur la puissance réelle avec une erreur de 20% ;

Pour pouvoir valider (voir l'apport de chaque algorithme que nous avons proposé dans ces travaux et ensuite faire une comparaison) nous avons testé tous ces cas pour différents scénarios :

- Scénario n°1 (S1) :
 - S1_1 : chaîne mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) et pseudo-mesures – VVC, donc les mesures réelles et les pseudo-mesures sont directement les entrées de la VVC, voir Figure 6.1 ;
 - S1_2 : chaîne mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) et pseudo-mesures – RNN – VVC, donc les mesures d'amplitude de tension sont pré-filtrées avec les réseaux de neurones avant d'entrer toutes les mesures réelles et les pseudo-mesures dans la VVC, voir Figure 6.2.

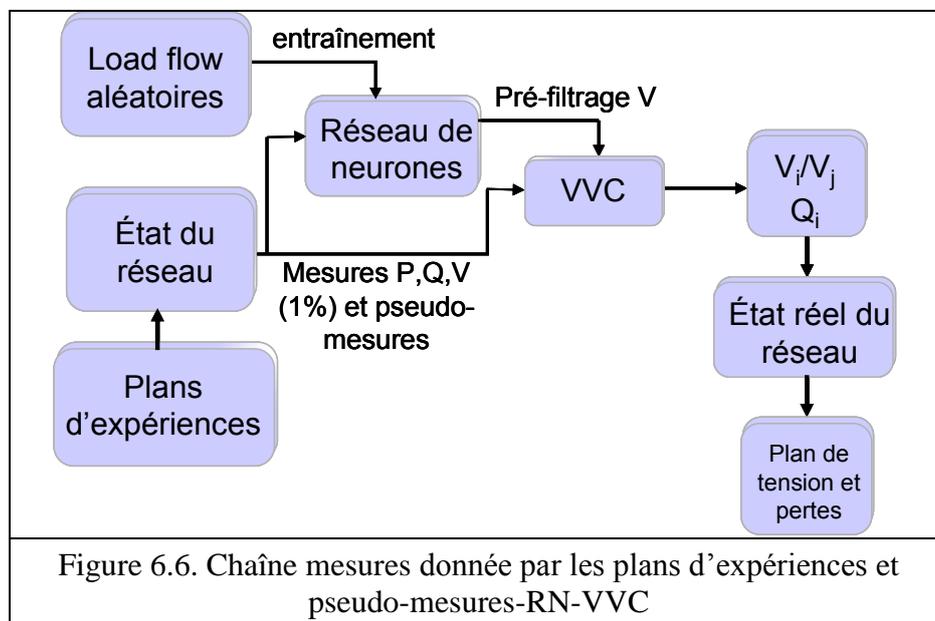
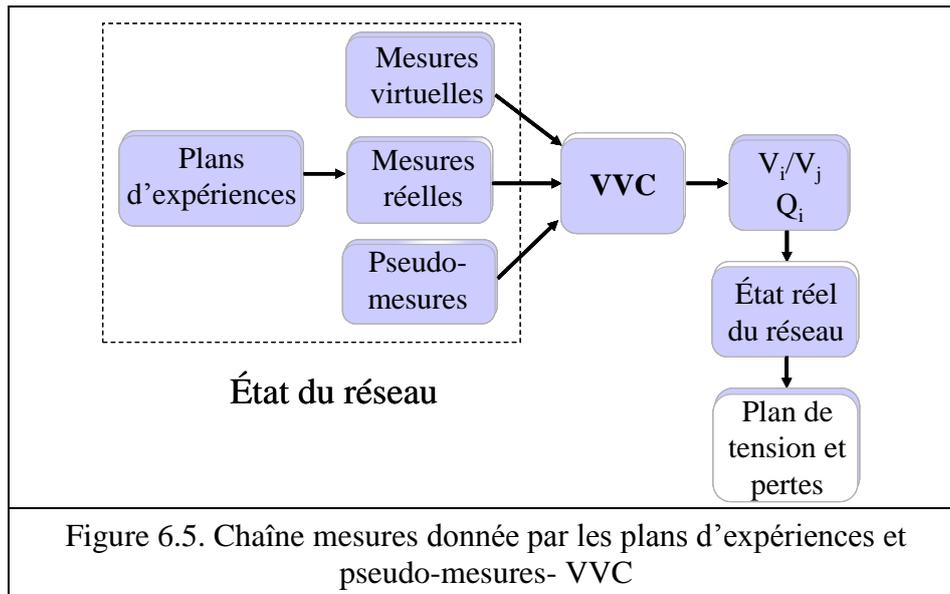


- Scénario n°2 (S2) :
 - S2_1 : chaîne mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) et pseudo-mesures – DSE – VVC, donc les mesures et les pseudo-mesures sont introduites dans le DSE, qui déterminera les entrées de la VVC, voir Figure 6.3 ;
 - S2_2 : chaîne mesures réelles (PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51) et pseudo-mesures – RNN – DSE – VVC, donc les mesures d'amplitude de tension sont pré-filtrées avec les réseaux de neurones avant d'entrer les données (mesures et pseudo-mesures) dans le bloc DSE – VVC, voir Figure 6.4.



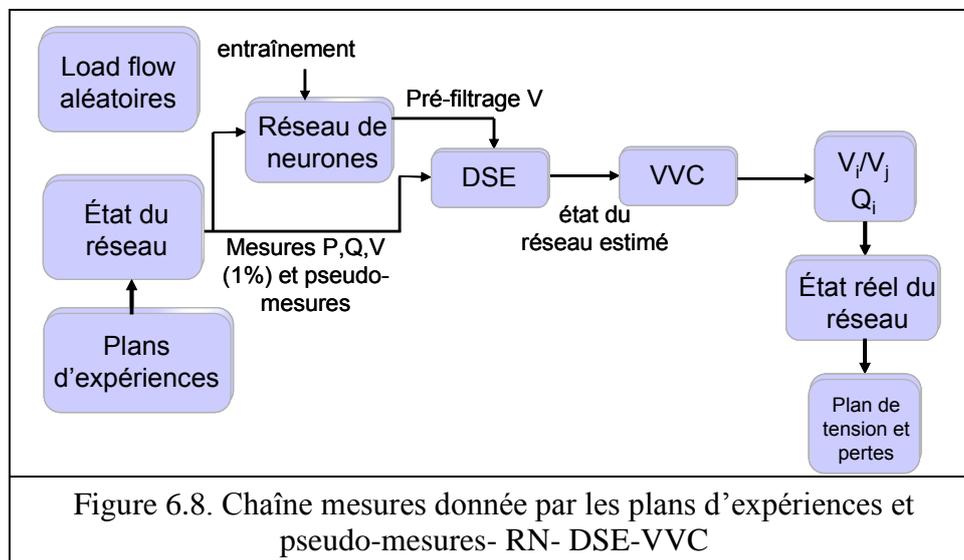
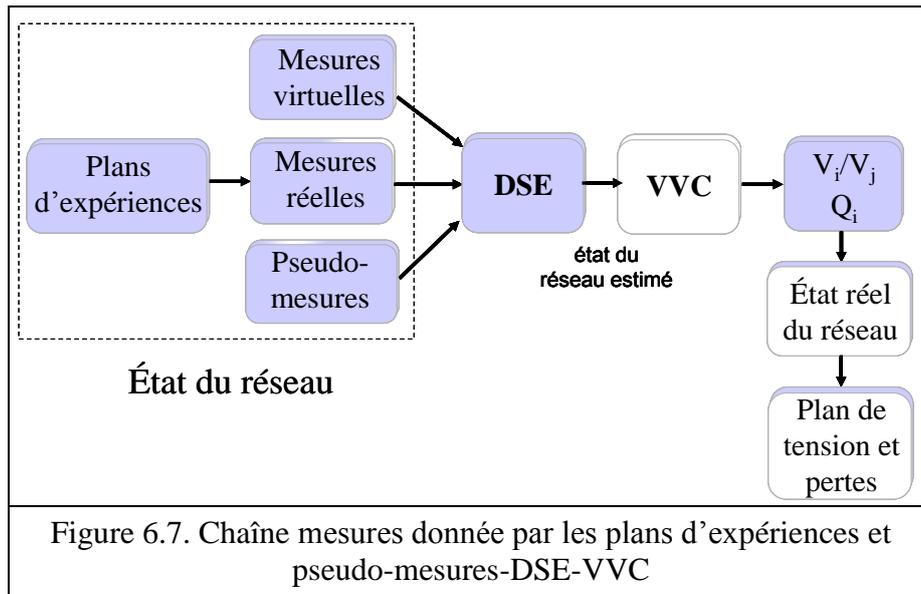
▪ Scénario n°3 (S3) :

- S3_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) et PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51 – pseudo-mesures –VVC, donc les mesures réelles (PQV au poste source, aux deux GED et dans le nœud 52) et les pseudo-mesures sont directement les entrées de la VVC, voir Figure 6.5 ;
- S3_2 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) et PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51 – pseudo-mesures – RN –VVC, donc les mesures d'amplitude de tension sont pré-filtrées avec les réseaux de neurones avant d'entrer toutes les mesures réelles (PQV au poste source, aux deux GED et dans le nœud 52) et les pseudo-mesures dans la VVC, voir Figure 6.6.



▪ Scénario n°4 (S4) :

- S4_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) et PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51 – pseudo-mesures – DSE – VVC, donc les mesures réelles (PQV au poste source, aux deux GED et dans le nœud 52) et les pseudo-mesures sont introduites dans le bloc DSE – VVC, voir Figure 6.7 ;
- S4_2 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) et PQV au poste source et aux deux GED 37 et 51 – pseudo-mesures – RN – DSE – VVC, donc les mesures d'amplitude de tension sont pré-filtrées avec les réseaux de neurones avant d'entrer toutes les mesures réelles (PQV au poste source, aux deux GED et dans le nœud 52) et les pseudo-mesures dans le bloc DSE – VVC, voir Figure 6.8.



▪ Scénario n°5 (S5) :

- S5_1 : chaîne capteurs PQV 1% dans tous les nœuds – VVC, voir Figure 6.9 ;
- S5_2 : chaîne capteurs PQV 1% dans tous les noeuds – DSE – VVC, voir Figure 6.10.

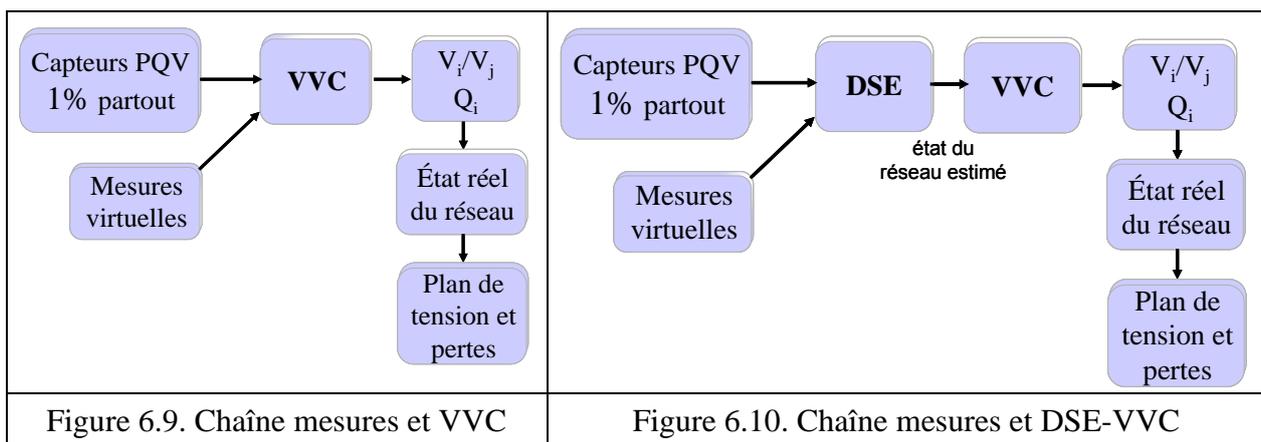
Pour chaque scénario, nous avons fait 100 tirages sur les gaussiennes des mesures et pseudo-mesures et ensuite, pour chaque tirage, nous avons fait les simulations avec les différentes hypothèses. Les tests sont faits pour le même point de fonctionnement pour pouvoir réaliser une comparaison. Pour chaque scénario nous présentons :

- la valeur maximale d'amplitude de tension que nous avons dans notre réseau issue d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC pour 100 tirages (max_V_après_VVC) ;

- la valeur minimale d'amplitude de tension que nous avons dans notre réseau issue d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC pour 100 tirages (min_V_après_VVC) ;
- la performance de l'estimateur pour les amplitudes de tension, donc les valeurs maximale (Nb_max_V), moyenne (Nb_moy_V) et minimale des erreurs (Nb_min_V) faites sur 100 tirages (nous avons choisi de regarder la performance des amplitudes de tension pour voir l'impact du pré-filtrage fait avec l'aide des réseaux de neurones sur l'estimation d'état) ;
- les gaussiennes des pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC, ainsi que la valeur moyenne (μ) et la déviation standard (σ) de chaque gaussienne. Ceci a été fait avec la fonction de Matlab « **normfit** ».

Le vecteur d'état $V-\theta$ a été utilisé pour l'estimateur d'état. Il a été déployé avec la méthode déjà présentée dans les chapitres II, appelée « variante EDF R&D », que nous avons trouvé la plus adaptée à l'estimation d'état des réseaux de distribution pour les scénarios que nous avons étudiés.

Tous les résultats ont été comparés avec le cas idéal avec capteurs PQV à 1% (puissances active et réactive et amplitude de tension) dans tous les nœuds de charge, ainsi que dans le poste source HTB/HTA.



III. RESULTATS

III.1. Cas d'étude 1

Le but de cette partie est de voir l'impact des pseudo-mesures centrées sur la puissance moyenne avec une erreur de 50%, de l'utilisation des réseaux de neurones sur l'estimation des amplitudes de tension et sur le bloc DSE-VVC. Si les entrées de la VVC contiennent des imprécisions, elles ne donneront pas de bonnes consignes pour les puissances réactives des GED et une bonne référence de tension pour le régulateur en charge situé au niveau du poste source HTB/HTA. Ainsi, nous pouvons retrouver des sur et/ou des sous-tensions

dans notre réseau à cause de la mauvaise observabilité. En conséquence, nous allons présenter aussi les valeurs maximale et minimale d'amplitude de tension que nous retrouvons dans notre système après un calcul de répartition de charges avec les consignes données par la VVC lorsque celle-ci est alimentée par des données provenant d'une observabilité choisie.

Dans le chapitre 5, nous avons utilisé les réseaux de neurones pour filtrer les mesures d'amplitude de tension et nous sommes arrivés à diminuer d'environ 12.5% les erreurs sur un capteur de tension avec 20% d'erreur. Dans ce chapitre, nous voulons voir l'impact de l'utilisation des réseaux de neurones pour filtrer un capteur de tension sur le plan de tension estimé, donc en sortie de l'estimateur. Pour cela nous regardons les valeurs maximale, moyenne et minimale des erreurs de tension pour 100 tirages.

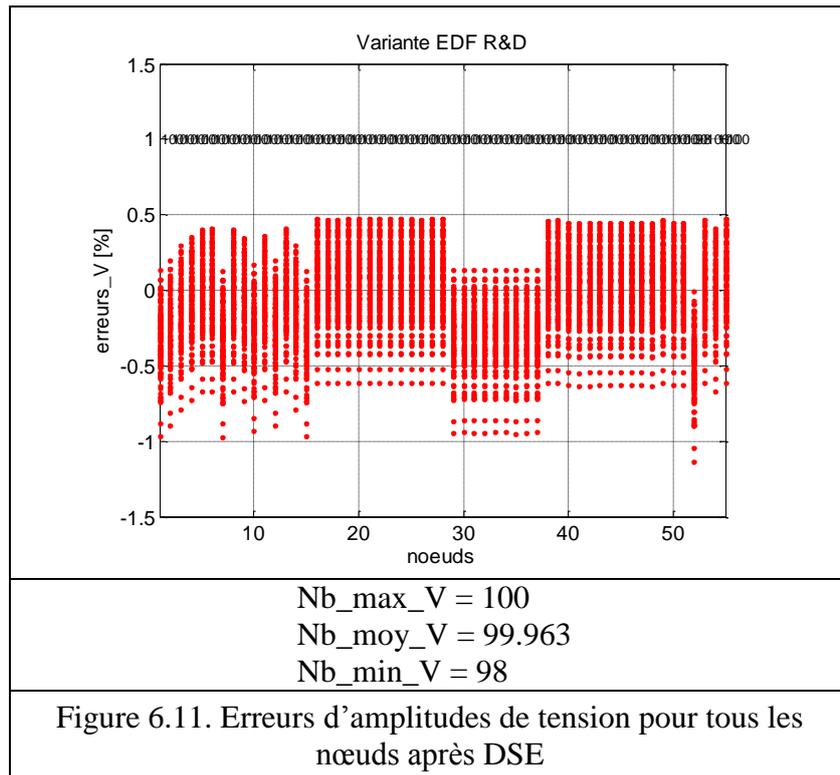
Avec la méthode des plans d'expériences, nous avons trouvé un emplacement optimal des capteurs PQ dans notre système (chapitre IV). Ainsi, nous avons fait des tests avec le premier nœud (nœud 52) donné par cette méthode pour voir l'impact sur l'estimation des amplitudes de tension, ainsi que sur les pertes obtenues après la VVC.

Les gaussiennes des pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les mauvaises consignes données par la VVC pour les 5 scénarios seront montrées dans la Figure 6.16 pour pouvoir faire une comparaison entre ces scénarios.

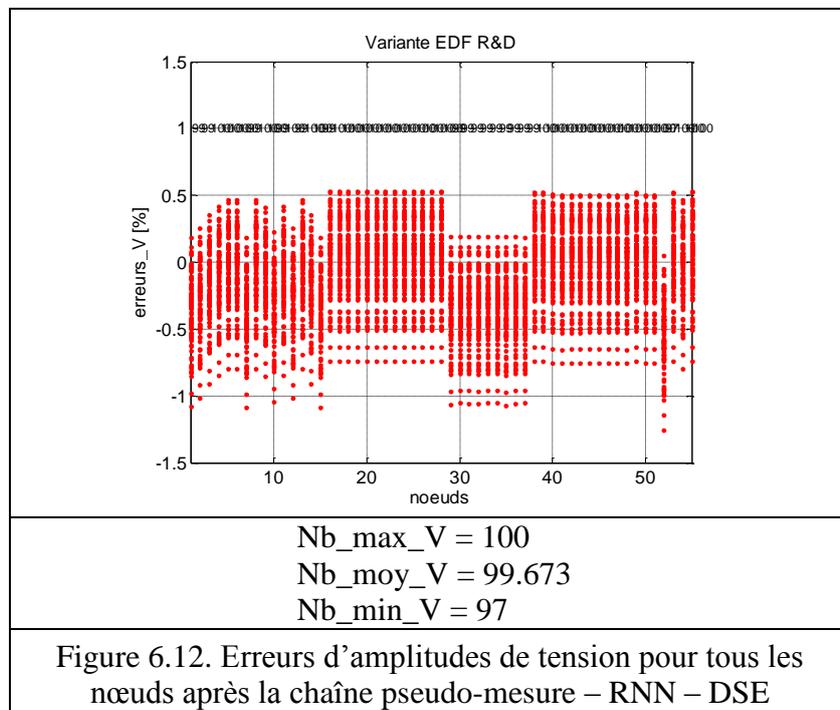
- Scénario n°1 (S1) :
 - S1_1 : chaîne pseudo-mesure – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0352p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9443e-004$ p.u.
 $\sigma = 2.8579e-007$
 - S1_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0352p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9443e-004$ p.u.
 $\sigma = 2.8558e-007$

Pour ce premier scénario, nous obtenons toutes les amplitudes de tension après un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC lorsque celle-ci est alimentée par des données provenant de l'observabilité choisie et introduites dans l'état réel du réseau dans les limites réglementaires [0.95, 1.05] p.u. Comme nous n'avons pas d'erreurs sur les mesures de V, nous n'avons pas d'impact des réseaux de neurones sur les sorties de la VVC. Le but du ce premier scénario a été de montrer que l'utilisation d'un pré-filtrage avec les réseaux de neurones n'intervient pas sur la performance de la VVC lorsque il n'y a pas d'erreurs sur les mesures.

- Scénario n°2 (S2) :
 - S2_1 : chaîne pseudo-mesure – DSE – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0352p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9235e-004$
 $\sigma = 1.3034e-007$



- S2_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC ;
 max_V après_VVC = 1.0352p.u.
 min_V après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9235e-004$
 $\sigma = 1.3034e-007$



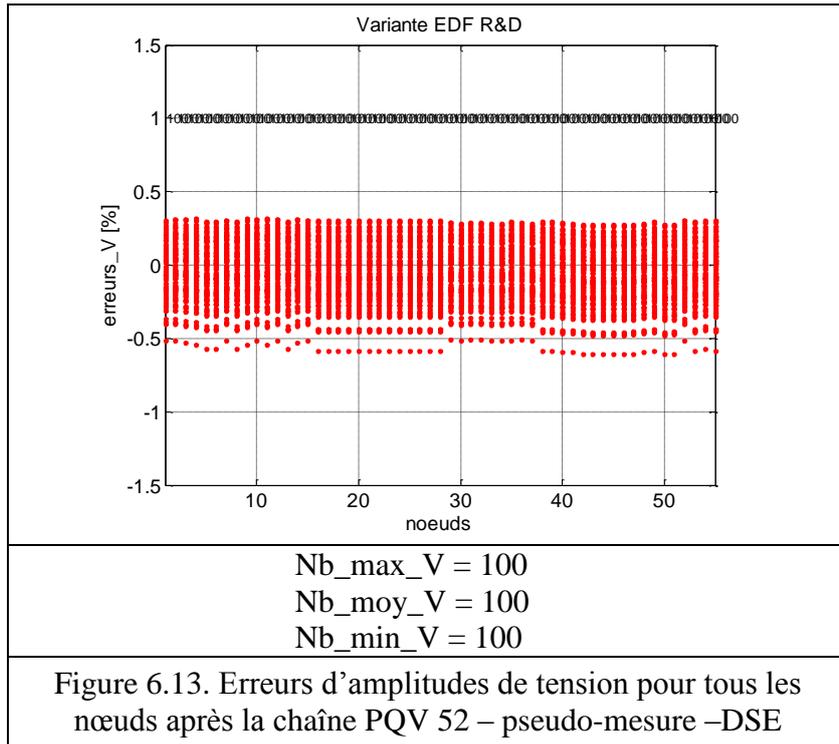
En rajoutant l'estimateur d'état, le plan de tension après la VVC reste toujours dans les limites réglementaires. Les performances de l'estimation des amplitudes de tension pour

les deux cas (S2_1 et S2_2) sont comparables. Le but de ce scénario a été de montrer que l'utilisation d'un pré-filtrage avec les réseaux de neurones n'intervient pas sur la performance du bloc DSE-VVC lorsqu'il n'y a pas d'erreurs sur les mesures.

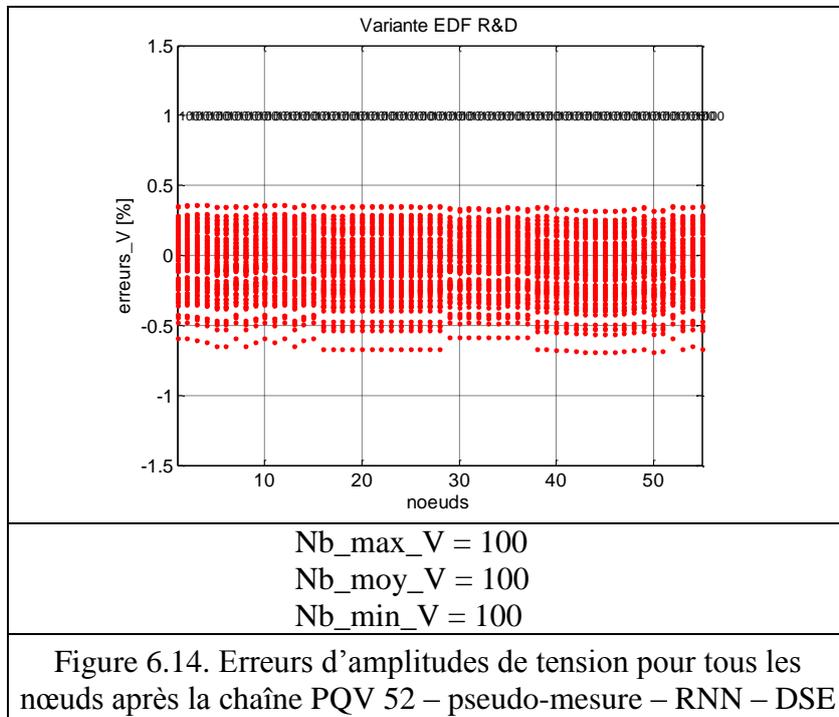
- Scénario n°3 (S3) :
 - S3_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure –VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0357p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9251e-004$
 $\sigma = 9.9684e-008$
 - S3_2 : chaîne pseudo-mesure – RN – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0357p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9251e-004$
 $\sigma = 9.9684e-008$

En rajoutant des capteurs PQV dans le premier nœud le plus influant sur la sortie de la VVC, qui est le nœud de charge 52, nous obtenons le plan de tension dans les limites et une valeur maximale de tension plus grande que pour les autres scénarios. Ceci conduit à minimiser les pertes dans le réseau, ce qui était le but de cette partie. Pour montrer que l'apport de ce capteur sur la sortie de la VVC a été le plus significatif, nous avons montré dans les travaux menés par Jon Aguirre pendant ces études [AGU-10] et nous les reprenons dans l'Annexe A5. Les simulations ont été faites sur le même réseau pour tester les résultats obtenus pour l'emplacement des capteurs avec les plans d'expériences. En choisissant d'autres nœuds en premiers, nous n'obtenons pas des meilleurs résultats (gaussiennes des pertes plus proches de la valeur réelle).

- Scénario n°4 (S4) :
 - S4_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – DSE – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0357p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9179e-004p.u.$
 $\sigma = 6.7465e-008$



- S4_2 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC.
 $\max_V_après_VVC = 1.0357p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9179e-004p.u.$
 $\sigma = 5.9179e-004$



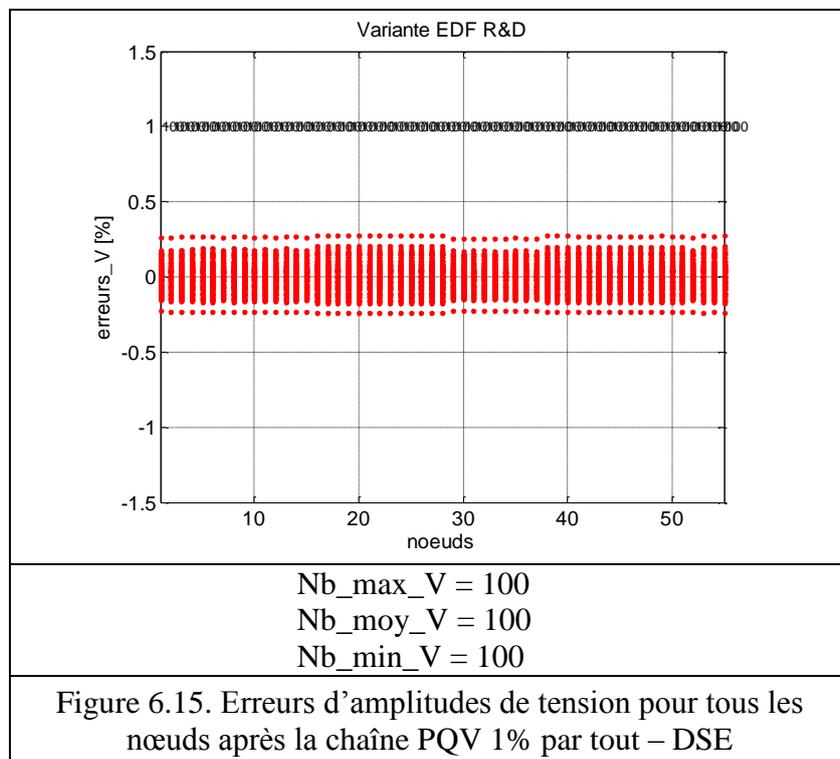
Les capteurs PQV rajoutés dans le nœud 52 viennent améliorer les performances des estimations des amplitudes de tension, toutes les erreurs de V étant dans la bande souhaitée

$\pm 1\%$. Elles sont comparables pour les deux cas (S4_1 et S4_2), l'utilisation des réseaux de neurones n'ayant pas d'impact sur la performance de l'estimateur dans les conditions des mesures précises.

- Scénario n°5 (S5) :

- S5_1 : chaîne capteurs PQV 1% dans tous les noeuds – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 $\sigma = 1.4692e-009$
- S5_2 : chaîne capteurs PQV 1% dans tous les noeuds – DSE – VVC.
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$

 $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 $\sigma = 1.2851e-009$

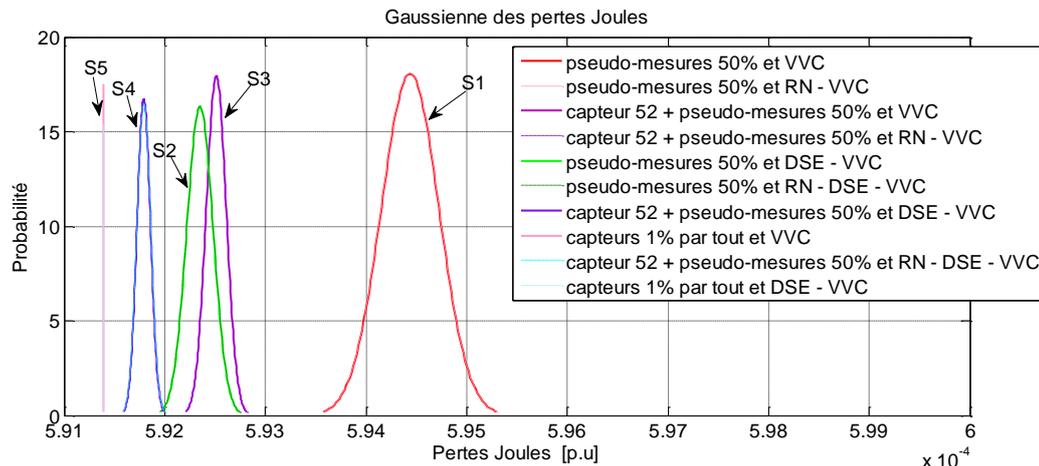


Pour pouvoir faire une comparaison des nos résultats, nous avons considéré le cas idéal, capteurs PQV dans tous les nœuds. En sortie de la VVC, le plan de tension est dans les limites [0.95, 1.05] p.u. et la valeur maximale de V est plus grande que pour tous les scénarios, ainsi les pertes sont plus petites (Figure 6.16, courbe S5).

La Figure 6.16 présente les gaussiennes des pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC pour les 5 scénarios. Les pertes réelles après la VVC sont situées autour de la valeur $5.914 * 10^{-4} p.u.$ Pour le premier scénario, nous avons des pertes autour de la valeur $5.944 * 10^{-4} p.u.$ En rajoutant l'estimateur d'état à la VVC (scénario S2) nous améliorons les pertes plus que pour le scénario (S3) pour lequel nous avons rajouté à la VVC des capteurs PQV dans le nœud 52. Ainsi, nous pouvons observer que

l'apport de l'estimateur est significatif pour ce cas d'étude. En considérant la chaîne du scénario (S4), capteurs PQV 1% dans le nœud 52 – (RNN) DSE – VVC, nous avons les pertes après la VVC très proches des valeurs réelles (autour de $5.918 \cdot 10^{-4}$ p.u.). Le scénario (S4) montre l'importance de déployer des capteurs dans le système, ainsi que le rôle important de l'estimateur d'état pour les réseaux de distribution.

Pour ce cas d'étude, nous obtenons les mêmes résultats pour les hypothèses avec et sans l'utilisation des réseaux de neurones, ceci étant légitime parce que nous n'avons pas d'erreurs sur les mesures d'amplitude de tension.



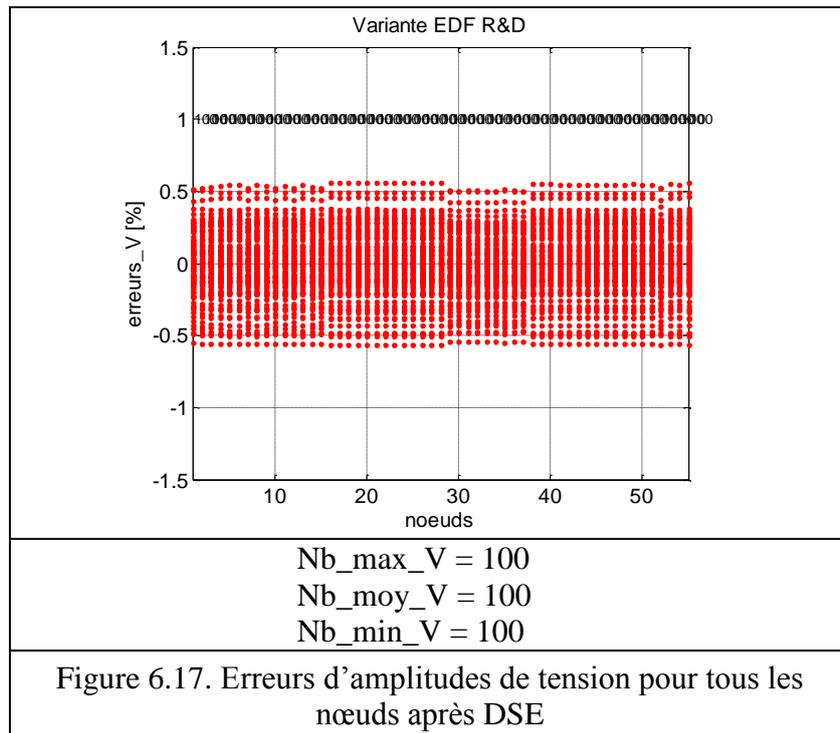
III.2. Cas d'étude 2

Pour ce cas d'étude, nous avons considéré les pseudo-mesures centrées sur les vraies valeurs avec des erreurs de 20%. Le but était de voir l'apport d'une bonne prédiction de charge et donc des pseudo-mesures sans biais et beaucoup plus précises, seulement avec du bruit (erreur 20% autour de la vraie valeur). C'est le motif pour lequel nous avons montré dans le chapitre V l'utilisation des réseaux de neurones pour la création des pseudo-mesures, résultats renforcés par les études faites sur la prédiction de charge au G2Elab par Ni Ding [DIN-11]. Toutes les mesures réelles faites sont considérées avec des erreurs de 1%. Les gaussiennes des pertes après la VVC seront présentées sur un même graphique pour pouvoir faire une comparaison entre les différents scénarios.

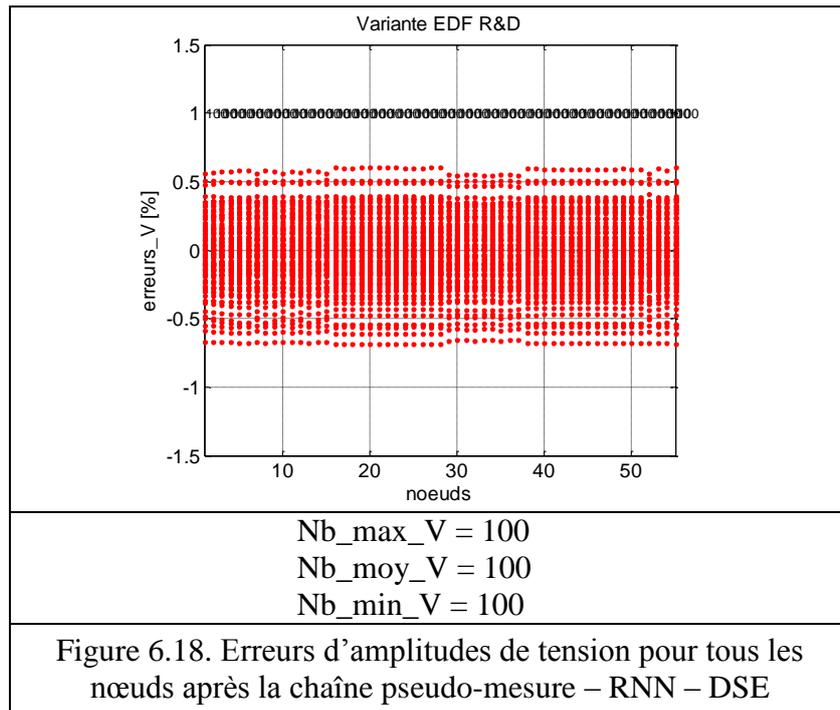
- Scénario n°1 (S1) :
 - S1_1 : chaîne pseudo-mesure – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0364$ p.u.
 $\min_V_après_VVC = 1$ p.u.
 $\mu = 5.9140e-004$ p.u.
 $\sigma = 2.7682e-008$
 - S1_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0364$ p.u.
 $\min_V_après_VVC = 1$ p.u.
 $\mu = 5.9140e-004$ p.u.
 $\sigma = 2.7682e-008$

Avec des pseudo-mesures centrées sur les vraies valeurs, nous avons le plan de tension toujours dans les limites réglementaires et une valeur maximale plus proche de celle réelle. En effet, nous allons voir un peu plus loin sur la figure des gaussiennes des pertes qu'elles sont centrées sur la valeur vraie.

- Scénario n°2 (S2) :
 - S2_1 : chaîne pseudo-mesure – DSE – VVC ;
 - max_ V_après_VVC = 1.03634p.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 - $\sigma = 1.5346e-008$



- S2_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC ;
 - max_ V_après_VVC = 1.0363.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 - $\sigma = 1.5396e-008$

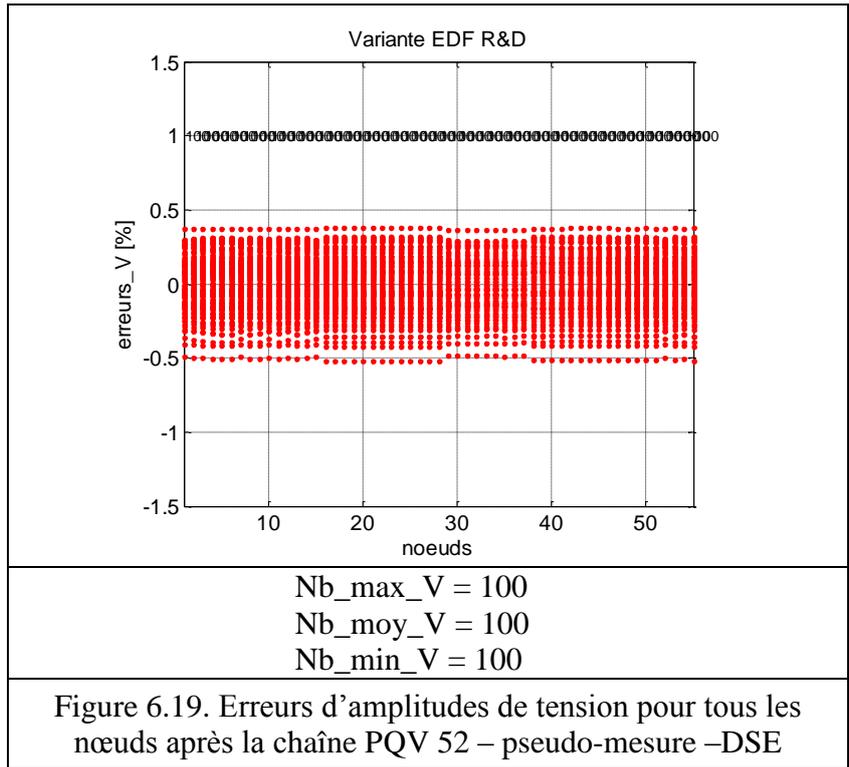


En rajoutant l'estimateur d'état, le plan de tension après la VVC reste toujours dans les limites réglementaires et la valeur maximale de tension est égale à la valeur trouvée pour le cas idéal (S5). Les performances de l'estimation des amplitudes de tension pour les deux cas (S2_1 et S2_2) sont, pour ce cas d'étude, comparables.

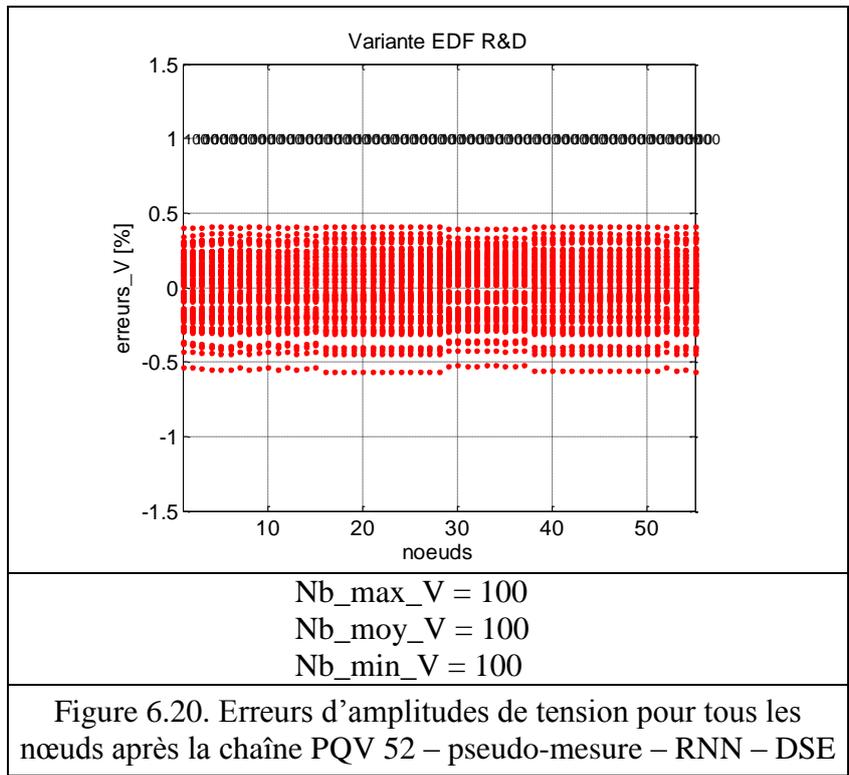
- Scénario n°3 (S3) :
 - S3_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 $\sigma = 9.4806e-009$
 - S3_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 $\sigma = 9.4806e-009$

En rajoutant des capteurs PQV dans le nœud le plus sensible aux pertes, nous obtenons toujours le plan de tension dans les limites et une valeur maximale de tension égale à la vraie valeur.

- Scénario n°4 (S4) :
 - S4_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – DSE – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9139e-004p.u.$
 $\sigma = 8.8713e-009$



- S4_2 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC.
 $\max_V_{\text{après_VVC}} = 1.0363\text{p.u.}$
 $\min_V_{\text{après_VVC}} = 1\text{p.u.}$
 $\mu = 5.9139\text{e-}004\text{p.u.}$
 $\sigma = 8.9146\text{e-}009$



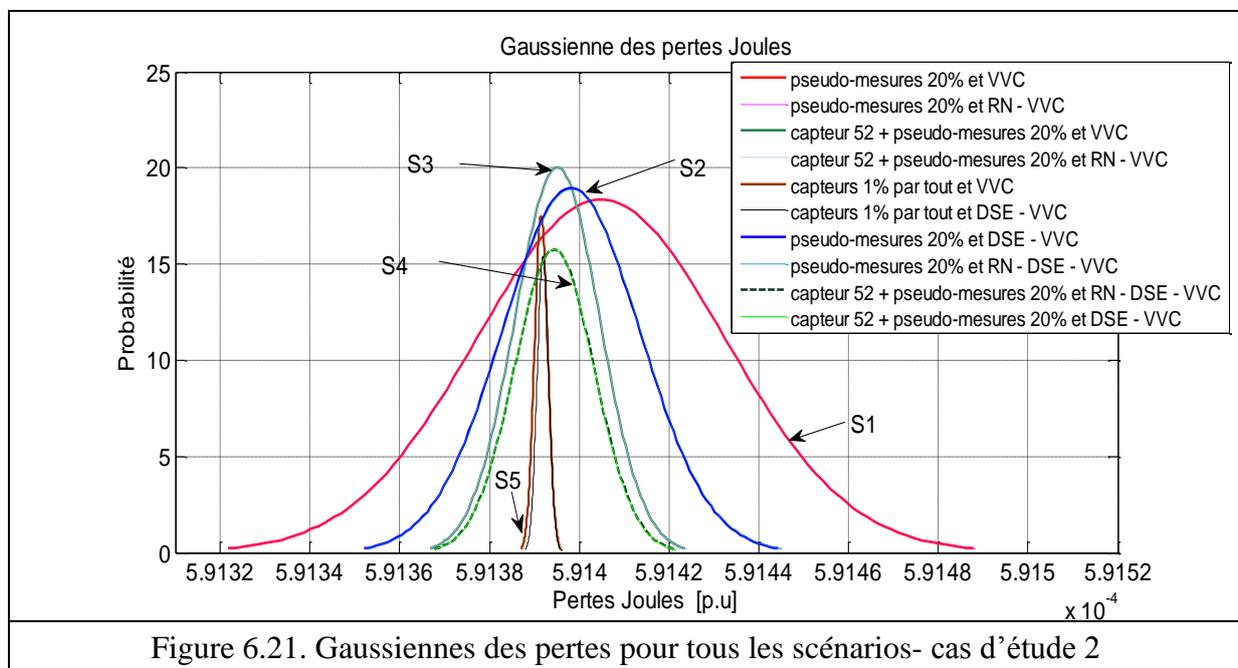
Pour ce scénario, le niveau d'estimation des amplitudes de tension est dans la performance souhaitée $\pm 1\%$. Le plan de tension après la VVC est dans les limites réglementaires.

La Figure 6.21 montre les gaussiennes des pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC, qui ne sont pas optimales parce que les entrées de la VVC ont des erreurs (les erreurs présentées pour les pseudo-mesures). Pour ce cas d'étude, nous avons les gaussiennes des pertes plus proches de la vraie valeur, par rapport au cas d'étude 1 (pseudo-mesures biaisées-centrées sur la puissance moyenne) où les gaussiennes étaient décalées et centrées sur des valeurs plus grandes. Ainsi, l'importance d'avoir une prédiction de charge précise est évidente.

De ce fait, même pour la chaîne pseudo-mesures-VVC (scénario S1), nous retrouvons les pertes calculées avec des consignes non-optimales données par la VVC proches de la vraie valeur. L'apport des capteurs PQV (S3) à la VVC est plus fort que l'apport de l'estimateur tout seul à la VVC (S2). Ceci est expliqué par les entrées de la VVC qui sont les puissances actives et réactives dans tous les nœuds et leur amélioration est plus importante dans les conditions des pseudo-mesures centrées sur les vraies valeurs et donc, avec un plan de tension proche des valeurs réelles.

En considérant les capteurs du nœud 52 et le bloc DSE-VVC (scénario S4), les pertes obtenues se rapprochent de celles calculées pour le cas idéal (S5) avec capteurs PQV de 1% d'erreur dans tous les nœuds, le scénario S5 étant le même pour les cas d'étude 1 et 2.

Nous pouvons observer que pour certains scénarios, nous avons des pertes plus petites que la valeur réelle. Ceci est dû à l'écart type des pseudo-mesures qui reste important et qui peut donner des pseudo-mesures plus petites que les données réelles. De ce fait, nous retrouvons des transits de puissances plus petits et donc, des pertes joules plus petites.

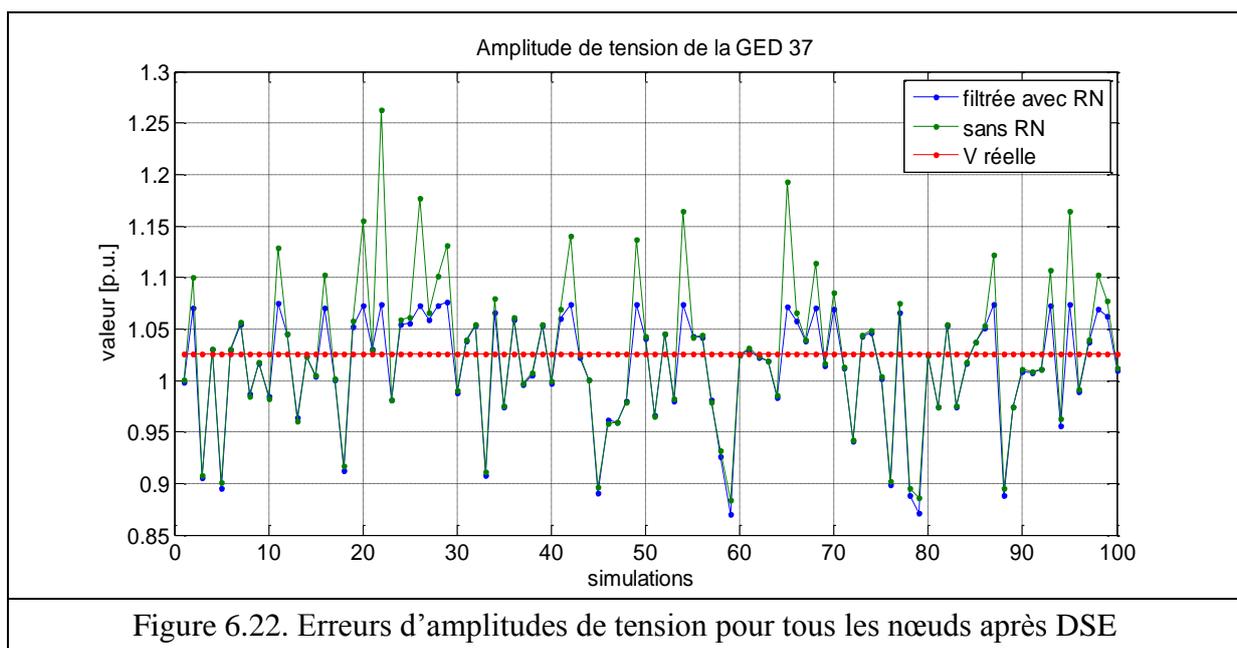


III.3. Cas d'étude 3

Dans cette partie, nous présentons les résultats des tests en la présence d'un capteur d'amplitude de tension erroné. Le but est de voir l'impact du capteur V erroné sur l'estimation d'état et ensuite sur l'ensemble DSE-VVC. Aussi, nous présentons les résultats pour les tests qui incluent le filtrage du capteur V réalisé par les réseaux de neurones avant DSE et/ou VVC. Dans le chapitre 5, nous avons vu les résultats pour le filtrage d'une mesure d'amplitude de tension erronée. De ce fait, on veut observer l'impact de l'utilisation des filtres de mesures de V avant DSE et/ou VVC. Le capteur de tension de la GED 37 a été considéré avec une erreur de 20%.

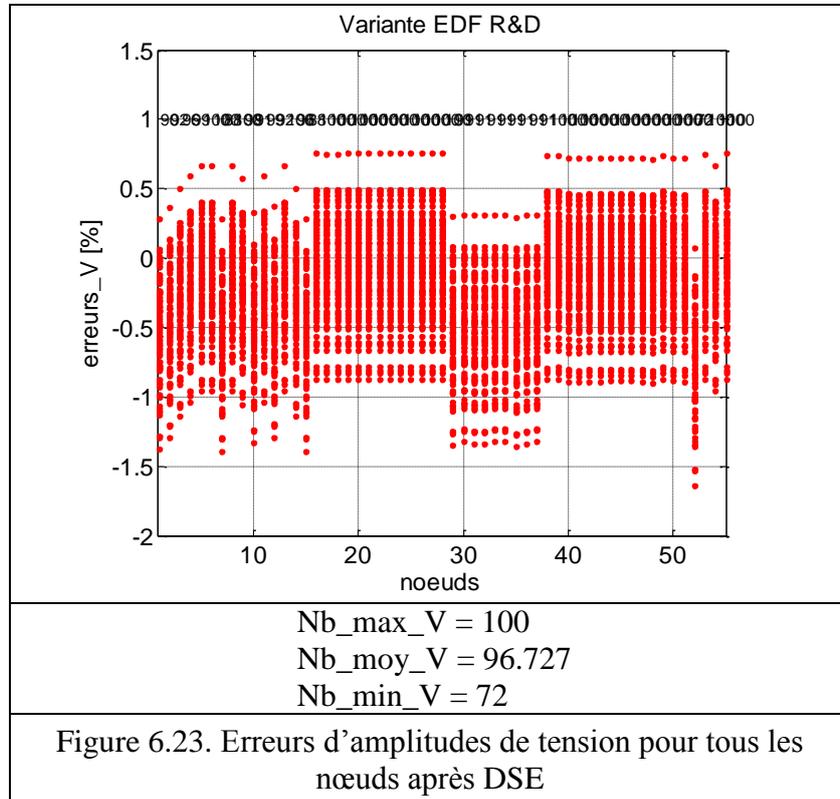
- Scénario n°1 (S1) :
 - S1_1 : chaîne pseudo-mesure – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0353p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9443e-004p.u.$
 $\sigma = 2.855e-007$
 - S1_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
max_ V_après_VVC = 1.0353 p.u.
min_ V_après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9443e-004p.u.$
 $\sigma = 2.8558e-007$

Avec un capteur de tension erroné, nous obtenons le plan de tension après la VVC dans les limites réglementaires pour ce scénario d'étude. La Figure 6.22 montre les valeurs pour les 100 tirages obtenus pour la tension de la GED 37. Ainsi, nous pouvons observer que les réseaux de neurones filtrent les erreurs apparues sur le capteur V de la GED 37. Ce filtrage est valable pour tous les autres scénarios considérés avec le capteur d'amplitude de tension de la GED 37 ayant une erreur de 20%.



- Scénario n°2 (S2) :

- S2_1 : chaîne pseudo-mesure – DSE – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0374p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9291e-004p.u.$
 $\sigma = 1.8695e-007$



- S2_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0374p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9290e-004p.u.$
 $\sigma = 1.8904e-007$

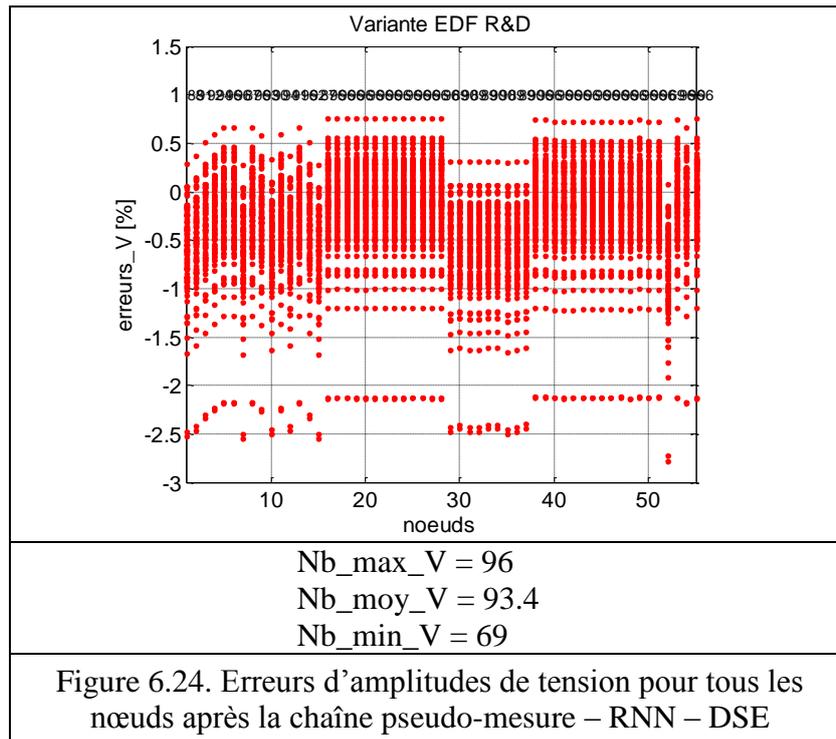


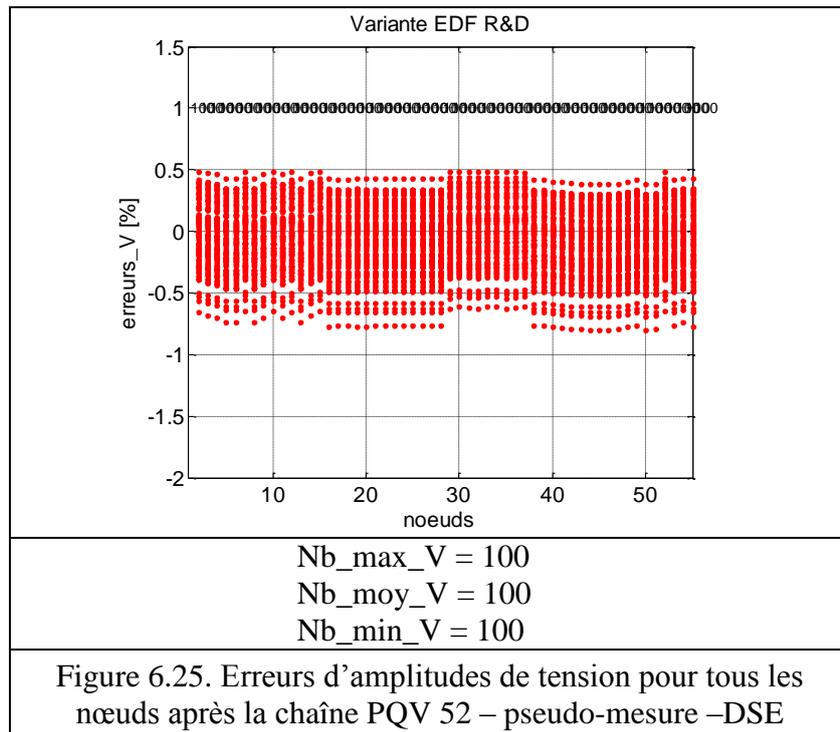
Figure 6.24. Erreurs d'amplitudes de tension pour tous les nœuds après la chaîne pseudo-mesure – RNN – DSE

Pour ce scénario, nous obtenons toutes les amplitudes de tension après un calcul de répartition de charge avec les mauvaises consignes données par la VVC et introduites dans l'état réel du réseau dans les limites réglementaires [0.95, 1.05] p.u. En rajoutant l'estimateur d'état, la valeur maximale du plan de tension après la VVC est plus grande que pour le scénario (S1). On peut remarquer que même si les erreurs du capteur de tension de la GED 37 ont diminué avec les réseaux de neurones, nous obtenons une performance des estimations des amplitudes de tension inférieure au scénario (S2_1), donc sans le filtrage des tensions. Ceci est dû aux réseaux de neurones qui, en sortie, ne donnent plus des valeurs avec des distributions gaussiennes des erreurs. Nous avons précisé dans le chapitre II que les estimateurs donnent de bons résultats si les erreurs ont des distributions gaussiennes. Ils arrivent alors à bien filtrer ces erreurs. Pour les valeurs biaisées, leurs performances sont réduites, ce qui est le cas du scénario S2_2 quand les réseaux de neurones conçoivent des données biaisées en les filtrant.

- Scénario n°3 (S3) :
 - S3_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – VVC ;
 - max_V après_VVC = 1.0357p.u.
 - min_V après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9251e-004p.u.$
 - $\sigma = 9.9684e-008$
 - S3_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
 - max_V après_VVC = 1.0357p.u.
 - min_V après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9251e-004p.u.$
 - $\sigma = 9.9684e-008$

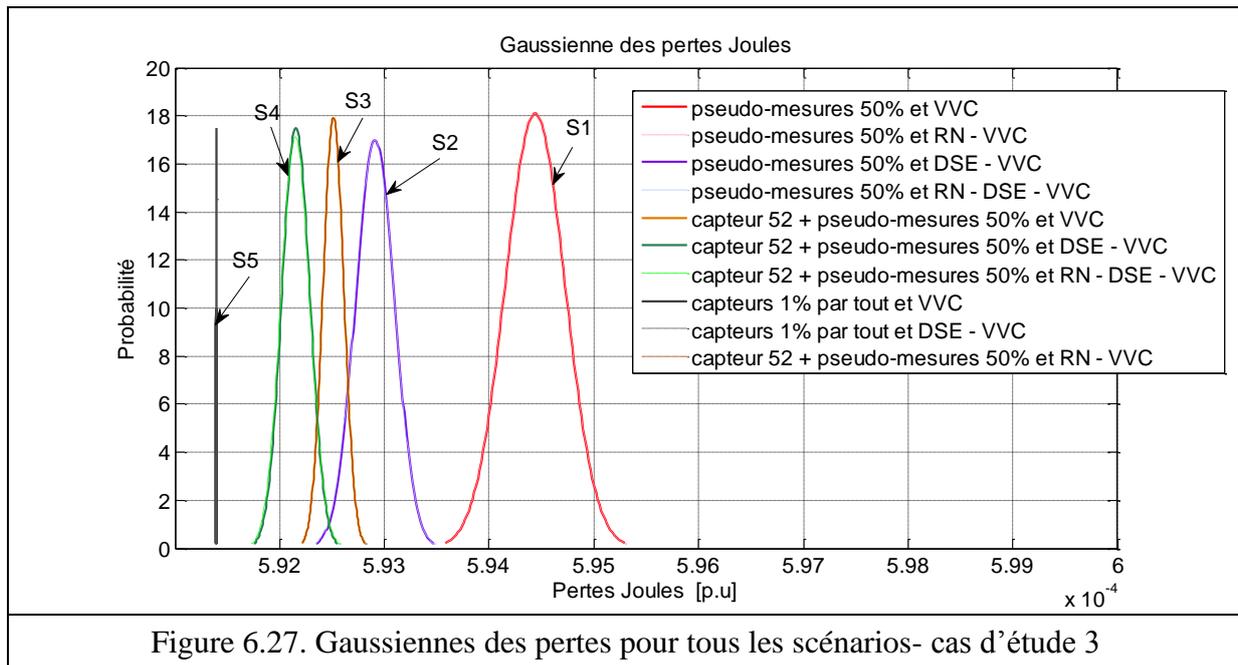
En rajoutant des capteurs PQV dans le nœud le plus sensible aux pertes, nous obtenons le plan de tension dans les limites et une valeur maximale de tension plus proche de la valeur réelle.

- Scénario n°4 (S4) :
 - S4_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – DSE – VVC ;
 - max_ V_après_VVC = 1.0372p.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9215e-004$ p.u.
 - $\sigma = 1.3321e-007$



- S4_2 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC.
 - max_ V_après_VVC = 1.0372p.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9214e-004$ p.u.
 - $\sigma = 1.3794e-007$

d'étude, l'apport des réseaux de neurones sera plus important sur l'ensemble des variables du réseau.



III.4. Cas d'étude 4

Dans cette partie, nous voulons tester l'impact d'un capteur d'amplitude de tension erroné pour un réseau avec des pseudo-mesures qui ont des bruits (erreurs de 20% autour de la valeur réelle) et pas de biais (pseudo-mesures centrées sur la puissance moyenne). Aussi, l'impact du filtrage réalisé avec les réseaux de neurones est testé.

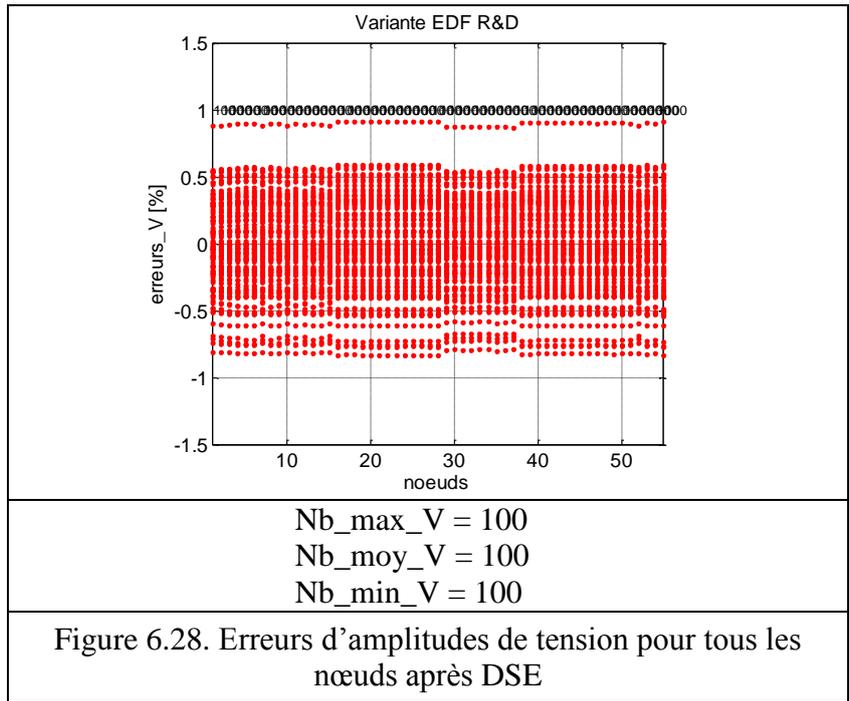
- Scénario n°1 (S1) :
 - S1_1 : chaîne pseudo-mesure – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0364p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9140e-004p.u.$
 $\sigma = 2.7682e-008$
 - S1_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0364p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9140e-004p.u.$
 $\sigma = 2.7682e-008$

Nous retrouvons les conclusions du cas 2 d'étude. Le plan de tension est toujours dans les limites réglementaires avec une valeur maximale plus proche de celle réelle,

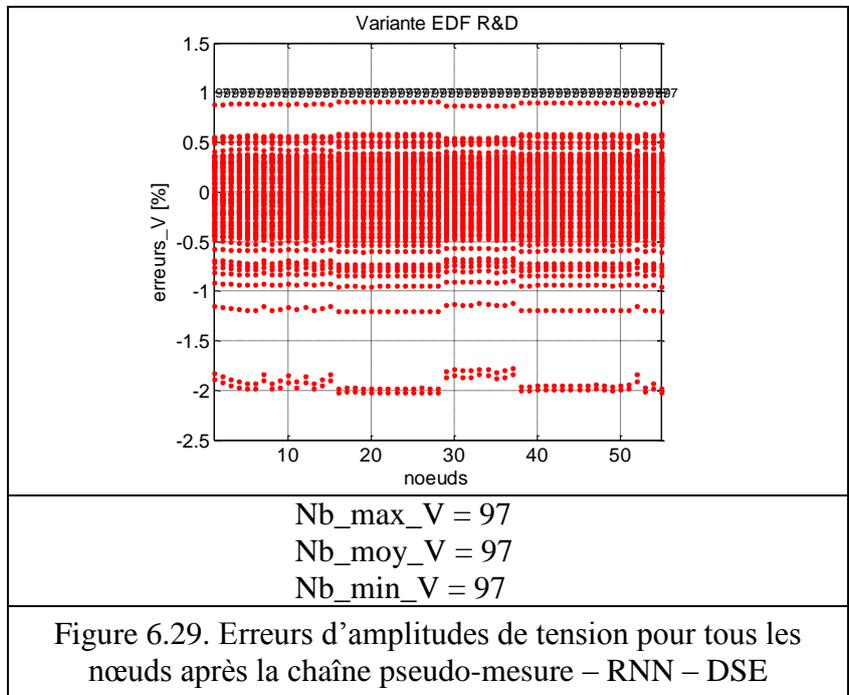
- Scénario n°2 (S2) :
 - S2_1 : chaîne pseudo-mesure – DSE – VVC ;
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$

$$\mu = 5.9139e-004\text{p.u.}$$

$$\sigma = 1.5605e-008$$



- S2_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC ;
 max_V après_VVC = 1.0363p.u.
 min_V après_VVC = 1p.u.
 $\mu = 5.9139e-004\text{p.u.}$
 $\sigma = 1.5991e-008$



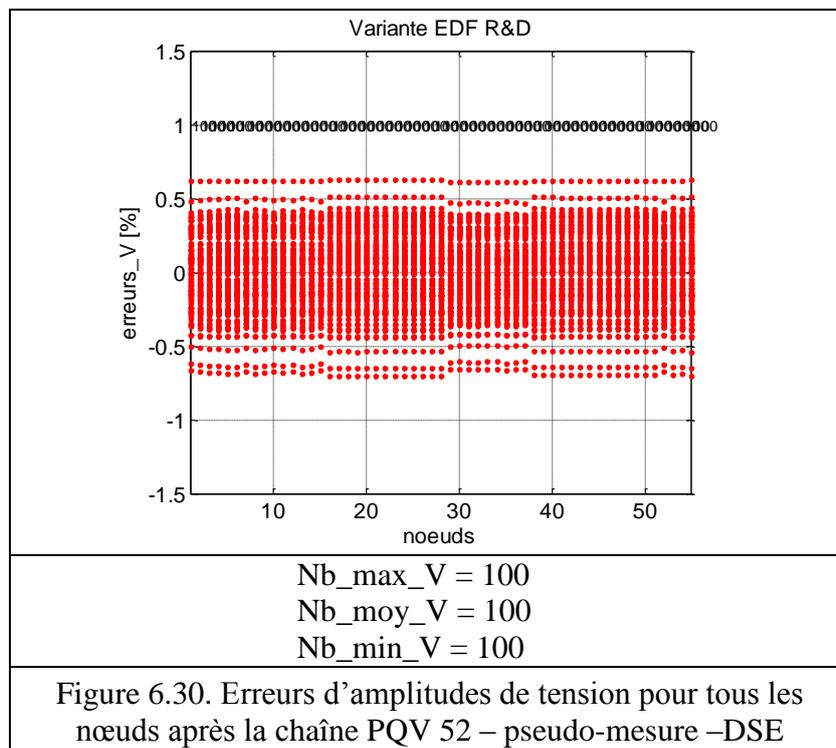
En rajoutant l'estimateur d'état, le plan de tension après la VVC reste toujours dans les limites réglementaires et la valeur maximale de tension est égale à la valeur trouvée pour le cas idéal (S5). L'impact du décentrage des amplitudes de tension filtrées avec les réseaux

de neurones est visible sur la performance de l'estimateur d'état, mais les performances pour les deux scénarios (S2_1 et S2_2) restent comparables.

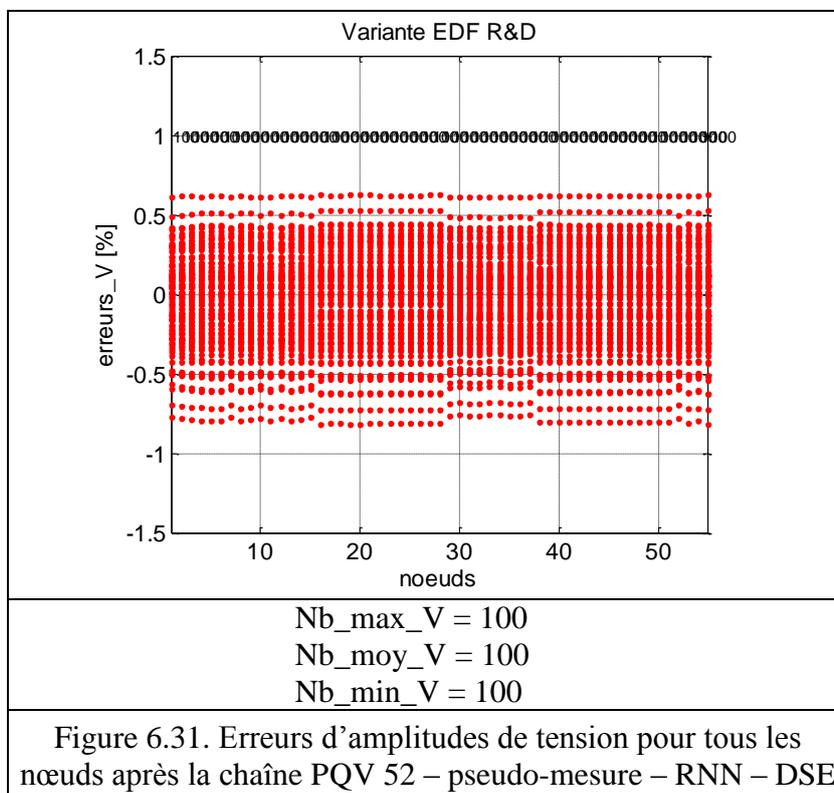
- Scénario n°3 (S3) :
 - S3_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure –VVC ;
 - max_ V_après_VVC = 1.0363p.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9139e-004$ p.u.
 - $\sigma = 9.4806e-009$
 - S3_2 : chaîne pseudo-mesure – RNN – VVC ;
 - max_ V_après_VVC = 1.0363p.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9139e-004$ p.u.
 - $\sigma = 9.4806e-009$

En rajoutant, des capteurs PQV dans le premier nœud le plus influent sur la sortie de la VVC, qui est le nœud de charge 52 nous obtenons toujours le plan de tension dans les limites et une valeur maximale de tension égale à la vraie valeur.

- Scénario n°4 (S4) :
 - S4_1 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – DSE – VVC ;
 - max_ V_après_VVC 1.0363p.u.
 - min_ V_après_VVC = 1p.u.
 - $\mu = 5.9139e-004$ p.u.
 - $\sigma = 9.2321e-009$



- S4_2 : chaîne capteurs PQV dans le nœud 52 (donné par les plans d'expériences) – pseudo-mesure – RNN – DSE – VVC.
 $\max_V_après_VVC = 1.0363p.u.$
 $\min_V_après_VVC = 1p.u.$
 $\mu = 5.9139e-004 p.u.$
 $\sigma = 9.1121e-009$



Pour ce scénario, le niveau d'estimation des amplitudes de tension est dans la performance souhaitée $\pm 1\%$. Le plan de tension après la VVC est dans les limites réglementaires.

La Figure 6.32 montre les gaussiennes des pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC, qui ne sont pas optimales parce que les entrées de la VVC ont des erreurs (les erreurs présentées par les pseudo-mesures).

Grâce aux bonnes prédictions des charges, donc des pseudo-mesures plus précises et centrées sur les valeurs réelles avec des erreurs de 20%, les gaussiennes des pertes issues d'un calcul de répartition de charges avec les consignes données par la VVC sont plus proches de la vraie valeur.

De ce fait, même pour la chaîne pseudo-mesures-VVC (scénario S1), nous retrouvons les pertes calculées assez proches de la vraie valeur. L'apport des capteurs PQV (S3) à la VVC reste toujours plus fort que l'apport de l'estimateur tout seul à la VVC (S2), ce qui est une conclusion trouvée pour le cas 2 d'étude (toutes les mesures réelles ayant une erreur de 1%). Parce que les entrées de la VVC sont les puissances actives et réactives dans tous les nœuds, leur amélioration est plus importante dans les conditions des pseudo-mesures centrées sur les vraies valeurs avec un plan de tension déjà proche de la valeur réelle.

En considérant les capteurs du nœud 52 et le bloc DSE-VVC (scénario S4), les pertes obtenues se rapprochent de celles calculées pour le cas idéal (S5) avec capteurs PQV de 1%

d'erreur dans tous les nœuds, le scénario S5 étant le même pour tous les cas d'étude 1, 2, 3 et 4. Nous retrouvons la même remarque sur l'impact de l'écart type des pseudo-mesures qui reste assez important pour avoir des pertes plus petites que la vraie valeur.

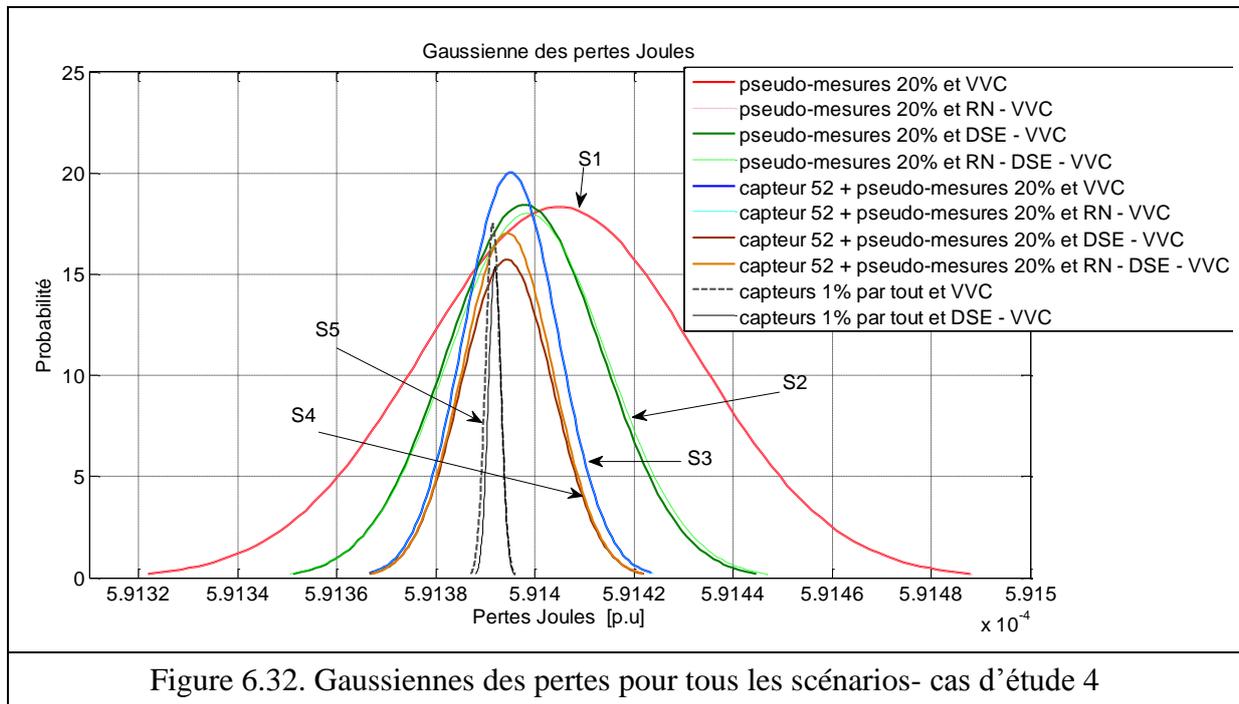


Figure 6.32. Gaussiennes des pertes pour tous les scénarios- cas d'étude 4

IV. CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, nous avons proposé une nouvelle approche pour l'estimation d'état des réseaux de distribution. Dans les chapitres II, III, IV et V nous avons proposé différents algorithmes pour l'amélioration de l'estimateur d'état pour la fonction de réseau VVC. Ainsi, nous avons fait le choix du meilleur algorithme, parmi les variantes testées, pour l'estimateur d'état au niveau de la robustesse et la performance donnée. Nous avons choisi le vecteur d'état $V-\theta$ grâce aux ces performance pour l'estimation des amplitudes de tension et rapidité en temps de calcul. Le vecteur d'état que nous avons aussi proposé $Pi-Qi-Vnb$ a donné la même performance pour l'estimation des amplitudes de tension, mais il avait un temps de calcul plus important. Si nous nous intéressons à ne pas avoir de dégradation de l'estimation des puissances actives et réactives (à cause de la dégradation du plan de tension pour les cas d'un mauvais capteur V), nous proposons comme vecteur d'état le $Pi-Qi-Vnb$. Ensuite, nous avons vu l'importance de placer de manière optimale des capteurs dans notre système. Pour cela, la méthode des plans d'expériences a été utilisée pour la minimisation des pertes issues d'un calcul de répartition de charge avec les consignes données par la VVC. Le nombre important de capteurs à déployer dans le réseau nous a fait penser à d'autres solutions pour réduire le coût d'installation. Ainsi, les réseaux de neurones ont été utilisés pour l'amélioration des précisions des pseudo-mesures et pour le filtrage des mesures réelles erronées des amplitudes de tension.

L'approche que nous avons proposée et testée dans ce chapitre est basée sur l'enchaînement de toutes les méthodes abordées dans les chapitres précédents. De ce fait, la

chaîne proposée est composée par : l'utilisation des plans d'expériences pour un emplacement optimal des capteurs PQV – le filtrage des mesures réelles et la création de pseudo-mesures plus précises par les réseaux de neurones – l'algorithme de l'estimateur d'état – le réglage de tension. Les simulations ont été faites pour avoir une minimisation des pertes issues d'un calcul de répartition de charge après le réglage de tension et pour conserver le plan de tension dans les limites réglementaires.

Les résultats présentés dans ce chapitre montrent l'apport de chaque méthode déployée pour avoir les sorties souhaitées avec un coût minimal. Pour cela, plusieurs cas d'études ont été faits. Ainsi, nous avons observé l'importance d'avoir une bonne prédiction de charge pour l'ensemble DSE – VVC.

Les réseaux de neurones utilisés pour le filtrage des mesures réelles d'amplitude de tension ont diminué les erreurs de mesures, mais ils ont décentré les distributions des mesures. Ainsi, des biais apparaissent au niveau des mesures de tension. Ceci conduit à la détérioration de la performance d'estimation des amplitudes de tension avec le DSE parce qu'il est censé donner de bons résultats pour des distributions gaussiennes des erreurs de mesure. Il ne faut pas oublier qu'en réalité, nous n'avons pas de distributions gaussiennes des erreurs des capteurs. De ce fait, le filtrage avec les réseaux de neurones sera plus influent pour ces cas d'études qui prennent en compte d'autres types de distributions d'erreurs.

Les tests effectués et les conclusions trouvées à partir des scénarios considérés ne sont valables que pour le cas étudié. Nous ne pouvons pas tirer une conclusion générale sur l'utilisation de la chaîne à cause de la complexité et de la variété des réseaux de distribution. De ce fait, d'autres tests doivent être envisagés prenant en compte des réseaux de distribution différents, notamment avec des problèmes de surtension et avec plus de départs. Notre but a été de tester sur un cas simple l'apport que nous pouvons avoir avec les différents algorithmes. D'après nos résultats, La chaîne proposée a un potentiel d'amélioration de la performance obtenue en sortie de la fonction VVC.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

La dérégulation du marché de l'électricité et les décisions politiques liées au changement climatique sont les deux principales raisons des profondes mutations au niveau des réseaux électriques de distribution. Ces décisions parlent de la nécessité de profiter au mieux des énergies renouvelables pour assurer une réduction des émissions globales de gaz à effet de serre et une indépendance énergétique. Néanmoins, l'introduction massive de production décentralisée sur les réseaux de distribution remet en cause le schéma d'exploitation traditionnel ainsi que la planification des réseaux HTA. Ce passage peut être accompli grâce à des réseaux contrôlables et flexibles, d'où la nécessité d'automatiser les réseaux de distribution pour mieux pouvoir les contrôler. De ce fait, on voit apparaître la notion de « Smart grid » où le réseau sera contrôlé via des fonctions appelées Fonctions Avancées d'Automatisation. Pour que les réseaux soient efficacement opérés, nous avons besoin de connaître l'état du système, donc d'avoir une bonne observabilité d'ensemble de ses paramètres électrotechniques, ce qui nous ramène sur le besoin d'utiliser un estimateur d'état.

Nous nous sommes tout particulièrement intéressés, dans cette thèse, aux problèmes liés à l'estimation d'état des réseaux de distribution. Ces problèmes sont complexes à résoudre car le manque de mesures dans ces réseaux donne une mauvaise observabilité du système. Le réseau de distribution doit également faire face à de nouvelles contraintes dues à l'insertion de productions décentralisées avec des taux significatifs, comme des problèmes de sursensions au niveau des nœuds de raccordement, du plan de protection, de congestions, etc. Il s'agit également de soutenir l'insertion d'un nombre plus grand de GED tout en assurant une efficacité énergétique et une accessibilité à tous. Pour ceci, il y a deux types de solutions, une est liée au changement de la structure des réseaux de distribution et la deuxième parle de la nécessité des modifications opérationnelles des réseaux électriques. De ce fait, l'opérateur a besoin d'instrumenter son réseau et de mettre en place des fonctions d'automatisation pour pouvoir contrôler le réseau. Par exemple, il a besoin d'une fonction de réglage de tension et de gestion optimale de réactif pour résoudre les problèmes de sur/sous tensions qui peuvent apparaître à cause des GED. Cette fonction, appelée Voltage Var Control (VVC), a été développée dans le cadre de travaux menés au GIE IDEA et dans le projet européen FENIX. La fonction avancée d'automatisation VVC nécessite la connaissance des puissances actives et réactives de tous les nœuds du réseau.

L'objectif de cette thèse était donc, partant de la connaissance actuelle des réseaux de distribution, de trouver un estimateur d'état qui réponde aux besoins de l'opérateur du système. De ce fait, et dans une première partie, nous avons proposé et testé différents vecteurs d'état pour l'amélioration de l'évaluation des puissances actives et réactives dans les postes HTA/BT, ainsi que des transits de puissance dans les lignes.

L'impact local des mesures des puissances actives et réactives pour l'estimation d'état nous a conduit à chercher un estimateur d'état qui comble les besoins d'une fonction d'automatisation du réseau, la VVC. Ainsi, nous avons fait une comparaison entre divers vecteurs d'état pour trouver celui qui donne les meilleures performances de la fonction VVC. Des performances comparables ont été trouvées pour deux vecteurs d'état développés ($V-\theta$ et $P_i-Q_i-V_{nb}$), mais comme l'estimateur d'état doit être fait en temps-réel, nous avons choisi celui qui, implanté dans nos outils, s'est révélé être le plus rapide sur nos réseaux d'étude ($V-\theta$).

Pour la suite, nous nous sommes intéressés aussi à la robustesse de l'algorithme utilisé pour l'estimation d'état (M-estimateurs, région de confiance). Ainsi, plusieurs de ces algorithmes ont été testés afin de trouver celui capable de mieux gérer les mesures erronées. La variante retenue a été celle proposée par EDF R&D. Elle est basée sur l'algorithme du M-estimateur (SHGM). A partir de diverses simulations, nous avons montré la nécessité d'instrumenter notre réseau avec plus de capteurs et d'avoir des mesures correctes, car par exemple, un capteur erroné d'amplitude de tension impacte l'ensemble du plan de tension.

Une méthodologie de recherche d'emplacement optimal de capteurs a alors été proposée afin de trouver l'observabilité suffisante pour une bonne exécution de la fonction d'automatisation choisie, pour ainsi ne pas dépasser les limites de tension. Cette méthode est basée sur les plans d'expériences, bien adaptés pour explorer efficacement le domaine d'étude (les localisations des capteurs, leur nombre, ainsi que leurs précisions), donc qui a permis d'obtenir un maximum d'informations avec un nombre limité d'essais. Le nombre de capteurs à déployer dans le réseau s'est avéré être important si l'on ne désire pas prendre de marges importantes sur l'insertion de GED.

Ensuite, nous avons proposé et testé des méthodes basées sur les réseaux de neurones pour l'amélioration des précisions des charges (pseudo-mesures). L'apport a été significatif pour l'ensemble Estimateur d'état-VVC, en priorisant les capteurs qui devaient être implantés dans le réseau donnés par les plans d'expériences. Ces réseaux de neurone ont aussi montré, sur les réseaux d'essai, une excellente performance pour réduire les erreurs dues à des capteurs d'amplitude de tension défaillants.

Enfin, nous avons proposé un nouveau concept pour l'estimation d'état des réseaux de distribution : plans d'expériences (pour l'emplacement optimal des capteurs) + les réseaux de neurones (pour la création des pseudo-mesures et le filtrage des mesures) + estimation d'état (pour éliminer au maximum les erreurs de mesure et donner l'état du réseau) + une fonction d'automatisation (réglage de tension-VVC). Ainsi, une chaîne complète a été proposée et testée sur quelques exemples pour avoir une meilleure réponse en sortie de la VVC. Les résultats obtenus sur ces réseaux, bien que non exhaustifs, tendent à montrer qu'une telle chaîne complète a un bon potentiel pour l'amélioration du fonctionnement de la VVC. Notons que, d'après la littérature et nos propres études, les erreurs des capteurs des mesures peuvent avoir des distributions non gaussiennes et que les estimateurs classiques en sont fortement influencés. De ce fait, d'autres tests avec des structures et hypothèses d'étude différentes doivent être envisagés, afin de pouvoir généraliser les conclusions.

Les travaux présentés dans cette thèse ont donné une nouvelle image de l'estimation d'état des réseaux de distribution et ouvrent également de nouvelles voies de recherche

concernant la problématique étudiée. Le concept proposé a été pensé pour avoir un bon fonctionnement d'une fonction avancée d'automatisation (en particulier ici la VVC). Il ressort donc le besoin de travailler sur de nouvelles voies de recherche sur l'estimation d'état qui s'éloigne des concepts des réseaux de transport et de revalider, voir faire évoluer les algorithmes développés dans ces travaux. De ce fait, les principales directions à explorer pourraient être :

- évaluer de manière stochastique l'incidence d'une mauvaise observabilité du réseau sur une fonction avancée de conduite telle que la VVC ;
- tester sur d'autres configurations et d'autres réseaux la chaîne proposée pendant ces travaux afin de consolider les conclusions exprimées;
- tester et/ou spécialiser la chaîne proposée pour d'autres fonctions d'automatisation de réseau, par exemple la reconfiguration ;
- suggérer d'autres formulations pour l'algorithme de l'estimateur d'état qui soient encore plus performants et robustes aux mauvaises mesures, par exemple l'utilisation des agents ;
- rechercher le compromis coût/précision optimal de l'estimateur, nombre et précision de capteurs ;
- travailler sur d'autres types de capteurs qui vont donner de meilleures corrélations entre les grandeurs mesurées en utilisant les plans d'expériences, par exemple les puissances transitées dans les lignes ;
- améliorer encore plus les algorithmes que nous avons proposés, par exemple de nouvelles structures des réseaux de neurones spécialisés et/ou autres algorithmes d'entraînement ;
- réaliser des tests sur des simulateurs temps-réel ;
- trouver des formulations de fonctions avancées de conduite qui intègrent une gestion hiérarchisée de l'incertitude, donc plus robustes à des erreurs intrinsèques de l'estimateur d'état ;
- mettre en place de nouveaux types de capteurs basés sur des gradients (dynamiques) et un apprentissage de l'état local du réseau environnant ;
- améliorer les pseudo-mesures ;
- développer de nouvelles méthodes de réduction du réseau pour identifier et suivre en temps réel les contraintes techniques majeures d'un réseau donné ;
- explorer diverses arithmétiques (probabilistes/possibilistes/entre autres) pour évaluer autrement l'effet des incertitudes sur la planification et la conduite des réseaux de distribution.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

[ABU-04] A. Abur, A.G. Exposito, “Power System State Estimation”, Editions Marcel Dekker, 2004.

[ABU-08] Chen J. and Abur A. “Enhanced Topology Error Processing via Optimal Measurement Design”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, N°3, August 2008, pp. 845-852.

[AGU-10] Aguirre Valparis Jon, “Développement de solutions liées à l’estimation d’état dans les réseaux de distribution”, Projet de fin d’étude, Grenoble INP-ENSE³, 2010.

[BAL-97] R. Baldick, K. A. Clements, Z. Pinjo-Dzigan P., W. Davis, “Implementing Nonquadratic Objective Functions for State Estimation and Bad Data Rejection”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Février 1997.

[BAR-94] Mesut Baran, Tom E. McDermott, “State Estimation for Real Time Monitoring of Distribution Feeders”, IEEE paper 235 – 2 – PWRS, 1994 PES Winter Meeting.

[BER-10] Boris Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, décembre 2010.

[BLO-80] Peter Bloomfield and William Steiger, “Least Absolute Deviations Curve-Fitting”, SIAM Journal on Scientific Computing 1 (2): pages 290–301, 1980.

- [BOR–00] Pierre BORNARD, " Conduite d'un système de production - transport".
Techniques de l'Ingénieur, D 4 080, 10 nov. 2000.
- [BOS–87] A. Bose and K. A. Clements, "Real-time modeling of power networks," Proc.
IEEE, vol. 75, no. 12, pp. 1607–1622, Dec. 1987.
- [CAN–00] J.F. Canard, " Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de
distribution", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 12
décembre 2000.
- [CAR–91] Philippe Carrive, " Réseaux de distribution. Structure et planification ".
Techniques de l'Ingénieur, D 4 210, 10 déc. 1991.
- [CAS–08] Castillo E., Conejo A.J., Pruneda R.E., Solares C., and Menéndez J.M., " m –
k Robust Observability in State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, vol.
23, N°2, May 2008, pp. 296-305.
- [CHE–08] Chen J. and Abur A. "Improved Topology Error Detection via Optimal
Measurement Placement", Power and Energy Society General Meeting - Conversion and
Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.
- [CHI–09] Chilard O., Grenard S., Devaux O., Alvaro Garcia I., "Distribution state
estimation based on voltage state variables assessment of results and limitations", Cired
20th International Conference on Electricity Distribution, Prague ,2009.
- [CON–00] Conn, N. Gould, et P. Toint., "Trust Region Methods ", MPS-SIAM Series On
Optimization SIAM, Philadelphia, PA, 2000.
- [COS–07] Antonio Simões Costa, and Mariana Carneiro dos Santos "Real-Time
Monitoring of Distributed Generation Based on State Estimation and Hypothesis
Testing", Power Tech Conference Proceedings, 2007, IEEE Lausanne.
- [DEM–01] Howard Demuth, Mark Beale, "Neural Network Toolbox For Use with
Matlab", Users'Guide, Version 4, 2001.

[DEN–75] J. Dennis et H. H. W. Mei, "An unconstrained optimization algorithm which uses function and gradient values", Department of Computer Science, Cornell University, Ithaca, New York, 1975.

[DEN–79] J. Dennis et H. H. W. Mei, "Two New Unconstrained Optimization Algorithms Which Use Function and Gradient Values", *Journal of Optimization Theory and Applications*, 28:453–462, 1979.

[DEN–96] J. Dennis et R. Schnabel, "Numerical Methods for Unconstrained Optimization and Nonlinear Equations", *Classics in Applied Mathematics* SIAM Publications, Philadelphia, 1996.

[DIN–11] Ni Ding, Yvon Bésanger, Frédéric Wurtz, Guillaume Antoine, Philippe Deschamps, "Time Series Method for Short-Term Load Forecasting using Smart Metering in Distribution Systems", *Power Tech Conference Proceedings, 2011 IEEE Trondheim, Norway*.

[DIR–96] Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, *Journal officiel de l'Union européenne*, Janvier 1997. [Online]. Available : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:FR:HTML>.

[DIR–03] Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/ce, *Journal officiel de l'Union européenne*, Juillet 2003.

[Online]. Available : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32003L0054:FR:HTML>.

[ENA–08] Enacheanu, B.; Raison, B.; Caire, R.; Devaux, O.; Bienia, W.; HadjSaid, N., "Radial Network Reconfiguration Using Genetic Algorithm Based on the Matroid Theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 1, pp. 186 – 195, February 2008.

[EPRI-04] [En ligne]

http://intelligrid.epri.com/architecture/use_cases/do_ada_overview.htm.

[ERDF-10] "Rapport de contrôle de la concession de distribution publique d'électricité attribuée à ERDF ", Rapport 2010 au titre de l'année 2009.

[ERDF-10] [En ligne] <http://linky.erdfdistribution.fr/>.

[EXP-07] A. G. Exposito, Antonio de la Villa Jaén, Jorge L. Ramírez Izaga "An Alternative State Estimation Formulation for Radial Distribution Networks", Power Tech, 2007, IEEE Lausanne.

[FAU-06] Jérôme FAUCHER, " Les plans d'expériences pour le réglage de commandes à base de logique floue ", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, septembre 2006.

[FIS-25] R. Fisher, "Statistical Methods for Research Workers", Originally published in Edinburgh by Oliver and Boyd, 1925.

[FIS-35] R. Fisher, "The design of experiments", Originally published in Edinburgh by Oliver and Boyd, 1935.

[GEN-03] James E. Gentle, "Random number generation and Monte Carlo methods", Springer New York 2003, 2nd edition, XV+381 pages, ISBN: 0-387-00178-6.

[GER-03] Stéphane Gerbex, "14 août 2003 - Analyse du black-out nord américain", BKW FMB Energie SA.

[GIL-06] Frédéric Gillon, "Modélisation et optimisation par plans d'expériences", Thèse de doctorat, l'Université des Sciences et Technologies de Lille, décembre 1997.

[GOU-00] GOUPY Jacques, "Modélisation par les plans d'expériences", Techniques de l'Ingénieur, R 275, 10 sept. 2000.

[GOU-01] GOUPY Jacques, "Introduction aux Plans d'expériences", Dunod. Paris. 303 pages, 2001.

[GOUV-00] [En ligne]

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=LEGITEXT000005629085&dateTexte=20110309>.

[HAG-02] Martin T. Hagan, Howard B. Demuth et Mark H. Beale, "Neural Network Design ", ISBN: 0-9717321-0-8, 2002.

[HAS-06] Yacine Hassaine, Benoît Delorme, Patrick Panciatici, Eric Walter, "M-Arctan estimator based on the trust-region method", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 28, Issue 9, November 2006, Pages 590-598.

[HEB-49] D.O; Hebb, "The Organization of Behaviour", New York, Wiley, 1949.

[HER-10] Alvarez-Herault, M.-C.; Picault, D.; Caire, R.; Raison, B.; HadjSaid, N.; Bienia, W. "A Novel Hybrid Network Architecture to Increase DG Insertion in Electrical Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PP, 2010.

[HOL-88] L. Holten, A. Gjelsvik, S. Aam, F. F.Wu, and W. H. E. Liu, "Comparison of different methods for state estimation," IEEE Trans. Power Syst., vol. 3, no. 4, pp. 1798-1806, Nov. 1988.

[HOP-82] J. Hopfield, "Neural Networks and Physical Systems with Emergent Collective Computational Abilities ", P.N.A.S. USA, vol 79 (1982), 2554-2558.

[HUB-64] P. J. Huber, "Robust Estimation of a Location Parameter", Annals of Mathematical Statistics, Vol. 35, No. 1, pp. 73-101, 1964.

[HUB-81] P. J. Huber, "Robust Statistics", John Wiley & Sons Inc., 1981.

[JED-05] Par Franck Jedrzejewski, "Introduction aux méthodes numériques", Springer Editions; 2ieme édition (juillet 2005), ISBN-13: 978-2287252037.

[KRO-96] Krose, Patrick van der Smagt, "An introduction to Neural Networks", Eighth edition, November 1996.

[KUN–94] P. Kundur, "Power System Stability and Control" New York, Mc Graw-Hill, 1994, ISBN 0-07-035958-X.

[LEV–44] K. Levenberg, "A method for the solution of certain nonlinear problems in least squares", *Quart. J. Appl. Math.*, Vol. 2, pp. 164–168, 1944.

[LI–96] Ke Li, "State estimation for power distribution system and measurement impacts", *IEEE Transactions on Power Systems* 1996, 11, (2), pp. 911–916.

[LIU–09] Zhide Liu, Jiabin Chen, Yong Wang, Chunlei Song, "An UKF and PSO-based Neural Network Hybrid Algorithm for Attitude Determination", *Power Industrial Electronics and Applications*, ICIEA 2009, pp: 1231 - 1235.

[LOU–05] Lourakis, M.L.A.; Argyros, A.A., "Is Levenberg-Marquardt the most efficient optimization algorithm for implementing bundle adjustment?", *Tenth IEEE International Conference on Computer Vision*, Vol. 2, pp. 1526 – 1531, 2005.

[MAD–04] Madsen K, Nielsen H et Tingleff O., "Methods for Non-Linear Least Squares Problems", 2nd Edn IMM, Technical University of Denmark, 2004, [En ligne] http://www2.imm.dtu.dk/pubdb/views/edoc_download.php/3215/pdf/imm3215.pdf.

[MAD–08] Madson C. de Almeida, Asada E.N. and Garcia A.V., "On the Use of Gram Matrix in Observability Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, N°1, February 2008, pp. 249-251.

[MAR–63] D. W. Marquardt, "An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters", *SIAM J. Appl. Math.*, Vol. 11, No. 2, pp. 431–441, Jun 1963.

[MAR–88] Marvin Lee Minsky et Seymour Papert, " Perceptrons : an introduction to computational geometry ", MIT Press, expanded edition, 1988.

[MAR–98] André Marquet, Clotilde Levillain, Alain Davriu, Séverine Laurent et Philippe Jaud, "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques", *Techniques de l'Ingénieur*, D 4 030, 10 mai 1998.

[MATH-07] [En ligne] <http://www.mathworks.com/products/matlab/>, The MathWorks Inc. Matlab 7.0.4 (2007).

[MCC-59] Lettvin, J.Y., Maturana, H.R., McCulloch, W.S., et Pitts, W.H., "What the Frog's Eye Tells the Frog's Brain", Proceedings of the IRE, Vol. 47, No. 11, pp. 1940-51, 1959.

[MEH-07] Mehran Goharian¹, Aravinthan Jegatheesan et Gerald R Moran¹, "Dogleg trust-region application in electrical impedance tomography", IOP Publishing, Physiological measurement 28, pp.555-572, 2007.

[MER-71] H. M. Merrill and F. C. Schweeppe, "Bad Data Suppression in Power System Static State Estimation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, no. 6, pp. 2718-2725, 1971.

[MIL-94] L. Mili, M. G. Cheniae, and P. J. Rousseeuw, "Robust State Estimation of Electric Power Systems", IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 35, No. 5, pp. 349-358, 1994.

[MIL-96] L. Mili, M. G. Cheniae, N. S. Vichare, and P.J. Rousseeuw, "Robust State Estimation Based on Projection Statistics", IEEE Transactions on Power systems, Vol. 11, No. 2, pp. 1118-1127, 1996.

[MIN-69] Minsky M. L. and Papert S. A., "Perceptrons ", Cambridge, MA: MIT Press.

[MIZ-99] Eiji Mizutani, "Powell's dogleg trust-region steps with the quasi-Newton augmented Hessian for neural nonlinear least-squares learning", International Joint Conference on Neural Networks, Vol. 2, pp. 1239 - 1244, 10-16 July 1999.

[MOT-04] Mota L., Mota A., "Load modeling at electric power distribution substations using dynamic load parameters estimation", Electrical Power and Energy Systems, 2004, pp. 805-811.

[MYA-68] L.J. Myatt, "Symmetrical Components ", The Commonwealth and International Library, ISBN 08 012978 1, Pergamon Press, 1968.

[NAR–82] Subhash C. Narula and John F. Wellington, “The Minimum Sum of Absolute Errors Regression: A State of the Art Survey”, *Revue Internationale de Statistique*, Vol. 50, No. 3, pp. 317–326, 1982.

[NOC–99] Nocedal J et Wright S J, "Numerical optimization", Springer Series in Operations Research, New York: Springer, 1970.

[NOR–05] Nordman M.M. and Lehtonen M., “Distributed Agent-Based State Estimation for Electrical Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, N°2, May 2005, pp. 652-658.

[PHA–02] Phadke, A.G., "Synchronized phasor measurements-a historical overview", *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE))* 1: 476. doi:10.1109/TDC.2002.1178427.

http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?tp=&arnumber=1178427&isnumber=26467. Retrieved 2008-11-27.

[POW–70] Powell M J D, "A Hybrid Method for Non-Linear Equations" in "Numerical Methods for Non-Linear Algebraic Equations", Ed. P Rabinowitz (London: Gordon and Breach) pp 87–114, 1970.

[PUR–91] Christian Puret, " Les réseaux de distribution publique MT dans le monde", *Cahier Technique Merlin Gerin n°155*, édition septembre1991.

[RAM–06] G. Rami, " Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d'énergies décentralisées connectées au réseau de distribution", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, novembre 2006.

[ROS–58] Franck Rosenblatt, " The Perceptron : probabilistic model for information storage and organization in the brain ", *Psychological Review*, 65:386-408, 1958.

[RTE–09] [En ligne] <http://www.audeladeslignes.com/postes-electriques-noeuds-strategiques-du-reseau-transport-electricite-3738>.

- [RUB–08] Rauven Y. Rubinstein, Dirk P. Kroese, “Simulation and the Monte Carlo method”, Hardcover 372 pages February 2008, ISBN: 978-0-470-1 7794-5.
- [RUM–86] Rumelhart, David E.; Hinton, Geoffrey E., Williams, Ronald J., "Learning representations by back-propagating errors", Nature, Vol 323(6088), Oct 1986, 533-536.
- [SAB–00] Rachid SABRE, "Plans d'expériences. Méthode de Taguchi", Techniques de l'Ingénieur, F 1 006, 10 mars 2007.
- [SAR–03] Saric A.T. and Ciric R.M., “Integrated Fuzzy State Estimation and Load Flow Analysis in Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, N°. 2, APRIL 2003, pp. 571-578.
- [SCH–70_1] Schweppe F.C. and Wildes J., “Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, pp. 120-125, January 1970.
- [SCH–70_2] Schweppe F.C. and Rom D.B., “Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, pp. 125-130, January 1970.
- [SCH–70_3] Schweppe F.C., “Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, pp. 262-280, January 1970.
- [SHA–05] Shafiu A., Jenkins N. and Strbac G., “Measurement location for state estimation of distribution networks with generation”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, N°. 2, March 2005, pp. 240–246.
- [SIM–81] Simes-Costa A., Quintana V., “A Robust Numerical Technique for Power System State Estimation”, IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, Vol. PAS-100, pp. 691-698, Février 1981.
- [SMA–96] Patrick van Smagt, " An Introduction to Neural Networks ", University of Amsterdam, 1996.

[SNE-04] R. Snedden, " Le Monde de la cellule ", ISBN-13 : 9782713020070, 26 mai 2004.

[SON-07] L.Ramesh, S.P.Chowdhury, S.Chowdhury, A.A.Natarajan, Y.H.Song and K.Goswami "Distributed State Estimation Technique for Active Distribution Networks", UPEC 2007, pp.861-866.

[STE-93] Charles Proteus Steinmetz, "Complex Quantities and Their Use in Electrical Engineering", Proceedings of the International Electrical Congress, Chicago (Chicago, Illinois 1893 conference of the AIEE: American Institute of Electrical Engineers Proceedings): 33-74.

[TAG-85] G. Taguchi et Y. Wu, "Introduction to off-line quality control ", Central Japan Quality Control Association, 1985.

[UTE-11] [En ligne] <http://www.Ute-fr.com>.

[VAP-98] V. N. Vapnik, "Statistical learning theory ", Wiley, New York, 1998.

[VEM-91] Vempati M., Slutsker I., Tinney W., "Enhancements to Givens Rotations for Power System State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6(2), pp. 842-849, Mai 1991.

[WAN-84] Wang J., Quintana V., "A Decoupled Orthogonal Row Processing Algorithm for Power System State Estimation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, pp. 2337-2344, Août 1984.

[WAN-03] Jie Wan and Karen Nan Miu "Weighted Least Squares Methods for Load Estimation in Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, no. 4, November 2003.

[WAN-04] H. Wang and N.N. Schulz, "A revised branch current-based distribution state estimation algorithm and meter placement impact", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 19, N° 1, eb. 2004.

[WAT-07] Watson N.R. and al., "An Optimal PMU Placement Method Against Measurement Loss and Branch Outage", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, N°1, January 2007, pp. 101-107.

[WER-74] Paul J. Werbos, " Beyond Regression: New Tools for Prediction and Analysis in the Behavioral Sciences ", Thèse de doctorat, Harvard University, 1974.

[WU-90] F. F. Wu, "Power system state estimation: a survey," Int. J. Elec. Power and Energy, vol. 12, no. 2, pp. 80-87, Apr. 1990.

[YAN-09] SHU-XIA YANG, "Neural network forecast under the organic hybrid model of genetic algorithm and particle swarm algorithm", Proceedings of the 2008 International Conference on Wavelet Analysis and Pattern Recognition, Hong Kong, 30-31 Aug. 2008.

[ZHU-85] F. Zhuang et R Balasubramanian, "Bad data suppression in power system state estimation with a variable quadratic-constant criterion", IEEE Trans. PRS PAS-104 (1985), 857-863.

[ZHU-07] Zhu J. and Abur A. "Bad Data Identification When Using Phasor Measurements", Power Tech, 2007, IEEE Lausanne.

ANNEXES

ANNEXES

I Résultats pour le vecteur d'état $V-\theta$ avec différents algorithmes

Nb_max = Nombre maximal d'erreurs trouvées dans les limites $\pm 1\%$

Nb_min = Nombre minimal d'erreurs trouvées dans les limites $\pm 1\%$

Nb_moy = Nombre moyen d'erreurs trouvées dans les limites $\pm 1\%$

Tc = Temps de calcul pour 100 estimations

1.1. Résultats pour le réseau urbain

 CAS D'ETUDE: Capteurs PQV au poste source et PQV au nœud 14

Estimateur LAV	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du noeud14
<p style="text-align: center;">LAV</p>	<p style="text-align: center;">LAV</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 0.2721 min</p>	<p>Nb_max = 14 Nb_min = 11 Nb_moy = 12.9375 Tc = 0.4959 min</p>

Estimateur SHGM	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du noeud14
<p style="text-align: center;">SHGM</p>	<p style="text-align: center;">SHGM</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 0.01 min</p>	<p>Nb_max = 25 Nb_min = 24 Nb_moy = 24.875 Tc = 0.0098 min</p>

Estimateur QC	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du noeud14
<p>QC</p>	<p>QC</p>
<p>Nb_max = 46 Nb_min = 43 Nb_moy = 44.5625 Tc = 0.0150 min</p>	<p>Nb_max = 12 Nb_min = 4 Nb_moy = 7.5 Tc = 0.0096 min</p>

Estimateur SR	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du noeud14
<p>SR</p>	<p>SR</p>
<p>Nb_max = 89 Nb_min = 81 Nb_moy = 85.25 Tc = 0.0104 min</p>	<p>Nb_max = 25 Nb_min = 13 Nb_moy = 17,9375 Tc = 0.0110 min</p>

Estimateur WLS	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du noeud14
<p style="text-align: center;">WLS</p>	<p style="text-align: center;">WLS</p>
<p>Nb_max = 90 Nb_min = 87 Nb_moy = 88.5625 Tc = 0.0154 min</p>	<p>Nb_max = 24 Nb_min = 24 Nb_moy = 24 Tc = 0.0159 min</p>

Estimateur variante EDF R&D	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du noeud14
<p style="text-align: center;">Variante EDF R&D</p>	<p style="text-align: center;">Variante EDF R&D</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 0.1043 min</p>	<p>Nb_max = 51 Nb_min = 45 Nb_moy = 46.6875 Tc = 0.0513 min</p>

I.2. Résultats pour le réseau rural avec 2 GED

✚ CAS D'ETUDE 1 : Capteurs PQV au poste source et PQV aux GED 37 et 51

Estimateur LAV	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>LAV</p>	<p>LAV</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 2.4561 min</p>	<p>Nb_max = 99 Nb_min = 96 Nb_moy = 97.1454 Tc = 1.4564 min</p>

Estimateur SHGM	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>SHGM</p>	<p>SHGM</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 0.051 min</p>	<p>Nb_max = 86 Nb_min = 76 Nb_moy = 78.854 Tc = 0.0537 min</p>

Estimateur QC	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>QC</p>	<p>QC</p>
<p>Nb_max = 94 Nb_min = 46 Nb_moy = 75.854 Tc = 0.0621 min</p>	<p>Nb_max = 98 Nb_min = 13 Nb_moy = 62.6 Tc = 0.0683 min</p>

Estimateur SR	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>SR</p>	<p>SR</p>
<p>Nb_max = 66 Nb_min = 10 Nb_moy = 38.127 Tc = 0.0545 min</p>	<p>Nb_max = 27 Nb_min = 7 Nb_moy = 16.709 Tc = 0.0572 min</p>

Estimateur WLS	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p style="text-align: center;">WLS</p>	<p style="text-align: center;">WLS</p>
<p>Nb_max = 93 Nb_min = 89 Nb_moy = 90,963 Tc = 0.1053 min</p>	<p>Nb_max = 29 Nb_min = 27 Nb_moy = 27.672 Tc = 0.0979 min</p>

Estimateur variante EDF R&D	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p style="text-align: center;">Variante EDF R&D</p>	<p style="text-align: center;">Variante EDF R&D</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 93 Nb_moy = 99,418 Tc = 0.4005 min</p>	<p>Nb_max = 100 Nb_min = 78 Nb_moy = 94.672 Tc = 0.4021 min</p>

Estimateur LAV	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>LAV</p>	<p>LAV</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 1.4585 min</p>	<p>Nb_max = 100 Nb_min = 77 Nb_moy = 97.654 Tc = 1.3351 min</p>

Estimateur SHGM	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>SHGM</p>	<p>SHGM</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 100 Nb_moy = 100 Tc = 0.0566 min</p>	<p>Nb_max = 99 Nb_min = 95 Nb_moy = 98.181 Tc = 0.0641 min</p>

Estimateur QC	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>QC</p>	<p>QC</p>
<p>Nb_max = 95 Nb_min = 59 Nb_moy = 83,381 Tc = 0.0517 min</p>	<p>Nb_max = 88 Nb_min = 9 Nb_moy = 63.6 Tc = 0.0621 min</p>

Estimateur SR	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>SR</p>	<p>SR</p>
<p>Nb_max = 60 Nb_min = 45 Nb_moy = 50.818 Tc = 0.0586 min</p>	<p>Nb_max = 57 Nb_min = 12 Nb_moy = 33,945 Tc = 0.0649 min</p>

Estimateur WLS	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>WLS</p>	<p>WLS</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 99 Nb_moy = 99.218 Tc = 0.0986 min</p>	<p>Nb_max = 46 Nb_min = 42 Nb_moy = 43,436 Tc = 0.1012 min</p>

Estimateur variante EDF R&D	
Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V de la GED 51
<p>Variante EDF R&D</p>	<p>Variante EDF R&D</p>
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 98 Nb_moy = 99.909 Tc = 0.3685 min</p>	<p>Nb_max = 100 Nb_min = 85 Nb_moy = 98.654 Tc = 0.3810 min</p>

Ces scénarios ont été choisis afin de pouvoir comparer les différents algorithmes. Ainsi, nous avons pu remarquer que les M estimateurs testés (SHGM, SR, QC) sont les plus

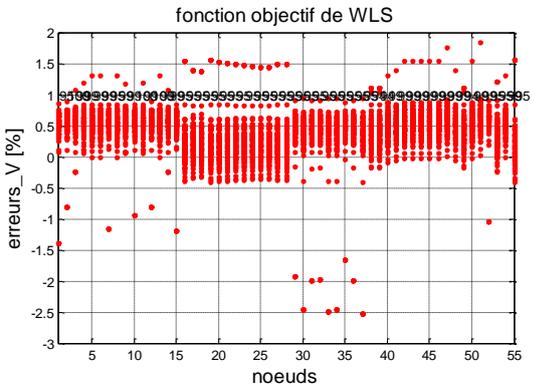
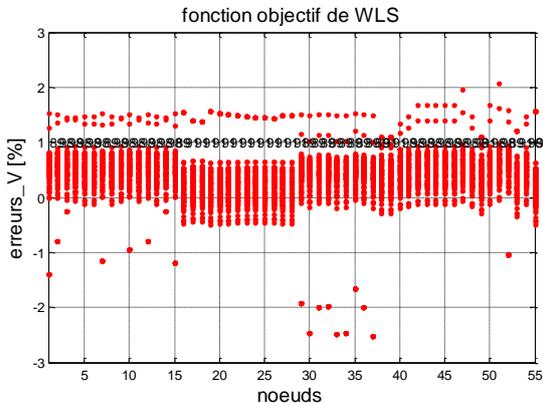
rapides en temps de calcul parce qu'ils sont censés converger en deux d'itérations (ils prennent moins en compte les mesures erronées ainsi, en utilisant plus de mesures précises, ils ont une convergence plus rapide). Mais aussi, ils peuvent diverger à cause du fait qu'ils rejettent trop des mesures erronées. La méthode des moindres carrés pondérés converge en quelques itérations (environ 4 itérations), mais le temps de calcul était suffisamment rapide pour une simulation en temps réel. L'estimateur proposé par EDF R&D est un M estimateur (l'estimateur SHGM) avec une sous-relaxation du pas de calcul Δx (équation 2.50), qui ainsi, a un temps de calcul plus long que le SHGM. La méthode de LAV converge avec un nombre important d'itérations, donc un temps de calcul plus important que l'algorithme proposé par EDF R&D. Nous n'obtenons pas une bonne estimation des angles de tension pour toutes les méthodes utilisées.

Nous obtenons une bonne estimation des amplitudes de tension en l'absence d'erreurs sur les capteurs de V pour les algorithmes proposés, sauf pour les M estimateurs SR et QC qui rejettent beaucoup de mesures à cause de résidus importants (les pseudo-mesures utilisées pour les autres nœuds de charge ont des résidus importants). Ainsi, ces estimateurs ont des problèmes de convergence (ils n'ont pas convergé pour tous les 100 tirages sur les gaussiennes de mesure et pseudo-mesures). En présence d'une mesure erronée de tension (20% d'erreur pour nos tests), nous retrouvons une mauvaise estimation de l'ensemble des amplitudes de tension, un capteurs V erroné a un impact sur tout le plan de tension. Ainsi, l'algorithme WLS n'est pas censé donner de bonnes estimations en présence d'erreurs, ce qui est le rôle des M estimateurs. Parmi les M estimateurs, celui qui a donné la performance la meilleure était la variante proposée par EDF R&D pour les tests effectués.

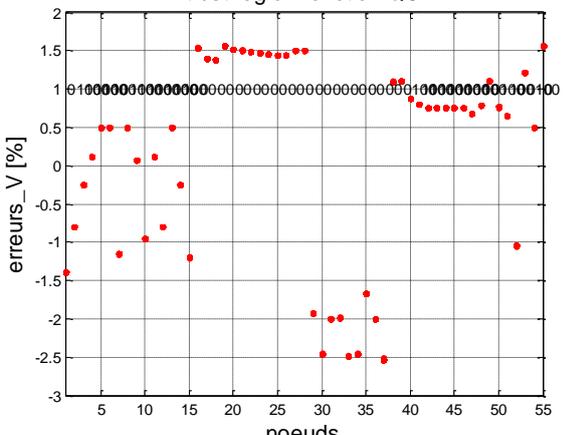
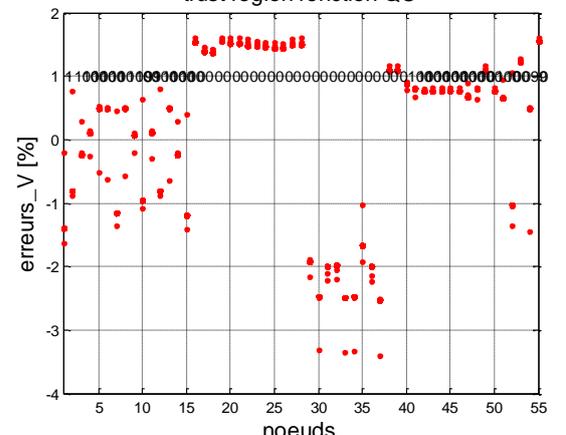
II Résultats pour le vecteur d'état $V-\theta$ avec l'algorithme de région de confiance et différentes fonctions objectif

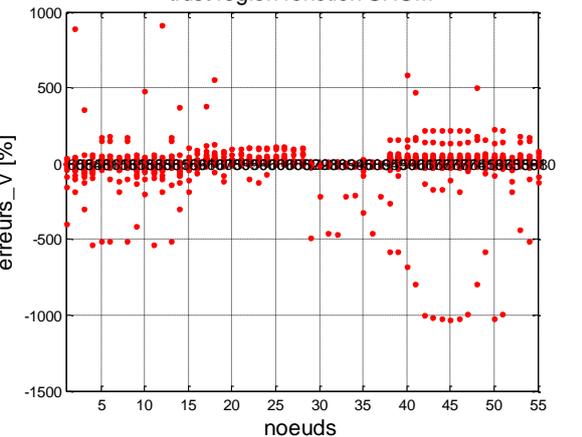
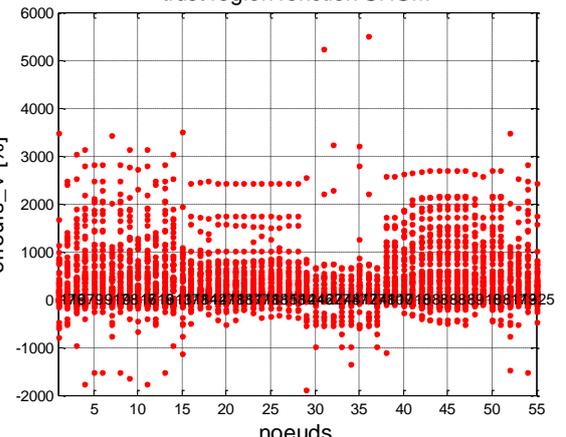
Résultats pour le réseau rural avec 2 GED

✚ CAS D'ETUDE 1 : Capteurs PQV au poste source et PQV aux GED 37 et 51

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 51
	
<p>Nb_max = 100</p> <p>Nb_min = 94</p> <p>Nb_moy = 96.7454</p>	<p>Nb_max = 98</p> <p>Nb_min = 89</p> <p>Nb_moy = 93,581</p>
<p>Fonction objectif de WLS avec l'algorithme de région de confiance</p>	

Avec la fonction QC l'algorithme ne converge pas :

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 51
	
<p>Nb_max = 100 Nb_min = 0 Nb_moy = 43,63</p>	<p>Nb_max = 100 Nb_min = 0 Nb_moy = 43,63</p>
<p>Fonction objectif de QC avec l'algorithme de région de confiance</p>	

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 51
	
<p>Nb_max = 95 Nb_min = 52 Nb_moy = 64,98</p>	<p>Nb_max = 48 Nb_min = 7 Nb_moy = 16,36</p>
<p>Fonction objectif de SHGM avec l'algorithme de région de confiance</p>	

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 51
Nb_max = 57 Nb_min = 3 Nb_moy = 22,07	Nb_max = 57 Nb_min = 6 Nb_moy = 21,98
Fonction objectif de SR avec l'algorithme de région de confiance	

Résultats pour le réseau urbain

CAS D'ETUDE: Capteurs PQV au poste source et PQV au nœud 14

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 14
Nb_max = 9 Nb_min = 7 Nb_moy = 8,87	Nb_max = 3 Nb_min = 2 Nb_moy = 2,31
Fonction objectif de WLS avec l'algorithme de région de confiance	

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 14
<p>fonction objectif de SHGM</p>	<p>fonction objectif de SHGM</p>
<p>Nb_max = 58 Nb_min = 51 Nb_moy = 52,06</p>	<p>Nb_max = 19 Nb_min = 13 Nb_moy = 16,81</p>
<p>Fonction objectif de SHGM avec l'algorithme de région de confiance</p>	

Sans erreurs	Avec erreur de 20% pour le capteur V du nœud 14
<p>fonction objectif de SR</p>	<p>fonction objectif de SR</p>
<p>Nb_max = 5 Nb_min = 3 Nb_moy = 4</p>	<p>Nb_max = 5 Nb_min = 1 Nb_moy = 2,56</p>
<p>Fonction objectif de SR avec l'algorithme de région de confiance</p>	

III Emplacement obtenu avec les plans d'expériences pour Configuration 0

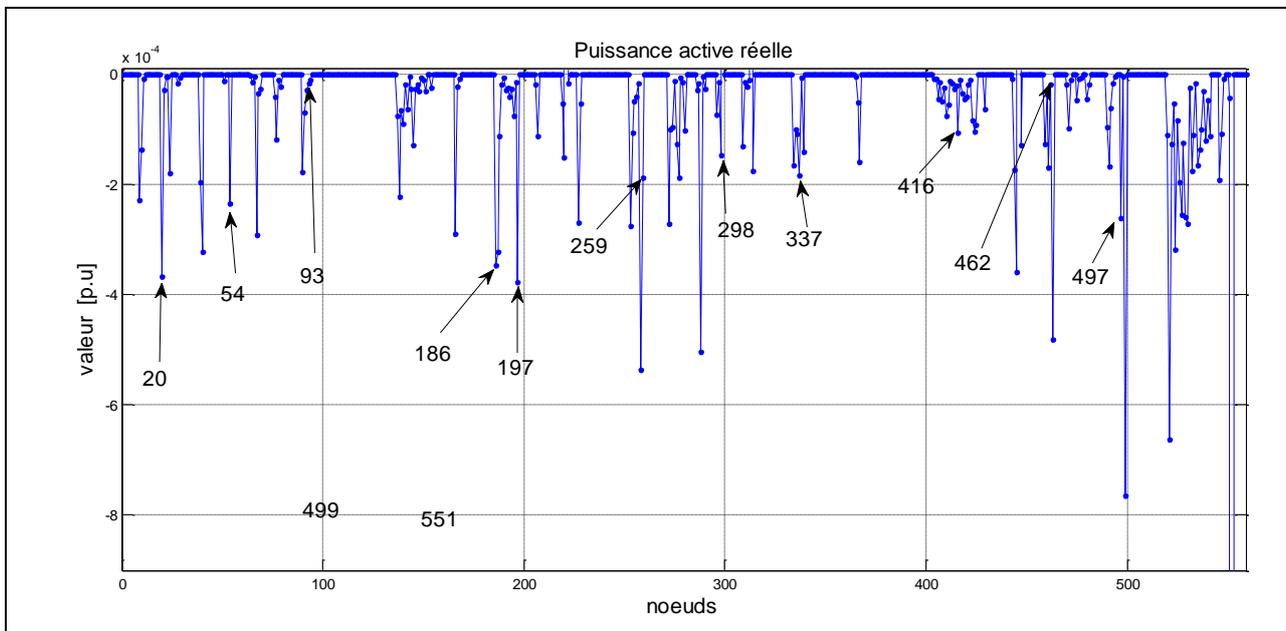
- ✚ Point de fonctionnement faible charge (10 août à 4h) choisi pour l'emplacement optimal :

Nous mentionnons que dans le chapitre IV nous avons donné ces nœuds avec leurs indices PRAO (logiciel de planification EDF), ici nous les donnons de manière à pouvoir les identifier dans la figure suivante, donc ordre de 1 à 559

Les premiers 13 nœuds obtenus sont :

20, 54, 93, 186, 197, 259, 298, 337, 416, 462, 497, 499, 551

Nous pouvons observer que cet emplacement ne correspond pas à un emplacement décroissant des valeurs des charges (des comparaisons peuvent être envisagées avec un emplacement en fonction de P_{max} , mais il semble que pour les cas faible charge ne soit pas adapté)

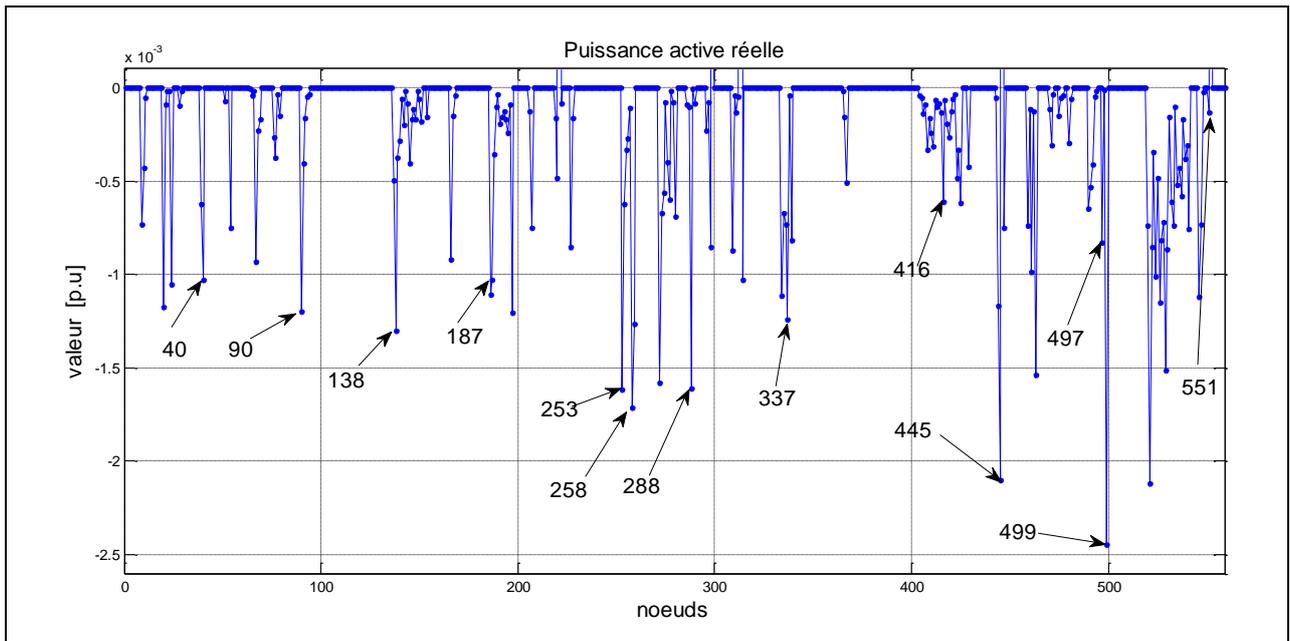


Emplacement capteurs avec les plans d'expériences pour Configurations 0 - 10 août à 4h – les premiers 13 nœuds les plus importants

- ✚ Point de fonctionnement forte charge (18 août à 4h) choisi pour l'emplacement optimal :

Les premiers 13 nœuds obtenus sont (donnés de la même manière pour pouvoir être identifiés) :

40, 90, 138, 187, 253, 258, 288, 337, 416, 445, 497, 499, 551

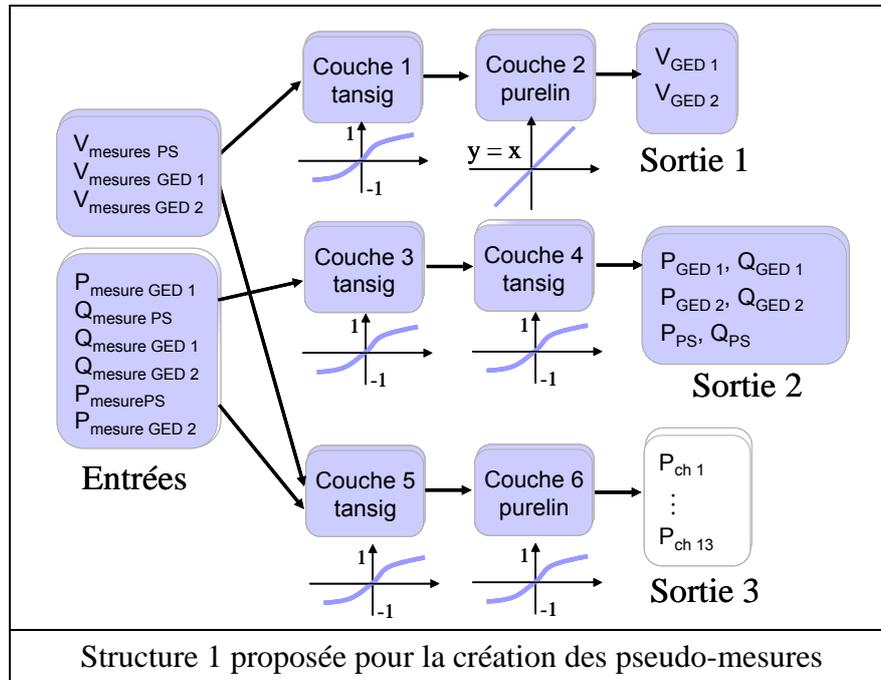


Emplacement capteurs avec les plans d'expériences pour Configurations 0 - 18 janvier à 19h – les premiers 13 nœuds les plus importants

IV Réseaux de neurones pour la création des pseudo-mesures et pré-filtrage des mesures réelles

Les structures proposées pour la création des pseudo-mesures :

1. Structure 1 proposée :

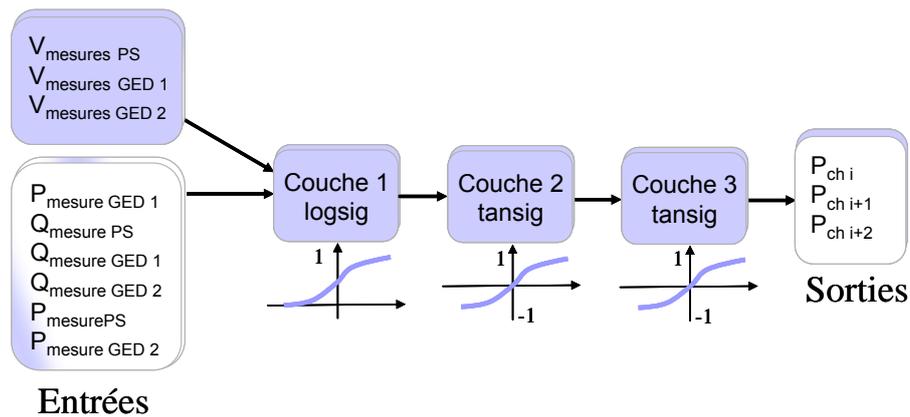


Cette structure a été testée avec des entraînements pour des variations de charge aléatoires de 0.2Pmax à Pmax. Les erreurs obtenues ont été très importantes. De ce fait, nous avons fait des tests pour des variations plus petites et avec moins de sorties. Nous présentons dans le tableau suivant les erreurs [%] obtenus pour nos sorties avec un entraînement fait pour une variation de charge aléatoire entre 0.2Pmax et Pmax :

Layer 1	Layer 2	Layer 3	Layer 4	Layer 5	Layer 6
13	4	10	7	13	8
Err_Pseudo		Err_V		Err_P	
102.400308		8.33421683		-1.1580217	
118.657565		0.65741043		1.55437345	
276.780379				-2.15554182	
638.561746				-1.1580217	
568.57599				1.55437345	
119.884141				-2.13237286	
187.29577					
353.368027					
102.978194					
100.89391					
102.113042					
101.040381					
873.12662					

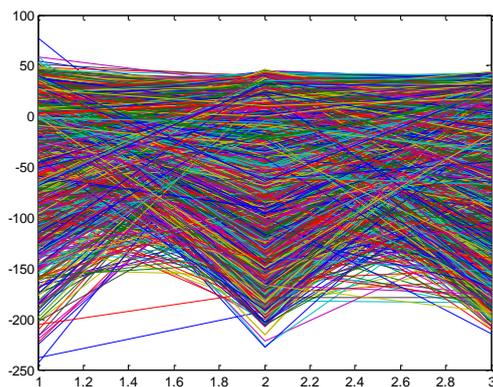
Erreurs obtenues avec la première structure proposée pour la création des pseudo-mesures

2. Structure 2 proposée :

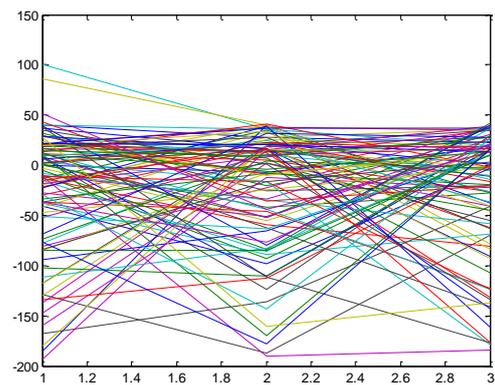


Structure 2 proposée pour création des pseudo-mesures.

Pour la même structure proposée dans la Figure 5.6 (Chapitre 5) avec un entraînement sur une variation de charge aléatoire $0.2P_{\text{max}}-P_{\text{max}}$ nous avons obtenu des erreurs importantes, ceci nous a arrivé à proposer des entraînements pour des variations plus petites. Le nombre de neurones utilisé pour cette structure a été : 29 neurones pour la couche 1, 31 neurones pour la couche 2 et 3 neurones pour la couche 3.



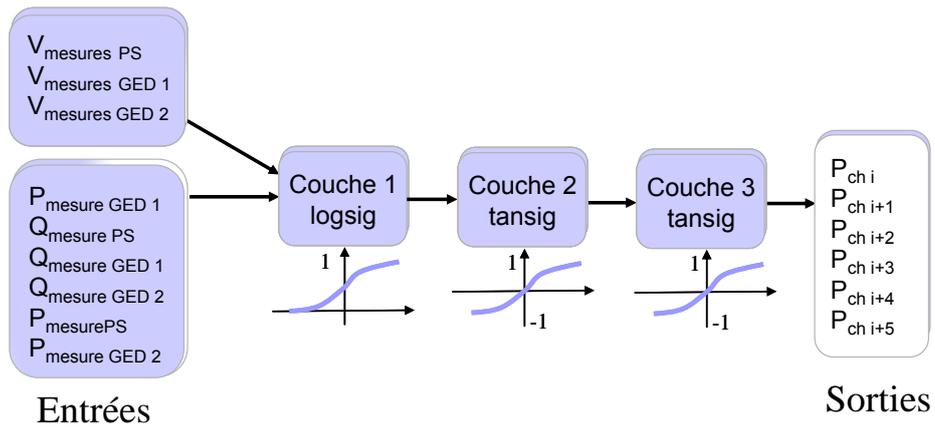
Les erreurs obtenues pour l'entraînement des réseaux de neurones



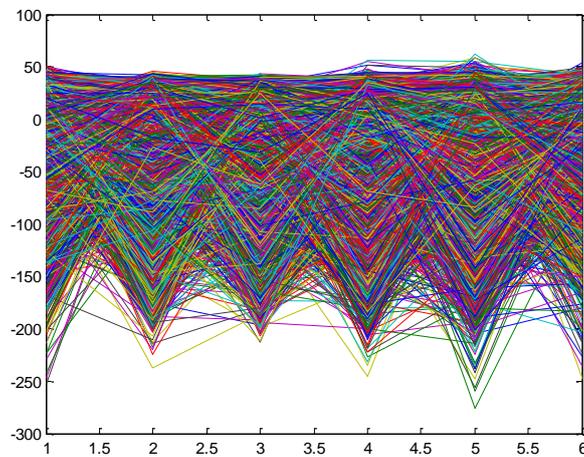
Les erreurs obtenues pour la simulation des réseaux de neurones

3. Structure 3 proposée :

Aussi, nous avons fait des tests pour une variation de charge $0.2P_{\text{max}}-P_{\text{max}}$ avec 6 charges en sortie. Les erreurs obtenues sont importantes et sont montrées ci-dessus. Le nombre de neurones utilisé a été 20 neurones pour la couche 1, 30 neurones pour la couche 2 et 13 neurones pour la couche 3.



Structure 3 proposée pour création des pseudo-mesures.

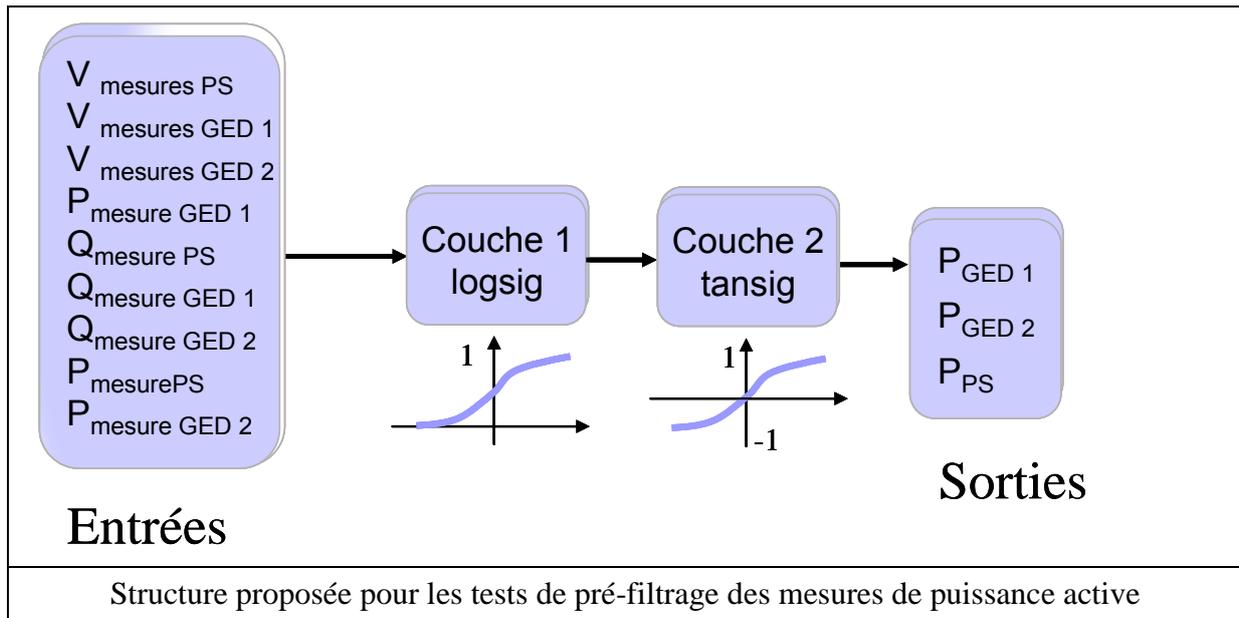


Les erreurs obtenues pour l'entraînement des réseaux de neurones avec la structure 3

✚ Les tests faits pour le pré-filtrage des mesures :

1. La structure suivante a été testée pour le pré-filtrage des mesures d'amplitude de tension et puissance active

Pour cette structure, nous avons des fortes influences sur les autres sorties considérées sans erreur de mesure.

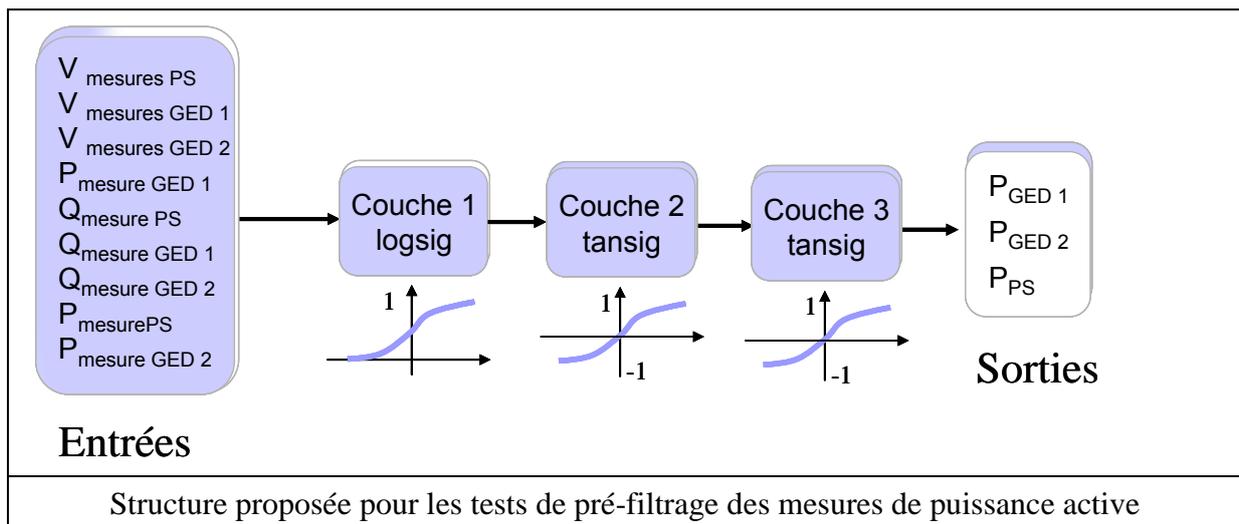


Les erreurs [%] obtenus pour une simulation avec un capteur P_{ged1} de 10% :

1.53868904	Pour P_{ged1}
4.51914928	Pour P_{ged2}
15.5384331	Pour PPS

3. La structure suivante a été testée pour le pré-filtrage de puissance active

Nous avons obtenu aussi de fortes influences sur les autres deux sorties considérées sans erreurs (P_{ged2} et P_{PS}). C'est à partir de cette structure que nous avons proposé celle qui a donné les meilleurs résultats.



Les erreurs [%] obtenues pour l'entraînement de cette structure sont montrées dans le tableau suivant :

Layer 1	Layer2	Layer3
15	13	13

Err_P
-1.8657412
-5.05101855
-4.11324146

Erreurs obtenues pour l'entraînement de la structure proposée pour le pré-filtrage des mesures puissance active

V Gaussiennes des pertes pour différents capteurs pour le réseau rural avec un seul départ et deux GED [AGU-10]

Nous pouvons estimer l'apport de l'inclusion d'un capteur sur le résultat de l'algorithme de l'estimation d'état et par là même, en déduire la meilleure localisation d'un nombre de capteurs donné.

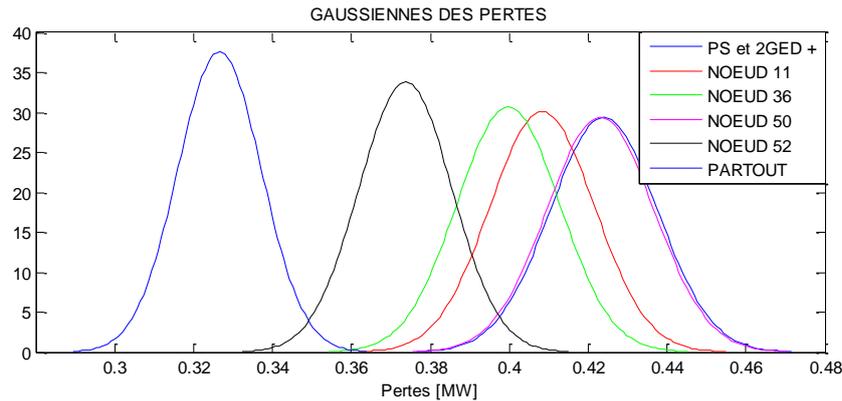


Figure a. Gaussiennes des pertes pour différents capteurs

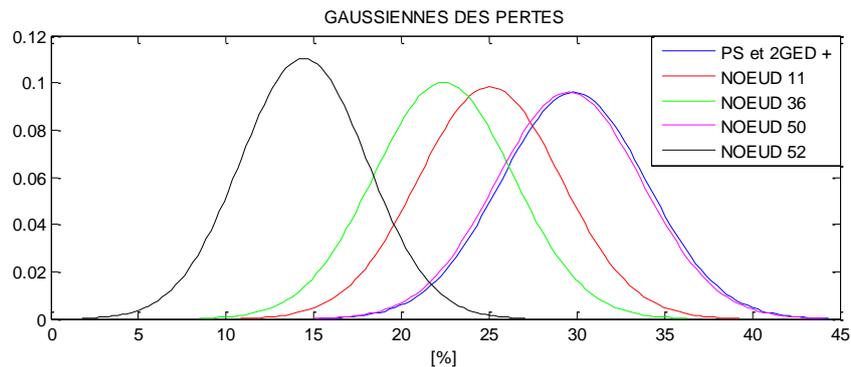


Figure b. Pourcentage de plus par rapport au cas idéal

Dans ce cas avec des capteurs d'une précision de 1% au poste source et sur les deux GED (cas initial, mais non idéal), nous ajouterons un seul capteur, chaque fois dans un nœud différent, pour trouver le nœud qui apporte le plus à notre fonction objectif de diminution des pertes (notion de sensibilité).

Nous pouvons observer que d'abord, le cas initial donne une gaussienne centrée sur 0.43 MW environ (Figure a), soit 30% de plus que les pertes du cas idéal (Figure b). Si nous ajoutons un capteur au nœud 50 par exemple, l'amélioration est très faible (la courbe du capteur 50 est quasi confondue avec la courbe du cas initial), mais si par contre nous ajoutons un capteur au nœud 52, nous réduisons les pertes à 15% du cas idéal.